

Analyse de cycle de vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation

Romain Besseau

▶ **To cite this version:**

Romain Besseau. Analyse de cycle de vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation. Géotechnique. Université Paris sciences et lettres, 2019. Français. NNT : 2019PSLEM068 . tel-02732972

HAL Id: tel-02732972
https://pastel.hal.science/tel-02732972

Submitted on 2 Jun 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

PSL UNIVERSITÉ PARIS

THÈSE DE DOCTORAT

DE L'UNIVERSITÉ PSL

Préparée à MINES ParisTech

Analyse de Cycle de Vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation

Soutenue par

Romain Besseau

Le 12 décembre 2019

École doctorale n°621

ISMME

Spécialité

Énergétique et procédés

Composition du jury :

Prof. Dominique Millet Université de Toulon	*Président du jury* *Rapporteur*
Prof. Cécile Bulle ESG UQAM	*Rapporteure*
Dr. Anne Ventura, HDR IFSTTAR	*Examinatrice*
Dr. Enrico Benetto, HDR LIST	*Examinateur*
Prof. Isabelle Blanc Mines ParisTech	*Directrice de thèse*
Dr. Paula Pérez-López Mines ParisTech	*Maître de thèse*
Dr. Christopher Mutel Paul Scherrer Institute	*Invité*
Dr. Benjamin Thiria ESPCI Paris	*Invité*

MINES ParisTech | PSL

« La prédiction est un exercice très compliqué, spécialement quand elle concerne le futur. »

Niels Bohr

Remerciements

Après trois années aussi épanouissantes intellectuellement qu'exigeantes, l'heure est venue de remercier l'ensemble des personnes qui ont rendu ce travail possible, et même agréable ! En effet, s'il existe une dimension solitaire au travail de thèse, il s'agit d'une formidable aventure intellectuelle qui se nourrit de nombreuses et nécessaires interactions professionnelles, mais aussi personnelles.

Ainsi, j'adresse mes premiers remerciements à mes encadrants de thèse : Isabelle Blanc et Paula Pérez-López. Merci de m'avoir fait confiance et permis de travailler sur un sujet conçu sur-mesure. Puis, dans un subtil équilibre, merci de m'avoir accordé une très grande liberté dans mes initiatives "d'exploration scientifique" tout en m'aidant à canaliser et mettre en perspectives mes travaux.

Ensuite, je tiens à remercier l'ensemble des membres du jury pour le temps consacré, et l'intérêt porté, à mes travaux. Les retours constructifs des rapporteurs Dominique Millet et Cécile Bulle, et plus généralement de l'ensemble des membres du jury, m'ayant permis d'améliorer la qualité du manuscrit.

Je tiens également à remercier l'ensemble des personnes m'ayant permis d'accéder à des données, données pour lesquelles j'ai développé une légère addiction, mais qui ont été indispensables à mon travail de recherche. Ainsi, je remercie Stéphane Biscaglia de l'ADEME pour les données relatives au territoire de La Réunion ainsi que les échanges que nous avons pu avoir au long de ces travaux. Je remercie également Romain Sacchi, pour la fructueuse collaboration sur la filière éolienne danoise qui m'a, par la suite, donné de nombreuses idées de développement de modèles paramétrés. Plus généralement, je remercie l'ensemble des personnes qui, dans une perspective vertueuse, œuvrent pour le développement et le partage d'outils libres et de données ouvertes.

Merci à l'ensemble du centre O.I.E. de m'avoir offert, au quotidien, un cadre de travail, qui en plus de m'avoir permis d'être efficace, est aussi convivial et agréable !

```
list_OIE_staff = ['Thierry', 'Sandra', 'Philippe', 'Yves-Marie', 'Thibaut'*,
            'Mireille', 'Lionel', 'Benoit G.', 'Lucien'**, 'Isabelle', 'Paula']
[print('Merci %s !'%colleague) for colleague in list_OIE_staff]
```

Pour leur contribution à la bonne humeur générale, que ce soit lors de pauses café/déjeuner ou d'escapades en montagne, un grand merci aux doctorants passés par O.I.E. : Loïc, Marc et Hadrien, aux doctorants d'aujourd'hui (et docteur de demain !) : Mélodie, Benoît, Joris, Ghada et Fufu, et au doctorant de demain : Milien. Un merci tout aussi grand aux doctorants et anciens doctorants de l'autre côté de la passerelle ! Enfin, merci à mes partenaires de kayak de m'avoir permis de me retrouver la tête sous l'eau au sens propre quand je l'avais déjà au figuré !

Et pour finir, un merci tout particulier à ma famille pour la relecture du manuscrit, mais surtout plus généralement pour son soutien inconditionnel ainsi qu'à mes amis !

Résumé étendu

L'énergie est à la base du système productif moderne. Le modèle énergétique actuel, majoritairement basé sur l'exploitation d'hydrocarbures, occasionne des impacts environnementaux majeurs vis-à-vis du changement climatique, de la biodiversité, de la santé humaine et de l'épuisement des ressources. Une transition énergétique, consistant à terme, à substituer massivement les énergies fossiles par des énergies à plus faible impact environnemental, devient incontournable. Dans cette perspective, des systèmes basés sur l'exploitation d'énergies renouvelables (EnR) ont émergé. Bien que ces systèmes reposent sur des sources d'énergies renouvelables, ils ne sont pas pour autant dénués d'impacts environnementaux. En effet, de l'énergie et des matières premières sont nécessaires pour construire, maintenir et démanteler ces systèmes et occasionnent des rejets de polluants lors de chacune de ces phases. L'Analyse de Cycle de Vie (ACV) est une méthode systémique et multicritère appropriée permettant d'évaluer la performance d'un système énergétique en considérant l'intégralité du cycle de vie.

Les résultats issus de ce type d'analyses concluent généralement que les systèmes EnR présentent de plus faibles empreintes environnementales que leurs alternatives fossiles, avec cependant, une très forte variabilité technologique, spatiale et temporelle des installations renouvelables et fossiles. Par ailleurs, la production électrique des systèmes EnR est météo-dépendante et pas nécessairement en adéquation temporelle avec la consommation. Ainsi, l'intégration massive d'EnR dans le mix électrique nécessite de disposer de centrales pilotables ou de systèmes de stockage pour assurer l'équilibre du réseau. Des solutions de stockage existent, mais elles occasionnent également des impacts environnementaux qu'il convient d'intégrer dans l'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques.

Ces travaux de thèse ont pour ambition d'améliorer la représentativité de l'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs mettant en jeu de forts taux de pénétration d'énergies renouvelables à production météo-dépendante. Ils visent ainsi à répondre aux questions de recherche suivantes :

1. Comment prendre en compte la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes énergétiques dans l'évaluation prospective des impacts environnementaux ?

2. Comment intégrer la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques ?

Dans cette perspective, une méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs a été développée et appliquée à des scénarios d'autoconsommation, puis au territoire insulaire de La Réunion. Cette méthode globale repose, d'une part, sur des modèles paramétrés d'inventaire de cycle de vie (ICV) permettant une évaluation des impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie, et d'autre part, sur le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation d'énergie afin d'évaluer les besoins de stockage et son utilisation.

Les modèles paramétrés d'ICV de la production et du stockage d'énergie

Ces modèles paramétrés d'ICV, qui peuvent comporter, pour certains, jusqu'à plusieurs dizaines de paramètres, permettent de tenir compte de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes de production ou de stockage d'énergie. Pour chacune des filières, les paramètres sont identifiés en remontant l'arborescence des inventaires de cycle de vie, en se focalisant sur les procédés ayant une contribution relative importante aux impacts considérés et en croisant ces données à l'analyse de la littérature scientifique, de rapports de prospective, de données d'industriels et de diverses bases de données.

Des modèles paramétrés d'ICV ont été développés pour les systèmes :

- de production d'énergie éolienne,
- de production d'énergie photovoltaïque (PV),
- de production d'énergie hydroélectrique,
- de production d'énergie à partir de centrales thermiques (gaz, fioul et charbon),
- de stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (power-to-hydrogen et power-to-methane),
- de stockage d'énergie par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP),
- de stockage d'énergie par air comprimé (CAES),
- de stockage d'énergie par batteries électrochimiques.

Le modèle paramétré d'ICV relatif à l'énergie éolienne a été appliqué à l'ensemble des éoliennes de la flotte danoise de 1980 à 2030. Ces travaux, qui ont fait l'objet de deux publications, ont mis en évidence une réduction d'un facteur 3 de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne : de 40 gCO_2eq/kWh en 1980 à 13 gCO_2eq/kWh attendu en 2030. Cette réduction des impacts ne se limite pas à l'empreinte carbone, mais concerne l'ensemble des catégories d'impact étudiées. Une plateforme web, baptisée LCA_WIND_DK, a été développée afin de permettre l'accès à la masse significative de données issues de ces travaux. Des travaux similaires, en cours de publication, ont permis de générer un modèle paramétré d'évaluation de la performance environnementale de l'énergie photovoltaïque et de montrer une réduction de l'empreinte environnementale du PV du même ordre sur deux décennies. Cette réduction est notamment permise par l'amélioration des performances des composants du système photovoltaïque et des procédés de fabrication.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées pour chacun des modèles paramétrés. Elles ont permis d'identifier, parmi les nombreux paramètres, les plus importants d'entre eux, et ce, pour l'ensemble des catégories d'impacts considérées. Les résultats ont été synthétisés sous la forme de matrices d'analyse de sensibilité et peuvent, notamment, servir d'aide à la décision quant à l'orientation et la hiérarchisation des efforts de recherche et développement.

Le couplage de séries temporelles pour évaluer les besoins de stockage

Par ailleurs, une approche permettant d'estimer les besoins de stockage induits par la météo-dépendance de la production, mais aussi de la consommation a été développée. Elle repose sur le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation. Ces séries temporelles sont notamment établies à partir de données climatiques : irradiation, vitesse de vent, température et pluviométrie. L'analyse statistique

de la comparaison des séries temporelles de production et de consommation permet ensuite de déterminer les besoins de stockage et son utilisation. La dimension statistique de l'approche permet, au travers de paramètres dédiés, de dimensionner le stockage de manière à pouvoir stocker l'intégralité de la surproduction d'énergie lorsque ces besoins sont récurrents et, au contraire, d'écrêter une faible part de la production d'EnR lorsque l'ampleur de la surproduction n'est qu'occasionnelle. Ainsi, il est possible d'évaluer les impacts environnementaux par ACV en considérant les besoins de stockage induits par la variabilité temporelle, des variations horaires aux variations saisonnières, de la production d'énergie mais aussi de la consommation.

Application à des scénarios d'autoconsommation

Dans le cadre d'une première application de cette approche, les performances environnementales de l'énergie éolienne et photovoltaïque en autoconsommation ont été évaluées. Dans un premier cas, l'énergie éolienne produite au fil du vent est combinée avec un stockage sous forme de gaz de synthèse afin de délivrer l'énergie suivant un profil correspondant à celui de la consommation. Dans un second cas, l'énergie photovoltaïque produite au fil du soleil est combinée avec des batteries électrochimiques afin de couvrir une part croissante de la consommation d'un bâtiment. L'analyse de ces cas d'étude en autoconsommation, aussi hypothétiques que simplifiés, permet de tirer des enseignements généralisables sur les impacts additionnels induits par la considération de la contrainte d'adéquation production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux. Ces scénarios « asymptotiques » ne mettant à profit ni le foisonnement spatial, ni la complémentarité inter-énergie conduisent très approximativement à un doublement de l'empreinte carbone de l'énergie consommée par rapport à la seule production négligeant le stockage. Une telle performance environnementale reste bien meilleure que les alternatives fossiles dont la production est pilotable. On remarque également que chaque unité additionnelle de stockage installée apporte des bénéfices environnementaux plus faibles que la précédente. Le dimensionnement optimal en termes d'impact environnemental n'est alors pas nécessairement celui permettant de stocker l'intégralité de l'énergie produite ; il peut être préférable d'écrêter une partie de la production, plutôt que de dimensionner un stockage pour des besoins qui ne se présentent que très rarement.

Application à un scénario énergétique insulaire

Enfin, la méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux de scénarios énergétiques par ACV proposée dans cette thèse a été appliquée à un cas d'étude insulaire : le territoire de l'île de la Réunion. Les modèles paramétrés d'ICV précédemment développés ont pu être mis à profit afin de s'adapter au contexte spécifique de l'île de La Réunion. Des modèles paramétrés permettant de générer les séries temporelles de production d'EnR à partir de données météorologiques ont été développés. Un modèle paramétré relatif à la consommation d'énergie a également été développé en fonction de paramètres relatifs à l'évolution des besoins énergétiques, de l'efficacité, de l'intensité d'usage et de taux d'équipements. Ce modèle permet, à partir de l'évolution des volumes annuels de consommations par secteurs et sous-secteurs et des profils de consommations correspondants, de générer une série temporelle de consommation d'énergie. Des données météorologiques sont également utilisées pour tenir compte de la

météo-sensibilité de la consommation des climatiseurs à la température, de la consommation d'énergie pour la production d'eau chaude à la température, de la consommation d'appoint des chauffe-eaux solaires à l'ensoleillement ainsi que de la consommation destinée à l'éclairage aux heures de lever et coucher du soleil.

