



Université
de Toulouse

THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse)

Discipline ou spécialité :

Génie des Procédés et de l'Environnement

Présentée et soutenue par :

Mme ANNE-SOPHIE HERBERT

le mardi 6 février 2018

Titre :

Analyse de mix électriques pour la détermination d'inventaires électricité
pour ACV conséquentielle

Ecole doctorale :

Mécanique, Energétique, Génie civil, Procédés (MEGeP)

Unité de recherche :

Laboratoire de Génie Chimique (L.G.C.)

Directeur(s) de Thèse :

MME CATHERINE AZZARO PANTEL

M. DENIS LE BOULCH

Rapporteurs :

Mme LINGAI LUO, CNRS

Mme VALÉRIE LAFOREST, ECOLE NLE SUP DES MINES SAINT ETIENNE

Membre(s) du jury :

M. STEPHAN ASTIER, INP TOULOUSE, Président

M. DENIS LE BOULCH, EDF R&D MORET SUR LOING, Membre

Mme CATHERINE AZZARO PANTEL, INP TOULOUSE, Membre

M. PHILIPPE OSSET, SOLINNEN, Membre

Résumé

La lutte contre le changement climatique implique de modifier les modes de production et de consommation actuels pour réduire de façon drastique les émissions de gaz à effet de serre dont la grande majorité est liée à la combustion d'énergies fossiles. Face à ces enjeux, de nombreux pays se sont engagés dans une transition énergétique pour faire évoluer leur système énergétique, notamment électrique de façon à répondre en partie aux exigences d'une économie bas carbone. Pour guider les acteurs dans leurs choix stratégiques, des outils d'aide à la décision s'avèrent efficaces pour identifier les leviers potentiels de réduction des impacts environnementaux, notamment par la méthode d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) qui évalue les impacts d'un produit sur tout son cycle de vie. L'un de ses développements, l'ACV conséquentielle, vise à analyser les impacts d'un changement, et prend donc en compte ses effets directs et indirects sur l'environnement. Cette méthode reste encore peu utilisée par les praticiens en raison du manque d'inventaires génériques pour ACV conséquentielle. Ce constat est d'autant plus marquant pour l'électricité, largement utilisée dans la technosphère, dont la production évolue significativement pour s'engager dans la transition énergétique. Les travaux présentés ici visent à proposer une méthode d'élaboration d'inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle, qui intègrent les spécificités techniques du produit électricité, à travers le bouquet énergétique ou mix qui combine les différents moyens de production, variables selon le pays considéré. Afin de parvenir à simplifier les mix de production d'électricité, une typologie est établie à partir de l'étude des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES), des mix et de leur décomposition en moyens de production. Elle identifie 4 groupes de pays, classés par émissions GES croissantes, i.e., 0-37 gCO₂éq/kWh, 37-300 gCO₂éq/kWh, 300-600 gCO₂éq/kWh et >600 gCO₂éq/kWh, et qui possèdent des caractéristiques de composition spécifiques. Afin de se positionner dans une perspective conséquentielle, l'évolution de douze mix électriques de 1960 à 2010 est analysée. L'analyse historique des phénomènes de transition, c'est-à-dire le passage d'un groupe à un autre de la typologie, est ensuite proposée. Un modèle basé sur une optimisation mono-objectif impliquant, dans un premier temps, un critère de minimisation des émissions GES, et puis dans un second temps, un critère de maximisation de la production d'origine renouvelable est développé. Les résultats sont discutés sur la base des données historiques. La méthode développée reste cependant suffisamment générique pour s'appliquer à des évolutions futures de mix. Enfin, une méthode d'élaboration des inventaires génériques est proposée. Prenant en compte les différentes situations auxquelles le praticien pourrait être confronté lors de la réalisation d'une ACV conséquentielle d'un produit, elle rend possible l'élaboration des inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle. L'établissement de données génériques quantifiées nécessiterait l'intégration d'un critère qualitatif d'inertie au changement et la validation de plusieurs cas d'étude à travers une étude statistique pour consolider les résultats.

Abstract

Climate change mitigation involves changes in production and consumption ways to boost a radical decrease in Greenhouse Gases (GHG) emissions, which come mostly from fossil fuels combustion. To meet these challenges, a lot of countries initiated an energy transition to switch to new energy system, especially concerning electricity production, in such a way that they partly fulfil low carbon economy requirements. To provide decision-makers guidance in their strategic choices, decision-aid tools are useful to identify and reduce environmental impacts burdens. In particular, Life Cycle Assessment (LCA) which assesses environmental impacts throughout a product's life cycle is now a recognized and standard approach. Consequential LCA (cLCA), one of its most recent developments, assesses changes consequences considering either direct or indirect effects on environment. Currently, due to the lack of generic consequential Life Cycle Inventories (LCI), cLCA is scarcely used by practitioners. This situation is emphasized for electricity, due to its large involvement in technosphere and its shifts to production modes in the context of energy transition. This work aims at the development of a design methodology for generic inventories for consequential LCA, taking in account electricity technical specificities. Electricity is defined here as a different production means combination (a “mix”) which varies from country to country. To simplify electricity production mix, a typology is set using a GHG emissions study and electricity mix separation in production means. The typology identifies four groups, ranked by increasing GHG emissions, i.e, 0-37 gCO₂eq/kWh, 37-300 gCO₂eq/kWh, 300-600 gCO₂eq/kWh and >600 gCO₂eq/kWh, and specific compositions. Considering a consequential perspective, an evolution analysis of twelve selected countries from 1960 to 2010 is then conducted. Thus, an analysis of past transitions, i.e., shifting from a group to another, is given. A mono-objective optimisation model is developed, involving, first, the minimisation of GHG emissions, and secondly, the maximisation of renewable sources contribution. Significant results are then discussed based on historical data. The model is yet generic enough and can be applied to future mixes. Finally, a generic inventory development method for consequential LCA is proposed. Taking into account the different situations that practitioners may potentially meet when performing a consequential LCA of a product, the method makes generic inventory development for consequential LCA possible. The establishment of generic data would yet require the addition of a qualitative inertia-to-change criteria and the validation of various cases using a statistical analysis to strengthen the obtained results.

It is change, continuing change, inevitable change that is the dominant factor in society today. No sensible decision can be made any longer without taking into account not only the world as it is, but the world as it will be. This, in turn, means that our statesmen, our businessmen, our everyman must take on a science fictional way of thinking.

Isaac Asimov, "My Own View" in *The Encyclopedia of Science Fiction*, 1978

*You can't always get what you want,
But if you try sometimes you just might find,
You get what you need.*

The Rolling Stones, *Let it Bleed*, 1969

Remerciements

« Je pars pour une aventure ». Cette phrase commence l'épopée d'un de mes personnages de fiction préféré. Et c'est exactement ce que je me suis dit lorsque j'ai pris la décision de sauter le pas et réaliser les travaux qui sont présentés ici. Comme toute bonne aventure qui se respecte, elle a fait connaître à son personnage principal des péripéties palpitantes dans des « contrées » scientifiques et humaines que qu'il ne soupçonnait pas explorer un jour. Il me revient donc maintenant de remercier les nombreux protagonistes qui y ont pris part.

Merci à EDF R&D, sa direction scientifique et l'ANRT qui ont financé mes travaux. Merci aussi à la direction du Laboratoire de Génie Chimique de Toulouse de m'avoir accueilli et donné la possibilité de conduire ma thèse.

Je tiens à remercier Catherine Azzaro-Pantel, ma directrice de thèse, pour ses conseils, sa disponibilité, son enthousiasme que j'ai toujours ressenti même à distance et pour m'avoir fait sortir de ma zone de confort, notamment concernant la modélisation. Je remercie aussi Denis Le Boulch, co-directeur de thèse chez EDF, pour nos nombreuses discussions, son expertise, ses réponses à toutes mes questions et ses apports pour le côté « industriel » de la thèse.

Je souhaite vivement remercier les membres de mon jury de l'attention qu'ils ont portée à mes travaux et leurs retours lors de la soutenance : Lingai Luo et Valérie Laforest d'avoir accepté de rapporter la thèse, Stephan Astier d'avoir présidé ma soutenance et Philippe Osset d'avoir examiné ma thèse.

Je remercie mes managers EDF, chefs de départements, Sandrine Leclercq et Yves Delaby, chefs de département délégués, Sylvain Salfati, Vincent Morisset, Yves Schlumberger et chefs de groupe, Yann Le Tinier, Maya Milliez, Grégory Savidand de leur regard bienveillant sur mes travaux et de m'avoir permis de réaliser la thèse dans de très bonnes conditions.

Je souhaite aussi avoir une pensée pour tous ceux que j'ai pu croiser à EDF qui m'ont donné une réelle expérience professionnelle d'entreprise : merci pour votre bonne humeur, les innombrables discussions sur des thématiques variées et cette ambiance que je n'ai retrouvée nulle part ailleurs.

Je n'oublie pas toutes les personnes du LGC, que je retrouvais toujours avec bonheur (trop peu souvent) pour partager sur nos thèses respectives, et de nos bons moments, notamment culinaires. Bon courage à tous ceux qui sont encore dans le jus de la thèse et encore félicitations à ceux qui ont eu avant moi le précieux sésame. Je ne doute pas de vos succès à tous qu'ils soient actuels et à venir !

Je ne pouvais pas écrire ces remerciements sans une grande pensée pour mes amis « bulles d'oxygène » de Montpellier, Toulouse, Paris, et de la grande famille Japan Sun. Dédicace spéciale à mes soutiens au jour le jour, Ségolène, Lucille et Quentin qui ont su me faire rire en toutes circonstances, ainsi que partager avec moi les petites « victoires » et les anecdotes quotidiennes.

Je tiens à remercier aussi ma famille pour son soutien et ses encouragements, avec une pensée spéciale pour mes parents. Maman, merci pour ta présence et ton soutien moral au jour le jour, tous nos moments ensemble à discuter autant de philosophie que de cuisine, et de me donner l'occasion d'être ton associée de la SFR. Papa, comme tu le sais, le jour où je t'arriverai à la cheville, je serai fière de moi. Merci pour tous tes conseils, tes clés de lecture du monde professionnel, tes mots toujours justes qui ont su me relever et toutes ces guitares qu'on est allé (et qu'on ira) chercher en croisant des chiens verts et des légendes du rock.

Un énorme merci à mon compagnon, Philippe, qui tous les jours, a été là pour vivre mes bonheurs et mes difficultés. Ton soutien, ton humour et les moments passés tous les deux étaient, et sont toujours, des havres de paix dans la tempête. Maintenant, je vais avoir le temps d'apprendre à regarder derrière en avançant tout droit.

Je souhaitais terminer ces remerciements en dédiant cette thèse à une personne particulière pour moi, Toinette Pallot-Montal. A chaque grain de sable comme à chaque événement, je mets en application ce qu'elle m'a appris. Par cela, dans un sens, elle reste immortelle.

Glossaire

Termes techniques

ACP	Analyse en Composantes Principales
ACV	Analyse du Cycle de Vie
GES	Gaz à Effet de Serre
GHG	GreenHouse Gases (Gaz à effet de Serre)
Gr	Groupe (dans la typologie)
ILCD Handbook	International Reference Life Cycle Data System Handbook
LTECV	Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte
PV	Production photovoltaïque
TR	Zone de transition (dans la typologie)
UF	Unité fonctionnelle

Institutions

ANCRE	Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie
GIEC	Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
IEA	International Energy Agency (Agence Internationale de l'Energie)
JRC	Joint Research Center (Union Européenne)
RTE	Réseau de Transport d'Electricité

Table des matières

Chapitre 1 : Introduction, état de l'art et question de recherche	1
1.1. Introduction	1
1.2. Changement climatique et transition énergétique	3
1.2.1. Historique du changement climatique et accords internationaux	3
1.2.2. Mesurer le changement climatique : les émissions GES	3
1.2.3. La transition énergétique	4
1.2.4. Conclusion : la transition énergétique, élément d'influence des décisions	8
1.3. Analyse du Cycle de Vie conséquentielle	8
1.3.1. Méthodologies d'évaluation environnementale et Analyse du Cycle de Vie	8
1.3.2. Caractéristiques de l'ACV conséquentielle	11
1.4. Construction actuelle des données d'inventaire en ACV conséquentielle	14
1.4.1. Définition des données marginales	14
1.4.2. Méthodologies de construction des données	15
1.4.3. Synthèse	18
1.5. Question de recherche et démarche proposée	18
1.5.1. Etat de l'art des données électricité en ACV conséquentielle	18
1.5.2. Manques identifiés et besoins des praticiens	21
1.5.3. Question de recherche	21
1.5.4. Démarche proposée	22
1.6. Bibliographie	23
Chapitre 2 : Mix de production électrique et émissions GES	27
2.1. Introduction	27
2.2. Etat de l'art : électricité et mix de production électrique	28
2.2.1. Définitions	28
2.2.2. Fonctionnement d'un système de production électrique	28
2.2.3. Effet de la transition énergétique sur les mix de production d'électricité	31
2.2.4. Conclusion : variabilité des mix de production électrique	31
2.3. Etude des liens statistiques entre émissions GES et éléments d'influence des mix	31
2.3.1. Choix des données et de la méthode d'étude	31
2.3.2. Résultats	35
2.3.3. Discussion	39
2.3.4. Conclusion : implication de l'économie et des ressources internes dans la transition énergétique	39
2.4. Emissions GES des moyens de production d'électricité dans la base de données ACV ecoinvent	40
2.4.1. Introduction	40
2.4.2. Matériels et méthodes	40
2.4.3. Résultats	43
2.4.4. Discussion	44
2.4.5. Conclusions	45
2.5. Conclusion	46

2.6. Bibliographie _____	47
Chapitre 3 : Développement d'une typologie des mix de production électrique _____	51
3.1. Introduction _____	51
3.2. Matériel et méthodes _____	52
3.2.1. Limites de l'étude _____	52
3.2.2. Structuration des données et calcul des émissions GES associées _____	53
3.2.3. Construction de la typologie _____	53
3.3. Résultats et discussion _____	57
3.3.1. Etablissement de la typologie et représentation cartographique _____	57
3.3.2. Premières pistes d'identification des transitions _____	63
3.3.3. Intérêt et apports du cadre de la typologie pour les inventaires électricité pour ACV conséquentielle _____	67
3.4. Conclusion _____	68
3.5. Bibliographie _____	68
Chapitre 4 : Analyse et modélisation de la transition par optimisation de la trajectoire des mix électriques _____	70
4.1. Introduction _____	70
4.2. Evolution au cours du temps de mix historiques _____	71
4.2.1. Matériel et méthodes _____	71
4.2.2. Résultats _____	73
4.2.3. Etude des transitions : cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark _____	76
4.2.4. Limite de la démarche et conclusions _____	77
4.3. Modélisation des mix en transition _____	77
4.3.1. Etude bibliographique _____	77
4.3.2. Formulation du problème d'optimisation _____	79
4.3.3. Cas d'étude du modèle : France, Allemagne et Danemark _____	86
4.3.4. Résultats _____	89
4.3.5. Discussion des résultats _____	94
4.4. Conclusion _____	98
4.5. Bibliographie _____	100
Chapitre 5 : Guide méthodologique pour la construction d'inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle _____	103
5.1. Introduction _____	103
5.2. Etat de l'art de l'application de l'ACV conséquentielle _____	104
5.2.1. Domaines traités _____	104
5.2.2. Extension des limites du champ de l'étude et objet de l'ACV _____	104
5.2.3. Choix de la méthode d'inventaire _____	105
5.3. Proposition d'une méthode d'inventaire générique électricité pour ACV conséquentielle _____	106
5.3.1. Schéma général de la démarche _____	106
5.3.2. Etape 1 - Disponibilité des données _____	107
5.3.3. Etape 2 - Positionnement des mix dans la typologie des mix électriques _____	107

5.3.4. Etape 3 - Identification de la transition _____	107
5.3.5. Etape 4 - Transition et ampleur du changement _____	108
5.3.6. Situations génériques _____	112
5.4. Axes d'amélioration de la méthode _____	112
5.4.1. Limites pratiques et hypothèses de construction _____	112
5.4.2. Intégration de l'inertie au changement _____	113
5.4.3. Automatisation de la démarche et des calculs _____	113
5.4.4. Intégration de la méthode dans l'ACV conséquentielle d'un produit _____	113
5.5. Conclusion _____	114
5.6. Bibliographie _____	114
Chapitre 6 : Conclusions et perspectives _____	117
6.1. Conclusions _____	117
6.1.1. Méthodologie de construction d'inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle _____	117
6.1.2. Evaluation de la transition énergétique _____	119
6.2. Perspectives _____	120
6.2.1. Proposition de données générique _____	120
6.2.2. Intégration d'un indicateur d'inertie au changement _____	121
6.2.3. Intégration des systèmes décentralisés dans les mix de production électrique _____	121
6.2.4. Application de la méthode à d'autres indicateurs d'impact issus de l'ACV et à d'autres inventaires _____	121
6.3. Bibliographie _____	122
Annexes _____	123
Annexe A _____	124
Annexe A.1 : Script et représentations graphiques des résultats de l'étude des liens statistiques entre émissions GES et éléments d'influence des mix _____	125
Annexe A.2 : Représentation graphique des données issues des calculs de potentiel de réchauffement global pour chaque type de production d'électricité pour chaque pays disponible dans la base de données ecoinvent. _____	132
Annexe A.3 : Communication des résultats concernant les paramètres structurant un mix électrique _____	136
Annexe B _____	137
Annexe B.1 : Pays sélectionnées pour établir la typologie et résultats associés _____	136
Annexe B.2 : Imports nets en TWh pour les pays sélectionnés pour établir la typologie de 2009 à 2012 – source EIA (eia.gov) _____	139
Annexe B.3 : Communication des résultats sur la typologie _____	142
Annexe C _____	159
Annexe C.1 : Résultats graphiques de l'étude de l'évolution des mix électriques par groupe de la typologie _____	160
Annexe C.2 : Analyse de sensibilité du modèle _____	164

Table des tableaux

Tableau 1.1 : Principaux GES pris en compte dans le protocole de Kyoto [32] et leur PRG dans le 5 ^{ème} rapport du GIEC [33].	4
Tableau 1.2 : Bases de données correspondant aux données recherchées : mix de production d'électricité d'une grande variété de pays.	6
Tableau 1.3 : Exemples de scénarios prospectifs concernant l'énergie et l'électricité.	7
Tableau 1.4 : Méthodes d'analyse environnementale, adapté de Angelakoglou et Gaidajis, 2015 [58].	9
Tableau 1.5 : Principales références bibliographiques d'état de l'art utilisées pour définir l'ACV conséquentielle.	12
Tableau 1.6 : Travaux décrivant les méthodes de détermination du marginal en ACV conséquentielle dans la littérature.	17
Tableau 1.7 : ACV conséquentielles traitant de l'électricité, dans la revue de la littérature de Mathiesen et al., 2009 [29] pour les 10 premières.	20
Tableau 2.1 : Différents types de marchés pour la gestion de l'équilibre offre / demande pour la production d'électricité.	30
Tableau 2.2 : Données choisies pour qualifier l'économie et les ressources internes des pays sélectionnés pour l'étude ACP.	32
Tableau 2.3 : Données ecoinvent des moyens de production d'électricité par type de ressource primaire.	41
Tableau 2.4 : Cas d'incertitude et de variabilité suivant la classification proposée par Huijbregts, 1998 [53].	42
Tableau 2.5 : Résultats de l'analyse des filières de production d'électricité dans ecoinvent et comparaison aux valeurs moyennes du GIEC.	44
Tableau 2.6 : Valeurs d'émissions GES au 50 ^{ème} centile pour chaque moyen de production exprimé par la ressource primaire utilisé, issues des travaux du GIEC.	46
Tableau 3.1 : Liste des 91 pays sélectionnés pour établir la typologie ayant produit plus de 10 TWh d'électricité en 2012.	52
Tableau 3.2 : Typologie environnementale des mix mondiaux.	59
Tableau 3.3 : Centiles des émissions GES en fonction des ressources primaires à partir du rapport du GIEC [2].	62
Tableau 4.1 : Pays sélectionnés pour l'étude de leur évolution au court du temps en historique.	72
Tableau 4.2 : Synthèse des résultats de l'étude de l'évolution des mix de production électrique des pays sélectionnés.	74
Tableau 4.3 : Abréviation des technologies, désignées par leur type de production primaire, prises en compte dans l'optimisation.	80
Tableau 4.4 : Liste des variables d'optimisation, variables, paramètres et données d'entrée du problème d'optimisation.	82
Tableau 4.5 : Valeurs de GHG _{h_k} en fonction des zones de transition.	85
Tableau 4.6 : Valeurs choisies pour R _{ij} , D _j et T _{1j} dans la modélisation des cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark.	88
Tableau 4.7 : Valeurs choisies pour T _{max_{ii}} et T _{dmax_{ii}} dans la modélisation des cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark.	89
Tableau 4.8 : Répartition en pourcentage de la production totale des moyens de production pour 2010 (année de sortie du modèle) dans les cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark	93
Tableau 4.9 : Valeurs de GHG _{h_k} en fonction des zones de transition, dans le modèle initial et dans l'analyse de sensibilité.	94
Tableau 4.10 : Résultat de l'analyse de sensibilité du modèle au changement de valeur objectif pour la réduction des émissions de GES en période 8.	95
Tableau 5.1 : Classification des tailles d'économies possibles de l'objet observé d'après Frischknecht et Stucki, 2010 [13].	105
Tableau 5.2 : Exemple d'application pour certains mix.	107

Tableau 5.3 : Inventaire électricité préconisé par la méthode pour les exemples sans transition constatée ou supposée par le praticien. _____	108
Tableau 5.4 : Estimation de l'ampleur du changement et choix de l'inventaire électricité adapté. _____	109
Tableau 5.5 : Exemples d'ACV conséquentielles et estimation de la significativité du changement engendré sur la production d'électricité totale suivant la grille proposée. _____	109
Tableau 5.6 : Inventaire électricité préconisé par la méthode suite à l'étape 4 pour les exemples de mix. _____	111
Tableau 5.7 : Description des différentes situations du praticien et type de donnée d'inventaire préconisé par la méthode _____	112

Table des figures

Figure 1.1 : Etapes de l'ACV et applications de cette méthodologie selon l'ISO 14040:2006 _____	10
Figure 1.2 : Limites du système en attributionnel et conséquentiel. Les rectangles gris représentent les limites respectives des deux approches. _____	13
Figure 2.1 : Description des différents éléments impliqués dans les différents types de mix électriques. _____	29
Figure 2.2 : Cercle des corrélations entre émissions GES et variables économiques suivant les axes de projection 1 et 2. _____	36
Figure 2.3 : Cercles des corrélations pour les axes 1/2, 1/3, 2/3 des paramètres ressources et GES. _____	38
Figure 2.4 : Démarche de comparaison de la variabilité entre données pour un même moyen de production et l'incertitude contenue dans une donnée spécifique (médiane). _____	42
Figure 3.1 : Méthode de construction des bornes théoriques définissant les limites de groupe dans la typologie. _____	54
Figure 3.2 : Emissions GES pour les pays sélectionnés, classées par ordre croissant. _____	56
Figure 3.3 : Composition des mix de production d'électricité pour les pays sélectionnés, classés par ordre croissant d'émissions GES. _____	56
Figure 3.4 : Typologie et production totale par pays en 2012. _____	61
Figure 3.5 : Emissions GES pour les pays sélectionnés, par ordre croissant d'émissions GES. _____	62
Figure 3.6 : Comparaison des imports et exports par groupe de la typologie. _____	65
Figure 4.1 : Résultats graphiques pour France, Allemagne et Danemark. _____	75
Figure 4.2 : Classement des types modèles utilisés en prospective énergétique, avec un exemple pour chaque cas, suivant la distinction simulation/optimisation et équilibre partiel/général (adapté de Nicolas, 2016 [17]). _____	78
Figure 4.3 : Définition du fonctionnement d'un mix de production électrique dans la modélisation. _____	81
Figure 4.4 : Résultats graphiques du modèle pour la France (gauche) et l'Allemagne (droite) de 1975 à 2010. Les histogrammes montrent la composition du mix pour les 8 périodes considérées par type de ressource primaire. Les courbes montrent l'évolution des émissions GES ramenées au TWh produit. _____	92
Figure 4.5 : Résultats graphiques du modèle pour le Danemark de 1975 à 2010. Les histogrammes montrent la composition du mix pour les 8 périodes considérées par type de ressource primaire. Les courbes montrent l'évolution des émissions GES ramenées au TWh produit. _____	93
Figure 4.6 : Résultats d'évolution des émissions GES des modèles pour les cas amenant à un optimum envisagés dans l'analyse de sensibilité. _____	96
Figure 5.1 : Arbre général de détermination d'inventaires pour les mix de production d'électricité en ACV conséquentielle _____	106
Figure 5.2 : Bilan des données d'entrée et de sortie du modèle de transition des mix électriques _____	110

Chapitre 1 : Introduction, état de l'art et question de recherche

1.1. Introduction

La lutte contre le changement climatique [1] implique de modifier les modes de production et de consommation actuels. Face à ces enjeux, de nombreux pays se sont engagés dans une transition énergétique pour faire évoluer leur système énergétique afin de répondre aux exigences d'une économie bas carbone. La signature des accords de Paris en 2015 engage cent-quarante-cinq Etats à déployer des politiques en faveur de l'environnement de manière à limiter le réchauffement global à 2°C par rapport aux niveaux de l'ère pré-industrielle [2] et donc à mettre en place des politiques de transition énergétique [3]-[6]. Elles nécessitent des changements profonds dans la manière de produire l'énergie, notamment à travers le développement des énergies renouvelables et une production de plus en plus décentralisée allant vers des réseaux intelligents ou « smart grids ». La transition a aussi une forte incidence sur la consommation d'énergie, avec la mise en place de mesures pour l'amélioration de l'efficacité énergétique, mais aussi avec le développement de nouveaux usages, notamment en termes de mobilité et de chauffage [7]. Ainsi, la transition énergétique implique une transition électrique, cette énergie étant mobilisée dans la plupart des activités de la technosphère [8]. L'électricité produite dans un pays ne provient pas d'un seul moyen de production, mais d'une combinaison de moyens, plus ou moins impactants sur l'environnement [1], appelée bouquet énergétique ou mix. Dans la suite de ce manuscrit, le terme de mix largement utilisé en pratique sera choisi. La composition d'un mix électrique varie selon les pays en fonction de nombreux paramètres [9]-[12] et évolue dans le temps en fonction des besoins et contraintes.

Ainsi, le respect de l'environnement est un axe stratégique des industries, et plus largement des organisations [13]. Pour guider les acteurs dans leurs choix stratégiques, des outils d'aide à la décision s'avèrent efficaces pour identifier les leviers potentiels de réduction des impacts environnementaux. Ces outils utilisant des modèles divers [14] ont été développés depuis les années 70 [15]. La méthode d'analyse environnementale la plus utilisée et reconnue est l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) qui évalue les impacts environnementaux d'un produit sur tout son cycle de vie [16]. Normée par l'ISO 14040-44 [17], [18] une ACV se réalise en quatre étapes itératives, i.e., définition des objectifs et du champ d'étude, inventaire, évaluation des impacts, interprétation. Plus précisément, dans la phase d'inventaire, un flux de référence recense l'intégralité des procédés et chaînes de causes à effets dans le cycle de vie. On y évalue donc tous les flux impliqués dans le cycle de vie du produit. L'inventaire constitue donc la collecte et l'adaptation des données par rapport au flux de référence. C'est notamment à cette étape que le praticien va allouer les coproduits. La phase d'inventaire est essentielle car il conditionne la bonne évaluation de tous les impacts dans les résultats finaux.

L'ACV peut se décliner en différentes approches afin de répondre à des questionnements différents de ceux issues de la norme. Ces approches sont encore discutées par les

praticiens et ne font donc pas partie de la norme, mais pourraient y être intégrées dans le futur. L'ACV décrite dans la norme est désignée comme ACV attributionnelle. Dans ce contexte, l'ACV dite conséquentielle a été développée, dans le but d'analyser les impacts environnementaux d'un changement [19], [20]. Elle est liée à des évaluations prospectives qui étudient les futurs possibles suite à des changements, comme la transition énergétique, les changements d'usages ou les changements de consommation [7], [21].

Méthodologiquement, l'ACV conséquentielle nécessite un apport supplémentaire de données lors de l'inventaire, afin de prendre en compte les effets directs et indirects du changement sur l'environnement [22]. Ces inventaires sont désignés comme des inventaires du cycle de vie conséquentiel (consequential Life Cycle Inventory, cLCI). Une de leurs particularités est que l'allocation n'y est pas autorisée : les coproduits sont considérés en étendant les limites du système, ce qui nécessite un nombre plus important de données [23]. Les données modélisant ces nouveaux flux, donc les effets indirects du changement, sont à l'heure actuelle généralement déterminées par des méthodes qui utilisent des raisonnements issus de l'économie, tels que l'équilibre général ou partiel [24]-[26].

L'ACV conséquentielle reste encore peu utilisée actuellement à cause de ces données supplémentaires à construire dans chaque ACV conséquentielle par les praticiens. Elle est considérée comme moins robuste [20] et plus difficile à mettre en œuvre que l'ACV classique. L'incertitude provient notamment de l'intégration de scénarios issus d'études prospectives et des difficultés rencontrées par les praticiens pour trouver les données d'inventaire adaptées à leur cas spécifique [27]. Les praticiens sont, de plus, demandeurs de données génériques pour les inventaires en ACV conséquentielle [28]. Ces constats sont d'autant plus marquants pour le cas de l'électricité, car ce produit, largement utilisé dans la technosphère, est en constante évolution pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

De nombreux travaux visent à proposer des méthodes d'élaboration des inventaires électricité pour ACV conséquentielle. Ces méthodes permettent aux praticiens d'identifier les technologies dites marginales (spécifiques dans chaque ACV) qui constituent l'inventaire. Les technologies marginales sont constituées d'un ou plusieurs moyen(s) de production qui permettent de satisfaire une augmentation de demande. Le mix de production électrique global, donc moyen, est peu utilisé. Les méthodes actuelles amènent à des résultats très dépendants des choix des praticiens [29]. Les pratiques sont donc inhomogènes et affectent la robustesse des conclusions des ACV conséquentielles. Il y a donc un besoin de nouvelles méthodes d'élaboration d'inventaires électricité pour ACV conséquentielles qui soient plus génériques.

Les travaux présentés dans ce manuscrit s'inscrivent dans cette thématique et ont pour objectif de proposer une méthode d'élaboration d'inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle, qui intègrent les spécificités techniques du produit électricité, à travers son mix qui combine différents moyens de production, variables selon le pays considéré.

Les objectifs de ce premier chapitre sont de :

- situer le contexte des thématiques liées au changement climatique et à la transition énergétique,

- dresser un état de l'art relatif à l'ACV conséquentielle, l'élaboration de ses inventaires, et les difficultés rencontrées par les praticiens,
- définir la question de recherche et développer la démarche proposée.

1.2. Changement climatique et transition énergétique

1.2.1. Historique du changement climatique et accords internationaux

Le changement climatique est à l'heure actuelle admis et reconnu, notamment grâce aux travaux du Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC), IPCC en anglais [1]. Fondé en 1988 [30] par le Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) et l'Organisation météorologique mondiale (OMM), ce groupe a pour objectif d'établir un état de l'art des connaissances sur le changement climatique.

Le climat varie naturellement au cours du temps (causes astronomiques ou géologiques). Cependant les activités humaines depuis la révolution industrielle ont eu pour effet de générer un changement climatique avec une ampleur et une vitesse jamais observées [30]. Ce phénomène résulte principalement des rejets de gaz à effet de serre (GES) dont la concentration dans l'atmosphère dépasse les seuils observés historiquement [1]. Le rapport du GIEC de 2014 [1] identifie les conséquences de ce changement : augmentation de la température terrestre entre 0,5 et 1,3°C pour la période 1951-2010, élévation du niveau des océans, modification des écosystèmes, et accroissement des événements climatiques extrêmes. Ainsi, si le changement climatique n'est pas limité, des modifications irréversibles des systèmes naturels et humains autant à l'échelle globale que locale, seront observées à horizon 2100.

Des actions de limitation du changement climatique ont été menées. Lors du protocole de Kyoto en 1997, trente-huit pays industrialisés se sont engagés à réduire de 5,2 % par rapport à leur niveau de 1990 leurs émissions GES sur la période 2008-2012 [31]. Lors des derniers accords mondiaux de Paris en 2015 [2], les participants se sont engagés à limiter l'augmentation de la température terrestre à 2°C et si possible 1,5°C à travers des politiques internes à chaque pays par rapport à la température de l'ère préindustrielle (période de référence 1861-1880).

1.2.2. Mesurer le changement climatique : les émissions GES

Le changement climatique a pu être lié au phénomène d'effet de serre à partir de 1896 grâce à la démonstration par Arrhenius du lien entre concentration de CO₂ et température. De plus, les travaux de Callendar en 1938 corrélaient l'accroissement du taux de CO₂ atmosphérique entre 1890 et 1930 et la hausse des températures [30]. Ainsi, la plupart des engagements internationaux concernant le climat utilisent les émissions GES pour définir leurs objectifs [2], [31].

L'effet de serre est le mécanisme naturel de réchauffement de la planète, dû à des gaz atmosphériques. Or, la quantité de ces gaz est fortement augmentée par les activités humaines. Des exemples de principaux gaz à effet de serre (GES), qui ne se limitent pas au

CO₂, sont listés dans le Tableau 1.1 [32]. Leur augmentation dans l’atmosphère provient des activités humaines qui relâchent des « stocks » fossiles de certains gaz normalement contenus dans les cycles naturels et qui n’ont donc pas d’impacts sur le climat. Les émissions GES constituent l’indicateur utilisé pour qualifier l’impact sur le changement climatique à travers un critère unique.

Afin d’étudier les effets des émissions GES de manière globale sur le climat, le GIEC propose de les ramener à une même unité à travers le calcul, en utilisant le Pouvoir de Réchauffement Global sur 100 ans (noté dans la suite PRG₁₀₀) [33]. Les PRG100 sont obtenus à l’aide des forçages radiatifs des gaz à effet de serre et de celui du CO₂. Le forçage radiatif correspond au déséquilibre entre le rayonnement solaire absorbé par l’atmosphère et le rayonnement infrarouge émis, dû à une modification de concentration d’un gaz à effet de serre. Les différents forçages radiatifs se trouvent dans la littérature et sont résumés dans les travaux du GIEC [34]. Ainsi, le PRG₁₀₀ correspond à :

$$\text{PRG}_{100}(\text{gaz}) = \frac{\int_0^{100} \text{Forçage radiatif (gaz)} dt}{\int_0^{100} \text{Forçage radiatif (CO}_2) dt} \quad (\text{Eq 1.1})$$

A partir des PRG₁₀₀ des différents gaz à effet de serre, on calcule les émissions GES (en gCO₂éq) :

$$\text{Emissions GES} = \sum_i Q_i \times \text{PRG}_{100i} \quad (\text{Eq 1.2})$$

i : GES

Q_{*i*} : quantité du GES *i* considéré

PRG_{100*i*} : PRG₁₀₀ du GES *i* considéré

Tableau 1.1 : Principaux GES pris en compte dans le protocole de Kyoto [32] et leur PRG dans le 5^{ème} rapport du GIEC [33].

GES (<i>i</i>)	PRG ₁₀₀	Origine des émissions
CO ₂	1	Combustion d’énergie fossile, déforestation tropicale, procédés industriels
Méthane : CH ₄	34	Agriculture, déchets, activités gazières
Oxyde nitreux : N ₂ O	298	Agriculture, industrie chimique et combustion
Gaz fluoré : CFC	5350	Industries, climatisation, aérosols
Gaz fluoré : HFC	1550	Industries, climatisation, aérosols

1.2.3. La transition énergétique

1.2.3.1. Définition

En 2012 la Commission Européenne a évalué que 27 % des émissions GES provenaient de l’électricité [35]. Plus récemment en 2014, l’Agence Internationale de l’Energie a identifié que 60 % des émissions GES proviennent du secteur énergétique [36]. Ainsi, les politiques mises en place pour limiter le changement climatique se focalisent en premier lieu sur des modifications au niveau de l’énergie, dont la production électricité fait partie. Par ailleurs, la

production d'électricité devrait croître dans les prochaines années en raison de l'électrification de secteurs comme le chauffage et le transport [7]. Ainsi, les contraintes sur le secteur énergie vis-à-vis des émissions GES vont s'accroître et amener à des politiques énergétiques proposant des cibles de réduction ambitieuses. Enfin, il y a un remplacement progressif des moyens de production d'électricité fossiles, c'est-à-dire utilisant du charbon ou du pétrole, au profit de productions dites renouvelables comme l'éolien ou le solaire. Elles sont définies comme renouvelables car elles sont obtenues à partir d'un flux d'énergie naturelle, répétitif et persistant [37]. On remarque de plus un phénomène de décentralisation de la production d'électricité, qui sera donc dans l'avenir de moins en moins assurée par des gros moyens de productions [38]. Ces dynamiques de changement, favorisées par des politiques énergétiques, sont qualifiées de transition énergétique.

L'objectif d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production d'énergie a pour effet de modifier la composition des mix de production d'électricité. Le mix est défini ici comme un produit unitaire, résultat de la combinaison de tous les moyens de productions d'électricité. Il peut être défini à différents pas de temps : horaire, annuel etc. Chaque moyen de production y est le plus souvent exprimé comme le pourcentage de sa participation à la production totale sur le pas de temps considéré. La définition précise du mix électrique et de ses spécificités en tant que produit sera décrite au Chapitre 2.

1.2.3.2. Objectifs et cibles à 2030 / 2050

La transition énergétique se décline à plusieurs niveaux, allant de l'échelle internationale à l'échelle locale. La plupart des objectifs concernent la réduction des émissions GES et l'augmentation de la part des énergies renouvelables, comme montré dans les exemples suivants.

En Europe, la transition énergétique a été initiée par le paquet Energie-Climat en 2012 [39]. Il donne notamment pour objectif à 2030 de réduire de 40 % les émissions GES par rapport aux niveaux de 1990, de faire passer la part des énergies renouvelables à 27 % (minimum), d'améliorer l'efficacité énergétique de 27 à 30 % et enfin d'accroître l'interconnexion électrique entre l'Europe et les autres pays ou continents à 15 %. Ces objectifs visent une réduction des émissions GES d'ici 2050 de 80 à 95 % par rapport aux niveaux de 1990.

Les déclinaisons nationales de ces objectifs s'adaptent aux moyens de production d'énergie déjà présents dans les pays. En France, la transition énergétique est contenue dans la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) [40], publiée en août 2015. Elle prévoit, entre autres, de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (« facteur 4 »), d'augmenter les énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030, ou encore de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité.

En Allemagne, l'Energiewende établit notamment comme objectif de réduire de 55% ses émissions de CO₂ en 2030 et d'augmenter à 50% en 2030 et 80% en 2050 la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation brute [41].

Enfin, le Danemark est l'un des premiers pays à avoir développé une forte part de renouvelables dans sa production d'électricité, à travers différentes politiques énergétiques depuis les années 80 (Dansk Energipolitik, puis Energiplan81), avec un renforcement des objectifs en termes d'énergies renouvelables à partir des années 90 (Energi2000) [29], [42].

Une nouvelle loi de 2012 [43] fixe des objectifs pour 2020 de réduction des émissions de CO₂ de 37% par rapport à 1990 et d'augmentation à 50% de la part d'électricité provenant de l'éolien. La cible finale est l'indépendance aux énergies fossiles en 2050.

1.2.3.3. Sources de données de référence pour l'énergie, l'électricité et la transition énergétique

Pour répondre au changement climatique et mettre en place les leviers d'action pour réussir la phase de transition énergétique, de nombreuses bases de données et scénarios prospectifs ont été développés, à différentes échelles géographiques et de temps. Le but de cette partie est de présenter des bases et scénarios institutionnels et/ou de référence concernant la production d'électricité qui pourront être utilisés dans la suite des travaux.

1.2.3.3.1. Bases de données

De nombreuses bases concernant la production d'électricité sont disponibles. Elles proposent des données de différents pays, pour des pas de temps allant de l'heure, par exemple la base Eco2mix de RTE France [44], à l'année, comme la base de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) [45]. La transition énergétique et la prospective considérées dans nos travaux concernent le long terme. Ainsi, la collecte de données annuelles est suffisante. Le Tableau 1.2 liste quatre bases sélectionnées qui proposent des données annuelles de production d'électricité par type de moyen de production pour un grand nombre de pays. Elles ont été choisies pour leur caractère institutionnel ou de référence dans le domaine de l'énergie. Elles donnent, de plus, accès à d'autres données pouvant être en lien avec la production d'électricité, par exemple, les ressources utilisées dans les moyens de production.

Tableau 1.2 : Bases de données correspondant aux données recherchées : mix de production d'électricité d'une grande variété de pays.

Nom	Couverture géographique	Provenance des données brutes	Principales caractéristiques	Type de données recherchées disponibles
International Energy Agency (IEA) [45]	Mondiale (appartenant ou non à l'OCDE)	IEA	Accès libre, Interface de statistiques par pays, Pas d'export possible.	Production d'électricité annuelle, Production d'électricité par type de ressource primaire.
World Bank Open Data (Banque mondiale) [46]	Mondiale	Banque mondiale	Accès libre, Interface avec tableaux de données, Possibilité d'export.	Production d'électricité annuelle, Production d'électricité par type de ressource primaire (certaines ressources sont agrégées ensemble).
Enerdata - Global Energy and CO ₂ data [47]	Mondiale (186 pays)	IEA Organisations spécialisés	Accès libre pour certaines données, interface de visualisation, Pré-traitement des données brutes, Possibilité d'export.	Production d'électricité annuelle, Production d'électricité par type de ressource primaire.
TSP Database (The Shift Project) [48]	Mondiale	IEA Banque mondiale	Accès libre, Interface avec visualisation des données, Possibilité d'export.	Production d'électricité annuelle, Production d'électricité par type de ressource primaire (certaines ressources sont agrégées ensemble).

1.2.3.3.2. Scénarios prospectifs

La prospective consiste à élaborer et à étudier des scénarios d'évolution des mix dans le futur. Elle s'est notamment beaucoup développée depuis la mise en place de politiques énergétiques pour limiter le changement climatique. De nombreuses institutions, Etats et laboratoires de recherche produisent régulièrement des scénarios pour les mix à moyen et long termes, afin d'évaluer les efforts à fournir pour effectuer la transition énergétique. Il existe une très grande variété de scénarios, ainsi que plusieurs techniques et modèles, permettant de les réaliser [49]. Il est donc difficile de dresser une liste exhaustive. Le Tableau 1.3 présente quelques sources de référence applicables aux exemples du 1.2.3.2. Ils prévoient tous, à travers différents modèles, les trajectoires que pourrait prendre le mix de production électrique lors de la transition énergétique, donc souvent pour une même cible finale.

Tableau 1.3 : Exemples de scénarios prospectifs concernant l'énergie et l'électricité.

Nom du (des) scénario(s)	Couverture géographique	Horizon de temps	Auteur(s)	Commentaire
World Energy Outlook [50]	Monde	2030	Agence Internationale de l'Energie (IEA)	Rapport annuel, World Energy Model
EnerFuture Energy Outlook to 2040 [51]	Monde	2040	Enerdata	Modèle POLES
EU energy trends to 2030 [52]	Europe	2030	Commission Européenne	Régulièrement actualisé, modèle PRIMES
EU energy, transport and GHG emissions: trends to 2050 : reference scenario 2013 [53]	Europe	2050	Commission Européenne	Modèle PRIMES
Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique [54]	France	2050	Agence Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (ANCRE)	3 trajectoires correspondant à des cibles différentes
Exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 » [55]	France	2050	ADEME	Modèles MEDPRO et Threeme
Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050 [56]	Danemark	2050	Lund et Mathiesen	Modèle EnergyPLAN

Les scénarios ayant une couverture mondiale vont donner des trajectoires par regroupement de pays ou par pays, en fonction de leur importance dans la production électrique mondiale. Ils servent de première source pour identifier les dynamiques d'évolutions globales des mix. Les scénarios européens détaillent par pays les orientations possibles, notamment par rapport aux politiques européennes. Les scénarios de l'ANCRE pour la France identifient quatre trajectoires possibles pour répondre à l'objectif « facteur 4 », présentés au 1.2.3.2. Ces trajectoires (i.e, sobriété renforcée, décarbonisation par l'électricité, vecteurs diversifiés, tendancielle) diffèrent par les comportements de production et de consommation d'énergie considérés. L'exercice de prospective de l'ADEME identifie, lui, les moyens d'atteindre les cibles données par la LTECV. Enfin, les scénarios du Danemark identifient les trajectoires d'évolution possibles pour atteindre la cible de 100% d'énergies renouvelables en 2050 avec une étape à 50 % de renouvelables en 2030.

1.2.4. Conclusion : la transition énergétique, élément d'influence des décisions

La limitation du changement climatique et des émissions GES a pour effet de modifier la manière de produire l'énergie et les usages de consommation. Les émissions GES sont reconnues depuis le XXème siècle comme une cause du changement climatique. A travers des engagements mondiaux, les pays ont décidé d'effectuer une transition énergétique. Cette transition se décline dans le cas de la production d'électricité par un changement des mix de production d'électricité, donc des moyens de production qui les composent, lesquels historiquement faisaient appel à des ressources fossiles comme le charbon ou le fioul, et qui se tournent à présent vers des ressources renouvelables. Cette transition s'accompagne d'une dynamique de décentralisation de la production d'électricité. Le foisonnement de données à la fois historiques et prospectives concernant l'électricité rend difficile l'identification de trajectoires optimales vis-à-vis de l'évolution du mix.

Afin d'identifier les questionnements qui se posent aux praticiens d'Analyse du Cycle de Vie, ACV, la partie suivante dressera un état de l'art de l'ACV classique dans la norme ISO 14040-44 et plus précisément de l'ACV conséquentielle, non normée, qui se focalise sur l'étude des changements.

1.3. Analyse du Cycle de Vie conséquentielle

1.3.1. Méthodologies d'évaluation environnementale et Analyse du Cycle de Vie

1.3.1.1. Les différentes méthodologies

La lutte contre le changement climatique et la réduction des impacts environnementaux nécessitent plusieurs méthodes et outils d'analyse environnementale afin d'identifier les sources de pollutions et émissions. Poveda and Lipsett, 2011 [57] recensent plus d'une centaine de méthodes d'analyse de la durabilité d'un système. Angelakoglou et Gaidajis, 2015 [58], distinguent, eux, 48 méthodes permettant d'évaluer la durabilité dans l'industrie, le choix de méthode étant fait à partir des objectifs d'étude. Ces méthodes sont listées dans le Tableau 1.4, les méthodes y étant classées par famille et type de méthode. L'ACV est reconnue et normée comme la méthode globale de référence pour la prise en compte du cycle de vie entier d'un produit. Elle est donc la méthode la plus couramment utilisée.

Tableau 1.4 : Méthodes d'analyse environnementale, adapté de Angelakoglou et Gaidajis, 2015 [58].

Famille de méthode	Type de méthode	Nom de la méthode	Description
Analyse des flux (matière et énergie)	Flux de matière (MFA en anglais)	Empreinte Ecologique (Ecological Footprint) [59]	Méthode mesurant la consommation en ressources naturelles et la production de déchets comparée aux capacités de l'espace naturel à absorber les déchets et produire de nouvelles ressources
		Material Inputs per service unit (MIPS) [60]	Méthode basée sur un concept économique, permettant de comparer pour une même solution ou service, les ressources impliquées.
		Substance Flow Analysis [61]	Méthode d'analyse des flux ne prenant en compte que les substances (c'est-à-dire une matière unique et uniforme).
		Sustainable Process Index [62]	Méthode comparant les flux de matériaux naturels avec les flux technologiques, prenant en compte tout le cycle de vie
		Empreinte Eau (Water Footprint) [63]	Méthode estimant le volume d'eau douce nécessaire à la production d'un bien ou d'un service.
	Flux d'énergie	Cumulative Energy/ Exergy Demand (CED / CExD) [64]	Méthode d'évaluation des impacts environnementaux d'un produit, se basant uniquement sur l'énergie ou l'exergie tout au long de son cycle de vie.
		Embodied Energy (EE) [65]	Méthode se basant sur la somme de l'énergie nécessaire pour produire un bien ou un service, en la considérant comme contenue dans le produit lui-même.
		Emergy Analysis [66]	Méthode se basant sur l' « emergy », concept se basant sur l'énergie solaire comme étant la source de toutes les ressources et services environnementaux. Elle mesure la capacité de la planète à produire les produits et les services de manière durable.
Exergy Analysis [67]		Méthode d'analyse corrélant exergie et réduction des impacts environnementaux.	
Comptabilité environnementale	Analyse Coût-Bénéfice (CBA) [68]	Méthode de comparaison systématique d'alternatives basée sur les coûts.	
	Evaluation contingente (CVM) [69]	Méthode d'évaluation économique basée sur des enquêtes, visant à révéler la valeur associée à des biens ou ressources, qui n'ont pas de valeur de marché.	
	Environmental Management Accounting (EMA) [70]	Méthode d'analyse d'informations financières et non financières pour supporter des procédés de management environnementaux.	
	Méthode de comptabilité des flux des matières (MFCA) [71]	Evaluation des coûts des flux : de matériaux, du système, des déchets (ISO 14051).	
	Evaluation des coûts totaux (TCA) [72]	Méthode d'identification d'investissements environnementaux, prenant en compte des coûts indirects.	
Cycle de Vie	Empreinte Carbone (CF) [73]	Indicateur de caractérisation de la pression exercée par une population en termes d'émissions de gaz à effet de serre (émissions directes et indirectes) [74]	
	Déclaration Environnementale Produit (EPD®) [75]	Déclaration volontaire concernant les impacts environnementaux d'un produit (ISO 14025)	
	Life Cycle Sustainability Dashboards (LCSD) [76]	Présentation des résultats d'une LCSA (Life Cycle Sustainability Assessment) sous forme d'un cartogramme (outil d'aide à la décision).	
	Analyse du Cycle de Vie (ACV) [15], [16]	Méthode globale d'analyse des impacts environnementaux d'un produit ou service du berceau à la tombe.	
	Uniform System for the Evaluation of Substance – LCA (USES-LCA) [77]	Méthode couplant l'ACV (LCA) avec un modèle de gestion des risques (Union Européenne).	

1.3.1.2. Analyse du Cycle de Vie (ACV)

1.3.1.2.1. Origine et caractéristiques méthodologiques

La première étude utilisant la méthode de type ACV date de 1969, réalisée par Coca-Cola [78], [79]. L'approche ACV s'est concrétisée en France à partir de 1990 chez Ecobilan, issue du laboratoire CERNA, qui ont produit des ACV à partir de 1989 [80]. Le premier document préfigurant de la norme ACV, *Guidelines for Life-cycle Assessment: A "code of Practice"*, a été réalisé en 1993 dans le cadre de la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) [81]. En utilisant ce document, une norme expérimentale, NF X30 300, a été écrite en France, préfigurant de normes ISO 14040, 41, 42 et 43. En 2006, la norme ISO 14044 a remplacé les normes ISO 14041:1998 (qui s'intéressait à l'inventaire du cycle de vie), 14042:2000 (qui définissait la phase d'analyse d'impact) et 14043:2000 (qui était, elle, sur l'interprétation).

L'ACV est donc normée depuis 2006 [82], dans l'ISO 14040-44 comme la « compilation et l'évaluation des entrées, sorties et impacts potentiels d'un produit sur son cycle de vie » [17], [18].

Chaque ACV répond à une question et un objectif d'étude précis [23]. De ces deux éléments vont découler notamment les limites du système étudié et le type de modèle d'inventaire à appliquer. Les ACV classiques se basent sur des données historiques et mesurables, de manière à évaluer un état, objet ou service à un instant précis (le plus souvent sur une année moyenne) [81]. L'ACV est d'une part multi-étapes, c'est-à-dire que le système est modélisé du berceau à la tombe, et d'autre part multicritères, c'est-à-dire pouvant caractériser différents impacts environnementaux potentiels distincts dans une même analyse.

1.3.1.2.2. Démarche de réalisation : norme ISO 14040-44 [17], [18]

Une ACV se déroule en 4 étapes itératives, telles que décrites Figure 1.1.

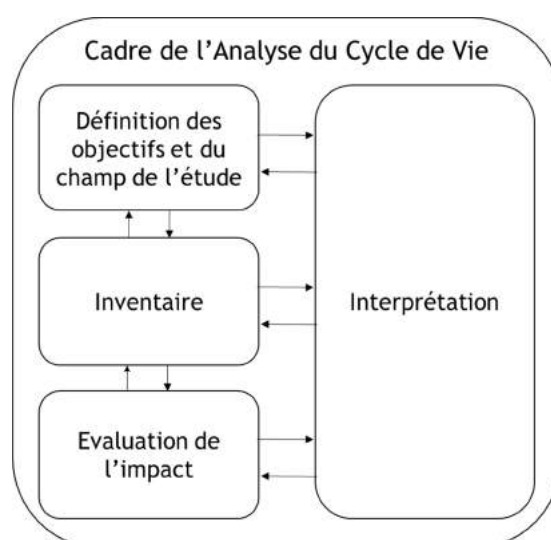


Figure 1.1 : Etapes de l'ACV et applications de cette méthodologie selon l'ISO 14040:2006

La définition des objectifs et du champ d'étude permet de définir les « limites » du système

étudié. Cette étape va déterminer la prise en compte ou non de procédés dans l'analyse. Elle va aussi permettre de choisir l'unité fonctionnelle (UF), c'est-à-dire l'unité de référence à laquelle tous les éléments étudiés seront ramenés.

Le système global est modélisé par l'inventaire. Des flux de référence sont ensuite établis grâce à l'inventaire. Il va recenser l'intégralité des procédés et chaînes de causes à effets dans le cycle de vie, donc les flux impliqués. L'inventaire est un recueil / calcul de données, avec affectation des flux et des émissions. Il constitue donc la collecte et l'adaptation des données par rapport au flux de référence. C'est notamment à cette étape que le praticien va allouer les coproduits. Une détermination correcte de l'inventaire est essentielle car elle conditionne la bonne évaluation de tous les impacts dans les résultats finaux.

La troisième étape, l'évaluation de l'impact, va quantifier les impacts des différents procédés et flux identifiés dans l'inventaire. C'est ici que sont utilisés plusieurs indicateurs pour quantifier divers impacts environnementaux (aspect multicritère). Ces indicateurs peuvent être dits « midpoint », c'est-à-dire définis par des indicateurs d'impact potentiels, ou « endpoint », c'est-à-dire basés sur les indicateurs de dommages potentiels. Hauschild et al., 2013 [83], dans le cadre du JRC (Joint Research Center), proposent pour chaque indicateur la méthode la plus robuste. Parmi eux, se trouve l'indicateur caractérisant le changement climatique : les émissions GES.

Enfin, l'interprétation permet de résumer les résultats et de les mettre en perspective.

Cette méthode d'ACV est dite attributionnelle, en comparaison aux autres démarches. C'est la plus couramment utilisée pour traiter tout type de questionnements et problématiques d'aide à la décision [84]. Il existe cependant d'autres développements, qui ne font pas partie de la norme. Parmi eux se trouve l'ACV conséquentielle, qui étudie les impacts du changement, objet des travaux présentés ici.

1.3.2. Caractéristiques de l'ACV conséquentielle

1.3.2.1. Historique, objectifs généraux

Finnveden et al., 2009 [85] identifient deux types d'ACV possibles pour un produit :

- L'ACV attributionnelle, qui se focalise sur la description des impacts environnementaux de flux entrants et sortants d'un cycle de vie et son sous-système. Cette méthode alloue des impacts au produit ou au procédé [86],
- L'ACV conséquentielle, qui cherche à décrire comment les flux ayant un impact environnemental potentiel vont changer en réponse à des décisions [87].

Le terme de « conséquentiel » est apparu dans les travaux de Curran et al. en 2002, [27]. Cette méthode a commencé à être utilisée dans les années 2000 [16], et on observe que son application est en constante évolution depuis 2007 [19], [88]. La première comparaison entre attributionnel et conséquentiel a été réalisée dans la thèse de T. Ekwall, 1999 [89], désignant respectivement attributionnel ou conséquentiel comme étant des ACV descriptives ou orientées changement. Plus récemment l'ILCD Handbook [23] propose, à partir de questions concernant l'objet d'étude et l'objectif, des conseils concernant le choix de méthodologie attributionnelle ou conséquentielle.

Plevin et al., 2013 [20] mettent en évidence que même une ACV conséquentielle réalisée de manière « parfaite » sera toujours plus incertaine qu'une ACV attributionnelle. Il n'existe pas à l'heure actuelle d'ouvrage de référence concernant cette méthode [88], amenant à des différences dans son application dans les études [90]. Il est donc difficile de comparer les études entre elles. L'ACV conséquentielle a cependant fait l'objet d'une étude dans le cadre du projet Co-ordination Action for innovation in Life-Cycle Analysis for Sustainability (CALCAS) [91], préfigurant de ce que pourrait être son cadre normatif.

La question du champ d'application de la démarche conséquentielle est encore débattue par la communauté ACV en raison des difficultés de modélisation rencontrées [21], [86] ou du manque de données d'inventaire génériques [27]. Son utilité comme outil d'aide à la décision est reconnue par plusieurs auteurs, mais il subsiste des questionnements sur la pertinence de son choix dans le cas où la différence de modélisation entre conséquentiel et attributionnel est faible [85]. L'ACV conséquentielle est aussi utilisée pour évaluer les politiques environnementales [22], [92], [93], mais n'est pas affichée comme outil d'aide à la décision dans ces cas. En terme de temps, l'ACV conséquentielle s'applique autant pour l'étude de cas futurs [94], [95], que pour l'étude de cas passés ou présents [28], [96].

Il faut noter ici que les modèles économiques utilisés en ACV conséquentielle sont aussi appliqués à d'autres types d'ACV, comme l'ACV macroscopique proposée par Dandres, 2012 [97], qui utilise un modèle d'équilibre général couplée à l'ACV classique pour produire un outil d'aide à la décision, notamment dans le domaine de l'énergie.

Le Tableau 1.5 résume les principales références d'état de l'art utilisées dans cette partie.

Tableau 1.5 : Principales références bibliographiques d'état de l'art utilisées pour définir l'ACV conséquentielle.

Titre	Auteurs	Année	Journal	Pas de temps	Méthode de détermination du marginal / Définition
Recent developments in Life Cycle Assessment	Finnveden et al.	2009	Journal of Environmental Management	Court / Moyen / Long	Ekvall et Weidema, 2004
A graphical representation for consequential life cycle assessment of future technologies. Part 1 : methodological framework	Chen et al.	2011	International Journal of Life Cycle Assessment	Long	/
Lights and shadows in consequential LCA	Zamagni et al.	2012	International Journal of Life Cycle Assessment	Court et long	Weidema et al., 1999 ; Weidema et al. 2009
Chapter 21: Exploring challenges and opportunities of life cycle management in the electricity sector	Astudillo et al.	2015	Life Cycle Management (livre)	Court et long	Revue de la littérature (voir autres publications)
Life cycle inventories of electricity supply through the lens of data quality: exploring challenges and opportunities	Astudillo et al.	2016	International Journal of Life Cycle Assessment	Court et long	Revue de la littérature (voir autres publications)

1.3.2.2. Différences méthodologiques avec l'ACV attributionnelle

Les différences méthodologiques entre attributionnel et conséquentiel peuvent constituer des difficultés pour les utilisateurs d'ACV [28], [84].

Les deux premières différences sont qu'il n'y a pas de proportionnalité entre l'UF et les résultats d'inventaire [98] et que l'allocation est différente en conséquentiel [25], [28].

Brander et al, 2009 [86] identifient 4 différences majeures entre ACV attributionnelle et conséquentielle, qui font partie des freins cités par les utilisateurs.

- Il y a une différence de limites du système, illustrée Figure 1.2 (La flèche blanche y correspond à l'expansion des limites du système en attributionnel pour prendre en compte les effets indirects du changement ; l'unité fonctionnelle (UF) se trouve dans les deux champs). Cette extension des limites va modifier l'unité fonctionnelle qui est choisie en fonction de la question à laquelle doit répondre l'ACV. Elle est donc impactée par la vision non plus statique mais basée sur le changement. Weidema et al. [24] ont démontré que la modélisation conséquentielle du système implique des changements de méthode au niveau des processus unitaires et de leurs interactions pour étendre le système. Cela implique d'étendre les limites de celui-ci, et donc de prendre en compte des effets directs et indirects. Cela s'illustre par exemple à travers le cas d'étude de Dalgaard et al., 2008 [99] qui étudie par ACV conséquentielle la production de farine de soja (co-produit de production de l'huile de soja). Par extension des limites du système, on doit considérer à la fois la production d'huile de soja, mais aussi celles d'huile de palme et de pépins de raisin, qui peuvent se substituer à elle. Ainsi, l'unité fonctionnelle touche le produit considéré, la farine de soja, et ses effets indirects sur la production d'huile de palme ou de pépins de raisin.

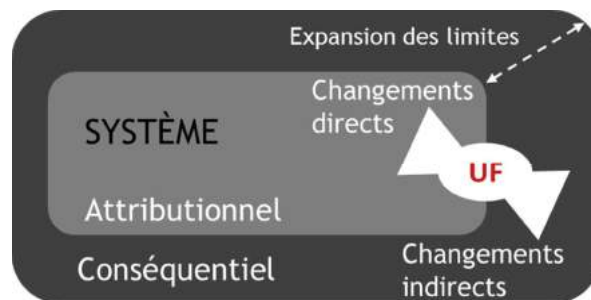


Figure 1.2 : Limites du système en attributionnel et conséquentiel. Les rectangles gris représentent les limites respectives des deux approches.

- Il est possible qu'il y ait des chevauchements avec les limites d'autres ACV, pouvant entraîner des doubles comptages d'impacts si plusieurs ACV sont couplées,
- L'incertitude des résultats est plus forte car l'ACV conséquentielle nécessite d'utiliser des modèles peu connus des praticiens ACV (sociaux ou économiques) avec donc plus de risques d'erreurs,
- Les différences concernant l'UF, les limites du système et les modèles impliqués dans le modèle du système global, vont entraîner un besoin de nouvelles données spécifiques aux ACV conséquentielles. Ces données permettent de qualifier les effets indirects du changement et sont souvent dénommées « marginales ». Elles dérivent de la définition du marginal économique et représentent les effets d'un petit changement dans le système [100], [101]. Thomassen et al, 2008, montrent que ce manque de données et la nécessité de les construire au cas par cas constitue un frein au choix de cette méthode par rapport à l'attributionnel [28].

Il apparaît donc que la construction de données d'inventaires pour les ACV conséquentielles soit une des conditions nécessaires au développement de cette méthode destinée aux des processus d'aide à la décision.

Le choix entre inventaire attributionnel ou conséquentiel constitue un questionnement majeur des praticiens. Une solution est proposée par Frischknecht et Stucki, 2010 [102], qui identifient la méthode d'inventaire la plus appropriée en observant la taille de l'économie relative au produit étudié. Si la taille de l'économie est petite, un inventaire attributionnel est préconisé. Au contraire, si la taille de l'économie est grande, il faut réaliser un inventaire conséquentiel. Ainsi, à partir d'un critère quantitatif simple, les praticiens sont directement orientés vers la solution la plus appropriée. Cependant, les valeurs de ces critères doivent encore être consolidées. L'ILCD Handbook [23] questionne aussi ce choix et propose des solutions aux praticiens. Cependant, le choix entre attributionnel et conséquentiel qui y est proposé, fondé sur l'observation de l'ampleur du changement, a été récemment questionné par Ekvall et al., 2016 [101] notamment concernant la prise en compte de données marginales ou moyennes. Ce sujet n'est donc pas encore résolu et est l'objet de débat au sein de la communauté scientifique.

1.4. Construction actuelle des données d'inventaire en ACV conséquentielle

Les données d'inventaire en ACV conséquentielle concernant les effets indirects sont désignées dans la littérature comme étant des données marginales, en opposition aux données moyennes utilisées en attributionnel [86], même si cette opposition est actuellement remise en cause [101]. Elles constituent une des principales difficultés de réalisation d'ACV conséquentielle pour les utilisateurs, car elles demandent un investissement particulier dans leur construction. De plus, leur détermination pour chaque étude est un facteur d'incertitude [28], [84], [86]. Afin d'évaluer la teneur du manque identifié par les praticiens, et les difficultés méthodologiques rencontrées, il faut dresser un état des lieux, tout d'abord de leur définition qui diffère selon les études, et ensuite de leur méthode de construction. Cette revue permettra alors d'identifier les leviers possibles.

Les données marginales et les différentes définitions décrites ici sont à différencier de celles du domaine économique [103]. Ainsi le terme de « marginal » dans la suite se référera toujours au « marginal » en ACV.

1.4.1. Définition des données marginales

L'intégration des données marginales dans l'ACV a été proposée par Curran et al., 2005 [104] qui définissent celles-ci comme le moyen de modéliser les inventaires en conséquentiel avec une notion de long terme. Les données marginales avait d'abord été définies par Weidema et al., 1999 [24] comme étant « les technologies affectées réellement par de petits changement dans la demande ». A long terme, le marginal devient « la technologie à installer ou à démanteler, suite au changement de demande sur le long terme ». Parallèlement, Azapagic et Clift, 1999 [105] dans leurs travaux sur l'allocation définissent les changements marginaux comme les « représentations des variations

infinitésimales » d'une opération. Il semble donc que les données marginales soient à construire pour répondre à de petites modifications du système.

La majorité des publications proposant des méthodes de détermination des données marginales suggèrent de ne prendre qu'une technologie unique, flexible et répondant à un optimum économique. Ainsi, pour l'électricité, la donnée marginale est un moyen de production spécifique comme le charbon, le fioul ou le gaz. Cependant, cette définition a été remise en cause récemment, car elle est considérée trop restrictive notamment concernant le nombre de technologies prises en compte pour répondre à l'augmentation de demande [29].

Mathiesen et al., 2009 [29] proposent trois types de données marginales, à l'aide d'une revue des travaux concernant celles-ci en ACV conséquentielle pour l'électricité :

- Le marginal simple : technologie marginale capable ou non d'ajuster son fonctionnement à la demande sur un pas de temps horaire, c'est-à-dire une technologie choisie parmi toutes les technologies disponibles,
- Le marginal dynamique : technologie marginale capable d'ajuster son fonctionnement à la demande sur un pas de temps horaire, c'est-à-dire une technologie choisie parmi toutes les technologies marginales simples (suivant donc la précédente définition) disponibles,
- Le marginal complexe : panel de technologies marginales capables de satisfaire la demande au pas de temps horaire obtenu en utilisant une modélisation du système, c'est-à-dire un panel de technologies parmi toutes les technologies disponibles.

Le pas de temps pris en compte connaît aussi des évolutions. L'ILCD handbook, 2012 [23] propose de définir les données marginales non plus sur le court terme mais pour un changement significatif dans le système sur le long terme.