Le couplage des séries temporelles de production et de consommation permet, en fonction de paramètres relatifs à la possibilité d'écrêter une part de la surproduction d'énergie, de déterminer les besoins de stockage, les pertes intervenant lors du stockage et les pertes par écrêtage. Cela permet de connaître la quantité d'EnR consommée directement et après stockage. La différence d'énergie avec la consommation doit ensuite être couverte par la production de centrales thermiques alimentées en combustibles fossiles ou renouvelables.

Cette méthode globale dynamique et paramétrique est appliquée à un scénario où les EnR se développent, mais où la consommation d'énergie continue de croître. L'évaluation des impacts environnementaux montre que, pour la plupart des catégories d'impacts retenues, ces impacts sont et restent dominés par l'utilisation d'hydrocarbures notamment utilisés pour la mobilité. Ainsi, une politique volontariste de développement des EnR permet de réduire l'empreinte environnementale du mix énergétique, mais pour limiter les émissions de gaz à effet de serre à un niveau soutenable, il est incontournable d'agir dans le très énergivore secteur des transports. En ce qui concerne le seul mix électrique réunionnais, le déploiement d'énergies renouvelables substituant les énergies fossiles conduit à une réduction significative des impacts environnementaux dans toutes les catégories, à l'exception de l'usage des sols et des ressources minérales. En effet, la biomasse et l'énergie PV au sol sont plus mobilisatrices d'espace et les installations PV et éoliennes, ainsi que le stockage par batterie sont plus intensifs en ressources minérales. Cependant, une faible part des métaux qui leur sont nécessaires est utilisée de manière dispersive. Ainsi, il est envisageable, et même indispensable du point de vue de la soutenabilité, de les recycler en vue de réutiliser les ressources minérales qu'ils contiennent.

Après publication dans des revues scientifiques, les modèles paramétrés développés dans le cadre de ces travaux ont été ou bien seront partagés librement dans la perspective d'une plus large diffusion et d'une réutilisation de ceux-ci afin de nourrir de futurs développements. En effet, les nombreux modèles paramétrés, méthodes et approches mis au point dans le cadre de ces travaux de thèses sont génériques, et donc applicables à bien d'autres cas d'études que ceux présentés dans ce document. L'intégration de nombreux paramètres à ces modèles paramétrés permet justement de faciliter leur application à des configurations différentes.

Extended Abstract

The current world energy mix heavily relies on fossil fuel. The use of fossil hydrocarbons leads to major environmental concerns regarding climate change, biodiversity, human health and resource depletion. A massive substitution of fossil energy by energy sources with lower environmental impacts, in the framework of the so-called energy transition, becomes necessary. To this end, renewable energy technologies have emerged. Despite being based on the use of renewable sources, renewable energy systems (RES) are not burden-free as energy and materials are necessary to manufacture, maintain and dismantle those systems. Life Cycle Analysis is a systemic and multicriteria method enabling the assessment of the environmental performance of energy systems considering their whole life-cycle.

LCA studies generally conclude that RES have a significantly lower environmental footprint that their fossil counterparts. However, they also highlight an important variability of the environmental footprint of both renewable and fossil energy sources depending on the considered power plants. Another important aspect to consider is that, contrary to fossil fuel power plants, the energy production of RES is weather-dependent. Thus, to reach high integration rate of renewable energy sources into the energy mix, dispatchable power plants and/or energy storage systems becomes required to balance the production of weather dependent renewable energy sources with consumption at any time. Storage technologies exist but, as RES, they are not burden-free and those impacts should be accounted for in the environmental impact assessment of energy scenarios integrating high shares of renewable energy sources.

Those research works aspire to increase the representativeness of life-cycle assessment of energy scenario involving a high share of weather-dependent renewable energies. This thesis aims to answer the following research questions :

1. How to account for the technological, spatial and temporal variability of energy systems in the prospective environmental impact assessment ?
2. How to embed the constraint of the temporal balance production-consumption into the life cycle assessment of energy scenarios ?

To do so, a global dynamic and parametric method to assess the environmental impact of prospective energy scenarios has been developed. This method has been applied to self-consumption scenarios and to the insular territory of l'Île de La Réunion. On the one hand, this global method relies on parameterized life-cycle inventory (LCI) model. Those parameterized LCI models enable to specifically assess the environmental impacts of system to generate and to store energy. On the other hand, this global method rely on the coupling of production and consumption time-series in order to assess the storage need and storage use.

Parameterized LCI models of energy production and energy storage

Parameterized LCI models enable to account for technological, spatial and temporal variability through the use of parameters that can be as much as several ten or so. For each energy system, parameters are identified going up in the tree view of the LCI, focusing on the process showing a relatively high contribution in the impacts categories considered and

combining those data to the analysis of the scientific literature, prospective reports, industrial data and diverse databases.

Parameterized LCI models have been developed for the systems :

- generating wind power,
- generating photovoltaic power,
- generating hydropower,
- generating electricity from thermal power plant (gas, fuel and coal),
- storing energy as synthetic gas (power-to-hydrogen and power-to-methane)
- storing energy as pumped hydropower (PHS),
- storing energy as compressed air (CAES),
- storing energy in electrochemical batteries.

The parameterized LCI model related to wind power has been applied to the whole Danish wind turbine fleet from 1980 to 2030. This work, which is detailed in two peer-reviewed articles, showed how the environmental footprint has been reduced by a factor 3 regarding the wind power carbon footprint : from 40 gCO_2eq/kWh in 1980 to 13 gCO_2eq/kWh expected in 2030. This reduction of impacts is not limited to carbon footprints but concerns all the impact categories considered. A web platform called LCA_WIND_DK has been developed to provide access to the important amount of data obtained during those works. A similar work for photovoltaic energy, that is under publication, has been performed. It highlights a reduction of similar magnitude of the PV environmental footprint over two decades. This impact reduction is enabled especially by the increase of efficiency of the PV systems and the processes involved in their manufacturing.

Sensitivity analyses have been performed for each of the parameterized LCI model. It enabled the identification, among the numerous parameters, of the most important ones for each impact categories considered. Results were synthesized in a colored code matrix. Those results can be used in the decision-making process to orient and order the priority in terms of research and development.

Coupling production and consumption time-series to assess storage needs

Additionally, an approach enabling the assessment of energy storage needs induced by the weather dependency of the renewable energy production but also the consumption has been developed. This approach relies on the coupling of parameterized model of energy production and consumption time-series. Those time series are notably established based on weather data : irradiation, wind speed, temperature and rainfall. The statistic analysis of the comparison of production and consumption time-series enables determining the energy storage needs ans its use. The statistic dimension of the approach allows, through the use of dedicated parameters, to size the storage in a way to store the whole overproduction of renewable energy when those need are regular and, on the contrary, to curtail a fraction of it when the extent of overproduction is occasional. Following this approach, it becomes possible to assess the environmental impact considering the energy storage need induced by the temporal variability of the renewable energy production as well as the energy consumption.

Application to self-consumption scenarios

In a first step, the developed approach is applied to assess the environmental performance of wind power and PV power in self-consumption. The first case study considers wind power produced run of the wind and combined with power-to-gas storage to deliver the energy following the national consumption curve. The second case study considers PV power produced run of the sun and combined with electrochemical batteries to cover an increasing share of the consumption of a building. Analyzing those self-consumption case studies, that are as hypothetical as simplified, enables drawing generalizable conclusions about the additional impacts induced by the consideration of the constraint of the temporal balance production-consumption in life cycle assessment. Those scenarios that can be considered as "asymptotic" as they do not benefit from the possible spatial compensation of renewable energy fluctuations nor the complementarity between different renewable energies, lead to an approximate doubling of the environmental footprint compared to a scenario where only the production is considered and the storage aspects neglected. This increase is due to the additional storage system that has to be produced as well as the energy loss occurring during the storage phase. Despite impacts increased by the aspects previously mentioned, the environmental footprint renewable energy remains significantly lower than those of fossil energy they search to substitute. It is also interesting to note that, each additional unit of storage installed bring lower environmental benefits than the previous one. The optimal sizing in terms of environmental footprint does not necessarily correspond to the scenario having the capacity to store the integrality of the energy produced ; it can be preferable to curtail a part of the production rather than sizing the storage for needs that are something out of the ordinary.

Application to an insular energy scenario

Finally, the global dynamic and parametric method to assess the environmental impacts of energy scenarios has been applied to an insular case study : the territory of La Réunion Island. Parameterized LCI models previously developed were used to assess the environmental footprint of energy production in the specific context of La Réunion. Parameterized models generating renewable energy production time-series were developed. A model to generate consumption time-series as a function of parameters relative to the evolution of energy needs, efficiency, intensity of use and equipment rate has also been developed. This model uses annual energy consumptions per sector and subsectors and the corresponding consumption profiles to generate a time-series of the energy consumption. Weather data are also used to account for the dependency of air conditioner consumption with the temperature, of the consumption for hot water with the temperature, of the consumption of the electrical boost of solar hot water heaters when the sunshine as well as the consumption dedicated to lightning to sunrise and sunset hours.

The coupling of production and consumption time-series enables, as a function of parameters determining the possibility to curtail a part of the production, to determine the needs of storage and the energy losses induced by the storage and the energy losses induced by the curtailment. Once those details known, it is possible to get the share of renewable energy consumed directly or after being stored. The remaining energy then has to be covered by the production of thermal dispatchable power plant supplied with fossils or renewable fuels.

The global dynamic and parametric method is applied to a scenario for which renewable energies are promoted but, for which the energy consumption keep on rising. Environmental impacts assessed for that scenario highlight that, for most of the impact categories considered, impacts are and remain dominated by fossil fuels notably use for mobility. Thus, voluntarist policies in favor of renewable energy enable reducing the environmental footprint of the energy mix but, to limit the greenhouse gas emissions to a sustainable level, it is indispensable to act on the very energy intensive sector of transports. Regarding the electricity mix alone, the deployment of renewable energy substituting fossil energy leads to a significant reduction of environmental impacts in all categories, except the land use and resource depletion. Indeed, biomass and ground PV power mobilize more space and PV installation, wind turbines as well as electrochemical batteries are more intensive in mineral resources than fossil energy. However, a low share of the required mineral resources are used in a dispersive manner. Thereby, the recycling of those resources can be considered and, regarding the sustainability, has to be recycled to reuse the mineral resources they contain.

After publication in scientific periodicals, the parameterized model developed during this PhD work are or will be freely shared in the perspective of a wider diffusion, reuse of them and to feed future development. Actually, the numerous parameterized models, methods and approaches here developed are generic, and thus, can be replicated to many other case studies than the one presented in this document. In fact, the use of numerous parameters precisely enables users to use those models in different configurations.