Ainsi, il n'y a pas une seule définition claire des données marginales en ACV. Elle est à adapter en fonction de la méthodologie choisie et des modèles (souvent économiques) impliqués dans sa détermination. Cela semble expliquer la difficulté des utilisateurs d'ACV conséquentielle à définir cet élément dans leur étude, et donc à bien l'intégrer.

1.4.2. Méthodologies de construction des données

Trois méthodes se basant sur la définition de Weidema et al, 1999 sont principalement utilisées dans les études : Weidema et al., 1999 [24], Weidema, 2003 [25], Ekvall et Weidema, 2004 [26]. Les autres méthodes s'en inspirent, et impliquent souvent les mêmes hypothèses. Elles ne seront pas décrites précisément ici, et sont listées dans le Tableau 1.6.

La méthode de Weidema et al., 1999 [24] pose les bases de la quasi-totalité des approches suivantes notamment celle de Ekvall et Weidema, 2004 [26]. Elle est constituée de cinq étapes permettant de déterminer une technologie spécifique, que l'on appelle technologie marginale :

- 1) Définition de l'horizon de temps : cette étape permet d'identifier si les changements vont affecter ou non des investissements en capitaux, par exemple un changement de capacité (vision long terme).

- 2) Ampleur du changement : il faut déterminer si le changement dans le système de production va affecter seulement certains procédés ou bien le marché. Dans le cas d'un changement n'affectant que quelques procédés, la méthode s'arrête à cette étape, car ils sont considérés comme par définition marginaux. Dans le cas où le marché est impacté, il faut continuer la méthode, afin d'identifier le marginal du marché.
- 3) Analyse des tendances en volume du marché impacté par le changement : il s'agit de déterminer si le marché est croissant ou décroissant. Dans un cas de baisse de volume le marginal sera la technologie la moins « préférée », c'est-à-dire la plus ancienne et non compétitive. Dans le cas d'un volume croissant, le marginal correspondra à l'installation de nouvelles capacités, qui seront modernes et compétitives. Cependant, les tendances de marché pouvant être très spécifiques au système étudié, la difficulté d'identification de ces deux phénomènes tranchés peut être sujet à discussion. Une fois la tendance identifiée, une technologie marginale spécifique par son coût de production à long terme est définie.
- 4) Détermination du potentiel des différentes technologies susceptibles d'être le « marginal » à répondre à l'ajustement de capacité désiré : la technologie marginale ne doit pas être contrainte. Cette étape vise à éliminer les technologies ne répondant pas à ce critère. Les contraintes peuvent être une non-flexibilité naturelle, notamment vis-à-vis de la ressource, la qualité, les politiques spécifiques (notamment de restriction), et les marchés manquant pour les co-produits.
- 5) Choix entre les technologies potentiellement marginales pour déterminer l'unique technologie marginale : le coût de production est analysé ainsi que les éléments de flexibilité et d'externalité. Enfin, la technologie la plus en adéquation avec les critères souhaités est choisie et constitue la technologie marginale.

Weidema développe par la suite cette méthodologie à travers un projet de la Danish Environmental Protection Agency en 2003 [25], repris et modifié dans un chapitre du projet CALCAS concernant l'ACV conséquentielle en 2009 [106]. Les principales différences entre ces deux documents sont la description des limites du marché qui est améliorée, et l'inclusion des conséquences avals des différentes propriétés non-économiques. La méthode établit les choix à opérer par défaut en cas de manque de données ou de système trop complexe. Il identifie de plus deux types de changements : les petits changements et les grands changements qui sous entendent l'introduction d'une nouvelle technologie. Or, la définition de ces deux types de changement est fortement dépendante des horizons de temps considérés, court ou long. Par défaut, un grand changement sur le long terme (qui va donc influencer les investissements) est défini comme la combinaison de petits changements sur des pas de temps plus courts. Il est proposé que le marché soit considéré sans limites et en croissance ou bien stable. L'évaluation du changement de demande présente, en théorie, une élasticité complète de l'approvisionnement, or ce n'est pas toujours le cas dans les situations étudiées. Ainsi, la méthode considère qu'il n'y a pas de contrainte (aucun fournisseur n'est exclu), et que la technologie affectée par le changement de demande est la plus compétitive et moderne.

Ainsi, sur une même base méthodologique, il apparaît clairement que la détermination des données d'inventaire en ACV conséquentielle est complexe et nécessite des connaissances en économie.

Tableau 1.6 : Travaux décrivant les méthodes de détermination du marginal en ACV conséquentielle dans la littérature.

Titre	Auteurs	Année	Journal	Pas de temps	Méthode de détermination du marginal / Définition	Production d'électricité citée comme marginale
Marginal production technologies for life cycle inventories	Weidema et al.	1999	International Journal of Life Cycle Assessment	Court et long	Procédure en 5 points (cf. 1.4.2)	Charbon, gaz, biomasse, éolien
Allocation of environmental burdens in multiple-function systems	Azapagic et Clift	1999	Journal of Cleaner Production	Court / Incrémental / Long	Application d'un modèle linéaire pour modéliser les allocations marginales	/
Market information in life cycle assessment	Weidema	2003	Environmental Projects No. 863, Danish Environmental Protection Agency	Court et long	Méthode en 4 points (cf. 1.4.2)	/
System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis	Ekvall et Weidema	2004	International Journal of Life Cycle Assessment	Court et long	Procédure en 5 points (cf. 1.4.2)	/
The international workshop on electricity data for life cycle inventories	Curran et al.	2005	Journal of Cleaner Production	Court / Moyen / Long	Définition du marginal comme étant le moyen de modéliser les inventaires en conséquentiel / Le marginal long terme est la technologie la plus à même de répondre à la demande au coût le plus bas.	/
Guidelines for application of deepened and broadened LCA - Consequential LCA	Weidema	2009	CALCAS deliverable D18	Court et long	Méthode en 4 points (cf. 1.4.2)	/
Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments	Mathiesen et al.	2009	Journal of Cleaner Production	Court et long	Ekvall et Weidema, 2004 / 3 types de marginal (pas de temps horaire) = simple / dynamique / complexe	/
Scope-dependent modelling of electricity supply in life cycle assessment	Frischknecht and Stucki	2010	International Journal of Life Cycle Assessment	Moyen / Long	ND	/
ILCD Handbook	JRC-IEA	2011	ND	Court et long	Marginal = représente un changement significatif, à utiliser en conséquentiel pour le long terme	/
Attributional and consequential LCA in the ILCD handbook	Ekvall et al.	2016	International Journal of Life Cycle Assessment	Court et long	Discussion de l'argumentation sur utilisation marginal vs. moyen = L'ILCD doit être revu	/
Stochastic Technology Choice Model for Consequential Life Cycle Assessment	Kätelhön et al.	2016	Environmental Science and Technology	/	Technology Choice Model (TCM) – choix stochastique	/

Quelques travaux ont cherché à apporter d'autres méthodes de détermination des données marginales. On peut citer par exemple la thèse de Dandres, 2012 [97], qui a développé une méthode d'ACV conséquentielle prospective macroscopique pour évaluer une politique sur les bioénergies dans l'Union Européenne. Il utilise pour cela un couplage d'ACV classique

avec un modèle économique d'équilibre général. Aussi, Kästelhön et al., 2016 [107] proposent un modèle stochastique, basé sur une modélisation de type Rectangular-Choice-of-Technology (RCOT) adaptée à l'ACV conséquentielle pour modéliser les mix de productions complexes et leurs impacts environnementaux. Cette méthode permet notamment d'identifier à la fois les technologies marginales et moyennes qui répondent au changement et utilise elle aussi des critères économiques. Elle n'a cependant pas été appliquée au cas de l'électricité.

1.4.3. Synthèse

La détermination de données d'inventaire pour ACV conséquentielle nécessite actuellement de déterminer des données spécifiques dites « marginales ». Elles peuvent avoir plusieurs définitions, la plus utilisée étant une technologie spécifique capable de répondre à un changement faible dans le système étudié. De nouveaux travaux modifient cette définition pour que la donnée marginale ne soit plus une technologie unique mais un panel de technologies, sans prendre en compte tous les moyens de production impliqués dans la constitution du mix électrique. Cette diversité de définition présente une première difficulté de choix pour les utilisateurs d'ACV conséquentielle.

Les différentes méthodes de construction des données marginales sont fondées sur une même approche [24]. Elles vont toutes intégrer des aspects d'évaluation économique, dépendant du choix de définition de la donnée marginale choisie et des caractéristiques du système étudié dans l'ACV conséquentielle. Leur complexité, la nécessité de les répéter pour chaque production impactée par le changement dans le système et le manque de données génériques [27] va avoir pour effet de rendre l'ACV conséquentielle plus difficile à réaliser par rapport à celle attributionnelle [28], avec une incertitude plus forte [86]. Ainsi, les utilisateurs d'ACV vont avoir plus tendance à l'écartier face à la méthode attributionnelle. Or, l'ACV conséquentielle peut être particulièrement adaptée aux outils d'aide à la décision. La construction des données génériques utilisant une méthode plus simple que celles proposées dans la littérature semble donc nécessaire [8] afin d'inciter les utilisateurs d'ACV à choisir la méthode conséquentielle quand elle est plus adaptée à leur questionnement.

Toutes les méthodes proposées aux praticiens utilisent obligatoirement des modèles économiques. Leur élaboration relève donc plus de travaux d'économie, ou même de génie chimique dans certains cas pour modéliser les systèmes énergétiques, que de l'ACV. Les praticiens sont toujours demandeurs de nouvelles données, d'où la persistance de travaux de recherche concernant les données marginales [8], [84], [101].

1.5. Question de recherche et démarche proposée

1.5.1. Etat de l'art des données électricité en ACV conséquentielle

Le cas des données d'inventaire concernant l'électricité en ACV conséquentielle est particulièrement étudié dans la littérature. Il constitue un des principaux exemples d'application des méthodes de construction des données marginales présentées en 1.4.2 et dans le Tableau 1.7. L'électricité est un fournisseur essentiel d'énergie dans de nombreux procédés [8] et par effet rebond, elle est souvent liée aux procédés affectés par le

changement [21]. Elle sera donc souvent intégrée au système étudié dans l'ACV conséquentielle par extension des limites du système [86].

Des propositions de données génériques concernant l'électricité en ACV conséquentielle existent pour données court terme [108]. Schmidt et al, 2011 [109] proposent des inventaires attributionnels et conséquentiels nationaux dans le cadre du LCA electricity club. Cependant ces inventaires sont complexes et peu applicables à d'autres pays que ceux pris en compte dans leur étude. Enfin des ACV conséquentielles étudiant l'électricité existent, comme par exemple l'étude des systèmes électriques décentralisés [21], mais elles ne rentrent pas dans le cadre de création de données génériques, car trop spécifiques.

Les moyens de production le plus souvent identifiés comme étant marginaux sont les moyens les plus flexibles et les moins contraints disponibles : le charbon, le fioul et le gaz (naturel et en cycle combiné) [24]. Le nucléaire et la production d'électricité par la biomasse sont aussi parfois envisagés [29]. L'éolien, malgré son caractère intermittent, donc contraint (sa production va dépendre du vent qui ne souffle pas en continu) est parfois cité comme technologie marginale possible, notamment au Danemark [29]. A priori, tous les moyens de productions constituant le mix ne peuvent pas constituer l'inventaire.

Mathiesen et al., 2009 [29] ont analysé, sur le cas du Danemark, les technologies marginales identifiées dans des ACV conséquentielles, les moyens de production prévus par la prospective (études de prospectives réalisées par le passé) et les moyens de production effectivement mis en place. Ils observent que le choix de technologie marginale ne correspond pas au principal moyen de production qui a effectivement été mis en place. En effet, le choix d'une technologie marginale va être influencé par le contexte politique, qui peut changer au cours du temps, au moment de la réalisation de l'ACV. De plus, le choix de la technologie marginale ne prend pas en compte les changements d'usages ou l'insertion de nouvelles technologies, ce qui explique les différences entre technologie marginale identifiée et moyen de production envisagé par la prospective (qui prend en compte cet aspect).

Les méthodes alternatives de détermination des données marginales concernant l'électricité restent très peu nombreuses. Elles mobilisent toutes des domaines de recherche éloignés de l'ACV, comme l'économie ou le génie chimique, et vont plutôt se focaliser sur le court ou le moyen terme, comme montré dans la thèse de Dandres [97].

Donc, il n'y a pas de méthode de détermination d'inventaires électricité pour ACV conséquentielle qui n'utilise pas de modèles économiques ou qui ne cherche pas à déterminer une technologie marginale.

Tableau 1.7 : ACV conséquentielles traitant de l'électricité, dans la revue de la littérature de Mathiesen et al., 2009 [29] pour les 10 premières.

Titre	Auteurs	Année	Journal	Méthode de détermination du marginal / Définition	Production d'électricité citée comme marginale
Environmental advantages and disadvantages by plastic recycling (en danois)	Frees et al.	2002	Danish EPA, Report no. 657	Weidema et al., 1999	Charbon, gaz, biomasse, mix (charbon + gaz), mix (plusieurs types de combustibles)
Systems analysis of organic waste management in Denmark	Baky et Eriksson	2003	Danish EPA, Report no. 822	Pas d'argument	Charbon, gaz, biomasse, mix (charbon + gaz), mix (plusieurs types de combustibles)
Resource savings in the waste management system in Denmark (en danois)	Dall et al.	2003	Danish EPA, Report no. 804	Revue critique	
Food waste from large-scale catering establishments (en danois)	Kromann et al.	2004	Danish EPA, Report no. 1	Option la moins efficace et la plus polluante	
Life cycle assessment of energy from solid waste – part 1: general methodology and results	Finnveden et al.	2005	Journal of Cleaner Production	Weidema et al., 1999	
Environmental impacts related to recycling of paper and cardboard. An update of the knowledge-base (en danois)	Frees et al.	2005	Danish EPA, Report no. 1057	Weidema et al., 1999	
LCA of Danish fish products. New methods and insights	Thrane	2006	International Journal of Life Cycle Assessment	Weidema, 2003	
Life cycle assessment of fuels for district heating: a comparison of waste incineration, biomass and natural gas combustion	Eriksson et al.	2007	Energy Policy	Analyse du système énergétique	
2nd generation bioethanol for transport: the IBUS concept – boundary conditions and environmental assessment	Jensen et Thyoe	2007	Master Thesis	Behnke, 2006	
Life cycle assessment of the waste hierarchy – a Danish case study on waste paper	Schmidt et al.	2007	Waste Management	Weidema, 2003	
Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA	Lund et al.	2010	International Journal of Life Cycle Assessment	Ekvall et Weidema, 2004	
Assessing non-marginal variations with consequential LCA: Application to European energy sector	Dandres et al.	2011	Renewable and Sustainable Energy Reviews	/	/
Inventory of country specific electricity in LCA - Consequential and attributional scenarios. Methodology report v2	Schmidt et al.	2011	lca-net.com	Lund et al., 2010 ; Weidema, 2003	/
Implications of integrating electricity supply dynamics into life cycle assessment: A case study of renewable distributed generation	Ben Amor et al.	2014	Renewable Energy	Dernière technologie dans le « merit-order » de tous les moyens possibles pour répondre à la demande	Charbon, fioul, gaz
Lessons from the use of a long term energy model for consequential life cycle assessment: the BTL case	Menten et al.	2015	Renewable and Sustainable Energy Reviews	Weidema 2009	Charbon, gaz

1.5.2. Manques identifiés et besoins des praticiens

Le manque de données concernant l'électricité en ACV conséquentielle, ou a minima leur complexité d'élaboration, oriente actuellement les praticiens vers l'exclusion de ces données dans leur étude [96]. S'ils les prennent en compte, ce ne seront que des données très générales et qui seront souvent erronées [8]. Or l'ACV conséquentielle pouvant servir dans les outils d'aide à la décision ou d'évaluation des politiques énergétiques [16], [20], il est important d'intégrer des données électricité robustes et représentant au mieux la spécificité de ce produit pour orienter les décideurs vers les solutions les plus adaptées. Dans le contexte de transition énergétique la robustesse des résultats est d'autant plus importante. Un des principaux effets de la transition énergétique est l'électrification des usages [110]. L'électricité sera donc plus importante dans les systèmes, impliquant donc quasi-systématiquement de devoir construire des données d'inventaires la concernant. Ainsi, le besoin croissant de données génériques se justifie.

La transition énergétique va aussi avoir une influence forte d'un point de vue méthodologique sur la construction des données. La production d'électricité est amenée à changer dans les prochaines années, avec des ruptures technologiques. Les moyens de production et leurs caractéristiques vont évoluer et des technologies écartées des données possibles en conséquentiel, car peu flexibles ou contraintes [24], [29], pourraient finalement être impliquées. Mathiesen et al., 2009 [29] montrent d'ailleurs que l'augmentation de la demande est le plus souvent assurée par un panel de technologies. Cette réflexion est appuyée par le fait que prendre en compte l'impact d'une seule technologie, le plus souvent issue de ressources fossiles, peut pénaliser les résultats de l'ACV conséquentielle finale. Les données génériques devraient donc pouvoir intégrer cet aspect moyen et considérer la spécificité du mix de production électrique comme une entité à part entière.

Enfin, Mathiesen et al., 2009 [29] identifient que malgré le cadre théorique proposé par les méthodes d'élaboration des inventaires déjà existantes, leur application est relativement complexe dans la pratique. Le choix des données marginales est propre à chaque praticien et les pratiques d'ACV conséquentielle sont donc inhomogènes. Il y a donc un réel besoin de simplification de méthode d'élaboration des inventaires, notamment en les rendant plus génériques. Plus particulièrement pour l'électricité, peu de méthodes alternative de construction d'inventaire existent dans la littérature, et utilisent encore des modèles économiques.

1.5.3. Question de recherche

La proposition de nouvelles méthodes d'inventaire pour ACV conséquentielle, notamment concernant l'électricité est importante à plusieurs titres :

- La lutte contre le changement climatique. L'ACV conséquentielle permet d'évaluer dans une perspective à long terme les décisions et les politiques énergétiques, or elle reste peu utilisée à cause des difficultés rencontrées par les praticiens, particulièrement dans la construction des inventaires. Par l'électrification de certains usages [7] et sa large implication dans la technosphère, l'électricité fait partie intégrante des systèmes étudiés par les praticiens lors de la réalisation d'une ACV conséquentielle,
- Les changements technologiques engendrés par la transition énergétique remettent en question les méthodologies d'élaboration des données conséquentielles [29] qui

pénalisent dans certains cas les performances environnementales du changement. Il semblerait que la prise en compte d'un mix réponde à cette problématique,

- Les travaux de Mathiesen et al., 2009 [29] identifient que les méthodes actuellement utilisés présentent des limites théoriques qui ne permettent pas de représenter la réalité de la production d'électricité. De plus, les pratiques d'élaboration des inventaires sont inhomogènes car trop influencées par les choix du praticien. Il y a donc un besoin de fournir de nouvelles méthodes pour répondre à ces limites.
- Toutes les méthodes de construction d'inventaire proposées dans la littérature, même celles alternatives, utilisent des modèles économiques alors qu'ils sont considérés comme trop complexes pour une utilisation courante en ACV,
- Dans le contexte spécifique de l'électricité, les inventaires pour ACV conséquentielle devraient provenir d'une méthode générique applicable à tous les mix de production électrique au niveau mondial, qui prendraient en compte les aspects technologiques et environnementaux nécessaires à la transition énergétique, tout en écartant de l'élaboration de l'inventaire les modèles économiques qui freinent l'utilisation de l'ACV conséquentielle par les praticiens.

Les travaux présentés dans ce manuscrit proposeront de répondre à ces besoins à travers la question de recherche suivante :

Est-il possible d'établir des inventaires électricité simples et génériques pour ACV conséquentielles et, pour ce faire, quelle méthode utiliser ?

La méthode proposée devra, si possible, ne pas utiliser des modèles économiques, mais d'autres moyens pour analyser les mix électriques, comme des critères environnementaux par exemple. Cette approche originale a pour but de rapprocher les outils d'analyse des mix d'éléments connus et couramment manipulés par les praticiens d'ACV. Cette approche permettrait de prendre en compte la transition énergétique dans la représentation des mix électriques.

1.5.4. Démarche proposée

La question de recherche sous-entend différents verrous à lever avant de conclure sur la faisabilité de données d'inventaires électricité pour ACV conséquentielle.

Il faut tout d'abord expliquer et décrire les spécificités de l'électricité, objet du Chapitre 2. Un bilan des éléments ayant une influence sur l'évolution des mix, ainsi que l'identification de leur impact environnemental par moyen de production seront donc réalisés.

Afin de simplifier les mix de production électrique, le Chapitre 3 visera à construire une méthode de classification des mix au niveau mondial. La construction d'une typologie faisant intervenir des groupes caractéristiques constitue la première étape nécessaire à l'élaboration des inventaires électricité génériques.

Afin de se positionner dans une perspective conséquentielle, l'évolution des mix électriques au court du temps doit être analysée. L'analyse historique et la modélisation des phénomènes de transition, c'est-à-dire le passage d'un groupe à un autre de la typologie, constitueront le Chapitre 4 de ce manuscrit.

Prenant en compte les différentes situations auxquelles le praticien pourrait être confronté lors de la réalisation d'une ACV conséquentielle d'un produit, le Chapitre 5 proposera une méthode d'élaboration d'inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle.

Enfin, le Chapitre 6 conclura ce manuscrit en synthétisant les éléments de réponse à la question de recherche initiale, ainsi qu'en proposant des perspectives à ces travaux.

1.6. Bibliographie

- [1] IPCC, 'Climate Change 2014: Synthesis Report - Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change', IPCC, Geneva, Switzerland, 2014.
- [2] C. A. Horowitz, 'Paris Agreement', *Int. Leg. Mater.*, vol. 55, no. 4, pp. 740–755, 2016.
- [3] S. Strunz, 'The German energy transition as a regime shift', *Ecol. Econ.*, vol. 100, pp. 150–158, Apr. 2014.
- [4] G. P. J. Verbong and F. W. Geels, 'Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways', *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 77, no. 8, pp. 1214–1221, Oct. 2010.
- [5] G. Verbong and F. Geels, 'The ongoing energy transition: Lessons from a socio-technical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960–2004)', *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1025–1037, Feb. 2007.
- [6] J. Percebois, 'Rapport Energie 2050', Centre d'analyse stratégique, Gouvernement français, France, 2012.
- [7] P. Berrill, A. Arvesen, Y. Scholz, H. C. Gils, and E. G. Hertwich, 'Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe', *Environ. Res. Lett.*, vol. 11, no. 1, p. 014012, Jan. 2016.
- [8] M. Fernandez Astudillo, K. Treyer, C. Bauer, and M. Ben Amor, 'Exploring Challenges and Opportunities of Life Cycle Management in the Electricity Sector', in *Life Cycle Management*, Springer, 2015, pp. 295–306.
- [9] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries Germany 2007 review'. [Online]. Available: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/germany2007.pdf>. [Accessed: 05-Dec-2014].
- [10] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries - Italy 2009 Review'. [Online]. Available: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/italy2009.pdf>. [Accessed: 05-Dec-2014].
- [11] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries - Norway 2011 Review'. [Online]. Available: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/norway2011_web.pdf. [Accessed: 05-Dec-2014].
- [12] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries - Switzerland 2012 Review'. [Online]. Available: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Switzerland2012_free.pdf. [Accessed: 05-Dec-2014].
- [13] *Décret n° 2012-557 du 24 avril 2012 relatif aux obligations de transparence des entreprises en matière sociale et environnementale*. 2012.
- [14] B. Roy, 'Decision science or decision-aid science?', *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 66, no. 2, pp. 184–203, Apr. 1993.
- [15] J. P. Shim, M. Warkentin, J. F. Courtney, D. J. Power, R. Sharda, and C. Carlsson, 'Past, present, and future of decision support technology', *Decis. Support Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 111–126, Jun. 2002.
- [16] A.-M. Tillman, 'Significance of decision-making for LCA methodology', *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 20, no. 1, pp. 113–123, Feb. 2000.
- [17] Comité Technique ISO/TC 207 and CMC, 'NF EN ISO 14040 (2006-10-01) - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Principes et cadre', AFNOR, France, Norme, Oct. 2006.
- [18] Comité technique ISO/TC 207, 'ISO 14044:2006 - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Exigences et lignes directrices', ISO, Norme, Jul. 2006.
- [19] J. M. Earles and A. Halog, 'Consequential life cycle assessment: a review', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 16, no. 5, pp. 445–453, Jun. 2011.
- [20] R. J. Plevin, M. A. Delucchi, and F. Creutzig, 'Using Attributional Life Cycle Assessment to Estimate Climate Change Mitigation Benefits Misleads Policy Makers', *Yale Univ.*, vol. 00, no. 00, pp. 1–11, 2013.
- [21] C. Jones, P. Gilbert, M. Rauegi, S. Mander, and E. Leccisi, 'An approach to prospective consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation', *Energy Policy*, vol. 100, pp. 350–358, Jan. 2017.
- [22] J. M. Earles and A. Halog, 'Consequential life cycle assessment: a review', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 16, no. 5, pp. 445–453, Jun. 2011.
- [23] European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability, 'International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance', EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010, Luxembourg, First edition, Mar. 2010.
- [24] B. P. Weidema, N. Frees, and A.-M. Nielsen, 'Marginal production technologies for life cycle inventories', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 4, no. 1, pp. 48–56, Jan. 1999.
- [25] B. P. Weidema, 'Market information in life cycle assessment', Danish Environmental Protection Agency, Copenhagen, Environmental Project 863, 2003.
- [26] T. Ekvall and B. P. Weidema, 'System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 9, no. 3, pp. 161–171, May 2004.
- [27] T. Ekvall, 'Limitations of Consequential LCA', LCA/LCM 2002 E-Conference, 20-May-2002.

- [28] M. A. Thomassen, R. Dalgaard, R. Heijungs, and I. de Boer, 'Attributional and consequential LCA of milk production', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 4, pp. 339–349, Jun. 2008.
- [29] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, 'Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, no. 15, pp. 1331–1338, Oct. 2009.
- [30] ADEME, *Le changement climatique*. Paris, France: ADEME, 2012.
- [31] U. Nations, 'Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change', 1998.
- [32] 'Quels sont les principaux gaz à effet de serre?', *Connaissance des Énergies*. [Online]. Available: <http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-principaux-gaz-a-effet-de-serre-120207>. [Accessed: 21-Apr-2015].
- [33] G. Myhre, *et al.*, 'Anthropogenic and Natural Radiative Forcing.', in *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)], Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press, 2013, p. 82.
- [34] D. Harvey, J. T. Houghton, Intergovernmental Panel on Climate Change, and Working Group I, *Introduction aux modèles climatiques simple employés dans le Deuxième rapport d'évaluation du GIEC*. Geneva: Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 1997.
- [35] Eurostat 2015, 'Greenhouse gas emissions by economic activity, EU-27, 2000 and 2012 (% of totalemissions in CO2equivalents)'. [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Greenhouse_gas_emissions_by_economic_activity,_EU-27,_2000_and_2012_\(%25_of_total_emissions_in_CO2_equivalents\)_YB15.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Greenhouse_gas_emissions_by_economic_activity,_EU-27,_2000_and_2012_(%25_of_total_emissions_in_CO2_equivalents)_YB15.png). [Accessed: 26-Oct-2017].
- [36] OECD/IEA, *Energy, Climate Change and Environment: 2014 Insights - Executive summary*. Paris, France: International Energy Agency, 2014.
- [37] J. Twidell and T. Weir, *Renewable Energy Resources*. Routledge, 2015.
- [38] E. Beeker, 'Énergie centralisée ou décentralisée?', *France Stratégie*, p. 4, Jan. 2017.
- [39] Commission Européenne, 'Comprendre les politiques de l'Union Européenne - Une énergie durable, sûre et abordable pour les Européens', Union Européenne, Luxembourg, Energie, Nov. 2014.
- [40] *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*. 2015.
- [41] M. Deneux, L. Nègre, and E. Sittler, 'Sur la transition énergétique allemande « Energiewende »', Sénat (commission du développement durable), Paris, France, Rapport d'information n° 249 (2013-2014), Dec. 2013.
- [42] T. de Laroche Lambert, 'La transition énergétique du Danemark: un modèle de planification démocratique européen', *J. Environ. Policy Plan.*, vol. 2, pp. 249–259, 2000.
- [43] Ministère de l'Economie et des Finances, 'La transition énergétique au Danemark', *Trésor Economie*, 03-Feb-2017. [Online]. Available: https://www.tresor.economie.gouv.fr/Ressources/15482_la-transition-energetique-au-danemark. [Accessed: 31-Oct-2017].
- [44] RTE France, 'Eco2mix Mix énergétique', *RTE France*, 22-Sep-2014. [Online]. Available: <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [45] OECD/IEA, 'International Energy Agency Statistics', *International Energy Agency*, 2015. [Online]. Available: <http://www.iea.org/statistics/>.
- [46] The World Bank, 'The World Bank (IBRD -IDA), Data', *The World Bank, Data*, 2015. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/>.
- [47] 'Market Data & CO2 Emissions | Energy Database | Multi Energy Approach | Enerdata'. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>. [Accessed: 14-Mar-2017].
- [48] The Shift Project, 'Historical Electricity Generation Statistics', *The Shift Project Data Portal*, 2015. [Online]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/>.
- [49] L. Börjeson, M. Höjer, K.-H. Dreborg, T. Ekvall, and G. Finnveden, 'Scenario types and techniques: Towards a user's guide', *Futures*, vol. 38, no. 7, pp. 723–739, Sep. 2006.
- [50] IEA, 'World Energy Outlook', *International Energy Agency website*. [Online]. Available: <http://www.iea.org/weo/>. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [51] Enerdata, 'EnerFuture Energy Outlook to 2040', Apr. 2016.
- [52] European Commission, 'Energy modelling - Energy - European Commission', *Energy*. [Online]. Available: </energy/en/data-analysis/energy-modelling>. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [53] Ethniko Metsovio Polytechnio (Greece) *et al.*, *EU energy, transport and GHG emissions: trends to 2050: reference scenario 2013*. 2014.
- [54] N. Alazard-Toux, P. Criqui, and J.-G. Devezeaux de Lavergne, 'Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique Rapport 2013', Agence Nationale de la Coordination de la Recherche et de l'Energie, France, 2013.
- [55] ADEME, 'L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030 - 2050 »', ADEME, France, Document technique, 2012.
- [56] H. Lund and B. V. Mathiesen, 'Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050', *Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 524–531, May 2009.
- [57] C. A. Poveda and M. Lipsett, 'A Review of Sustainability Assessment and Sustainability/Environmental Rating Systems and Credit Weighting Tools', *J. Sustain. Dev.*, vol. 4, no. 6, Nov. 2011.
- [58] K. Angelakoglou and G. Gaidajis, 'A review of methods contributing to the assessment of the environmental sustainability of industrial systems', *J. Clean. Prod.*, vol. 108, pp. 725–747, Dec. 2015.
- [59] 'Ecological Footprint', *Glob. Footpr. Netw.*
- [60] M. Ritthoff, H. Rohn, and C. Liedtke, *MIPS berechnen: Ressourcenproduktivität von Produkten und Dienstleistungen*. Wuppertal: Wuppertal-Inst. für Klima, Umwelt, Energie, 2002.
- [61] P. H. Brunner and H. Rechberger, *Practical handbook of material flow analysis*. Boca Raton, FL: CRC/Lewis, 2004.

- [62] C. Krotscheck and M. Narodoslowsky, 'The Sustainable Process Index a new dimension in ecological evaluation', *Ecol. Eng.*, vol. 6, no. 4, pp. 241–258, Jun. 1996.
- [63] A. Y. Hoekstra, Ed., *The water footprint assessment manual: setting the global standard*. London ; Washington, DC: Earthscan, 2011.
- [64] M. E. Bösch, S. Hellweg, M. A. J. Huijbregts, and R. Frischknecht, 'Applying cumulative exergy demand (CExD) indicators to the ecoinvent database', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 12, no. 3, pp. 181–190, May 2007.
- [65] M. K. Dixit, 'Life cycle embodied energy analysis of residential buildings: A review of literature to investigate embodied energy parameters', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, pp. 390–413, Nov. 2017.
- [66] M. T. Brown and S. Ulgiati, 'Emergy Analysis and Environmental Accounting', in *Encyclopedia of Energy*, Elsevier, 2004, pp. 329–354.
- [67] M. A. Rosen and I. Dincer, 'ON EXERGY AND ENVIRONMENTAL IMPACT', *Int. J. Energy Res.*, vol. 21, no. 7, pp. 643–654, Jun. 1997.
- [68] E. J. Mishan and E. Quah, *Cost-Benefit Analysis*. Routledge, 2007.
- [69] R. C. Mitchell and R. T. Carson, *Using Surveys to Value Public Goods: The Contingent Valuation Method*. Resources for the Future, 1989.
- [70] C. Jasch, 'The use of Environmental Management Accounting (EMA) for identifying environmental costs', *J. Clean. Prod.*, vol. 11, no. 6, pp. 667–676, Sep. 2003.
- [71] K. L. Christ and R. L. Burritt, 'ISO 14051: A new era for MFCA implementation and research', *Rev. Contab.*, vol. 19, no. 1, pp. 1–9, Jan. 2016.
- [72] G. A. Norris, 'Integrating life cycle cost analysis and LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 6, no. 2, pp. 118–120, Mar. 2001.
- [73] 'carbonfootprint.com - Home of Carbon Footprinting'. [Online]. Available: <https://www.carbonfootprint.com/>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [74] 'Empreinte carbone [Énergies et climat, Climat - Effet de serre] : Observation et statistiques'. [Online]. Available: <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/s/climat-effet-serre-empreinte-carbone.html>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [75] A. M. Fet and C. Skaar, 'Eco-labeling, Product Category Rules and Certification Procedures Based on ISO 14025 Requirements (6 pp)', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 11, no. 1, pp. 49–54, Jan. 2006.
- [76] M. Traverso, M. Finkbeiner, A. Jørgensen, and L. Schneider, 'Life Cycle Sustainability Dashboard', *J. Ind. Ecol.*, vol. 16, no. 5, pp. 680–688, Oct. 2012.
- [77] R. van Zelm, M. A. J. Huijbregts, and D. van de Meent, 'USES-LCA 2.0—a global nested multi-media fate, exposure, and effects model', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 14, no. 3, pp. 282–284, May 2009.
- [78] L. Grisel and P. Osset, *L'analyse du cycle de vie d'un produit ou d'un service: applications et mise en pratique*. La Plaine-Saint-Denis: Afnor éd., 2008.
- [79] 'The First US LCA'. [Online]. Available: http://www.sciencenetwork.com/lca/lca_norris_april_2003a/tsld013.htm. [Accessed: 27-Feb-2018].
- [80] C. Sibieude and T. Sibieude, *Les rouages économiques de l'environnement: 64 dossiers-clés, 58 cas concrets, 68 schémas, 397 définitions*. Editions de l'Atelier, 1993.
- [81] F. Consoli *et al.*, 'Guidelines for Life-Cycle Assessment:: A "Code of Practice" from the workshop held at Sesimbra, Portugal, 31 March – 3 April 1993 Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC)', *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 1, no. 1, pp. 55–55, Jan. 1994.
- [82] N. Boeglin and D. Veuillet, 'Introduction à l'Analyse Cycle de Vie (ACV)'. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/noteACVexterne_ADEME_mai_2005.pdf. [Accessed: 05-Dec-2014].
- [83] M. Z. Hauschild *et al.*, 'Identifying best existing practice for characterization modeling in life cycle impact assessment', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 18, no. 3, pp. 683–697, Mar. 2013.
- [84] A. Zamagni, J. Guinée, R. Heijungs, P. Masoni, and A. Raggi, 'Lights and shadows in consequential LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 17, no. 7, pp. 904–918, Aug. 2012.
- [85] G. Finnveden *et al.*, 'Recent developments in Life Cycle Assessment', *J. Environ. Manage.*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, Oct. 2009.
- [86] M. Brander, R. Tipper, C. Hutchison, and G. Davis, 'Consequential and Attributional Approaches to LCA: a Guide to Policy Makers with Specific Reference to Greenhouse Gas LCA of Biofuels', *Ecometrica Press*, no. Technical Paper TP - 090403 - A, p. 14, Apr. 2009.
- [87] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, 'The international workshop on electricity data for life cycle inventories', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 8, pp. 853–862, Jun. 2005.
- [88] A. Zamagni, J. Guinée, R. Heijungs, P. Masoni, and A. Raggi, 'Lights and shadows in consequential LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 17, no. 7, pp. 904–918, Aug. 2012.
- [89] T. Ekvall, 'System Expansion and Allocation in Life Cycle Assessment With Implications for Wastepaper Management', Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 1999.
- [90] 'EcoSD Annual Workshop - Presses des Mines', <https://www.pressesdesmines.com/>. .
- [91] B. P. Weidema, T. Ekvall, and R. Heijungs, 'Guidelines for application of deepened and broadened LCA - Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project'. Jun-2009.
- [92] I. Vázquez-Rowe, S. Rege, A. Marvuglia, J. Thénie, A. Haurie, and E. Benetto, 'Application of three independent consequential LCA approaches to the agricultural sector in Luxembourg', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 18, no. 8, pp. 1593–1604, Sep. 2013.

- [93] H. Stichnothe, F. Schuchardt, and S. Rahutomo, 'European renewable energy directive: Critical analysis of important default values and methods for calculating greenhouse gas (GHG) emissions of palm oil biodiesel', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 19, no. 6, pp. 1294–1304, Jun. 2014.
- [94] T. Ekvall, A.-M. Tillman, and S. Molander, 'Normative ethics and methodology for life cycle assessment', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 13–14, pp. 1225–1234, Nov. 2005.
- [95] B. A. Sandén and M. Karlström, 'Positive and negative feedback in consequential life-cycle assessment', *J. Clean. Prod.*, vol. 15, no. 15, pp. 1469–1481, Oct. 2007.
- [96] T. Ekvall and A. Andrae, 'Attributional and Consequential Environmental Assessment of the Shift to Lead-Free Solders (10 pp)', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 11, no. 5, pp. 344–353, Sep. 2006.
- [97] T. Dandres, 'Développement d'une méthode d'analyse du cycle de vie conséquentielle prospective macroscopique : évaluation d'une politique de bioénergie dans l'union européenne à l'horizon 2025', phd, École Polytechnique de Montréal, 2012.
- [98] M. Guiton and E. Benetto, 'Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle : Identification des conditions de mise en oeuvre et des bonnes pratiques', CRP Henri Tudor, Luxembourg, SCORELCA Etude A2012_01, 2013.
- [99] R. Dalgaard, J. Schmidt, N. Halberg, P. Christensen, M. Thrane, and W. A. Pengue, 'LCA of soybean meal', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 3, pp. 240–254, May 2008.
- [100] A. Azapagic and R. Clift, 'Allocation of environmental burdens in co-product systems: Process and product-related burdens (Part 2)', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 4, no. 6, pp. 369–369, Nov. 1999.
- [101] T. Ekvall, A. Azapagic, G. Finnveden, T. Rydberg, B. P. Weidema, and A. Zamagni, 'Attributional and consequential LCA in the ILCD handbook', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 3, pp. 293–296, Mar. 2016.
- [102] R. Frischknecht and M. Stucki, 'Scope-dependent modelling of electricity supply in life cycle assessments', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 15, no. 8, pp. 806–816, Sep. 2010.
- [103] F. Machlup, 'Marginal Analysis and Empirical Research', *Am. Econ. Rev.*, vol. 36, no. 4, pp. 519–554, 1946.
- [104] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, 'The international workshop on electricity data for life cycle inventories', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 8, pp. 853–862, Jun. 2005.
- [105] A. Azapagic and R. Clift, 'Allocation of environmental burdens in co-product systems: Process and product-related burdens (part 2)', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 5, no. 1, pp. 31–36, Jan. 2000.
- [106] B. P. Weidema, T. Ekvall, and R. Heijungs, 'Guidelines for application of deepened and broadened LCA, Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project', CALCAS, Project no.037075, Jun. 2009.
- [107] A. Kätelhön, A. Bardow, and S. Suh, 'Stochastic Technology Choice Model for Consequential Life Cycle Assessment', *Environ. Sci. Technol.*, vol. 50, no. 23, pp. 12575–12583, Dec. 2016.
- [108] M. B. Amor, C. Gaudreault, P.-O. Pineau, and R. Samson, 'Implications of integrating electricity supply dynamics into life cycle assessment: A case study of renewable distributed generation', *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 410–419, Sep. 2014.
- [109] J. Schmidt, M. Thrane, S. Merciai, and R. Dalgaard, *Inventory of country specific electricity in LCA - Consequential and attributional scenarios. Methodology report v2*. Aalborg, Denmark, 2011.
- [110] J. H. Williams *et al.*, 'The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity', *Science*, vol. 335, no. 6064, pp. 53–59, Jan. 2012

Chapitre 2 : Mix de production électrique et émissions GES

2.1. Introduction

La production d'énergie, en particulier d'électricité, joue un rôle important dans l'atteinte des objectifs de limitation du changement climatique. Un grand nombre de pays se sont engagés dans une transition énergétique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles, augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie [1] et aller vers une électrification des usages mobilité et chauffage [2]. Afin de mieux comprendre ces objectifs, l'analyse du mix de production d'électricité et son fonctionnement sont étudiés dans ce chapitre à travers les émissions GES qu'il engendre.

La littérature ACV propose de nombreuses études relatives à la production d'électricité permettant d'en évaluer l'impact environnemental [3]. Cependant, le manque d'homogénéité dans la modélisation du système électrique et les calculs de ses impacts suscitent des questionnements [4], [5]. Ainsi, un rapport technique du CIRAIG de 2014 [6] a décompté, pour des travaux décrivant l'impact environnemental de moyens de production d'électricité (hydraulique, biomasse, éolien, solaire, charbon, gaz, etc...) depuis 2007, 67 références bibliographiques, amenant à plus de 1000 résultats d'impacts ACV différents. Ce foisonnement est donc une source potentielle d'incertitudes.

Ce chapitre a trois objectifs :

- Préciser la définition de l'objet d'étude, c'est-à-dire le mix de production électrique en analysant son fonctionnement et son impact environnemental,
- Etudier les liens statistiques entre émissions GES de mix électriques d'un ensemble de pays et un panel de variables pouvant avoir une influence sur leur fonctionnement par une Analyse en Composantes Principales (ACP). Seules deux caractéristiques sont sélectionnées pour l'ACP car elles sont à l'origine des choix des moyens de production composant les mix : une caractéristique liée à l'« économie » (PIB, superficie) d'une part et la présence de ressources naturelles sur le territoire d'autre part. Cette analyse constituera une grille de lecture objective des influences possibles de ces paramètres sur les dynamiques d'évolution des mix électriques durant la transition énergétique.
- Etablir un bilan des données des technologies de production d'électricité disponibles dans la base ACV ecoinvent v2.2, avec une évaluation de leurs impacts sur le changement climatique, à partir de l'indicateur d'émission GES (méthode du GIEC 2007 GWP 100a). Ce travail permettra de choisir une valeur d'émissions GES unique pour chaque moyen de production. Le mix de production électrique total étant une combinaison de moyens, cette analyse permettra par la suite de déterminer et analyser les mix.

Les éléments développés dans ce chapitre constitueront les hypothèses et choix retenus pour la construction des inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle.

2.2. Etat de l'art : électricité et mix de production électrique

2.2.1. Définitions

Différentes terminologies sont employées vis à vis de la production d'électricité. Le but de cette partie est de définir les termes qui seront utilisés par la suite.

Une **ressource primaire** correspond à la ressource impliquée dans la production d'électricité, sans distinction de technologie, comme par exemple le charbon, le gaz, le fioul, l'hydraulique. Le plus souvent, la ressource est rattachée à un type de production comme l'éolien, le photovoltaïque ou le nucléaire. On désigne, de plus, parmi ces ressources celles renouvelables, c'est-à-dire « illimitées », i.e., hydraulique, éolien et solaire/PV, et les ressources fossiles, provenant de l'extraction de matières premières fossiles, comme le charbon, le fioul ou le gaz.

Un **moyen de production électrique** désigne une ou plusieurs technologies de production d'électricité faisant appel à une même ressource primaire. Les moyens de production d'électricité ne prennent donc pas en compte les spécificités technologiques, c'est-à-dire les différents types de centrales de production. Ainsi, on retrouvera dans les mix les moyens de production suivants : bioénergies (biomasse, biogaz), charbon, déchets, énergies marines, éolien, fioul, gaz, géothermie, hydraulique, nucléaire, solaire/PV. Ce chapitre présentera tous les moyens de production identifiés. Certains sont trop peu représentés à l'heure actuelle dans les mix pour apparaître dans la présente étude globale. Leur prise en compte sera cependant nécessaire si leur développement devient plus important, afin de notamment répondre aux objectifs de la transition énergétique.

L'objet d'étude de ce manuscrit est le **mix de production électrique**. Il est défini ici comme la somme de tous les moyens de production mis en œuvre pour produire de l'électricité sur un territoire donné, le plus souvent un pays. Les moyens de production y sont exprimés comme des pourcentages de participation à la production totale du territoire sur une année.

2.2.2. Fonctionnement d'un système de production électrique

2.2.2.1. Les différents mix électriques

Il existe différentes manières d'appréhender les mix électriques comme illustré Figure 2.1, représentant le système électrique. D'autres façon de le modéliser existent par ailleurs dans la littérature [7], amenant une représentation différente des éléments décrits dans la suite.

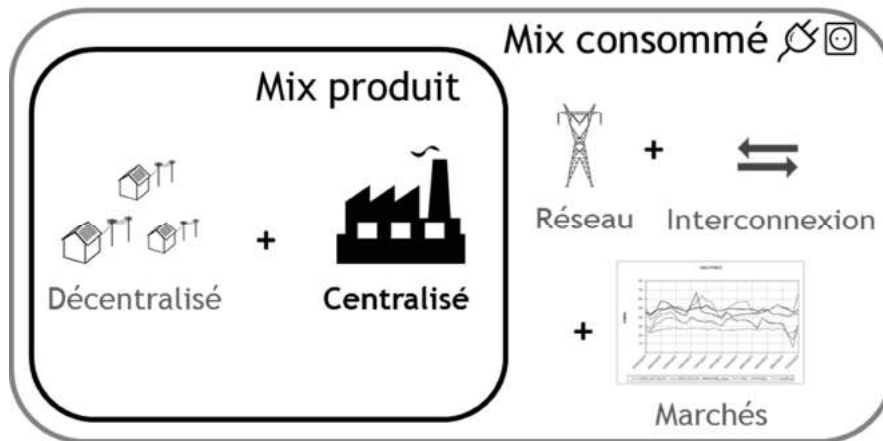


Figure 2.1 : Description des différents éléments impliqués dans les différents types de mix électriques.

Le mix de production électrique est le résultat d'une production à la fois centralisée, c'est-à-dire provenant de centrales de production reliées au réseau qui achemine l'électricité au consommateur, et décentralisée, c'est-à-dire provenant de plus petits moyens de production mis en place à l'échelle locale [8]. Par exemple, la production d'électricité par des panneaux solaires installés sur les toits de maisons particulières est décentralisée. Le mix consommé est celui qui arrive « à la prise », c'est-à-dire celui composé de l'électricité produite sur le territoire, mais aussi provenant d'autres pays, par interconnexion, et gérée par des logiques de marchés [9]. Ces marchés seront brièvement décrits dans le paragraphe suivant.

L'objet d'étude des travaux est le mix de production électrique centralisé, qui reste la production majoritaire dans la plupart des pays. Cependant, la production décentralisée est en phase de croissance par le développement des productions photovoltaïques, éoliennes et l'autoconsommation, provenant des dynamiques de transition énergétique [8], [10]. Les modèles de système électrique actuels pourraient alors être remis en question [8].

2.2.2.2. Brève introduction à la notion l'équilibre offre/demande

La priorité d'un mix électrique est de préserver l'équilibre offre/demande. Cet équilibre est assuré par les moyens de production mis en place, donc le mix de production électrique, mais aussi par une gestion économique en adéquation avec une gestion technique de ces moyens. Ainsi, afin de toujours satisfaire la demande, le gestionnaire d'équilibre devra parfois faire appel à l'import/export d'électricité, profitant de l'interconnexion qui existe avec les systèmes électriques voisins. Cette gestion est complexe, et constitue une discipline d'étude à part entière. Cette partie abordera donc seulement quelques éléments fondamentaux.

L'équilibre est assuré par une gestion de l'électricité [11], [12], présentée dans le Tableau 2.1, couplant données économiques et techniques. Par exemple, dans un cas de maintenance prévue d'un moyen de production, le manque de production en émanant est prévisible. Donc, le marché à terme sera utilisé pour y pallier. Les gestions vont différer suivant les pays, mais selon les mêmes logiques. En France par exemple, la gestion est assurée par 175 gestionnaires d'équilibre [11], [13]. Au niveau européen, le site internet de l'ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [14] permet

d'observer les différentes gestions et interconnexions, ainsi que les dynamiques de marché qui en émanent.

Ces dynamiques s'appliquent principalement à des systèmes continentaux, bien interconnectés. Les systèmes insulaires seront par définition moins interconnectés et devront mettre en place d'autres mécanismes d'ajustement [15].

Tableau 2.1 : Différents types de marchés pour la gestion de l'équilibre offre / demande pour la production d'électricité.

Type de marché	Produit manipulé	Type de gestion
A terme	Financier	Négociations à l'échelle de l'année en allant jusqu'à la semaine.
Spot (day ahead)	Physique jour J-1	Logique d'adéquation volume des ventes / volume des achats. Le gestionnaire d'équilibre lance un appel aux moyens de production qui envoient leurs possibilités de production. Après cette collecte, le gestionnaire renvoie les ordres de production aux producteurs d'électricité en fonction du meilleur coût économique.
A terme (infra-journaliers)	Physique jour J	Gestion d'aléas de production, i.e., intermittence.
Ajustement	Physique jour J	Production d'énergie à la dernière minute (moyens de production carbonés).

2.2.2.3. Constitution d'un mix de production électrique : facteurs d'influence

Différents facteurs vont influencer le mix électrique et sa dynamique d'évolution. Tout d'abord, le mix actuel est le résultat de choix historiques visant à répondre à des contraintes économiques et à une évaluation de la demande [16]. Les moyens de production mis en œuvre sont conditionnés par la disponibilité de la ressource en quantité sur le territoire, comme c'est le cas par exemple pour le charbon en Allemagne [17] ou encore l'hydraulique en Norvège [18], soit par des facilités économiques d'import de la ressource. Les ressources d'un pays sont donc influentes sur l'évolution des mix. L'interconnexion et les possibilités d'échanges à travers les marchés vont permettre l'ajustement de l'offre/demande, et ainsi optimiser le mix de production électrique. Une illustration de cette dynamique est le marché Nord Pool entre Norvège, Danemark, Suède, Finlande, Estonie et Lituanie. Ce système d'échange et de maillage a permis notamment au Danemark de développer de manière forte sa production éolienne [19].

Au-delà des aspects techniques et économiques, les politiques énergétiques orientent l'évolution du mix de production électrique. Ces politiques ont, pour beaucoup, été mises en place après le choc pétrolier de 1973, qui a amené plusieurs pays, comme la France [10] à rechercher l'indépendance énergétique. Enfin, l'opinion publique peut être considérée comme influente à travers les actions des gouvernements élus [16]. Par exemple, l'accident de Fukushima en 2011 a influencé la vision générale du nucléaire, allant même jusqu'à supprimer des textes législatifs : en Italie, une loi de 2009 qui prévoyait l'instauration du nucléaire [20] a ainsi été annulée. Enfin, l'examen de l'historique des politiques énergétiques au Danemark montre que l'opinion publique a favorisé le développement de moyens renouvelables comme l'éolien, alors que cela n'était pas prévu dans les politiques énergétiques initiales [21].

Il semble donc que le mix existant et certains éléments de son environnement peuvent induire une inertie plus ou moins forte, qui impactera l'évolution du mix de production électrique au cours du temps.

2.2.3. Effet de la transition énergétique sur les mix de production d'électricité

La transition énergétique induit des changements fondamentaux pour la production d'électricité :

- Un changement technologique (de production) : mutation du mix de production électrique, de moyens de productions utilisant des ressources fossiles vers des moyens renouvelables et/ou moins émetteurs de GES [22],
- Un changement des usages (de consommation) : mutation d'usages utilisant des combustibles fossiles, tels que le pétrole, vers des usages utilisant l'électricité [2], couplée avec une amélioration de l'efficacité énergétique.

La transition énergétique va impliquer les énergies renouvelables afin de faire baisser les émissions GES et l'utilisation de ressources fossiles. Ces énergies font l'objet de nombreuses études, notamment concernant leur intégration dans les mix actuels et à horizon 2030-2050 [22]-[24], et leurs améliorations technologiques [25]-[29]. L'éolien est un cas d'étude particulièrement abordé. Ce moyen de production est intermittent et va donc potentiellement représenter un risque pour l'équilibre offre/demande lorsqu'il ne produira pas d'électricité [30][31]. Le développement de solutions de plus en plus décentralisées, mettant le consommateur au cœur de la transition pourra aussi avoir un impact non négligeable sur les mix de production électrique actuels et futurs [7], [8].

2.2.4. Conclusion : variabilité des mix de production électrique

Les différents éléments constituant le système électrique font que la composition du mix sera très fortement variable d'un pays à un autre. Il semble donc effectivement difficile à ce stade d'établir des éléments génériques applicables à tous les mix de production électrique. Cependant, des tendances générales vont être observées, notamment grâce à la transition énergétique. Ainsi, on remarquera de manière générale la croissance des énergies renouvelables dans les mix. Les moyens de production d'électricité peuvent être caractérisés par leurs émissions GES. Ce critère permettrait donc l'analyse des mix de production électrique sur une même base.

2.3. Etude des liens statistiques entre émissions GES et éléments d'influence des mix

2.3.1. Choix des données et de la méthode d'étude

2.3.1.1. Variables issues de bases de données

Différents facteurs influencent le mix de production électrique. Cette partie a pour objectif l'étude des liens entre les émissions GES provenant de la production électrique d'un panel de pays et des éléments influant sur la composition de mix présentés précédemment, i.e.,

contexte économique, ressources disponibles, choix de composition du mix passé, politique énergétique et opinion publique. Des paramètres liés à l' « économie » et aux ressources internes au pays sont donc intéressants à étudier pour évaluer leur influence sur les choix de production électrique. Ces deux éléments sont sélectionnés pour réaliser l'étude statistique.

Une des contraintes de l'étude est d'utiliser une même source de données pour une même variable. Ainsi, l'étude utilisera des données économiques macroscopiques, afin de conserver une même provenance des données pour une même variable, ce qui n'était pas possible dans le cas de données économiques plus fines.

Le cas des ressources est plus facile à appréhender. Les ressources importées sont écartées des données sélectionnées même si elles constituent elles aussi la « matière première » du mix électrique. Ce choix provient de l'hypothèse qu'un pays aura une plus forte tendance à développer une technologie de production d'électricité quand la ressource qu'il utilise se trouve directement sur son territoire [32]. Elle se vérifie notamment dans les pays du Golfe, qui ont des ressources conséquentes en gaz et pétrole, et donc des mix avec beaucoup de moyens de production utilisant ces ressources [33]. Par contre, l'absence d'une ressource sur le territoire n'empêchera pas un pays de mettre en place des moyens de productions qui devraient l'utiliser.

Les données choisies sont résumées dans le Tableau 2.2. Elles vont toutes représenter des éléments soit en relation avec l'économie des pays étudiés, soit avec les ressources présentes dans les pays. Elles ont toutes été choisies par leur disponibilité et leur facilité d'accès dans des bases reconnues internationalement.

Tableau 2.2 : Données choisies pour qualifier l'économie et les ressources internes des pays sélectionnés pour l'étude ACP.

Nom de la variable	Unité	Source
Economie		
Production totale pour l'année 2012	TWh	TSP Database [33]
PIB de l'année 2012	\$ US 2005	World Bank [34]
Superficie totale du pays	km ²	World Bank [34]
Ressources		
Ressource en eau douce interne par habitant	m ³	World Bank[34]
Facteur radiatif, ensoleillement	W/m ²	Cartographie IRENA [35]
Vitesse du vent	m/s	Cartographie IRENA [35]
Réserves prouvées en charbon fin 2011	Mt	Conseil Mondial de l'Energie, relevé 2013 [36]
Réserves prouvées en pétrole fin 2011	Mt	IEA [37]
Production de pétrole en 2011	mT	IEA [37]
Réserves prouvées en gaz fin 2011	Mt	IEA [37]

2.3.1.2. Variable calculée : les émissions GES des mix électriques

Les individus de l'étude sont 94 pays, listés en Annexe A.1. Leur sélection est faite sur un critère de production minimale : les pays produisant moins de 10 TWh sont écartés de l'étude. La base de donnée utilisée ici pour extraire la composition du mix de chaque pays est la TSP Database [33]. Les moyens de productions disponibles dans cette base sont listés dans la première colonne du Tableau 2.3.

Tableau 2.3 : Valeurs d'émissions GES au 50^{ème} centile pour chaque moyen de production exprimé par la ressource primaire utilisé, issues du GIEC [38], [39].

Type de production primaire	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)
Hydraulique (incluant le pompage)	4
Eolien	12
Nucléaire	16
Bioénergie et déchets	18
Géothermie	45
PV (/Energie marine)	46
Gaz	469
Fioul	840
Charbon	1001

Il faut maintenant calculer les émissions GES associées aux mix de production d'électricité, première variable de la matrice de données. Le GIEC propose des valeurs d'émissions GES moyennes pour chaque moyen de production (Tableau 2.3) [38], [39]. En considérant chaque pays correspondant à $i=1$ à n , les émissions GES sont calculées pour chaque moyen de production $m = 1$ à 9 :

$$GES_{i,m} = (Q_m / Q_{Tot}) \times GES_m \text{ for } m=1 \text{ to } 9 \quad (\text{Eq 2.1})$$

$GES_{i,m}$: émission GES de la ressource primaire pour un pays i en gCO₂éq/kWh
 Q_m : quantité d'électricité produite par la ressource primaire en TWh (2012)
 Q_{Tot} : production totale en TWh (2012)
 GES_m : émissions GES de la ressource primaire en gCO₂éq/kWh (Tableau 2.1)

La somme de toutes les ressources primaires (c'est-à-dire le mix) pour un pays i est donc :

$$CF_i = \sum_m (Q_m / Q_{Tot} \times GES_m) \quad (\text{Eq 2.2})$$

m : ressource primaire
 CF_i : émissions GES pour le pays i en gCO₂éq/kWh

Ce calcul est effectué pour chacun des pays considérés.

2.3.1.3. Choix de la méthode d'analyse par Analyse en Composantes Principales (ACP)

Plusieurs méthodes d'analyse de données sont disponibles dans la littérature et sont appliquées à l'énergie [40]-[43]. Husson et al., 2016 [44] identifient une famille de méthodes de représentation des données, appelée Analyse Multidimensionnelle des données (ADM), dont font partie les trois méthodes factorielles permettant d'analyser des ressemblances entre groupes d'individus :

- L'Analyse en Composantes Principales (ACP), qui permet d'étudier des tableaux de données croisant des individus et des variables quantitatives,
- L'Analyse Factorielle des Correspondances (AFC), qui permet d'étudier des tableaux de contingence, c'est-à-dire des tableaux regroupant des réponses simultanées à une même question (enquête d'opinion par exemple),
- L'Analyse des (Factorielle) Correspondances Multiples (ACM ou AFCM), qui est une extension de l'AFC, qui permet de croiser des individus et leurs réponses à plusieurs variables qualitatives.

Le choix de méthode dépend en général du type de jeu de données étudié, ainsi que de leur caractère qualitatif ou quantitatif. Ici, les données forment un tableau mettant en relation des individus, des pays, des variables quantitatives comme décrites au Tableau 2.2 et les émissions GES calculées en 2.3.1.2. Ainsi, l'ACP semble être la plus adaptée à notre cas.

2.3.1.4. Déroulement pratique d'une ACP

L'ACP se compose de différentes étapes décrites d'après les travaux de Husson et al., 2016 [44]. Elle permet de représenter un nuage de points défini en K dimensions dans un espace à 2 dimensions, en le déformant le moins possible. Cela revient à choisir le meilleur « angle de prise de vue » du jeu de données.

L'ACP va permettre de réaliser deux études : celle des individus et celle des variables. La première va chercher à représenter des individus qui se caractérisent par plusieurs dimensions (plusieurs variables) les uns par rapport aux autres : c'est-à-dire faire un classement en se basant sur leurs ressemblances. La seconde va chercher à décrire les données par rapport aux variables en utilisant les liaisons linéaires entre elles. L'analyse de ces deux aspects est importante pour renforcer la robustesse des résultats.

Lorsque les données sont très différentes, par exemple en termes de « poids », c'est-à-dire que certaines, par leurs valeurs, auront plus d'influence sur les résultats, il est conseillé de réaliser une ACP centrée réduite, c'est-à-dire normée. Centrer l'ACP correspond à faire coïncider le barycentre du nuage des individus avec le centre du repère établi par l'ACP, c'est-à-dire faire une translation du nuage de point vers un nouveau centre de repère. La plupart des ACP réalisées sont au minimum centrées. La réduction va permettre d'allouer un poids égal à chaque variable. Il y a un changement de référentiel afin de définir la direction des vecteurs : en ACP réduite, la direction est définie par l'écart type.

Il faut en premier lieu identifier la meilleure représentation plane (deux dimensions) du jeu de données. Pour cela, à partir des données initiales, il faut établir la matrice des corrélations, qui sera diagonalisée pour obtenir les vecteurs propres du jeu de données. Ils constituent les axes à partir desquels les données seront projetées. La quantité d'information « contenue » dans chaque axe est observable à partir de la représentation graphique du pourcentage d'inertie associé à chaque axe. On considère que les données sont bien représentées si l'inertie des deux axes dépasse 75%. Il est aussi possible de calculer la contribution des individus et des variables à la construction de ces axes, de manière à apporter des éléments d'analyse.

Les variables sont ensuite projetées sur les axes sélectionnés, établissant alors le cercle des corrélations pour les variables. Graphiquement, plus le vecteur représentant la variable sera proche du bord du cercle des corrélations, plus elle sera bien représentée dans ce système

de projection (bonne projection dans le système d'axes orthogonaux). Il est de plus établi que si deux vecteurs vont dans une même direction, avec un angle faible, les variables auront tendance à être corrélées positivement. Lorsque les vecteurs sont parallèles, mais vont dans deux directions opposées, les variables associées auront tendance à être corrélées négativement. Enfin lorsque deux vecteurs sont perpendiculaires, il n'y pas de corrélation entre les variables y étant associés.

L'ACP présentée ici est réalisée à l'aide du logiciel R (version 3.1.2) [45] avec la librairie `ade4` [46], qui contient les fonctions automatiques de calcul des différentes étapes présentées avant. Un exemple de script utilisé pour effectuer l'ACP sur les paramètres « économiques » est donné en Annexe A.1.

2.3.2. Résultats

Les graphiques de pourcentage d'inertie associé à chaque axe ainsi que les participations des individus et variables aux axes pour les deux cas sont fournis en Annexe A.1.

2.3.2.1. Liens avec les paramètres économiques

Le pourcentage d'inertie associé à chaque axe montre que les axes 1 et 2 cumulent 82% de l'information initiale du tableau de données. Donc, les représentations selon les axes 1 et 2 reviennent à expliquer 82% de l'information totale, ce qui semble satisfaisant.

Sur le graphique de contribution des individus à la construction des axes, la Chine et les USA contribuent particulièrement à la construction de l'axe 1, ce qui est cohérent avec les observations faites sur le graphique des contributions des variables aux axes, avec la contribution du PIB, de la superficie et de la production totale d'électricité à la construction de ce même axe. La plupart des pays contribuent à la construction de l'axe 2. La variable participant le plus à la construction de cet axe sont les émissions GES. La majorité des variables étant bien représentés sur ces axes, les tendances établies auront une plus grande chance d'être robustes.

La Figure 2.2 représente les corrélations suivant les axes 1 et 2. Les flèches sont proches du cercle des corrélations : les variables sont bien représentées. Les PIB, superficie et production d'électricité totale vont tous dans le même sens et sont quasiment confondus, établissant une tendance de corrélation positive entre eux. Ainsi, cela sous-entend que plus un pays aura un PIB élevé, plus il produira d'électricité et plus sa superficie aura des chances d'être importante. Malgré le fait que cette conclusion est critiquable d'un point de vue pratique, un pays faible en superficie pouvant être riche, elle témoigne d'une tendance logique et assez généralisable dans le cas du lien PIB et production d'électricité.

Les émissions GES sont perpendiculaires aux autres variables. Il n'y a donc pas de corrélation statistique entre émissions de GES et PIB, superficie et production totale d'électricité.

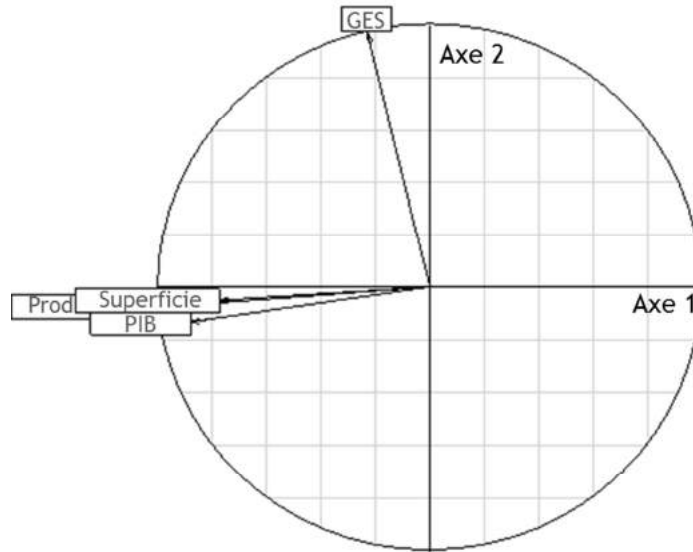


Figure 2.2 : Cercle des corrélations entre émissions GES et variables économiques suivant les axes de projection 1 et 2.

2.1.1.1. Liens avec les paramètres de ressources

Le pourcentage d'inertie contenue dans les axes montre que les axes 1 et 2 ne représentent que 51 % du système initial. Il faut donc observer les résultats sur les axes de projection 3 voire 4, afin d'obtenir plus d'informations. Pour limiter le nombre de résultats, l'analyse s'arrêtera à la projection sur l'axe 4.

Les contributions des individus et variables aux axes sont les suivantes :

- Axe 1 : pays possédant des ressources fossiles,
- Axe 2 : pays avec un fort potentiel en vent et ensoleillement,
- Axe 3 : ressource en eau et émissions GES (ce qui explique la forte contribution de l'Islande),
- Axe 4 : pays possédant des ressources fossiles.

L'axe 4 représentant les mêmes données (ressources fossiles) que l'axe 1, il est choisi de restreindre les représentations aux axes 1 à 3. Les cercles de corrélations sont représentés Figure 2.3.