Table des matières

Nomenclature **XV**

Liste des figures **XVII**

1 Introduction **1**

1.1 Contexte 1

1.2 Objectifs scientifiques 4

1.3 Démarche proposée 4

2 Méthode d'évaluation d'impacts par ACV **7**

2.1 Introduction du chapitre 8

2.2 Impacts environnementaux 8

2.3 L'ACV pour évaluer les impacts environnementaux de l'énergie 12

2.4 Méthode globale dynamique et paramétrique 18

2.5 Conclusion du chapitre 27

3 ACV de la production d'énergie **29**

3.1 Introduction du chapitre 30

3.2 La production d'énergie éolienne 31

3.3 La production d'énergie PV 46

3.4 La production d'énergie hydroélectrique 55

3.5 La production d'énergie issue de centrales thermiques 64

3.6 Comparaison multicritère des impacts environnementaux de la production d'énergie 72

3.7 Conclusion du chapitre 75

4 ACV du stockage d'énergie **79**

4.1 Introduction du chapitre 80

4.2 Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse 81

4.3 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie mécanique 91

4.4 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie électrochimique 99

4.5 Comparaison multicritère des impacts environnementaux du stockage d'énergie 103

4.6 Conclusion du chapitre 105

5 ACV d'EnR en autoconsommation **109**

5.1 Introduction du chapitre 110

5.2 Énergie éolienne couplée à du stockage P2G 111

5.3 Énergie PV couplée à du stockage électrochimique 124

5.4 Conclusion du chapitre 144

6 ACV de scénarios énergétiques insulaires **147**

6.1 Introduction du chapitre 148

6.2 Modélisation de la production EnR 149

6.3 Modélisation de la consommation 154

6.4 Évaluation des besoins de stockage 164

6.5 ACV de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation 169

6.6 Conclusion du chapitre 175

7 Conclusions générales & Perspectives **179**

7.1 Développement méthodologique : une méthode globale dynamique et paramétrique 179

7.2 Applications 181

7.3 Perspectives 186

Nomenclature

ACV	Analyse de Cycle de Vie
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
CAES	Stockage d'énergie par air comprimé (Compressed Air Energy Storage)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
EnR	Énergies Renouvelables
GES	Gaz à Effet de Serre
ICV	Inventaire de Cycle de Vie
IGCC	Cycle Combiné à Gazéification Intégrée
ILCD	International Reference Life Cycle Data System
IRENA	Agence Internationale de l'Énergie Renouvelable
LFP	Lithium Fer Phosphate
LTO	Lithium Titanate Oxyde
MERRA-2	Modern-Era Retrospective analysis
NCA	Nickel Cobalt Aluminium
NMC	Nickel Manganèse Cobalt
Oemof	Open Energy Modeling Framework
P2G	Power-to-gas
P2H	Power-to-hydrogen
P2M	Power-to-methane
PbA	Plomb-acide
PPE	Planification pluri-annuelle de l'énergie
PV	Photovoltaïque
SIG	Système d'Information Géographique
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
VFRB	Vanadium Redox Flow Battery

Liste des figures

1 Introduction

1.1 Scénario d'évolution du mix électrique de l'IRENA 3

2 Méthode d'évaluation d'impacts par ACV

2.1 Cadre normatif de l'ACV (ISO 14040) 13

2.2 Illustration de la contrainte d'équilibre et de stabilité du réseau électrique . . 17

2.3 Méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs 19

2.4 Évolution des impacts avec l'hypothétique paramètre xxx 24

2.5 Changement relatif des impacts sur la plage de variation du paramètre xxx . 24

2.6 Matrice d'analyse de sensibilité 25

3 ACV de la production d'énergie

3.1 Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne 32

3.2 Représentation de l'approche de modélisation de la performance environnementale d'éoliennes 33

3.3 Capture d'écran du registre éolien danois 33

3.4 Capture d'écran de la base de données d'industriels TheWindPower 34

3.5 Modèles de régressions déterminant les relations : diamètre du rotor - puissance de la turbine et poids du rotor - diamètre du rotor 34

3.6 Distribution de la durée de vie des éoliennes démantelées au Danemark 36

3.7 Courbe de puissance mesurée et modélisée 37

3.8 Méthode d'évaluation de la performance environnementale d'une flotte de système d'énergie renouvelable 39

3.9 Évolution de la distribution de l'empreinte carbone de l'énergie produite par les éoliennes au Danemark 40

3.10 Évolution d'indicateurs de la performance environnementale de la flotte éolienne danoise de 1980 à 2030 41

3.11 Capture d'écran de la plateforme interactive LCA_WIND_DK 42

3.12 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie éolienne 45

3.13 Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie PV 46

3.14 Évaluation de l'empreinte carbone de l'énergie PV et de son évolution suite aux améliorations de l'efficacité du système PV et des procédés utilisés pour sa manufacture 51

3.15 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie PV . . 54

3.16 Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique 56

3.17 Empreintes carbone estimées à partir des jeux de données contenus dans ecoinvent 56

3.18 Empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique (hors émissions de GES du réservoir) et corrélation avec le ratio volume du barrage/production 59

3.19 Empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique avec des fourchettes hautes et basses d'émissions de GES du réservoir 60

3.20 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie hydroélectrique 63

3.21 Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie issue de centrales thermiques . 65

3.22 Distribution du rendement estimé à partir des 97 inventaires de production d'électricité dans des centrales à charbon 66

3.23 Corrélation entre l'émission d'une substance choisie aléatoirement et les émissions de CO_2 qui sont proportionnelles à la quantité de combustible brûlé 67

3.24 Distribution des facteurs de charges estimés à partir des 97 inventaires de production d'électricité de centrales à charbon 67

3.25 Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales à charbon 68

3.26 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à charbon 69

3.27 Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales à fioul . 69

3.28 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à fioul 70

3.29 Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales CCGT . 70

3.30 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à gaz CCGT 71

3.31 Comparaison multicritère de la performance environnementale de la production d'énergie 74

4 ACV du stockage d'énergie

4.1 Classification des technologies de stockage 81

4.2 Empreinte carbone du stockage d'énergie P2H et P2M 88

4.3 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage P2H 89

4.4 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage P2M 90

4.5 Empreinte carbone du stockage par STEP (hors émissions de GES du réservoir) 92

4.6 Empreinte carbone du stockage par STEP avec une estimation basse et haute des émissions de GES du réservoir 92

4.7 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par STEP 94

4.8 Empreinte carbone du stockage d'énergie par air comprimé 97

4.9 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par air comprimé . . 98

4.10 Empreinte carbone du stockage d'énergie par batteries électrochimiques . . . 101

4.11 Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par batterie lithium-ions 102

4.12 Comparaison multicritère de la performance environnementale du stockage d'énergie 104

5 ACV d'EnR en autoconsommation

5.1 Méthode d'évaluation des besoins de stockage et de son utilisation 112

5.2 Séries temporelles de production, consommation et autoconsommation d'énergie 115

5.3 Statistique de sous et surproduction d'énergie éolienne 116

5.4 Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations 117

5.5 Empreinte carbone de l'énergie éolienne couplée à du stockage power-to-methane 118

5.6 Empreinte carbone de l'énergie éolienne couplée à du stockage power-to-hydrogen 119

5.7 Évolution de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne avec la dimension du rotor . . . 121

5.8 Évolution des impacts environnementaux avec le recours aux centrales à gaz en back-up . . . 122

5.9 Évolution des impacts environnementaux avec la capacité de stockage installée 123

5.10 Observation de la série temporelle de consommation de type résidentiel 127

5.11 Observation de la série temporelle de consommation de type industriel 128

5.12 Comparaison des séries temporelles de productions et de consommations . . . 129

5.13 Dimensionnement des besoins de stockage en puissance et en énergie 130

5.14 Séries temporelles journalières de productions et de consommations 131

5.15 Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations 131

5.16 Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la puissance PV installée en l'absence de stockage . . . 133

5.17 Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée en l'absence de stockage . . . 133

5.18 Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la puissance PV installée en adaptant la capacité de stockage . . . 135

5.19 Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée en adaptant la capacité de stockage . . . 135

5.20 Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations avec 5 kW_c de puissance PV et 18 kWh de capacité de stockage . . . 136

5.21 Évolution des impacts environnementaux de l'énergie électrique consommée par le bâtiment modélisé en fonction de la puissance PV installée en adaptant la capacité de stockage . . . 136

5.22 Dépendance de la production PV et de la couverture de la consommation au profil de consommation . . . 139

5.23 Dépendance de l'empreinte carbone au profil de consommation . . . 139

5.24 Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec l'azimut d'orientation des panneaux PV . . . 141

5.25 Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée avec l'azimut d'orientation des panneaux PV . . . 141

5.26 Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la capacité de stockage installée . . . 143

5.27 Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée avec la capacité de stockage installée 143

6 ACV de scénarios énergétiques insulaires

6.1 Séries temporelles mesurées de production d'énergie électrique 149

6.2 Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie PV 150

6.3 Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie éolienne . . 151

6.4 Comparaison des courbes de puissance modélisées des éoliennes existantes et surtoilées avec la production mesurée 152

6.5 Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie hydroélectrique 153

6.6 Consommation énergétique du secteur des transports 156

6.7 Consommation énergétique du secteur résidentiel 157

6.8 Consommation énergétique du secteur tertiaire 158

6.9 Consommation énergétique du secteur industriel 159

6.10 Consommation énergétique de l'ensemble des secteurs 160

6.11 Consommation d'énergie électrique de l'ensemble des secteurs 161

6.12 Profil unitaire de consommation par secteur 162

6.13 Séries temporelles de consommation par secteur estimées en 2030 et représentées pour les données météorologiques de 2016 163

6.14 Comparaison des séries temporelles de production EnR fatales et de consommation 164

6.15 Dimensionnement des besoins de stockage en puissance et en énergie 165

6.16 Séries temporelles journalières de productions et de consommations 166

6.17 Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations 167

6.18 Impacts environnementaux par année de consommation d'énergie 170

6.19 Évolution considérée du mix électrique de production 172

6.20 Impacts environnementaux par kilowattheure d'énergie électrique 173

6.21 Méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs 176

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

L'énergie est à la base du système productif moderne. Par le passé, l'augmentation globale de l'activité économique a induit une augmentation de la consommation énergétique au niveau mondial, ce qui dans un mix énergétique dominé par les énergies fossiles, s'est traduit par une augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES) [138]. Au travers de ces émissions massives de GES, ce modèle énergétique est à l'origine du changement climatique et de l'acidification de l'océan actuellement observés [74]. Il occasionne également des impacts environnementaux et sanitaires majeurs du fait d'émissions de polluants lors de la combustion de ces hydrocarbures, mais aussi lors de leur phase d'extraction, de raffinage et de transport [129]. Ces émissions impactent aussi bien la biodiversité [32] que la santé humaine [105]. Enfin, ce modèle énergétique, majoritairement basé sur l'exploitation d'une ressource finie et non renouvelable à l'échelle de l'humanité que sont les hydrocarbures fossiles, conduit logiquement à son épuisement. Cela se traduit notamment par la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures de moins en moins accessibles et de qualité décroissante [62].

Face à ces problématiques environnementales, une modification en profondeur de ce modèle énergétique s'impose : la transition énergétique. Cette transition énergétique consiste à opérer une transition vers un système énergétique à plus faible impact environnemental en substituant, à terme, les énergies fossiles, représentant encore 81 % de l'énergie primaire consommée dans le monde en 2015 [15], par des énergies à plus faibles impacts environnementaux. Par ailleurs, cette transition présente aussi des opportunités sur le plan socio-économique afin de réduire la dépendance aux hydrocarbures et le déficit commercial associé [104]. Les deux principaux leviers d'action de cette transition consistent, d'une part, d'interroger et de modérer la consommation d'énergie par un usage plus efficace et raisonné, et d'autre part, de développer massivement les filières d'énergies renouvelables. L'énergie nucléaire, qui représente une part importante du mix électrique français avec 75 %, mais 10 % du mix électrique à l'échelle mondiale, est très faiblement carbonée mais non renouvelable et ne peut donc que temporairement contribuer à limiter les émissions de GES du secteur électrique. En effet, la filière repose, en l'état, sur un combustible fissile aux réserves finies : l'uranium. Elle pose également des problématiques spécifiques : risque de prolifération d'armements nucléaires, sûreté et sécurité de l'exploitation des installations, gestion de leur démantèlement et des déchets radioactifs. À plus long terme, seuls les

réacteurs à neutrons rapides surgénérateurs, qui produisent au moins autant de matières fissiles qu'ils n'en consomment, sont en mesure de produire, à grande échelle et dans la durée, de l'énergie décarbonée.

Dans cette perspective de transition, des systèmes basés sur l'utilisation d'énergies renouvelables (EnR) ont émergé. Certaines filières, comme l'énergie éolienne et photovoltaïque, ont atteint un niveau de maturité élevé et prospèrent désormais à l'échelle mondiale avec respectivement 50 et 100 GW de capacité supplémentaire installée en 2017 [5] représentant près de 60 % des nouvelles capacités de productions installées sur cette année. Parfois qualifiées d'« énergies vertes », ces systèmes qui reposent sur des sources d'énergies renouvelables ne sont pas pour autant dénués d'impacts environnementaux. En effet, de l'énergie et des matières premières sont nécessaires pour construire, maintenir et démanteler ces systèmes. Pour de tels systèmes, qui ne nécessitent pas de combustible, les impacts sont davantage localisés lors de leur construction, que durant la phase opérationnelle où ils produisent de l'énergie. Il est alors nécessaire de pouvoir quantifier ces impacts afin de s'assurer des bénéfices environnementaux de la transition énergétique. L'objectif étant d'éviter un simple report des impacts environnementaux de la phase de production d'électricité vers la phase de manufacture des systèmes permettant la production d'électricité, puisque cela n'apporterait pas de bénéfices environnementaux à l'échelle globale. Par ailleurs, l'analyse des impacts environnementaux des filières d'énergie renouvelables permet d'identifier les paramètres les plus sensibles et déterminants quant à la performance environnementale. Un tel travail peut servir de support à l'orientation des efforts de recherche et développement vers les aspects présentant un potentiel important d'amélioration de la performance environnementale.

L'Analyse de Cycle de Vie (ACV), qui est une méthode d'évaluation systémique, devient alors nécessaire afin d'évaluer les impacts environnementaux d'un système sur l'intégralité de son cycle de vie : de l'extraction des matières premières à la fin de vie [20 ; 25 ; 127]. Cette méthode est également multicritère. Elle permet d'évaluer aussi bien les impacts sur le changement climatique, l'épuisement de ressources fossiles, de ressources minérales, que les impacts sur la santé humaine ou les écosystèmes. Son approche holistique permet d'éviter, ou du moins d'identifier, des transferts de pollution ; que les transferts aient lieu de la phase de production d'énergie à la phase de manufacture ou bien d'une catégorie d'impact vers une autre. Ainsi, l'ACV constitue un outil d'aide à la décision précieux pour les instances gouvernementales dans le cadre de politiques de limitation des impacts environnementaux [98].

Pour autant, l'évaluation des impacts environnementaux des énergies renouvelables par ACV n'est pas sans poser de difficultés.

D'une part, il existe une variabilité très importante des systèmes de production d'EnR. En effet, il existe respectivement plus de 1500 modèles d'éolienne et plusieurs dizaines de milliers de modèles de panneaux PV sur le marché. Les éoliennes pourront être installées seules ou regroupées dans des fermes de taille variable, sur terre ou en mer. Les panneaux PV seront eux, assemblés dans des installations de faible ou moyenne puissance en toiture ou dans des centrales de moyenne ou grande puissance au sol. Les centrales hydroélectriques auront également des caractéristiques bien différentes suivant la topographie. Tout cela induit une importante variabilité technologique. Une seconde source de variabilité de la performance environnementale de l'énergie produite est la variabilité spatiale. Le site d'implantation de systèmes EnR déterminera, d'une part, les ressources auxquels les

systèmes EnR sont exposés, et d'autre part, leur production d'énergie, mais aussi les besoins en matériaux. Par exemple, la profondeur de la mer et la distance à la côte détermineront respectivement la masse des fondations des éoliennes en mer et la quantité de câbles nécessaires au raccordement au réseau électrique. Enfin, la variabilité peut-être d'origine temporelle. Avec le développement des filières industrielles, les systèmes de production d'EnR aussi bien que les procédés sous-jacents, utilisés pour leur production, se sont améliorés conduisant à une meilleure performance tant économique qu'environnementale [75 ; 84]. Par exemple, les panneaux PV récents ont de bien meilleurs rendements que les plus anciens, et les procédés nécessaires à la production des panneaux et notamment des cellules sont également bien plus efficients. Cela conduit, au fil du temps, à une baisse des impacts environnementaux. Enfin, le lieu et le mix énergétique de fabrication peut fortement influer sur la performance environnementale. Ces variabilités technologiques, spatiales et temporelles sont notamment à l'origine de l'importante dispersion des empreintes environnementales estimées dans la littérature scientifique. Or, la forte amplitude de la variabilité des performances environnementales des EnR peut s'avérer limitante dans un processus d'aide à la décision.

D'autre part, la production électrique des systèmes EnR est météo-dépendante et elle n'est pas nécessairement en adéquation temporelle avec la consommation. Cela n'est pas problématique lorsque la proportion d'énergie renouvelable à production météo-dépendante dans le mix électrique est faible, mais peut le devenir dans le cas d'un déploiement massif de ces EnR. Or, afin de limiter les émissions de GES de la production d'électricité, des scénarios énergétiques envisagent que la part d'EnR à production météo-dépendante augmente considérablement comme l'illustre un scénario de l'IRENA sur la figure 1.1. Cette figure illustre l'évolution du mix électrique mondiale d'un scénario de l'IRENA qui serait compatible avec un réchauffement climatique globale de 2 °C. Ainsi, l'intégration massive d'EnR dans le mix électrique nécessite de disposer de centrales pilotables ou de systèmes de stockage pour assurer l'équilibre du réseau. Des solutions de stockage existent, mais elles occasionnent également des impacts environnementaux qu'il convient d'intégrer dans l'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques.

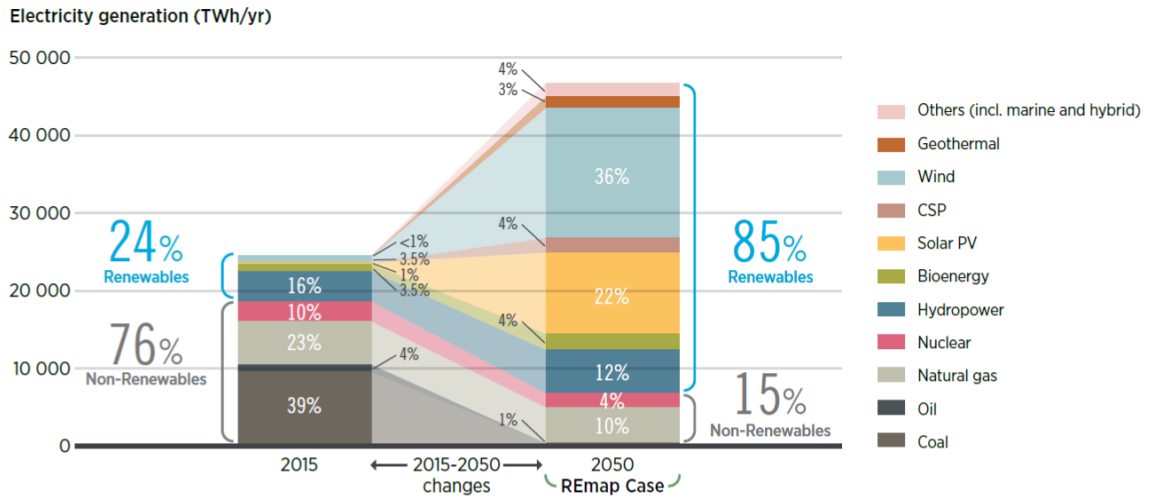


FIGURE 1.1 – Scénario d'évolution du mix électrique de l'IRENA [75]

En conclusion, les principales limites aux ACV de scénarios énergétiques identifiées sont :

1. la non-considération de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes mis en jeu,
2. la non-intégration des besoins de stockage potentiellement induit par la météo-dépendance de la production d'énergie renouvelable.

Afin d'y remédier, il devient non seulement nécessaire d'utiliser des inventaires de cycle de vie spécifiques au contexte étudié et adaptés à la vision prospective des scénarios, mais aussi de combiner l'exercice de l'ACV à celui de la modélisation de scénarios énergétiques afin d'évaluer les impacts environnementaux en intégrant la contrainte d'adéquation temporelle entre la production et la consommation.

1.2 Objectifs scientifiques

Ces travaux de thèse ont pour ambition d'améliorer la représentativité de l'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs mettant en jeu de forts taux de pénétration d'énergies renouvelables à production météo-dépendante. Ils visent ainsi à répondre aux questions de recherche suivantes :

1. Comment prendre en compte la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes énergétiques dans l'évaluation prospective des impacts environnementaux ?
2. Comment intégrer la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques ?

Le défi de ces travaux de recherche est alors d'élaborer une nouvelle méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs afin de remédier aux limites précédemment exposées. Cette méthode globale dynamique et paramétrique permet, non seulement de tenir compte de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes énergétiques, mais aussi de considérer les besoins de stockage induits par la variabilité temporelle, des variations horaires aux saisonnières, de la production énergétique, mais aussi de la consommation.

1.3 Démarche proposée

La méthode globale dynamique et paramétrique ainsi développée repose sur :

- le développement de modèles paramétrés d'inventaire de cycle de vie (ICV) permettant l'évaluation prospective d'impacts environnementaux par ACV des systèmes de production d'énergie et de stockage,
- le développement et le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation afin d'estimer les besoins de stockage.

La méthode globale dynamique et paramétrique alors obtenue permet d'évaluer les impacts environnementaux de scénarios prospectifs intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation pour un territoire donné avec des inventaires de cycle de vie adaptés au contexte étudié.

Le présent manuscrit est structuré en cinq chapitres.

Le chapitre 2 présente brièvement les impacts environnementaux de l'énergie, la méthode systémique et multicritère d'évaluation de ces impacts qu'est l'ACV, ses limites quant à son application dans le secteur de l'énergie ainsi que la méthode globale dynamique et paramétrique développée pour y remédier.

Le chapitre 3 traite de l'évaluation de la performance environnementale de la production d'énergie. Des modèles d'ICV paramétrés sont développés pour les filières éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique et les centrales thermiques. Ces modèles d'ICV paramétrés permettent alors de représenter la variabilité technologique, spatiale et temporelle de ces systèmes. Il est ainsi possible d'estimer spécifiquement la performance environnementale de telle ou telle filière de production d'énergie dans un contexte spécifique. Ces modèles paramétrés ont ensuite été appliqués à des flottes de systèmes de production d'énergie pour étudier la variabilité des impacts obtenus. Afin d'évaluer l'influence relative des nombreux paramètres retenus dans la création des modèles paramétrés d'ICV, des analyses de sensibilité ont été réalisées et permettent d'identifier les principaux pour les différentes catégories d'impacts considérées. Enfin, la comparaison multicritère des impacts environnementaux des différentes filières de production est discutée.

Le chapitre 4 présente des résultats relatifs aux filières de stockage d'énergie en suivant la même démarche que celle appliquée pour les filières de production dans le chapitre 3. Ainsi, des modèles paramétrés d'ICV ont été développés pour le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (power-to-hydrogen et power-to-methane), de stockage d'énergie par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), de stockage d'énergie par air comprimé (CAES) et de stockage d'énergie par batteries électrochimiques. Faute de données suffisantes, les modèles paramétrés n'ont pu être appliqués à une flotte de système, mais les paramètres les plus influents ont pu être identifiés à partir de l'analyse de sensibilité multicritère. La comparaison multicritère des impacts environnementaux des différentes filières de stockage est ensuite discutée.

En mettant à profit les modèles paramétrés d'ICV développés aux chapitres 3 et 4, le chapitre 5 présente les impacts environnementaux d'énergie EnR en autoconsommation. Deux scénarios combinant la production d'énergie éolienne à du stockage sur de longues durées et de la production PV à du stockage sur de courtes durées sont étudiés. Pour cela, une méthode d'évaluation des besoins de stockage, reposant sur l'utilisation de séries temporelles paramétrées de la production et de la consommation énergétique, est développée. L'analyse de ces cas d'études d'EnR en autoconsommation, aussi hypothétiques que simplifiés, permet de tirer des enseignements généralisables sur les impacts additionnels induits par la considération de la contrainte d'adéquation production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux.

Enfin, la méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux de scénarios énergétiques par ACV, proposée dans cette thèse, est appliquée à un cas d'étude : le territoire insulaire de la Réunion. Les séries temporelles de production d'EnR sont établies à partir de séries temporelles de variables climatiques et des puissances installées envisagées. La série temporelle de consommation totale est établie à partir des séries temporelles de consommation par secteur multiplié par volume annuel de consommation estimé à l'horizon temporel considéré. Les séries temporelles de consommations par secteur sont modélisées à partir de profils saisonniers types et de variables météorologiques comme la température ou l'irradiation solaire. Les résultats obtenus pour ce cas d'étude sont présentés, discutés et interprétés dans le chapitre 6.

Chapitre 2

Méthode d'évaluation d'impacts par ACV

Sommaire

2.1 Introduction du chapitre 8
2.2 Impacts environnementaux 8
2.2.1 Impacts sur le changement climatique 8
2.2.2 Impacts sur la biodiversité 9
2.2.3 Impacts sur la santé humaine 10
2.2.4 Impacts sur l'épuisement des ressources 10
2.3 L'ACV pour évaluer les impacts environnementaux de l'énergie . . 12
2.3.1 L'ACV : une méthode systémique et multicritère d'évaluation des impacts environnementaux 12
2.3.2 ACV de la production d'énergie 13
2.3.3 ACV du stockage d'énergie 14
2.3.4 ACV de scénarios énergétiques 15
2.3.4.1 Scénarios énergétiques & EnR 15
2.3.4.2 Application de l'ACV aux scénarios énergétiques 17
2.4 Méthode globale dynamique et paramétrique 18
2.4.1 Les modèles paramétrés d'ICV des systèmes énergétiques 20
2.4.1.1 La construction des modèles paramétrés d'ICV 20
2.4.1.2 Les catégories d'impacts 21
2.4.1.3 Application et analyse du modèle paramétré d'ICV 23
2.4.2 Les modèles paramétrés de séries temporelles pour estimer les besoins de stockage 25
2.4.3 Atouts de la méthode globale dynamique et paramétrique 26
2.5 Conclusion du chapitre 27

2.1 Introduction du chapitre

Le mix énergétique mondial, avec une consommation qui a plus que doublé en moins de 50 ans [15], et qui repose, en énergie primaire, à plus de 80 % sur les énergies fossiles est à l'origine d'importants impacts environnementaux. Les impacts environnementaux, qui ne se limitent ni aux seules énergies fossiles, ni aux seules émissions de GES, sont présentés dans la section 2.2.