Suivant les axes 1/2, les ressources fioul, gaz et charbon ont tendance à être corrélées positivement. Ce résultat était prévisible, ces ressources ayant de fortes émissions GES [38]. Les émissions GES, même mal représentées (mauvaise projection dans le système d'axes orthogonaux) permettent de l'observer. Ressources en eau, vent et ensoleillement semblent avoir une tendance à être corrélées, i.e., positivement pour eau et ensoleillement, négativement pour le vent. Ainsi, il semblerait que plus il y a de potentiel en vent, moins il y a de potentiel en ensoleillement et en eau. Il n'y a pas statistiquement de relations entre ces variables et les émissions GES.

L'axe 3 représentant mieux les émissions GES, il permet de préciser l'analyse. Il y aurait une tendance de corrélation négative entre ressources en eau et émissions GES, c'est-à-dire que plus il y aura d'eau, moins les émissions GES seront fortes. Les axes 2/3 permettent de voir qu'il n'y a pas de corrélation entre émissions GES et ressources renouvelables vent et ensoleillement.

En conclusion, statistiquement :

- Emissions GES et ressources fossiles semblent avoir tendance à être corrélés positivement,
- Emissions GES et ressources en eau semblent avoir tendance à être corrélés négativement,
- Il n'y a pas de corrélation entre émissions GES d'une part et ressources, vent et ensoleillement d'autre part.

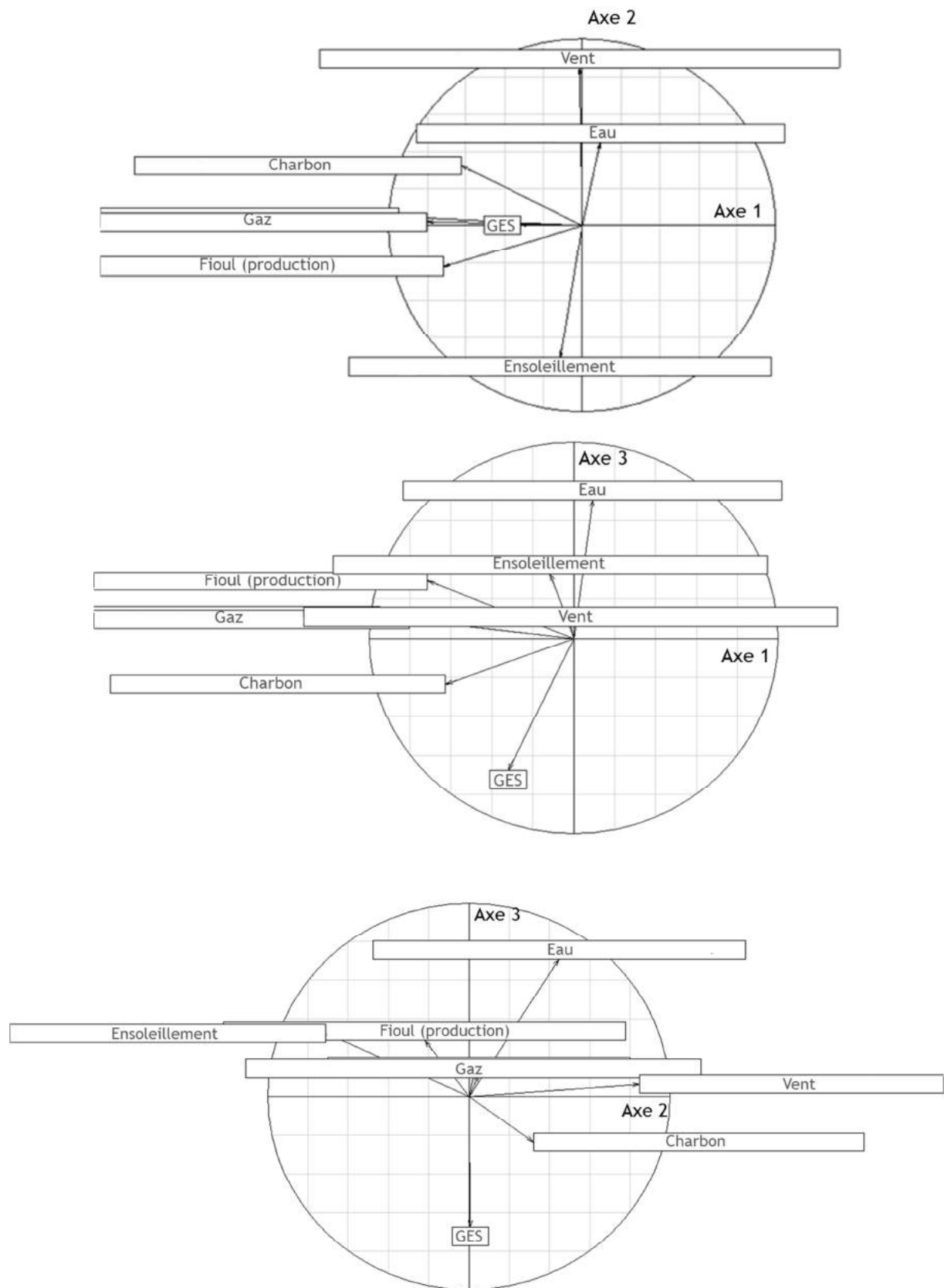


Figure 2.3 : Cercles des corrélations pour les axes 1/2, 1/3, 2/3 des paramètres ressources et GES.

2.3.3. Discussion

2.3.3.1. Choix des variables

L'étude présentée nécessiterait d'autres apports de données dans l'étude afin de confirmer les conclusions observées. Premièrement, les pays choisis (donc les individus) de cette étude produisent tous plus de 10TWh sur une année. Il faudrait donc prendre en compte des individus moins producteurs afin d'observer s'ils s'éloignent des observations réalisées ici. Deuxièmement, l'étude n'utilise pas réellement de données économiques fines, afin de conserver une même provenance des données pour une même variable. Les tendances de corrélations établies confirment ce qui était attendu. Il serait donc intéressant d'observer le positionnement dans l'ACP de paramètres plus précis, comme par exemple l'effort de R&D produit par les pays, ou bien l'inflation. Troisièmement, la quantification des variables vent et ensoleillement pourrait être améliorée. En effet, elles ne sont construites que sur des observations graphiques à partir des cartographies du potentiel en vent et ensoleillement de l'IRENA [35]. Le but de cette partie n'étant pas de faire une comparaison quantitative, ce biais présente peu d'influence (l'erreur est égale dans tous les cas). Il faudrait tout de même chercher d'autres sources de données afin de valider les conclusions. Enfin, l'ACP ne prend pas en compte les ressources importées, qui constituent aussi la « matière première » permettant de construire le mix électrique. Ainsi, le cas de l'import serait à prendre en compte pour compléter les résultats.

2.3.3.2. Impacts sur l'interprétation des choix concernant les mix de production électrique

Les résultats de l'ACP tendent à montrer qu'il n'y a pas de lien entre ces deux paramètres et le mix de production électrique.

Les résultats suggèrent que les trois variables PIB, superficie et production totale d'électricité ne forment qu'un seul et même axe. Cependant ce raisonnement écarte les petits pays qui possèdent un taux de développement élevé, avec peu de production électrique. Ce biais s'explique par le choix de retenir seulement des pays produisant plus de 10 TWh. Ainsi, une limite de l'étude est que les constats ne sont valables que dans le cas de gros producteurs d'électricité. Il faudrait donc effectuer la même démarche méthodologique avec des pays moins producteurs pour compléter l'étude.

Les politiques énergétiques ont toutes pour objectif de développer des technologies bas carbone afin de réduire les émissions GES. Les pays possédant déjà une grande « quantité » de ressources renouvelables ont déjà commencé à mettre en place les moyens de productions correspondants, souvent en base ou avec une priorité sur leur réseau. Or ce lien entre ressources renouvelables vent / ensoleillement et émissions GES n'est pas observable dans l'ACP. Il faudrait donc étudier ce cas sur plusieurs années pour confirmer si cette conclusion est généralisable.

2.3.4. Conclusion : implication de l'économie et des ressources internes dans la transition énergétique

La transition énergétique répond aux enjeux du changement climatique, mais aussi à ceux de l'épuisement des ressources fossiles [47]. Ce constat est donc un facteur favorable à l'insertion croissante d'énergies renouvelables dans les mix, autre objectifs de la transition énergétique. Les pays vont modifier profondément et sur le long terme la production

électrique pour qu'elle soit plus vertueuse vis-à-vis de l'environnement, tout en étant économiquement viable [24]. Malgré la mise en place de lois cherchant à réduire les parts d'énergies polluantes, celles-ci ne sont pas en baisse significative dans tous les pays. Cela s'explique par une interaction observable dans l'ACP : plus un pays possède des ressources en interne, plus sa propension à développer les technologies utilisant ces ressources sera grande. Les parts encore importantes de technologies carbonées témoignent de cette problématique : si ces moyens ont été choisis dans le passé, les éliminer du mix demande, d'une part d'arrêter de les utiliser, d'autre part de les remplacer par des technologies plus vertueuses et moins carbonées.

En résumé, l'ACP montre qu'il y a une corrélation entre ressources, donc potentiellement moyens de production composant le mix électrique, et émissions GES. Ce critère est donc bien sélectionné pour analyser les mix. Il ne semble par ailleurs pas y avoir de corrélation entre émissions GES et paramètres « économiques ».

2.4. Emissions GES des moyens de production d'électricité dans la base de données ACV ecoinvent

2.4.1. Introduction

La partie précédente a montré qu'il n'était pas possible de généraliser les mix de production électrique à travers l'étude des paramètres économiques ou de ressources. L'étude ACP a montré que les émissions GES constituent un critère cohérent pour évaluer les mix.

La littérature ACV identifie un foisonnement des résultats sur la production d'électricité et son impact environnemental [6]. Il est donc nécessaire de réaliser une analyse des émissions GES des différents moyens de productions d'électricité dans la base à partir d'une base couramment utilisée par les praticiens d'ACV. Il existe plusieurs bases, généralistes ou spécialisées, disponibles en ligne ou directement dans les logiciels ACV [48]. L'étude analysera donc les émissions GES des différents moyens de production afin de les comparer aux valeurs déjà disponibles dans un rapport du GIEC [38], [39].

2.4.2. Matériels et méthodes

2.4.2.1. Sélection des données étudiées

La base de données ACV choisie pour l'étude est ecoinvent (version 2.2) [49]. C'est une base de référence généraliste proposant un large panel de données concernant les moyens de production d'électricité, par ressource primaire mais aussi par type de technologie, avec des différenciations par pays.

Les données étudiées sont listées dans le Tableau 2.3 par type de ressource primaire utilisée. Les spécificités technologiques sont listées ici, contrairement à la définition du moyen de production qui les agrège, afin d'identifier les éventuelles différences d'impact environnemental d'une technologie à l'autre pour une même ressource primaire.

Tableau 2.3 : Données ecoinvent des moyens de production d'électricité par type de ressource primaire.

Type de production primaire	Modules ecoinvent pris en compte
Bioénergie et déchets	Co-generation wood chips Treatment coal gas
Charbon	Coal
Gaz	Gas (natural, 10MW) Gas (natural, CCPP) Gas (natural, conventional)
Géothermie	Geothermal
Hydraulique (incluant pompage)	Hydro pump storage Hydro reservoir (alpine) Hydro reservoir (non alpine) Hydro ror
Nucléaire	Nuclear PWR Nuclear BWR
Fioul	Oil
PV (/Energie marine)	PV 3kWp (aSi, sr) PV 3kWp (CdTe) PV 3kWp (CIS, sr) PV 3kWp (Multi, facade) PV 3kWp (Multi, fr) PV 3kWp (Multi, open ground) PV 3kWp (Multi, sr) PV 3kWp (Ribbon, sr) PV 3kWp (Single, facade) PV 3kWp (Single, fr) PV 3kWp (Single, sr)
Eolien	Wind 1-3MW onshore Wind >3MW onshore Wind <1MW onshore Wind 1-3MW offshore

2.4.2.2. Calculs de l'impact sur le changement climatique par type de production par pays

Chaque moyen de production du Tableau 2.3 correspond à un processus spécifique disponible dans le logiciel Simapro [50]. Pour un même moyen sont considérées autant de localisations géographiques que disponibles dans base. L'unité fonctionnelle choisie est 1 kWh d'électricité produite sur une année dans le pays considéré. La méthode d'analyse d'impact sélectionnée est celle du GIEC GWP 100a, ayant pour résultat des émissions GES. Cette méthode est considérée comme la plus robuste pour évaluer l'impact sur le changement climatique [51]. Elle est par ailleurs recommandée par le JRC (Join Research Center de l'Union Européenne) [52]. Elle permettra, de plus, de travailler avec les mêmes hypothèses que celles des données du GIEC [38] auxquelles elles seront comparées.

Pour chaque moyen de production sont déterminées les valeurs : moyenne, médiane, minimum, maximum, variance et écart type, permettant d'obtenir leur variabilité. Elles sont représentées graphiquement sur des boîtes à moustaches à l'aide du logiciel R [45] (Annexe A.2). Cette étape permet notamment d'identifier les valeurs extrêmes non adaptées à l'étude qui se veut moyenne.

2.4.2.3. Etude de la variabilité des résultats et incertitude des données
 Huijbregts, 1998 [53] a identifié différentes sortes d'incertitudes et variabilités en ACV et les a classé suivant six cas listés dans le Tableau 2.4.

Tableau 2.4 : Cas d'incertitude et de variabilité suivant la classification proposée par Huijbregts, 1998 [53].

Incertitude	Variabilité
Du paramètre : manque de données, mesures imprécises, ou cas non représentatif de la donnée réelle	Spatiale : manque de données régionalisées, variabilité entre les zones géographiques
Du modèle : perte de caractéristiques spécifiques du modèle réel dans l'ACV	Temporelle : variation des données sur le court terme, horizon de temps de l'analyse d'impacts (notamment émissions GES)
Liée aux choix : choix de l'unité fonctionnelle, de l'allocation, dans la modélisation	Entre les objets et les sources : différences d'émissions pour de mêmes données en entrée dans l'inventaire, variabilité d'un même objet (différence entre individus)

Dans l'analyse présentée ici, intervient surtout la variabilité spatiale, par prise en compte de localisations géographiques [54], mais aussi la variabilité entre les objets, les moyens de production. S'ajoutent à ces variabilités, et pour chaque donnée prise en compte, les trois incertitudes listées dans le Tableau 2.4. L'incertitude du paramètre est la plus forte car la modélisation ne prend en compte qu'une seule donnée, simplifiant donc le modèle et la définition de l'unité fonctionnelle qui sont donc moins incertains.

La variabilité entre objets, c'est-à-dire les données d'un moyen de production et l'incertitude du paramètre contenue dans la valeur médiane de chaque moyen de production, sont comparées. La démarche est illustrée Figure 2.4. Le calcul d'incertitude du paramètre est réalisé à l'aide du logiciel SimaPro (Annexe A.2).

Enfin, ces données sont ensuite comparées à celles du rapport GIEC (SREEN, Appendix II, Table A.II.4 [38], [39]), utilisées en 2.3.1.2.

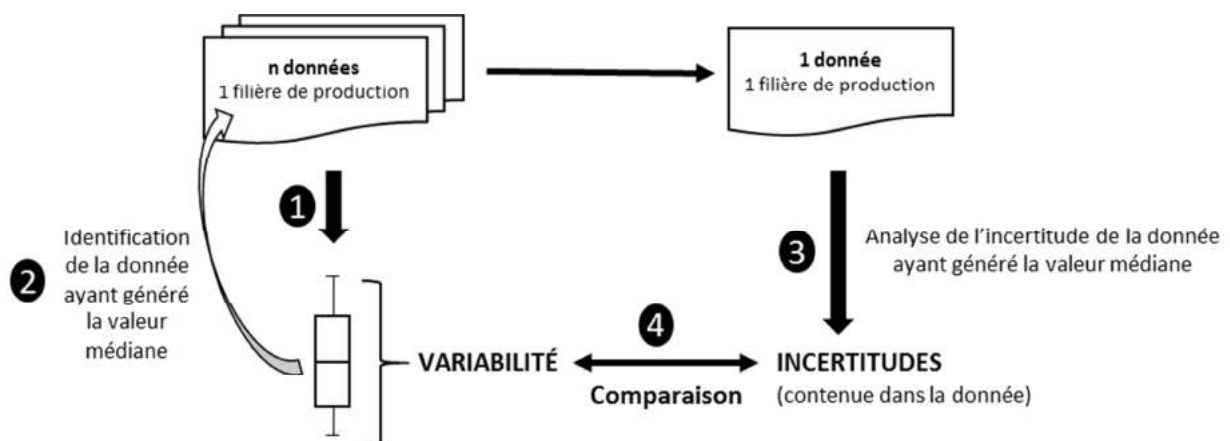


Figure 2.4 : Démarche de comparaison de la variabilité entre données pour un même moyen de production et l'incertitude contenue dans une donnée spécifique (médiane).

2.4.3. Résultats

2.4.3.1. Données calculées par moyen de production et par pays

Les graphiques en Annexe A.2 montrent que de nombreuses valeurs sont remarquables car très éloignées des 25^{ème} et 75^{ème} centiles. Elles ne sont pas sélectionnées dans la suite de l'étude. Ces données concernent les ressources primaires gaz (cycle combiné et conventionnel), nucléaire (BWR et PWR), charbon et éolien.

La disparité des résultats concernant le gaz a deux causes possibles. Tout d'abord le rendement des centrales varie fortement : il sera moins important pour les centrales gaz naturel classiques (jusqu'à 39 %), que pour celles de type cycle combiné gaz (CCG) (50-60%) [55]. De plus, pour une même technologie le rendement diffère suivant les pays [56]. L'extraction du gaz peut aussi occasionner des fuites de méthane, et générer un impact additionnel entre 10 et 180 kgCO₂éq/MWh. L'approvisionnement peut donc représenter jusqu'à 30 % de l'impact total [3]. Les mêmes caractéristiques expliquent, dans son cas, la disparité des résultats sur le charbon [3].

La variabilité du nucléaire provient des types d'enrichissement de l'uranium [3] mais aussi des technologies et rendements.

Pour l'éolien, et plus généralement les technologies renouvelables intermittentes, l'amont de la production d'électricité est la phase la plus impactante à cause de l'extraction des matériaux nécessaire à la construction, variable selon les pays [3].

2.4.3.2. Incertitude des valeurs médianes par technologie

Peu de valeurs médianes, en Annexe A.2 - Tableau A.2, présentent une incertitude au-delà de 30 %. La plupart des technologies vont présenter un coefficient de variation contenu dans la donnée entre 10 et 20 %. L'incertitude des valeurs médianes n'est pas en général significativement différente de celle émanant des choix de localisation géographique.

La géothermie a un coefficient de variation de 51 %. Ce moyen de production reste peu développé à l'heure actuelle, ce qui rend les données très spécifiques et donc des résultats différents en termes d'impact. Deux technologies photovoltaïques vont présenter elles aussi un coefficient de variation au-delà de 50%. Ce sont des panneaux installés en toit incliné en multi et mono Si. Les impacts sont plus importants dans le cas de panneaux montés, ce qui est le cas ici, car l'étape d'installation des panneaux est comptée. La variabilité entre les résultats en sera d'autant plus grande.

2.4.3.3. Comparaison des données calculées avec les données du GIEC

Les résultats obtenus sont présentés Tableau 2.5. Les technologies de PV ont été réunies par type de module utilisé, ce facteur étant le plus impactant [57] : les données sont des minimums, moyennes et maximums pour chaque type de module.

De manière générale, les résultats des calculs sont supérieurs à ceux du GIEC [39] pour les moyennes. La seule exception concerne le cas du nucléaire, certainement dû à une perte de précision par calcul de la valeur arrondie dans le rapport GIEC.

Tableau 2.5 : Résultats de l'analyse des filières de production d'électricité dans ecoinvent et comparaison aux valeurs moyennes du GIEC.

Filière par type de ressource primaire	Résultat GIEC (gCO ₂ éq/kWh)	Résultats issus des calculs SimaPro (gCO ₂ éq/kWh)			
	Moyenne	Technologie	Minimum	Moyenne	Maximum
Hydraulique	4	Hydraulique réservoir	2	7	7
		Hydraulique fil de l'eau	4	4	4
		STEP	40	935	1990
Eolien	12	Eolien 1-3MW onshore	9	16	27
		Eolien 1-3MW offshore	13	16	17
		Eolien >3MW onshore	15	29	50
		Eolien <1MW onshore	9	16	28
Nucléaire	16	Nucléaire BWR	13	15	19
		Nucléaire PWR	14	16	17
Bioénergie et déchets	18	Cogénération	20	117	709
Géothermie	45	Traitement charbon/gaz	117	1649	3673
		Géothermie	58	59	61
PV	46	PV single	66	94	117
		PV multi	53	80	102
		PV ribbon	40	58	72
		PV a-Si	39	58	71
		PV CdTe	27	39	48
		PV CIS	40	58	72
Gaz	469	Gaz 10 MW	656	729	779
		Gaz CCPP (CCG)	415	415	415
		Gaz conventionnel	579	684	799
Fioul	840	Fioul	532	985	1380
Charbon	1001	Charbon	991	1159	1427

2.4.4. Discussion

2.4.4.1. Caractérisation géographique des données de moyens de production d'électricité dans ecoinvent

Le caractère localisé des données dans la base ecoinvent pris en compte ne correspond pas à l'objectif de choix de données génériques. Certaines données avec une spécificité géographique sont obtenues en adaptant des paramètres d'une ACV complète réalisée sur un cas global, amenant à des liens parents / enfants entre les données [58]. Une mauvaise prise en compte de ce lien peut donc amener à de l'incertitude (ici une incertitude due au choix d'un pays spécifique) [53].

L'allocation, les technologies et les rendements semblent fortement impactants pour les résultats ACV concernant les émissions GES. Pour une même technologie, certains pays ne possèdent pas les centrales avec les rendements les plus optimaux et auront toujours un bilan moins vertueux que ceux possédant des centrales plus efficaces. Par exemple, la Chine utilise encore des technologies anciennes avec de moins bons rendements [59].

Enfin, une des principales limites de la démarche est que le mix électrique global peut être impliqué dans le calcul d'ACV d'un moyen de production d'électricité. Par exemple, les impacts des stations de pompage hydraulique (STEP dans l'analyse) sont très variables suivant les pays, à cause de la performance du mix de production électrique du pays associé

[60]. C'est aussi le cas dans l'ACV des panneaux solaires [61]. Il est donc difficile pour ces moyens de produire des résultats génériques.

2.4.4.2. Comparaison des deux alternatives donnéesecoinvent ou données du GIEC

Il y a peu de différence entre les valeurs calculées provenant de donnéesecoinvent et celles du GIEC. L'alternative est donc la suivante : soit choisir pour les calculs dans la suite de ce travail les valeurs moyennes calculées pour chacun des moyens de production (agrégation des moyens de production par ressource primaire) et constituer une base de données spécifique à notre étude, soit prendre les valeurs moyennes du rapport SREEN du GIEC.

Les valeurs calculées présentent l'avantage d'être issues d'ecoinvent et de l'application de la méthode de calcul du GIEC recommandée par le JRC [52], avec la possibilité de distinguer si nécessaire les moyens de production utilisant la même ressource primaire si nécessaire. Cependant, pour généraliser les raisonnements au niveau mondial et traiter tous les pays de manière égale, il faut prendre en compte une donnée unique d'émissions GES pour chaque moyen de production d'électricité. Le choix d'une donnée parmi celles calculées reviendrait à privilégier un pays ou groupement de pays, ce qui n'est pas souhaité. Ainsi, nous estimons que l'incertitude due au choix de cette donnée serait forte. De plus, l'utilisation de la base en version 3.4 aurait donné des résultats différents, les inventaires du cycle de vie n'étant pas les mêmes qu'en version 2.2.

Les valeurs proposées par le GIEC sont moins détaillées que celles calculées, car la distinction technologique pour une même production primaire n'existe pas. Pour chaque moyen de production (exprimé par type de ressource primaire) les valeurs maximum, minimum, 25, 50 et 75^{ème} centiles sont proposées. Elles sont issues de l'étude d'un grand nombre de données ACV provenant de différentes études et publications [38]. Ces données agrègent certains moyens de production avec d'autres n'ayant pas la même production primaire, comme par exemple le solaire et les énergies marines. Faisant partie des travaux du GIEC ce sont des valeurs de référence. Elles ont donc l'avantage d'être représentatives d'un état de l'art des études existantes concernant l'impact sur le changement climatique inhérent à la production d'électricité.

L'objectif des travaux présentés dans ce manuscrit est de produire une méthode de construction de données d'inventaire génériques applicables à toutes les ACV conséquentielles. Ainsi, le choix d'utiliser des données calculées dans le cadre de cette étude rendrait la démarche très spécifique et amènerait à une incertitude moins facilement identifiable par les utilisateurs. Le choix des données issues du GIEC présente l'avantage d'avoir une incertitude plus facilement identifiable, la méthodologie du GIEC étant connue des utilisateurs d'ACV. De plus, la prise en compte des différentes technologies reviendrait à devoir faire des distinctions d'ordre économique entre pays, ce qui n'est pas souhaité.

2.4.5. Conclusions

L'analyse précédente montre que l'utilisation des émissions GES moyennes par moyen de production issues d'ecoinvent présenterait plus de désavantages pour la construction d'inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle que l'utilisation de données institutionnelles du GIEC. Pour rester dans un cadre moyen, les données du 50^{ème} centile du

rapport GIEC (SREEN Appendix II, Table A.II.4) sont choisies et décrites dans le Tableau 2.6 [38], [39].

Tableau 2.6 : Valeurs d'émissions GES au 50^{ème} centile pour chaque moyen de production exprimé par la ressource primaire utilisé, issues des travaux du GIEC.

Type de production primaire	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)
Hydraulique (incluant le pompage)	4
Eolien	12
Nucléaire	16
Bioénergie et déchets	18
Géothermie	45
PV (/Energie marine)	46
Gaz	469
Fioul	840
Charbon	1001

2.5. Conclusion

Ce chapitre avait trois objectifs permettant de mieux appréhender le mix de production électrique et de valider le choix des émissions GES comme critère commun d'analyse.

Le mix de production d'électricité est défini comme la somme de tous les moyens de production mis en œuvre pour produire de l'électricité sur un territoire donné. Les moyens de production y sont exprimés comme des pourcentages de participation à la production totale du territoire sur une année. La gestion du mix est soumise à un fonctionnement complexe impliquant des notions de marché et de réseau de transport d'électricité, qui ne sont pas pris en compte dans l'étude. Le mix de production d'électricité est de plus influencé par son historique, les ressources primaires disponibles, les politiques énergétiques et l'équilibre offre/demande. Ces différents paramètres vont avoir un impact sur le mix à un instant donné, mais aussi sur ses trajectoires d'évolution au cours du temps, en créant une forme d'inertie ou de dynamique dans le cas de politiques incitatives.

Afin de mieux comprendre ces mécanismes d'influence des éléments de l'environnement du mix électrique et valider l'utilisation des émissions GES comme critère commun, une étude statistique par Analyse en Composantes Principales a été réalisée. Elle vise à établir des corrélations entre les émissions GES d'un panel de 94 mix de production électrique de pays et des facteurs d'influence économique ou de ressources internes au pays considéré. Il apparaît que statistiquement, émissions GES et facteurs économiques ne semblent pas liés. Les liens entre les émissions GES et ressources existent, mais n'apportent pas d'information supplémentaire à prendre en compte dans la suite de l'étude. Les émissions GES semblent par ailleurs bien correspondre à un critère pertinent permettant d'analyser les mix de production électrique.

Les données concernant la production d'électricité sont nombreuses, autant dans la littérature que les bases de données. Afin de déterminer si une donnée pour chaque moyen de production peut être choisie, une étude des moyens de production avec différentes localisations géographiques dans la base de donnéesecoinvent est réalisée. L'analyse de la variabilité des résultats et de l'incertitude contenue dans la donnée médiane de chacun des moyens de production montre que l'utilisation de la donnée du 50^{ème} centile du GIEC sont adaptées et accessibles pour les praticiens d'ACV conséquentielle. Les données du GIEC sont donc conservées dans la suite de l'étude.

Ainsi, ce chapitre a permis de mettre en lumière les éléments spécifiques au produit électricité et l'importance du critère GES. Une typologie des mix électriques basée sur ce critère fait l'objet du chapitre suivant.

2.6. Bibliographie

- [1] L. Wang, Y.-M. Wei, and M. A. Brown, 'Global transition to low-carbon electricity: A bibliometric analysis', *Appl. Energy*, vol. 205, pp. 57–68, Nov. 2017.
- [2] J. H. Williams *et al.*, 'The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity', *Science*, vol. 335, no. 6064, pp. 53–59, Jan. 2012.
- [3] R. Turconi, A. Boldrin, and T. Astrup, 'Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 28, pp. 555–565, Dec. 2013.
- [4] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, 'Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories', NREL, EPA, Breidenbach Research Center, Cincinnati, Ohio, EPA/600/R-02/041, Oct. 2001.
- [5] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, 'The international workshop on electricity data for life cycle inventories', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 8, pp. 853–862, Jun. 2005.
- [6] P. Tirado-Seco and G. Martineau, 'Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique', CIRAIQ, Montréal, Canada, Rapport technique, Nov. 2014.
- [7] C. Jones, P. Gilbert, M. Raugel, S. Mander, and E. Leccisi, 'An approach to prospective consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation', *Energy Policy*, vol. 100, pp. 350–358, Jan. 2017.
- [8] E. Beeker, 'Énergie centralisée ou décentralisée ?', *France Stratégie*, p. 4, Jan. 2017.
- [9] RTE France, 'Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France - Edition 2012', Paris, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France, 2012.
- [10] J. Percebois, 'Rapport Energie 2050', Centre d'analyse stratégique, Gouvernement français, France, 2012.
- [11] M. Trotignon, 'Stage Itech "Introduction aux marchés électriques". Répondre aux enjeux climatiques . Stage interne EDF.' 2014.
- [12] CRE Commission de régulation de l'énergie, 'Marché de l'électricité - Marché de gros - Marchés', *CRE*. [Online]. Available: <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite>. [Accessed: 24-Oct-2017].
- [13] RTE France, 'Liste des Responsables d'Équilibre ayant un contrat actif'. [Online]. Available: http://clients.rte-france.com/lang/fr/include/data/services_clients/telecharge/liste_RE.pdf. [Accessed: 24-Oct-2017].
- [14] 'ENTSO-E — European Network of Transmission System Operators', *ENTSO-E — European Network of Transmission System Operators*. [Online]. Available: <https://rustyb.github.io/ee-bites/homepage-feature/>. [Accessed: 15-Sep-2017].
- [15] CRE Commission de régulation de l'énergie, 'Les zones insulaires / L'organisation singulière du marché de l'électricité en zone insulaire'. [Online]. Available: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=zonesinsulaires-organisation-marche-electricite>. [Accessed: 24-Oct-2017].
- [16] A. M. Foley, B. P. Ó Gallachóir, J. Hur, R. Baldick, and E. J. McKeogh, 'A strategic review of electricity systems models', *Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 4522–4530, Dec. 2010.
- [17] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries Germany 2007 review', IEA, Paris, France, 2007.
- [18] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries - Norway 2011 Review', IEA, Paris, France, 2011.
- [19] 'Nord Pool'. [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/>. [Accessed: 06-Sep-2017].
- [20] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries - Italy 2009 Review', IEA, Paris, France, 2009.
- [21] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, 'Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, no. 15, pp. 1331–1338, Oct. 2009.
- [22] P. Berrill, A. Arvesen, Y. Scholz, H. C. Gils, and E. G. Hertwich, 'Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe', *Environ. Res. Lett.*, vol. 11, no. 1, p. 014012, Jan. 2016.
- [23] N. Alazard-Toux, P. Criqui, and J.-G. Devezeaux de Lavergne, 'Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique Rapport 2013', Agence Nationale de la Coordination de la Recherche et de l'Energie, France, 2013.

- [24] G. P. J. Verbong and F. W. Geels, 'Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways', *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 77, no. 8, pp. 1214–1221, Oct. 2010.
- [25] A. S. Brouwer, M. van den Broek, A. Seebregts, and A. Faaij, 'Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 443–466, May 2014.
- [26] H. Lund and B. V. Mathiesen, 'Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050', *Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 524–531, May 2009.
- [27] H. Lund, 'Large-scale integration of wind power into different energy systems', *Energy*, vol. 30, no. 13, pp. 2402–2412, Oct. 2005.
- [28] A. Pina, C. A. Silva, and P. Ferrão, 'High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables', *Appl. Energy*, vol. 112, pp. 215–223, Dec. 2013.
- [29] B. K. Sovacool and C. Watts, 'Going Completely Renewable: Is It Possible (Let Alone Desirable)?', *Electr. J.*, vol. 22, no. 4, pp. 95–111, May 2009.
- [30] H. Lund and E. Münster, 'Management of surplus electricity-production from a fluctuating renewable-energy source', *Appl. Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 65–74, Sep. 2003.
- [31] R. Turconi, C. G. Simonsen, I. P. Byriel, and T. Astrup, 'Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 19, no. 1, pp. 100–108, Jan. 2014.
- [32] A.-S. Herbert, C. Azzaro-Pantel, and D. Le Boulch, 'Key drivers of a common dynamic vision of electricity production mix using IPCC 2007 GWP 100a indicator', presented at the LCM 2015, Bordeaux, Sep-2015.
- [33] The Shift Project, 'Historical Electricity Generation Statistics', *The Shift Project Data Portal*, 2015. [Online]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/>.
- [34] The World Bank group, 'The World Bank Data'. 2015.
- [35] IRENA, International Renewable Energy Agency, 'Global Atlas for Renewable Energy', *Global Atlas for Renewable Energy*, 2015. [Online]. Available: <http://irena.masdar.ac.ae/>.
- [36] World Energy Council, 'World Energy Resources', *World Energy Council*. [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/data/resources/>.
- [37] OECD/IEA, 'International Energy Agency Statistics', *International Energy Agency*, 2015. [Online]. Available: <http://www.iea.org/statistics/>.
- [38] W. Moonmaw, P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, and A. Verbruggen, 'IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwicker, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]', Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [39] O. Edenhofer *et al.*, *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): Climate change 2014: Mitigation of climate change. Working Group III contribution to the IPCC Fifth Assessment Report.*, Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.
- [40] H. Mirshojaei Hosseini and S. Kaneko, 'Dynamic sustainability assessment of countries at the macro level: A principal component analysis', *Ecol. Indic.*, vol. 11, no. 3, pp. 811–823, May 2011.
- [41] C. Pozo, R. Ruiz-Femenia, J. Caballero, G. Guillén-Gosálbez, and L. Jiménez, 'On the use of Principal Component Analysis for reducing the number of environmental objectives in multi-objective optimization: Application to the design of chemical supply chains', *Chem. Eng. Sci.*, vol. 69, no. 1, pp. 146–158, Feb. 2012.
- [42] V. Rakotoson and J. P. Praene, 'A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas territories', *J. Clean. Prod.*, Sep. 2017.
- [43] C. Rivière and G. Marlair, 'The use of multiple correspondence analysis and hierarchical clustering to identify incident typologies pertaining to the biofuel industry', *Biofuels Bioprod. Biorefining*, vol. 4, no. 1, pp. 53–65, Jan. 2010.
- [44] F. Husson, S. Lê, and J. Pagès, *Analyse de données avec R*. PRESSES UNIVERSITAIRES DE RENNES, 2016.
- [45] The R Foundation for Statistical Computing, Platform: i386-w64-mingw32/i386 (32-bit), and The R Foundation for Statistical Computing, *R version 3.1.2 (2014-10-31) -- 'Pumpkin Helmet'*. 2014.
- [46] D. Chessel, A. B. Dufour, and S. Dray, *ade4 package*. .
- [47] M. Höök and X. Tang, 'Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change—A review', *Energy Policy*, vol. 52, no. Supplement C, pp. 797–809, Jan. 2013.
- [48] openLCA, 'openLCA Nexus: The source for LCA data sets'. [Online]. Available: <https://nexus.openlca.org/databases>. [Accessed: 08-Dec-2017].
- [49] Swiss Center for Life Cycle Inventories, 'ecoinvent database', *ecoinvent*. [Online]. Available: <https://v31.ecoquery.ecoinvent.org/File/Files>. [Accessed: 24-Nov-2014].
- [50] SimaPro UK, 'SimaPro, The world's most widely used LCA software', *SimaPro, The world's most widely used LCA software*, 2015. [Online]. Available: <http://www.simapro.co.uk/>. [Accessed: 26-Jan-2015].
- [51] M. Z. Hauschild *et al.*, 'Identifying best existing practice for characterization modeling in life cycle impact assessment', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 18, no. 3, pp. 683–697, Mar. 2013.
- [52] European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability, 'International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance', EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010, Luxembourg, First edition, Mar. 2010.
- [53] M. A. J. Huijbregts, 'Application of uncertainty and variability in LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 3, no. 5, p. 273, Sep. 1998.
- [54] Comité technique ISO/TC 207, 'ISO 14044:2006 - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Exigences et lignes directrices', ISO, Norme, Jul. 2006.

- [55] EURELECTRIC “Preservation of Resources” Working Group’s “Upstream” Sub-Group in collaboration with VGB, ‘Efficiency in Electricity Generation’, Union of the Electricity Industry - VGB PowerTech e.V. EURELECTRIC ;, Brussels, Belgium, Jun. 2003.
- [56] P. Taylor, O. Lavagne d’Ortigue, N. Trudeau, and M. Francoeur, ‘Energy efficiency indicators for public electricity production from fossil fuels’, IEA, Paris, France, 2008.
- [57] P. Padey, ‘Modèles simplifiés d’Analyse de Cycle de Vie : cadre méthodologique et applications aux filières de conversion d’énergie’, phd, Chemical and Process Engineering. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Sophia Antipolis, 2013.
- [58] B. P. Weidema *et al.*, ‘Overview and methodology. Data quality guideline for the ecoinvent database version 3’, © Swiss Centre for Life Cycle Inventories / 2009 - 2013, St. Gallen: The ecoinvent Centre, ecoinvent report No. 1 (v3), 2013.
- [59] X. Di, Z. Nie, B. Yuan, and T. Zuo, ‘Life cycle inventory for electricity generation in China’, *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 12, no. 4, p. 217, Jun. 2007.
- [60] A. Immendoerfer, I. Tietze, H. Hottenroth, and T. Viere, ‘Life-cycle impacts of pumped hydropower storage and battery storage’, *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 8, no. 3, pp. 231–245, Sep. 2017.
- [61] A. Stoppato, ‘Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation’, *Energy*, vol. 33, no. 2, pp. 224–232, Feb. 2008.

Chapitre 3: Développement d'une typologie des mix de production électrique

3.1. Introduction

Le Chapitre 1 a mis en évidence les freins à la mise en œuvre d'ACV conséquentielle : la difficulté d'identification des moyens de productions électriques impliqués dans le changement, amenant à des pratiques inhomogènes [1]. En effet, les technologies prises comme inventaire électricité dans les ACV conséquentielle peuvent différer suivant l'interprétation du praticien. Ces différences proviennent en premier lieu de la variabilité des mix électriques selon les pays comme cela a été montré au Chapitre 2. De plus, ce même chapitre a montré que la prise en compte du mix électrique comme une entité à part entière est importante pour interpréter la gestion de la demande. En effet, la réponse à l'augmentation de la demande sur le long terme ne se fait pas avec une ou plusieurs technologies flexibles, mais avec un mix électrique qui évolue au cours du temps et doit être considéré comme une entité à part entière. Enfin, la transition énergétique actuelle va induire de nouvelles tendances dans ces évolutions, amenant les mix électriques à se composer de plus en plus d'énergies renouvelables (i.e., hydraulique, éolien et solaire). Elle complexifie donc encore plus la tâche des praticiens d'ACV conséquentielle dans la constitution de leurs inventaires.

Ainsi, une première étape de simplification de ces concepts, et donc des mix électriques, applicable au niveau mondial est nécessaire afin de constituer un cadre commun pour les inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle.

L'analyse statistique d'un panel de pays au Chapitre 2 n'a pas permis d'établir des tendances claires et généralisables entre émissions GES provenant de leur production d'électricité et facteurs d'influence économiques ou de ressources. Il semble cependant que les émissions GES permettraient d'analyser les mix de production électrique sur un critère commun, car elles sont en lien direct avec les moyens de production impliqués dans le mix. Il a été établi au Chapitre 2 que les émissions GES considérées dans notre étude sont celles établies par moyen de production dans le rapport du GIEC [2].

L'objectif de ce chapitre est donc de simplifier les mix de production électrique à travers l'étude des émissions GES et de la composition des mix de production d'électricité de pays. La construction de cette typologie permettra notamment d'identifier s'il est possible de trouver une donnée générique représentative de tous les mix de production, à intégrer dans les inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle.

Les éléments présentés dans ce chapitre ont été l'objet de communications, dont une publication dans le journal Sustainable Production and Consumption (Annexe B.3).

3.2. Matériel et méthodes

3.2.1. Limites de l'étude

Les accords de Paris en 2015 [3] ont initié dans chaque pays une dynamique de transition énergétique. Il est donc choisi de se positionner en 2012, avant ces dynamiques de manière à observer toute la transition et la baisse des émissions GES, en partant d'un état initial.

La typologie doit prendre en compte un maximum de mix à l'échelle mondiale. Parmi les bases de données identifiées au Chapitre 1 (Tableau 1.2), la TSP Database de l'organisme The Shift Project [4] semble convenir à cette contrainte. Elle propose des données de production d'électricité provenant d'institutions, comme l'Agence Internationale de l'Energie ou la Banque mondiale, pour plusieurs années. Son choix se fonde également sur la possibilité d'exporter les données sous forme de tableurs, par pays et par moyens de production, et la production totale sur une année.

Malgré la nécessité d'intégrer à la construction de la typologie un grand nombre de pays pour qu'elle soit la plus généralisable possible, il a été choisi de limiter ce nombre pour éviter les biais provenant de manque de données dans la TSP Database concernant certains pays peu producteurs d'électricité. Ainsi, seuls les pays ayant une production estimée comme significative seront pris en compte. Un seuil de 10 TWh a été adopté dans nos travaux, prenant en compte 91 pays (avec une représentation de tous les continents), listés Tableau 3.1, ce qui constitue un minimum satisfaisant pour établir une typologie généralisable.

Tableau 3.1 : Liste des 91 pays sélectionnés pour établir la typologie ayant produit plus de 10 TWh d'électricité en 2012.

Afrique	Asie	Moyen Orient	Europe		Amérique	Océanie
Algeria	Azerbaijan	Bahrain	Austria	Ireland	Argentina	Australia
Egypt	Bangladesh	Iran	Belarus	Italy	Brazil	New Zealand
Ghana	India	Iraq	Belgium	Netherlands	Canada	
Morocco	Indonesia	Israel	Bulgaria	Norway	Chile	
Mozambique	Pakistan	Oman	Croatia	Poland	Colombia	
Nigeria	Philippines	Qatar	Denmark	Portugal	Cuba	
South Africa	Singapore	Saudi Arabia	Estonia	Romania	Ecuador	
Zambia	Japan	Jordan	Finland	Russia	Mexico	
Tunisia	Kazakhstan	Kuwait	France	Serbia	Paraguay	
	Hong Kong	Lebanon	Georgia	Slovakia	Peru	
	Kyrgyzstan	Lybia	Germany	Slovenia	Uruguay	
	Lao	Syria	Greece	Spain	USA	
	Malaysia	United Arab Emirates	Hungary	Sweden	Venezuela	
	Sri Lanka		Bosnia and Herzegovina	Turkey	Dominican Republic	
	Taiwan		Czech Republic	UK		
	Tajikistan		Iceland	Ukraine		
	Thailand					
	Uzbekistan					
	Viet Nam					
	China					

3.2.2. Structuration des données et calcul des émissions GES associées

La typologie est définie selon deux types de données : la composition des mix de production électrique et leurs émissions GES. Ces deux paramètres sont établis à partir des méthodes présentées au Chapitre 2 :

- La composition des mix représentée par la participation de chaque moyen de production tels que définis dans le Tableau 2.1, exprimée en pourcentage de la production totale en 2012. Les moyens de production sont donc désignés par le type de ressource primaire impliquée : biomasse et déchets, charbon, gaz, géothermie, hydraulique, hydraulique de pompage, nucléaire, fioul, solaire/ressources marines, éolien.
- Le calcul des émissions GES de ces mix est réalisé selon la méthode décrite en 2.3.1.1.

3.2.3. Construction de la typologie

3.2.3.1. Classement des données et choix des bornes de groupes

Avant d'analyser les groupes potentiels qui constitueront la typologie, les données collectées sont classées par ordre croissant d'émissions GES. La composition en pourcentage de chacun des moyens de production pour chaque pays est décrite par un histogramme. Les histogrammes sont représentés sur le même graphique, en suivant l'ordre établi par le classement des pays suivant les émissions GES.

Ces données sont ensuite analysées pour déterminer des groupes de pays. Pour cela, une limite potentielle entre deux groupes est définie comme étant un seuil ou décrochage (plateau ou augmentation forte) dans la courbe des émissions GES. Il faut noter ici qu'à une même valeur d'émissions GES peut correspondre différents mix. Afin de générer des limites cohérentes avec la réalité, il faut vérifier que les limites potentielles identifiées correspondent à un changement significatif de composition du mix. Si cette correspondance est observée, les valeurs d'émissions GES sont confirmées comme bornes potentielles entre groupes de la typologie finale.

3.2.3.2. Construction de bornes théoriques

La typologie recherchée doit représenter la plus grande variété de mix possibles. Comme indiqué dans le paragraphe précédent, l'identification des limites potentielles se fonde uniquement sur des valeurs discrètes qui ne représentent pas toutes les possibilités d'émissions GES. Or, la typologie doit être générique et donc représenter toutes les valeurs possibles. Il faut donc établir une continuité entre les valeurs pouvant représenter les bornes. Ce lissage des bornes est aussi motivé par le souhait de fournir aux utilisateurs de la typologie des limites de groupe facilement reconnaissables. Des valeurs de l'ordre de grandeur de la centaine, lorsque cela est possible, répondent à cet objectif. Enfin, par souci de continuité, la borne inférieure d'un groupe correspond à la borne supérieure du groupe précédent.

La Figure 3.1 illustre la méthode mise en place pour construire des bornes génériques, notées B_s .

B_{inf} et B_{sup} correspondent aux bornes observées qui sont en début et en fin de décrochage dans la courbe des émissions GES. Chaque borne B est définie par un couple de données GES et CdM, respectivement les émissions GES de la borne considérée et la composition du mix lui étant associé dans les histogrammes. A partir de ces données, peut être établie une borne souhaitée B_s qui possède des émissions GES, GES_s correspondant aux contraintes : valeur de l'ordre de grandeur de la centaine (si possible) et comprise entre GES_{inf} et GES_{sup} . Cette valeur d'émissions GES provient de la combinaison des émissions issues de la caractéristique commune principale des mix observés (CdM_{inf} et CdM_{sup}), $GES_{caractéristique\ majeure}$, et des émissions d'un mix associé. Ainsi, à partir des émissions $GES_{caractéristique\ majeure}$ et $(GES_s - GES_{caractéristique\ majeure})$, on établit la composition du mix correspondante CdM_s . B_s est donc défini par le couple GES_s et CdM_s .

Cette méthode est implémentée de manière à déterminer les bornes théoriques finales de la typologie.

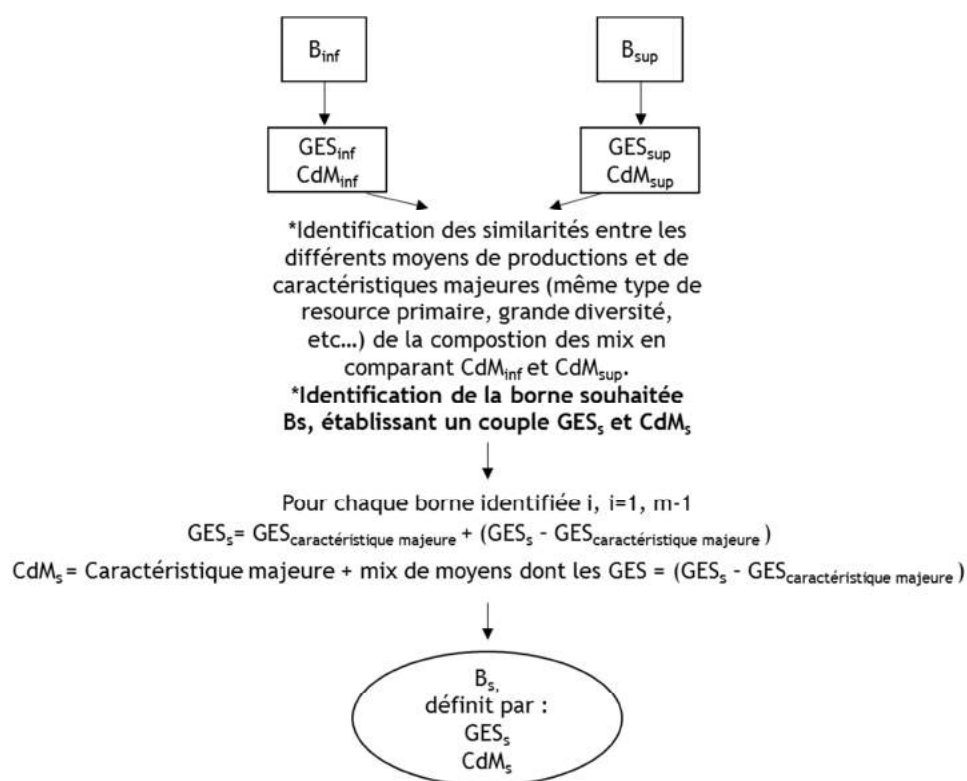


Figure 3.1 : Méthode de construction des bornes théoriques définissant les limites de groupe dans la typologie.

L'exemple suivant illustre l'application de la méthode sur un cas fictif : après classement des émissions GES, une borne potentielle est identifiée, entre :

- $B_{inf} = 450 \text{ gCO}_2\text{éq/kWh}$: cette valeur correspond à un mix, CdM_{inf} , composé à 90 % de gaz (contribuant à $422 \text{ gCO}_2\text{éq/kWh}$ au bilan total GES_{inf}) et 10 % d'une production issue de diverses ressources renouvelables (contribuant à $28 \text{ gCO}_2\text{éq/kWh}$ dans le bilan total GES_{inf}),
- $B_{sup} = 590 \text{ gCO}_2\text{éq/kWh}$: cette valeur est aussi issue d'un mix, CdM_{sup} , composé à 90 % de gaz (qui contribue donc aussi à $422 \text{ gCO}_2\text{éq/kWh}$ au bilan total GES_{sup}), mais composé de 10 % de production issue d'un mix de ressources à la fois

renouvelables mais aussi fossiles (qui contribue à 167,9 gCO₂éq/kWh du bilan final GES_{sup}).

Il y a donc une similarité entre ces deux mix : la majorité de leur production totale est faite à partir de gaz. Il faut choisir une borne facilement identifiable : B_s = 500 gCO₂éq/kWh définie par les valeurs :

- GES_{caractéristique majeure} = 422 gCO₂éq/kWh pour CdM_{caractéristique majeure} = 90 % gaz,
- (GES_s - GES_{caractéristique majeure}) = 78 gCO₂éq/kWh pour 10 % de productions restantes.

Ces choix sont cohérents avec les observations des résultats réels (450 et 590) : avec des émissions GES à 78 gCO₂éq/kWh l'observation des cas réels possédant cette ordre de grandeur d'émission suggère que les 10 % d'autres productions sont principalement composées de renouvelables, mais avec une contribution de ressources fossiles (nécessaires dans le cas de soutien à la production pour satisfaire la demande). La borne théorique 500 gCO₂éq/kWh est ainsi définie par une production à 90 % de ressources gaz et 10 % d'un mix de technologies utilisant principalement des ressources renouvelables, et quelques autres ressources fossiles. Or, une infinité de mix puisse correspondre à une même valeur d'émission GES. Les mix choisis dans la typologie pour les groupes sont donc validés par des experts du système électriques.

3.2.3.3. Description des groupes de la typologie

Une analyse qualitative est réalisée pour chaque pays à partir des histogrammes de composition des mix, afin d'identifier les caractéristiques qui pourraient être représentatives d'une majorité des mix du groupe établi par les bornes. Les caractéristiques sont limitées à trois éléments maximum, de manière à rester à un niveau de description généralisable. Il est établi qu'un moyen de production est significatif lorsqu'il représente au moins 25% du mix total. Certains moyens seront ainsi, si le cas le nécessite, additionnés pour former une seule caractéristique.

3.2.3.4. Typologie finale

Les groupes de la typologie sont donc définis par deux paramètres :

- Les émissions GES, définies comme paramètre quantitatif, délimitées par des bornes de groupe,
- Les caractéristiques de mix globales, définies comme paramètre qualitatif, prenant en compte la participation des moyens de production (ramenée en pourcentage de la production totale).

De manière à représenter tous les cas pris en compte dans la typologie, une représentation cartographique à l'aide d'un outil de Système d'Information Géographique (SIG) [5] est proposée. Ce type de représentation est adapté à la description d'éléments globaux et pouvant avoir une évolution dynamique. Le logiciel SIG open source QGIS 2.6.1 [6], fréquemment utilisé pour ce type de représentation, est choisi pour réaliser la cartographie.

Pour chaque pays, deux informations sont indiquées sur une carte du monde : la production totale pour l'année 2012, exprimée en TWh [4], et le groupe de la typologie auquel il appartient.

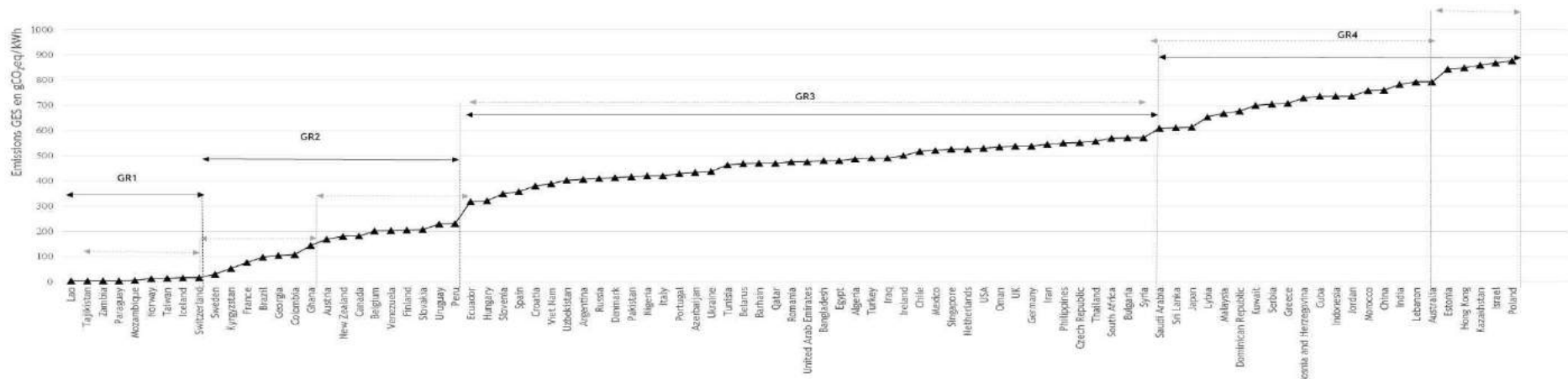


Figure 3.2 : Emissions GES pour les pays sélectionnés, classés par ordre croissant.

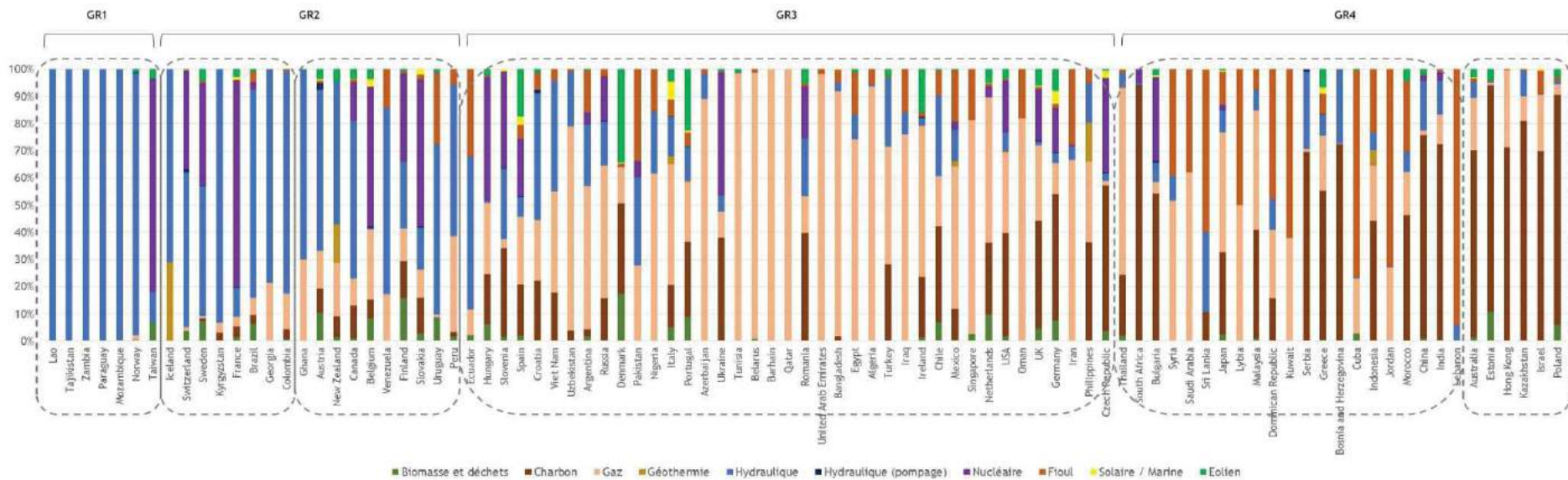


Figure 3.3 : Composition des mix de production d'électricité pour les pays sélectionnés, classés par ordre croissant d'émissions GES.

3.3. Résultats et discussion

3.3.1. Etablissement de la typologie et représentation cartographique

3.3.1.1. Observation des bornes des groupes et des compositions de mix

3.3.1.1.1. Analyse des données d'émissions GES et de composition des mix

La Figure 3.2 montre les émissions GES des mix classées par ordre croissant. Les changements de dynamique dans la courbe y sont identifiés par des flèches grises, correspondant aux intervalles délimitant des bornes de la typologie avant leur évaluation qualitative par la composition du mix, amenant à 6 groupes potentiels, et des flèches noires qui correspondent aux groupes finaux de la typologie. Le terme Gr est l'abréviation de « groupe » dans la typologie.

L'évolution des résultats semble avoir un comportement non linéaire : on observe six variations significatives dans la courbe des émissions GES : [16-30], [30-100], [100-230], [230-317], [317-570] et [570-800] gCO₂éq/kWh, amenant donc à six groupes potentiels pour la typologie.

Les histogrammes de composition des mix sont décrits Figure 3.3. Les flèches grises, correspondent aux intervalles délimitant des bornes de la typologie avant leur évaluation qualitative par la composition du mix, amenant à 6 groupes potentiels. Les accolades noires correspondent aux résultats des flèches noires de la Figure 3.2, et donc les groupes sélectionnés pour la typologie. Le terme GR est l'abréviation de « groupe ». Leur étude met en évidence trois changements majeurs dans la composition, représentant les productions hydraulique, gaz et charbon.

Trois des changements observés dans les émissions GES semblent cohérents avec un changement dans la composition du mix de production électrique.

Le premier décrochage se situe à 16 gCO₂éq/kWh, correspondant à un mix majoritairement hydraulique et/ou nucléaire (première flèche grise sur la Figure 3.2). Pour le second seuil, il y a un changement dans la composition des mix, n'affectant pas les productions principales, c'est-à-dire l'hydraulique ou le nucléaire, mais sur les autres moyens de production, avec plus de technologies fossiles et moins de renouvelables (éolien et solaire). Ainsi, la plage [4-16] gCO₂éq/kWh est identifiée comme un groupe potentiel, noté Gr1.

La plage [100-230] gCO₂éq/kWh correspond à la troisième flèche grise, Figure 3.2. Même si un changement est observé dans la courbe des émissions GES, il n'y a pas de correspondance directe avec un changement de moyens de production dans les mix. Par ailleurs, la production de type hydraulique joue toujours un rôle majeur. Ainsi, les plages [30-100] et [100-230] gCO₂éq/kWh peuvent être rassemblées pour former le potentiel groupe 2, noté Gr2. Les mix de production d'électricité du Gr2 présentent une production majoritaire en hydraulique et/ou nucléaire, mais une grande diversité des autres moyens de production la complétant (ressources fossiles ou renouvelables).

La plage [317, 570] gCO₂éq/kWh correspond à la quatrième flèche grise. Elle représente des mix à production majeure de type gaz et une diversité similaire à celle du Gr2 pour les autres types de production. Cette plage peut donc potentiellement représenter le groupe 3, noté Gr3. Enfin, une dernière plage au-delà de 800 gCO₂éq/kWh (correspondant à la dernière flèche grise) est représentative des mix à production quasi exclusivement fossile.

3.3.1.1.2. Choix des bornes des groupes

Suite à la première identification des bornes potentielles de la typologie, une analyse des mix correspondant à ces limites est réalisée.

Pour le Gr1 ([4-16] gCO₂éq/kWh), les mix se composent majoritairement de production hydraulique et/ou nucléaire, Figure 3.3. Une borne inférieure égale à zéro est proposée, afin de prendre en compte tous les cas possibles. Dans les pays ayant peu d'interconnexion avec leurs voisins ou bien un réseau instable, il est nécessaire d'avoir des moyens de soutien à la production. De manière à prendre en compte ce point, une borne supérieure théorique composée de 75% d'hydraulique ou nucléaire, et 25% d'un mix peu émetteur de GES (composé de gaz et de renouvelables par exemple) est proposée. Elle amène donc, par calcul suivant la méthode présentée en 3.2.3.2, à une borne supérieure de 37 gCO₂éq/kWh.

Pour le Gr2, ([30-230] gCO₂éq/kWh), la borne supérieure doit représenter un mix avec une grande diversité de moyens de production présents, autant fossiles que renouvelables. Cependant, une borne à 230 gCO₂éq/kWh semble trop basse pour représenter cette réalité, et trop éloignée de la borne théorique suivante à 317 gCO₂éq/kWh. Un compromis dans les valeurs semble être un mix théorique composé à 50% de moyens de productions hydraulique ou nucléaire et 50% d'un mix diversifié peu émetteur incluant des renouvelables, du gaz, et soit du charbon soit du fioul. Ce raisonnement amène à une borne théorique de 300 gCO₂éq/kWh.

Pour le Gr3, la borne supérieure observée, 570 gCO₂éq/kWh, amène à un mix théorique composé majoritairement d'une production gaz et un mix moyen composé une diversité de moyens de production, comme par exemple du charbon, du fioul, de l'hydraulique ou encore des renouvelables. Une valeur arrondie de 600 g CO₂éq/kWh est finalement établie. Elle est cohérente avec l'analyse des histogrammes de composition des mix, Figure 3.3.

Par souci d'intégrer le maximum de cas possibles pour les mix de production électrique, y compris ceux très émetteurs, tous les mix supérieurs à 600 g CO₂éq/kWh sont considérés comme appartenant au Gr4.

3.3.1.2. Typologie finale

A partir des résultats obtenus, la typologie suivante est proposée, Tableau 3.2. Chaque groupe y est caractérisé par les émissions GES, la production majeure, exprimée comme la ressource primaire majeure, ainsi que les autres productions permettant de compléter la composition totale du mix.

Tableau 3.2 : Typologie environnementale des mix mondiaux.

Groupe	GES	Limites (gCO ₂ éq/kWh)	Caractéristiques principales	
			Production majeure	Autres productions
1	Très faible	0 - 37	Hydraulique et/ou nucléaire	Majoritairement renouvelable
2	Faible	37 - 300	Hydraulique et/ou nucléaire	Diversification
3	Haut	300 - 600	Gaz	Diversification
4	Très haut	> 600	Charbon, fioul	Majoritairement fossile

Les groupes de la typologie s'organisent autour de trois grands types de productions : hydraulique et/ou nucléaire, gaz et charbon (qui représentent dans la typologie les productions de type fossile, le fioul étant peu représenté). De prime abord, et sans considérer la typologie, il semble que la production majeure va définir le groupe auquel un mix appartiendra. Cependant, les autres productions, c'est-à-dire celles représentant moins de la moitié de la production totale, sont aussi à considérer pour la définition d'un mix dans un groupe. Ainsi, les différences entre les Gr1 et Gr2 sont la conséquence d'une diversification des moyens de production. Ce constat est aussi valable entre les Gr3 et Gr4, où, à l'inverse du cas précédent, la diversité représente un bénéfice pour les émissions GES.

Dès lors, deux sur-groupes peuvent être établis, chacun se définissant par une production majeure proche : un premier sur-groupe Gr1/Gr2 et un second Gr3/Gr4. Ce constat pourrait impliquer des efforts différents à fournir pour des pays souhaitant, dans une vision dynamique, passer d'un groupe à un autre dans un même sur-groupe ou bien d'un sur-groupe à l'autre. Ce type d'évolution pourrait être observé dans les cas de transition énergétique.

3.3.1.3. Représentation mondiale de la typologie

La typologie proposée est représentée sous forme cartographique, afin de synthétiser les informations concernant les pays et leur groupe d'appartenance, Figure 3.4. La taille du cercle sur la figure est proportionnelle à la production totale en 2012 pour les pays produisant plus de 10 TWh en 2012 (Tableau 3.1). Les résultats pour chacun des pays se trouvent en Annexe B.1.

La cartographie est souvent utilisée pour représenter les mix de production électrique, notamment en temps réel comme le propose en ligne l'electricity map [7]. L'originalité de celle présentée ici est sa capacité à révéler la performance spécifique du mix, associée à la production d'électricité.