L'analyse de cycle de vie, qui est une méthode systémique et multicritère, permet d'évaluer les impacts environnementaux depuis l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie. Cette méthode, son application au secteur de l'énergie et ses limites sont présentés en détail dans la section 2.3.

Enfin, la méthode globale dynamique et paramétrique envisagée en réponse aux limites précédemment évoquées est présentée dans la section 2.4. Cette méthode globale dynamique et paramétrique permet d'évaluer les impacts environnementaux de scénarios prospectifs en intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation tout en utilisant des inventaires de cycle de vie adaptés au contexte étudié.

2.2 Impacts environnementaux

Le mix énergétique mondial, qui en 2016 reposait, en énergie primaire, à plus de 80 % sur les hydrocarbures [15 ; 74] contribue :

- au changement climatique,
- à la perte de biodiversité,
- à l'altération de la santé humaine,
- à l'épuisement de ressources.

Les énergies renouvelables ont également un impact sur ces quatre catégories soit directement, soit indirectement notamment au travers de l'utilisation d'énergies fossiles et de matériaux nécessaires pour leur construction. Ceci est également vrai pour l'énergie nucléaire qui nécessite une infrastructure pour transformer la chaleur libérée par la fission atomique en électricité, mais, à la différence des EnR, repose sur un combustible non renouvelable avec des problématiques spécifiques en amont et en aval.

2.2.1 Impacts sur le changement climatique

La combustion d'hydrocarbures, qui permet de libérer l'énergie contenue dans ces derniers, émet notamment du dioxyde de carbone. En 2015, environ 11 milliards de tonnes d'hydrocarbures ont été brulées entrainant alors l'émission d'environ 30 milliards de tonnes de CO_2 [74].

De telles émissions ne sont pas sans conséquence pour l'environnement puisque cela a modifié la composition chimique de l'atmosphère. Sur la seule année 2015, les émissions de CO_2 correspondent à une augmentation située entre 2 et 3 particules par million du contenu en CO_2 de l'atmosphère. Ainsi, année après année, la concentration en CO_2 dans l'atmosphère

est passée de 280 ppm en 1750 [74] à plus de 410 ppm en 2019 [6]. Ce changement, observé à l'échelle planétaire, n'est pas sans poser de problèmes puisque le CO_2 est un gaz à effet de serre : l'augmentation de sa concentration dans l'atmosphère modifie le bilan radiatif terrestre conduisant à une accumulation d'énergie au sein du système terre à l'origine des changements climatiques observés. Ce réchauffement climatique global modifie notamment les climats régionaux et les régimes de pluie associés, ce qui rend le secteur agricole plus vulnérable aux intempéries.

L'énergie thermique additionnelle due à l'augmentation de l'effet de serre est également captée par l'océan. Ce faisant, l'océan subit une dilatation thermique qui conduit à une élévation du niveau de la mer, à laquelle, il convient d'ajouter les apports d'eau issus de la fonte des calottes glaciaires [74]. Par ailleurs, une partie du CO_2 émit se retrouve également absorbée par les océans, le dioxyde de carbone étant un acide en présence d'eau, appelé pour cette raison acide carbonique, cela a entrainé une augmentation de 26 % l'acidité de la surface de l'océan depuis l'ère pré-industrielle [74]. Cette acidification globale sans précédent de l'océan se combine avec son réchauffement, ainsi que d'autres facteurs de pressions anthropiques telles que leur pollution par diverses substances et la surpêche mettant en péril la biodiversité de nombreux écosystèmes marins.

Le CO_2 émis lors de la combustion d'hydrocarbures représente à lui seul les deux tiers du pouvoir réchauffant des émissions mondiales de GES [74]. L'exploitation d'hydrocarbures est également émettrice de méthane, un gaz à effet de serre au pouvoir réchauffant 30 fois supérieur à celui du CO_2 par unité de masse sur un horizon temporel de 100 ans [74]. Le reste des émissions de GES provient majoritairement de la déforestation et du secteur agricole qui est émetteur de méthane et de protoxyde d'azote, les deux autres principaux GES.

Étant produits à partir d'énergie fossile, les systèmes permettant la production d'énergie renouvelable ou nucléaire émettent indirectement des GES [74]. La production d'énergie à partir de biomasse peut également être fortement émettrice de gaz à effet de serre. En effet, si le stock de biomasse n'est pas géré durablement, le CO_2 qui est émis lors de la combustion ne sera pas absorbé par la croissance future de biomasse censée reconstituer le stock initialement brulé [74]. L'énergie hydroélectrique, issue de centrales équipées de barrages, peut également, au travers de l'inondation de surfaces végétalisées, contribuer à l'émission significative de GES par la décomposition de la matière végétale [74]. Ces émissions dépendent alors fortement du contexte, présence d'activités agricoles en amont rejetant des fertilisants, ainsi que du climat favorisant plus ou moins cette décomposition [40].

2.2.2 Impacts sur la biodiversité

La combustion d'hydrocarbures émet, en plus du CO_2, de nombreuses substances polluantes. Par ailleurs, ces émissions ne se limitent pas à la seule phase de combustion, des émissions de polluants ont également lieu lors de l'extraction, du raffinage et du transport d'hydrocarbures [63].

Au travers de ces émissions de composés polluants, mais aussi du changement climatique induit par les émissions de GES, le mix énergétique mondial occasionne des impacts majeurs sur la biodiversité [74]. Ces impacts peuvent également être causés au travers de la déforestation, qui est parfois motivée par ou pour des usages énergétiques. Cette déforestation peut être occasionnée par la surexploitation de biomasse mais aussi par les

activités extractrices d'hydrocarbures ou de minerais nécessaires à la production d'énergie non renouvelable (fossile et fissile) mais aussi d'énergie renouvelable [92]. Ces activités minières engendrent également des rejets de polluant contaminant les sols et les cours d'eau impactant significativement les écosystèmes [117].

Ces causes ont été identifiées comme étant à l'origine de la sixième extinction de masse des espèces en cours [32]. Cette extinction se caractérise par un rythme d'extinction d'espèces significativement supérieur à la normale.

2.2.3 Impacts sur la santé humaine

Les êtres humains faisant partie de la biosphère, les émissions de polluants associées aux systèmes énergétiques ont des impacts sur la santé humaine. Les voies respiratoires sont effectivement sensibles aux émissions de particules fines, de dioxyde d'azote entrainant indirectement la formation d'ozone irritant pour les voies respiratoires, d'hydrocarbures aromatiques polycycliques, de composés organiques volatils, de dioxyde de soufre et de métaux lourds [105]. Ces émissions dégradent la qualité de l'air, notamment en zone urbaine, où se cumulent, et parfois s'accumulent, les émissions de centrales thermiques de production d'électricité, les émissions provenant d'installations industrielles ou de centres d'incinération d'ordures ménagères, les émissions liées au chauffage domestique et aux véhicules équipés de moteur à combustion interne [38]. L'agriculture contribue également à l'émission de polluants, notamment à cause du recours aux produits phytosanitaires ou aux épandages d'engrais. Cette dégradation de la qualité de l'air peut parfois s'observer de manière spectaculaire lors d'épisodes de pic de pollution avec la formation d'un smog limitant sérieusement la visibilité. Cette pollution occasionne de nombreuses pathologies et réduit l'espérance de vie de la population qui y est exposée [61]. Les coûts sociétaux induits sont importants bien que difficiles à évaluer précisément, puisqu'un grand nombre de facteurs intervient. Des estimations du coût de cette externalité sont réalisées et discutées par Ari Babl et al. dans l'ouvrage "How much is clean air worth ?" [105].

2.2.4 Impacts sur l'épuisement des ressources

Les hydrocarbures que sont le charbon, le pétrole et le gaz naturel proviennent de biomasse sédimentée. Au fil de dizaines de millions d'années, cette biomasse sous l'action de bactéries anaérobies, puis de conditions de température et de pression géologiques se transforme par craquage thermique en hydrocarbure. Étant donné la durée du processus, ces hydrocarbures ne sont pas renouvelables à une échelle de temps humaine. L'humanité dispose alors d'un stock fini d'une ressource, qui s'est formée sur des temps géologiques, dont le rythme d'extraction finira mathématiquement par décliner.

Cet épuisement se traduit, dès aujourd'hui, par la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures de moins en moins accessibles et de qualité décroissante [62]. Cette étude estime que sur le territoire des USA, investir l'équivalent énergétique d'un baril de pétrole dans la prospection d'hydrocarbure permettait de découvrir environ 1000 barils en 1919, contre seulement 5 en 2010. Un baril investi dans l'exploitation pétrolière permettait quant à lui d'en extraire 25 en 1970, contre seulement 10 en 2007. Les hydrocarbures de roche-mère que sont les gaz et huiles de schiste, aujourd'hui massivement exploités aux USA, sont quant à eux, plus difficiles d'accès que les hydrocarbures conventionnels. Ils nécessitent de fracturer le sous-sol pour stimuler la

libération des hydrocarbures et, de ce fait, présente un taux de retour énergétique inférieur et proche de 7 [62]. Cela signifie qu'un baril de pétrole investi dans l'extraction d'hydrocarbures de roche-mère permet d'extraire 7 barils. Ces valeurs témoignent localement d'une forme d'épuisement des ressources fossiles.

Cependant, la libération dans l'atmosphère du carbone contenu dans l'ensemble des réserves déjà connues, suffit à provoquer un réchauffement climatique bien supérieur aux objectifs fixés par la communauté internationale lors de la COP21 [74].

Les observations sur le contenu énergétique des énergies fossiles se retrouvent également au Canada : le taux de retour énergétique pour l'extraction de pétrole et gaz conventionnel est passé de 40 en 1993 à 15 en 2008 [101]. En ce qui concerne les hydrocarbures non conventionnels, ils sont nettement plus énergivores à extraire. Par exemple, les sables bitumineux, qui se constituent d'un mélange naturel de sable ou d'argile, d'eau et d'une forme très visqueuse et dense de pétrole, que l'on appelle le bitume, ont un taux de retour énergétique fluctuant autour de 4 [101]. Leur exploitation industrielle, en plus d'impliquer la déforestation de la zone, consomme d'importantes quantités d'énergie, mais également d'eau, pour séparer le bitume très visqueux du sable ou de l'argile.

Si des progrès technologiques significatifs sont réalisés pour extraire des gisements, qui auparavant, n'étaient pas exploitables, l'analyse des taux de retour énergétique montre que cela se fait globalement à coût énergétique croissant.

Les systèmes de production d'électricité, que la source d'énergie soit renouvelable ou non, mobilisent nécessairement des ressources métalliques. De l'acier et du cuivre, qui est un bon conducteur électrique, sont notamment nécessaires à la construction de centrales thermiques, mais aussi aux centrales hydroélectriques, aux éoliennes et aux systèmes photovoltaïques dans des proportions plus ou moins importantes. D'autres métaux moins abondants peuvent également être nécessaires. Certains métaux peuvent être facilement substitués par d'autres, moins rares, comme le cuivre par de l'aluminium pour les conducteurs électriques. D'autres en revanche, sont plus difficilement substituables comme l'étain qui, avec une faible température de fusion, est très avantageux pour la réalisation de soudures de composants électroniques. Ces métaux sont théoriquement intégralement recyclables, mais en pratique, des pertes existent lors du recyclage conduisant à une perte de métaux, mais surtout, le caractère dispersif de l'usage qui est fait des métaux rend leur recyclage plus ou moins aisé, voire impossible. Un câble en cuivre sera aisément recyclable en un nouveau câble avec des performances équivalentes. En revanche, certains alliages métalliques pourront être recyclés, mais avec une qualité d'usage dégradée, due à la présence accrue d'impuretés, suite au recyclage. Enfin, d'autres métaux sont utilisés dans des proportions tellement faibles, notamment en électronique, ce qui rend, aujourd'hui, leur recyclage plus coûteux que leur production à partir de minerai vierge [24].

La filière nucléaire, quant à elle, a également besoin de ressources métalliques, mais elle en fait un usage, que l'on pourrait qualifier de destructif. L'uranium, qui est une ressource finie, est à la base du combustible utilisé par les réacteurs actuels. D'autres métaux standards, comme l'acier, et certains plus spécifiques à l'industrie nucléaire, comme le zirconium et le hafnium, sont également nécessaires à la fabrication et l'opération de ces réacteurs. Ces matériaux vont être irradiés lors du fonctionnement de la centrale. Cette irradiation conduit à une déformation des matériaux au cours de leur vie. Cette déformation sous irradiation conduit à altérer les propriétés des matériaux irradiés et, in fine, à limiter leur durée de vie. Une fois la fin de vie atteinte, ces matériaux ne sont pas immédiatement recyclables du fait de leur

niveau de radioactivité. Ils engendrent alors des déchets radioactifs qui devront être stockés. Ces déchets proviennent à la fois du combustible usé, dont une partie peut éventuellement être retraitée, et de l'infrastructure du réacteur.

L'évaluation de la criticité des métaux est une problématique complexe. Cette criticité peut provenir de la rareté de la ressource, de la concentration de son extraction entre les mains d'un nombre réduit d'entreprises minières constituant un oligopole ou de sa concentration géographique conduisant à une dépendance vis-à-vis d'un nombre réduit d'états. Certains métaux sont également des co-produits de l'extraction d'autres métaux de plus forte valeur économique, dans ce cas, leur production dépendra de paramètres régissant la production des autres métaux qui conditionnent la rentabilité économique de l'activité extractive. Enfin, la criticité d'un métal dépend aussi de sa recyclabilité et de la possibilité de le substituer [141]. Ces problématiques sont remarquablement adressées dans l'ouvrage « Quel futur pour les métaux ? Raréfaction des métaux : un nouveau défi pour la société » [24].

2.3 L'ACV pour évaluer les impacts environnementaux de l'énergie

Les impacts environnementaux des systèmes énergétiques ne se limitant pas à la seule phase d'utilisation d'énergie (i.e., phase de combustion pour les hydrocarbures, ou de production d'électricité pour les EnR), l'analyse de cycle de vie est une méthode appropriée pour évaluer les impacts environnementaux.

2.3.1 L'ACV : une méthode systémique et multicritère d'évaluation des impacts environnementaux

L'analyse de cycle de vie (ACV) est une méthode systémique d'évaluation des impacts environnementaux. Elle permet d'évaluer les impacts environnementaux potentiels des différentes filières énergétiques, depuis l'extraction des matières premières jusqu'au traitement des déchets en fin de vie. L'ACV est également une méthode multicritère qui permet d'évaluer aussi bien les impacts sur le changement climatique, l'épuisement de ressources fossiles, de ressources minérales, que les impacts sur la santé humaine ou les écosystèmes. Ainsi, l'ACV permet, par sa nature holistique, d'éviter ou d'identifier les possibles transferts de pollution. Ces transferts peuvent se faire de la phase de production d'énergie vers la phase de production des systèmes permettant ensuite la production d'énergie. Ces transferts peuvent également se faire d'une catégorie d'impact à une autre. Par exemple, il peut s'agir d'une réduction des émissions de GES qui conduirait à une augmentation des impacts sur la qualité de l'air et la santé humaine ou de l'augmentation de l'épuisement des ressources minérales. En permettant d'identifier et de quantifier les impacts environnementaux de manière systémique et multicritère, l'ACV constitue un outil d'aide à la décision précieux pour les instances gouvernementales dans le cadre de politiques de limitation des impacts environnementaux [98]. Son utilisation permet aux différents acteurs d'une filière industrielle de connaître et de comprendre les impacts qu'ils occasionnent ce qui constitue une étape indispensable avant la prise de décisions rationnelles et efficaces en vue de réduire leurs impacts environnementaux [49].

La méthode d'ACV a fait l'objet de développement d'un cadre normatif (ISO 14040 et ISO 14044) détaillant les bonnes pratiques à adopter pour la réalisation d'ACV cohérentes avec l'objectif initialement défini. La démarche à suivre est représentée sur la figure 2.1.

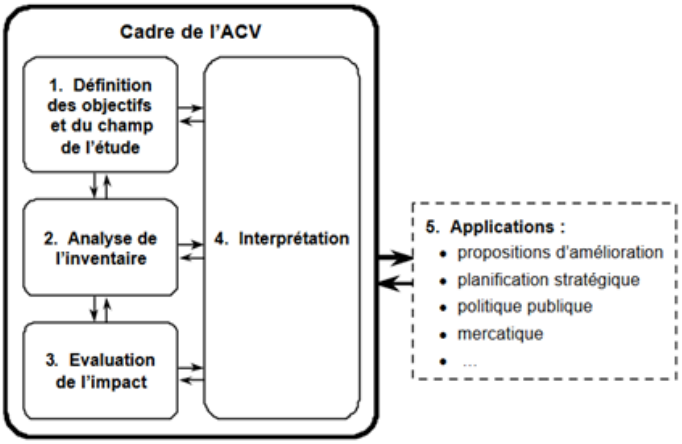


FIGURE 2.1 – Cadre normatif de l'ACV (ISO 14040)

2.3.2 ACV de la production d'énergie

Des ACV des filières de production d'énergie existent [31 ; 120 ; 127 ; 132–134]. Ces ACV sont nombreuses et nécessaires dans la mesure où l'énergie est un des principaux déterminants de la performance environnementale d'un produit [128], d'un bâti [2] ou de la mobilité électrique [37]. C'est pourquoi il est important de pouvoir en estimer fidèlement les impacts environnementaux.

Ces ACV montrent que bien que les systèmes de production d'énergie renouvelable reposent sur des sources d'énergies renouvelables, ils ne sont pas pour autant dénués d'impacts environnementaux. De l'énergie et des matières premières sont nécessaires pour construire, maintenir et démanteler ces systèmes. Les résultats issus de ces ACV montrent que, généralement, les EnR présentent de plus faibles empreintes environnementales que leurs alternatives basées sur des énergies fossiles. Il existe cependant une très forte variabilité de la performance environnementale, comme le démontrent les méta-analyses se basant sur l'ensemble des études d'ACV publiées dans la littérature [73]. Cette variabilité provient à la fois des dimensions technologique, spatiale et temporelle. En effet, avec le développement des filières industrielles, les systèmes de production d'EnR aussi bien que les procédés sous-jacents, utilisés pour leur production, s'améliorent. Cela conduit à une réduction des impacts environnementaux par unité d'énergie générée [37 ; 84]. Cette évolution positive des performances doit être prise en compte dans l'évaluation des impacts environnementaux [130].

Ces impacts sont calculés à partir d'inventaires de cycle de vie, qui connectés en cascade, comptabilisent l'ensemble des flux entrants et sortants d'une activité comme la production d'électricité. Par exemple, la production d'électricité éolienne requiert la production de divers composants dont celle d'un rotor. Ce rotor d'éolienne nécessite, entre autres, de la fibre de verre, de la résine de polymère, et de l'énergie et émet diverses substances dans l'environnement. Ce jeu de données du rotor, qui est utilisé comme entrée du jeu de données de production d'une éolienne fait lui-même appel à d'autres jeux de données comme ceux de

production de fibre de verre ou de résine de polymère, qui à leur tour, font appel à d'autres matériaux, consomment de l'énergie et émettent diverses substances dans l'environnement et ainsi de suite. Or, la construction d'inventaires de cycle de vie, nécessaire à toute Analyse de Cycle de Vie, est une tâche très chronophage. La solution consiste alors à utiliser directement des inventaires de cycle de vie existants provenant de bases de données comme ecoinvent : la base de données d'ACV la plus exhaustive à ce jour [135]. Ces inventaires génériques, basés sur un nombre réduit de systèmes, correspondent à un contexte spatial ainsi qu'à une période de construction donnée avec les procédés du moment. Ainsi, ils ne permettent ni de tenir compte de la variabilité induite par des spécificités technologique, spatiale et temporelle ni d'être représentatifs de systèmes très récents ou prospectifs. Cela n'est pas, a priori, problématique mais peut le devenir lorsque les technologies évoluent très rapidement ou présentent une importante variabilité comme c'est le cas pour certains systèmes EnR.

Par ailleurs, les évaluations de la performance environnementale de filières énergétiques expriment généralement les impacts environnementaux par unité d'énergie électrique générée [134]. Ces évaluations portent sur des filières énergétiques considérées de manière isolée et ne tiennent donc pas compte des impacts pouvant être induits par l'intégration massive sur le réseau électrique d'une production météo-dépendante. En effet, au-delà de certains seuils, le développement massif d'EnR météo-dépendante peut nécessiter le déploiement de solutions de stockage occasionnant alors des impacts additionnels qu'il convient d'évaluer.

2.3.3 ACV du stockage d'énergie

Des analyses de cycle de vie centrées sur les systèmes de stockage existent [44 ; 68 ; 86 ; 96 ; 126 ; 131 ; 142]. Ces études mettent en évidence l'importance du scénario d'usage de ces systèmes : l'intensité et la fréquence auxquelles ils sont sollicités, ainsi que l'importance du mix énergétique utilisé pour leur recharge [68 ; 96 ; 131 ; 142].

Or, il s'avère que la majorité des analyses de cycle de vie de systèmes de stockage correspond à des scénarios d'usage destinés à de la mobilité [44 ; 86 ; 142]. Pour cette raison, les résultats issus de ces études ne peuvent être directement adaptés à un usage différent : celui d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production sur le réseau électrique. Par exemple, un système produisant de l'hydrogène par électrolyse fonctionnera un maximum d'heure dans l'année s'il est destiné à alimenter une flotte de véhicules à hydrogène. Mais si ce système est destiné à assurer l'équilibre production-consommation sur le réseau, il ne fonctionnera que lorsque la production d'EnR est suffisamment abondante. En effet, dans le premier cas, l'opérateur aura tout intérêt économiquement à le faire fonctionner avec un taux d'utilisation élevé pour amortir l'achat de l'électrolyseur. Mais suivant ce taux, l'électricité ne pourra, par définition, provenir intégralement d'énergie intermittente. Par exemple, il n'est pas réaliste d'envisager alimenter un électrolyseur fonctionnant avec un facteur de charge de 90 % avec uniquement la production électrique d'éoliennes qui auraient un facteur de charge de 30 %. En revanche, dans le second cas, l'origine de l'électricité pourra être intégralement renouvelable, mais avec un facteur de charge nettement moindre correspondant aux périodes de surproduction d'énergie renouvelable. Ainsi, avec un facteur de charge plus faible, les coûts économiques et environnementaux liés à la production de l'électrolyseur rapportés par unité d'énergie transformée sont significativement plus importants. Il en est de même avec des batteries qui

seront chargées/déchargées quotidiennement, dans le cas où elles alimentent des bus électriques alors que, pour des batteries destinées à absorber le surplus de production EnR, ça ne sera le cas que lorsque la production EnR sera suffisamment importante.

Il apparait alors nécessaire d'évaluer la performance environnementale du stockage d'énergie en l'intégrant à un scénario de production et de consommation d'énergie. Par ailleurs, tout comme les systèmes de production d'énergie, les systèmes de stockage sont susceptibles d'évoluer avec le développement des filières industrielles. Par exemple, la capacité de stockage des batteries lithium-ion a augmenté de 8 % par an sur les 20 dernières années [30], ce qui a pour effet de réduire les besoins de matériaux par unité de stockage disponible et oriente à la baisse les impacts environnementaux du stockage. Il apparait, là encore, nécessaire de tenir compte de ces évolutions dans l'évaluation prospective des impacts environnementaux des solutions de stockage.

2.3.4 ACV de scénarios énergétiques

Les EnR pouvant induire des besoins de stockage et les impacts environnementaux du stockage dépendant grandement du mix énergétique dans lequel il s'intègre, il devient essentiel d'évaluer les impacts environnementaux de scénarios énergétiques.

2.3.4.1 Scénarios énergétiques & EnR

Afin d'envisager la transition énergétique, qui rappelons-le, consiste à substituer, à terme, des énergies fossiles non renouvelables et particulièrement polluantes par des énergies renouvelables à plus faible impact environnemental, de nombreux scénarios énergétiques ont été proposés [12 ; 16 ; 35 ; 94 ; 107].

Ces scénarios, de nature prospective, sont davantage destinés à explorer le champ des possibles en la matière qu'à prédire l'avenir de manière absolue. En effet, au vu des mutations nécessaires pour effectuer cette transition, les inconnues et incertitudes concernant les évolutions futures de chacune des filières de production d'énergie, des filières de stockage d'énergie, mais aussi de l'évolution de la consommation énergétique sont plus que nombreuses.

Cependant, il reste riche d'enseignements de modéliser des scénarios prospectifs afin d'en évaluer leur faisabilité [81]. Ces scénarios permettent ensuite de s'interroger sur la trajectoire énergétique à emprunter et contribuent dès à présent à la réflexion et à la prise de décision en cohérence avec les objectifs poursuivis.