Les principaux producteurs d'électricité sont ceux appartenant principalement au Gr4 ou au Gr3, donc représentant les émissions GES les plus élevées : la Chine, l'Inde, les Etats-Unis, la Russie et quelques pays européens comme l'Espagne, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Un « changement de rupture » (comme la transition énergétique [8]) vers des mix plus vertueux vis-à-vis de l'environnement pour ces pays pourrait être réalisé, grâce aux

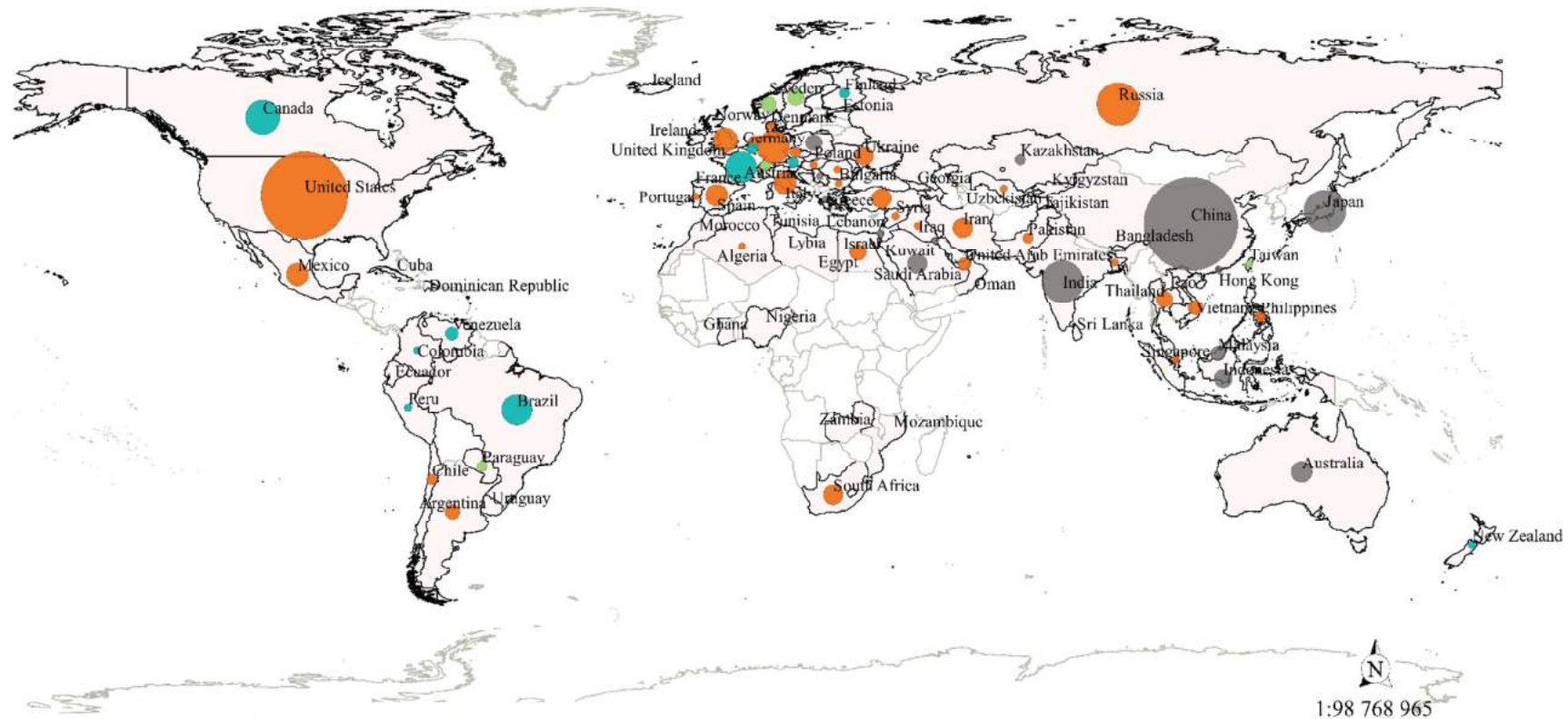
politiques énergétiques y étant mises en place [9]-[12]. Elles impliquent notamment de changer de manière significative les moyens de production mis en place dans les mix.

Le cas du Japon est un cas spécifique à isoler. L'année 2012 fait suite aux incidents de Fukushima, où le Japon a dû remplacer la part de sa production nucléaire en recourant à des moyens utilisant des ressources fossiles comme le charbon ou le fioul [13], expliquant sa place dans le Gr4. Cet état devrait cependant être temporaire, les moyens nucléaires étant petit à petit remis en place depuis 2016 [14]. Ainsi, le mix énergétique prévu à horizon 2030 est composé de moins de 76 % de ressources fossiles (contre 88 % en 2015), 14 % d'énergies renouvelables (contre 7 % en 2015) et une part réduite de nucléaire à 11 %. Il est donc plus diversifié que celui de 2015 ou de 2010 (avant l'arrêt du nucléaire suite à la catastrophe de Fukushima) [13]. Le Japon pourrait dans le futur être un cas d'observation de modification rapide du mix électrique avec changement de groupe, particulièrement pour satisfaire les objectifs d'énergies renouvelables et de diversification.

L'Amérique Latine est le continent le moins émetteur de GES provenant des productions d'électricité, avec cinq pays sur 7 faisant partie du sur-groupe Gr1/Gr2, et par ailleurs une forte production d'électricité annuelle, notamment au Brésil. L'Afrique est le continent le moins bien représenté, à cause des productions d'électricité par pays ne dépassant pas les 10 TWh en 2012.

En Europe, on constate une grande diversité, avec la représentation de tous les groupes de la typologie. Les pays les plus vertueux sont la Suède, la Norvège et la Suisse, grâce à leur fort potentiel hydraulique. La France se distingue aussi comme pays particulièrement performant vis-à-vis des émissions GES en étant dans le bas du Gr2 avec une production aussi forte que les pays appartenant au Gr3. Le Danemark et l'Allemagne, pays fortement engagés dans la transition énergétique se situent dans le Gr3 en 2012. Ainsi, une vision « continentale » du mix au niveau européen ne semble pas pertinente, les efforts à fournir étant différents suivant les pays pour réaliser leur transition énergétique.

Une remarque similaire peut être faite par rapport à la situation des Etats-Unis composés d'états aux mix très contrastés [15]. Ainsi, même si la transition énergétique peut y être analysée de manière globale, il faudrait prendre en compte les différentes dynamiques de transitions jusqu'en 2050 des états, comme cela est observé en Europe.



Map legend

World mix typology

- Circle size proportionnal to 2012 total electricity production
- GR1, 0 - 37 gCO₂ eq / kWh of electricity produced
- GR2, 37 - 300 gCO₂ eq / kWh of electricity produced
- GR3, 300 - 600 gCO₂ eq / kWh of electricity produced
- GR4, > 600 gCO₂ eq / kWh of electricity produced

Total production for 2012

- Production < 10 TWh in 2012
- Production > 10 TWh in 2012

QGIS 2.6.1 - Brighton

Figure 3.4 : Typologie et production totale par pays en 2012.

Tableau 3.3 : Centiles des émissions GES en fonction des ressources primaires à partir du rapport du GIEC [2].

Ressource primaire	Émissions GES en gCO ₂ éq/kWh	
	25 ^{ème} centile	75 ^{ème} centile
Bioénergie et déchets	-360	37
Charbon	877	1130
Gaz	422	548
Géothermie	20	57
Hydraulique (pompage inclus)	3	7
Nucléaire	8	45
Fioul	722	907
Solaire/Marine	29	80
Eolien	8	20

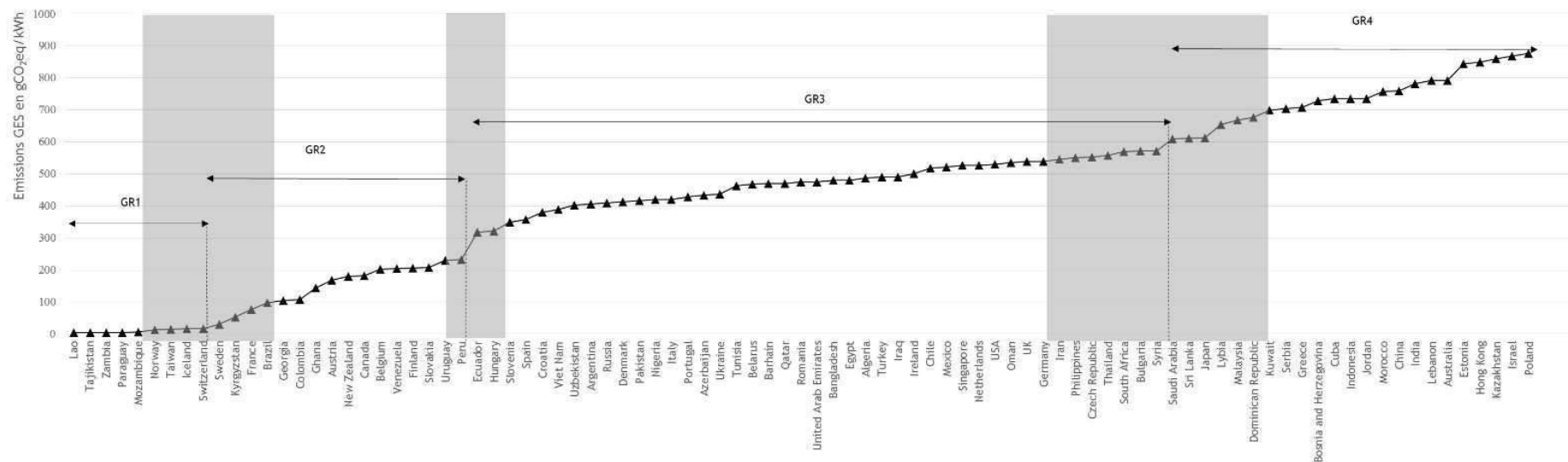


Figure 3.5 : Emissions GES pour les pays sélectionnés, par ordre croissant d'émissions GES.

3.3.2. Premières pistes d'identification des transitions

3.3.2.1. Incertitude concernant les bornes des groupes

Les résultats d'émissions GES de la typologie présentée se fondent sur les données médianes de l'IPCC [2] sélectionnées au Chapitre 2. L'objectif de ce paragraphe est de montrer en quoi l'incertitude émanant du choix de ces données pour définir les émissions GES peut affecter la typologie. Une analyse de sensibilité est donc réalisée en utilisant une méthode similaire à celle présentée en 3.2.3.2, mais cette fois ci avec les 25^{ème} et 75^{ème} quartiles comme, respectivement, les bornes supérieures et inférieures pour les émissions GES. Les données utilisées sont présentées Tableau 3.3.

Les zones d'incertitude sont décrites Figure 3.5. Les lignes en pointillés correspondent aux bornes déterminées par les valeurs médianes. Les flèches noires correspondent à la typologie finale obtenue en 3.3.1.3. Les zones grisées correspondent aux intervalles calculés à partir des quartiles des émissions GES. Ainsi, il y a trois zones délimitées comme :

- zone 1, entre les Gr1 et Gr2 : [11; 71], recouvrant 6 pays,
- zone 2, entre les Gr2 et Gr3 : [235; 311], recouvrant 1 pays,
- zone 3, entre les Gr3 et Gr4 : [536; 693], recouvrant 15 pays.

Ces résultats soulignent les différences entre variation dans la « production majeure » du mix et variation sur les « autres moyens de production ».

La zone 1 se situe dans le premier sur-groupe Gr1/Gr2, possédant donc la même production majeure, et présente une amplitude de 60 gCO₂éq/kWh. Par définition, plus un mix est diversifié dans ce sur-groupe, plus il sera émetteur, dû à un effet de volume de certains types de production. Par exemple, une variation de 1 ou 2 % de contribution de moyens de production utilisant du gaz peut paraître faible d'un point de vue de la production en elle-même, mais aura un impact significatif sur les émissions GES totales du mix. L'amplitude de 60gCO₂éq/kWh pourrait, de plus, être vue comme l'incertitude intégrée dans les différents moyens composant le mix, et pouvant avoir aussi un impact significatif. Ainsi l'incertitude amenée par la typologie peut être considérée comme faible.

La zone 2 présente le phénomène inverse : c'est la production majeure qui change, passant d'hydraulique et/ou nucléaire à gaz, et les autres productions diversifiées qui restent similaires dans leur participation à la construction du mix. Ainsi, les différences de résultats entre ces deux groupes sont facilement identifiables, et avec peu d'incertitude dans la définition de la borne de séparation entre les deux groupes. Ce raisonnement est de plus appuyé par le fait que cette borne est aussi celle du passage du sur-groupe Gr1/Gr2 au sur-groupe Gr3/Gr4.

La zone 3 a une amplitude de 157 gCO₂éq/kWh. Cette incertitude semble conséquente comparée aux autres, mais elle s'explique par l'incertitude contenue dans les émissions GES des moyens de production. En effet, les Gr3 et Gr4 contiennent de fortes parts de productions fossiles qui présentent plus d'incertitude que les autres moyens de production, comme montré au Chapitre 2, partie 2.4.2. Cette incertitude transparait donc dans l'incertitude du groupe global.

Ainsi, lorsqu'un pays se trouve dans une zone d'incertitude, cela signifie qu'il possède les caractéristiques d'un groupe et donc un même comportement global, tout en partageant aussi des caractéristiques avec un autre. Il n'est donc pas possible dans ce cas de relier les conclusions le concernant à un groupe spécifique de la typologie.

3.3.2.2. De zones d'incertitude à zones de transition

Les zones d'incertitudes pourraient être un moyen de détecter la mise en place de « ruptures » dans la composition des mix, comme par exemple la transition énergétique.

En effet, si un mix partage à la fois les caractéristiques de deux groupes, on peut supposer qu'il est en train de passer de son groupe d'origine à un autre. Les émissions GES évoluent sans pour autant modifier totalement les caractéristiques globales, jusqu'à une « rupture », c'est-à-dire une modification très importante de la composition du mix, lui faisant adopter complètement le comportement d'un autre groupe.

Ainsi, les zones d'incertitude permettraient à un utilisateur d'identifier à partir d'émissions GES que les caractéristiques et le comportement du mix qu'il étudie ne correspondent pas à un groupe précis. Il devra donc ne pas utiliser les conclusions de la typologie et étudier plus en détail son mix.

Il est donc proposé à ce stade de considérer les zones d'incertitudes comme étant des zones permettant de supposer un état de transition d'un groupe à un autre. Les zones sont donc désignée dans la suite comme :

- Zone 1 : TR1 (transition 1)
- Zone 2 : TR2 (transition 2)
- Zone 3 : TR3 (transition 3)

Ainsi, quand la transition sera évoquée, on sous-entendra qu'elle est définie comme le phénomène de changement d'un groupe à un autre de la typologie.

3.3.2.3. Influence du réseau de transport d'électricité sur la typologie

Les échanges d'électricité par interconnexion ne sont pas pris en compte dans la typologie. Or, comme expliqué dans le Chapitre 2, le réseau entre les territoires et surtout les pays, est un facteur influant sur l'évolution des mix. Certains pays ont une production d'électricité sur leur territoire moindre et bénéficient par interconnexion de la production d'électricité de leurs voisins. Ils ont ou auront ainsi l'opportunité de développer des mix plus vertueux vis-à-vis des émissions GES, car en cas de non adéquation entre offre et demande, ils pourront recevoir de l'électricité produite par les pays auxquels ils sont connectés pour revenir à l'équilibre sans avoir à faire appel à des moyens carbonés présents sur leur territoire. Cette situation pourrait concerner les pays se situant dans les Gr1 et Gr2 de la typologie, notamment ceux avec une grande part de renouvelables intermittents (éolien et PV). Des pays sont déjà dans cette configuration en 2012, et équilibrent effectivement leur offre/demande en utilisant le réseau de transport d'électricité [16]. Ce cas peut s'expliquer par exemple par un manque de ressources, qu'elles soient naturelles ou technologiques, mais amène cependant à une forte dépendance du réseau et donc une pression supplémentaire sur la production d'autres pays.

Le ratio des imports nets [17] comparé à celui des productions totales [4], exprimé en pourcentage est représenté Figure 3.6. Une majorité de pays utilise le réseau d'interconnexion pour à la fois importer mais aussi exporter de l'électricité. Une valeur de 10 % d'import ou d'export est considérée ici comme significative.

Une liste complète des échanges pris en compte dans l'étude se trouve en Annexe B.2. Dans l'analyse, on fixe à 10 % la limite entre un faible et un gros exportateur ou importateur.

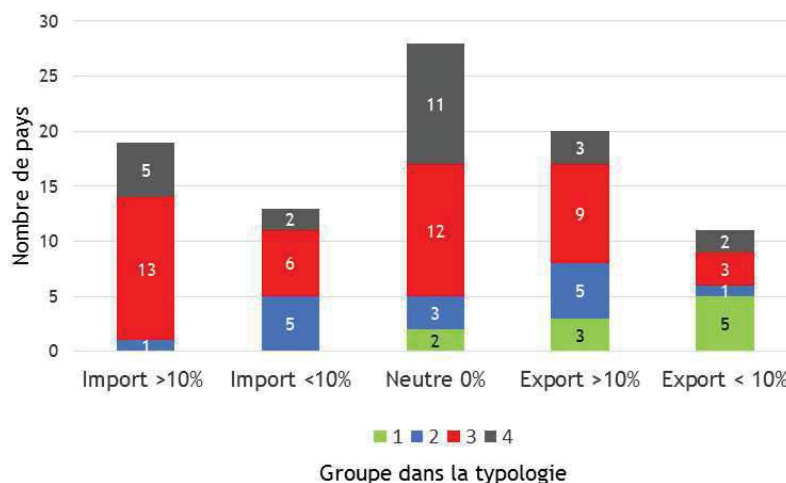


Figure 3.6 : Comparaison des imports et exports par groupe de la typologie.

Les pays les plus vertueux du Gr1 sont la plupart du temps des exportateurs nets. Ainsi, il peut être établi que la « qualité » en termes d'émissions GES de leur mix est dû à leur production propre et non pas par un éventuel bénéfice issu de leur interconnexion. Ils permettent au contraire aux autres pays de bénéficier de leur électricité peu carbonée. Inversement, les plus gros importateurs d'électricité, c'est-à-dire les pays important plus de 10% de leur électricité se situent pour la plupart dans les Gr3 et Gr4. Dans le Gr2, les importateurs et exportateurs (qu'ils soient forts ou faibles) sont présents en quantité égale. Ainsi, il semble que la dépendance au réseau d'interconnexion n'est pas significative pour ces pays.

L'interconnexion diffère suivant les pays, y compris ceux traités ici. Un indicateur qualitatif permettant d'évaluer le degré d'interconnexion de chaque pays pourrait préciser la typologie et la rendre plus en phase avec les pays moins producteurs.

3.3.2.4. Inertie de la production d'électricité sur le long terme et résilience au changement

La perspective d'une « transition énergétique mondiale » [18] visant une réduction des émissions de GES de chaque pays s'illustre dans la typologie par changement de groupe vers un groupe plus vertueux. Un changement de groupe vers un autre moins vertueux vis-à-vis des émissions GES (impliquant donc une augmentation temporaire de celles-ci) peut s'expliquer notamment par une demande croissante forte qui nécessite une production plus importante qui ne peut pas être assurée par des moyens peu émetteurs.

Si une perspective dynamique est envisagée, trois constats sont possibles :

- Des « petits changements » pouvant affecter à la fois les « Productions majeures » ou « Autres productions ». Ils ne sont pas assez conséquents pour changer la nature du mix et donc le faire changer de groupe. Cela correspond à une dynamique incrémentale long terme. On peut ainsi considérer, du point de vue de la typologie, que les mix n'évoluent pas,
- Des changements importants, donc de « rupture » concernant les « Autres productions », c'est-à-dire un changement de groupe dans un même sur-groupe (passages entre Gr1 et Gr2 ou entre Gr3 et Gr4),
- Des changements importants, donc de « rupture » concernant les « Productions majeures », c'est-à-dire le passage d'un sur-groupe à un autre (passage entre Gr2 et Gr3).

Ces évolutions ne sont ici que théoriques et doivent prendre en compte un élément important du mix électrique, à savoir son inertie. Par exemple, un mix principalement basé sur des productions électriques utilisant des ressources fossiles appartenant au Gr4 devra diversifier sa production de manière progressive afin de conserver sa stabilité de production. Ainsi, l'hypothèse d'un changement long (plusieurs années) et d'une rupture étalée dans le temps est la plus probable. De plus, à cause des spécificités de chaque pays, il n'est pas possible de définir une inertie standard. L'intégration de manière qualitative de cet aspect, adaptée à chaque mix considéré dans la typologie pourrait être une piste d'amélioration.

Un autre élément à considérer est que les mix de production électrique ne vont pas tous avoir la même capacité à répondre à des changements de demande ou de production brutale, comme peut l'occasionner par exemple l'intermittence de certaines énergies renouvelables. Cette capacité de réponse correspond à la flexibilité du mix électrique [19]. Plus un mix sera flexible, plus il lui sera facile d'absorber les changements de rupture, amenant donc à des changements de groupe plus rapide. Ce second critère pourrait lui aussi être intégré comme indicateur qualitatif afin d'améliorer la typologie.

En plus de la flexibilité, les mix de production électrique devront conserver de la robustesse. Elle est définie comme étant la capacité du système électrique à résister aux événements et sa capacité à satisfaire la demande [20]. Cette notion pourrait elle aussi être l'objet d'un indicateur qualitatif permettant de mettre en perspective les changements auxquels les mix pourront être soumis.

De manière plus globale, la garantie d'une bonne résistance du mix de production aux changements de ruptures tels que présentés précédemment, peut être définie comme la résilience des mix. Ce critère permettrait d'intégrer une réflexion plus poussée sur les choix de diversification (par exemple plus de prise de risque sur les technologies installées), la capacité du pays étudié à prendre des risques sur investissements de R&D pour développer d'autres technologies.

Ces différents éléments, même si non étudiés dans la définition statique de la typologie, seront à garder en mémoire d'un point de vue qualitatif dans l'étude des mix électriques au cours du temps.

3.3.2.5. Éléments pour une meilleure compréhension des politiques de transitions énergétiques

Les pays ne sont pas égaux face aux différents éléments suivants : inertie, flexibilité, robustesse et résilience. A cause de la grande diversité des mix possibles, et des contraintes différentes y étant appliquées, il est difficile d'arriver à chemin optimal de réduction des émissions GES. Les préférences concernant les différentes technologies vont, de plus, varier suivant les pays, celles-ci étant souvent le reflet des investissements nationaux, des ressources déjà présentes sur le territoire, mais aussi d'opinions publiques différentes. Dans cette perspective, la typologie pourrait aider à envisager les trajectoires possibles de mix génériques, et donc proposer un cadre d'analyse. Les groupes rendent génériques les caractéristiques des mix appartenant à un même groupe, rendant alors possible de construire des trajectoires génériques pour « borner » le champ des possibles transitions. Ceci nécessiterait d'étudier en détail l'évolution des mix. Cette étude sera l'objet du chapitre suivant.

Les hypothèses développées dans la typologie pourraient aussi permettre d'apporter une grille de d'analyse aux communications sur la transition énergétique et les rendre plus objectives. L'utilisation de données génériques issues de la typologie pourrait ainsi présenter un intérêt pour les outils d'aide à la décision, particulièrement dans le cadre de nouvelles politiques énergétiques concernant le climat. Ainsi, il est suggéré que les mix de production électrique ne soient plus considérés comme des empilements de technologies de production, mais des entités à part entière, aux dynamiques propres.

3.3.3. Intérêt et apports du cadre de la typologie pour les inventaires électricité pour ACV conséquentielle

Un principal point de discussion des méthodologies de construction des données d'inventaire pour ACV conséquentielle concerne le manque de données génériques. Dans la plupart des études, l'inventaire implique de modéliser les données à partir de modèles économiques de type équilibre général ou équilibre partiel [21]-[25]. Cette modélisation supplémentaire peut représenter une difficulté pour les praticiens, et freiner leur choix de l'ACV conséquentielle pour réaliser leur étude.

La typologie proposée permet d'apporter de premiers éléments de réponse à cette problématique dans le cas de la production d'électricité. Elle propose un cadre simplifié permettant de rendre plus générique l'approche des mix de production électrique. Le verrou que présentait la variabilité identifiée au Chapitre 2 est donc levé. L'utilisation de la typologie devra s'accompagner d'une réflexion au moins qualitative sur les spécificités des pays étudiés, et les éventuels biais induits. Afin de se positionner dans une perspective conséquentielle, l'évolution des mix électriques au cours du temps à travers le cadre de la typologie doit être étudié et la transition analysée de manière plus précise.

La typologie permet enfin d'établir qu'une donnée électricité générique unique pour les inventaires en ACV conséquentielle n'est pas envisageable. En effet, l'identification de 4 groupes avec des caractéristiques distinctes dans la typologie implique qu'il y aura au minimum 4 données génériques.

3.4. Conclusion

La typologie constitue un cadre de simplification et de généralisation nécessaire à la constitution d'inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle. Elle est fondée sur un critère environnemental, les émissions GES de la production d'électricité et la composition des mix. Elle est issue de l'évaluation de ces deux paramètres sur 91 pays produisant plus de 10 TWh en 2012.

Elle se compose de quatre groupes, classés par rang croissant d'émissions GES : Gr1 (0-37 gCO₂éq/kWh), Gr2 (37-300 gCO₂éq/kWh), Gr3 (300-600 gCO₂éq/kWh) et Gr4 (>600 gCO₂éq/kWh). Ces émissions GES sont associées à des compositions de mix caractéristiques avec une différenciation entre « production majeure » et « autres productions ». En poursuivant cette analyse, deux sur-groupes sont identifiés, Gr1/Gr2 et Gr3/Gr4, possédant un même mode de production majeur, (hydraulique et /ou nucléaire, ou fossile). Une cartographie montrant la distribution des différents pays dans les groupes de la typologie permet par ailleurs d'identifier les pays clés de la transition énergétique mondiale et leur performance environnementale concernant la production d'électricité. Ainsi, la typologie peut aussi être utilisée comme cadre pour l'analyse des politiques énergétiques.

Au cours du temps, les mix pourront, soit rester dans un même groupe, soit évoluer vers un autre groupe. Ce mécanisme est identifié dans la suite comme étant le phénomène de transition. Les zones d'incertitudes entre les limites des groupes paraissent adéquates pour identifier ce phénomène, et sont nommés TR1, TR2 et TR3. Il est par ailleurs établi dans la suite que lorsqu'on parlera de transition, on sous-entendra qu'elle est définie comme le phénomène de changement d'un groupe à un autre de la typologie.

La typologie permet donc de fixer le cadre nécessaire à la construction des inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle. L'identification de quatre groupes avec des caractéristiques distinctes dans la typologie implique qu'il n'y a pas de donnée unique générique pour caractériser la production d'électricité en ACV conséquentielle. Il y aura au minimum quatre données génériques, correspondant chacune à un groupe de la typologie.

Afin de se positionner dans une perspective conséquentielle, l'évolution au cours du temps des mix électriques en utilisant le cadre de la typologie doit être étudiée. Cette étude permettra notamment de préciser le phénomène de transition. Ces éléments seront donc l'objet du chapitre suivant.

3.5. Bibliographie

- [1] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, 'Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, no. 15, pp. 1331–1338, Oct. 2009.
- [2] W. Moonmaw, P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, and A. Verbruggen, 'IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]', Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [3] C. A. Horowitz, 'Paris Agreement', *Int. Leg. Mater.*, vol. 55, no. 4, pp. 740–755, 2016.
- [4] The Shift Project, 'Historical Electricity Generation Statistics', *The Shift Project Data Portal*, 2015. [Online]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/>.
- [5] I. Heywood, S. Cornelius, and S. Carver, *An introduction to Geographical Information Systems*. Harlow: Longman, 1998.

- [6] QGIS Community, 'QGIS Software - version 2.6.1 Brighton'.
- [7] Tomorrow (<http://www.tmrow.com>), 'Emissions CO2 de la consommation électrique en temps réel'. [Online]. Available: <http://electricitymap.tmrow.co>. [Accessed: 07-Nov-2017].
- [8] N. Alazard-Toux, P. Criqui, and J.-G. Devezeaux de Lavergne, 'Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique Rapport 2013', Agence Nationale de la Coordination de la Recherche et de l'Energie, France, 2013.
- [9] T. J. Foxon, G. P. Hammond, and P. J. G. Pearson, 'Developing transition pathways for a low carbon electricity system in the UK', *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 77, no. 8, pp. 1203–1213, Oct. 2010.
- [10] United Nations, 'UN Climate Change Conference, COP21-CMP11, Paris 2015 - Pour un accord universel sur le climat', *UN Climate Change Conference, COP21-CMP11, Paris 2015*, 2015. [Online]. Available: <http://www.cop21.gouv.fr/fr>. [Accessed: 06-May-2015].
- [11] Commission Européenne, 'Comprendre les politiques de l'Union Européenne - Une énergie durable, sûre et abordable pour les Européens', Union Européenne, Luxembourg, Energie, Nov. 2014.
- [12] S. Strunz, 'The German energy transition as a regime shift', *Ecol. Econ.*, vol. 100, pp. 150–158, Apr. 2014.
- [13] Ministère de l'Economie et des Finances, 'Le mix énergétique du Japon : situation actuelle et perspectives (2017)', 09-Jun-2017. [Online]. Available: https://www.tresor.economie.gouv.fr/Ressources/16824_Le-mix-energetique-du-japon-situation-actuelle-et-perspectives-2017. [Accessed: 17-Oct-2017].
- [14] Nuclear Energy Institute, 'Japan Nuclear Update - Nuclear Energy Institute'. [Online]. Available: <http://www.nei.org/News-Media/News/Japan-Nuclear-Update>. [Accessed: 25-Mar-2016].
- [15] 'United States - U.S. Energy Information Administration (EIA)'. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/state/>. [Accessed: 17-Oct-2017].
- [16] 'Nord Pool'. [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/>. [Accessed: 06-Sep-2017].
- [17] US Department of Energy, 'International Energy Statistics - EIA', *EIA.gov*, 2016. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=23>. [Accessed: 04-Jan-2016].
- [18] United Nations, Framework Convention on Climate Change, 'Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 11 December 2015. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its twenty-first session.', United Nations, Paris, France, FCCC /CP/2015/10/Add.1, Jan. 2016.
- [19] M. Mathieu, A. Rüdinger, and D. Pescia, 'L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?', *Working Papers n°01/16*, Paris, France, p. 16, Jan-2016.
- [20] M. A. F. Garcia, 'Intéraction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée.', phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008.
- [21] B. P. Weidema, 'Market information in life cycle assessment', Danish Environmental Protection Agency, Copenhagen, Environmental Project 863, 2003.
- [22] T. Ekvall and B. P. Weidema, 'System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 9, no. 3, pp. 161–171, May 2004.
- [23] M. Prox and M. A. Curran, 'Consequential Life Cycle Assessment', *SpringerLink*, pp. 145–160, 2017.
- [24] B. P. Weidema, N. Frees, and A.-M. Nielsen, 'Marginal production technologies for life cycle inventories', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 4, no. 1, pp. 48–56, Jan. 1999.
- [25] B. P. Weidema, T. Ekvall, and R. Heijungs, 'Guidelines for application of deepened and broadened LCA, Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project', CALCAS, Project no.037075, Jun. 2009.

Chapitre 4 : Analyse et modélisation de la transition par optimisation de la trajectoire des mix électriques

4.1. Introduction

Le chapitre précédent a dressé une typologie des mix de production électrique. Elle va être utilisée pour la réalisation d'inventaires génériques électricité pour des études à long terme lors de la mise en œuvre d'une ACV conséquentielle. On rappelle que l'ACV conséquentielle s'intéresse aux impacts du changement, en prenant en compte ses effets directs et indirects sur l'environnement [1]. L'évolution temporelle des mix et la modélisation des phases de transition font l'objet de ce chapitre.

Le contexte de transition énergétique implique des changements conséquents dans le mode de production de l'électricité : réduction des émissions GES et augmentation de la part des énergies renouvelables dans les mix électriques. Au niveau mondial, suite à la COP21 [2], les pays se sont engagés à mettre en place des mesures permettant de limiter l'élévation des températures due au changement climatique à 1,5°C en 2100 par rapport au niveau actuel notamment à travers la réduction des émissions GES. Cette mesure se décline dans les politiques énergétiques : par exemple, le Paquet Energie Climat de l'Union Européenne [3] envisage de porter à 20 % la part des énergies renouvelable dans le mix énergétique, et de réduire de 20 % des émissions de CO₂ par rapport au niveau de 1990. Les pays affinent ces objectifs en fonction de leurs contraintes propres. Ainsi, la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte en France [4] vise à augmenter la part des énergies renouvelables consommées à 32 % en 2030 parallèlement à une réduction des émissions GES de 40 % entre 1990 et 2030. Comme proposé au Chapitre 3, le terme de transition désignera dans la suite le passage d'un groupe à un autre de la typologie précédemment établie.

L'analyse de la bibliographie concernant la transition énergétique met en évidence deux types d'études: des études de prospectives fondées sur l'évolution future des mix et des études étudiant les évolutions passées [5], [6]. Fouquet et Pearson, 2012 [5] soulignent que les transitions énergétiques passées ont pu se réaliser grâce aux réflexions de plusieurs disciplines telles que l'économie, la géographie ou l'ingénierie, qui réalisent cependant peu de travaux conjoints. L'accès à l'information sur les scénarios envisagés est donc plus difficile. Or, l'analyse de ces études passées est riche d'information pour les études prospectives menées actuellement afin d'établir les éléments qui auront une influence sur la transition énergétique. Ces mêmes auteurs mentionnent que seul un contexte favorable (politique énergétique incitative par exemple) et une insertion de nouvelles technologies moins coûteuses que celles déjà existantes permettent de réaliser une transition.

En ACV, Mathiesen et al., 2009 [7] ont analysé, sur le cas du Danemark, les liens entre technologies marginales identifiées dans des ACV conséquentielles, moyens de production prévus par la prospective (études prospectives réalisées par le passé) et moyens de production effectivement mis en place. Ils observent que le choix de technologie marginale

(simple ou dynamique) ne correspond pas au principal moyen de production qui a effectivement été mis en place. En effet, le choix d'une technologie marginale va être influencé par le contexte politique, qui peut changer au cours du temps, au moment de la réalisation de l'ACV. De plus, le choix de la technologie marginale ne prend pas en compte les changements d'usage ou l'insertion de nouvelles technologies, ce qui explique les différences entre technologie marginale identifiée et moyen de production envisagé dans les études prospectives passées. Ainsi, le fait de considérer dans les modèles que l'augmentation de demande est assurée par seulement un (ou quelques) moyen de production spécifique écarte certains éléments nécessaires aux choix de moyens de production qui composent les mix. Ces éléments doivent cependant être pris en compte, comme présenté au Chapitre 2, notamment dans le cas de transition. Ainsi, ce constat justifie de proposer de modéliser la transition à travers le mix de production d'électricité, qui englobe tous les moyens de productions.

Dans le cadre de notre étude, l'étude du mix à travers des données historiques a été privilégiée pour étudier la dynamique des transitions passées dans différents pays choisis à partir de la typologie. Cette étude pourra servir de base à une étude prospective qui est le plus souvent au cœur des préoccupations des praticiens d'ACV consécutive [8].

Ce chapitre a donc deux buts principaux :

- d'une part, étudier l'évolution historique à long terme de plusieurs pays sélectionnés dans les groupes de la typologie afin d'identifier les éléments clés pour proposer des inventaires génériques,
- d'autre part, construire les éléments ou méthodes manquants et les vérifier les trajectoires obtenues sur des cas historiques réels.

4.2. Evolution au cours du temps de mix historiques

4.2.1. Matériel et méthodes

4.2.1.1. Collecte et calcul des données

Afin d'être générique, l'étude de la dynamique des mix de production électrique doit traiter de pays représentatifs, ce qui est possible grâce à la typologie qui permet de limiter le nombre de pays à étudier. Les pays sélectionnés et leurs caractéristiques majeures de mix sont présentés dans le Tableau 4.1. Leur choix a été réalisé sur plusieurs critères et implique au minimum par groupe de la typologie un pays européen et un pays gros producteur d'électricité.

La base de données de la World Bank [9] est choisie car elle est la seule identifiée au Chapitre 1 permettant d'accéder à des données de production d'électricité par moyen de production sur la période 1960-2010. Les productions totales annuelles et les différents moyens de production ont été extraits de cette base.

Les moyens de production pris en compte dans le descriptif font intervenir les ressources de type :

- Hydraulique : regroupe tous les types de centrales de production hydroélectrique,
- Renouvelables intermittents : cette donnée regroupe les différents moyens de production renouvelables, excepté l'hydraulique. Dans la suite, le terme « renouvelables intermittents » désignera les moyens de type photovoltaïque (PV) et éolien,
- Charbon : centrales thermiques utilisant du combustible charbon (y compris lignite, etc.),
- Fioul : centrales thermiques utilisant du combustible fioul,
- Gaz : centrales thermiques utilisant du combustible gaz (comprenant notamment les centrales au gaz naturel et les cycles combinés gaz),
- Nucléaire : tous types de centrales nucléaires.

Afin de simplifier les analyses, les moyens de type charbon ou fioul seront désignés comme moyens de production fossiles, ces deux ressources primaires ayant des tendances proches dans les mix considérés. En effet leurs émissions GES sont d'un même ordre de grandeur [10] et conduisent à des tendances similaires dans la typologie.

Les émissions GES des mix de production électrique sont ensuite calculées suivant la même méthodologie que celle présentée au Chapitre 2, partie 2.3.1.1.

Tableau 4.1 : Pays sélectionnés pour l'étude de leur évolution au court du temps en historique.

Groupe	Pays	Année début	Année fin	Caractéristiques du mix
1	Norvège	1960	2011	Très grande majorité d'hydraulique
1	Suisse	1960	2011	Production majoritaire en hydraulique / nucléaire
2	France	1960	2011	Nucléaire en grande proportion (proche du groupe 1)
2	Canada	1960	2011	Production majoritaire hydraulique / nucléaire, diversification des autres moyens de production
2	Brésil	1971	2011	Majorité d'hydraulique, diversification des autres moyens de production
3	Allemagne	1960	2011	Diversifié (volonté d'abandon du nucléaire dans le futur)
3	Danemark	1960	2011	Majoritairement fossile avec une très forte part de renouvelables
3	USA	1960	2011	Diversifié avec représentation de toutes les technologies
3	Russie	1990	2011	Majoritairement gaz
4	Pologne	1960	2011	Majoritairement charbon
4	Chine	1971	2011	Majoritairement fossile (croissance du nucléaire et de l'hydraulique prévue dans le futur)
4	Inde	1971	2011	Majoritairement charbon

4.2.1.2. Analyse des pays suivant la typologie

A partir des émissions de GES calculées pour chaque mix, chaque pays a été analysé sous différentes caractéristiques :

- Son groupe d'appartenance à la typologie au cours du temps,
- Sa présence ou non dans une zone de transition,
- Son éventuelle transition d'un groupe à un autre et ses caractéristiques (notamment durée et changement dans le mix).

Ces différents éléments permettront de dégager une première approche des types de dynamiques communes entre les pays, et des éventuels cas de transition.

4.2.2. Résultats

4.2.2.1. Synthèse des résultats

L'étude des mix de production électrique des pays sélectionnés au cours du temps permet de dégager les conclusions présentées dans le Tableau 4.2. Il apparaît que la plupart des pays étudiés n'ont pas connu de transition entre 1960 et 2011. Quelques changements temporaires de groupe, comme par exemple pour la Suisse, sont le plus souvent le résultat d'un besoin d'augmentation de la production pour répondre à une demande croissante, mais ne rentrent pas dans les mécanismes de transition sur le long terme. Seuls trois pays parmi ceux sélectionnés ont connu une transition :

- la France : transition du Gr3 au Gr2 (TR2) avec une forte insertion de nucléaire à partir des années 70,
- l'Allemagne : transition du Gr4 au Gr3 (TR3), avec insertion de nucléaire,
- le Danemark : transition du Gr4 au Gr3 (TR3), avec insertion de renouvelables intermittents (éolien).

Les résultats concernant ces 3 pays sont détaillés dans la partie suivante. Le détail des résultats concernant les autres pays étudiés se trouve en Annexe C.1.

Tableau 4.2 : Synthèse des résultats de l'étude de l'évolution des mix de production électrique des pays sélectionnés.

Pays	Groupe de la typologie (2012)	Transition en historique ?	Transition prévue en prospective ?	Retenu pour une modélisation de la transition ?	Evolution de la demande	Commentaire
Norvège	1	Non	Non	Non	↗	Pays à forte production hydraulique. Une forte présence de la ressource hydraulique et l'organisation du Nord Pool permet de ne pas supposer une modification de groupe (la diversification viendra de l'import d'électricité d'autres pays).
Suisse	1	Oui	Non	Non	↗	Pays hydraulique puis hydraulique et nucléaire, avec un passage temporaire dans le groupe 2 est issu d'une augmentation de la part charbon sur quelques années. On peut émettre l'hypothèse d'un « creusement » précédent l'insertion du nucléaire.
France	2	Oui	Oui	Oui	↗	Cf. 4.2.3.1
Canada	2	Non	?	Non	↗	Pays typique du groupe 2, avec une réduction de la part charbon au profit du gaz, permettant de conserver une baisse des émissions de GES. La forte demande pourrait être un frein à une transition vers le groupe 1 en prospective.
Brésil	2	Non	?	Non	↗	Pays typique du groupe 2, la forte part d'hydraulique et le développement des renouvelables permettra de conserver le pays dans ce groupe.
Allemagne	3	Oui	Oui	Oui	↗	Cf. 4.2.3.2
Danemark	3	Oui	Oui	Oui	↗	Cf. 4.2.3.3
USA	3	Oui/Non	Non	Non	↗	Pays dans la zone de transition du groupe 4 à 3 depuis les années 60. Les politiques actuelles laissent à supposer peu de changement dans le mix, tout du moins aucune transition.
Russie	3	Non	?	Non	↗	Pays typique du groupe 3. L'effort de changement pour passer dans le groupe 2 nécessiterait une dynamique similaire à celle de la France dans les années 70, ce qui n'est pas envisagé en prospective.
Pologne	4	Non	?	Non	↗	Pays avec une production très forte en charbon. L'insertion des renouvelables et du gaz pourrait laisser supposer une baisse des émissions GES, mais la transition vers le groupe 3 nécessiterait la même dynamique que celle initiée par le Danemark.
Chine	4	Non	?	Non	↗	Pays à demande de production exponentielle, qui conserve une stabilité dans ses émissions de GES. L'insertion progressive de nucléaire et d'hydraulique devrait permettre de conserver une production forte sans pénaliser encore plus les émissions GES.
Inde	4	Non	?	Non	↗	Pays en voie de développement, qui connaît une augmentation de ses émissions GES due à une demande de production électrique en augmentation assurée par des moyens fossiles. Il pourrait constituer un cas d'étude intéressant si un développement des renouvelables y est initié en prospective.

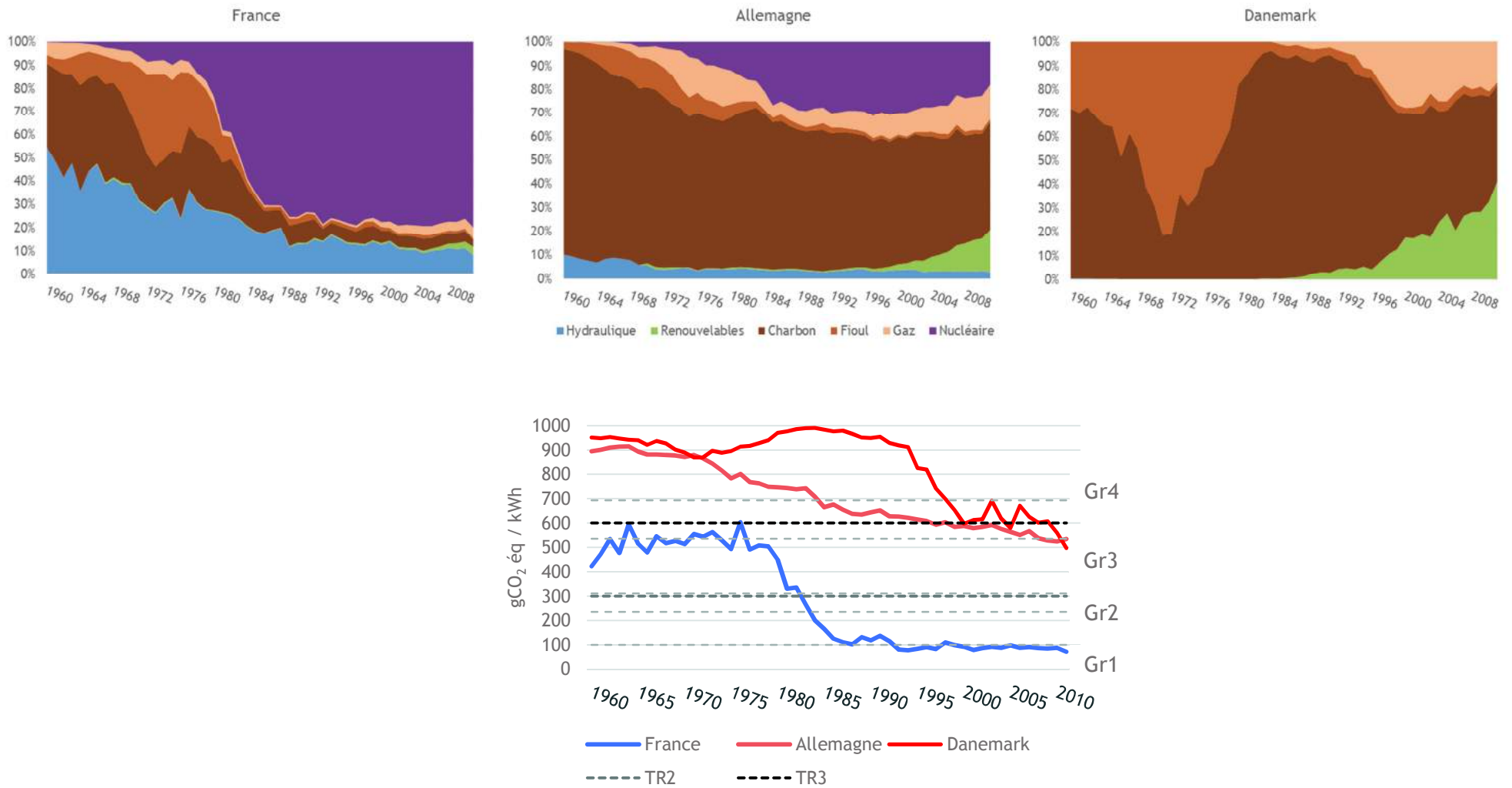


Figure 4.1 : Résultats graphiques pour France, Allemagne et Danemark.

4.2.3. Etude des transitions : cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark

La composition du mix est exprimée sur les graphiques Figure 4.1 en proportion de la production totale pour chaque année, et par type de ressource primaire.

4.2.3.1. France

Le graphique de la France en Figure 4.1 permet d'observer deux phénomènes : une première modification du mix avec insertion du nucléaire dans les années 1970 et l'insertion de gaz et de renouvelables à partir des années 2000, faisant passer la France du Gr3 au Gr2. L'insertion de nucléaire a été réalisée sur un pas de temps court, c'est-à-dire moins de 10 ans. Les émissions GES du mix se trouvent très vite dans la zone de transition TR2 à partir 1980. A cette date, la composition du mix est de 15 % de nucléaire et 85 % d'hydraulique et fossile. En 1984, la composition du mix s'inverse : environ 70 % de nucléaire, et 30 % d'hydraulique et fossile composent le mix. Une augmentation de la part de charbon précédant la très forte croissance de nucléaire est par ailleurs observable en 1976. Ces changements apparaissent dans la littérature comme une volonté d'indépendance énergétique et de sobriété [11].

La rapidité de changement de groupe (Gr3 au Gr2) observée dans ce cas est très spécifique, et n'a pas été constatée pour d'autres pays. De plus, le nucléaire n'a pas mis 40 ans à devenir majoritaire [5]. Il ne semble donc pas possible d'établir de conclusions générales sur les transitions TR2 à partir de ce cas. De plus, certaines analyses récentes comme l'exercice prospectif de l'ADEME en 2012 [12], [13], envisagent des scénarios écartant le nucléaire. Ainsi, il faudrait étudier d'autres cas d'évolution de mix en transition TR2 pour évaluer les changements génériques associés à ce type de transition.

4.2.3.2. Allemagne

Ce cas illustre une transition du Gr4 au Gr3 à partir des années 1980, effectuée par insertion de nucléaire conjugué à du gaz, aussi décrit Figure 4.1. Ce changement est identifié dans la littérature comme une réponse au choc pétrolier de 1973 [14]. Cette dynamique est aussi issue depuis les années 80 de l'*Energiewende*, politique énergétique environnementale qui propose une croissance de production sans pétrole ni uranium [15]. En termes d'émissions GES l'Allemagne n'est toujours pas sortie de la zone de transition TR3 en 2011, car la part de charbon dans le mix représente encore plus de 45 % de la production.

4.2.3.3. Danemark

Le Danemark, Figure 4.1, présente une transition du Gr4 au Gr3 reposant uniquement sur la croissance des renouvelables intermittents. Alors que son mix était composé exclusivement de source fossile jusque dans les années 1990, le Danemark est sorti de la zone de transition TR3 en 2011. La transition est opérée par l'insertion de 5 % de renouvelables et 20 % de gaz. Le pays est resté dans TR3 une dizaine d'années, puis à partir de 2000, la part de gaz diminue au profit des renouvelables intermittents, particulièrement l'éolien. Ce changement provient de la politique environnementale développée depuis les années 70 (Dansk Energipolitik, puis Energiplan81), qui a connu un renforcement de ses objectifs en termes d'énergies renouvelables à partir des années 1990 (Energi2000) [16]. Cette politique a été la première mondiale sans nucléaire dans ses projections.

Les résultats sur l'Allemagne et le Danemark suggèrent que les transitions TR3 impliquent le plus souvent du gaz, mais aussi d'autres technologies peu émettrices, comme les renouvelables ou le nucléaire. La durée de la transition semble être fortement dépendante du pays considéré.

4.2.4. Limite de la démarche et conclusions

Les résultats obtenus présentent plusieurs limites. Premièrement, la sélection d'autres pays que les 12 étudiés (représentant moins de 15 % des pays produisant de l'électricité de manière significative dans le monde) auraient peut-être permis d'établir d'autres constats.

Deux cas se distinguent :

- Soit il n'y a pas de transition, c'est-à-dire qu'on peut considérer que le mix n'évolue pas au sens de la typologie (il reste dans le même groupe),
- Soit il y a une transition, et la typologie ne permet pas d'observer des caractéristiques d'évolution communes entre les pays effectuant le même changement de groupe. Ainsi, la typologie n'est pas suffisante pour représenter les mix de production d'électricité dans les cas de transition.

Ces éléments mettent en évidence la nécessité d'analyser et de modéliser la transition. Les exemples de la France, de l'Allemagne et du Danemark étudiés dans cette partie serviront d'illustration à la démarche de modélisation.

4.3. Modélisation des mix en transition

4.3.1. Etude bibliographique

La modélisation de la transition recherchée ici vise à évaluer une trajectoire optimale d'évolution du mix électrique sous différentes contraintes, de manière à satisfaire la demande et une cible de réduction des émissions GES. Cela revient à déterminer de manière prospective l'évolution du mix. Des modèles de prospective ont été mentionnés dans la littérature. Il faut donc évaluer s'ils peuvent être utilisés dans notre cas.

Les modèles de prospective ont été développés sur l'énergie et sa gestion, notamment afin de respecter les cibles envisagées pour limiter le changement climatique. Ils se basent tous sur des réflexions et modélisations économiques. Ils diffèrent selon trois orientations : descendante « top-down » ou ascendantes « bottom-up », simulation ou optimisation, équilibre général ou équilibre partiel [17].

La Figure 4.2 présente les différents types de modèles concernant l'énergie, avec pour chaque famille de modèles, un exemple de modèle appliqué dans la littérature. Les modèles sont classés selon deux de leurs caractéristiques principales : simulation ou optimisation (axe vertical) et les notions d'économie équilibre général ou équilibre partiel (axe horizontal). La simulation cherche à répondre à des questionnements de type « et si ? », donc évaluer des options prédéfinies [18]. L'optimisation va rechercher une solution optimale à toutes les contraintes parmi toutes les trajectoires possibles [18]. L'équilibre général en économie considère les ressources dans une économie de marché où la concurrence est parfaite [19].

L'équilibre partiel, lui, ne considère que les échanges pour un seul bien, et ne prend pas en compte ce qui se passe avec les autres biens [20]

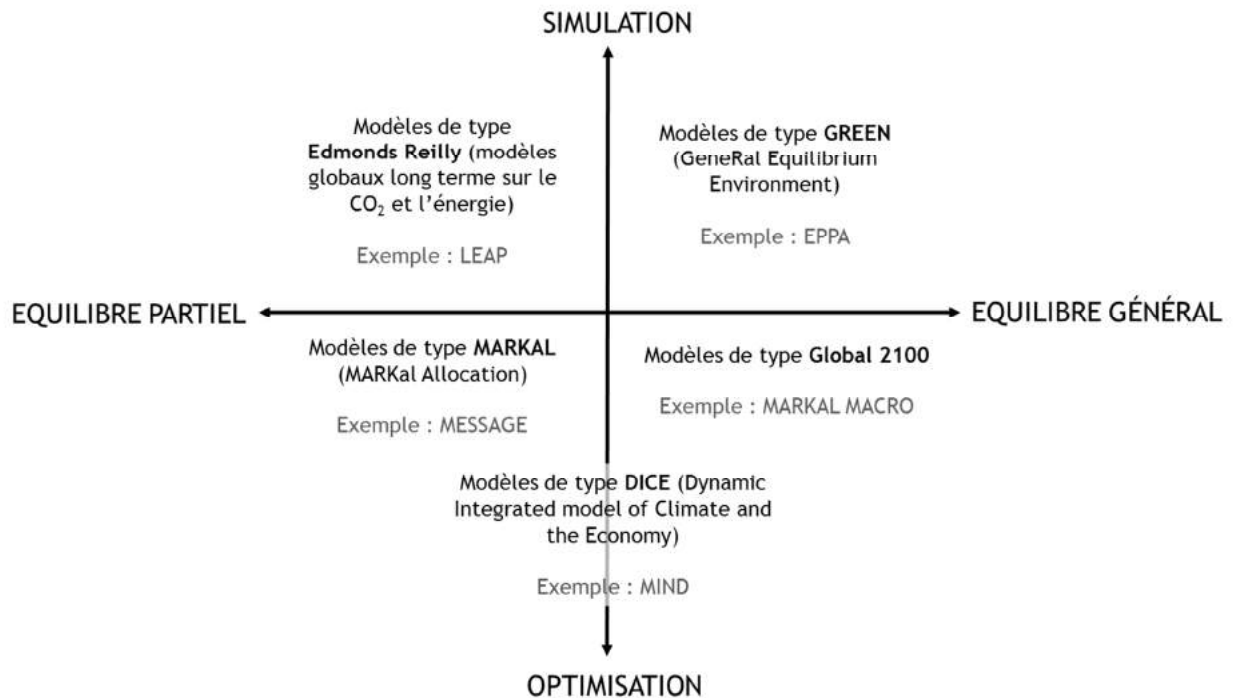


Figure 4 2 : Classement des types modèles utilisés en prospective énergétique, avec un exemple pour chaque cas, suivant la distinction simulation/optimisation et équilibre partiel/général (adapté de Nicolas, 2016 [17]).

Les modèles permettant de faire des simulations sont les modèles de type GREEN et Edmonds Reilly (Figure 4.2). Le modèle EPPA (Emissions Prediction and Policy Analysis), de type GREEN, a été créé par le MIT afin de donner une représentation dynamique récursive et multi-secteurs de l'économie globale. Il utilise donc l'équilibre général. Il a par exemple été appliqué pour évaluer les politiques énergétiques au Brésil et au Mexique [21]. Le modèle LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), de type Edmonds Reilly, a été développé par le Swedish Stockholm Environmental Experiment Institute et l'U.S. Research Center in Boston. C'est un modèle flexible qui permet d'établir différents scénarios en fonction de l'utilisation de l'énergie. Il a par exemple été appliqué au cas de la demande en énergie et ses émissions GES pour le transport dans la ville de Pékin [22]. Les résultats montrent que l'approche par simulations successives n'est pas adaptée à la recherche d'un scénario optimal sous différentes contraintes. Elle ne correspond donc pas aux types de modèles recherchés pour modéliser la transition.

Une approche par optimisation semble donc plus pertinente dans le cadre des objectifs poursuivis dans le cadre de nos travaux : il existe trois types de modèles d'optimisation permettant de générer des scénarios : MARKAL, Global 2100 et DICE. Les modèles de type MARKAL vont représenter le système énergétique d'une région spécifique et évaluer la dynamique énergétique sur plusieurs périodes et avec un grand panel de technologies possibles [23]. Ce modèle a par exemple été utilisé pour analyser la production d'électricité à une échelle régionale adaptée à la région de Saskatchewan au Canada [24]. Le modèle MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental

Impacts), aussi du type MARKAL est souvent utilisé pour l'électricité et l'énergie. Il a été par exemple utilisé pour l'étude de l'intégration de l'éolien et du solaire au système électrique [25]. Les modèles de type Global 2100 vont intégrer des éléments macro-économiques, et donc de l'équilibre général, comme le modèle MARKAL MACRO [23]. Il a été récemment utilisé pour estimer la réduction du coût du carbone en Inde [26] pour la période 2005-2045. Enfin les modèles de type DICE, développés à partir de 1992, vont utiliser les dynamiques et impacts des émissions sur l'économie, ainsi que les coûts des politiques énergétiques pour les réduire [27]. Un de ses dérivés, le modèle MIND, permet d'optimiser les systèmes industriels : il a été mis en œuvre par exemple pour le cas du stockage de matériel en industrie [28]. Il existe donc une grande variété de modèles d'optimisation qui pourraient modéliser les cas de transition. Or, le cadre de la typologie n'intègre pas d'aspect économique alors que les modèles présentés ici utilisent ce type de données pour optimiser. De plus, leur niveau de granularité concernant les technologies utilisées est trop fin par rapport à celui de la typologie, c'est pourquoi les modèles déjà existants peu adaptés à la modélisation souhaitée ont été exclus du champ de l'étude.

Les modèles appliquant l'équilibre partiel ou général sont déjà utilisés pour la détermination de données d'inventaire marginales, par exemple par Ekvall et Weidema, 2004 [29] ou Frischknecht et Stucki [30]. Or, comme souligné dans le Chapitre 1, l'utilisation de ces méthodes ne répond pas au besoin de données génériques [7].

Plusieurs études proposent des modèles basés sur une formulation d'optimisation multi-objectif avec une contrainte de limitation des impacts environnementaux (principalement les émissions de CO₂ mais aussi d'autres GES) [31]. Hashim et al., 2005 [31], proposent par exemple un modèle d'optimisation pour la gestion d'un système énergétique global sous contrainte vis-à-vis des émissions de type GES. Le problème d'optimisation résultant met en jeu une formulation mixte linéaire MILP (Mixed Integer Linear Programming), c'est-à-dire prenant en compte des variables continues et discrètes. Le cas d'application est celui de l'optimisation du mix électrique en Ontario (Canada) afin de satisfaire une cible de réduction des émissions de CO₂ tout en maintenant et augmentant la production d'électricité. La démarche suivie par ces auteurs fait intervenir trois fonctions objectifs différentes : un critère économique basé sur la minimisation des coûts de production de l'électricité, un critère environnemental basé sur la minimisation des émissions de CO₂ issues de la production d'électricité et enfin un dernier combinant ces deux critères.

Ainsi, une modélisation par optimisation sur plusieurs périodes, de manière à suivre l'évolution du mix au cours du temps, avec pour objectif la réduction des émissions GES, répondrait aux caractéristiques souhaitées.

Notons ici que la méthode modélisant la transition qui sera proposée dans la suite n'a pas pour objectif de produire un outil original de prospective, car il se fonde sur les hypothèses de la typologie. Il ne permet de réaliser des scénarios que dans le cadre des inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle.

4.3.2. Formulation du problème d'optimisation

La modèle proposé doit être long terme et proposer plusieurs périodes, avec l'objectif de fournir aux praticiens d'ACV conséquentielle le moyen de suivre l'évolution de leur mix de production électrique d'étude lors d'une transition.

Le modèle va donc chercher à optimiser un mix de production, et donc sa composition, de manière à répondre à une cible de réduction d'émissions GES, tout en satisfaisant le niveau de production requis à chaque période de temps. La typologie permet de fixer ces cibles à partir des limites des zones de transition TR1, TR2 et TR3. Ainsi, le modèle représentera la transition au sens de la typologie.

La variable d'entrée sera donc un mix initial, choisi par le praticien. Le modèle produira en sortie :

- l'évolution de la composition du mix à chaque période par moyen de production,
- les émissions GES y étant associées,
- l'évolution de la production d'énergies renouvelables au cours du temps.

La littérature et les politiques énergétiques actuelles proposent deux moyens afin d'atteindre cette cible : baisser les émissions GES et/ou augmenter la part d'énergies renouvelables dans le mix, afin de diminuer les émissions GES [3], [4]. Ces deux cas seront considérés à travers deux fonctions objectifs distinctes à des fins de comparaison de stratégie.

La modélisation choisie est une optimisation mono-objectif et multi-périodes, utilisant un modèle de Programmation Linéaire (Linear Programming en anglais) [32] relativement classique. Ce format de modélisation permettra de fixer les bases du modèle sur un objectif simple, avec des critères environnementaux, qui pourrait être complété par la suite par d'autres critères, comme des contraintes économiques ou bien technologiques. L'environnement de modélisation GAMS (General Algebraic Modeling System) [33] a été retenu. Il offre l'accès à une grande diversité d'optimisations possibles, avec un grand nombre de solveurs disponibles permettant d'adapter au mieux le choix en fonction du problème posé [34]. Le solveur choisi est CPLEX.

4.3.2.1. Définitions

Le mix électrique est composé tous de les moyens de production d'électricité désignés par la ressource primaire utilisée sur un territoire, ici un pays, et décrits au Tableau 4.3.

Tableau 4.3 : Abréviations des technologies, désignées par leur type de production primaire, prises en compte dans l'optimisation.

Technologie de production par type de ressource primaire	Nom dans optimisation : <i>i</i>	Emissions GHG _{<i>i</i>} (kgCO ₂ éq/kWh)
Hydraulique	H	0,004
Eolien	W	0,012
PV	S	0,046
Charbon	C	1,001
Fioul	O	0,84
Gaz	G	0,469
Nucléaire	N	0,016

Comme montré Tableau 4.3, les émissions GES, désignées par l'acronyme anglo-saxon GHG, dépendent des moyens de production *i*. L'impact global de ce mix est donné par GHG_{tot}, qui est la somme des GHG_{*i*}. L'établissement de cette donnée revient à utiliser la méthode du Chapitre 2, partie 2.3.1.1.

L'optimisation concerne 8 périodes j , qui correspondent à des pas de temps de 5 ans sur 40 années (périodicité des projections prospectives classiques [35], [36] et temps identifié par Fouquet et Pearson, 2012 [5] pour qu'une technologie de niche puisse devenir majoritaire).

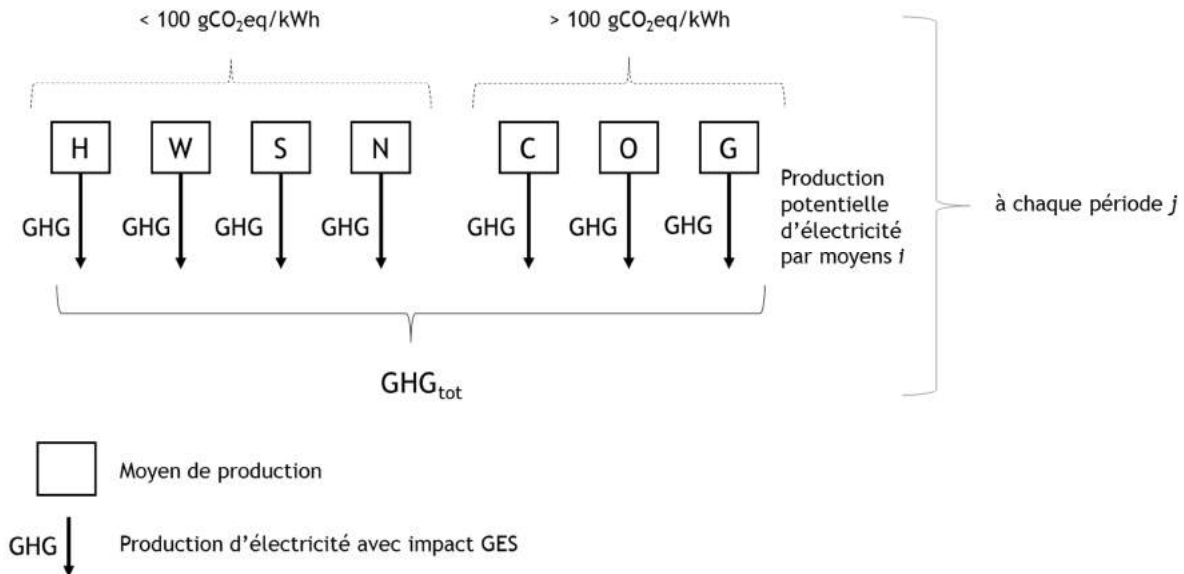


Figure 4.3 : Définition du fonctionnement d'un mix de production électrique dans la modélisation.

4.3.2.2. Modèle et objectifs

Le problème d'optimisation distingue deux fonctions objectifs :

- Minimisation des émissions GES : dans ce cas, le modèle minimise les émissions GES du mix au cours du temps.
- Maximisation de la production d'énergies renouvelables : dans ce cas, le modèle maximise la production d'énergie renouvelable totale, c'est-à-dire les productions issues des technologies hydraulique, éolien et solaire avec des contraintes de ressources et d'insertion/retrait de technologies dans le mix.

Plusieurs questions sous-jacentes sont rattachées à ces deux problèmes : pour une fonction objectif donnée vis-à-vis de la dernière période considérée, le seuil fixé est-il atteignable avec des contraintes de ressources et d'insertion/retrait de technologies dans le mix ? Si oui, quel est le mix à chacune des périodes ? A partir de quelle période passe-t-on en dessous du seuil ?

Les données, variables d'optimisation et variables sont décrites dans le Tableau 4.4.

Tableau 4.4 : Liste des variables d'optimisation, variables, paramètres et données d'entrée du problème d'optimisation.

Nom	Définition
Variable d'optimisation	
T_{ij}	Quantité d'énergie produite par chaque moyen de production i à la période j (TWh)
Variables	
GHG_{ij}	Emissions de GES, calculées à partir de la production de chaque moyen i pour la période j (kgCO ₂ éq)
GHG_{totj}	Somme des émissions GES pour la période j (kgCO ₂ éq)
GHG_f	Somme des émissions GES sur toutes les périodes j (kgCO ₂ éq)
GHG_{max}	Emission de GES seuil entre deux groupes (kgCO ₂ éq)
T_{totj}	Production totale pour chaque période j (TWh)
$T_{c_{ij}}$	Croissance de production du moyen de production i entre les périodes j et $j-1$ (TWh)
$T_{d_{ij}}$	Diminution de production du moyen de production i entre les périodes j et $j-1$ (TWh)
RE_j	Somme des productions éolienne et solaire à la période j (TWh)
RE_{totj}	Somme des productions hydraulique, éolienne et solaire à la période j (TWh)
RE_{max}	Somme des productions éolienne (W) et solaire (S) pour chaque période j (TWh)
Paramètres	
i	Moyen de production (Tableau 1)
j	Pas de temps de 5 ans
k	Zone de transition dans la typologie
Données	
R_{ij}	Estimation de la production maximale d'électricité pour chaque moyen de production i à chaque période j (TWh)
D_j	Satisfaction minimale de production à chaque période j (TWh)
GHG_s_i	Emissions de GES de référence pour chaque moyen de production i (kgCO ₂ éq/ kWh)
GHG_h_k	Valeur fixe : valeur seuil d'émission entre deux groupes (kgCO ₂ éq)
$T_{c_{max,ii}}$	Croissance de production maximale du moyen de production i à la période j (TWh)
$T_{d_{max,ii}}$	Diminution de production maximale du moyen de production i à la période j (TWh)

Le modèle conduira en sortie à plusieurs résultats, avec pour chaque période :

- la composition du mix T_{ij} ,
- la production totale T_{totj} ,
- les émissions GES totale GHG_{totj} .