De nombreux scénarios prospectifs sont disponibles, à différents horizons temporels et différentes échelles spatiales. On peut notamment citer pour la France le scénario pour un mix électrique 100 % renouvelable de l'ADEME [12], qui a 2050 pour horizon temporel, mais aussi les scénarios « Ohm », « Ampère », « Volt », « Hertz » et « Watt » de RTE à horizon 2030 [107]. Il existe ainsi une grande diversité de scénarios plus ou moins détaillés et principalement à l'échelle nationale [35]. Certains de ces scénarios se limitent au mix électrique, comme les scénarios ADEME et RTE précédemment évoqués, quand d'autres incluent l'ensemble du système énergétique comme le scénario négaWatt [94] ou les scénarios de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE)

[16] qui ont pu alimenter les débats lors de la Loi de Transition Energétique en France. Un grand nombre de ces scénarios s'intéressent uniquement au volume d'électricité produit/consommé sur l'année sans se préoccuper de pouvoir assurer, à tout instant, l'équilibre entre production et consommation.

Pour ce faire, il existe un très grand nombre d'outils de modélisation avec différents niveaux de détails [36 ; 106]. Parmi ces modèles, on peut citer les modèles TIMES [83] qui sont des modèles d'optimisation technico-économique sous contraintes. Ils cherchent à répondre à des besoins énergétiques à partir d'un ensemble de technologies au moindre coût global actualisé en tenant compte de diverses contraintes pouvant être introduites. Des outils d'optimisation technico-économique similaire existent en accès libre comme OseMOSYS [70]. Il existe également de nombreux autres outils, listés sur le site de open energy modelling initiative ; dont certains permettent de simuler au pas de temps horaire le fonctionnement du système énergétique comme Oemof (Open Energy MOdeling Framework [67]). Cet outil, dans une approche similaire à celle utilisée par EnerPLAN [85], permet de travailler avec des séries temporelles de production/consommation et ainsi permettre de représenter la variabilité et météo-dépendance de la production d'EnR, mais également de la consommation. Oemof est l'outil de modélisation utilisé dans le cadre de ces travaux de thèse. Codé en langage de programmation Python, il permet, dans un même environnement de programmation, d'être combiné facilement avec Brightway2 [91], une librairie permettant la réalisation d'ACV avancée.

L'utilisation d'un tel outil permettant la manipulation de séries temporelles de production/consommation devient nécessaire pour modéliser des scénarios énergétiques intégrant une forte proportion d'énergie renouvelable dont la production est météo-dépendante. En effet, une des caractéristiques du réseau électrique est qu'à tout instant, la production d'énergie injectée au réseau doit égaler celle soutirée au réseau. Cet équilibre, représenté par la figure 2.2, est traditionnellement assuré par des centrales connectées au réseau par des génératrices synchrones et dont la production est stable et pilotable. Leur production est asservie à la consommation et lorsque cette dernière augmente, la production de l'ensemble des centrales synchronisées au réseau est automatiquement accrue d'autant, ce qui assure l'équilibre et la stabilité du réseau. Ces centrales sont, pour partie, des centrales hydroélectriques ou nucléaires, mais correspondent majoritairement à des centrales thermiques alimentées par des énergies fossiles. Or, dans la perspective de limiter les impacts environnementaux et la dépendance à ces ressources fossiles, ce sont précisément ces mêmes centrales thermiques que l'on cherche à substituer par des énergies renouvelables aux caractéristiques bien différentes. En effet, ces énergies sont des énergies de flux et à l'exception de la biomasse et de l'hydroélectricité dans une certaine mesure, leur production n'est pas stable et pilotable, mais météo-dépendante, à la différence des centrales thermiques, ce qui soulève la problématique de l'intégration massive d'EnR.

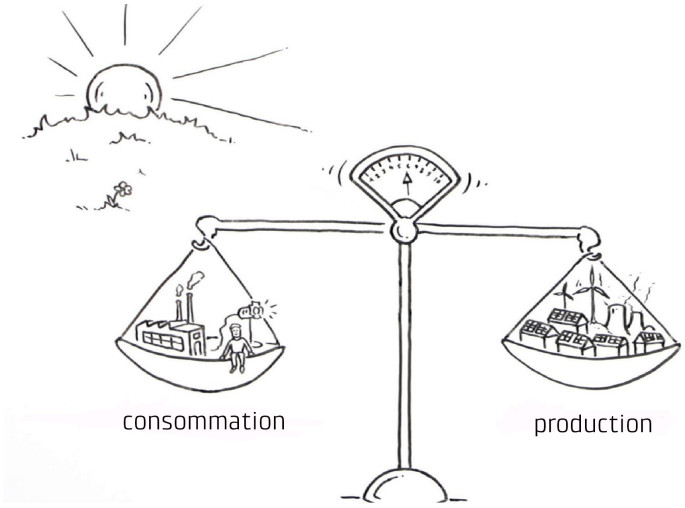


FIGURE 2.2 – Illustration de la contrainte d'équilibre et de stabilité du réseau électrique

Des solutions existent pour apporter la flexibilité nécessaire au système électrique. Les centrales thermiques peuvent être alimentées par de la chaleur renouvelable, comme dans le cas de centrales géothermiques ou de biomasse/biogaz. Des dispositifs de stockage comme les batteries, les stations de turbinage et pompage, le stockage d'électricité sous forme de gaz de synthèse ou bien d'air comprimé existent également. Enfin, plutôt que d'adapter intégralement la production à la consommation, il est envisageable de changer de paradigme et envisager d'adapter, dans une certaine mesure, la consommation électrique à la production [28]. Si des solutions existent, elles ont tout de même un coût économique et environnemental qu'il convient d'évaluer. Ainsi, une des conclusions du rapport sur le scénario ADEME 100 % renouvelable [14] est que « l'optimum ne dépend pas seulement du coût de l'énergie, mais également du service rendu au système ». Cette conclusion est valable tant du point de vue économique qu'environnemental, ce qui peut être fait au moyen d'analyses de cycle de vie.

2.3.4.2 Application de l'ACV aux scénarios énergétiques

De nombreuses évaluations d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques ont déjà été publiées [22 ; 66 ; 100 ; 120 ; 125].

Dans certains cas, ces études reposent sur une approche que l'on pourrait qualifier de statique [22 ; 66 ; 125]. Cette approche statique ne considère que le seul volume annuel d'énergie produite et consommée sans se préoccuper de l'adéquation temporelle entre la production et la consommation. Poussé à l'extrême, cela peut conduire à envisager des situations aberrantes. Par exemple, celle de répondre à une augmentation de la consommation électrique répondant à des besoins de chauffage en hiver ou d'éclairage nocturne par une augmentation de la production d'énergie photovoltaïque, alors que l'adéquation temporelle production-consommation est plutôt mauvaise, voire nulle pour ce second cas. Cette démarche ne permet donc pas de s'assurer de la capacité à répondre à la demande à tout instant. Ainsi, dans un scénario mettant en jeu de forts taux d'énergie renouvelables, il est possible que par moment, la production renouvelable excède la consommation et qu'à d'autres, la consommation ne puisse être satisfaite. Une telle approche statique conduit alors à négliger les besoins de stockages potentiellement

nécessaires pour assurer l'équilibre et la stabilité du réseau électrique, ainsi que les impacts environnementaux qui leur sont associés. Cette approche a notamment été employée pour évaluer les impacts environnementaux des scénarios PRERURE (Plan Régional des Énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie aujourd'hui devenue la PPE (Planification Pluriannuelle de l'Énergie)) en Guadeloupe dans le cadre de l'étude EVALGTHDOM [87]. Ces travaux ont donné lieu à la présentation d'un poster à la conférence LCM 2017 au Luxembourg.

D'autres études intègrent parfois les impacts du stockage [22 ; 120], mais ces besoins de stockage sont dimensionnés soit à partir de modèles d'optimisation technico-économique [22], soit sans apporter de justifications [120]. Dans le premier cas, le dimensionnement est très sensible aux nombreuses hypothèses sous-jacentes que sont les coûts de production et de stockage renseignés, ainsi que les profils typiques de production et de consommation utilisés. Or l'évolution de ces coûts est fortement incertaine notamment pour le prix des systèmes EnR et de stockage, mais aussi pour la production d'électricité à partir d'hydrocarbures au prix particulièrement volatil. Dans les deux cas, il faut ajouter à cela les incertitudes relatives à l'évolution de la consommation et de son profil qui influeront sur les besoins de stockage, et par conséquent les impacts environnementaux. Ainsi, une telle méthode ne permet ni de réaliser des analyses de sensibilités aux hypothèses de consommation considérées, ni d'explorer des variantes des scénarios proposés ce qui apparait comme nécessaire au vu de la nature incertaine de l'évolution de la consommation.

Enfin, dans le cas de scénarios où le stockage est dimensionné à partir d'un modèle d'optimisation technico-économique, si les coûts futurs des systèmes sont correctement estimés, le scénario obtenu comme optimum technico-économique n'a, a priori, aucune raison de correspondre à un optimum technico-environnemental. Par ailleurs, cela pose notamment la question de la transparence, de la reproductibilité et de la robustesse des résultats vis-à-vis des hypothèses de coûts considérés.

2.4 Méthode globale dynamique et paramétrique

En réponse aux limites précédemment évoquées, une méthode globale dynamique et paramétrique a été développée. Cette méthode, représentée sur la figure 2.3, permet :

1. de prendre en compte la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes énergétiques dans l'évaluation prospective des impacts environnementaux,
2. d'intégrer la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques.

La méthode globale dynamique et paramétrique repose, d'une part, sur des modèles paramétrés d'inventaire de cycle de vie (ICV) et d'autre part, sur le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation d'énergie. Les modèles paramétrés d'ICV permettent une évaluation, dans un contexte spécifique et potentiellement prospectif, des impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie. Le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation, quant à lui, permet d'évaluer les besoins de stockage et son utilisation.

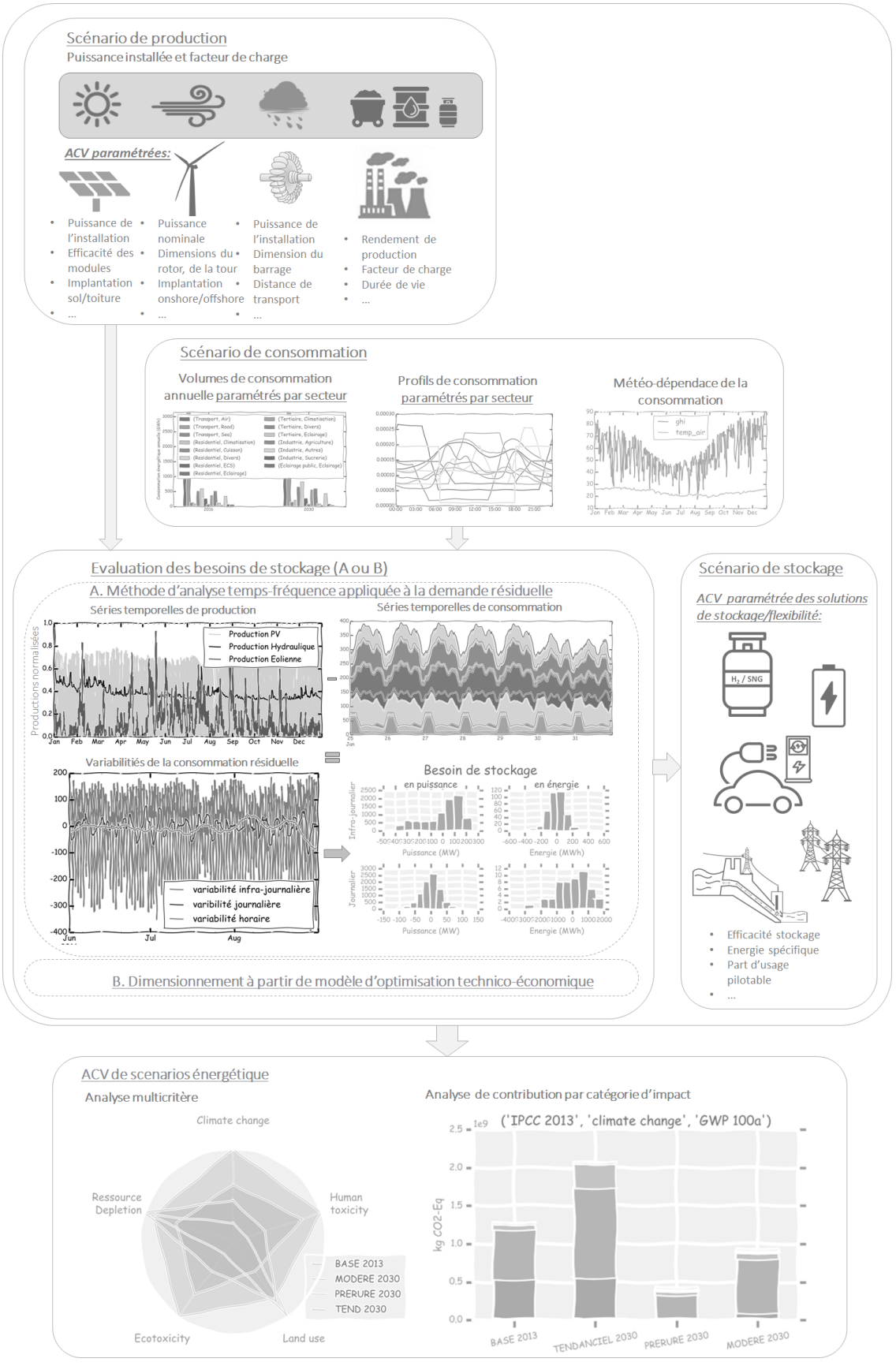


FIGURE 2.3 – Méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs

2.4.1 Les modèles paramétrés d'ICV des systèmes énergétiques

2.4.1.1 La construction des modèles paramétrés d'ICV

Les modèles paramétrés d'ICVpeuvent, pour certains, comporter jusqu'à plusieurs dizaines de paramètres. Ils permettent de représenter la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes de production ou de stockage d'énergie.