Ils permettront donc de suivre l'évolution du mix et des émissions GES à travers le cadre de la typologie au cours du temps.

4.3.2.3. Minimisation des émissions GES

L'objectif visé consiste à minimiser les émissions GES, soit :

$$\min GHG_f = \sum_j GHG_{totj} \quad (\text{Eq 4.1})$$

GHG_{totj} désigne la somme des émissions GES pour les périodes j en kgCO₂ éq/ kWh, c'est-à-dire:

$$\text{GHG}_{\text{tot}_j} = \sum_i \text{GHG}_{ij} \quad (\text{Eq 4.2})$$

Dans cette expression, GHG_{ij} correspond aux émissions de GES en $\text{gCO}_2 \text{ éq/ kWh}$, calculées à partir de la production de chaque moyen i pour la période j , T_{ij} , et les valeurs d'émissions GES de référence du GIEC, notées GHG_i .

$$\text{GHG}_{ij} = T_{ij} \text{GHG}_i \quad (\text{Eq 4.3})$$

4.3.2.4. Maximisation de la production d'énergies renouvelables

L'objectif consiste ici à maximiser la production des technologies d'énergies renouvelables, c'est-à-dire hydraulique, éolienne, et solaire (H, W, S), soit :

$$\max \text{REf} = \sum_j \text{RE}_{\text{tot}_j} \quad (\text{Eq 4.4})$$

Dans cette expression, RE_{tot_j} correspond à la somme des productions renouvelables à chaque période j en TWh :

$$\text{RE}_{\text{tot}_j} = \sum_i \text{RE}_{ij} \quad \forall i \in \text{H, W, S} \quad (\text{Eq 4.5})$$

4.3.2.5. Contrainte de ressources

La variable R_{ij} représente la présence en ressource par estimation de la production maximale en TWh pour chaque moyen de production i à chaque période j . Les données R_{ij} sont fixées par un tableau de valeurs en début de modélisation pour toutes les périodes. Les valeurs sont choisies par le praticien en fonction des données de la littérature sur son cas d'étude.

4.3.2.6. Satisfaction de production minimale

De manière à initialiser le modèle, le praticien devra renseigner, T_{i1} correspondant à la production en TWh de chaque type de production à la période 1.

La production totale pour chaque période j est T_{tot_j} , somme de toutes les productions T_{ij} . La production totale sur la période j est contrainte : elle doit être supérieure ou égale à la demande, qui est définie comme fixe dans le modèle pour toutes les périodes.

$$T_{\text{tot}_j} = \sum_i T_{ij} \quad (\text{Eq 4.6a})$$

$$T_{\text{tot}_j} \geq D_j \quad (\text{Eq 4.6b})$$

4.3.2.7. Borne maximale de production totale

La production totale d'électricité d'un moyen de production i à la période j , T_{ij} , ne peut pas excéder la présence de la ressource R_{ij} . De plus, si la ressource est présente, un taux maximal d'insertion, défini par moyen de production i par la donnée T_{cmaxij} , limite la croissance de production de la technologie. Ainsi pour chaque moyen de production i à chaque période j , $T_{c_{ij}}$ est la variation en croissance de production d'un moyen de production i entre les périodes j et $j-1$.

$$T_{c_{ij}} = T_{i,j-1} + T_{cmaxij} \quad (\text{Eq 4.7a})$$

$$T_{c_{ij+1}} \geq T_{i,j+1} \quad (\text{Eq 4.7b})$$

La détermination de cette borne maximale pour chaque moyen de production i pour chaque période j est faite par le praticien en fonction de données issues de la littérature ou des bases de données concernant la production d'électricité sur son cas d'étude.

4.3.2.8. Borne minimale de production totale

La production totale d'électricité d'un moyen de production i à la période j , T_{ij} , ne peut pas subir un taux maximal de retrait, défini par moyen de production i par la donnée T_{dmaxij} , qui limite la décroissance de production de la technologie. Ainsi pour chaque moyen de production i à chaque période j , $T_{d_{ij}}$ désigne la variation en décroissance de production d'un moyen de production i entre les périodes j et $j-1$.

Pour $i = 1$ à 9 et $j = 1$ à 8 ,

$$T_{d_{ij}} = T_{i,j-1} + T_{dmaxij} \quad (\text{Eq 4.8a})$$

$$T_{d_{ij+1}} \leq T_{i,j+1} \quad (\text{Eq 4.8b})$$

La détermination de cette borne minimale pour chaque moyen de production i pour chaque période j est effectuée par le praticien en fonction de données issues de la littérature ou des bases de données concernant la production d'électricité sur son cas d'étude.

4.3.2.9. Borne maximale de productions issues d'énergies renouvelables intermittentes

D'après Silva et al., 2016 [37], la production d'énergie renouvelable (hors hydraulique) dans un macro-système électrique ne peut pas excéder 60% d'énergies renouvelables, et 40% d'éolien et photovoltaïque, à cause de leur intermittence. En effet, l'étude souligne que ce seuil est celui à ne pas dépasser pour garantir l'équilibre, et que de nouveaux mécanismes de flexibilité doivent être créés pour que ce seuil soit dépassé. De plus, le rapport indique que la production thermique (provenant donc de ressources charbon, fioul, gaz ou biomasse) devra toujours conserver une participation dans le mix afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Ces éléments sont matérialisés par la limite REmax. Cette proportion est vérifiée à chaque période j .

$$RE_j = \sum_i T_{ij} \quad , \forall i \in W, S \quad (\text{Eq 4.9a})$$

$$RE_j \leq 0,4 T_{totj} \quad (\text{Eq 4.9b})$$

$$RE_{max} = \sum_i T_{ij} \quad , \forall i \in W, S \quad (\text{Eq 4.9c})$$

$$RE_{max} \leq 0,4 \sum_j T_{totj} \quad (\text{Eq 4.9d})$$

4.3.2.10. Transition énergétique

La modélisation se fait dans un cas de transition dans la typologie, c'est-à-dire, un passage d'un groupe n à un groupe $n-1$. Ce passage est caractérisé par l'entrée dans la zone de transition (TR1, 2 ou 3) entre les groupes n et $n-1$. Il est estimé que lorsqu'un pays a passé la limite haute de la zone de transition, il a effectué celle-ci ou bien l'effectuera dans un temps proche. La limite GES à passer pour effectuer une transition est donnée par GHGmax. Elle est calculée à partir des valeurs de limite haute des zones de transition $k = 1$ à 3, notées GHG h_k , ainsi que la valeur de GHG tot_j à la dernière période j , notée f .

$$GHG_{max} = \sum_j GHG_{totj} - GHG_{totf} + (GHG_{h_k} \times T_{totf}) \quad (\text{Eq 4.10a})$$

$$GHG_{max} \geq GHG_f \quad (\text{Eq 4.10b})$$

Tableau 4.5 : Valeurs de GHG h_k en fonction des zones de transition.

Type de transition (groupe $n \Rightarrow$ groupe $n-1$)	GHG h_k (kgCO $_2$ éq/kWh)
TR3 (4 \Rightarrow 3), $k = 3$	0,69
TR2 (3 \Rightarrow 2), $k = 2$	0,31
TR1 (2 \Rightarrow 1), $k = 1$	0,1

La valeur de GHG h_k pour TR1 a été élevée de 0,071 kgCO $_2$ éq/kWh à 0,1 kgCO $_2$ éq/kWh afin d'être moins restrictif vis-à-vis de ce groupe qui peut apparaître comme étant celui à atteindre par tous les mix mondiaux pour satisfaire les exigences de la transition énergétique.

4.3.2.11. Contrainte de non négativité

La production d'électricité totale pour chaque moyen de production i à chaque période j est toujours positive ou nulle.

$$T_{ij} \geq 0 \quad (\text{Eq 4.11})$$

4.3.3. Cas d'étude du modèle : France, Allemagne et Danemark

4.3.3.1. Données déterminées par le praticien

Les GHGs_i correspondant aux émissions de GES de référence en $\text{kgCO}_2\text{éq/kWh}$ pour chaque moyen de production i [10] sont les mêmes que présentées au Tableau 4.3.

L'évolution du mix de production électrique français, allemand et danois est modélisée de 1975 à 2010. La France est étudiée pour une transition TR2 ($k = 2$), $\text{GHGh}_k = 0,31 \text{ kgCO}_2\text{éq/kWh}$, l'Allemagne et le Danemark sont étudiés pour des transitions TR3 ($k = 3$), $\text{GHGh}_k = 0,69 \text{ kgCO}_2\text{éq/kWh}$ (Tableau 4.5).

Le praticien doit déterminer, à partir de la littérature, de bases de données, et de calculs, cinq types de données :

- la demande à chaque période (TWh), D_j ,
- la production de chacun des moyens de production i à la première période (initialisation du modèle), T_{i1} ,
- l'estimation de la production maximale d'électricité pour chaque moyen de production i à chaque période j (TWh), R_{ij} ,
- la croissance de production maximale qu'il autorise pour chaque moyen de production i à chaque période j (TWh), $T_{\text{cmax}_{ij}}$,
- la décroissance de production maximale qu'il autorise pour chaque moyen de production i à chaque période j (TWh), $T_{\text{dmax}_{ij}}$.

Les données établies pour les trois cas d'étude sont décrites dans les Tableaux 4.6 et 4.7. Un exemple du détail de leur choix sur le cas de l'Allemagne (pays de l'étude qui implique le plus de moyens de production) est donné dans les paragraphes suivants.

Par défaut, les valeurs pour les moyens de production i sont égales à zéro si le moyen de production ne fait pas partie de la composition du mix.

Détermination des D_j et de T_{i1}

Les variables D_j et T_{i1} sont facilement établies, car elles sont disponibles dans les bases de données ou la littérature. Pour la période 1975-2010, la base de données de la Banque mondiale apporte des informations sur la production d'électricité totale et par moyens de production [9]. Ainsi, les D_j du modèle correspondent à la demande réelle de l'Allemagne tous les 5 ans de 1975 à 2010 à partir de cette base. La production de chaque moyen de production i pour la première période 1975, T_{i1} , qui initialise le modèle, correspond à la production de chaque moyen réellement observée en Allemagne en 1975.

Choix des R_{ij}

Le choix de la production maximale disponible d'électricité pour chaque moyen de production i , revenant à évaluer la ressource disponible à chaque période j , R_{ij} , est plus délicat. Il faut estimer la ressource dont dispose l'Allemagne pour chaque moyen de production i à chaque période j . La notion de ressource sous-entend que la valeur de R_{ij} doit être supérieure ou égale à la production du moyen i à la période j . Il faut donc choisir, à minima, la valeur de production réellement observée pour chaque moyen de production à chaque période dans la base de la Banque mondiale. Or, limiter trop souvent la ressource à la production réellement observée va contraindre le modèle et ne pas lui permettre de faire des choix entre un moyen de production et un autre. Il est donc proposé, lorsque cela est cohérent, de prendre des valeurs supérieures à celles de la production réellement observée. Cependant, dans le cas d'insertion d'un nouveau moyen de production dans le mix, il faudra prendre en compte l'évolution progressive de la ressource et ne pas la surestimer trop rapidement.

Pour les productions de type charbon, fioul, gaz et hydraulique, on estime que la ressource est constante sur toutes les périodes (même si elle n'est pas totalement utilisée). En effet, ces moyens ne sont pas nouveaux dans le mix et leur évolution sera gérée par les variables $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$ décrite plus loin. Il est alors proposé de choisir la valeur de la production la plus élevée observable dans la base de la Banque mondiale [9] sur toutes les périodes pour chaque moyen de production. Ainsi on obtient les valeurs suivantes (toutes en TWh) : $R_{H,j} = 24$, $R_{C,j} = 318$, $R_{O,j} = 32$, $R_{G,j} = 84$.

La production nucléaire est un « nouveau » moyen de production inséré petit à petit dans le mix allemand à partir de la première période. On ne peut donc pas considérer que sa ressource est constante sur toutes les périodes. L'évolution de la production réelle montre qu'il faut considérer la production maximale observée pour les deux premières périodes, c'est-à-dire 1975 et 1980, afin de transcrire sa croissance. Afin de conserver le même raisonnement que précédemment, c'est-à-dire que la ressource peut être présente mais non utilisée en totalité, on estime que la ressource est constante sur les périodes 1985-1995 puis 2000-2010. Comme précédemment, on choisit la valeur de production maximale observée sur chacune de ces périodes à partir des données de la Banque mondiale. Ainsi, les $R_{N,j}$ (tous en TWh) sont égaux à : $R_{N,1975} = 25$, $R_{N,1980} = 60$, $R_{N,1985-1995} = 145$, $R_{N,2000-2010} = 180$.

En suivant le même raisonnement que pour le nucléaire, la production issue des renouvelables intermittents est nouvelle et ne va être intégrée dans le mix qu'à partir de 1990. Il faut donc faire évoluer la ressource au cours du temps. Les données de la Banque mondiale ne séparent cependant pas les moyens éolien et solaire. Il faut donc chercher dans la littérature des informations permettant de déterminer quelle proportion de chaque moyen constitue la donnée de la Banque mondiale. Suivant le rapport sur l'Allemagne de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 2007, la production éolienne est largement majoritaire en Allemagne entre 1975 et 2010. La production solaire, présente elle aussi, est amenée à augmenter au cours du temps [38]. Ainsi, la détermination des $R_{éolien,j}$ et $R_{solaire,j}$ est la suivante : $R_{éolien,1975-1985} = 0$ et $R_{solaire,1975-1985} = 0$, ensuite, on choisit la valeur de production maximale observée à chaque période, en respectant une répartition cohérente avec ce qui est observé dans de rapport de l'AIE entre solaire et éolien. Le détail des valeurs est présenté dans le Tableau 4.6.

Tableau 4.6 : Valeurs choisies pour R_{ij} , D_j et T_{ij} dans la modélisation des cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark.

Périodes	R_{ij}									D_j								T_{ij}	
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	1975
France																			
Moyens de production	H	40	81	40	40	40	40	40	40	200	300	300	400	500	500	600	600	600	64
	W	0	0	0	0	0	6	6	18										0
	S	0	0	0	0	0	0	0	1										0
	C	40	81	40	40	30	30	30	30										40
	O	60	60	10	10	10	10	10	10										60
	G	15	15	15	15	15	15	15	24										14
	N	20	70	200	300	400	400	500	500										20
Allemagne																			
Moyens de production	H	24	24	24	24	24	24	24	24	400	500	500	500	500	600	600	600	600	16
	W	0	0	0	1	5	7	27	63										0
	S	0	0	0	0,001	0,007	1	15	15										0
	C	318	318	318	318	318	318	318	318										252
	O	32	32	32	32	32	32	32	32										32
	G	84	84	84	84	84	84	84	84										68
	N	25	60	145	145	145	180	180	180										24
Danemark																			
Moyens de production	H	0	0	0	0	0	0	0	0	20	30	30	30	40	40	40	40	0	
	W	0	0	0	1	2	6	11	13									0	
	S	0	0	0	0	0	0	1	1									0	
	C	30	30	30	30	30	30	30	30									7	
	O	15	15	15	15	15	15	15	15									13	
	G	0	0	1	1	5	10	10	10									0	
	N	0	0	0	0	0	0	0	0									0	

Choix des $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$

La détermination des $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$ va impliquer une étape de calcul de la part du praticien. En effet, il doit estimer la croissance et la décroissance maximale qu'il autorise pour chaque moyen à chaque période. Une manière d'estimer ces évolutions est de faire la différence de production de chaque moyen i entre les périodes j et $j-1$:

$$\text{Différence de production} = T_{ij} - T_{ij-1} \quad (\text{Eq 4.12})$$

A partir du calcul de cette différence pour tous les moyens i pour toutes les périodes j , il est proposé au praticien de choisir comme $T_{cmax_{ij}}$ la plus grande différence d'augmentation pour chaque moyen i sur toutes les périodes j et comme $T_{dmax_{ij}}$ la plus grande différence de diminution pour chaque moyen i sur toutes les périodes j . Les valeurs sont décrites dans le Tableau 4.7.

Pour le cas d'augmentation des productions éoliennes et solaires, c'est-à-dire des technologies émergentes durant la modélisation, les $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$ doivent être différents au cours du temps, afin de transcrire leur croissance dans le mix. Par exemple, la croissance maximale de l'éolien ne peut pas être atteinte sur une seule période. Ainsi les $T_{cmax_{\text{éolien},i}}$ et $T_{cmax_{\text{solaire},i}}$ correspondent à une valeur arrondie de croissance du cas réel et sont décrit dans le Tableau 4.7.

$Tdmax_{\text{éolien},i} = 0$ et $Tdmax_{\text{solaire},i} = 0$, afin de traduire la priorité aux énergies renouvelables sur le réseau dans les politiques énergétiques [35].

Pour le nucléaire, la croissance est adaptée à la dernière période (2010), afin de refléter la politique énergétique allemande qui souhaite limiter la part de nucléaire dans le mix [15].

Tableau 4.7 : Valeurs choisies pour $Tcmax_{ij}$ et $Tdmax_{ij}$ dans la modélisation des cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark.

Périodes	$Tcmax_{ij}$									$Tdmax_{ij}$							
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	
France																	
Moyens de production	H	23	23	23	23	23	23	23	23	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27
	W	0	0	0	0	0	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0
	S	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	41	41	41	41	41	41	41	41	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42	-42
	O	2	2	2	2	2	2	2	2	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51
	G	18	18	18	18	18	18	18	18	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6
	N	123	123	123	123	123	123	123	123	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18
Allemagne																	
Moyens de production	H	5	5	5	5	5	5	5	5	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6
	W	0	0	0	1	5	7	30	36	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
	S	0	0	0	1	1	1	1	1	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
	C	63	63	63	63	63	63	63	63	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
	O	6	6	6	6	6	6	6	6	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
	G	18	18	18	18	18	18	18	18	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45
	N	75	75	75	30	20	20	10	1	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Danemark																	
Moyens de production	H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	W	0	0	0	0,9	2	6	10,8	12,8	0	0	0	0	0	0	0	0
	S	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	-11,2	-11,2	-11,2	-11,2	-11,2	-11,2	-11,2	-11,2
	O	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6
	G	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6
	N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.3.3.2. Analyse des résultats de l'optimisation

Les résultats du modèle de GES, exprimés en $kgCO_2\text{éq}$, sont ensuite rapportés au kWh produit. Les productions en TWh, toujours observées en proportion dans les chapitres précédents sont exprimées en pourcentage de la production totale pour chacune des périodes. Ces résultats sont visualisés sous forme de graphiques, et analysés en utilisant la typologie des mix électriques.

4.3.4. Résultats

Les Figures 4.4 et 4.5 présentent les résultats obtenus pour les deux types d'optimisation, et sont comparées au cas réel. La répartition des moyens de production dans les mix à la dernière période, celle de sortie du modèle, est présentée au Tableau 4.8. Notons ici que dans ce cas d'application du modèle au Danemark, Figure 4.5, deux moyens de production sont exclus : l'hydraulique, car le Danemark ne possède pas cette ressource en interne [9], et le nucléaire qui est écarté par la politique énergétique du pays [39].

Les résultats concernant la minimisation des émissions GES s'observe sur les graphiques de gauche pour les histogrammes et sur les courbes en bleu sur les graphiques d'évolution des

émissions GES. De manière générale, les trajectoires sont proches de celles observées réellement avec cependant une sous-estimation des émissions GES finales. Pour la France, l'optimisation est proche de la réalité en termes de composition du mix de production, avec une surestimation du nucléaire (7 %) et l'absence de charbon et de fioul en sortie du modèle alors qu'ils représentent encore 6 % du mix réel (Tableau 4.8). Les observations suivantes peuvent également être faites : estimation correcte de la part des renouvelables, légère sous-estimation de la part du gaz. Concernant les émissions GES, le modèle s'éloigne du résultat réel et avec une valeur d'émissions de 64 gCO₂éq/kWh plus basse que celle réellement observée en dernière période. Dans le cas de l'Allemagne, l'optimisation conduit à une composition différente du cas réel pour la part des renouvelables intermittents, qui sont sous-estimés, et de celle du gaz qui est légèrement surestimé (Tableau 4.8). Le fioul, le nucléaire et l'hydraulique sont bien représentés. En termes d'émissions GES, l'écart entre le réel et le modèle est de 70 gCO₂éq/kWh en dernière période. En effet, la surestimation du gaz a une forte incidence sur les émissions : par exemple, le choix d'une quantité d'énergie d' 1 TWh gaz plutôt que 1 TWh charbon divise par deux les émissions. Ainsi, une trop grosse proportion de gaz va générer un écart important. Le modèle d'optimisation des renouvelables va, lui, légèrement surestimer la production de type charbon. Enfin, pour le Danemark, l'optimisation surestime surtout la production à partir de fioul (38 % dans le modèle contre 2 % en réalité), et surestime plus légèrement la part des renouvelables et du gaz (Tableau 4.8). En termes d'émissions GES, le modèle les sous-estime beaucoup en dernière période, avec une valeur de 109 gCO₂éq/kWh plus basse.

L'optimisation par maximisation des énergies renouvelables est représentée sur les histogrammes de droite et par la courbe en vert sur les graphiques d'évolution des émissions GES. Encore ici, les résultats obtenus sont généralement proches du cas réel dans l'évolution des émissions GES. Dans le cas de la France, cette optimisation s'éloigne du cas réel vis-à-vis de la composition du mix. Le modèle écarte le gaz, alors qu'il représente réellement 4% du mix, et surestime la production nucléaire (44 TWh de plus que la réalité, soit 4 % de plus) et le fioul. La contribution des renouvelables et du charbon correspond à ce qui est observé dans les données historiques. Le modèle va cependant conserver une part de charbon et de fioul, ce qui correspond à la réalité. Pour les émissions GES, le modèle va donner en sortie une valeur proche du cas réel avec seulement une valeur de 15 gCO₂éq/kWh plus basse en dernière période. Pour l'Allemagne, elle conduit à une surestimation de la production à partir de renouvelables et à une sous-estimation de la production à partir de fioul (Tableau 4.8). Les observations concernant la part d'hydraulique et de celle nucléaire modélisés correspondent au cas réel. Les émissions GES sont plus proches du cas réel avec une surestimation de 16 gCO₂éq/kWh en dernière période. Enfin, pour le Danemark, l'optimisation conduit à des résultats plus proches du cas réel, autant en termes de composition que d'émissions GES. Le modèle va légèrement surestimer la part des renouvelables et du gaz, tout en restant relativement proche de la réalité (33 % contre 35 % pour les renouvelables, 20 % contre 21 % pour le gaz). Le fioul est écarté en dernière période alors qu'il est toujours présent en réalité, et le charbon est sous-estimé de 1 %. Pour les émissions GES, il y a une surestimation de 28 gCO₂éq/kWh par le modèle.

Les cas d'études montrent donc que la modélisation proposée permet d'obtenir des trajectoires proches de celles observés dans des cas réels, sur deux types de transitions TR2 et TR3. La plupart des politiques énergétiques mises en place conjuguent croissance des renouvelables et baisse des émissions de GES. Il est cependant parfois difficile

d'identifier quel critère sera privilégié par rapport à l'autre. Ainsi, l'utilisation parallèle des deux scénarii, minimisation des émissions de GES et maximisation de la part des renouvelables permet de « borner » les possibilités d'évolution.

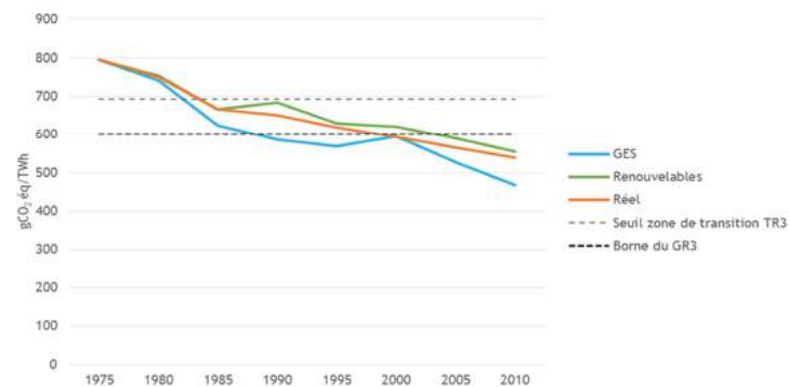
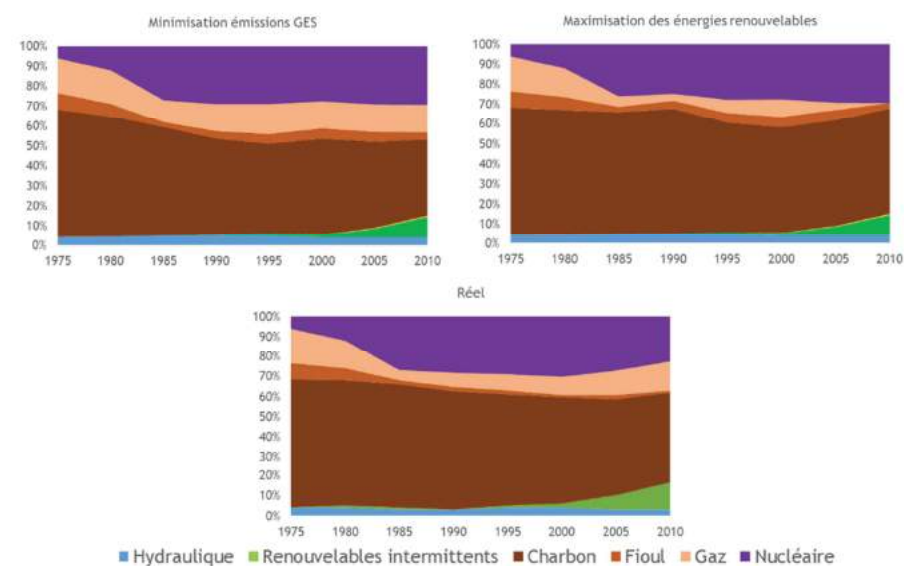
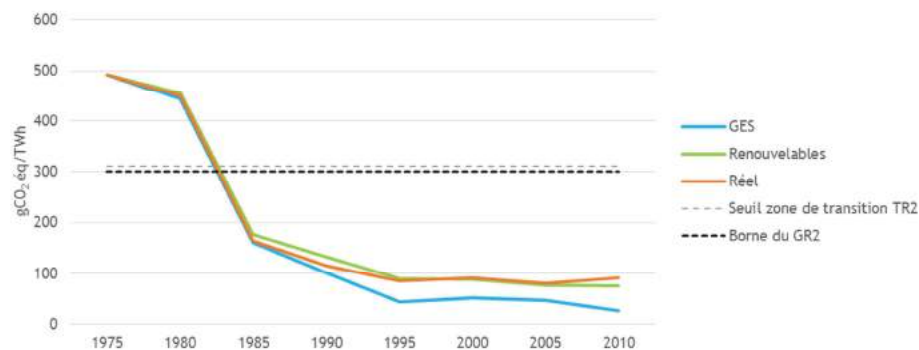
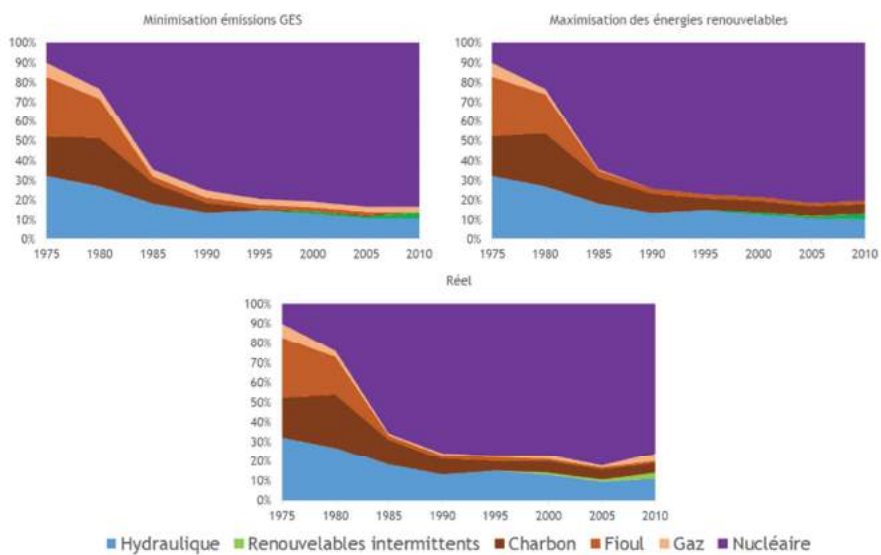


Figure 4.4 : Résultats graphiques du modèle pour la France (gauche) et l'Allemagne (droite) de 1975 à 2010. Les histogrammes montrent la composition du mix pour les 8 périodes considérées par type de ressource primaire. Les courbes montrent l'évolution des émissions GES ramenées au TWh produit.

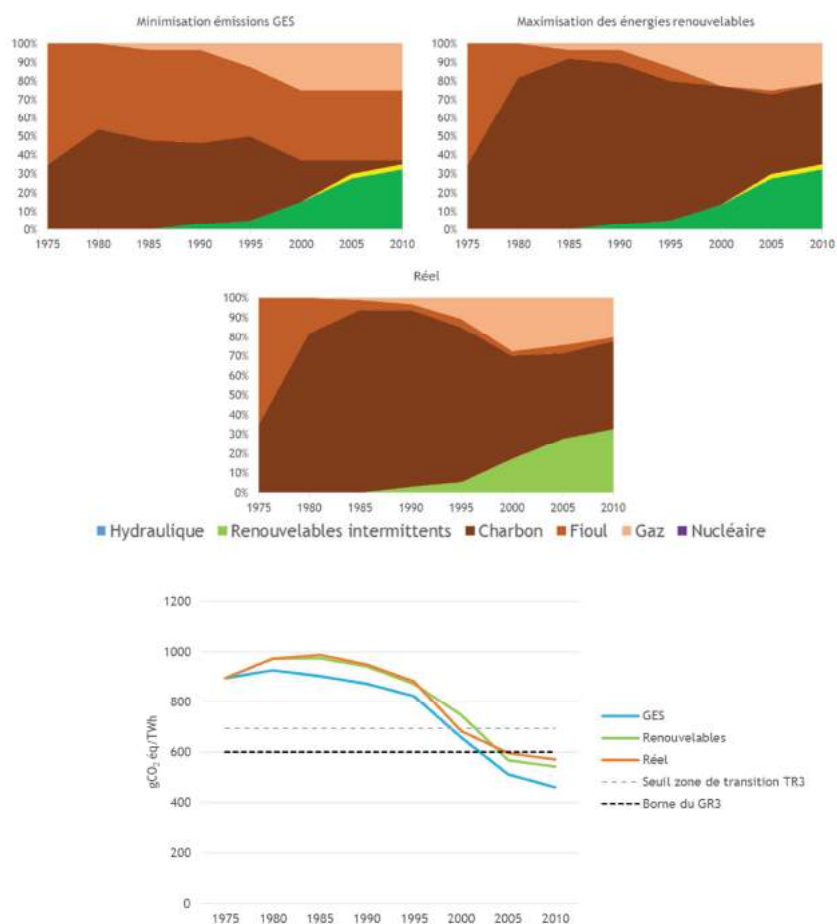


Figure 4 5 : Résultats graphiques du modèle pour le Danemark de 1975 à 2010. Les histogrammes montrent la composition du mix pour les 8 périodes considérées par type de ressource primaire. Les courbes montrent l'évolution des émissions GES ramenées au TWh

Tableau 4 8 : Répartition en pourcentage de la production totale des moyens de production pour 2010 (année de sortie du modèle) dans les cas de la France, de l'Allemagne et du Danemark

Cas	Hydraulique	Eolien et solaire	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire
France						
Réel	11%	3%	5%	1%	4%	76%
min GES	11%	3%	0%	0%	3%	83%
max ENR	10%	3%	5%	2%	0%	80%
Allemagne						
Réel	13%	45%	1%	14%	23%	13%
min GES	13%	38%	2%	14%	29%	13%
max ENR	13%	53%	2%	0%	28%	13%
Danemark						
Réel	0%	33%	45%	2%	20%	0%
min GES	0%	35%	3%	38%	25%	0%
max ENR	0%	35%	44%	0%	21%	0%

4.3.5. Discussion des résultats

A partir des données générées par le modèle, le praticien possède les éléments pour effectuer une étude de sensibilité avec les deux scénarios proposés. Cependant, les hypothèses utilisées pour construire cet inventaire s'éloignent parfois de l'observation du cas réel, notamment concernant la composition des mix. De même de mauvais choix dans les paramètres à renseigner pour effectuer la modélisation, comme $T_{\max_{ij}}$, $T_{d\max_{ij}}$ et R_{ij} , pourront entraîner une incertitude plus forte dans l'ACV conséquentielle. Cette discussion a donc pour but d'identifier ces incertitudes et sensibilités pour que le praticien puisse les intégrer dans l'interprétation de son ACV conséquentielle.

4.3.5.1. Analyse de sensibilité du modèle aux cibles de réduction des émissions de GES, $GHGh_k$

La modélisation a pour but de retranscrire la transition à partir de la typologie. Dans le modèle, un pays est en transition de la première jusqu'à la dernière période. Cette représentation va générer des disparités entre les pays : certains auront plus d'effort à fournir pour effectuer leur transition énergétiques que d'autres et inversement. Afin de ne pas être trop restrictif, la cible de réduction des émissions GES est choisie comme étant la limite haute de la zone de transition TR1; 2; 3 ($k = 1$ ou 2 ou 3) entre son groupe et celui qu'il cherche à rejoindre. Nous aurions pu cependant sélectionner d'autres cibles, plus basses en termes d'objectifs de réduction, comme par exemple la limite entre les groupes de la typologie, qui représentent effectivement le passage d'un groupe à un autre. Afin de déterminer la sensibilité du modèle à cette borne et vérifier la robustesse du choix de la limite haute, les trois cas d'études précédents sont repris en modifiant la cible d'émissions de GES (Tableau 4.9), et en choisissant les limites des groupes plutôt que les limites des zones de transition. Les résultats sont présentés dans le Tableau 4.10. Les chiffres entre parenthèses correspondent au résultat du modèle initial. La période d'atteinte de l'objectif est déterminée en fonction des valeurs de $GHGh_k$.

Tableau 4.9 : Valeurs de $GHGh_k$ en fonction des zones de transition, dans le modèle initial et dans l'analyse de sensibilité.

Type de transition (groupe X => groupe X-1)	Valeur du modèle initial pour $GHGh_k$ (kgCO ₂ éq/ kWh)	Valeur pour analyse de sensibilité pour $GHGh_k$ (kgCO ₂ éq/ kWh)
4 => 3 (TR3) $k = 3$	0,69	0,6
3 => 2 (TR2) $k = 2$	0,31	0,3
2 => 1 (TR1) $k = 1$	0,1	0,037

Tableau 4.10 : Résultat de l'analyse de sensibilité du modèle au changement de valeur objectif pour la réduction des émissions de GES en période 8.

Cas d'étude	Atteinte de l'objectif (cas n°1 : émissions GES)	GES à la dernière période	Période d'atteinte de l'objectif de réduction des émissions GES	Atteinte de l'objectif (cas n°2 : renouvelables)	GES à la dernière période	Période d'atteinte de l'objectif de réduction des émissions GES
Allemagne (TR3)	oui	467 (< 468)	4 (2)	oui	554 (= 554)	7 (7)
Danemark (TR3)	oui	462 (= 462)	6 (7)	oui	544 (= 544)	7 (7)
France (TR2)	oui	27 (= 27)	3 (3)	oui	78 (> 75)	3 (3)

Le modèle semble être assez peu sensible aux valeurs de GHG_{h_k} plus basses. Ce résultat était attendu car la cible d'émissions GES était dans la plupart du temps dépassée en période 8 dans le modèle initial (donc avec une cible GHG_{h_k} plus facilement atteignable). La cible de réduction des émissions GES est plus basse, la période d'atteinte de cette cible se trouve dans la plupart des cas reculée d'une à deux périodes. Les valeurs d'émissions GES en dernière période sont très proches de celles observées dans le modèle initial. Donc, le modèle ne semble pas être sensible au choix de la borne du groupe n-1 comme cible de réduction des émissions GES.

Cependant, l'atteinte de cette cible sera reculée de deux périodes en moyenne. Cela montre donc que même une légère diminution de la cible à atteindre affectera l'interprétation de la transition, notamment sa durée. Ce point est donc à considérer, notamment pour l'interprétation de l'ACV conséquentielle d'un praticien qui utiliserait le modèle pour déterminer son inventaire électricité.

4.3.5.2. Analyse de sensibilité du modèle aux variables déterminées par le praticien : $T_{cmax_{ij}}$, $T_{dmax_{ij}}$ et R_{ij}

Avant de mettre en application son modèle, le praticien doit déterminer les données $T_{cmax_{ij}}$, $T_{dmax_{ij}}$ et R_{ij} . La sensibilité du modèle au choix de ces valeurs est étudiée ici.

Il est proposé pour cela de réaliser la modélisation en faisant varier un par un les $T_{cmax_{ij}}$, $T_{dmax_{ij}}$ et R_{ij} sur le cas de l'Allemagne à titre d'illustration. La variation des $T_{cmax_{ij}}$ correspond à une diminution de toutes ses valeurs de 10 %, puis 15 %, puis 20 %, c'est-à-dire que le modèle permet donc de moins en moins de croissance à tous les moyens de production. De même, les variations de $T_{dmax_{ij}}$ correspondent à une diminution des valeurs de 10%, puis 15%, puis 20%, c'est-à-dire que le modèle permet de moins en moins la décroissance des moyens de production. Enfin, le modèle est testé avec des valeurs de R_{ij} à plus ou moins 10 %. Toutes ces différences peuvent être représentatives d'une erreur d'estimation du praticien.

Le premier résultat observable est que le modèle ne trouve pas d'optimum dans les cas $T_{cmax_{ij}}-20\%$ et $R_{ij}-10\%$. En effet, ces deux cas restreignent trop le modèle. Pour $T_{cmax_{ij}}-20\%$, le modèle ne permet pas aux moyens ayant des émissions GES inférieures à 100 gCO_2 éq/kWh de croître suffisamment dans le mix pour atteindre la cible de réduction des émissions GES posée ($GHG_{h_k} = 0,69$ $kgCO_2$ éq/kWh). Pour $R_{ij}-10\%$, les ressources ne sont

pas suffisantes pour répondre à la demande. Ainsi, on peut établir qu'une sous-estimation trop importante de ces variables empêche le praticien d'obtenir des résultats.

Les résultats des modélisations pour les autres cas sont décrits sur la Figure 4.8 pour les émissions GES et en Annexe IV.2 pour la composition des mix.

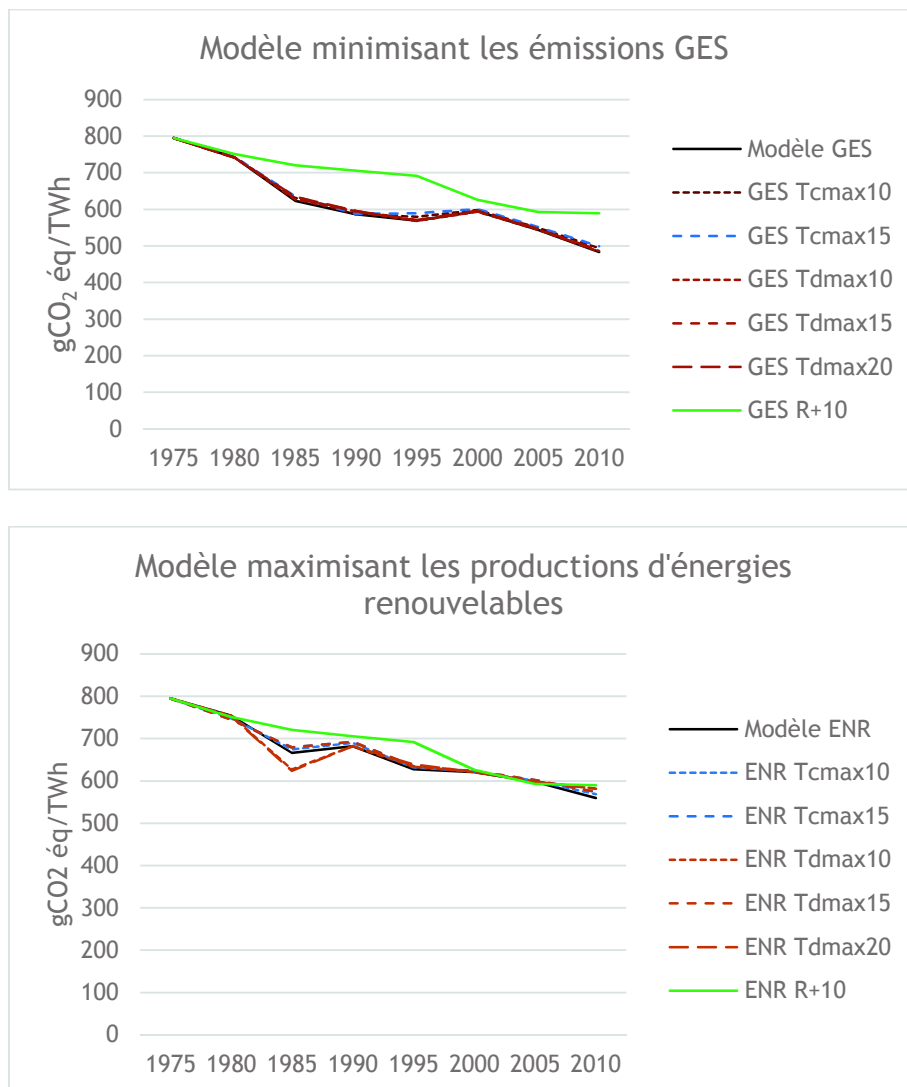


Figure 4.6 : Résultats d'évolution des émissions GES des modèles pour les cas amenant à un optimum envisagés dans l'analyse de sensibilité.

Minimisation des émissions GES

En termes d'émissions GES, on observe que le modèle est peu sensible dans les cas $T_{cmax_{ij}} - 10\%$, $T_{cmax_{ij}} - 15\%$, $T_{dmax_{ij}} - 10\%$, $T_{dmax_{ij}} - 15\%$, $T_{dmax_{ij}} - 20\%$. Les différences de résultat observées sont de -1 à 21 $gCO_2\text{éq/kWh}$. Une erreur d'évaluation du praticien sur ces valeurs influera donc peu sur les résultats. Le modèle est par contre beaucoup plus sensible à une surestimation des ressources ($R_{ij} + 10\%$), avec une surestimation des émissions GES au cours du temps, et des différences allant de 10 à 123 $gCO_2\text{éq/kWh}$. Une surestimation des ressources par le praticien pourra donc engendrer des résultats éloignés du modèle initial, et donc de la réalité, pour les émissions GES. Concernant la composition des mix, on observe les mêmes tendances : elles sont peu différentes du cas réel pour tous

les cas, sauf si le praticien surestime les ressources ($R_{ij}+10\%$) : le modèle va surestimer les parts de production issue du gaz et du nucléaire, et sous-estimer les parts de production issues du charbon et du fioul.

Maximisation des productions d'énergies renouvelables

Du point de vue des émissions GES, le modèle est peu sensible aux sous-estimations de $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$. Les différences observées dépassent rarement les ± 20 gCO₂éq/kWh, et le modèle ne sous-estime les émissions de manière plus significative qu'à la troisième période pour les $T_{dmax_{ij}}-15\%$, $T_{dmax_{ij}}-20\%$ (respectivement -39 et -42 gCO₂éq/kWh). Le modèle va avoir tendance à surestimer les émissions GES pour $R_{ij}+10\%$ (différences allant de -5 à 54 gCO₂éq/kWh). Ces différences s'expliquent par l'observation de la composition des mix. En effet, le modèle surestimant les ressources va surestimer la production à partir de charbon à chaque période, rendant donc les émissions GES plus élevées.

Synthèse

Des sous-estimations dans le choix des variables $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$ de 10 ou 15% ont peu d'incidence sur les résultats du modèle. Cependant une trop forte sous-estimation de $T_{cmax_{ij}}$ (20%) ne permet pas d'obtenir d'optimum dans ce cas. Le choix des R_{ij} va influencer les résultats du modèle : si elles sont trop sous-estimées, la simulation n'est pas faisable (pas de satisfaction de la demande), et si elles sont trop surestimées, le modèle aura tendance à conserver une part plus importante de charbon dans le mix.

4.3.5.3. Pistes d'amélioration envisagées du modèle

La minimisation des émissions GES et la maximisation de la production électrique renouvelable ont été étudiées de façon séparée. Or, ces deux optimisations pourraient être intégrées dans une approche bicritère [40]. Les deux optimisations sont d'ailleurs couplées dans la plupart des politiques énergétiques car elles amènent chacune à une limitation de l'impact sur le changement climatique. De plus, les modèles présents dans la littérature rattachent ces deux problèmes d'optimisation à des contraintes économiques [31], [41] dans le but de proposer des scénarios prospectifs pour de l'aide à la décision, notamment en termes de politiques énergétiques [40], [42], [43].

En terme d'horizon de temps, le modèle repose sur un horizon à long terme avec des pas de temps entre chaque période de 5 ans (correspondant à du moyen terme). La plupart des modèles long terme dans la littérature étudient l'évolution de la production électrique sur des pas de temps équivalents, c'est-à-dire plus de 10 ans, mais avec une modélisation beaucoup plus détaillée, par exemple par année [42]. Dans la littérature ACV, peu d'études s'intéressent à l'évolution des mix électriques sur le long terme, préférant la modélisation court terme [44]. Afin de proposer une modélisation plus proche de celles utilisées en ACV, une amélioration du modèle pourrait être de fournir au praticien la possibilité de discrétiser le temps sur une base annuelle, c'est-à-dire en ajoutant des périodes j , tout en gardant les mêmes contraintes et données concernant les ressources, la demande, la croissance/décroissance des moyens de production pour 5 années consécutives.

Concernant les moyens de production d'électricité, le modèle utilise les ressources primaires pour les distinguer, omettant donc les différentes technologies utilisant une même ressource primaire. Cette agrégation pénalise en termes d'émissions de GES certains moyens qui,

grâce à la mise en place de nouvelles technologies (possédant le plus souvent un meilleur rendement) sont moins émetteurs. Pour cela, il faudrait prendre en compte dans le modèle non plus les ressources primaires i , mais les technologies utilisées i' . Par exemple, dans le cas du gaz, considérer les technologies plutôt que la ressource permettrait distinction entre gaz naturel, plus émetteur, et cycle combiné (CCG), moins émetteur. Cette amélioration semblerait donc être pertinente à terme (différence de plus de 100 gCO₂éq/kWh, observée au Chapitre 2, partie 2.4).

Le modèle proposé n'intègre pas d'analyse des coûts comme cela est fait dans tous les modèles prospectifs de la littérature [17], [31], [44]. Cette réflexion sur les critères de choix économiques est cependant sous-entendue dans le choix des données effectué par le praticien par ses choix de valeurs R_{ij} , $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$ notamment. La détermination de ces paramètres est effectuée par le praticien à partir de données dans des bases ou la littérature. Il trouvera par exemple ce type d'information dans les politiques énergétiques mises en place. Ces données préétablies étant, elles, basées pour la plupart sur des réflexions économiques, le praticien est donc fortement incité à les prendre en compte dans la construction de ses propres paramètres données R_{ij} , $T_{cmax_{ij}}$ et $T_{dmax_{ij}}$. Malgré cette prise en compte implicite des critères économiques, il serait intéressant de contraindre le modèle en termes de coûts, notamment concernant les investissements relatifs au développement d'énergies renouvelables intermittentes. Le modèle développé ici à des fins de construction d'inventaire pour ACV conséquentielle trouverait ainsi une application à l'étude environnementale et économique en vue de l'optimisation de trajectoires du mix électrique dans le but de réussir des transitions énergétiques.

4.4. Conclusion

Ce chapitre a permis d'analyser l'évolution des mix électriques au cours du temps en vue de la construction d'inventaires électricité dans une démarche de développement d'ACV conséquentielle et de proposer une méthodologie d'optimisation de trajectoires de mix électrique dans une phase de transition dans l'objectif d'atteindre des cibles tant vis-à-vis des GES que du pourcentage des sources renouvelables.

L'analyse des mix en historique de douze pays de 1960 à 2010 met en évidence que seuls trois pays sur ce panel ont connu une transition d'un groupe vers un autre plus vertueux de la typologie, i.e., la France, du Gr3 au Gr2, l'Allemagne et le Danemark du Gr4 au Gr3. Les moyens mis en œuvre pour effectuer cette transition diffèrent tous, et il n'est pas possible de distinguer une tendance générale concernant le temps de la transition. Il faut donc apporter aux praticiens d'ACV conséquentielle un moyen de modéliser la transition telle que définie par la typologie, c'est-à-dire passer d'un groupe n à un groupe $n-1$, qui intègre la diversité des trajectoires que le mix peut emprunter pour atteindre cette cible. Cette modélisation permettrait de générer des éléments nécessaires à la construction de l'inventaire électricité, mais aussi à l'interprétation de l'ACV conséquentielle dans laquelle l'inventaire est impliqué.

Il existe dans la littérature de nombreuses méthodes, issues de la prospective, qui permettent de générer des scénarios d'évolution des mix électriques. Or, tous ces modèles utilisent des paramètres économiques qui ne sont pas pris en compte dans la typologie, et

possèdent un niveau de granularité trop fin concernant les technologies utilisées. Une nouvelle méthode a donc été proposée, qui n'a pas pour but de créer un nouvel outil de prospective, mais de générer des scénarios optimaux adaptés aux inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle. La transition énergétique sous-entend une réduction des émissions GES avec des cibles précises à atteindre, mais aussi une augmentation de la part des énergies renouvelables dans les mix. Les scénarios recherchés sont des trajectoires optimales d'atteinte de ces deux objectifs.

Ainsi, un modèle proposant deux optimisations monocritère et multipériode est proposé. Ces optimisations doivent atteindre une même cible de réduction des émissions GES finale et satisfaire un niveau de production à chaque période. Leur objectif est, pour la première, la minimisation des émissions GES, et pour la seconde la maximisation des énergies renouvelables, i.e., hydraulique, éolien et solaire. Afin de vérifier les trajectoires obtenues aux évolutions réelles des mix, le modèle est appliqué aux cas de transitions historiques de la France, de l'Allemagne et du Danemark. De manière générale, les optimisations conduisent à des trajectoires proches des cas réels, avec quelques différences concernant la composition des mix électriques, notamment pour les proportions de charbon, fioul ou gaz. Du point de vue des émissions, les scénarios de minimisation des émissions GES ont tendance sur les cas étudiés à les sous-estimer à la dernière période, tandis que les scénarios de maximisation des énergies renouvelables vont se rapprocher de l'évolution réelle des émissions GES. Le modèle est peu sensible à une légère réduction de la cible d'émissions GES à atteindre en dernière période, par contre cette réduction va engendrer une « prolongation de la transition » d'environ 10 ans. Cet élément sera donc à prendre en compte dans l'interprétation de l'ACV conséquentielle qui utiliserait le modèle pour construire l'inventaire électricité. De plus, le modèle est sensible à une trop forte sous-estimation de la croissance de production maximale autorisée (-20 %) et des ressources disponibles (-10%). L'analyse de sensibilité montre donc que le praticien devra veiller à ne pas dépasser des erreurs de 10 à 15% dans l'estimation des paramètres de son optimisation.

Ces éléments montrent l'intérêt d'utilisation du modèle par les praticiens pour la construction d'inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle suivant une trajectoire optimale de réduction des émissions GES. L'élaboration de ces éléments ne nécessite pas d'utiliser des modèles économiques qui peuvent être plus fastidieux à mettre en œuvre et difficiles à interpréter. Il est conseillé au praticien de réaliser les deux optimisations pour borner les trajectoires d'évolution possibles.

Par ailleurs, le modèle proposé pourrait également être appliqué pour l'étude de scénarios optimaux pour l'atteinte de cibles de transition en utilisant uniquement des critères environnementaux ou de composition des mix, et une vision macroscopique des mix électrique. Ce résultat est original par rapport à ceux généralement observés dans la littérature qui proposent des modèles plus orientés par l'économie. Ce résultat pourrait donc apporter aux décideurs un nouvel éclairage sur l'étude de la transition énergétique actuelle.

4.5. Bibliographie

- [1] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, 'The international workshop on electricity data for life cycle inventories', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 8, pp. 853–862, Jun. 2005.
- [2] United Nations, Framework Convention on Climate Change, 'Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 11 December 2015. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its twenty-first session.', United Nations, Paris, France, FCCC /CP/2015/10/Add.1, Jan. 2016.
- [3] Commission Européenne, 'Comprendre les politiques de l'Union Européenne - Une énergie durable, sûre et abordable pour les Européens', Union Européenne, Luxembourg, Energie, Nov. 2014.
- [4] *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*. 2015.
- [5] R. Fouquet and P. J. G. Pearson, 'Past and prospective energy transitions: Insights from history', *Energy Policy*, vol. 50, no. Supplement C, pp. 1–7, Nov. 2012.
- [6] B. D. Solomon and K. Krishna, 'The coming sustainable energy transition: History, strategies, and outlook', *Energy Policy*, vol. 39, no. 11, pp. 7422–7431, Nov. 2011.
- [7] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, 'Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, no. 15, pp. 1331–1338, Oct. 2009.
- [8] C. Jones, P. Gilbert, M. Rauegi, S. Mander, and E. Leccisi, 'An approach to prospective consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation', *Energy Policy*, vol. 100, no. Supplement C, pp. 350–358, Jan. 2017.
- [9] The World Bank, 'The World Bank (IBRD -IDA), Data', *The World Bank, Data*, 2015. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/>.
- [10] W. Moonmaw, P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, and A. Verbruggen, 'IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwicker, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]', Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [11] K. Andriopoulos and S. Silvestre, 'French energy policy: A gradual transition', *Energy Policy*, vol. 106, no. Supplement C, pp. 376–381, Jul. 2017.
- [12] ADEME, 'L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030 - 2050 »', ADEME, France, Document technique, 2012.
- [13] ADEME, 'Un mix électrique 100% renouvelables?', Paris, France, 2015.
- [14] G. Verbong and F. Geels, 'The ongoing energy transition: Lessons from a socio-technical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960–2004)', *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1025–1037, Feb. 2007.
- [15] S. Strunz, 'The German energy transition as a regime shift', *Ecol. Econ.*, vol. 100, pp. 150–158, Apr. 2014.
- [16] IRENA, International Renewable Energy Agency and GWEC, Global Wind Energy Council, '30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Markets', IRENA, United Arab Emirates, 2012.
- [17] C. Nicolas, *Robust energy and climate modeling for policy assessment*. Paris 10, 2016.
- [18] T. Lee, 'Optimization vs Simulation', Kisters North America, USA, White Paper.
- [19] E. Universalis, 'MICROÉCONOMIE - Théorie de l'équilibre général', *Encyclopædia Universalis*. [Online]. Available: <http://www.universalis.fr/encyclopedie/microeconomie-theorie-de-l-equilibre-general/>. [Accessed: 27-Nov-2017].
- [20] E. Universalis, 'ÉQUILIBRE ÉCONOMIQUE', *Encyclopædia Universalis*. [Online]. Available: <http://www.universalis.fr/encyclopedie/equilibre-economique/>. [Accessed: 27-Nov-2017].
- [21] C. Octaviano, S. Paltsev, and A. C. Gurgel, 'Climate change policy in Brazil and Mexico: Results from the MIT EPPA model', *Energy Econ.*, vol. 56, no. Supplement C, pp. 600–614, May 2016.
- [22] J.-L. Fan, J.-X. Wang, F. Li, H. Yu, and X. Zhang, 'Energy demand and greenhouse gas emissions of urban passenger transport in the Internet era: A case study of Beijing', *J. Clean. Prod.*, vol. 165, pp. 177–189, 2017.
- [23] R. Loulou, G. Goldstein, and K. Noble, 'Documentation for the MARKAL Family of Models', Energy Technology Systems Analysis Programme <http://www.etsap.org/tools.htm>, Oct. 2004.
- [24] Q. G. Lin, G. H. Huang, B. Bass, Y. F. Huang, and L. Liu, 'The Optimization of Energy Systems under Changing Policies of Greenhouse-gas Emission Control—A Study for the Province of Saskatchewan, Canada', *Energy Sources Part Recovery Util. Environ. Eff.*, vol. 32, no. 17, pp. 1587–1602, Jul. 2010.
- [25] N. Johnson, M. Strubegger, M. McPherson, S. C. Parkinson, V. Krey, and P. Sullivan, 'A reduced-form approach for representing the impacts of wind and solar PV deployment on the structure and operation of the electricity system', *Energy Econ.*, vol. 64, pp. 651–664, 2017.
- [26] S. Kumar, 'A MARKAL-MACRO modelling approach to estimate carbon mitigation cost in India', *Int. J. Public Policy*, vol. 13, no. 1–2, pp. 86–101, 2017.
- [27] W. D. Nordhaus, 'The "DICE" Model: Background and Structure of a Dynamic Integrated Climate-Economy Model of the Economics of Global Warming', Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University, 1009, Feb. 1992.
- [28] M. H. Tari and M. Söderström, 'Optimisation modelling of industrial energy systems using MIND introducing the effect of material storage', *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 142, no. 2, pp. 419–433, Oct. 2002.
- [29] T. Ekvall and B. P. Weidema, 'System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 9, no. 3, pp. 161–171, May 2004.
- [30] R. Frischknecht and M. Stucki, 'Scope-dependent modelling of electricity supply in life cycle assessments', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 15, no. 8, pp. 806–816, Sep. 2010.
- [31] H. Hashim, P. Douglas, A. Elkamel, and E. Croiset, 'Optimization Model for Energy Planning with CO2 Emission Considerations', *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 44, no. 4, pp. 879–890, Feb. 2005.
- [32] F. S. Hillier and G. J. Lieberman, *Introduction to operations research*, 7th ed. Boston: McGraw-Hill, 2001.

- [33] 'GAMS - Cutting Edge Modeling'. [Online]. Available: <https://www.gams.com/>. [Accessed: 08-Nov-2017].
- [34] S. De León Almaraz, 'Multi-objective optimisation of a hydrogen supply chain', *École Doctorale Mécanique, Énergétique, Génie civil et Procédés (Toulouse)*; 154236012, 2014.
- [35] J. Percebois, 'Rapport Energie 2050', Centre d'analyse stratégique, Gouvernement français, France, 2012.
- [36] N. Alazard-Toux, P. Criqui, and J.-G. Devezeaux de Lavergne, 'Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique Rapport 2013', Agence Nationale de la Coordination de la Recherche et de l'Energie, France, 2013.
- [37] V. Silva, M. Lopez-Botet Zulueta, A. Burtin, and Y. Wang, 'Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables'.
- [38] OECD/IEA, 'Energy Policies of IEA Countries Germany 2007 review', IEA, Paris, France, 2007.
- [39] T. de Larochelambert, 'La transition énergétique du Danemark: un modèle de planification démocratique européen', *J. Environ. Policy Plan.*, vol. 2, pp. 249–259, 2000.
- [40] K. Kowalski, S. Stagl, R. Madlener, and I. Omann, 'Sustainable energy futures: Methodological challenges in combining scenarios and participatory multi-criteria analysis', *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 197, no. 3, pp. 1063–1074, Sep. 2009.
- [41] B. Kichonge, G. R. John, and I. S. Mkilaha, 'Modelling energy supply options for electricity generations in Tanzania', *J. Energy South. Afr.*, vol. 26, no. 3, pp. 41–57, 2015.
- [42] G. M. Turner and J. West, 'Environmental implications of electricity generation in an integrated long-term planning framework', *Energy Policy*, vol. 41, pp. 316–332, Feb. 2012.
- [43] J.-H. Wu and Y.-H. Huang, 'Electricity portfolio planning model incorporating renewable energy characteristics', *Appl. Energy*, vol. 119, pp. 278–287, Apr. 2014.
- [44] M. B. Amor, C. Gaudreault, P.-O. Pineau, and R. Samson, 'Implications of integrating electricity supply dynamics into life cycle assessment: A case study of renewable distributed generation', *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 410–419, Sep. 2014.

Chapitre 5 : Guide méthodologique pour la construction d'inventaires génériques *électricité* pour ACV conséquentielle

5.1. Introduction

Ce chapitre a pour objectif de fournir un guide méthodologique pour la détermination des inventaires *électricité* lors de la mise en œuvre d'une ACV conséquentielle sur la base des éléments établis dans les chapitres précédents. L'intérêt de l'utilisation de l'ACV dans les outils d'aide à la décision a fait ses preuves [1]-[6]. En particulier, l'ACV classique est largement utilisée, dans sa version attributionnelle [7], [8]. La détermination de l'inventaire apparaît comme une étape clé qui conditionne la bonne évaluation de tous les impacts dans les résultats finaux. L'ACV conséquentielle a été développée dans le but d'analyser les impacts environnementaux d'un changement [9]. Elle se positionne clairement dans l'objectif d'évaluations prospectives afin d'étudier l'impact de changements, comme la transition énergétique, les changements d'usages ou les changements de consommation [10], [11].

L'analyse de la bibliographie fait ressortir qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de méthode préétablie pour réaliser les inventaires en ACV conséquentielle. Les praticiens se sont interrogés sur les bonnes pratiques de mise en œuvre d'une ACV conséquentielle. Plusieurs méthodes ont été proposées, et sont encore à l'étude [12]. Au niveau européen, cette réflexion a abouti à un guide méthodologique, l'International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook [13]. Ce guide reprend les étapes à mener lors d'une ACV en général tout en proposant aux praticiens une trame plus exhaustive, notamment pour l'ACV conséquentielle. A travers des exemples, l'ILCD Handbook préfigure les pratiques qui pourraient être préconisées si l'ACV conséquentielle venait à rentrer dans la norme ISO sur l'ACV. Ce guide propose aussi une nouvelle définition de l'ACV conséquentielle comme la « description des changements dans les impacts environnementaux en réponse à une possible décision ». Ainsi, la notion de prise de décision est directement reliée à l'application de l'ACV conséquentielle.

Les chapitres précédents ont permis d'identifier les éléments permettant de proposer une méthode de construction d'inventaires génériques *électricité* pour ACV conséquentielle :

- Le mix de production d'électricité est un produit spécifique et variable suivant les pays. Il doit être analysé comme une entité à part entière (Chapitre 2),
- La typologie des mix électriques permet de proposer un cadre d'étude fondé sur l'analyse environnementale (Chapitre 3),
- Un mix peut évoluer d'un groupe à un autre, en prenant en compte l'inertie au changement spécifique à chaque pays (Chapitre 3),
- Dans un cas de transition, c'est-à-dire d'un changement d'un groupe à un autre de la typologie, deux modèles d'optimisation ayant pour cible le changement de groupe sont proposés (Chapitre 4).

Ce chapitre exploite donc ces éléments afin de proposer aux praticiens une méthode pour réaliser un inventaire générique concernant l'électricité. Il cible deux étapes clés en ACV conséquentielle, à savoir la définition des limites du champ de l'étude et l'inventaire. Pour les autres étapes qui ne sont pas spécifiques au cadre de ce travail, il est préconisé aux praticiens de suivre les recommandations de l'ILCD Handbook qui ne seront donc pas décrites ici.

5.2. Etat de l'art de l'application de l'ACV conséquentielle

5.2.1. Domaines traités

Earles et Halog [9] observent que l'ACV conséquentielle est surtout appliquée à l'agriculture et à l'économie [14]-[19], ce qui se justifie notamment par un intérêt croissant pour les biocarburants [20]-[25]. Plus largement, le domaine de l'énergie est lui aussi souvent abordé en ACV conséquentielle, comme montré au Chapitre 1. La question de la décentralisation de la production y est notamment abordée [11]. L'application aux domaines industriels est aussi trouvée dans la littérature, notamment pour établir de nouveaux couplages entre ACV et modèles économiques [26]. Les travaux de Guiton et Benetto [27] identifient aussi les secteurs construction/bâtiments, la mobilité et le traitement des déchets ou de l'eau. Par définition, l'approche conséquentielle est souvent aussi utilisée pour évaluer les politiques environnementales et leurs impacts [28], [29], mais n'est cependant pas systématiquement appliquée lors d'une prise de décision, ou du moins affichée comme outil d'aide. Weidema a identifié en 2009 que l'approche conséquentielle pouvait aussi ne pas être adaptée dans certains cas, comme par exemple pour le cas des taxes et quotas environnementaux car la modélisation conséquentielle ne va pas permettre de répondre à la question d'attribution d'une taxe, à savoir qui doit payer pour la pollution (principe du pollueur-payeur) [30].

L'application à des cas prospectifs ou passés fait aussi débat comme cela est discuté par Finnveden et al., 2009 [31]. L'application à des cas prospectifs est utile, car elle relève de l'approche « aide à la décision » que nous avons évoquée précédemment [32], [33]. Son application à des cas passés ou présents a aussi été observée dans la littérature [34], [35].

Il n'y a donc pas a priori de champ d'étude prédéfini pour l'ACV conséquentielle : elle peut être appliquée à tous les domaines et tous les produits.

5.2.2. Extension des limites du champ de l'étude et objet de l'ACV

Comme présenté au Chapitre 1, l'ACV conséquentielle a la spécificité d'allouer les impacts des co-produits en étendant les limites du système [36]. Par exemple, Dalgaard et al., 2008 [16] étudient par ACV conséquentielle la production de farine de soja (co-produit de production de l'huile de soja). Afin de prendre en compte ce produit, ils doivent étendre les limites du système afin de considérer non seulement la production d'huile de soja, mais aussi celles d'huile de palme et de pépins de raisin, qui peuvent se substituer à elles. Ainsi, l'unité fonctionnelle touche le produit considéré, la farine de soja, et ses effets indirects sur la production d'huile de palme ou de pépins de raisin.

Les praticiens doivent donc bien veiller à intégrer dans leur étude tous les autres produits qui seront impactés, de manière directe ou indirecte, par le produit étudié. Cela impliquera le

plus souvent de devoir considérer la production d'électricité, qui est largement impliquée dans la technosphère.

5.2.3. Choix de la méthode d'inventaire

Comme indiqué précédemment, le choix de la méthode d'inventaire adaptée au cas d'étude fait encore débat chez les praticiens. L'ILCD Handbook propose différents arguments pour faire un choix entre inventaire attributionnel, donc des données moyennes, et inventaire conséquentiel, donc des données marginales. Comme nous l'avons déjà mentionné, la définition d'inventaire conséquentiel n'est pas univoque : il sera pour certains composé uniquement de données marginales, et pour d'autres, composé d'une combinaison de données marginales lorsque le produit s'y prête et de données moyennes [31]. Il n'y est cependant pas mentionné de domaines ou familles de produit où le marginal est adapté. Il semble donc que ce choix soit celui du praticien. Frischknecht et Stucki, 2010 [37] désignent, eux, l'inventaire conséquentiel comme la phase d'inventaire d'une ACV conséquentielle. Leur discussion relève plus du type d'ACV à appliquer : ACV attributionnelle ou ACV conséquentielle.

L'ILCD Handbook préconise l'ACV conséquentielle pour évaluer des décisions au niveau des produits, c'est-à-dire des décisions à un faible niveau de granularité (situation A dans le guide) ou bien des politiques, c'est-à-dire des décisions à des niveaux méso ou macroscopiques (situation B dans le guide). Les inventaires proposés se composent uniquement de données marginales. Or, cette préconisation a été remise récemment en cause par Ekvall et al., 2016 [38], en argumentant que les données choisies, moyennes ou marginales, ne sont pas forcément adaptées à tous les cas et à tous les produits.

Frischknecht et Stucki, 2010 [37] identifient quant à eux des critères permettant de classer les questions auxquelles une ACV doit répondre, et donc de choisir la méthode d'inventaire ACV la plus appropriée. Le critère qu'ils proposent est d'ordre économique, il est basé sur la « taille de l'économie relative » (« relative economic size »). Il permet de distinguer des conséquences qualifiées de « petites », « moyennes » et « grandes », selon la classification décrite au Tableau 5.1.

Tableau 5.1 : Classification des tailles d'économies possibles de l'objet observé d'après Frischknecht et Stucki, 2010 [13].

Taille de l'économie considérée	Part relative de l'économie totale (%)	Significativité du changement	ACV préconisée / inventaire préconisé
Petite	< 0,1	Non	Attributionnelle
Moyenne	0,1 à < 1	Non	Attributionnelle
Grande	> 1	Oui	Conséquentielle

Enfin une autre méthode proposée par, Kätelhön et al., 2016 [15] sort du champ classique de l'ACV avec une méthode de choix stochastique de technologies, appelée « Technological Choice Model »(TCM), afin d'évaluer à la fois des données moyennes et marginales.

Il semble donc que le choix de la méthode d'inventaire reste relativement ouvert pour les praticiens. Nous proposons donc une méthode décrite dans la suite de ce chapitre pour déterminer l'inventaire concernant l'électricité. Pour les autres inventaires, il est suggéré de suivre les préconisations de l'ILCD Handbook.

5.3. Proposition d'une méthode d'inventaire générique électricité pour ACV conséquentielle

5.3.1. Schéma général de la démarche

Dans ce schéma général, le cheminement du praticien à travers les étapes de détermination de l'inventaire se fera en fonction :

- des données concernant les mix de production électrique disponibles,
- de l'horizon de temps (nombre d'années entre mix actuel et mix prospectif),

Le schéma général est présenté en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** Chacune des étapes est détaillée dans la suite. Le type d'inventaire préconisé est décrit en rouge sur cette même figure. Les boîtes en forme de losange correspondent à une question que le praticien doit se poser, les rectangles correspondent à un calcul qu'il doit effectuer.

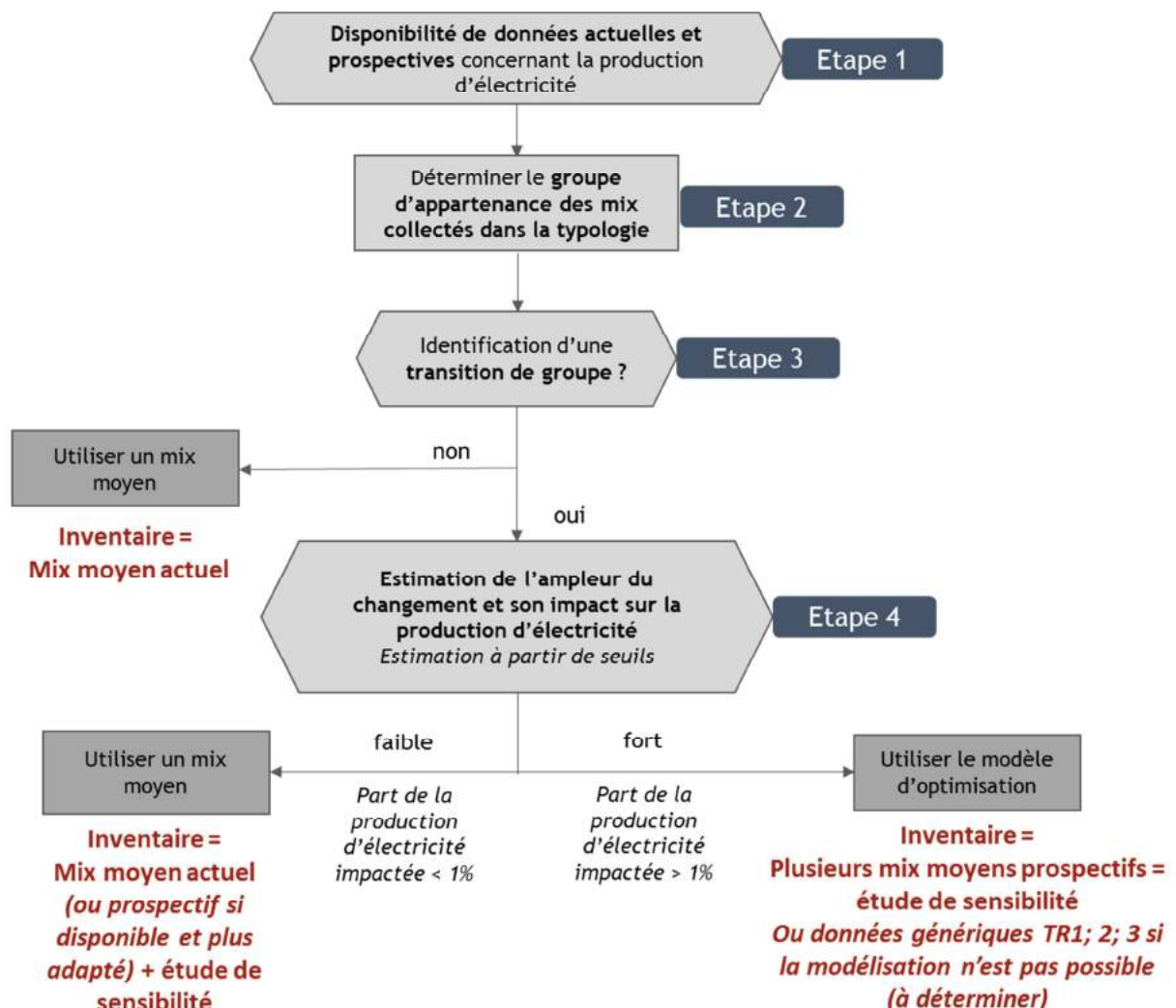


Figure 5.1 : Arbre général de détermination d'inventaires pour les mix de production d'électricité en ACV conséquentielle

5.3.2. Etape 1 - Disponibilité des données

Cette première étape a pour but d'étudier la disponibilité des données tant actuelles que prospectives dont dispose le praticien, vis-à-vis du mix d'étude.

De manière générale, si le territoire étudié est un pays avec une production significative d'électricité, comme ceux pris en compte dans ce manuscrit, il pourra facilement avoir un accès rapide à des données, à la fois historiques, actuelles et prospectives en utilisant les sources identifiées au Chapitre 1, Tableaux 1.2 et 1.3. De plus, certains mix de « gros » producteurs d'électricité et leurs scénarios d'évolution sont des objets d'études de politiques énergétiques dans la littérature. Le praticien aura donc deux mix à étudier : un mix actuel et un mix prospectif, issus de scénarios déjà existants.

Dans le cas de pays moins producteurs, ou si l'on étudie d'autres échelles de territoire, l'accès aux données peut être plus difficile. Le praticien peut donc suivre les étapes de construction de l'inventaire, et devra adapter les données prises dans l'inventaire à cette situation (prise en compte de données génériques par exemple).

5.3.3. Etape 2 - Positionnement des mix dans la typologie des mix électriques

A l'aide de la méthode présentée au Chapitre 2, partie 2.3.1.1, le praticien calcule les émissions GES associées au mix actuel et prospectif (si données disponibles pour ce dernier) et positionne les mix dans les groupes de la typologie en utilisant le Tableau 3.2 du Chapitre 3.

Le Tableau 5.2 résume les résultats obtenus en suivant la méthode pour les exemples de mix suivants pour les pays suivants ; Brésil en 1980, Allemagne en 1985, Brésil de 1980 à 2012, France de 1975 à 2010.

Tableau 5.2 : Exemple d'application pour certains mix.

Mix étudié [39]	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)	Position dans la typologie	Liberté du praticien sur le choix de scénario de transition
Mix du Brésil en :			
- 1980	60	Gr2	Non
- 2012	101	Gr2	
Mix de la France en :			
- 1975	493	Gr3	Non
- 2010	88	Gr2	
Mix du Brésil en 1980	60	Gr2	Oui
Mix de l'Allemagne en 1985	665	Gr4	Oui

5.3.4. Etape 3 - Identification de la transition

Dans le cas où le praticien dispose des mix actuel et prospectif, il détermine leur groupe d'appartenance dans la typologie. Il y a donc deux observations possibles : soit les mix appartiennent au même groupe, il n'y a donc pas d'évolution significative, soit le mix connaît un changement de groupe. Dans le cas où le praticien ne possède que le mix actuel, il devra traiter de l'existence ou non d'une transition sur la période de temps considérée. Pour cela, il

peut se référer aux documents généraux traitant de la transition énergétique, comme le World Energy Outlook de l'IEA [40].

Dans le cas où il n'y pas de transition au sens de la typologie, les mix sont similaires car ils appartiennent au même groupe et possèdent donc les mêmes caractéristiques macroscopiques génériques. Il peut donc, moyennant un faible risque d'incertitude (des petites variations dans les moyens de production ne sont pas prises en compte), prendre le mix moyen actuel comme donnée d'inventaire de production d'électricité. Le Tableau 5.3 identifie les inventaires qui seraient pris dans les exemples proposés.

Tableau 5.3 : Inventaire électricité préconisé par la méthode pour les exemples sans transition constatée ou supposée par le praticien.

Mix étudié [39]	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)	Position dans la typologie	Inventaire électricité
Mix du Brésil en 1980	60	Gr2	Mix moyen du Brésil en 1980 + Etude de sensibilité
Mix du Brésil en : - 1980 - 2012	60 101	Gr2 Gr2	Mix moyen du Brésil en 1980 ou en 2012 + Etude de sensibilité

5.3.5. Etape 4 - Transition et ampleur du changement

5.3.5.1. Etape préliminaire : estimation de l'ampleur du changement et son impact sur la production d'électricité

En cas de transition constatée ou supposée, tous les procédés possibles utilisant de l'électricité vont être impactés. Inversement, un changement de procédé va potentiellement avoir des conséquences plus ou moins importantes sur le mix d'électricité produite, notamment en augmentant la demande. Cette distinction entraîne donc deux possibilités :

- Soit le changement n'est pas significatif, il n'est donc pas (en partie) responsable de changements dans le mix,
- Soit le changement est significatif, il peut être responsable des modifications dans le mix.

Il faut donc trouver un moyen d'évaluer l'ampleur du changement étudié par le praticien et l'aider dans son choix des données constituant son inventaire.

Frischknecht et Stucki, 2010 [37] proposent, pour choisir la méthode d'inventaire la plus adaptée en ACV d'utiliser une classification basée sur la taille de l'économie relative, décrite en 5.2.3. Elle établit des seuils permettant d'évaluer l'ampleur du changement.

Cette classification peut être transposée aux cas de l'électricité (cf Tableau 5.4). Il faut donc évaluer la part (en pourcentage) de la production totale d'électricité impactée par le changement, puis suivre les principes de modélisation décrite au Chapitre 4 uniquement dans le cas de « grands » changements, c'est-à-dire ceux impliquant plus de 1 % de l'électricité totale du territoire.

Tableau 5.4 : Estimation de l'ampleur du changement et choix de l'inventaire électricité adapté.

Part de la production totale d'électricité impactée par le changement (%)	Taille du changement considéré	Nécessité de modéliser la transition
< 0,1	Petite	Non
0,1 à < 1	Moyenne	Non
> 1	Grande	Oui

Afin d'illustrer cette démarche, trois exemples d'ACV conséquentielles sont illustrés sur le Tableau 5.5. Ces cas n'ont pas spécifiquement fait l'objet d'une ACV dans la littérature, mais sont des sujets auxquelles elle semble adaptée selon les publications observées dans la revue de la littérature [9].

Tableau 5.5 : Exemples d'ACV conséquentielles et estimation de la significativité du changement engendré sur la production d'électricité totale suivant la grille proposée.

Produit ou service objet de l'ACV conséquentielle	Significativité de l'impact sur la production d'électricité totale	Positionnement dans la classification proposée adapté au changement de la production d'électricité
Passage d'un ancien à un nouveau bâtiment résidentiel dans un pays donné	< 1 % : l'impact d'un seul bâtiment sur tout le système électrique est très faible	Petit
Passage d'un ancien système de traitement de l'eau à un nouveau dans un pays donné	< 1 % : un système de traitement de l'eau est à l'échelle d'un territoire et n'aura pas d'impact sur le pays en lui même	Petit ou moyen (dépend de la taille du pays et du territoire couvert par le système de traitement de l'eau)
Passage de la moitié de la flotte des véhicules particuliers thermiques à des véhicules électriques	> 1 % : la moitié de la flotte des véhicules représente une grande part de la mobilité	Grand

5.3.5.2. Inventaires électricité préconisés

En estimant que moins de 1 % du changement total va impacter la production électrique (petits ou moyens changements) le praticien peut choisir une donnée moyenne, car le changement qu'il étudie est peu impliqué dans la transition énergétique. L'inventaire préconisé est donc le mix moyen actuel ou prospectif.

Par contre, si le changement étudié peut impacter plus de 1 % de la production d'électricité totale, l'évolution du mix au cours du temps doit être prise en compte. Même si la démarche conséquentielle en ACV n'implique pas forcément un suivi dynamique de l'évolution [41], une analyse de sensibilité est recommandée.

La modélisation de la transition du Chapitre 4, partie 4.3 par optimisation des trajectoires permet de construire ces nouvelles données, comme décrit dans la Figure 5.2. Il est conseillé de réaliser les deux optimisations, c'est-à-dire la minimisation des émissions GES et la maximisation des énergies renouvelables afin de « borner » les trajectoires possibles, qui sont le plus souvent une combinaison de ces deux objectifs.

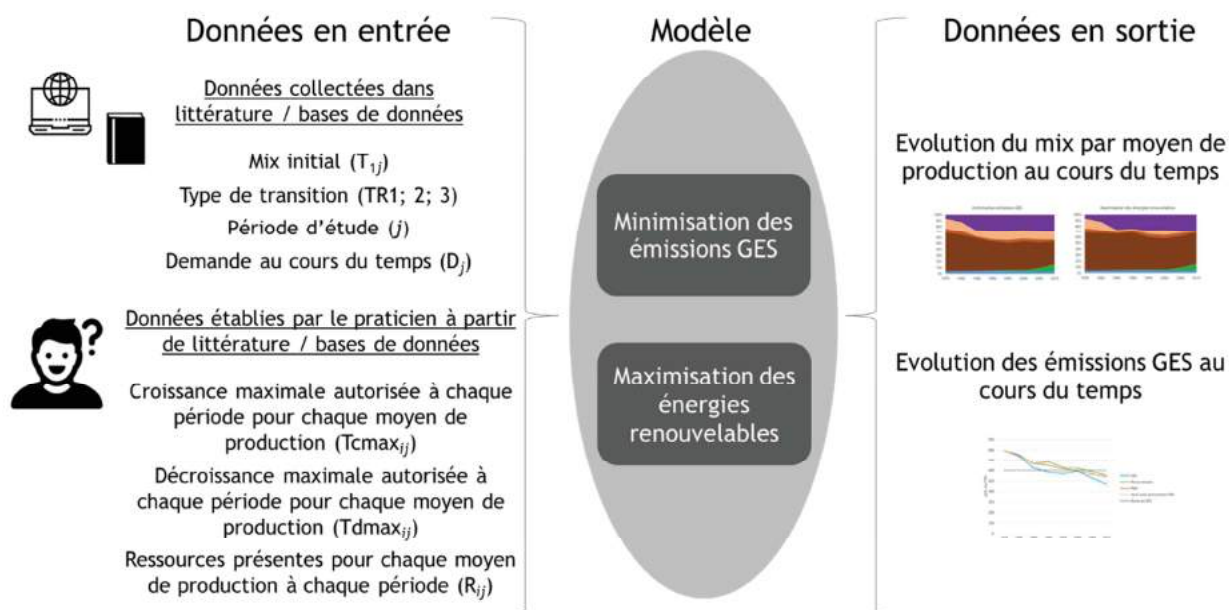


Figure 5.2 : Bilan des données d'entrée et de sortie du modèle de transition des mix électriques

L'inventaire électricité préconisé est donc un mix prospectif sélectionné parmi ceux modélisés. Il lui est conseillé de réaliser une étude de sensibilité avec d'autres mix issus du modèle pour faire une analyse de sensibilité de l'ACV conséquentielle finale au cours du temps.

Dans le cas où le praticien ne possède qu'un seul mix, la modélisation est possible mais ne permet pas de la comparer à un résultat réel. Il est donc conseillé d'utiliser des données génériques pour les transitions TR1 ou TR2 ou TR3. Or, l'établissement de ces données nécessite au préalable l'étude d'un grand nombre de cas, qui n'a pas été encore réalisée. Malgré le caractère générique des données qui pourraient être proposées, ce choix engendrera de l'incertitude dans l'ACV conséquentielle finale, le praticien devra donc réaliser une étude de sensibilité.

Le Tableau 5.6 liste les inventaires électricité préconisés pour les cas exemples des mix. Les modélisations des mix en France 1975-2010 et 1975-1998 sont les mêmes qu'au Chapitre 4, partie 4.3.1.

Tableau 5.6 : Inventaire électricité préconisé par la méthode suite à l'étape 4 pour les exemples de mix.

Mix étudié [39]	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)	Position dans la typologie	Quantité de changement	Inventaire électricité
Mix de la France en : - 1975 - 2010	493 88	Gr3 Gr2	Petite ou moyenne	Mix France 2010 + Etude de sensibilité
Mix de la France en : - 1975 - 1998	493 110	Gr3 Gr2	Petite ou moyenne	Mix France 1998 + Etude de sensibilité
Mix de la France en : - 1975 - 2010	493 88	Gr3 TR1	Grande	<ul style="list-style-type: none"> Mix France 2010, ou Un des 8 mix modélisés (de 1975 à 2010, tous les 5 ans) pour une transition TR2 dans le cas de minimisation des émissions GES, ou Un des 8 mix modélisés pour une transition TR2 dans le cas de maximisation des renouvelables, ou + Etude de sensibilité avec plusieurs mix (donc plusieurs résultats d'ACV)
Mix de la France en : - 1975 - 1998	493 110	Gr3 Gr2	Grande	<ul style="list-style-type: none"> Mix France 1998, ou Un des 8 mix modélisés (de 1975 à 2010, tous les 5 ans) pour une transition TR2 dans le cas de minimisation des émissions GES, ou Un des 8 mix modélisés pour une transition TR2 dans le cas de maximisation des renouvelables, ou + Etude de sensibilité avec plusieurs mix (donc plusieurs résultats d'ACV)
Mix du Brésil en 1980	60	Gr2	Petite ou moyenne	Mix moyen du Brésil en 1980 + Etude de sensibilité
Mix de l'Allemagne en 1985	665	Gr4	Petite ou moyenne	Mix moyen de l'Allemagne en 1985 + Etude de sensibilité
Mix du Brésil en 1980	60	Gr2	Grande	Donnée générique TR1 + Etude de sensibilité avec le mix Brésil 1980
Mix de l'Allemagne en 1985	665	Gr4	Grande	Donnée générique TR3 + Etude de sensibilité avec le mix Allemagne 1985

5.3.6. Situations génériques

Les résultats décrits dans les paragraphes précédents peuvent être résumés de manière générique au Tableau 5.7. Les cas nécessitant les données génériques pour TR1 ou TR2 ou TR3 en gris dans le tableau ne sont pas encore quantifiées.

Tableau 5.7 : Description des différentes situations du praticien et type de donnée d'inventaire préconisé par la méthode

Groupe actuel	Groupe état B	Transition	Significativité du changement	Inventaire électricité
Gr4	Gr4	Non	/	Mix moyen actuel
	Autre que Gr4	Oui	Petite/Moyenne	Mix moyen actuel ou prospectif
			Grande	Un ou plusieurs mix moyen(s) issu(s) issue de la modélisation ou <i>donnée générique TR3</i>
Gr3	Gr3	Non	/	Mix moyen actuel
	Autre que Gr3	Oui	Petite/Moyenne	Mix moyen actuel ou prospectif
			Grande	Un ou plusieurs mix moyen(s) issu(s) issue de la modélisation ou <i>donnée générique TR2</i>
Gr2	Gr2	Non	/	Mix moyen actuel
	Autre que Gr2	Oui	Petite/Moyenne	Mix moyen actuel ou prospectif
			Grande	Un ou plusieurs mix moyen(s) issu(s) issue de la modélisation ou <i>donnée générique TR1</i>
Gr1	Gr1	Non	/	Mix moyen actuel

5.4. Axes d'amélioration de la méthode

5.4.1. Limites pratiques et hypothèses de construction

La méthode présentée ici a des limites concernant les choix du praticien et par les hypothèses de construction.

D'une part, la méthode part du postulat que le praticien dispose de données suffisantes, ainsi que du temps nécessaire pour l'appliquer pas à pas. Bien que la démarche puisse proposer des données génériques, son application nécessite actuellement encore des étapes de collecte de données et de calculs qui peuvent paraître fastidieuses et trop longues au praticien pour le temps alloué à la réalisation de l'ACV conséquentielle.

D'autre part, les hypothèses de construction contraignent la méthode qui ne prend pas réellement en compte tous les cas de figure possible. Premièrement, on considère dans la méthode que seuls les états de transition allant vers un groupe plus vertueux vis-à-vis des émissions GES est possible. Or, l'observation de l'évolution des mix au cours du temps montre que certains pays peuvent connaître une tendance inverse, c'est-à-dire aller vers un groupe où les émissions GES sont plus élevées. De plus, le modèle considère que la demande est assurée uniquement par la production du pays, alors que la réalité est plus complexe : la réponse à la demande se fait par la production d'un pays, mais aussi à travers des échanges par interconnexion entre les pays, des effacements de la production ou encore du stockage d'énergie. Ces moyens seront par ailleurs d'autant plus utilisés dans le

futur avec le phénomène de décentralisation de la production d'électricité et le développement des énergies renouvelables intermittentes [11]. Il faudrait donc adapter le modèle à ces différents éléments. Enfin, la méthode ne considère que des exemples prenant en considération des pays, et non pas d'autres territoires, qu'ils soient plus à des échelles plus petites ou continentales. Il faudrait donc effectuer une étude sur ces cas pour vérifier l'applicabilité des conclusions à ces échelles.

5.4.2. Intégration de l'inertie au changement

Le Chapitre 3 a identifié que l'utilisation d'un critère qualitatif basé sur l'inertie au changement des mix de production électrique pourrait être une amélioration de la typologie. Cet indicateur permettrait notamment d'établir la propension d'un pays au changement. Il pourrait donc être critère de choix d'inventaire électricité. En effet, plus un pays aurait un indicateur « inertie au changement » fort, plus l'utilisateur serait orienté vers des inventaires où le mix électrique considéré est le mix moyen actuel. Cet indicateur pourrait être construit à partir de critères économiques.

Pour ce qui est des valeurs prises par l'indicateur, elles pourraient s'échelonner de valeurs faibles à fortes. Une valeur faible indiquerait que le pays possède peu d'inertie au changement, donc qu'il pourrait évoluer rapidement au cours du temps. Un indicateur faible pourrait par exemple être affecté aux pays qui mettent en œuvre certaines technologies anciennes et fortement émettrices de GES qui souhaitent les remplacer par des technologies plus efficaces en termes de rendement et moins émettrices. Au contraire, une valeur forte indiquerait que le pays est contraint dans ses évolutions, par exemple par l'insertion de nouvelles technologies nécessitant un fort investissement. Une valeur élevée pourrait par exemple être affectée pour le cas de nouvelles technologies : plus elles seront « nouvelles » dans le mix et nécessiteront de forts investissements, plus il sera difficile de les remplacer par d'autres technologies à court terme.

5.4.3. Automatisation de la démarche et des calculs

L'automatisation porterait principalement sur les calculs des émissions GES, la classification dans la typologie et lorsque cela est nécessaire sur les modèles de transition et les mix différentiels. Une liaison aux sites internet de données et un guide concernant les différentes étapes de la démarche, notamment sur l'incertitude de la donnée, permettraient de faciliter la constitution de l'inventaire pour le praticien.

L'automatisation devrait cependant laisser un certain degré de liberté à l'utilisateur dans ses choix afin qu'il puisse l'adapter à son objet d'étude.

5.4.4. Intégration de la méthode dans l'ACV conséquentielle d'un produit

La méthode développée dans ce chapitre constitue une des étapes nécessaires à la réalisation d'une ACV conséquentielle. Elle a pour but d'orienter le praticien vers des données plus génériques mais en prenant en compte les spécificités de l'électricité. Elle ne répond donc que partiellement aux demandes des praticiens qui souhaitent le développement de données génériques pour la plupart des domaines, notamment l'agriculture, ou d'autres moyens de production d'énergie. Le marginal pour d'autres produits que l'électricité n'est pas remis en cause [31]. Pour cela, les méthodes présentées au

Chapitre 1 peuvent être appliquées, mais elles relèveront toujours de modèles économiques, source d'incertitude pour les ACV conséquentielles.

Il ne faut pas écarter que l'incertitude et la prise en compte de toutes les hypothèses sont essentielles à l'interprétation de l'ACV conséquentielle finale. La première étape de l'ACV, que nous n'avons pas développée en détails ici, est particulièrement importante pour l'ACV conséquentielle, car elle permet au praticien de déterminer les limites de son étude, et donc les effets indirects à prendre en compte. Ainsi, une évaluation de ces limites mal adaptée au cas du praticien générera de l'incertitude.

La conduite d'analyses de sensibilité semble être nécessaire à une bonne interprétation des résultats. La littérature montre souvent que les praticiens conduisent à la fois une ACV attributionnelle en parallèle de l'ACV conséquentielle, comme par exemple dans les travaux de Thomassen et al., 2008 [14], à des fins de comparaison. Ce choix peut effectivement donner au décideur un regard plus objectif sur les résultats et leurs hypothèses et justifier de l'intérêt de mener une l'ACV conséquentielle à des fins stratégiques.

5.5. Conclusion

Les étapes nécessaires pour conduire une ACV conséquentielle sont déjà définies à titre de recommandations dans la littérature, notamment dans l'ILCD Handbook [13]. Malgré les discussions qu'il continue à susciter, ce guide constitue à l'heure actuelle une référence dans le domaine.

L'étape d'inventaire du cycle de vie en ACV conséquentielle est un point essentiel qui reste encore flou dans son application. Le travail présenté ici a donc proposé une méthodologie de construction et un guide d'application pour déterminer un inventaire électricité pour ce type d'ACV. La méthode est constituée de quatre étapes, construites à partir des éléments développés dans les Chapitres 3 et 4, i.e, la typologie des mix électriques et la modélisation de la transition. Un tableau des cas génériques auxquels le praticien peut être confronté permet aussi d'avoir une vision d'ensemble des inventaires possibles.

Il reste cependant quelques étapes à la méthode afin qu'elle soit intégralement générique, comme l'établissement de données génériques pour les transitions TR1 ou TR2 ou TR3 et la prise en compte des transitions vers des groupes moins vertueux vis-à-vis des émissions GES. D'autres améliorations comme l'intégration de l'inertie au changement et l'automatisation de la démarche pourraient aussi être conduites afin de faciliter son application par les praticiens.

5.6. Bibliographie

- [1] K. Angelakoglou and G. Gaidajis, 'A review of methods contributing to the assessment of the environmental sustainability of industrial systems', *J. Clean. Prod.*, vol. 108, pp. 725–747, Dec. 2015.
- [2] P. Christensen, 'Bridging Environmental and Economic Assessments for Decision Support. Experiences from an international Expert Seminar and PhD course in environmental assessment tools', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 12, no. 1, pp. 63–65, Jan. 2007.

- [3] R. Frischknecht, 'Life cycle inventory analysis for decision-making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 3, no. 2, pp. 67–67, Mar. 1998.
- [4] P. Hofstetter, T. Baumgartner, and R. W. Scholz, 'Modelling the valuesphere and the ecosphere: Integrating the decision makers' perspectives into LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 5, no. 3, pp. 161–175, May 2000.
- [5] S. D. Pohekar and M. Ramachandran, 'Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, no. 4, pp. 365–381, Aug. 2004.
- [6] J.-J. Wang, Y.-Y. Jing, C.-F. Zhang, and J.-H. Zhao, 'Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2263–2278, Dec. 2009.
- [7] Comité Technique ISO/TC 207 and CMC, 'NF EN ISO 14040 (2006-10-01) - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Principes et cadre', AFNOR, France, Norme, Oct. 2006.
- [8] Comité technique ISO/TC 207, 'ISO 14044:2006 - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Exigences et lignes directrices', ISO, Norme, Jul. 2006.
- [9] J. M. Earles and A. Halog, 'Consequential life cycle assessment: a review', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 16, no. 5, pp. 445–453, Jun. 2011.
- [10] P. Berrill, A. Arvesen, Y. Scholz, H. C. Gils, and E. G. Hertwich, 'Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe', *Environ. Res. Lett.*, vol. 11, no. 1, p. 014012, Jan. 2016.
- [11] C. Jones, P. Gilbert, M. Rauegi, S. Mander, and E. Leccisi, 'An approach to prospective consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation', *Energy Policy*, vol. 100, pp. 350–358, Jan. 2017.
- [12] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, 'Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, no. 15, pp. 1331–1338, Oct. 2009.
- [13] European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability, 'International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance', EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010, Luxembourg, First edition, Mar. 2010.
- [14] M. A. Thomassen, R. Dalgaard, R. Heijungs, and I. de Boer, 'Attributional and consequential LCA of milk production', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 4, pp. 339–349, Jun. 2008.
- [15] A. Kätelhön, A. Bardow, and S. Suh, 'Stochastic Technology Choice Model for Consequential Life Cycle Assessment', *Environ. Sci. Technol.*, vol. 50, no. 23, pp. 12575–12583, Dec. 2016.
- [16] R. Dalgaard, J. Schmidt, N. Halberg, P. Christensen, M. Thrane, and W. A. Pengue, 'LCA of soybean meal', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 3, pp. 240–254, May 2008.
- [17] T. T. H. Nguyen, M. S. Corson, M. Doreau, M. Eugène, and H. M. G. van der Werf, 'Consequential LCA of switching from maize silage-based to grass-based dairy systems', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 18, no. 8, pp. 1470–1484, Sep. 2013.
- [18] J. H. Schmidt, 'System delimitation in agricultural consequential LCA: Outline of methodology and illustrative case study of wheat in Denmark', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 4, pp. 350–364, Jun. 2008.
- [19] J. H. Schmidt and B. P. Weidema, 'Shift in the marginal supply of vegetable oil', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 3, pp. 235–239, May 2008.
- [20] K. Hedegaard, K. A. Thyø, and H. Wenzel, 'Life Cycle Assessment of an Advanced Bioethanol Technology in the Perspective of Constrained Biomass Availability', *Environ. Sci. Technol.*, vol. 42, no. 21, pp. 7992–7999, 2008.
- [21] A. Marvuglia, E. Benetto, S. Rege, and C. Jury, 'Modelling approaches for consequential life-cycle assessment (C-LCA) of bioenergy: Critical review and proposed framework for biogas production', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 768–781, Sep. 2013.
- [22] R. Melamu and H. von Blottnitz, '2nd Generation biofuels a sure bet? A life cycle assessment of how things could go wrong', *J. Clean. Prod.*, vol. 19, no. 2–3, pp. 138–144, Jan. 2011.
- [23] T. Prapasongsa and S. H. Gheewala, 'Consequential and attributional environmental assessment of biofuels: implications of modelling choices on climate change mitigation strategies', *Int. J. Life Cycle Assess.*, pp. 1–14, Jun. 2017.
- [24] T. Rehl, J. Lansche, and J. Müller, 'Life cycle assessment of energy generation from biogas—Attributional vs. consequential approach', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 3766–3775, Aug. 2012.
- [25] J. Reinhard and R. Zah, 'Global environmental consequences of increased biodiesel consumption in Switzerland: consequential life cycle assessment', *J. Clean. Prod.*, vol. 17, Supplement 1, pp. S46–S56, Nov. 2009.
- [26] T. Ekvall and A. Andrae, 'Attributional and Consequential Environmental Assessment of the Shift to Lead-Free Solders (10 pp)', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 11, no. 5, pp. 344–353, Sep. 2006.
- [27] M. Guiton and E. Benetto, 'Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle : Identification des conditions de mise en oeuvre et des bonnes pratiques', CRP Henri Tudor, Luxembourg, SCORELCA Etude A2012_01, 2013.
- [28] H. Stichnothe, F. Schuchardt, and S. Rahutomo, 'European renewable energy directive: Critical analysis of important default values and methods for calculating greenhouse gas (GHG) emissions of palm oil biodiesel', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 19, no. 6, pp. 1294–1304, Jun. 2014.
- [29] I. Vázquez-Rowe, A. Marvuglia, S. Rege, and E. Benetto, 'Applying consequential LCA to support energy policy: Land use change effects of bioenergy production', *Sci. Total Environ.*, vol. 472, pp. 78–89, Feb. 2014.
- [30] B. P. Weidema, T. Ekvall, and R. Heijungs, 'Guidelines for application of deepened and broadened LCA, Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project', CALCAS, Project no.037075, Jun. 2009.
- [31] G. Finnveden *et al.*, 'Recent developments in Life Cycle Assessment', *J. Environ. Manage.*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, Oct. 2009.
- [32] T. Ekvall, A.-M. Tillman, and S. Molander, 'Normative ethics and methodology for life cycle assessment', *J. Clean. Prod.*, vol. 13, no. 13–14, pp. 1225–1234, Nov. 2005.
- [33] B. A. Sandén and M. Karlström, 'Positive and negative feedback in consequential life-cycle assessment', *J. Clean. Prod.*, vol. 15, no. 15, pp. 1469–1481, Oct. 2007.

- [34] T. Ekvall and A. Andrae, 'Attributional and Consequential Environmental Assessment of the Shift to Lead-Free Solders', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 11, no. 5, pp. 344–353, Sep. 2006.
- [35] M. A. Thomassen, R. Dalgaard, R. Heijungs, and I. de Boer, 'Attributional and consequential LCA of milk production', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 4, pp. 339–349, Jun. 2008.
- [36] C. Roux, P. Schalbart, and B. Peuportier, 'Analyse de cycle de vie conséquentielle appliquée à l'étude d'une maison individuelle', presented at the Conférence IBPSA 2016, 2016.
- [37] R. Frischknecht and M. Stucki, 'Scope-dependent modelling of electricity supply in life cycle assessments', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 15, no. 8, pp. 806–816, Sep. 2010.
- [38] T. Ekvall, A. Azapagic, G. Finnveden, T. Rydberg, B. P. Weidema, and A. Zamagni, 'Attributional and consequential LCA in the ILCD handbook', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 3, pp. 293–296, Mar. 2016.
- [39] The World Bank, 'The World Bank (IBRD -IDA), Data', *The World Bank, Data*, 2015. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/>.
- [40] OECD/IEA, *World energy outlook 2012*, OECD/IEA. Paris, France: Oecd Pub., 2012.
- [41] A. Zamagni, J. Guinée, R. Heijungs, P. Masoni, and A. Raggi, 'Lights and shadows in consequential LCA', *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 17, no. 7, pp. 904–918, Aug. 2012.

Chapitre 6 : Conclusions et perspectives

6.1. Conclusions

6.1.1. Méthodologie de construction d'inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle

La lutte contre changement climatique est actuellement au cœur des préoccupations de nombreux pays, qui ont pris des engagements volontaristes pour faire évoluer les modes de production et de consommation vers des solutions plus vertueuses vis-à-vis de l'environnement. La transition énergétique entraîne donc des ruptures dans la production de l'énergie, notamment électrique. Dans ce contexte, les décideurs ont besoin d'outils pour les orienter dans leurs décisions. D'un point de vue environnemental, la méthode ACV fait référence pour évaluer les impacts d'un produit. La réalisation d'une ACV est souvent perçue par un néophyte comme complexe à appliquer en raison des nombreuses données à collecter et hypothèses à formuler. Or, le monde industriel a la volonté d'intégrer de plus en plus dans la gestion de ses projets des ACV. Le développement méthodologique de l'ACV par la communauté de recherche suit généralement deux approches : soit améliorer la méthode à travers une modélisation plus fine prenant en compte un nombre toujours croissant de paramètres, soit en cherchant à simplifier les méthodes déjà existantes pour les rendre plus génériques et accessibles à un plus large public.

Cette dualité d'approche se retrouve dans le développement d'une ACV conséquentielle, variante de l'ACV classique (dite « attributionnelle »). L'ACV conséquentielle, visant à évaluer les impacts d'un changement, est donc perçue comme particulièrement adaptée pour évaluer les décisions concernant les politiques énergétiques. Elle est actuellement le sujet d'une discussion d'amendement concernant la norme ISO 14044. L'un des débats récurrents concernant cette méthode concerne les inventaires (c'est-à-dire le bilan des flux impliqués) à réaliser, qui diffèrent de ceux utilisés en ACV classique. Parmi les méthodes de détermination d'inventaire conséquentiel proposées, toutes basées sur des modèles économiques, on distingue deux tendances : celles initiées par les travaux de Weidema [1]-[5], qui privilégient une trame simple en quelques étapes basées sur les modèles économiques, et celles plus détaillées qui ont recours des outils complexes afin d'améliorer la qualité des résultats [6], [7]. Il n'y a donc pas actuellement de méthode préétablie qui fasse référence pour la réalisation des inventaires en ACV conséquentielle. De plus, Mathiesen et al. [8] ont mis en évidence la nécessité de proposer de nouvelles méthodes qui seraient plus adaptées aux produits considérés dans l'inventaire.

Dans ce contexte, ces travaux de thèse avaient pour objectif de répondre à la problématique suivante : est-il possible de proposer aux praticiens une méthode de réalisation d'inventaires électricité génériques, qui représenterait mieux que celles déjà existantes les spécificités techniques de ce produit ?

Dans un premier temps, l'analyse de la littérature au Chapitre 1 a identifié que l'ACV conséquentielle reste peu appliquée par les praticiens d'ACV, notamment par manque de données génériques disponibles pour réaliser la phase d'inventaire. Plus précisément, leur

détermination actuelle nécessite d'intégrer des modèles économiques dans les ACV conséquentielles, ce qui peut générer une incertitude plus conséquente qu'en ACV classique. Ces modèles économiques (notamment modèles d'équilibre partiel ou général) sont souvent utilisés pour simuler les relations entre l'offre, la demande et le prix des biens. Ils requièrent tous un jeu de données important pour leur configuration, lesquelles ne s'avèrent pas toujours statistiquement fiables en raison du manque de données historiques [9], [10]. L'utilisation de telles approches est donc difficile, voire impossible, pour un non-économiste. Ce constat est d'autant plus fort pour l'électricité, élément clé de la transition énergétique. Les praticiens doivent donc choisir une donnée qui leur semble appropriée parmi les nombreuses sources d'informations (scénarios prospectifs, politiques énergétiques, etc.), qui constitue une source potentielle d'incertitude dans l'ACV conséquentielle finale (les hypothèses de construction des scénarios ne sont pas toujours explicitement décrites). Ainsi, pour le produit « électricité », le développement d'inventaires génériques pour pallier ce manque serait une première étape permettant de motiver les praticiens à appliquer une ACV conséquentielle lorsque cela est plus adapté à leur étude.

Avant de proposer des inventaires, les spécificités du produit « électricité » et leurs implications dans la construction des inventaires ont été explicitées. Le Chapitre 2 a donc présenté et défini le mix de production électrique comme la somme de tous les moyens de production mis en œuvre pour produire de l'électricité sur un territoire donné. Le mix considéré comme une entité à part entière ne prend donc pas en compte les éléments de transport par le réseau, et les éventuels échanges par interconnexion. Différents paramètres extérieurs au mix lui-même influent sur sa composition et ses trajectoires d'évolution, ce qui peut générer soit une inertie soit une évolution plus rapide. Une étude statistique a été menée par une Analyse en Composantes Principales sur 94 pays évaluant l'influence entre des critères « économiques » et de « présence de ressources » ainsi d'un critère environnemental basé sur les émissions GES des mix, indicateur traduisant le changement climatique. Il s'avère néanmoins que les émissions GES peuvent servir de critère commun à l'évaluation des mix. Les données proposées par le GIEC ont été privilégiées, car plus accessibles et génériques pour les praticiens.

Le Chapitre 3 a analysé les mix électriques mondiaux de manière plus générique. L'étude s'est basée sur un panel de 91 pays sélectionnés en raison de leur production jugée significative (supérieure 10 TWh en 2012). La typologie proposée se base sur un couple de critères, i.e., les différents moyens de productions constituant le mix et les émissions GES du mix global. La typologie est constituée de 4 groupes, classés par émissions GES croissantes :

- Gr1 : 0-37 gCO₂éq/kWh,
- Gr2 : 37-300 gCO₂éq/kWh,
- Gr3 : 300-600 gCO₂éq/kWh,
- Gr4 : >600 gCO₂éq/kWh.

Ces émissions GES sont associées à des compositions caractéristiques de la production d'électricité fondées sur une différenciation entre « production majeure » et « autres productions ». Au-delà de ces groupes, on distingue deux sur-groupes, Gr1/Gr2 et Gr3/Gr4, qui possèdent le même mode de production majeur (hydraulique et/ou nucléaire, ou fossile).

Il manque cependant à ce stade un moyen d'évaluer la transition, c'est-à-dire ici le passage d'un groupe à un autre.

L'évolution des mix électriques au cours du temps a donc été analysée dans le Chapitre 4. L'étude historique des phénomènes de transition montre que la typologie a besoin d'être complétée par un modèle pour retranscrire les effets de la transition énergétique sur les mix. Ainsi, une optimisation mono-objectif impliquant, dans un premier temps, un critère de minimisation des émissions GES, puis dans un second temps, un critère de maximisation de la production d'origine renouvelable a été développé. Cette modélisation permet d'identifier les changements spécifiques de moyens de production à moyen et long termes. Ce modèle a été appliqué aux cas de transitions passées en France, en Allemagne et au Danemark. Les résultats montrent que le modèle mène à des trajectoires proches de la réalité en historique. Une analyse de sensibilité a montré que le modèle est peu sensible à des erreurs faibles d'estimation des paramètres à renseigner par le praticien (moins de 10 ou 15 %) ainsi qu'à des cibles de réduction des émissions GES plus restrictive. La cible de réduction des émissions GES à atteindre est cependant importante pour l'interprétation de la durée de transition. Le modèle fournit donc aux praticiens une trajectoire optimale de réduction des émissions GES pour la construction d'inventaires électricité génériques sans utiliser de modèles économiques.

A partir des éléments développés dans les chapitres précédents, un guide méthodologique d'élaboration des inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle a été proposé au Chapitre 5. Ce guide aborde également une contextualisation de l'inventaire dans l'ACV conséquentielle globale, avec un état des lieux des pratiques actuelles observées dans la littérature. L'ILCD Handbook reste la référence, malgré sa remise en cause récente, notamment concernant les préconisations pour la phase d'inventaire, qui n'est toujours pas définie de manière claire. Il est donc conseillé aux praticiens de suivre ces recommandations pour les autres phases de l'ACV et les autres inventaires à réaliser. Les inventaires conséquentiels génériques électricité sont déterminés en suivant quatre étapes, i.e., détermination de la disponibilité des données sur les mix électriques à prendre en compte (actuels et prospectifs), positionnement des mix dans la typologie à l'aide de leurs émissions GES, constat de l'état de transition, et éventuellement modélisation de la transition si la part de la production d'électricité impactée par le changement étudié dépasse un certain seuil (1 % de la production totale). Tous les inventaires proposés aux praticiens sont des mix moyens, permettant de retranscrire le caractère unitaire du mix. Il leur est enfin conseillé de réaliser des analyses de sensibilité pour mesurer l'influence de cet inventaire précis sur les résultats de l'ACV conséquentielle. Des améliorations de la méthode permettraient de proposer à terme des données génériques telles que demandées par les praticiens d'ACV. L'utilisation des mix électriques comme des entités à part entière et le recours à un critère uniquement environnemental distinguent la méthode proposée des méthodes existantes. Elle présente aussi l'originalité d'aboutir à la prise en compte uniquement de données moyennes pour l'électricité.

6.1.2. Evaluation de la transition énergétique

Bien que dédiée à la construction des inventaires génériques électricité pour ACV conséquentielle, la typologie des mix électrique peut avoir des applications plus larges, notamment dans l'évaluation de la transition énergétique sur le long terme.

La typologie développée au Chapitre 3 permet de représenter la performance environnementale d'un pays sur une cartographie. Cette représentation permet notamment d'identifier les pays moteurs de la transition énergétique mondiale, qui ont presque tous des émissions GES supérieures à 300 gCO₂éq/kWh (c'est-à-dire appartenant aux Gr3 ou Gr4 de la typologie). Cette cartographie pourrait être appliquée par ailleurs aux cas de transitions historiques de la France, de l'Allemagne et du Danemark au cours du temps afin de produire une carte dynamique. Ce type de représentation existe déjà, mais pour des horizons de temps beaucoup plus courts, comme l'electricity map en Europe [11]. Elle permettrait donc de suivre les éventuelles transitions au cours du temps et donc constituer une visualisation macroscopique de la transition énergétique mondiale.

La typologie du Chapitre 3 peut aussi servir de cadre d'analyse des mix afin d'en déduire des caractéristiques globales et des projections sur les efforts à fournir pour effectuer une transition. La typologie a été par exemple utilisée dans ce sens par Rakotoson et Praenen, 2017 [12] dans leur étude de la production d'électricité en France d'outre-mer. Leurs travaux l'utilisent pour faire le bilan des caractéristiques génériques de composition des mix actuels qu'ils observent actuellement à partir des émissions GES calculées, mais aussi pour prévoir les caractéristiques générales attendues après une transition énergétique pour atteindre une cible de réduction des émissions GES. Ce dernier constat justifie aussi l'utilité de la modélisation de la transition développée au Chapitre 4 qui pourrait être appliquée dans ce genre d'étude. Le modèle pourrait servir dans l'étude de scénarios optimaux pour l'atteinte de cibles de transition et apporter un nouvel éclairage sur la transition énergétique.

6.2. Perspectives

Les travaux présentés peuvent avoir plusieurs perspectives : la proposition de données génériques, l'intégration d'un indicateur d'inertie au changement et des systèmes décentralisés dans la méthode et enfin l'application de celle-ci à d'autres indicateurs d'impact issus de l'ACV et à d'autres inventaires.

6.2.1. Proposition de données générique

L'automatisation est le principal développement possible à court terme de la méthode afin d'en faciliter l'application. D'une part, elle permettrait au praticien de calculer plus rapidement ses données et s'avèrerait utile pour apporter des éléments nécessaires aux études de sensibilité à réaliser lors de la phase d'interprétation.

D'autre part, l'automatisation permettrait de construire des données d'inventaire électricité génériques telles que demandées par les praticiens d'ACV conséquentielle. En effet, l'étude présentée ici restreint l'analyse de l'évolution à douze pays, dont seulement trois connaissent une transition. Il faudrait en étudier un plus grand nombre afin d'observer d'autres cas de transitions. A partir de ces cas, une étude statistique révélant les moyens de production les plus souvent impliqués dans le changement serait conduite. Cette étude permettrait donc de quantifier de manière générique les moyens de productions impliqués dans la transition. Enfin, il faudrait appliquer ces données génériques à plusieurs cas d'ACV conséquentielle et mesurer, par étude de sensibilité, l'incertitude engendrée par leur utilisation.

6.2.2. Intégration d'un indicateur d'inertie au changement

Tout au long du manuscrit, la notion d'inertie au changement est abordée, mais aucun indicateur n'a été construit pour retranscrire cette notion dans la typologie ou dans le guide d'élaboration des inventaires électricité génériques. Cet indicateur d'inertie, révélateur de la propension d'un pays à effectuer un changement, devrait permettre de contraindre la méthode d'élaboration des inventaires en freinant ou privilégiant les transitions. Ce critère pourrait par exemple prendre en compte l'âge des moyens de production, les investissements prévus pour intégrer de nouvelles énergies au mix ou les investissements de R&D prévus pour créer de nouvelles technologies. Concrètement, plus un pays aurait un indicateur « inertie au changement » faible, plus le praticien sera orienté vers le chemin d'une transition.

6.2.3. Intégration des systèmes décentralisés dans les mix de production électrique

La méthode présentée ici se fonde uniquement sur l'observation de gros producteurs d'électricité, dont la production est principalement assurée par des moyens centralisés. Or, les évolutions envisagées dans la littérature, et déjà observables actuellement dans certains pays, soulignent l'importance croissante des moyens de production décentralisés dans les mix [13], [14]. Ainsi, il faudrait envisager l'intégration de cette vision décentralisée, via les « smart grids » dans les modèles présentés dans ces travaux [15]. Cette amélioration permettrait, de plus, d'adapter les réflexions sur les mix aux pays moins producteurs d'électricité qui se tournent vers ce type de moyens pour répondre à la croissance de demande dans les zones isolées, notamment en Afrique [16]. L'étude d'une production décentralisée sous-entend de prendre en compte les éléments concernant le réseau de transport d'électricité, comme présenté au Chapitre 2. En effet, l'impact du réseau est significatif [17], en raison des pertes lors du transport et des infrastructures qu'il faut construire.

6.2.4. Application de la méthode à d'autres indicateurs d'impact issus de l'ACV et à d'autres inventaires

La méthode présentée ici s'intéresse à un seul indicateur d'impact de l'ACV des moyens de production d'électricité, les émissions GES. L'ACV étant multicritère, la méthode proposée est suffisamment générique pour être appliquée à d'autres critères. Il faudrait donc examiner si la démarche proposée reste applicable.

La démarche abordée pour construire la méthode d'inventaire pour l'électricité est générique. Elle se compose de 4 étapes, i.e., étude des spécificités du produit, classement des différences observées suivant une typologie basée sur l'observation deux critères, analyse de l'évolution suivant le classement choisi et éventuellement modélisation de cette évolution. Elle pourrait donc être appliquée à d'autres inventaires afin de proposer des inventaires plus adaptés et des données génériques robustes.

L'utilisation de la méthode proposée dans ces travaux permettrait donc de rendre l'ACV conséquentielle plus accessible aux praticiens et donc de motiver son utilisation plus systématique pour l'étude des changements.

6.3. Bibliographie

- [1] T. Ekvall et B. P. Weidema, « System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis », *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 9, n° 3, p. 161-171, mai 2004.
- [2] B. P. Weidema, « Market information in life cycle assessment », Danish Environmental Protection Agency, Copenhagen, Environmental Project 863, 2003.
- [3] B. P. Weidema, « Market aspects in product life cycle inventory methodology », *J. Clean. Prod.*, vol. 1, n° 3-4, p. 161-166, 1993.
- [4] B. P. Weidema, N. Frees, et A.-M. Nielsen, « Marginal production technologies for life cycle inventories », *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 4, n° 1, p. 48-56, janv. 1999.
- [5] B. P. Weidema, T. Ekvall, et R. Heijungs, « Guidelines for application of deepened and broadened LCA, Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project », CALCAS, Project no.037075, juin 2009.
- [6] R. J. Plevin, M. A. Delucchi, et F. Creutzig, « Using Attributional Life Cycle Assessment to Estimate Climate Change Mitigation Benefits Misleads Policy Makers », *Yale Univ.*, vol. 00, n° 00, p. 1-11, 2013.
- [7] A. Kätelhön, A. Bardow, et S. Suh, « Stochastic Technology Choice Model for Consequential Life Cycle Assessment », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 50, n° 23, p. 12575-12583, déc. 2016.
- [8] B. V. Mathiesen, M. Münster, et T. Fruergaard, « Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments », *J. Clean. Prod.*, vol. 17, n° 15, p. 1331-1338, oct. 2009.
- [9] M. Jaccard, « Hybrid Energy-Economy Models and Endogenous Technological Change », *SpringerLink*, p. 81-109, 2005.
- [10] L. Bergman, « Chapter 24 CGE Modeling of Environmental Policy and Resource Management », in *Handbook of Environmental Economics*, vol. 3, Supplement C vol., K.-G. Mäler et J. R. Vincent, Éd. Elsevier, 2005, p. 1273-1306.
- [11] Tomorrow (<http://www.tmrow.com>), « Emissions CO2 de la consommation électrique en temps réel ». [En ligne]. Disponible sur: <http://electricitymap.tmrow.co>. [Consulté le: 07-nov-2017].
- [12] V. Rakotoson et J. P. Praene, « A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas territories », *J. Clean. Prod.*, sept. 2017.
- [13] E. Beeker, « Énergie centralisée ou décentralisée ? », *France Stratégie*, p. 4, janv. 2017.
- [14] C. Jones, P. Gilbert, M. Raugei, S. Mander, et E. Leccisi, « An approach to prospective consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation », *Energy Policy*, vol. 100, p. 350-358, janv. 2017.
- [15] CRE Commission de régulation de l'énergie, « Les étapes de l'intégration des EnR aux réseaux électriques ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=etapes-integration-enr>. [Consulté le: 13-nov-2017].
- [16] O. Rosnes et H. Vennemo, « The cost of providing electricity to Africa », *Energy Econ.*, vol. 34, n° 5, p. 1318-1328, sept. 2012.
- [17] R. Turconi, C. G. Simonsen, I. P. Byriel, et T. Astrup, « Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network », *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 19, n° 1, p. 100-108, janv. 2014.

ANNEXES

Annexes A

Annexe A.1 : Script et représentations graphiques des résultats de l'étude des liens statistiques entre émissions GES et éléments d'influence des mix

Exemple de scripts d'ACP sous R

```
#ACP des paramètres caractérisant un mix : production, PIB et superficie réalisée pour 94 pays
# On ferme les fenêtres graphiques
graphics.off()
# Chargement de la librairie "ade4" :
library(ade4)

#-----
# Import des données dans R
#-----
Row=read.table("Row_names.txt", header=TRUE, sep="")
head(Row)
Parameters=read.table("GES_economie.txt", header=TRUE, sep="")
rownames(Parameters)=Row[,1]
head(Parameters)

#-----
# Etude descriptive bivariee
#-----
# Matrice de variance :
round(var(Parameters),2)
# Matrice des corrélations :
round(cor(Parameters),2)
# Graphe des diagrammes de dispersions (ou nuages de points) :
x11()
plot(Parameters)

#-----
# ACP centrée-réduite de Parameters
#-----
Parameters.dudi.pca=dudi.pca(Parameters,center=TRUE,scale=TRUE,scannf=FALSE,nf=6)
Parameters.dudi.pca
# Graphe de l'éboulis des valeurs propres :
x11()
barplot(Parameters.dudi.pca$eig,xlab="Composante",ylab="Valeur propre",
names.arg=1:length(Parameters.dudi.pca$eig))
# Données centrées-réduites :
Parameters.dudi.pca$tab

#-----
# Inerties
#-----
Parameters.inertia.dudi<-inertia.dudi(Parameters.dudi.pca,row.inertia=T,col.inertia=T)
# Valeurs propres (différentes méthodes) :
Parameters.dudi.pca$eig
Parameters.inertia.dudi$TOT$inertia
# Valeurs propres en pourcentages de l'inertie totale (différentes
# méthodes) :
Parameters.dudi.pca$eig/sum(Parameters.dudi.pca$eig)*100
Parameters.inertia.dudi$TOT$ratio*100
# Inertie totale :
inertietotale<-sum(Parameters.dudi.pca$eig)
inertietotale
```

```

#-----
# Individus (pays)
#-----
# Coordonnées des individus (composantes principales) :
round(Parameters.dudi.pca$li,2)
# Vecteurs propres de l'espace des variables :
round(Parameters.dudi.pca$ci,2)
# Contributions relatives des individus aux axes (*10000), ou part d'inertie de l'axe expliquée par un individu :
Parameters.inertia.dudi$row.abs
# Visualisation des contributions relatives des individus aux axes principaux :
x11()
par(mfrow=c(2,1))
barplot(Parameters.inertia.dudi$row.abs[,1],las=2,main="Composante 1")
barplot(Parameters.inertia.dudi$row.abs[,2],las=2,main="Composante 2")
x11()
par(mfrow=c(2,1))
barplot(Parameters.inertia.dudi$row.abs[,3],las=2,main="Composante 3")
barplot(Parameters.inertia.dudi$row.abs[,4],las=2,main="Composante 4")
# Contributions relatives des axes aux individus (*10000),ou qualité de représentation (cosinus carré) d'un individu :
Parameters.inertia.dudi$col.rel
# Représentation des individus :
x11()
iden<-rownames(Parameters)
s.label(Parameters.dudi.pca$li,label=iden,sub="Parameters")

#-----
# Variables (économie)
#-----
# Vecteurs propres des lignes :
Parameters.dudi.pca$l1
# Coordonnées des variables :
Parameters.dudi.pca$co
# Contributions relatives des variables aux axes (*10000) :
Parameters.inertia.dudi$col.abs
# Visualisation des contributions relatives des variables aux axes principaux :
x11()
par(mfrow=c(2,1))
barplot(Parameters.inertia.dudi$col.abs[,1],las=2,main="Composante 1")
barplot(Parameters.inertia.dudi$col.abs[,2],las=2,main="Composante 2")
x11()
par(mfrow=c(2,1))
barplot(Parameters.inertia.dudi$col.abs[,3],las=2,main="Composante 3")
barplot(Parameters.inertia.dudi$col.abs[,4],las=2,main="Composante 4")
# Qualité de représentation des variables sur les axes :
Qualite<-Parameters.dudi.pca$co^2
round(Qualite*10000)
Parameters.inertia.dudi$col.rel
# Cercle des corrélations des variables :
x11()
s.corcircle(Parameters.dudi.pca$co,sub="Cercle des corrélations")

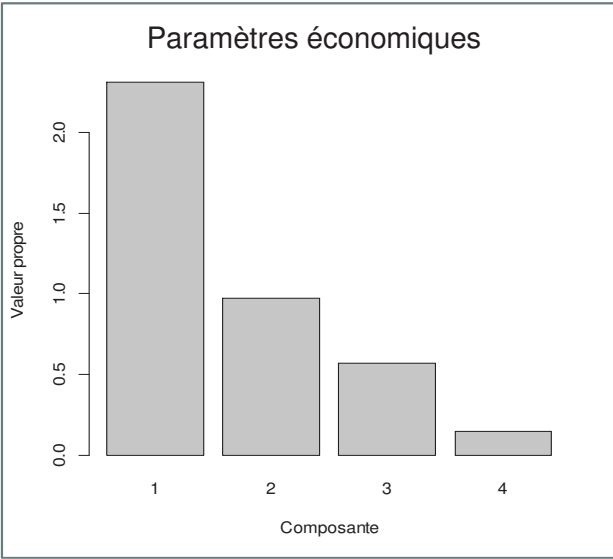
```

Données - individus

Tableau A.1 : Liste des pays, par ordre alphabétique, pris en compte dans l'ACP (2.2.4.1.)

Algeria	Denmark	Israel	Oman	Sweden
Argentina	Dominican Republic	Italy	Pakistan	Switzerland
Australia	Ecuador	Japan	Paraguay	Syria
Austria	Egypt	Jordan	Peru	Taiwan
Azerbaijan	Estonia	Kazakhstan	Philippines	Tajikistan
Bangladesh	Finland	Kuwait	Poland	Thailand
Barhain	France	Kyrgyzstan	Portugal	Tunisia
Belarus	Georgia	Lao	Qatar	Turkey
Belgium	Germany	Lebanon	Romania	UK
Bosnia and Herzegovina	Ghana	Lybia	Russia	Ukraine
Brazil	Greece	Malaysia	Saudi Arabia	United Arab Emirates
Bulgaria	Hong Kong	Mexico	Serbia	Uruguay
Canada	Hungary	Morocco	Singapore	USA
Chile	Iceland	Mozambique	Slovakia	Uzbekistan
China	India	Netherlands	Slovenia	Venezuela
Colombia	Indonesia	New Zealand	South Korea	Viet Nam
Croatia	Iran	Nigeria	South Africa	Zambia
Cuba	Iraq	Korea	Spain	
Czech Republic	Ireland	Norway	Sri Lanka	

Résultats des ACP



Paramètres de ressources

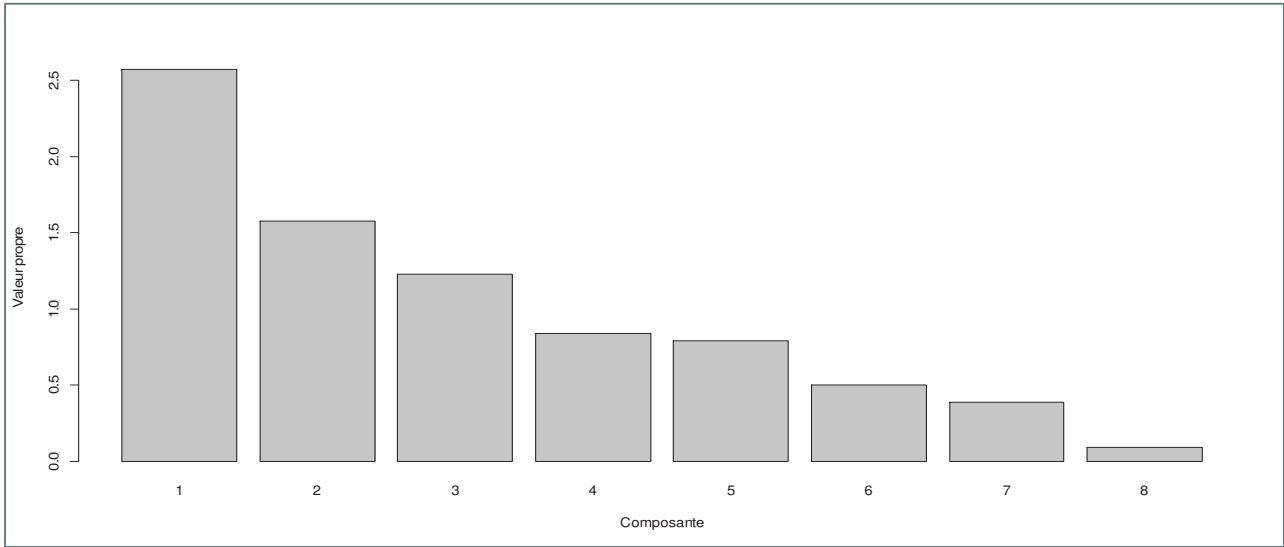


Figure A.1 : Inertie de l'ACP (éboulis des valeurs propres) pour paramètres économiques et de ressources.

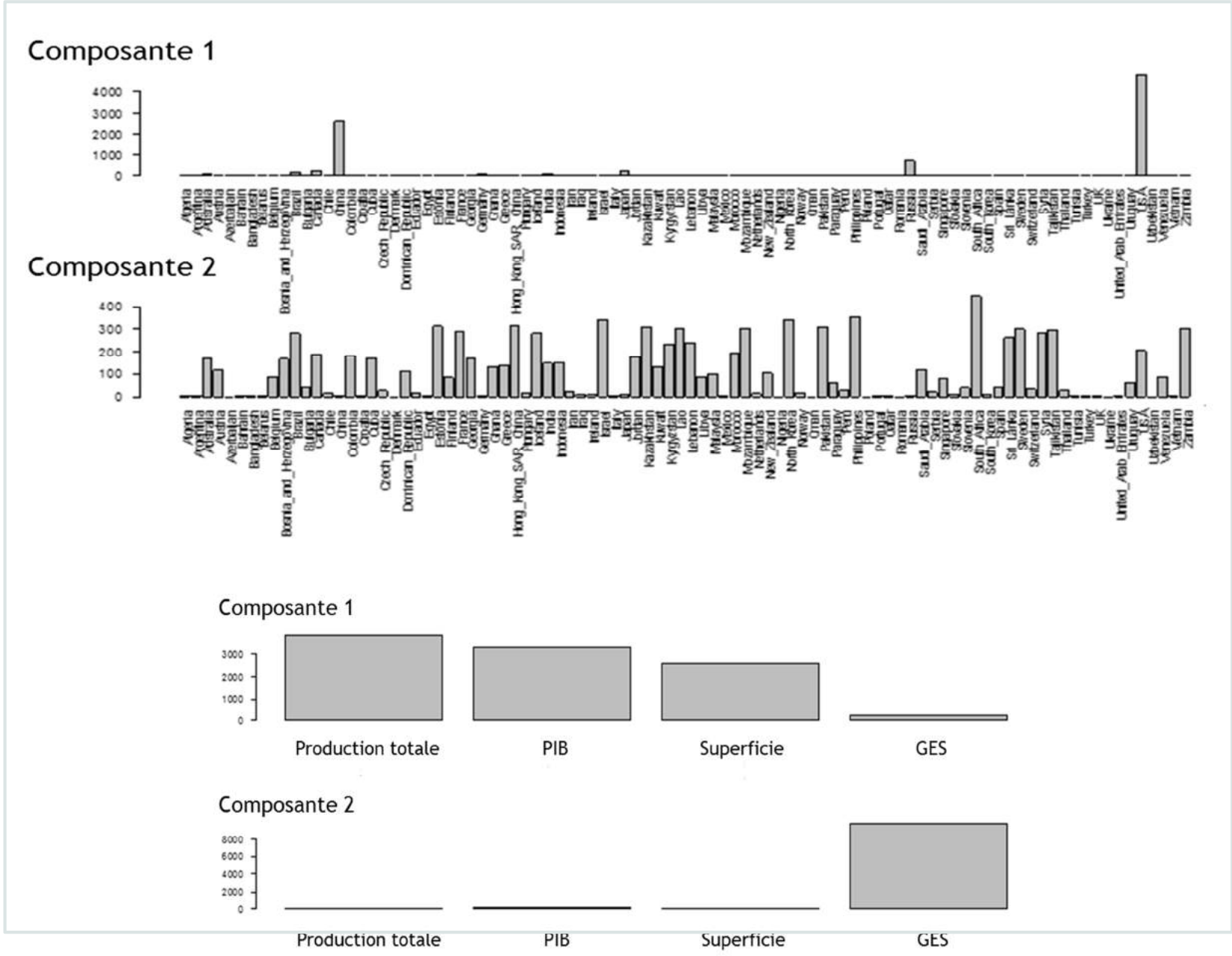


Figure A.2 : Contribution des pays (individus) et des variables économiques aux composantes principales.

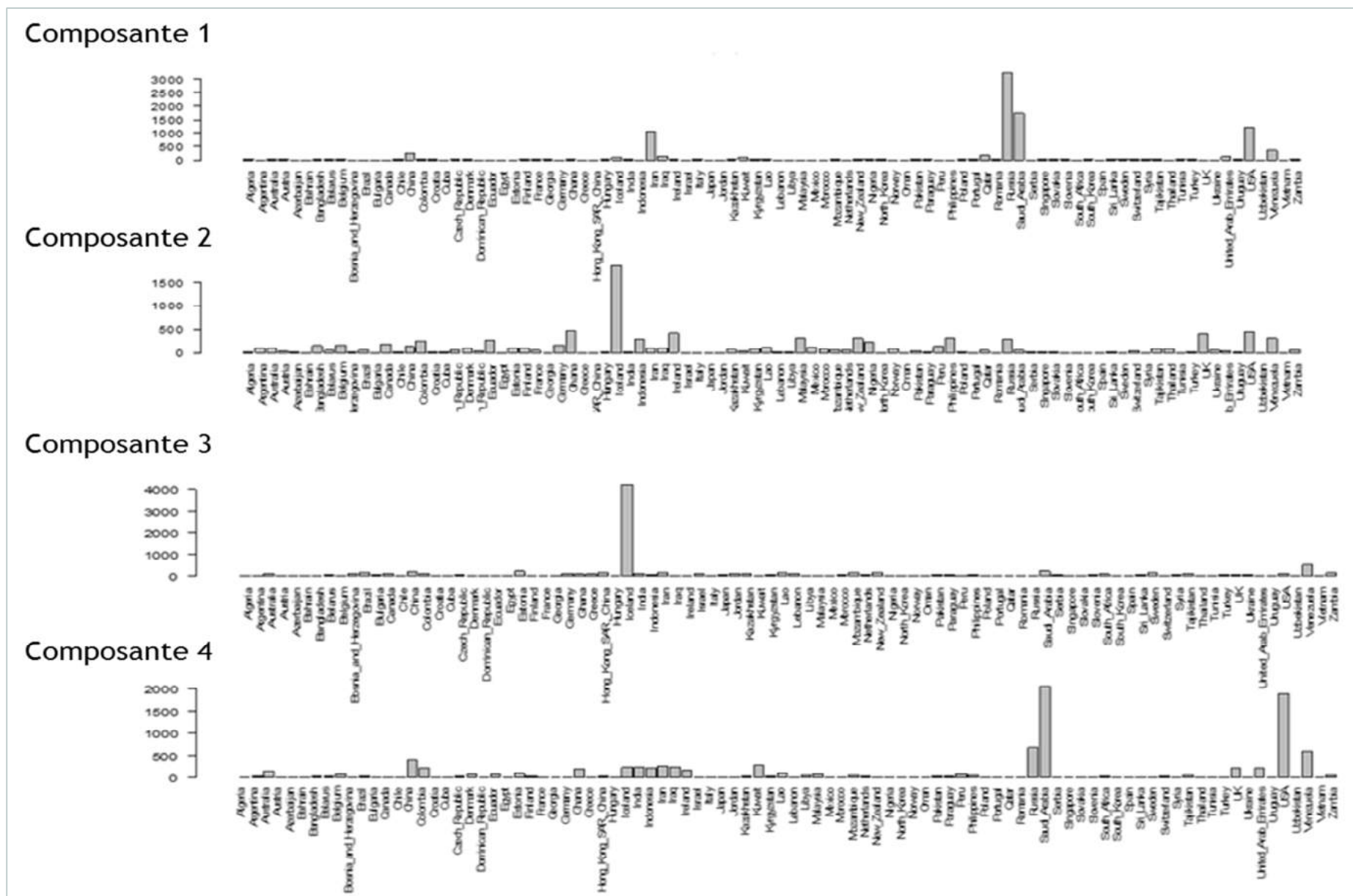


Figure A.3 : Contribution des pays (individus) aux composantes principales dans l'étude des ressources.

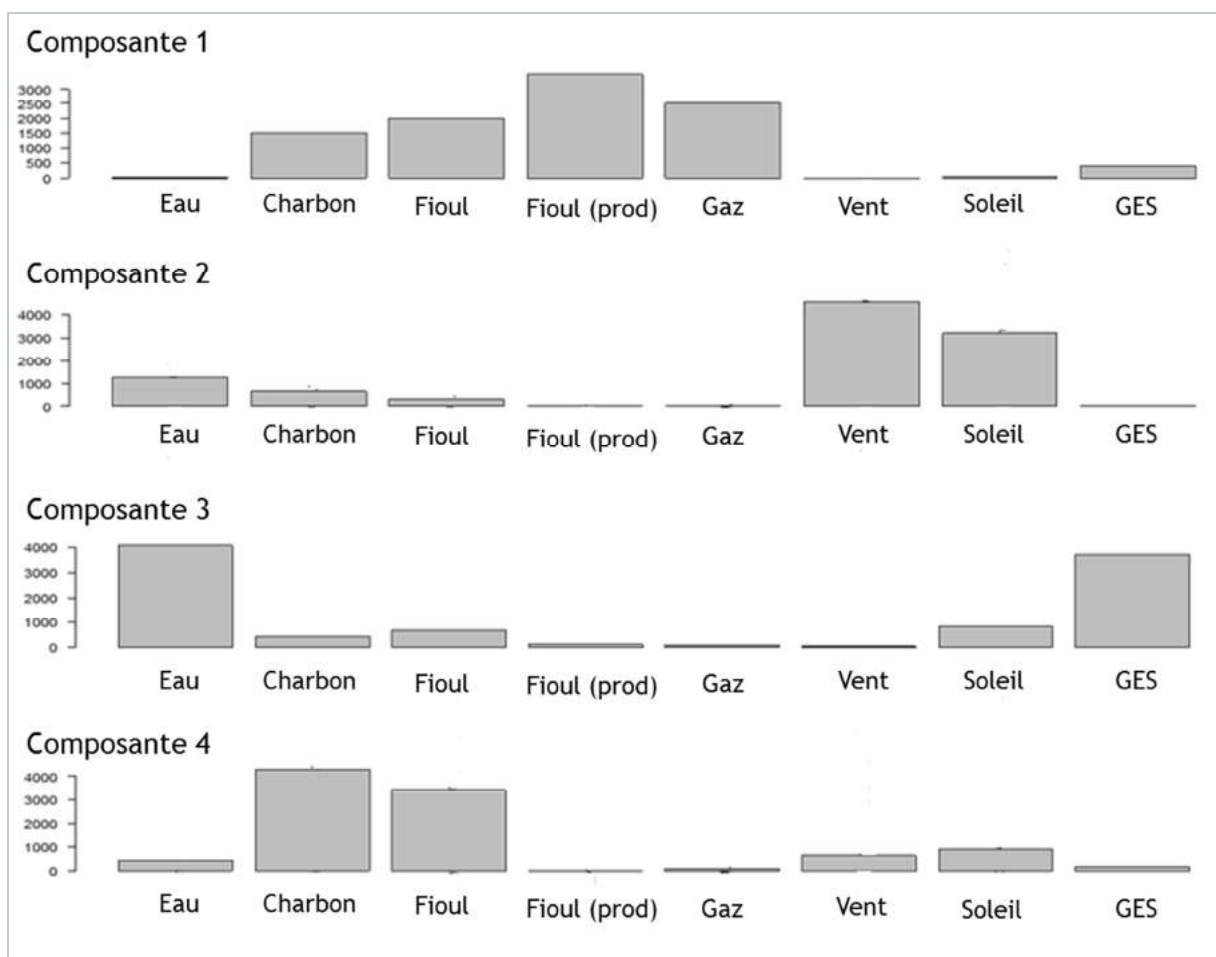
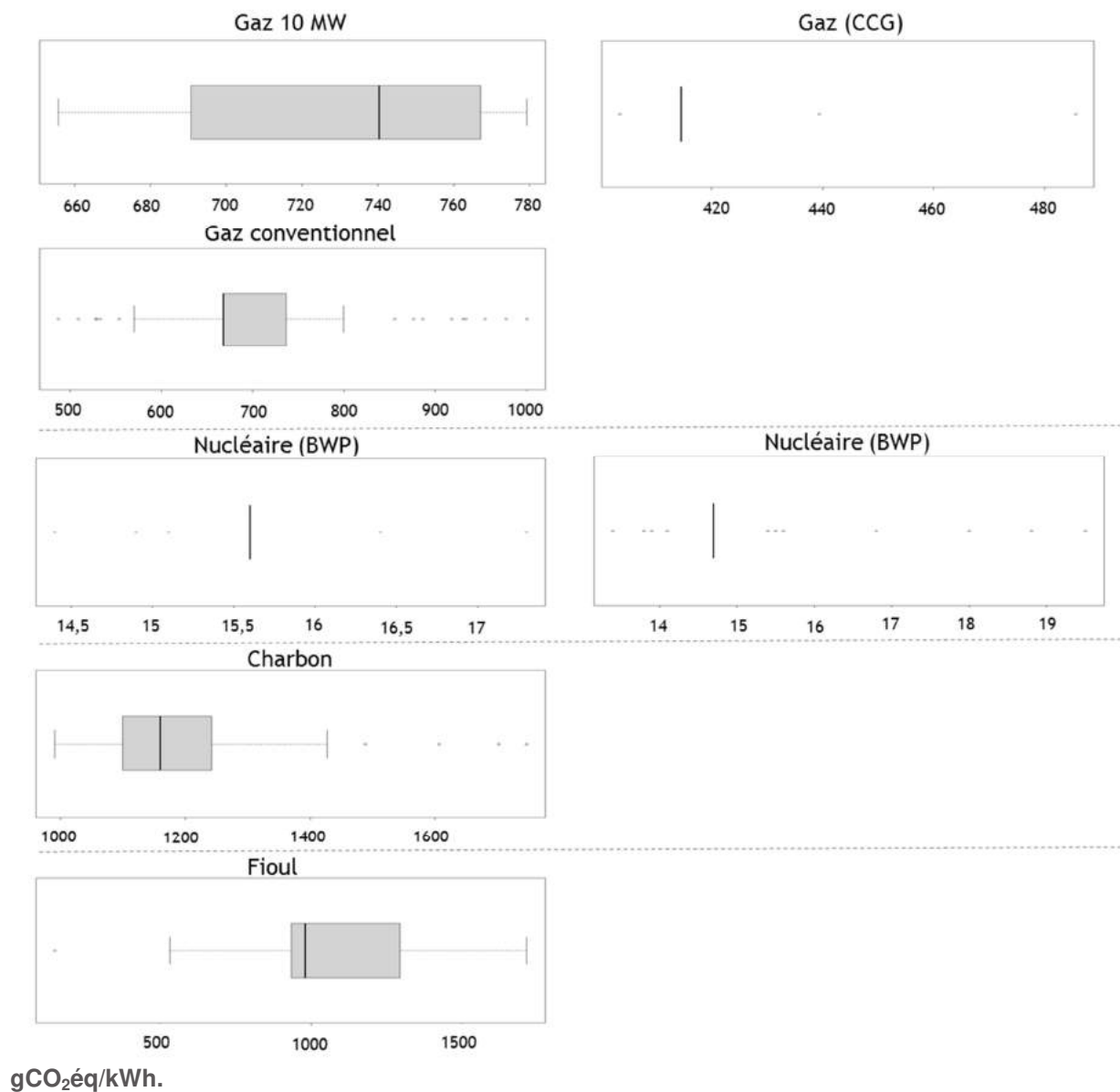


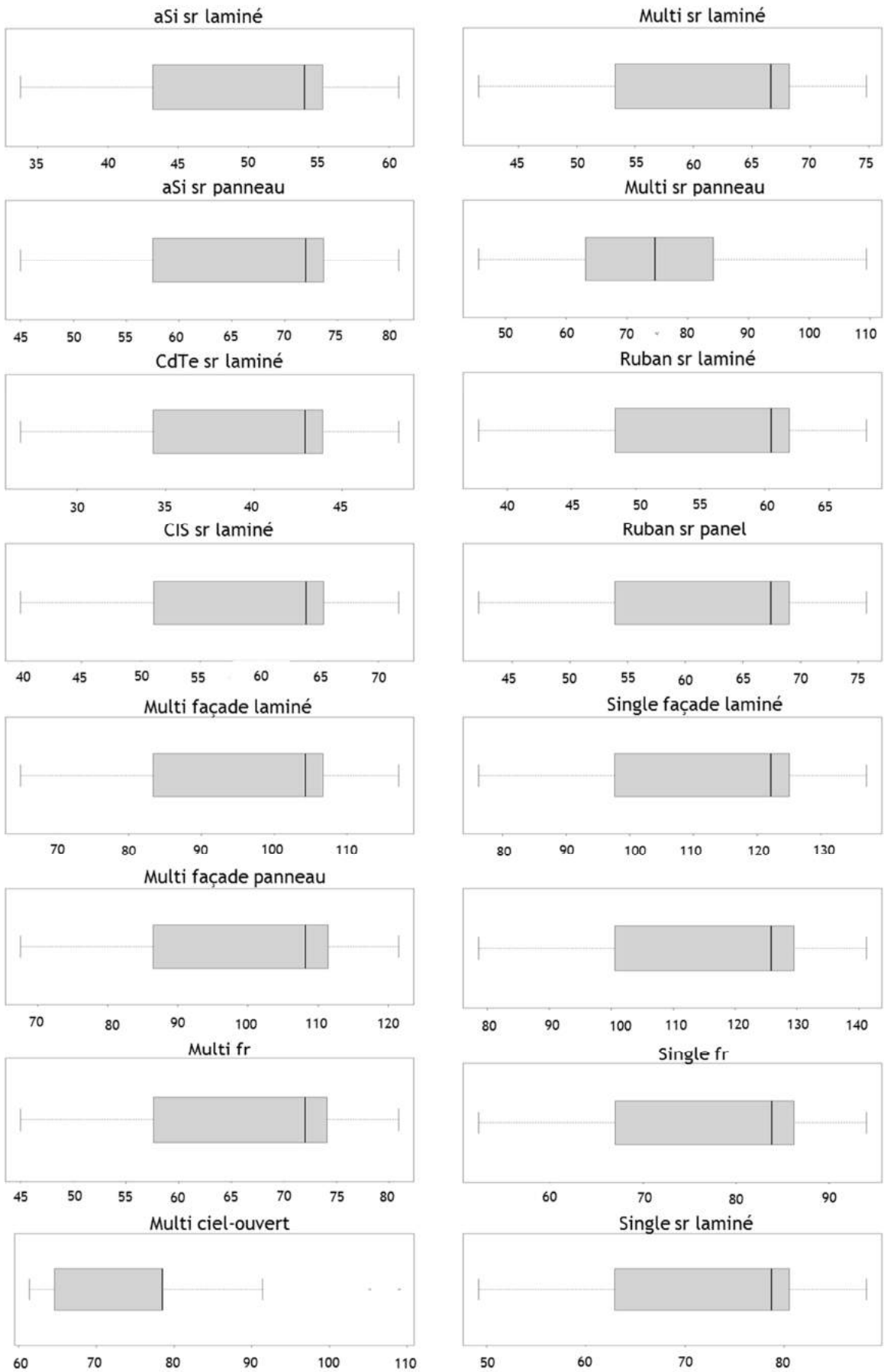
Figure A.4 : Contribution des variables de ressources aux composantes principales.

Annexe A.2 : Représentation graphique des données issues des calculs de potentiel de réchauffement global pour chaque type de production d'électricité pour chaque pays disponible dans la base de données ecoinvent.

Figure A.5 : Boîtes à moustaches des données électricité dans ecoinvent. Les résultats sont en



Photovoltaïque



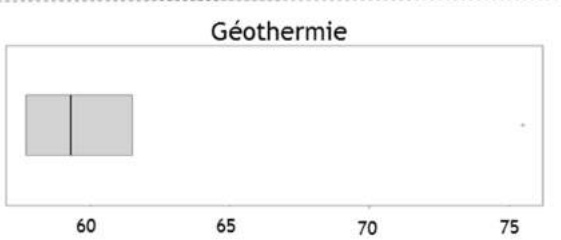
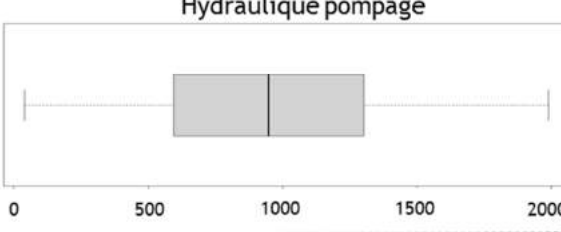
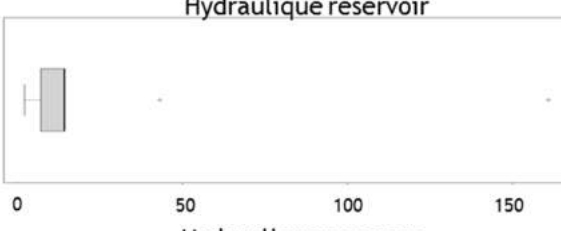
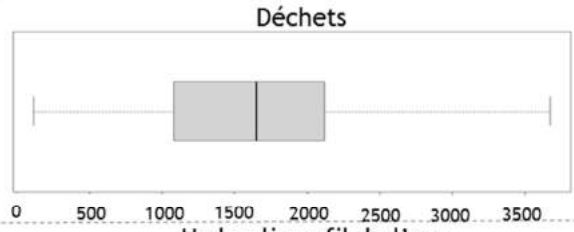
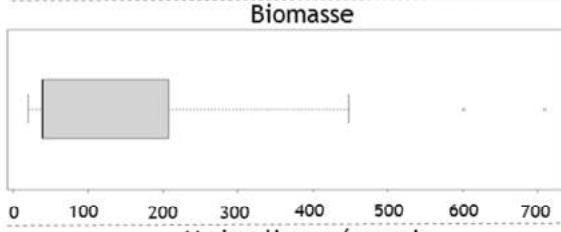
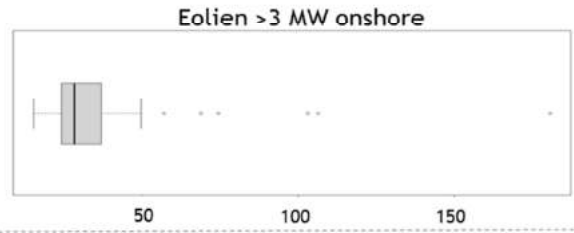
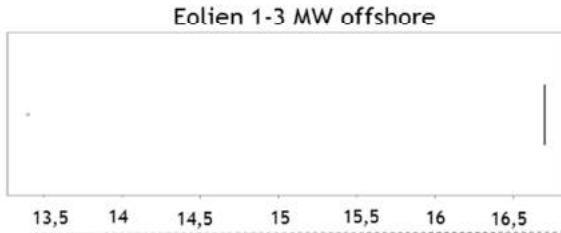
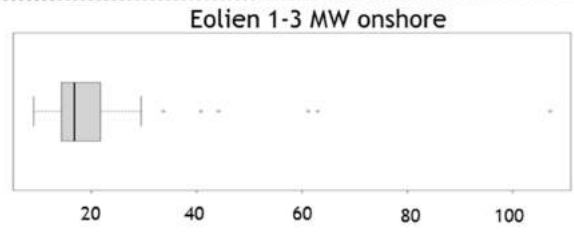
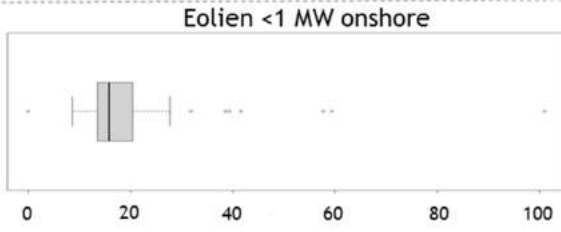
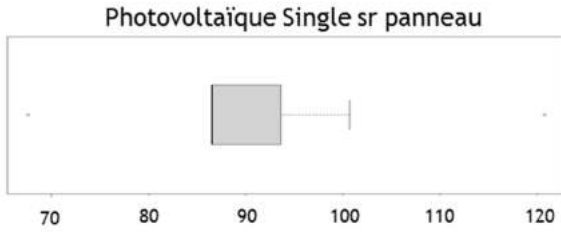


Tableau A.2 : Incertitude des valeurs médianes, calculées à partir de la méthode développée en 2.2.3.3.

Technology	Valeur	Moyenn e gCO ₂ eq	Médiane gCO ₂ eq	SD gCO ₂ eq	CV (Coefficient de Variation)	2,5%	97,5 %	Erreur type de la moyenne
Co-generation wood chips AU	39	39	39	5	12%	31	49	3,7
Treatment coal gas PL	1649	1650	1610	258	16%	1280	2310	5,0
coal ES	1158	1170	1150	197	17%	836	1610	5,3
gas (natural, 10MW) RoW	726	755	737	128	17%	546	1050	5,4
gas (natural, 10MW) CH	755	723	717	119	16%	517	1000	5,2
gas (natural, CCPP) IN	414	415	414	24	6%	368	463	1,9
gas (natural, conventional) IN	668	668	668	26	4%	619	723	1,3
geothermal JP	58	60	52	30	51%	20	133	16,0
hydro pump storage CA-AB	944	950	931	212	22%	614	1440	7,1
hydro pump storage JP	953	939	905	261	28%	537	1590	8,8
hydro reservoir (alpine) FR	7	7	7	1	21%	5	10	6,7
hydro ror FR	4	4	4	1	29%	2	7	9,2
nuclear PWR GB	15	15	14	3	17%	10	21	5,5
nuclear BWR CH	15	16	16	1	7%	13	18	2,2
oil HR	980	981	964	170	17%	690	1380	5,5
oil ES	988	989	974	168	17%	719	1380	5,4
PV 3kWp (single, sr, panel) CA-ON	86	89	76	54	61%	25	232	19,2
PV 3kWp (single, sr, laminated) TW	79	79	78	10	13%	61	101	4,1
PV 3kWp (single, fr) TW	84	84	83	11	13%	66	108	4,1
PV 3kWp (single, facade, panel) TW	126	126	125	16	13%	96	158	4,0
PV 3kWp (single, facade, laminated) TW	122,1	122	121	16	13%	94	158	4,2
PV 3kWp (ribbon, sr, panel) TW	67	67	67	8	13%	53	86	4,0
PV 3kWp (ribbon, sr, laminated) TW	60	61	60	8	13%	47	78	4,1
PV 3kWp (multi, sr, panel) CA-QC	75	74	64	41	56%	22	182	17,8
PV 3kWp (multi, sr, laminated) TW	67	66	66	9	13%	51	84	4,1
PV 3kWp (multi, fr) TW	72	50	49	7	13%	39	65	4,2
PV 3kWp (multi, facade, panel) TW	108	108	107	14	13%	83	137	4,1
PV 3kWp (multi, facade, laminated) TW	104	72	72	9	13%	56	93	4,1
PV 3kWp (CIS, sr, panel) TW	64	64	63	8	12%	49	80	3,9
PV 3kWp (CdTe, sr, laminated) TW	43	43	43	5	13%	33	54	4,0
PV 3kWp (a-Si, sr, panel) TW	72	50	50	7	13%	38	63	4,2
PV 3kWp (a-Si, sr, laminated) TW	54	38	37	5	13%	29	48	4,0
PV 570kWp (multi, og) KR	86	86	24	11	13%	19	110	4,0
PV 570kWp (multi, og) FR	86	86	11	11	12%	10	108	3,9
wind 1-3MW onshore RoW	16	16	14	8	52%	0,3	38	16,3
wind 1-3MW offshore GB	17	17	17	2	9%	14	20	3,0
wind >3MW onshore ES	28	28	25	13	47%	11	61	14,7
wind <1MW onshore ES	15	15	15	1	3%	14	16	1,0

Annexe A.3 : Communication des résultats concernant les paramètres structurant un mix électrique

Poster, The 7th international conference on Life Cycle Management, Bordeaux, 2015:

Key drivers of a common dynamic vision of electricity production mix using IPCC 2007 GWP 100a indicator; Anne-Sophie Herbert, Catherine Azzaro-Pantel, Denis Le Boulch; Poster T-340 – 45; The 7th international conference on Life Cycle Management program p.113.

Annexes B

Annexe B.1 : Pays sélectionnées pour établir la typologie et résultats associés

Pays	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)	Production totale 2012 (TWh)	Groupe typologie	Pays (en anglais)	Emissions GES (gCO ₂ éq/kWh)	Production totale 2012 (TWh)	Groupe typologie
Algeria	486	54	3	Estonia	843	12	4
Argentina	406	127	3	Finland	206	68	2
Australia	793	240	4	France	75	533	2
Austria	168	66	2	Georgia	104	10	2
Azerbaijan	432	19	3	Germany	539	579	3
Bangladesh	479	13	3	Ghana	144	11	2
Barhain	469	51	3	Greece	708	55	4
Belarus	469	28	3	Hong Kong	849	36	4
Belgium	202	75	2	Hungary	322	33	3
Bosnia and Herzegovina	729	14	4	Iceland	16	17	1
Brazil	97	536	2	India	783	931	4
Bulgaria	571	45	3	Indonesia	736	189	4
Canada	182	646	2	Iran	546	238	3
Chile	518	64	3	Iraq	491	57	3
China	760	4724	4	Ireland	500	26	3
Colombia	107	58	2	Israel	869	57	4
Croatia	379	10	3	Italy	420	288	3
Cuba	735	17	4	Japan	613	966	4
Czech Republic	552	82	3	Jordan	736	16	4
Denmark	413	30	3	Kazakhstan	859	85	4
Dominican Republic	677	14	4	Kuwait	699	57	4
Ecuador	318	22	3	Kyrgyzstan	52	15	2
Egypt	480	153	3	Lao	4	11	1

Pays	Emissions GES (gCO2éq/kWh)	Production totale 2012 (TWh)	Groupe typologie	Pays (en anglais)	Emissions GES (gCO2éq/kWh)	Production totale 2012 (TWh)	Groupe typologie
Lebanon	792	16	4	Slovakia	208	27	2
Lybia	655	28	4	Slovenia	349	15	3
Malaysia	668	120	4	South Africa	569	239	3
Mexico	521	278	3	Spain	357	278	3
Morocco	758	26	4	Sri Lanka	611	11	4
Mozambique	4	18	1	Sweden	30	163	1
Netherlands	527	97	3	Switzerland	16	67	1
New Zealand	180	43	2	Syria	571	39	3
Nigeria	420	26	3	Taiwan	15	50	1
Norway	13	146	3	Tajikistan	4	16	1
Oman	536	23	1	Thailand	557	155	3
Pakistan	416	87	3	Tunisia	462	16	3
Paraguay	4	60	3	Turkey	490	228	3
Peru	231	39	1	United Kingdom	538	341	3
Philippines	551	69	2	Ukraine	436	187	3
Poland	877	151	3	United Arab Emirates	475	108	3
Portugal	428	45	4	Uruguay	230	10	2
Qatar	469	29	3	USA	530	4057	3
Romania	475	57	3	Uzbekistan	402	50	3
Russia	409	1003	3	Venezuela	203	118	2
Saudi Arabia	610	237	3	Viet Nam	389	128	3
Serbia	704	32	4	Zambia	4	12	1
Singapore	526	45	4				

Annexe B.2 : Imports nets en TWh pour les pays sélectionnés pour établir la typologie de 2009 à 2012 – source EIA (eia.gov)

Un résultat négatif correspond à un export et un résultat positif à un import.

Pays	2009	2010	2011	2012	Pays	2009	2010	2011	2012	2012
Algeria	0,0	-0,1	-0,1	0,0	Estonia	0,1	-3,3	-3,6	-2,2	0,4
Argentina	6,2	8,6	9,7	7,6	Finland	12,1	10,5	13,9	17,4	-0,9
Australia	0,0	0,0	0,0	0,0	France	-25,9	-30,7	-56,4	-44,5	-5,0
Austria	0,8	2,3	8,2	2,8	Georgia	-0,5	-1,3	-0,5	0,1	-11,2
Azerbaijan	-0,3	-0,4	-0,7	-0,5	Germany	-12,3	-15,0	-3,8	-20,5	0,0
Bangladesh	0,2	0,2	0,1	-0,2	Ghana	-0,6	-0,9	-0,6	-0,5	-19,6
Barhain	0,0	0,0	0,0	0,0	Greece	4,4	5,7	3,2	1,8	-2,2
Belarus	4,5	2,7	5,6	7,6	Hong Kong	7,9	8,4	8,4	10,0	1,2
Belgium	-1,8	0,6	2,5	9,9	Hungary	5,5	5,2	6,6	8,0	0,0
Bosnia and Herzegovina	-3,0	-3,8	-1,5	0,0	Iceland	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7
Brazil	40,0	34,6	35,9	40,3	India	5,3	5,5	5,1	4,8	9,0
Bulgaria	-5,1	-8,4	-10,7	-8,3	Indonesia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canada	-33,4	-25,3	-36,7	-46,6	Iran	-4,1	-3,7	-5,0	-7,1	4,3
Chile	1,3	1,0	0,7	0,0	Iraq	5,6	6,2	7,3	8,2	12,0
China	-11,4	-13,5	-12,8	-10,8	Ireland	0,8	0,5	0,5	0,4	-5,9
Colombia	-1,1	-0,8	-1,5	-0,7	Israel	-3,8	-4,0	-4,2	-4,4	0,0
Croatia	5,1	4,1	7,4	11,5	Italy	45,0	44,2	45,7	43,1	0,5
Cuba	0,0	0,0	0,0	0,0	Japan	0,0	0,0	0,0	0,0	47,3
Czech Republic	-13,6	-14,9	-17,0	-17,1	Jordan	0,2	0,6	1,7	0,7	-0,1
Denmark	0,3	-1,1	1,3	5,2	Kazakhstan	-0,7	1,2	0,8	1,3	-0,2
Dominican Republic	0,0	0,0	0,0	0,0	Kuwait	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
Ecuador	1,1	0,9	1,3	0,2	Kyrgyzstan	-1,2	-1,7	-2,7	-1,7	-0,6
Egypt	-0,9	-1,4	-1,6	-1,4	Lao	-1,1	-5,1	-9,0	-8,4	

Pays	2009	2010	2011	2012	Pays	2009	2010	2011
Lebanon	1,2	1,2	0,8	0,3	Slovakia	1,3	1,0	0,7
Lybia	0,0	-0,1	-0,1	0,0	Slovenia	-3,1	-2,1	-1,3
Malaysia	-0,1	-0,2	0,4	0,1	South Africa	-1,8	-2,5	-3,1
Mexico	-0,7	-0,7	-0,6	-0,7	Spain	-8,1	-8,3	-6,1
Morocco	4,6	3,9	4,6	4,8	Sri Lanka	0,0	0,0	0,0
Mozambique	-5,1	-3,5	-3,4	-1,5	Sweden	4,7	2,1	-7,2
Netherlands	4,9	2,8	9,1	17,1	Switzerland	-2,2	0,5	2,6
New Zealand	0,0	0,0	0,0	0,0	Syria	-0,1	-0,4	0,3
Nigeria	0,0	0,0	0,0	0,0	Taiwan	0,0	0,0	0,0
Norway	-9,0	7,5	-3,1	-17,8	Tajikistan	0,1	0,1	0,0
Oman	0,0	0,0	0,0	0,0	Thailand	1,1	6,0	9,7
Pakistan	0,2	0,3	0,3	0,4	Tunisia	0,0	0,0	0,0
Paraguay	-45,0	-43,4	-46,1	-47,7	Turkey	-0,7	-0,8	0,9
Peru	-0,1	-0,1	0,0	0,0	United Kingdom	2,9	2,7	6,2
Philippines	0,0	0,0	0,0	0,0	Ukraine	-5,4	-4,1	-6,3
Poland	-2,2	-1,4	-5,2	-2,8	United Arab Emirates	0,0	0,0	0,0
Portugal	4,8	2,6	2,8	7,9	Uruguay	1,2	-0,3	0,5
Qatar	0,0	0,0	0,0	0,0	USA	34,1	26,0	37,3
Romania	-2,3	-2,3	-1,9	-2,8	Uzbekistan	-0,1	-0,1	-0,1
Russia	-14,9	-17,4	-22,6	-16,5	Venezuela	-0,4	-0,4	-0,5
Saudi Arabia	0,0	0,0	0,0	0,0	Viet Nam	3,7	4,6	1,8
Serbia	-1,4	-0,3	-0,3	0,4	Zambia	-0,6	-0,6	-0,6
Singapore	0,0	0,0	0,0	0,0				

Annexe B.3 : Communication des résultats sur la typologie

Communication orale dans un congrès, SETAC Europe 26th Annual Meeting, Nantes, 2016 :

Typology of mixes for world electricity production inventory for Consequential LCA ; Anne-Sophie Herbert, Catherine Azzaro-Pantel, Denis Le Boulch; SETAC Europe 26th Annual Meeting Abstract Book, Abstract 157, p38.

Article dans une revue :

A typology for world electricity mix: Application for inventories in Consequential LCA (CLCA); Anne-Sophie Herbert, Catherine Azzaro-Pantel, Denis Le Boulch; Sustainable Production and Consumption, Volume 8, Pages 93-107, octobre 2016.

Contents lists available at [ScienceDirect](http://www.sciencedirect.com)

Sustainable Production and Consumption

journal homepage: www.elsevier.com/locate/spc

IChemE

A typology for world electricity mix: Application for inventories in Consequential LCA (CLCA)

Anne-Sophie Herbert^{a,b,*}, Catherine Azzaro-Pantel^a, Denis Le Boulch^b

^a Laboratoire de Génie Chimique, Université de Toulouse, CNRS, INP ENSIACET, UPS, U.M.R. 5503, 4 allée Emile Monso, 31432 Toulouse Cedex 4, France

^b EDF R&D, Département EPI, Groupe E22, Renardières Ecuelles, avenue des Renardières, 77250 Orvanne, France

ABSTRACT

Over the past two decades, the integration of environmental concerns into decision making has been gaining prominence both at national and global levels. Sustainable development now factors into policy design as well as industrial technological choices. For this purpose, Life Cycle Assessment (LCA) – which evaluates environmental impacts of products, processes and services through their complete life cycle – is considered a crucial tool to support the integration of environmental sustainability into decision making. In particular, Consequential LCA (CLCA) has emerged as an approach to assess consequences of change, considering both direct and indirect impacts of changes. Currently, no long-term datasets of Consequential Life Cycle Inventories (CLCI) are available, particularly in the case of electricity production mixes. A first and fundamental step to begin filling this gap is to make available data on national level greenhouse gas emissions from electricity and create a typology of electricity production mixes to support policy making. The proposed typology is based on the analysis of the composition of electricity production mixes of 91 countries producing more than 10 TWh in 2012, on the one hand, and of their calculated greenhouse gas (GHG) emissions (in gCO₂eq/kWh) from LCA using IPCC 2013 data, on the other hand. All types of primary energy resources are considered, and some are grouped according to similarities in their emissions intensities. Using graphical observations of these two characteristics and a boundary definition, we create a 4-group typology for GHG emissions per kWh, i.e., very low (0–37 gCO₂eq/kWh), low (37–300 gCO₂eq/kWh), mean (300–600 gCO₂eq/kWh) and high (>600 gCO₂eq/kWh). The typology is based on the general characteristics of the electric power generation fleet, corresponding respectively to power systems heavy on hydraulic and/or nuclear power with the remainder of the fleet dominated by renewables; hydraulic and/or nuclear power combined with a diversified mix; gas with a diversified mix; coal, oil and predominantly fossils. This typology describes the general tendencies of the electricity mix and, over time, it can help point to ways in which countries can transition between groups. Further steps should be devoted to the development of indicators taking into account grid interconnection, energy sector resilience in the quest for a mix optimum.

Keywords: Electricity production mix; Life Cycle Assessment; Consequential Life Cycle Inventory; Greenhouse gas emissions; Energy transition

© 2016 Institution of Chemical Engineers. Published by Elsevier B.V. All rights reserved.

Abbreviations: ALCA, Attributional Life Cycle Assessment; CLCA, Consequential Life Cycle Assessment; CLCI, Consequential Life Cycle Inventory; FU, Functional Unit; GHG, Greenhouse gas; GR, Group; GWP, Global Warming Potential; LCA, Life Cycle Assessment; LCIA, Life Cycle Impact Assessment.

* Corresponding author at: EDF R&D, Département EPI, Groupe E22, Renardières Ecuelles, avenue des Renardières, 77250 Orvanne, France.

E-mail addresses: anne-sophie.herbert@edf.fr (A.-S. Herbert), catherine.azzaropantel@ensiacet.fr (C. Azzaro-Pantel), denis.le-boulch@edf.fr (D. Le Boulch).

Received 31 March 2016; Received in revised form 2 September 2016; Accepted 8 September 2016; Published online 17 September 2016.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.spc.2016.09.002>

2352-5509/© 2016 Institution of Chemical Engineers. Published by Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

The growing concern regarding climate change from greenhouse gas (GHG) emissions, 60% of which are generated by the energy sector (OECD/IEA, 2014), is receiving a lot of attention. More than ever, the strong relation between the development of the energy sector and our planet's environment and climate requires a fuller understanding of the relations between energy and environmental and climate policies. Recent world events, such as the Conference Of Parties 21 in Paris, brought lots of expectations of institutional and governmental agreements (Hopwood, 2015). Decisions have then been made by all world countries concerning actions about climate change, especially those related to energy production (United Nations, 2016), and countries have pledged commitment to achieve their energy transition. An energy transition is viewed here as a fundamental structural change in the energy sector of a certain country. Several items can be highlighted such as the increasing contribution of renewable energies and the promotion of energy efficiency. Those transitions could thus take different pathways (Geels and Schot, 2007) and should help to change paradigm from emitting energy production mixes to more virtuous ones. Careful attention needs to be paid to the specific area of electricity production in energy transition. In fact, electricity production worldwide is diverse and complex, and specific literature has been reported about this concern in different countries, such as Germany or France (Strunz, 2014; Verbong and Geels, 2007, 2010; Percebois, 2012; Alazard-Toux et al., 2013). This concept of diversity in the energy portfolio as applied to electricity generation is attractive for diverse reasons: having a range of energy options increases grid stability, reduces consumers exposure to price spikes in any energy source, and creates the choosing policy options for energy and environmental and climate policies. In that context, electricity production has to be seen not as juxtaposed production means, but as a single mix for each country (or area) which revolves around static drivers (Herbert et al., 2015). This transition towards decarbonized energy systems involves mix disruptions that can occur through major changes (for example energy and environmental policies, new types of power plants).

Several methods and tools are available to assess environmental impacts and can help for decision support. Finnveden and Moberg (2005) listed an overview of those numerous tools, such as Ecological Footprint (EF), Environmental Impact Assessment (EIA), Material Flow Analysis (MFA), Life Cycle Assessment (LCA). It must be yet emphasized that the choice of the tool largely depends on the decision level. For example, at policy level, methods such as EIA are particularly adequate for assessing environmental impacts of projects and use of natural resources. LCA is viewed as a mature, systems-oriented and analytical tool assessing potential impacts of products or services using a life cycle perspective. This study is focused on the impacts of electricity generation and, in that context, the LCA methodology is particularly relevant (Finnveden and Moberg, 2005). In LCA, the assessment of environment impacts is normalized by ISO 14040-44 (Comité Technique, 2006a; Comité technique, 2006b) following a four-step iterative process: goal and scope definition, Life Cycle Inventory (LCI), impact assessment (LCIA) and interpretation. By definition, LCA is a multicriteria-oriented analysis and gives the opportunity to assess a wide range of indicators, such as Global Warming Potential (GWP), acidification, eutrophication

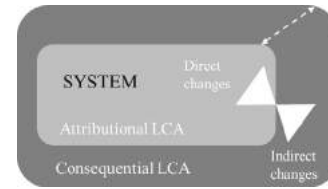


Fig. 1 – Boundaries of Attributional and Consequential LCA. Rectangles in light and dark grey represent the system boundaries respectively in Attributional and Consequential LCA. The boundaries of system expansion are represented by the white arrow. The Functional Unit (FU) is represented by white triangles. FU is defined according to ISO 14040 standards (Comité Technique, 2006a) as the quantified performance of a product system for use as a reference unit. In Attributional LCA, FU represents a portion of inventory and only direct changes, while either direct or indirect consequences due to FU are taken into account in Consequential LCA.

and land-use (Hauschild et al., 2013). A large amount of LCA works have been conducted concerning electricity production (Curran et al., 2001, 2005; Davidsson et al., 2012; Gagnon et al., 2002; Hawkes, 2010; Mallia and Lewis, 2013; May and Brennan, 2003; Treyer and Bauer, 2013, 2014; Turconi et al., 2013).

Furthermore, LCA is in constant methodological development. Over the past two decades, Consequential LCA (CLCA) (Weidema, 1993; Earles and Halog, 2011; Guiton and Benetto, 2013) has emerged as a modelling approach to assess consequences of changes (Ekvall, 2002). CLCA as a macro-systemic approach differs from classical Attributional LCA (ALCA) which is generally applied at a micro-system level (Guiton and Benetto, 2013). The main differences in both LCA approaches refer to goal and scope as well as inventory steps. Weidema et al. (1999) showed that Consequential modelling implies changes from Attributional in unitary processes interactions to expand the system, so that both direct and indirect impacts have to be considered, which is not the case in ALCA. CLCA has been discussed since the nineties (Weidema, 1993; Weidema et al., 1999) but its development is more recent. Indeed, Zamagni et al. (2012) emphasized the evolution of this method with an increasing number of publications devoted to “Consequential” and “LCA” as keywords, highlighting the growing interest of LCA practitioners for assessing the consequences of change in addition to product Attributional assessments.

Inventory in CLCA yet requires specific inventory data, especially to assess indirect changes (Ekvall, 2002; Weidema et al., 1999). The quality of inventory data is crucial for a reliable assessment: variability in Consequential Life Cycle Inventory (CLCI) may lead to uncertain LCIA results and may hamper the development of CLCA. Several methodologies using economic models to evaluate those data are available in the reported literature (Weidema et al., 1999). As CLCA includes all processes (direct and indirect) affected by change, some processes or energy fluxes remain in most studies (Guiton and Benetto, 2013; Weidema et al., 2009). Fig. 1 illustrates the main differences between Attributional and Consequential assessment mainly affecting system boundaries and direct/indirect changes.

Electricity, as a major energy provider for processes (Fernandez Astudillo et al., 2015), is intrinsically often taken into account in system expansion with indirectly affected processes. But, in some cases, the lack of data concerning electricity makes practitioners exclude electricity change

Table 1 – Selected countries for typology design. Each country is selected from its total production in 2012 superior to 10 TWh (The Shift Project, 2015).

Africa	Asia		Middle East	Europe		America	Oceania
Algeria	Azerbaijan	Kyrgyzstan	Bahrain	Austria	Iceland	Argentina	Australia
Egypt	Bangladesh	Lao	Iran	Belarus	Ireland	Brazil	New Zealand
Ghana	India	Malaysia	Iraq	Belgium	Italy	Canada	
Morocco	Indonesia	Sri Lanka	Israel	Bulgaria	Netherlands	Chile	
Mozambique	Pakistan	Taiwan	Oman	Croatia	Norway	Colombia	
Nigeria	Philippines	Tajikistan	Qatar	Denmark	Poland	Cuba	
South Africa	Singapore	Thailand	Saudi Arabia	Estonia	Portugal	Ecuador	
Zambia	Japan	Uzbekistan	Jordan	Finland	Romania	Mexico	
Tunisia	Kazakhstan	Viet Nam	Kuwait	France	Russia	Paraguay	
	Hong Kong	China	Lebanon	Georgia	Serbia	Peru	
			Lybia	Germany	Slovakia	Uruguay	
			Syria	Greece	Slovenia	USA	
			United Arab Emirates	Hungary	Spain	Venezuela	
				Bosnia and Herzegovina	Sweden	Dominican Republic	
					Switzerland		
				Czech Republic	Turkey		
					UK		
					Ukraine		

(Ekvall and Andrae, 2006), or take too general data in databases (Fernandez Astudillo et al., 2015). Only short-term country-level data have recently become available in the literature (Amor et al., 2014).

A consistent approach concerning electricity production for CLCA has not been established till now to our knowledge and the development of more generalized electricity production CLCI data represents a major challenge for CLCA application (Zamagni et al., 2012; Ekvall and Andrae, 2006). If short-term country-level data start to be available in literature, reliable data are still lacking in a long-term perspective.

A first step to address this issue is to better understand electricity production mix worldwide. The aim of this work is to set a typology of electricity production mixes, based on potential greenhouse gas (GHG) emissions for electricity production and mix composition. Even if only GHG emissions are considered, the conceptual framework of LCA is used for several reasons: (i) LCA is particularly interesting as a system-oriented environmental assessment method; (ii) the typology that will be proposed could be further used for Consequential LCA which is the core of the work and (iii) could be finally extended to other criteria. Specific attention will thus be given to the relation between GHG for electricity production and mix composition factors in order to determine a mix typology.

2. Material and methods

2.1. Scope definition

The first step of the proposed methodology is to determine an appropriated time scale for the study. The year 2012 is used a starting reference date to observe the effects of energy transition, following the growing concerns about GHG emissions and global warming (OECD/IEA, 2014; den Elzen et al., 2014).

The typology has to be representative of most of mixes in the world. To avoid bias in the analysis, a well-established database and a set of representative countries must be taken into account. For this purpose, a same database for typology

design is used. A freely accessible online world database that is TSP Database from The Shift Project (2015) has thus been selected. TSP data portal is an information platform that provides a free access to a wide range of global energy and climate statistics and combines data from IEA (OECD/IEA, 2015) and The World Bank (2015) in downloadable excel files.

The typology will have to be also representative of global mix dynamics. For this purpose, only countries with significant annual electricity production capacity will be considered. A preliminary screening of the potential of the electricity production of a more exhaustive list of countries shows that several production levels (5, 10, 20 TWh) can be highlighted. In that context, a 10 TWh level can be viewed as an average value for representing the minimal production level of the countries that will contribute to the typology. This finally leads to a set of 91 countries from every continent to be considered in the analysis.

2.2. Data collection and calculation of GHG emissions

The typology is based on two kinds of data, first, mix composition, expressed in percentage of the total production in 2012, and secondly GHG emissions of an energy amount of 1 kWh.

2.2.1. Mix composition

Using TSP Database (The Shift Project, 2015), the electricity generation data for the 91 countries satisfying a minimal production of 10 TWh used in this study are listed in Table 1.

The primary resources and their related power plants taken into account in the typology are biomass and waste, coal, gas, geothermal, hydroelectric, hydroelectric pumped storage, nuclear, oil, solar/tide/wave and wind.

2.2.2. GHG emissions

GHG emissions are defined here as the potential greenhouse gas (GHG) emissions per kWh calculated using LCA methods. Well-established and average values for GHG emissions are required for the typology design. As shown by Hauschild et al. (2013), the best way to evaluate climate change is to use the IPCC (The Intergovernmental Panel on Climate Change) baseline model of 100-year model and radiative forcing based

Table 2 – GHG emissions vs. type of primary resource, from SREEN report (Moonmaw et al., 2011). GHG emissions represent potential emissions in gCO₂eq/kWh, from LCA results.

Type of primary resource	GHG emissions in gCO ₂ eq/kWh
Biopower and waste	18
Coal	1001
Gas	469
Geothermal	45
Hydroelectric (pump storage included)	4
Nuclear	16
Oil	840
Solar/Tide/Wave	46
Wind	12

on global warming potential (GWP100), provided in the SREEN report, Appendix II, Table A.II.4 Strunz (2014) and Herbert et al. (2015). From the available data, the computation of the 50th percentile has been considered as a good compromise between all the technological specificities. The technologies represented in Table A.II.4 of the SREEN report (Moonmaw et al., 2011) are arranged in the same manner as in the definition of the mix composition adopted in this study.

For example, biomass and waste are merged in the proposed terminology and considered separately in the SREEN report. So, in order to use single LCA data for that case, we calculate the mean between non-aggregated of SREEN global warming potentials, that is, the mean between global warming potential of biomass and of that of waste thus obtaining an aggregated value.

The LCA results that will be used in our calculations are presented in Table 2:

Considering each country from $i = 1$ to 91 and using data from mix composition, the GHG emission for each primary resource m (for a total of 9), of each country is computed as follows:

$$GHG_{i,m} = (Q_m/Q_{Tot}) \times GHG_m \quad \text{for } m = 1 \text{ to } 9 \quad (1)$$

$GHG_{i,m}$: GHG emission of the primary resource for the country i in gCO₂eq/kWh

Q_m : quantity of electricity produced by primary resource in TWh

Q_{Tot} : total production in TWh

GHG_m : GHG emission of the primary resource in gCO₂eq/kWh.

The cumulative calculation for all primary resources then gives:

$$CF_i = \sum_m (Q_m/Q_{Tot} \times GHG_m) \quad (2)$$

m : primary resource

CF_i : GHG emissions for country i in gCO₂eq/kWh.

This method is implemented for the 91 countries considered in the study.

2.3. Typology development

2.3.1. Ranking and boundary definition

Fig. 3 presents the GHG emissions ranked from the less to the most emitting country and Fig. 4 displays the mix composition histogram per country.

First, the GHG emissions are analysed to identify the occurrence of a change in the curve (for example plateau or increase) that may constitute the boundary of a potential

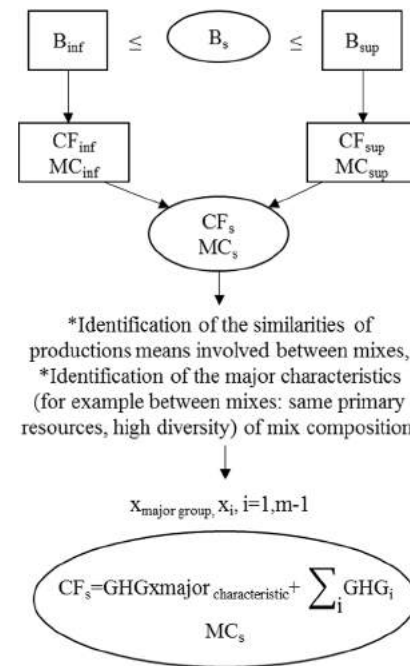


Fig. 2 – Determination of theoretical mixes from typology boundaries— B_{inf} and B_{sup} correspond respectively to the lower and upper bounds, that have been identified by the 2-tuple (GHG emissions CF; mix composition MC). The different steps allow determining $(CF_s; MC_s)$ corresponding to the theoretical bound B_s .

group. Second, the mix composition histogram is analysed concurrently to establish if the observed change in GHG emissions is correlated with a mix change. In case of agreement, the boundaries of a group are identified as boundary candidates that will be further considered for typology development.

2.3.2. Building theoretical typology boundaries

The typology must represent every possible mix. As mentioned in Section 2.2.2, the first step of our work only gives discrete values corresponding to the GHG emissions of the studied countries. The objective is here to determine the theoretical mixes that can represent general compositions as shown in Fig. 2, so that the evolution of GHG emissions can be viewed as a continuous function of the mix composition. Even if numerous combinations of mixes can correspond to identical values of GHG emissions, the theoretical mix has to correspond to the really observed ones that define potential boundaries.

For this purpose, the following methodology is proposed to determine theoretical mixes. For the sake of illustration, an arbitrary example supports the methodology: the numerical values do not represent the results that have been actually observed.

For each potential boundary defined in Section 2.2.2, the GHG emissions and mix composition can be obtained. For example, let us consider two consecutive values of potential boundaries for a same group, i.e., 450 gCO₂eq/kWh and 590 gCO₂eq/kWh respectively. The first emission value (respectively the second one) corresponds to a mix composed of 90% gas (which contributes to 422.1 gCO₂eq/kWh) and of a 10% contribution of diverse renewables (which contribute to 27.9 gCO₂eq/kWh). The mix corresponding to 590 gCO₂eq/kWh is also composed of 90% of gas (which contributes to 422.1 gCO₂eq/kWh as abovementioned) and of

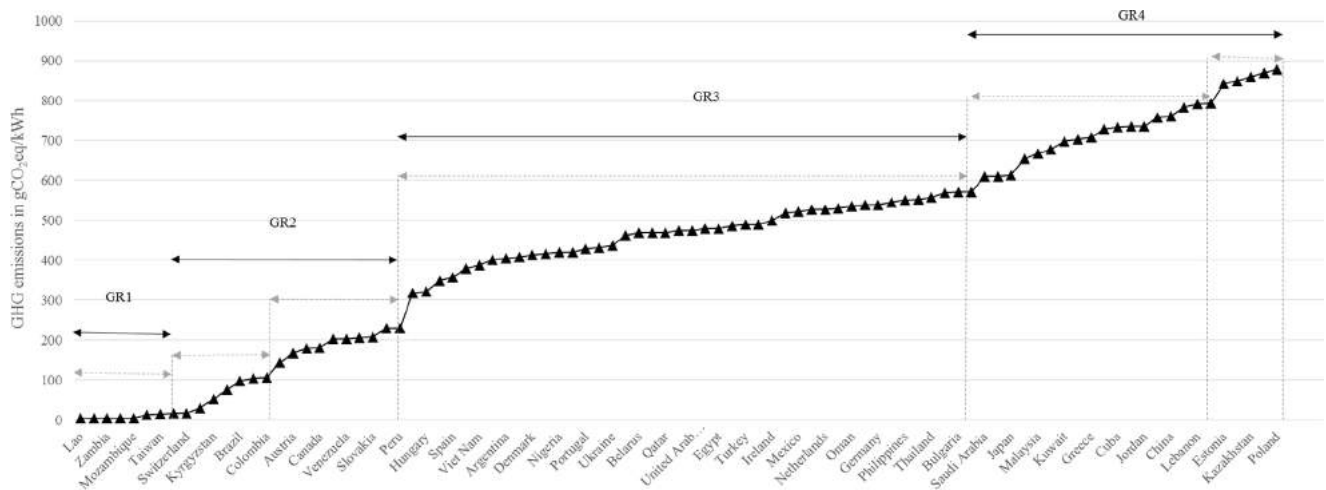


Fig. 3 – GHG emissions for the selected countries, GHG emissions are ranked in increasing order, the changes in curves identified. Grey arrows correspond to intervals delimiting boundaries before their evaluation regarding mix composition and leading to six potential groups: black arrows correspond to the finally selected intervals for boundary determination. The term GR is the abbreviation of the final group.

10% of a really diverse mix of fossil and renewables (which contributes to 167.9 gCO₂eq/kWh).

Similarities and differences between both mix compositions can thus be observed and the level of gCO₂eq/kWh that each contributor (i.e. energy primary source) gives can thus be highlighted. It must be also emphasized that the determination of a continuous function between two bounds is also motivated by the identification of a bound expressed as an integer rounded to hundred (here 500 gCO₂eq/kWh). In the example, both mixes have in common the gas contribution that will be kept for theoretical mix. The remaining energy sources then contribute to 77.9 gCO₂eq/kWh, which is consistent with the observed mixes, that are largely composed of renewables, so that low emissions are involved, yet with some percents of fossil fuels (for example to back up demand change). It can be thus deduced that the theoretical boundary of 500 gCO₂eq/kWh is reached with a mix composed of 90% of gas and 10% of a diverse mix, majorly composed of renewables, but also of some fossil fuels.

By definition, a lower bound of a group will be the upper bound of the previous one.

2.3.3. Typology group description

A qualitative analysis is performed for each country in order to identify the characteristics that can globally represent every mix belonging to a group. These general characteristics about mix composition must be applicable to every possible mix and will then define a typology group. A maximum number of three qualitative features is considered.

This qualitative assessment will be performed by histogram analysis (see Section 2.3.1) for each mix in order to detect which types of primary resources are significant. A primary resource is viewed as significant in mix composition for the typology if it represents at least 25% of the total mix composition. These observations will form the basis for the determination of major global characteristics of a group.

In order to avoid an exhaustive classification, i.e., limiting the number of features to 3, the primary resources that have similar values for GHG emissions and so a similar influence on mix are merged. This is typically the case for nuclear energy and hydropower, corresponding respectively to 4 and 16 gCO₂eq/kWh.

2.3.4. Final typology

The typology involves two items for group definition as defined in Sections 2.3.2 and 2.3.3:

- GHG emission range, defined by continuous quantitative data of GHG emission results delimited by group boundaries,
- Mix composition global characteristics, encompassing the identification of primary resources used to produce electricity and their quantitative contribution.

In order to represent all the cases taken into account in the typology, a spatial representation using a Geographic Information System (GIS) (Heywood et al., 1998) that is well adapted for a multifaceted description of complex systems and their dynamics is used. For this purpose, QGIS 2.6.1 (QGIS, 0000), a widely used open source software tool for GIS representation and modelling is selected.

For each country, two kinds of information are visualized, i.e., first total electricity production for 2012 (see Section 2.2.1 The Shift Project, 2015), and second, typology group.

The same tool will be further used to represent the temporal evolution of the mix dynamics that will also be studied in a perspective of energy transition.

3. Results and discussion

3.1. Typology: results and map projection

3.1.1. Representation of GHG emissions and mixes

Fig. 3 shows the GHG emissions of the different countries that exhibit a nonlinear behaviour.

Six ranges can be observed in the GHG emission curve corresponding to a change in the curve: [16–30], [30–100], [100–230], [230–317], [317–570] and [570–800] gCO₂eq/kWh, leading to six potential groups.

It can be seen from the coloured patterns in Fig. 4 that the mix composition histograms exhibit 3 major composition types, i.e., hydroelectric, gas and coal. Three characteristics can thus be highlighted for group definition and description.

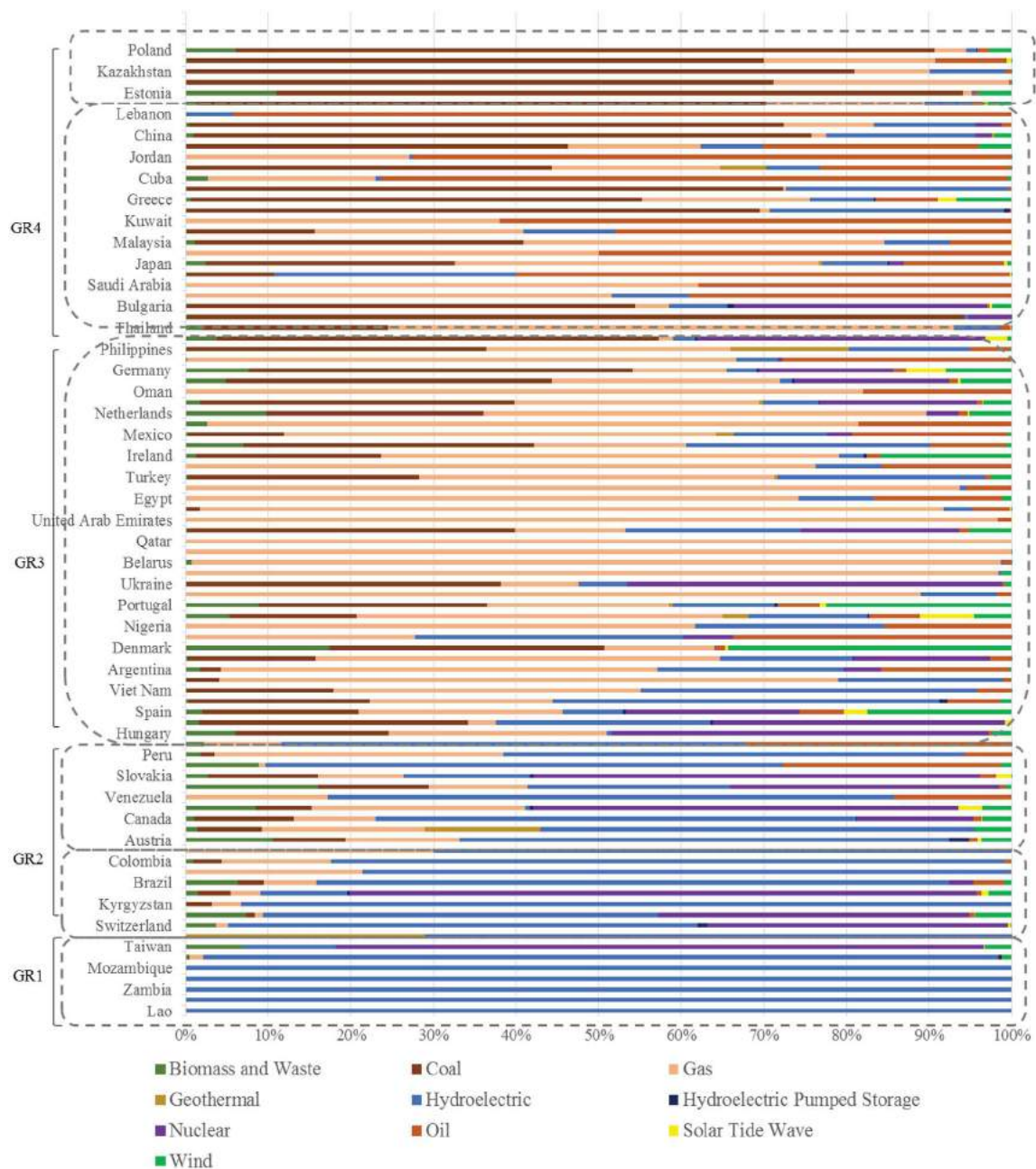


Fig. 4 – Mix composition for the selected countries, GHG emissions are ranked in increasing order. Each grey border corresponds to potential groups represented by grey arrows in Fig. 3. Black brackets on left side represent the selected groups (black arrows in Fig. 3). The term GR is the abbreviation of the final group.

3.1.2. Group boundaries and mix composition

Three of the observed changes in the GHG emission curve can be found consistent with the typology, i.e., the existence of a potential boundary matches with a significant change in mix composition. The first occurrence corresponds to a GHG emission of 16 gCO₂eq/kWh representing mixes that are largely composed of hydraulic and nuclear production (grey arrow in Fig. 3). A break into mix composition can be observed, affecting no major production, that is nuclear and/or hydropower, but the other modes that are composed largely of fossil fuels and renewables to a less extent. So the range [4–16] gCO₂eq/kWh can be kept as a group (Gr 1). Let us consider now the range [100–230] gCO₂eq/kWh, corresponding to the third grey arrow in Fig. 3. Even if a change in the curve can be observed at the upper bound, it does not correspond to a major change in mix

composition. Indeed, hydropower plays an important role in mix. This explains why the two domains [30–100] and [100–230] gCO₂eq/kWh can be merged together to form group Gr 2. Indeed, the mixes in that group have a major production mode composed mainly of nuclear and/or hydropower, and of other production modes composed of various primary resources, from renewables to fossil fuels. The range [317, 570] gCO₂eq/kWh, corresponding to the fourth grey arrow in Fig. 1, is well representative of mixes composed of gas as major production, and of various other production mixes, so that the range [317–570] can be considered as group Gr3. Finally, the break occurring at 800 gCO₂eq/kWh, corresponding to the last grey arrow in Fig. 1, involves mixes with a majority of high emitting fossil fuel, i.e., coal and fuel so that it does seem necessary to distinguish between them.

Table 3 – World mix typology. Each group is characterized by boundaries defined by GHG emissions of kWh, major production, which represent predominant primary resources and other production mode that match total mix composition.

Group	GHG	Bounds (gCO ₂ eq/kWh)	Main characteristics	
			Major production	Other production
1	Very low	0–37	Hydraulic and/or nuclear	Predominantly renewables
2	Low	37–300	Hydraulic and/or nuclear	Diversification
3	Average	300–600	Gas	Diversification
4	High	>600	Coal, oil	Predominantly fossils

The identification of potential boundaries deduced from a graphical analysis is then followed by the analysis of theoretical mixes, so that the typology initiated from discrete values of carbon emissions of a set of countries could be extended to continuous values. Concerning the first group [4–16] (gCO₂eq/kWh), the mixes are mainly composed of hydraulic and nuclear production, as observed in Fig. 4. The lower bound has been taken equal to zero, so that the potential of new technologies that will be less emitting than hydropower (which is at 4 gCO₂eq/kWh) can be further considered. Clearly, a mix exclusively composed of either nuclear or hydraulic can be viewed as difficult to manage in a majority of cases, due to short-term demand management, for countries that do not have a strong grid connection with their neighbours or back-up generating capacity provided by others. So, to be consistent with this assumption, a bound with a theoretical mix composed of 75% of hydraulic or nuclear and 25% of a low emitting mean mix (composed of gas and renewables) has been selected, leading to an upper bound set at 37 gCO₂eq/kWh. For the second group ranging from [30–230] gCO₂eq/kWh from the graphical interpretation, the upper bound of the range has to represent mixes with high diversity in electricity generation, either from fossil or renewable sources, as it can be seen in Fig. 3. However, the value of carbon emissions of 230 gCO₂eq/kWh seems to be low compared to the following break observed at 317 gCO₂eq/kWh. A compromise solution involving a theoretical mix distributed between gas (50%) and a low emitting average mix (50%), including renewables, gas and only coal or fuel, leads to a bound of 300 gCO₂eq/kWh. For the third group, the observed upper bound (570 gCO₂eq/kWh) is determined by a theoretical mix mostly composed of gas and an average mix based on a variety of production means, (i.e., renewables, fossil fuels, hydropower etc.). A rounded value of 600 gCO₂eq/kWh is finally adopted and is consistent with the graphical observation and the principle of “continuity” for the carbon emission evolution vs. mix composition. No upper bound has been fixed for Gr 4.

3.1.3. Final typology

From the results mentioned above, the final topology can be proposed as follows (Table 3).

As suggested in 3.1.1, it can be first highlighted that the groups differ from each other by three major production types: hydraulic and/or nuclear, gas and coal that have been merged in the typology into fossil fuels (oil being scarcely represented).

At first look and without considering the typology, it can be said that only major production conditions group affiliation. So the other production modes, i.e., those representing less than half of total production are also key components in the affiliation to a group or another. For instance, the difference between Gr 1 and 2 is due to the diversity of those other

production modes. The same comment is valid for Gr 3 and 4, but in that case, the diversity benefit to GHG emissions that can be observed is lower.

Then two supergroups corresponding to groups, which have the same characteristics about their major productions, i.e. Gr1, 2 and Gr 3,4, respectively can be observable in the typology. This assumption could imply different efforts for instance to move from the emitting supergroup 3–4 to the supergroup 1–2 or to move through a supergroup in a dynamic vision of mixes involved in an energy transition.

The country-level data are available in Appendix A, Table A.

3.1.4. World representation of the typology

The typology can also be visualized through a map representation to give more information about countries and their groups, as shown in Fig. 5. First, it can be observed that the main producers are also those belonging to Gr 4 with the highest GHG emissions, i.e., China and India, United States, Russia and some European countries such as Spain, Germany or United Kingdom. An energy shifting towards a more virtuous group can be achieved through a drastic change in their electrical mix. The Japan case requires special attention as 2012 corresponds to one year after Fukushima events: Japan had to replace its nuclear production by other modes, such as coal and oil, which are highly emitting production means. But this change is temporary, since the reactivation of some nuclear power plants in 2016 (Nuclear Energy Institute, 0000). So Japan could be a good candidate to observe a quick evolution from a highest emitting group to lower ones.

Latin America is the lowest emitting continent, with five among seven countries being part of low emitting supergroups 1–2, with significant electricity production in Brazil.

Africa is mostly not represented in typology, due to too low electricity production under 10 TWh for 2012.

The European case can also give some guidelines to analyse the United States dynamics. As Europe, the United States is composed of states with strongly different mixes. Indeed, even if the energy transition in the United States has to be considered globally, the way that each of the 50 states can achieve such a transition by 2050 has also to be taken into account.

3.2. Understanding long-term dynamics of mixes

3.2.1. Uncertainty on group boundaries

The analysis on the determination of group boundaries is based on median results (Section 3.1.2). The objective of this section is to show how uncertainty may affect results. For this purpose, a sensitivity analysis is carried out using the same methodology as the one presented in Section 2.3.2,

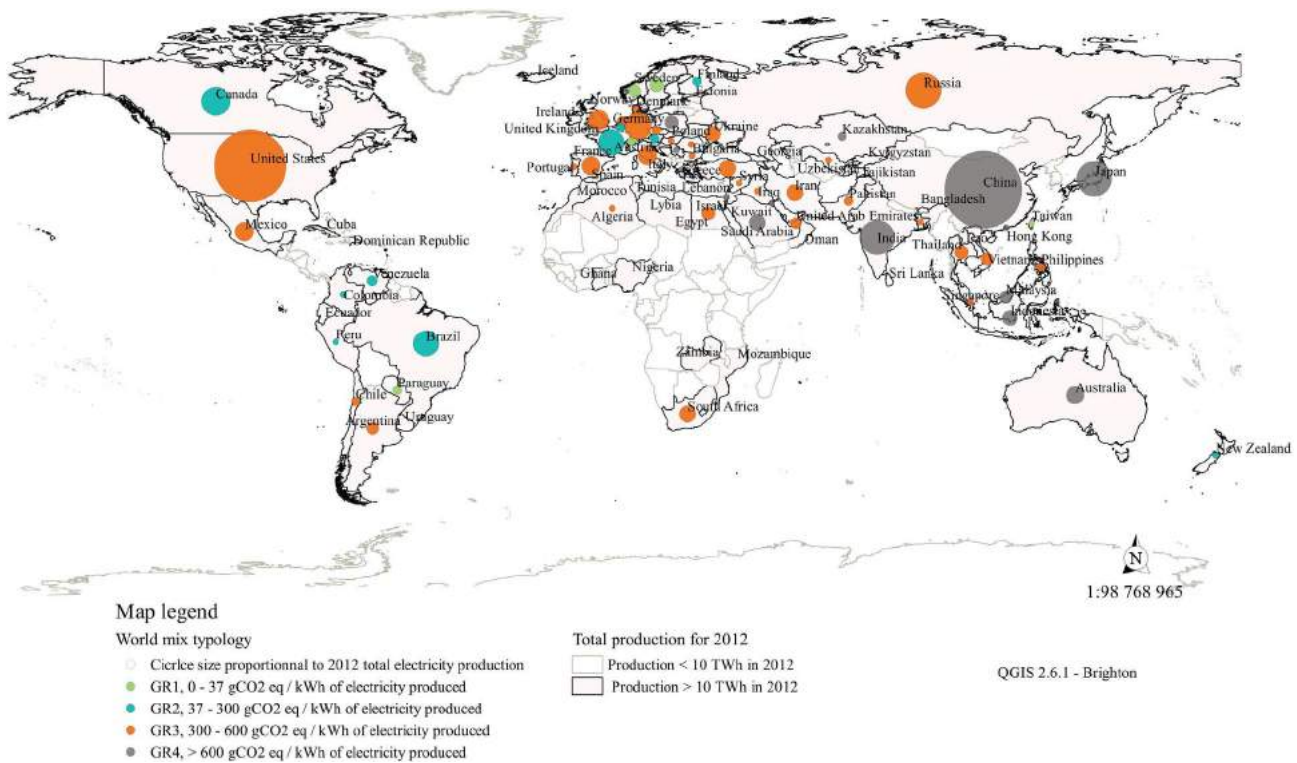


Fig. 5 – Typology and total production, per country. The circle size is proportional to total production in 2012 for countries, which produced more than 10 TWh as presented in Table 1.

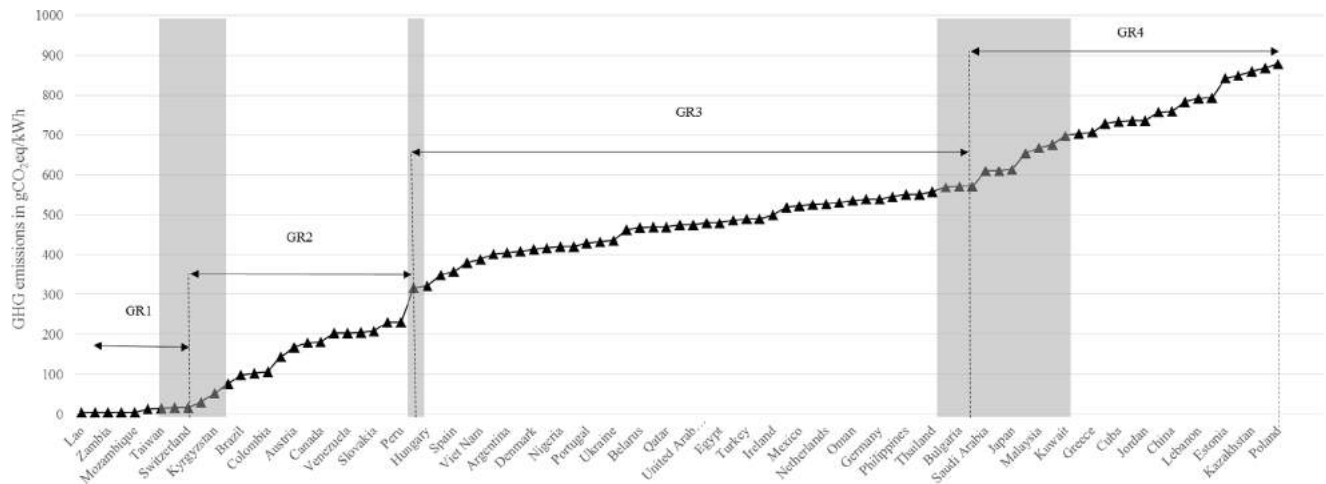


Fig. 6 – GHG emissions for the selected countries, ranked in increasing order. The dotted lines correspond to the previous bounds for the intervals determined from the median value. The black arrows correspond to the finally selected intervals for boundary determination. The grey zones correspond to the intervals calculated using the 25th and 75th percentiles for GHG emissions: transition zone 1 from Gr 1 to 2, [11; 71] covering 6 countries, transition zone 2 from Gr 2 to 3, [235; 311] covering 1 country and transition zone 3 from Gr 3 to 4 [536; 693] covering 15 countries.

with the 25th and 75th percentiles as respective lower and upper bounds for GHG emission. As before, the data from IPCC (Moonmaw et al., 2011) are used (see Table 4).

The obtained results are visualized in Fig. 6 and highlight the difference between the variation in major production and the one in other production mode. Transition zone 1 (corresponding to interval [11; 71]), with an amplitude of 60 gCO₂eq/kWh, (belonging to supergroup 1) exhibits the same major production but presents some variations in other production mode. The mix diversity leads in most cases to more emitting results. For example even if a variation of

1% or 2% in gas contribution seems insignificant, it has a significant influence on the total GHG emissions of the mix. The amplitude of 60 gCO₂eq/kWh may thus be viewed as the uncertainty embedded in the mass contribution of the mix, which may contribute significantly to total GHG emissions.

For transition zone 2 (corresponding to interval [235; 311]), major production changes from hydroelectric and/or nuclear to gas. So the results between those two groups are generally marked, and uncertainty appears to be low considering the relative values of GHG emissions. Moreover, it emphasizes the transition from supergroup 1–2 to supergroup 3–4.

Table 4 – Percentiles of GHG emissions vs. type of primary resources, from SREEN report (Moonmaw et al., 2011). GHG emissions represent the potential emissions in gCO₂eq/kWh, from LCA results.

Type of primary resource	GHG emissions in gCO ₂ eq/kWh	
	25th percentile	75th percentile
Biopower and waste	–360	37
Coal	877	1130
Gas	422	548
Geothermal	20	57
Hydroelectric (pump storage included)	3	7
Nuclear	8	45
Oil	722	907
Solar/Tide/Wave	29	80
Wind	8	20

Transition zone 3 (corresponding to interval [536; 693]) has an amplitude of 157 gCO₂eq/kWh (corresponding to the interval [536; 693]). The observed uncertainty is significant and comes from the uncertainty in GHG emissions of the dominant production means in Gr 3 and 4. Indeed, when technologies such as gas, coal or fuel exhibit a high uncertainty in their GHG emissions, the uncertainty calculated for a global mix which is majorly composed of those kinds of technologies will be also high.

These transition zones could be useful to be observed for implementing energy policies and for leading to a more comprehensive set of recommendations for future research and policy. Indeed, they allow to identify a state where mixes of a group start to have characteristics from another one. Then, those transition zones could lead to a better understanding of the implications of transitions. This can already be observed in two examples, Denmark and France.

Denmark has recently achieved a major change in its mix composition by introducing renewables (Mathiesen et al., 2009), especially wind power, moving from Gr 4 to Gr 3 in the 2000s. This transition is a result of energy policies established since the seventies to move from a mix majorly based on coal or oil to a more virtuous one composed of renewables. The transition zones constitute good tool to identify how long the transition has taken to move permanently from Gr 4 to Gr 3. In the case of France, since the first oil crisis in 1973, the French government has decided to introduce nuclear power into the electricity mix to decrease the national energy dependency (Percebois, 2012). This leads to a change in the proposed typology from Gr 3 to Gr 2, and the analysis of mix composition in this transition zone could give us insight to better understand how this change has been conducted. Then, from historical mix dynamics, the typology can thus serve as a tool to identify how much time countries will take to achieve major changes and how such a transition can be characterized.

3.2.2. Influence of network

It must be emphasized that the interconnection of electricity networks between countries is not taken into account in the typology. However, the grid interconnection across countries can be viewed as a key feature in mix evolution. Indeed, some countries have a small production in their territory and benefit from their neighbours' production. This situation can offer the opportunity to some countries to have a more

virtuous mix: this corresponds typically to some countries from Gr 1 or 2 with a lot of intermittent renewables, for which most of their demand is produced by their neighbours and transported through existing networks. This can be in some cases explained by a lack in resources (either natural or technological) so that a real dependency on network supply is observed.

The ratio of net imports (US Department of Energy, 2016) compared to total production (The Shift Project, 2015) expressed in percentage is represented in Fig. 7. A majority of countries use grid connection with imports and exports: a value of 10% either for exports or imports is considered to be significant.

The exchanges that have been considered are available in Appendix A, Table B.

As it can be seen in Fig. 7, the most virtuous countries from Gr 1, are most of the time net exporters. So, clearly, the quality of their mix is due to their own electricity generation. Exporting such power can be beneficial to the grid-connected countries. Besides, major importers, i.e. countries importing more than 10% of their energy belong mostly to Gr 3 and 4. So, even if a switch from a group to a more eco-friendly one for these countries is not impossible, it can be viewed as difficult to steer their energetic policy onto a markedly different energy path. A closer look at Group 2 shows that importers and exporters, (respectively major and small ones) are equally involved. So the network dependency may not be significant for these countries.

Of course we are aware that Fig. 7 only gives the general trend about network influence. A more thorough analysis could be yet carried out in order to include over time small power producers, for example African countries, which could be highly network-dependent. In addition, indicators and performance measures of the interdependence of a country from the grid must be properly defined and included in the typology. This highlights to consider the energy infrastructure with a systems approach.

3.2.3. Inertia in electricity power generation and resilience to energy change

As emphasized in Section 3.1.3, major power generation systems play a key role in the typology by defining the supergroup in which mixes are, i.e., less emitting with major production of hydraulic and/or nuclear and higher emitting with major production based on gas and fossil fuels.

If those elements are now considered in a dynamic perspective, three types of changes could affect the existing mixes. In an energy transition point of view, every country will try to move to a less emitting group. So a shifting towards a higher-emission group could be viewed as a temporary situation due to an increase in power demand that cannot be provided by low-carbon emitting technologies.

The first evolution type that can be considered involves changes within either “major” or “other production” groups, but these changes are not enough significant to create a definitive change of group. In these conditions, mixes evolve in the same group, or move to another one, but not permanently, thus corresponding to an incremental dynamics.

The second evolution type is relative to changes in “other production” modes so that Gr 4 (respectively 2) moves to Gr 3 (respectively to 1).

Finally, the evolution type that can be considered leads to drastic changes in major production, so that groups 4 or 3 can move to group 2 or 1, so that a breakthrough change occurs.

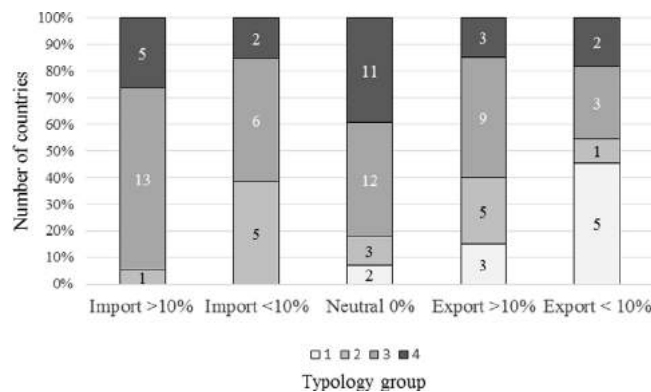


Fig. 7 – Comparison of imports and export by typology group. Countries considered are the ones selected for designing the typology presented in Table 1. 10% is the limit between a high/low exporter or importer.

Of course, such evolutions are subject to system inertia. For example, a predominantly fossil-oriented mix e.g. from Gr 4 will have to diversify gradually its “other production” mode to move to another group, and changes will require some years to finally reach Gr 3.

Furthermore, due to country specificities, inertia may be different for each group, depending on the strategy of each country concerning major electricity power generation. This aspect can be considered as a key feature for mix evolution. This criterion of inertia has to be further taken into account in the typology.

It is also important to consider flexibility and robustness. The guarantee of good resistance to shocks, sometimes referred to as resilience, is another parameter that must be considered in energy policies. It can lead to particular choices, not only in terms of diversification, or supply structures and energy system technologies, but also in terms of R&D, so that, a wide range of technologies and skills is available.

These elements are particularly important to be examined in a typology definition in order to determine the horizon time, which will be necessary for a country to shift to another group. This suggests that an indicator based on resilience of a country’s energy system can be useful to measure the effectiveness of adaptation policies addressing such issues as energy generation.

3.2.4. A step towards a better understanding of global energy transition

As demonstrated in a previous work (Herbert et al., 2015), only major evolutions could lead to a lasting mix change. This dynamics can be initiated by modifying one or a range of static drivers, such as existing power plants, resources, technological developments (such as energy storage, carbon capture and storage), energy policy and public opinion. Some of these drivers can be considered formally in a dynamic modelling of the energy system to determine energy policies. Other criteria such as public opinion are yet more subjective but their influence may be significant on the other factors. For example, public opinion will strongly influence energy policy and can make it change, as observed in Italy concerning nuclear power (OECD/IEA, 2009).

Moreover, all countries are unequal face to those elements: there are among them differences in the way the possible mixes are assessed and thus in how an ideal or more practically an optimum mix (if it does exist) can be reached in terms of kWh GHG emissions (either both direct and indirect) and mix composition. Preferences vary widely

from country to country, for example between levels of development (Northern and Southern countries) or domestic resources. As aforementioned, an indicator measuring the capacity to implement energy adaptation projects and how successful the proposed implementation measures will be in increasing energy system resilience will be particularly useful (Michaelowa et al., 2010).

This approach could also help to better understand energy transition communication with a clearer vision of the potential evolution of energy systems.

The use of generalized data in the proposed typology could thus strongly benefit in decision-making processes, especially for the development of new climate policy and related research. Indeed, for illustration purposes, the electricity production mix could be envisioned not as a compilation of production means, which would evolve with the addition or withdrawal of production means as “pieces”, but rather as a single malleable entity, which would evolve by stretching. The typology could help identify which kind of mix is observed and which transition is possible from a group to another one and when the “malleable entity” will move to another type of mix with different main characteristics. As highlighted in Section 3.2.1, the transition zones could give an easy way to identify potential energy transition dynamics.

Finally whereas the typology is helpful, the importance of country-level results should not be downplayed. LCA results that are commonly used are likely to vary significantly by country depending on factors such as the vintage of the generation fleet as well as that of the supply chain infrastructure. Yet, the typology gives results and key tendencies at a high level of granularity and so does not take into account those specific country-level data. The typology can be viewed as a tool to identify the process dynamics and key evolutions tendencies, about an energy transition, with no specific insight of the country considered. The analysis of the mix dynamic evolution of some selected countries could thus give more insight to establish the limit between the use of typology and the one of specific country-level data at a lower level of granularity.

3.3. Typology use in Consequential inventories

Literature review highlights that CLCA studies have been carried out with data on case by case basis (Earles and Halog, 2011). Such an approach is both time and expertise consuming. Moreover, available techniques from Weidema et al. (1999, 2009) and Ecoinvent (Treyer and Bauer, 2013, 2014)

do not make consensus for LCA practitioners (Fernandez Astudillo et al., 2015), especially concerning uncertainty management. In most studies, CLCA involves general equilibrium and partial equilibrium models to estimate economy-wide indirect emissions, which are subject to many types of uncertainty. In that context, all consequences that follow are not generally well taken into account. The literature review has shown that Consequential LCA suffers from a lack of knowledge of potential consequences from a policy examined, data gaps and large uncertainties, as well as from a lack of models that can capture the dynamic changes in land use patterns in different countries under specific economic drivers. Other indicators have been identified in the reported literature as relevant for electricity production impacts (Hauschild et al., 2013; PEFGR, 2015), such as resource depletion, water footprint, acidification and eutrophication. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Fourth Assessment Report (AR5) (Edenhofer et al., 2014) states, with very high confidence, that the observed changes in global climate are very likely due to the increase in anthropogenic greenhouse gas (GHG) concentrations. This is also emphasized in a recent SCORE LCA study (Alexandre et al., 2014) showing that according to practitioners responding to climate change involves to mitigate the emissions of greenhouse gases in the atmosphere.

The proposed typology can be considered as a first step to bridge this gap by considering typical groups of electricity power generation, in a worldwide and environmental vision. It must yet be strengthened by the development of indicators reflecting resilience to energy change and grid interconnection.

The development of the typology is interesting to represent the behaviour of some countries that share the same characteristics in a group. Then, data calculated from a mean mix representing each group could give easy to set data. With the selection of some countries in each group as a test bench, we could evaluate if global dynamics and data could be set by analysing the evolution of mixes through time in the typology, and otherwise what could be carried out to estimate them. This work will explore prospective data from public prospective studies available for each country selected. Conceptually, prospective studies estimate different future evolutions of current mixes (Pottier, 2014). Furthermore, in Consequential LCA thinking, mixes strongly evolve through time leading to allocation problems (Guiton and Benetto, 2013). Then, those results could constitute first methodological steps to establish Consequential LCI datasets.

4. Conclusions

Generalizing world electricity mixes production is a first step to evaluate the feasibility evaluation of Consequential specific inventory data. That is why a typology for mix assessment based on two criteria evaluated for 91 selected countries, i.e., mix composition (both qualitatively and quantitatively) and GHG emissions. Four groups have thus been established according to GHG emission range Gr1, very low (0–37 gCO₂eq/kWh); Gr2 low (37–300 gCO₂eq/kWh); Gr3 mean (300–600 gCO₂eq/kWh) and Gr4 high (>600 gCO₂eq/kWh) emitting countries. The GHG emissions have been associated with main characteristics of energy portfolio based on major

and “other” modes for electricity power generation. Following this analysis, two supergroups (Gr 1; Gr 2) and (Gr 3; Gr 4) have been established based on major production mode. A map representation has shown the distribution of a set of countries (91) among the identified groups and subgroups and the possible path these countries are likely to carry out for achieving their energy transition. Moreover, this typology allows qualifying the change degree needed to achieve energy transition. Indeed, a transition is represented by a group change, involving either major or small productions, and the zone of uncertainty between groups could help identifying transition dynamics. The proposed typology can thus also be seen as an energy transition evaluation tool.

However, in order to use this typology in a Consequential LCI perspective, some criteria have to be developed in more depth. Firstly, national and cross-borders electrical grid networks are fundamental in electricity mix consumption, and this issue has to be considered in the further development of the typology by a so-called network indicator. Secondly, all the countries are not equal in terms of mix evolution inertia, so that an indicator based on energy sector resilience can be added. Lastly, linked to changing effort and inertia, tools to evaluate how mix can reach a so-called optimal group are required. These energy mix assessment criteria will be useful to evaluate Consequential inventory mix in order to reach a given target.

The proposed typology gives thus a macro-level vision of electricity production mixes that is more general than the country-level vision. Of course, to set reliable country-level dataset, additional factors have been completed to ensure reliable country-level datasets such as efficiency of country-level generation fleets, transmission and distribution losses, capacity factors, and higher-resolution generation detail (e.g. are natural gas plants peak or base-load for instance). The integration of grid modelling could constitute a further extension of this work. To support temporal dataset development, short-term (hourly) data from grid should be needed. The conciliation of short-term and long-term data will be probably required since in a long-term perspective. The influence that grid development and network may have on mix dynamics has to be investigated.

The next step towards the evaluation of typology to design generalized Consequential inventory data concerning electricity production is to study the dynamic evolution of some countries selected from each group of the proposed typology using historical data.

Acknowledgements

Funding: This work was supported by EDF R&D (SIRET 552 08131778287).

The authors would like to thank Miguel Lopez Botet Zulueta (EDF R&D OSIRIS), Sandrine Leclercq, Vincent Morisset, Yann Le Tinier (EDF R&D EPI), and Pr. Stephan Astier (INP Toulouse) for their fruitful review and suggestions about this work.

Appendix

See Tables A and B.

Table A – Selected countries for typology design with associated code in manuscript, GHG emissions (calculated with Section 2.2.2 methodology), total production for 2012 and group in presented typology. Countries are alphabetically ranked.

Country	Code	GHG emissions (gCO ₂ eq/kWh)	Total production 2012 (TWh)	Typology group	Country	Code	GHG emissions (gCO ₂ eq/kWh)	Total production 2012 (TWh)	Typology group	Country	Code	GHG emissions (gCO ₂ eq/kWh)	Total production 2012 (TWh)	Typology group	Country	Code	GHG emissions (gCO ₂ eq/kWh)	Total production 2012 (TWh)	Typology group
Algeria	P1	486	54	3	Estonia	P24	843	12	4	Lebanon	P47	792	16	4	Slovakia	P70	208	27	2
Argentina	P2	406	127	3	Finland	P25	206	68	2	Lybia	P48	655	28	4	Slovenia	P71	349	15	3
Australia	P3	793	240	4	France	P26	75	533	2	Malaysia	P49	668	120	4	South Africa	P72	569	239	3
Austria	P4	168	66	2	Georgia	P27	104	10	2	Mexico	P50	521	278	3	Spain	P73	357	278	3
Azerbaijan	P5	432	19	3	Germany	P28	539	579	3	Morocco	P51	758	26	4	Sri Lanka	P74	611	11	4
Bangladesh	P6	479	13	3	Ghana	P29	144	11	2	Mozambique	P52	4	18	1	Sweden	P75	30	163	1
Bahrain	P7	469	51	3	Greece	P30	708	55	4	Netherlands	P53	527	97	3	Switzerland	P76	16	67	1
Belarus	P8	469	28	3	Hong Kong	P31	849	36	4	New Zealand	P54	180	43	2	Syria	P77	571	39	3
Belgium	P9	202	75	2	Hungary	P32	322	33	3	Nigeria	P55	420	26	3	Taiwan	P78	15	50	1
Bosnia and Herzegovina	P10	729	14	4	Iceland	P33	16	17	1	Norway	P56	13	146	3	Tajikistan	P79	4	16	1
Brazil	P11	97	536	2	India	P34	783	931	4	Oman	P57	536	23	1	Thailand	P80	557	155	3
Bulgaria	P12	571	45	3	Indonesia	P35	736	189	4	Pakistan	P58	416	87	3	Tunisia	P81	462	16	3
Canada	P13	182	646	2	Iran	P36	546	238	3	Paraguay	P59	4	60	3	Turkey	P82	490	228	3
Chile	P14	518	64	3	Iraq	P37	491	57	3	Peru	P60	231	39	1	United Kingdom	P83	538	341	3
China	P15	760	4724	4	Ireland	P38	500	26	3	Philippines	P61	551	69	2	Ukraine	P84	436	187	3
Colombia	P16	107	58	2	Israel	P39	869	57	4	Poland	P62	877	151	3	United Arab Emirates	P85	475	108	3
Croatia	P17	379	10	3	Italy	P40	420	288	3	Portugal	P63	428	45	4	Uruguay	P86	230	10	2
Cuba	P18	735	17	4	Japan	P41	613	966	4	Qatar	P64	469	29	3	USA	P87	530	4057	3
Czech Republic	P19	552	82	3	Jordan	P42	736	16	4	Romania	P65	475	57	3	Uzbekistan	P88	402	50	3
Denmark	P20	413	30	3	Kazakhstan	P43	859	85	4	Russia	P66	409	1003	3	Venezuela	P89	203	118	2
Dominican Republic	P21	677	14	4	Kuwait	P44	699	57	4	Saudi Arabia	P67	610	237	3	Viet Nam	P90	389	128	3
Ecuador	P22	318	22	3	Kyrgyzstan	P45	52	15	2	Serbia	P68	704	32	4	Zambia	P91	4	12	1
Egypt	P23	480	153	3	Lao	P46	4	11	1	Singapore	P69	526	45	4					

Table B – Net imports in TWh for selected countries of typology from 2009 to 2012 from EIA (eia.gov) with associated code in manuscript. Negative results correspond to exports and positive results to imports.

Country	Code2009	2010	2011	2012	Country	Code2009	2010	2011	2012	Country	Code2009	2010	2011	2012	Country	Code2009	2010	2011	2012				
Algeria	P1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	Estonia	P24	0.1	-3.3	-3.6	-2.2	Lebanon	P47	1.2	1.2	0.8	0.3	Slovakia	P70	1.3	1.0	0.7	0.4
Argentina	P2	6.2	8.6	9.7	7.6	Finland	P25	12.1	10.5	13.9	17.4	Lybia	P48	0.0	-0.1	-0.1	0.0	Slovenia	P71	-3.1	-2.1	-1.3	-0.9
Australia	P3	0.0	0.0	0.0	0.0	France	P26	-25.9	-30.7	-56.4	-44.5	Malaysia	P49	-0.1	-0.2	0.4	0.1	South Africa	P72	-1.8	-2.5	-3.1	-5.0
Austria	P4	0.8	2.3	8.2	2.8	Georgia	P27	-0.5	-1.3	-0.5	0.1	Mexico	P50	-0.7	-0.7	-0.6	-0.7	Spain	P73	-8.1	-8.3	-6.1	-11.2
Azerbaijan	P5	-0.3	-0.4	-0.7	-0.5	Germany	P28	-12.3	-15.0	-3.8	-20.5	Morocco	P51	4.6	3.9	4.6	4.8	Sri Lanka	P74	0.0	0.0	0.0	0.0
Bangladesh	P6	0.2	0.2	0.1	-0.2	Ghana	P29	-0.6	-0.9	-0.6	-0.5	Mozambique	P52	-5.1	-3.5	-3.4	-1.5	Sweden	P75	4.7	2.1	-7.2	-19.6
Bahrain	P7	0.0	0.0	0.0	0.0	Greece	P30	4.4	5.7	3.2	1.8	Netherlands	P53	4.9	2.8	9.1	17.1	Switzerland	P76	-2.2	0.5	2.6	-2.2
Belarus	P8	4.5	2.7	5.6	7.6	Hong Kong	P31	7.9	8.4	8.4	10.0	New Zealand	P54	0.0	0.0	0.0	0.0	Syria	P77	-0.1	-0.4	0.3	1.2
Belgium	P9	-1.8	0.6	2.5	9.9	Hungary	P32	5.5	5.2	6.6	8.0	Nigeria	P55	0.0	0.0	0.0	0.0	Taiwan	P78	0.0	0.0	0.0	0.0
Bosnia and Herzegovina	P10	-3.0	-3.8	-1.5	0.0	Iceland	P33	0.0	0.0	0.0	0.0	Norway	P56	-9.0	7.5	-3.1	-17.8	Tajikistan	P79	0.1	0.1	0.0	-0.7
Brazil	P11	40.0	34.6	35.9	40.3	India	P34	5.3	5.5	5.1	4.8	Oman	P57	0.0	0.0	0.0	0.0	Thailand	P80	1.1	6.0	9.7	9.0
Bulgaria	P12	-5.1	-8.4	-10.7	-8.3	Indonesia	P35	0.0	0.0	0.0	0.0	Pakistan	P58	0.2	0.3	0.3	0.4	Tunisia	P81	0.0	0.0	0.0	0.0
Canada	P13	-33.4	-25.3	-36.7	-46.6	Iran	P36	-4.1	-3.7	-5.0	-7.1	Paraguay	P59	-45.0	-43.4	-46.1	-47.7	Turkey	P82	-0.7	-0.8	0.9	4.3
Chile	P14	1.3	1.0	0.7	0.0	Iraq	P37	5.6	6.2	7.3	8.2	Peru	P60	-0.1	-0.1	0.0	0.0	United Kingdom	P83	2.9	2.7	6.2	12.0
China	P15	-11.4	-13.5	-12.8	-10.8	Ireland	P38	0.8	0.5	0.5	0.4	Philippines	P61	0.0	0.0	0.0	0.0	Ukraine	P84	-5.4	-4.1	-6.3	-5.9
Colombia	P16	-1.1	-0.8	-1.5	-0.7	Israel	P39	-3.8	-4.0	-4.2	-4.4	Poland	P62	-2.2	-1.4	-5.2	-2.8	United Arab Emirates	P85	0.0	0.0	0.0	0.0
Croatia	P17	5.1	4.1	7.4	11.5	Italy	P40	45.0	44.2	45.7	43.1	Portugal	P63	4.8	2.6	2.8	7.9	Uruguay	P86	1.2	-0.3	0.5	0.5
Cuba	P18	0.0	0.0	0.0	0.0	Japan	P41	0.0	0.0	0.0	0.0	Qatar	P64	0.0	0.0	0.0	0.0	USA	P87	34.1	26.0	37.3	47.3
Czech Republic	P19	-13.6	-14.9	-17.0	-17.1	Jordan	P42	0.2	0.6	1.7	0.7	Romania	P65	-2.3	-2.3	-1.9	-2.8	Uzbekistan	P88	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Denmark	P20	0.3	-1.1	1.3	5.2	Kazakhstan	P43	-0.7	1.2	0.8	1.3	Russia	P66	-14.9	-17.4	-22.6	-16.5	Venezuela	P89	-0.4	-0.4	-0.5	-0.2
Dominican Republic	P21	0.0	0.0	0.0	0.0	Kuwait	P44	0.0	0.0	0.0	0.0	Saudi Arabia	P67	0.0	0.0	0.0	0.0	Viet Nam	P90	3.7	4.6	1.8	2.2
Ecuador	P22	1.1	0.9	1.3	0.2	Kyrgyzstan	P45	-1.2	-1.7	-2.7	-1.7	Serbia	P68	-1.4	-0.3	-0.3	0.4	Zambia	P91	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6
Egypt	P23	-0.9	-1.4	-1.6	-1.4	Lao	P46	-1.1	-5.1	-9.0	-8.4	Singapore	P69	0.0	0.0	0.0	0.0						

References

- Alazard-Toux, N., Criqui, P., Devezeaux de Lavergne, J.-G., 2013. Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique Rapport 2013', Agence Nationale de la Coordination de la Recherche et de l'Energie, France.
- Alexandre, C., Gérard, A., Goedkoop, M., Ponsioen, T., 2014. Environmental impact indicators in LCA: state of the art, feedback and recommendations', SCORE LCA, Villeurbanne, France, Guide for LCA practitioners - final Study N° 2013-04, Nov.
- Amor, M.B., Gaudreault, C., Pineau, P.-O., Samson, R., 2014. Implications of integrating electricity supply dynamics into life cycle assessment: A case study of renewable distributed generation. *Renew. Energy* 69, 410–419.
- Comité Technique ISO/TC 207 and CMC, 2006a. 'NF EN ISO 14040 (2006-10-01) - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Principes et cadre', AFNOR, France, Norme, Oct.
- Comité technique ISO/TC 207, 2006b. 'ISO 14044:2006 - Management environnemental, Analyse du cycle de vie, Exigences et lignes directrices', ISO, Norme, Jul.
- Curran, M.A., Mann, M., Norris, G., 2001. Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories', NREL, EPA, Breidenbach Research Center, Cincinnati, Ohio, EPA/600/R-02/041, Oct.
- Curran, M.A., Mann, M., Norris, G., 2005. The international workshop on electricity data for life cycle inventories. *J. Cleaner Prod.* 13 (8), 853–862.
- Davidsson, S., Höök, M., Wall, G., 2012. A review of life cycle assessments on wind energy systems. *Int. J. Life Cycle Assess.* 17 (6), 729–742.
- den Elzen, M., Fekete, H., Admiraal, A., Forsell, N., Höhne, N., Korosuo, A., Roelfsema, M., van Soest, H., Wouters, K., Day, T., 2014. Enhancing ambition in the major emitting countries', PBL/NewClimate Institute/IIASA/Ecofys, Dec.
- Earles, J.M., Halog, A., 2011. Consequential life cycle assessment: a review. *Int. J. Life Cycle Assess.* 16 (5), 445–453.
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Minx, J.C., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., von Stechow, C., Zwickel, T., 2014. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): Climate change 2014: Mitigation of climate change. Working Group III contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Ekvall, T., 2002. Limitations of Consequential LCA', LCA/LCM 2002 E-Conference, 20-May.
- Ekvall, T., Andreae, A., 2006. Attributional and consequential environmental assessment of the shift to lead-free solders (10 pp). *Int. J. Life Cycle Assess.* 11 (5), 344–353.
- Fernandez Astudillo, M., Treyer, K., Bauer, C., Ben Amor, M., 2015. Exploring challenges and opportunities of life cycle management in the electricity sector. In: *Life Cycle Management*. Springer, pp. 295–306.
- Finnveden, G., Moberg, Å., 2005. Environmental systems analysis tools – an overview. *J. Cleaner Prod.* 13 (12), 1165–1173.
- Gagnon, L., Bélanger, C., Uchiyama, Y., 2002. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. *Energy Policy* 30 (14), 1267–1278.
- Geels, F.W., Schot, J., 2007. Typology of sociotechnical transition pathways. *Res. Policy* 36 (3), 399–417.
- Guiton, M., Benetto, E., 2013. Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle?: Identification des conditions de mise en oeuvre et des bonnes pratiques', CRP Henri Tudor, Luxembourg, SCORELCA Etude A2012_01.
- Hauschild, M.Z., Goedkoop, M., Guinée, J., Heijungs, R., Huijbregts, M., Jolliet, O., Margni, M., Schryver, A.D., Humbert, S., Laurent, A., Sala, S., Pant, R., 2013. Identifying best existing practice for characterization modeling in life cycle impact assessment. *Int. J. Life Cycle Assess.* 18 (3), 683–697.
- Hawkes, A.D., 2010. Estimating marginal CO2 emissions rates for national electricity systems. *Energy Policy* 38 (10), 5977–5987.
- Herbert, A.-S., Azzaro-Pantel, C., Le Boulch, D., 2015. Key drivers of a common dynamic vision of electricity production mix using IPCC 2007 GWP 100a indicator', presented at the Life Cycle Management 2015, Bordeaux.
- Heywood, I., Cornelius, S., Carver, S., 1998. *An introduction to Geographical Information Systems*. Longman, Harlow.
- Hopwood, D., 2015. The world waits for COP to deliver. *Renew. Energy Focus* 16 (5–6), 91.
- Mallia, E., Lewis, G., 2013. Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generation in the province of Ontario, Canada. *Int. J. Life Cycle Assess.* 18 (2), 377–391.
- Mathiesen, B.V., Münster, M., Fruergaard, T., 2009. Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments. *J. Cleaner Prod.* 17 (15), 1331–1338.
- May, J.R., Brennan, D.J., 2003. Application of data quality assessment methods to an LCA of electricity generation. *Int. J. Life Cycle Assess.* 8 (4), 215–225.
- Michaelowa, A., Connor, H., Williamson, L.E., 2010. Use of indicators to improve communication on energy systems vulnerability, Resilience and adaptation to climate change. In: Troccoli, Netherlands, A. (Ed.), *Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry*. Springer, Dordrecht, pp. 69–87.
- Moonmaw, W., Burgherr, P., Heath, G., Lenzen, M., Nyboer, J., Verbruggen, A., 2011. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. In: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C. (Eds.), Cambridge, United Kingdom, New York, NY, USA.
- Nuclear Energy Institute. 'Japan Nuclear Update - Nuclear Energy Institute'. [Online]. Available: <http://www.nei.org/News-Media/News/Japan-Nuclear-Update> [Accessed: 25.05.16].
- OECD/IEA, 2009. 'Energy Policies of IEA Countries - Italy 2009 Review', IEA, Paris, France.
- OECD/IEA, 2014. Energy, Climate Change and Environment: 2014 Insights - Executive Summary. International Energy Agency, Paris, France, Available: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/EECC2014sum.pdf>.
- OECD/IEA, 2015. 'International Energy Agency website', International Energy Agency website, [Online]. Available: <http://www.iea.org/>.
- PEFCR Pilot PV electricity generation, 2015. 'Production of photovoltaic modules used in photovoltaic power systems for electricity generation (NACE/CPA class 27.90 "Manufacturing of other electrical equipment")', European Union, Product Environmental Footprint Category Rules, Sep.
- Percebois, J., 2012. Rapport Energie 2050', Centre d'analyse stratégique, Gouvernement français, France.
- Pottier, A., 2014. L'économie dans l'impasse climatique (Thèse d'Economie), CIRED, Paris.
- QGIS Community. 'QGIS Software - version 2.6.1 Brighton.
- Strunz, S., 2014. The German energy transition as a regime shift. *Ecol. Econ.* 100, 150–158.
- The Shift Project, 2015. 'Historical Electricity Generation Statistics', The Shift Project Data Portal, [Online]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/>.
- The World Bank, 2015. 'The World Bank (IBRD -IDA), Data', The World Bank, Data, [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/>.
- Treyer, K., Bauer, C., 2013. Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part I: electricity generation. *Int. J. Life Cycle Assess.* 1–19.
- Treyer, K., Bauer, C., 2014. Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part II: electricity markets. *Int. J. Life Cycle Assess.* 1–14.
- Turconi, R., Boldrin, A., Astrup, T., 2013. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable Sustainable Energy Rev.* 28, 555–565.

- United Nations, 2016. Framework convention on climate change. In: Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 11 December 2015. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its twenty-first session., United Nations, Paris, France, FCCC/CP/2015/10/Add.1, Jan.
- US Department of Energy, 2016. 'International Energy Statistics - EIA', EIA.gov, [Online]. Available: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=23> [Accessed: 04.01.16].
- Verbong, G., Geels, F., 2007. The ongoing energy transition: Lessons from a socio-technical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960–2004). *Energy Policy* 35 (2), 1025–1037.
- Verbong, G.P.J., Geels, F.W., 2010. Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways. *Technol. Forecast. Soc. Change* 77 (8), 1214–1221.
- Weidema, B.P., 1993. Market aspects in product life cycle inventory methodology. *J. Cleaner Prod.* 1 (3–4), 161–166.
- Weidema, B.P., Ekvall, T., Heijungs, R., 2009. Guidelines for application of deepened and broadened LCA, Deliverable D18 of work package 5 of the CALCAS project', CALCAS, Project no.37075, Jun.
- Weidema, B.P., Frees, N., Nielsen, A.-M., 1999. Marginal production technologies for life cycle inventories. *Int. J. Life Cycle Assess.* 4 (1), 48–56.
- Zamagni, A., Guinée, J., Heijungs, R., Masoni, P., Raggi, A., 2012. Lights and shadows in consequential LCA. *Int. J. Life Cycle Assess.* 17 (7), 904–918.

Annexes C

Annexe C.1 : Résultats graphiques de l'étude de l'évolution des mix électriques par groupe de la typologie

Groupe 1 : Norvège et Suisse

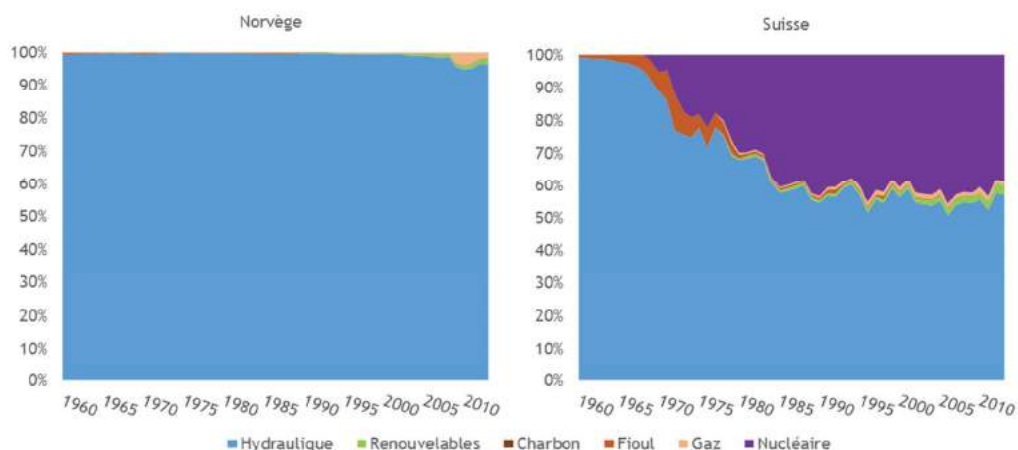


Figure C.1 : Composition des mix Norvège et Suisse, par moyen de production, exprimé par la ressource primaire utilisée. Les résultats sont en proportion de la production totale par année, de 1960 à 2010.

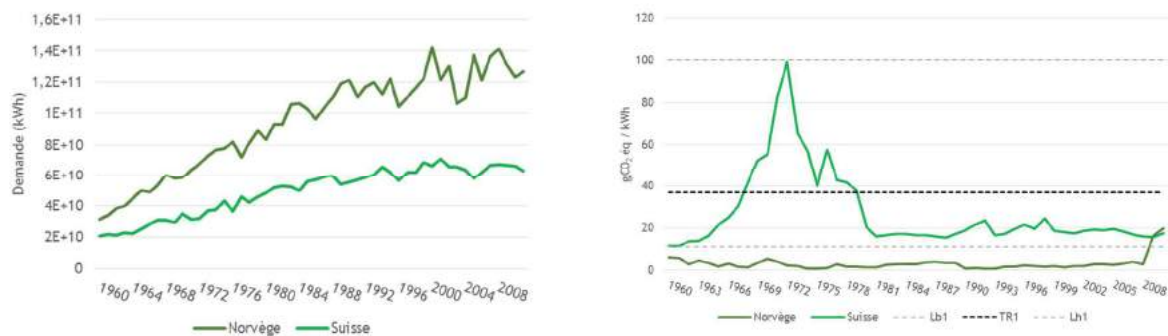


Figure C.2 : Evolution de la demande en électricité pour la Norvège et la Suisse de 1960 à 2010, en kWh/an (graphique de gauche). Evolution des émissions GES des mix de production de la Norvège et la Suisse par année de 1960 à 2010. Lb1 et Lh1 représentent respectivement les limites basse et haute de la zone d'incertitude de la borne (ou encore zone de transition), nommée ici TR1, entre le groupe 1 et le groupe 2 de la typologie (graphique de droite).

Groupe 2 : France, Canada et Brésil

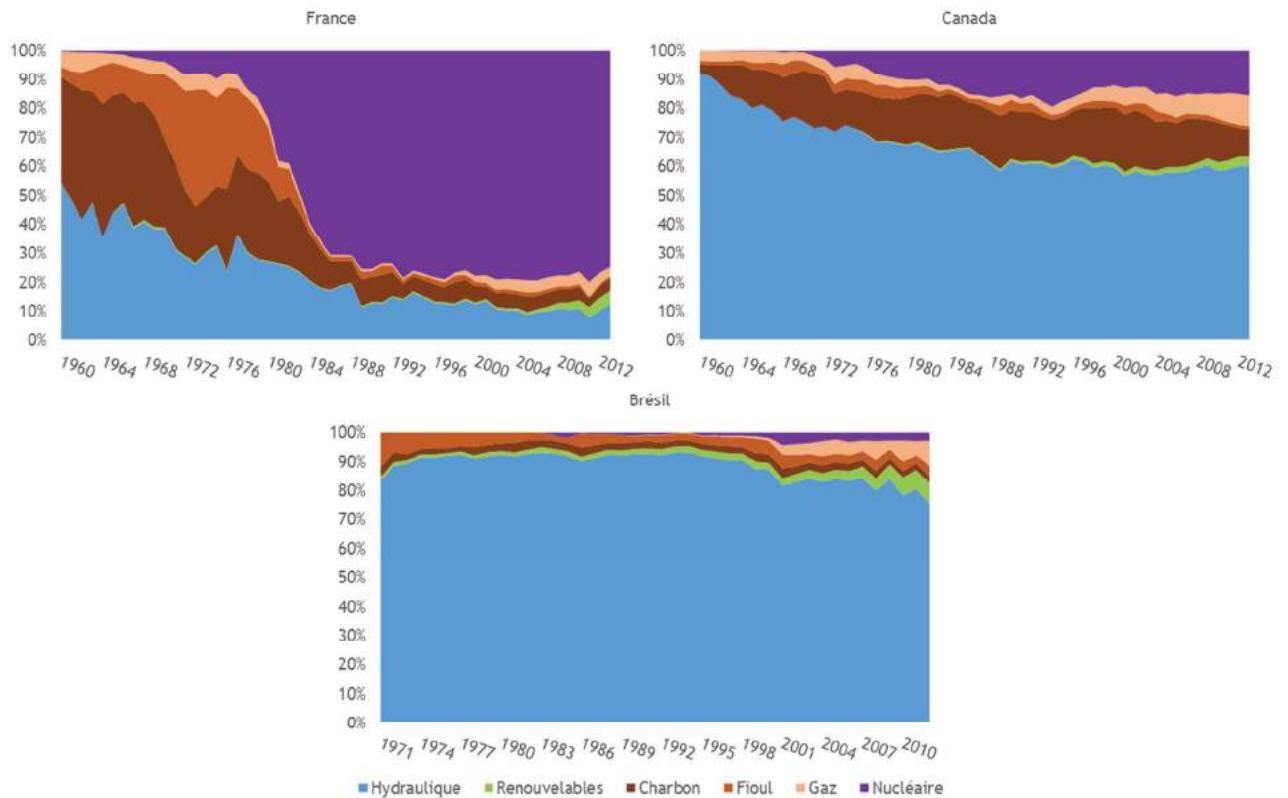


Figure C.3 : Composition des mix France, Canada et Brésil, par moyen de production, exprimé par la ressource primaire utilisée. Les résultats sont en proportion de la production totale par année, de 1960 à 2012 (France et Canada) ou de 1971 à 2011 (Brésil).

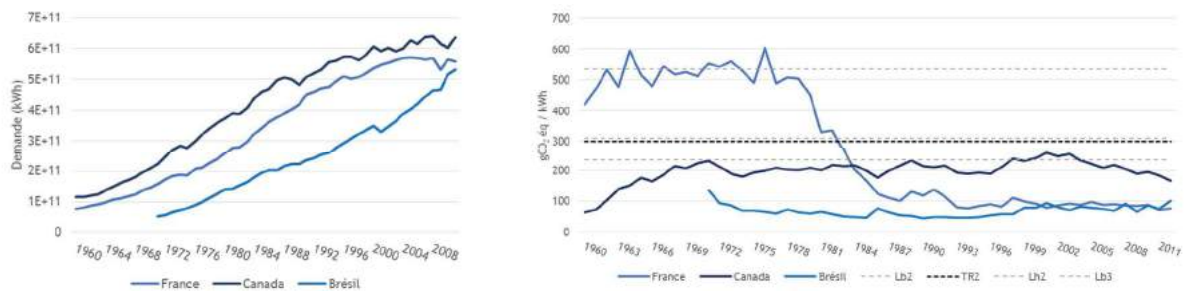


Figure C.4 : Evolution de la demande en électricité pour la France, le Canada et le Brésil de 1960 (ou 1971 pour le Brésil) à 2010, en kWh/an (graphique de gauche). Evolution des émissions GES des mix de production de la France, le Canada et le Brésil par année de 1960 (ou 1971 pour le Brésil) à 2010. Lb2 et Lh2 représentent respectivement les limites basse et haute de la zone d'incertitude de la borne (ou encore zone de transition), nommée ici TR2, entre le groupe 2 et le groupe 3 de la typologie. Lb3 représente la limite basse de la zone d'incertitude entre le groupe 3 et le groupe 4 (graphique de droite).

Groupe 3 : Allemagne, Danemark, USA et Russie

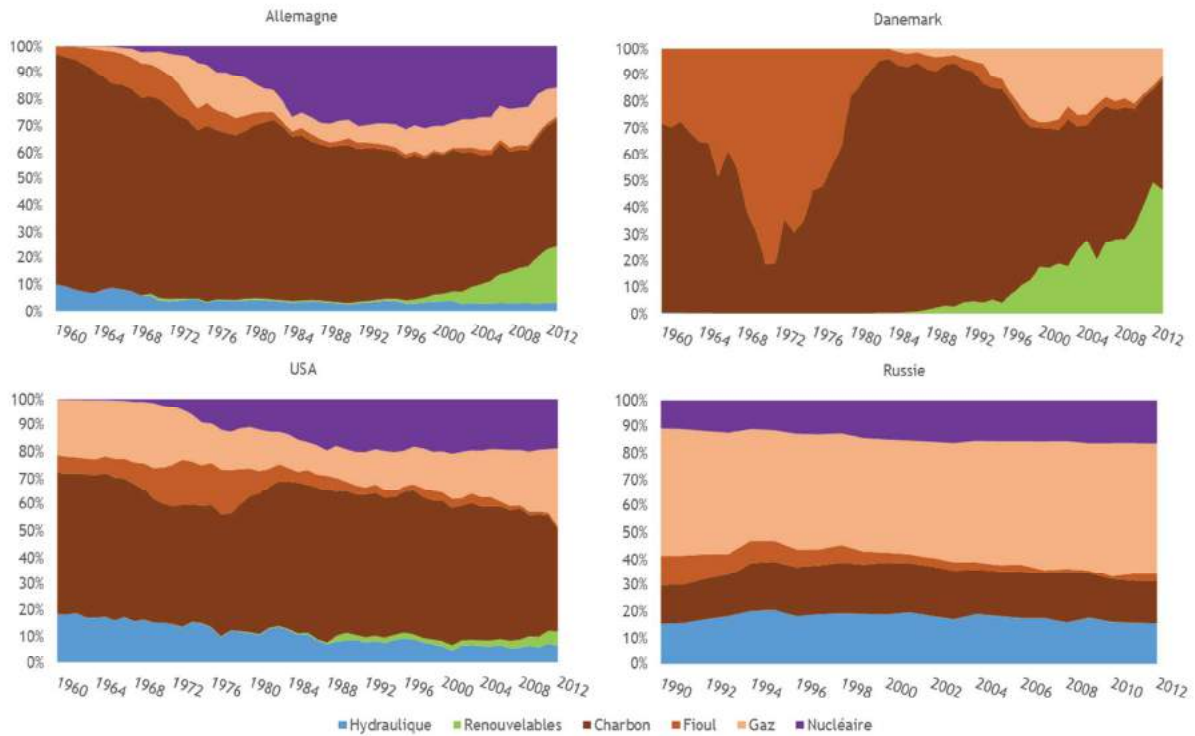


Figure C.5 : Composition des mix Allemagne, Danemark, USA et Russie, par moyen de production, exprimé par la ressource primaire utilisée. Les résultats sont en proportion de la production totale par année, de 1960 (ou 1990 pour la Russie) à 2012.

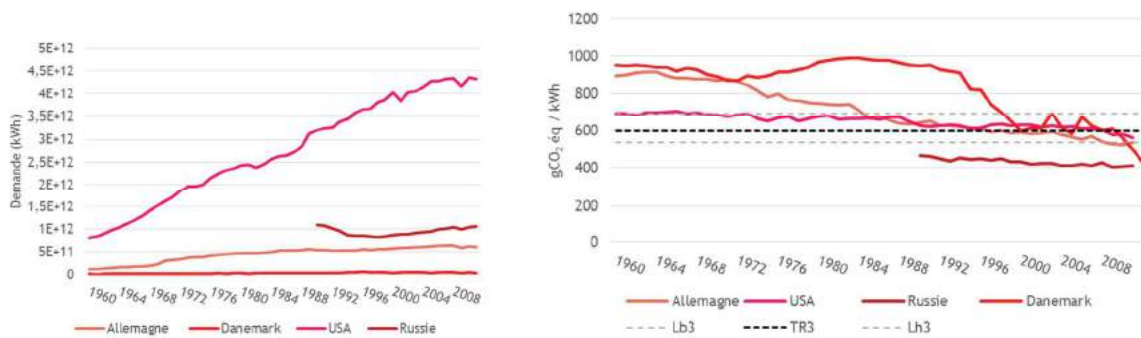


Figure C.6 : Evolution de la demande en électricité pour l'Allemagne, le Danemark, les USA et la Russie de 1960 (ou 1990 pour la Russie) à 2010, en kWh/an (graphique de gauche). Evolution des émissions GES des mix de production de l'Allemagne, le Danemark, les USA et la Russie de 1960 (ou 1990 pour la Russie) à 2010. Lb3 et Lh3 représentent respectivement les limites basse et haute de la zone d'incertitude de la borne (ou encore zone de transition), nommée ici TR3, entre le groupe 2 et le groupe 3 de la typologie (graphique de droite).

Groupe 4 : Pologne, Chine et Inde

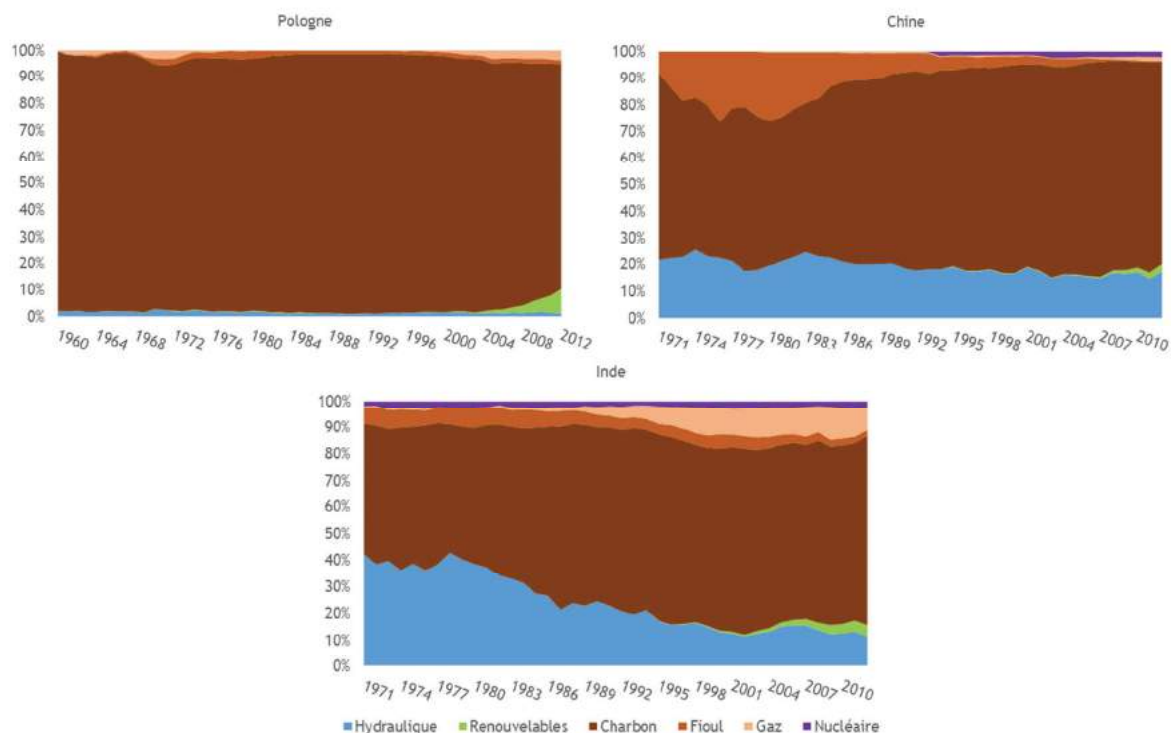


Figure C.7 : Composition des mix Pologne, Chine et Inde, par moyen de production, exprimé par la ressource primaire utilisée. Les résultats sont en proportion de la production totale par année, de 1960 (ou 1990 pour la Russie) à 2012.

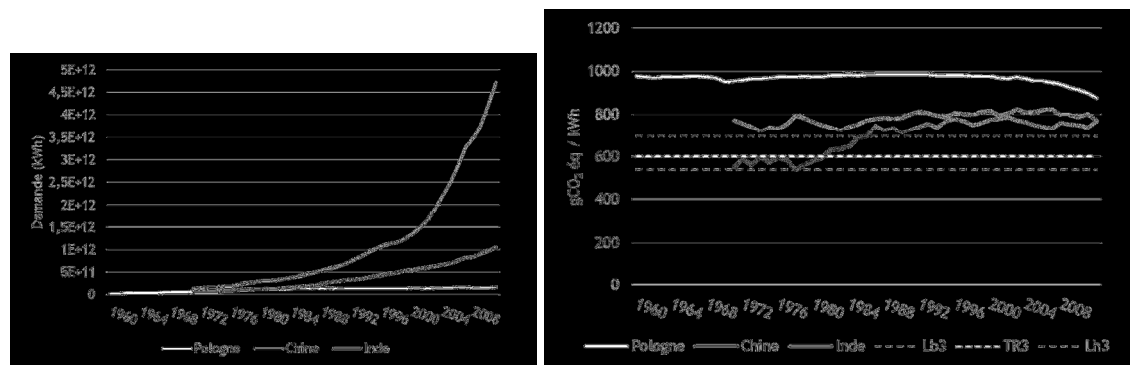


Figure C.8 : Evolution de la demande en électricité pour la Pologne, la Chine et l'Inde, de 1960 (ou 1971 pour la Chine et Inde) à 2010, en kWh/an (graphique de gauche). Evolution des émissions GES des mix de production de la Pologne, la Chine et l'Inde de 1960 (ou 1971 pour Chine et Inde) à 2010. Lb3 et Lh3 représentent respectivement les limites basse et haute de la zone d'incertitude de la borne (ou encore zone de transition), nommée ici TR3, entre le groupe 2 et le groupe 3 de la typologie (graphique de droite).

Annexe C.2 : Analyse de sensibilité du modèle

Résultats de composition des mix (TWh) pour l'analyse de sensibilité du modèle à Tcmaxij, Tdmaxij, Rij

Périodes	Minimisation des émissions GES								Maximisation des énergies renouvelables								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010		1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Tcmax -10%																	
Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24	Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24
Eolien	0	0	0	1	4	7	27	59	Eolien	0	0	0	1	5	7	27	59
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	304	274	244	236	293	263	233	Charbon	252	309	318	318	288	318	318	318
Fioul	32	32	12	17	23	28	28	24	Fioul	32	32	16	21	27	32	32	23
Gaz	68	84	63	69	68	84	84	84	Gaz	68	79	34	23	39	55	25	0
Nucléaire	24	60	128	145	145	163	172	173	Nucléaire	24	60	128	127	145	163	172	173
Tcmax -15%																	
Hydraulique	16	20	24	24	24	24	24	24	Hydraulique	16	20	24	24	24	24	24	24
Eolien	0	0	0	1	1	7	27	58	Eolien	0	0	0	1	1	7	27	58
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	304	274	244	241	295	265	235	Charbon	252	306	318	318	288	318	318	318
Fioul	32	32	12	17	22	27	28	26	Fioul	32	32	17	22	27	32	32	26
Gaz	68	83	66	69	69	84	84	84	Gaz	68	82	37	26	41	56	27	0
Nucléaire	24	60	124	145	145	162	171	171	Nucléaire	24	60	124	128	145	162	171	171
Tdmax-10%																	
Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24	Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24
Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63	Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	303	276	249	224	287	260	233	Charbon	252	315	296	318	291	318	318	318
Fioul	32	32	14	20	26	32	28	17	Fioul	32	32	14	20	26	32	32	23
Gaz	68	84	51	61	76	84	84	84	Gaz	68	72	32	17	35	53	22	0
Nucléaire	24	60	135	145	145	165	175	176	Nucléaire	24	60	135	125	145	165	175	160
Tdmax -15%																	
Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24	Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24
Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63	Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	303	278	252	227	290	264	239	Charbon	252	315	292	318	293	318	318	318
Fioul	32	32	15	18	24	30	24	12	Fioul	32	32	14	20	26	32	32	32
Gaz	68	84	49	60	76	84	84	84	Gaz	68	73	35	17	35	53	22	0
Nucléaire	24	60	135	145	145	165	175	176	Nucléaire	24	60	135	125	145	165	175	160

Périodes	Minimisation des émissions GES								Maximisation des énergies renouvelables								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010		1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
T _{dmax} -20%																	
Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24	Hydraulique	16	21	24	24	24	24	24	24
Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63	Eolien	0	0	0	1	5	7	27	63
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	303	279	255	231	294	270	246	Charbon	252	315	291	318	294	318	318	318
Fioul	32	32	16	13	19	25	18	4	Fioul	32	30	14	20	26	32	32	32
Gaz	68	84	48	62	76	84	84	84	Gaz	68	74	38	17	35	53	22	0
Nucléaire	24	60	135	145	145	165	175	176	Nucléaire	24	60	135	125	145	165	175	160
R +10%																	
Hydraulique	16	21	26	26	26	26	26	26	Hydraulique	16	21	26	26	26	26	26	26
Eolien	0	0	0	1	6	8	30	66	Eolien	0	0	0	1	6	8	30	66
Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3	Solaire	0	0	0	0	0	1	2	3
Charbon	252	292	262	232	203	266	236	206	Charbon	252	315	350	350	350	350	350	350
Fioul	32	35	15	15	21	27	24	16	Fioul	32	35	15	6	12	18	3	0
Gaz	68	86	56	66	84	92	92	92	Gaz	68	63	18	0	0	18	0	0
Nucléaire	24	66	141	160	160	180	190	191	Nucléaire	24	66	110	140	160	180	190	160

Résumé

La lutte contre le changement climatique implique de modifier les modes de production et de consommation actuels pour réduire de façon drastique les émissions de gaz à effet de serre dont la grande majorité est liée à la combustion d'énergies fossiles. Face à ces enjeux, de nombreux pays se sont engagés dans une transition énergétique pour faire évoluer leur système énergétique, notamment électrique de façon à répondre en partie aux exigences d'une économie bas carbone. Pour guider les acteurs dans leurs choix stratégiques, des outils d'aide à la décision s'avèrent efficaces pour identifier les leviers potentiels de réduction des impacts environnementaux, notamment par la méthode d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) qui évalue les impacts d'un produit sur tout son cycle de vie. L'un de ses développements, l'ACV conséquentielle, vise à analyser les impacts d'un changement, et prend donc en compte ses effets directs et indirects sur l'environnement. Cette méthode reste encore peu utilisée par les praticiens en raison du manque d'inventaires génériques pour ACV conséquentielle. Ce constat est d'autant plus marquant pour l'électricité, largement utilisée dans la technosphère, dont la production évolue significativement pour s'engager dans la transition énergétique. Les travaux présentés ici visent à proposer une méthode d'élaboration d'inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle, qui intègrent les spécificités techniques du produit électricité, à travers le bouquet énergétique ou mix qui combine les différents moyens de production, variables selon le pays considéré. Afin de parvenir à simplifier les mix de production d'électricité, une typologie est établie à partir de l'étude des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES), des mix et de leur décomposition en moyens de production. Elle identifie 4 groupes de pays, classés par émissions GES croissantes, i.e., 0-37 gCO₂eq/kWh, 37-300 gCO₂eq/kWh, 300-600 gCO₂eq/kWh et >600 gCO₂eq/kWh, et qui possèdent des caractéristiques de composition spécifiques. Afin de se positionner dans une perspective conséquentielle, l'évolution de douze mix électriques de 1960 à 2010 est analysée. L'analyse historique des phénomènes de transition, c'est-à-dire le passage d'un groupe à un autre de la typologie, est ensuite proposée. Un modèle basé sur une optimisation mono-objectif impliquant, dans un premier temps, un critère de minimisation des émissions GES, et puis dans un second temps, un critère de maximisation de la production d'origine renouvelable est développé. Les résultats sont discutés sur la base des données historiques. La méthode développée reste cependant suffisamment générique pour s'appliquer à des évolutions futures de mix. Enfin, une méthode d'élaboration des inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle est proposée. Prenant en compte les différentes situations auxquelles le praticien pourrait être confronté lors de la réalisation d'une ACV conséquentielle d'un produit, elle rend possible l'élaboration des inventaires électricité génériques pour ACV conséquentielle. L'établissement de données génériques quantifiées nécessiterait l'intégration d'un critère qualitatif d'inertie au changement et la validation de plusieurs cas d'étude à travers une étude statistique pour consolider les résultats.

Abstract

Climate change mitigation involves changes in production and consumption ways to boost a radical decrease in Greenhouse Gases (GHG) emissions, which come mostly from fossil fuels combustion. To meet these challenges, a lot of countries initiated an energy transition to switch to new energy system, especially concerning electricity production, in such a way that they partly fulfil low carbon economy requirements. To provide decision-makers guidance in their strategic choices, decision-aid tools are useful to identify and reduce environmental impacts burdens. In particular, Life Cycle Assessment (LCA) which assesses environmental impacts throughout a product's life cycle is now a recognized and standard approach. Consequential LCA (cLCA), one of its most recent developments, assesses changes consequences considering either direct or indirect effects on environment. Currently, due to the lack of generic consequential Life Cycle Inventories (LCI), cLCA is scarcely used by practitioners. This situation is emphasized for electricity, due to its large involvement in technosphere and its shifts to production modes in the context of energy transition. This work aims at the development of a design methodology for generic inventories for consequential LCA, taking in account electricity technical specificities. Electricity is defined here as a different production means combination (a "mix") which varies from country to country. To simplify electricity production mix, a typology is set using a GHG emissions study and electricity mix separation in production means. The typology identifies four groups, ranked by increasing GHG emissions, i.e., 0-37 gCO₂eq/kWh, 37-300 gCO₂eq/kWh, 300-600 gCO₂eq/kWh and >600 gCO₂eq/kWh, and specific compositions. Considering a consequential perspective, an evolution analysis of twelve selected countries from 1960 to 2010 is then conducted. Thus, an analysis of past transitions, i.e., shifting from a group to another, is given. A mono-objective optimisation model is developed, involving, first, the minimisation of GHG emissions, and secondly, the maximisation of renewable sources contribution. Significant results are then discussed based on historical data. The model is yet generic enough and can be applied to future mixes. Finally, a generic inventory development method for consequential LCA is proposed. Taking into account the different situations that practitioners may potentially meet when performing a consequential LCA of a product, the method makes generic inventory development for consequential LCA possible. The establishment of generic data would yet require the addition of a qualitative inertia-to-change criteria and the validation of various cases using a statistical analysis to strengthen the obtained results.