Pour chacune des filières, la démarche suivante permet d'aboutir à un modèle paramétré d'ICV :

- analyse de la variabilité des impacts environnementaux publiés dans la littérature scientifique,
- analyse des caractéristiques des systèmes énergétiques et de leur variabilité,
- analyse des ICV existants et des systèmes qu'ils représentent,
- identification des principales sources d'impacts des systèmes EnR en remontant l'arborescence des ICV existants,
- approfondissement quant aux évolutions passées et futures des procédés identifiés comme étant sources non négligeable d'impacts,
- construction d'un modèle paramétré d'ICV à partir de la comparaison et de la fusion d'ICV issues :
  - de la base de données ecovinvent,
  - d'inventaires publiés dans la littérature scientifique,
  - de déclarations environnementales de divers produits (EPD).

La version "cut-off" de la base de données ecoinvent 3.4 est utilisée. Cette version repose sur le principe du « pollueur-payeur ». Les impacts du recyclage sont attribués à l'utilisateur du produit et non à l'utilisateur du produit recyclé.

La librairie Brightway2 [91], codée en langage de programmation Python, est utilisée pour paramétrer les ICV puis effectuer les calculs d'ACV. Cette librairie permet de charger la base de données ecoinvent, de construire des inventaires paramétrés soit en modifiant des copies de jeux de données existants, soit ou en créant de nouveaux. Cela permet de calculer l'inventaire des substances émises et extraites de l'environnement par l'ensemble des procédés appelés en cascade avant d'en évaluer les impacts environnementaux. Ce calcul se fait en utilisant les méthodes d'évaluation d'impacts présentées dans la section 2.4.1.2.

Ce modèle paramétré d'ICV est ensuite validé en comparant les inventaires et les impacts environnementaux estimés dans la littérature aux inventaires et impacts environnementaux issus du modèle paramétré en considérant, pour les paramètres, des valeurs représentative du même système.

2.4.1.2 Les catégories d'impacts

Le modèle paramétré d'ICV permet d'établir la liste des substances extraites et émises dans l'environnement au travers des processus élémentaires appelés en cascade. Ces substances extraites ou émises dans l'environnement sont ensuite caractérisées suivant différentes catégories d'impacts.

Les méthodes d'évaluation d'impacts, recommandés par l'ILCD Handbook [77] et par la Commission Européenne dans le cadre du projet PEF (Product Environmental Footprint) sont utilisées. Il s'agit de méthodes "mid-point" ou méthodes orientées problèmes, qui à la différence de méthodes "end-point" (ou orientées dommage), s'attachent à caractériser les effets primaires, découlant directement des activités étudiées, plutôt que les dommages occasionnés par ces effets primaires. Par exemple, en ce qui concerne la destruction de la couche d'ozone, on quantifie les émissions de composés destructeurs de cette couche plutôt que l'impact sur la santé humaine qui sera alors causé par cette destruction de la couche d'ozone. L'impact évalué n'est alors pas l'impact final. La considération des méthodes orientées problèmes, par rapport aux méthodes orientées dommage, conduit à des incertitudes réduites, et ce d'autant plus que la chaîne de causalité est complexe et entachée d'incertitudes, mais ne permet pas la comparaison des impacts entre les différentes catégories d'impacts. Ces méthodes permettent de quantifier les impacts environnementaux en lien avec le changement climatique, la dégradation des écosystèmes, et de la santé humaine ou bien la déplétion de ressources et sont les suivantes :

- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'climate change', 'GWP 100a') :
  évalue en kg CO_2eq les émissions de GES, tels que le CO_2 et le CH_4, contribuant au réchauffement climatique à un horizon temporel de 100 ans.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'freshwater and terrestrial acidification') :
  évalue en mol H+-eq l'acidification des sols et des cours d'eau. Cette acidification est engendrée par les émissions d'ammoniac, d'oxyde d'azote et d'oxyde de soufre.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'freshwater ecotoxicity') :
  évalue l'impact des rejets dans les cours d'eau de composés ayant un effet direct sur la santé des écosystèmes. Cet impact, caractérisé pour plus de 800 composés chimiques, s'exprime en CTUe. Cette unité traduit la fraction d'espèce potentiellement affectée pour un mètre cube pour une année.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'freshwater eutrophication') :
  évalue en kilogramme de phosphore équivalent, l'impact d'émissions de composés phosphatés dans les cours d'eau. Ce phosphate, qui est un nutriment limitant pour les algues en eau douce, entraine leur prolifération et, se faisant, conduisent à l'asphyxie des écosystèmes aquatiques.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'ionising radiation') :
  évalue l'impact sur les écosystèmes des émissions de substances radioactives. Comme pour l'indicateur 'freshwater ecotoxicity', l'impact est exprimé en CTUe traduisant ainsi la fraction d'espèce affectée par les émissions de substances radioactives.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'marine eutrophication') :
  évalue en kilogramme d'azote équivalent, l'impact d'émissions de composés azotés dans les cours d'eau. Ces composés azotés, qui sont un nutriment limitant pour les algues en milieu marin, entrainent leur prolifération et ce faisant conduisent à l'asphyxie des écosystèmes aquatique.

- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'ecosystem quality', 'terrestrial eutrophication') :
  évalue en mole d'azote équivalent, l'impact d'émissions de composés azotés sur l'eutrophisation terrestre. L'excès d'azote, un nutriment nécessaire à la croissance des plantes, favorise la croissance de certaines plantes captant beaucoup de lumière et ce faisant inhibe le développement d'autres plantes déstabilisant ainsi les écosystèmes préalablement existants.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'carcinogenic effects') :
  évalue les effets néfastes pour la santé humaine causés par l'apport de substances cancérogènes soit par inhalation d'air, soit par ingestion d'eau ou de nourriture, ou bien par pénétration par contact corporel. Cet impact s'exprime en CTUh, qui traduit l'augmentation de morbidité (i.e., le nombre de cas de maladie) dans la population humaine provoquée par le rejet de composés cancérogènes.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'ionising radiation') :
  évalue les effets pour la santé humaine causés par l'exposition aux rayonnements ionisants. L'unité est le kg d'uranium 235 équivalent. Cette évaluation se base sur la radioactivité émise (qui se mesure en Becquerel) et sur l'exposition des organismes humains à ces rayonnements. Toute la radioactivité émise n'étant pas absorbée par les organismes humains, le débit de dose absorbé se mesure lui en Gray (1 Gy = 1 J/kg). Enfin, les effets biologiques des rayonnements ionisants sur la matière vivante sont eux exprimés en Sievert. En effet, la matière vivante, à énergie égale est plus ou moins sensible à certains types de rayonnement (α, β, γ), on calcule alors la dose équivalente, puis la dose efficace en tenant compte de la sensibilité diverse des organes à ces rayonnements.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'non-carcinogenic effects') :
  évalue l'impact sur la santé humaine causé par l'apport de substances toxiques par inhalation d'air, par ingestion d'eau ou de nourriture, ou par pénétration dans la peau. Cette méthode exclut les effets causés par des substances cancérigènes, l'inhalation de particules fines ou l'exposition aux rayonnements ionisants qui sont considérés ailleurs. Cet impact s'évalue en CTUh et correspond à la morbidité occasionnée par l'émission de substances toxiques (hors effet cancérogène, effet des rayonnements ionisants ou respiratoires).
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'ozone layer depletion') :
  évalue l'impact sur la santé humaine dû à la destruction de la couche d'ozone. Cette destruction de la couche d'ozone est causée par l'émission de composés chlorés et bromés. Cet impact se quantifie en kilogramme de CFC-11 équivalent.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'photochemical ozone creation') :
  évalue l'effet sur la santé humaine causée par la formation d'ozone, un gaz irritant pour les voies respiratoires, suite aux émissions de composés organiques volatils. Cet impact s'exprime en kilogramme d'éthylène équivalent.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'human health', 'respiratory effects, inorganics') :
  évalue l'impact sur la santé humaine causé par l'inhalation de particules fines. Ces particules fines peuvent provenir d'émissions directes ou de l'émission de leurs précurseurs (NO_x, SO_x, NH_3). Cet impact s'exprime en kilogramme de $PM_{2.5}$ équivalent.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'resources', 'land use') :
  évalue l'impact sur la qualité des sols causé par l'occupation et la transformation de terres. Cet impact s'exprime en kg Soil Organic Carbon.
- ('ILCD 1.0.8 2016 midpoint', 'resources', 'mineral, fossils and renewables') :
  évalue l'épuisement de ressources en kilogramme d'antimoine équivalent (kg Sb-eq). Les

facteurs de caractérisations sont calculés à partir des ressources ultimes présentes dans la croûte terrestre et des niveaux d'extraction annuels.

L'ordre dans lequel ont été présentées les catégories d'impacts est le même que celui utilisé pour représenter les impacts sur les figures dans ce document.

2.4.1.3 Application et analyse du modèle paramétré d'ICV

Suivant les données disponibles, ce modèle peut ensuite être appliqué à une flotte (i.e., un ensemble) de systèmes. Pour cela, des données décrivant les caractéristiques d'un ensemble de systèmes de production d'énergie composant une flotte sont nécessaires. L'application du modèle paramétré à une flotte permet ensuite une analyse plus riche et robuste que l'évaluation des impacts environnementaux d'une filière à partir d'un nombre réduit voir d'un seul système qui était considéré, parfois abusivement, comme représentatif.

En complément de l'application du modèle à une flotte et de l'analyse des résultats alors obtenus, des analyses de sensibilités peuvent être conduites à partir de plages de variations issues de la littérature. Ces analyses de sensibilité permettent d'identifier l'influence des nombreux paramètres sur la performance environnementale du système énergétique considéré. Les paramètres les moins influents pourront ensuite être ignorés, voire éliminés du modèle par souci de simplification. Au contraire, il sera déterminant que les paramètres les plus influents soient représentatifs du système modélisé.

Pour cela, des plages de variations des paramètres du modèle doivent être déterminées. Ces plages de variations sont alors établies à partir de l'analyse de la littérature, des rapports de prospectives, de données d'industriels et de diverses bases de données. Les relations pouvant exister entre les différents paramètres doivent également être modélisées. Les impacts sont alors calculés, pour l'ensemble des catégories d'impacts considérées, en faisant varier un paramètre et ceux qui lui sont liés. Un exemple de résultat est présenté sur la figure 2.4. Le nombre de paramètres pouvant être important, un mode de représentation synthétique a été utilisé pour limiter le nombre de graphiques. La plage de variation des impacts est calculée sur la plage de variation d'un hypothétique paramètre xxx. Cet écart entre les valeurs extrêmes d'impacts est rapporté à la valeur médiane. Ces valeurs, alors calculées pour chacune des catégories d'impacts considérées, sont représentées sur la figure 2.5. Ces valeurs sont calculées pour l'ensemble des paramètres du modèle et représentées sous la forme d'une matrice de sensibilité comme sur la figure 2.6.

Le code couleur de la figure est, pour une meilleure lisibilité, saturé à une valeur arbitraire de 50 %. Les valeurs inscrites dans les cases correspondent, comme annoncé précédemment à l'écart de performance entre les valeurs d'impacts maximales et minimales, sur la plage de variation considérée du paramètre en question, et normalisée par la valeur médiane et ainsi exprimées en pourcentage. Les valeurs foncées correspondent à des paramètres sensibles pour la catégorie d'impact concernée, à l'inverse des couleurs claires. Du fait de la saturation à 50 %, des valeurs correspondants à 100 % ou 200 % apparaîtront de la même couleur.

Ici, l'hypothétique paramètre xxx a une influence faible sur l'ensemble des paramètres à l'exception de l'épuisement des ressources minérales à la différence du paramètre 1 qui a un impact très élevé sur l'ensemble des catégories d'impacts concernées.

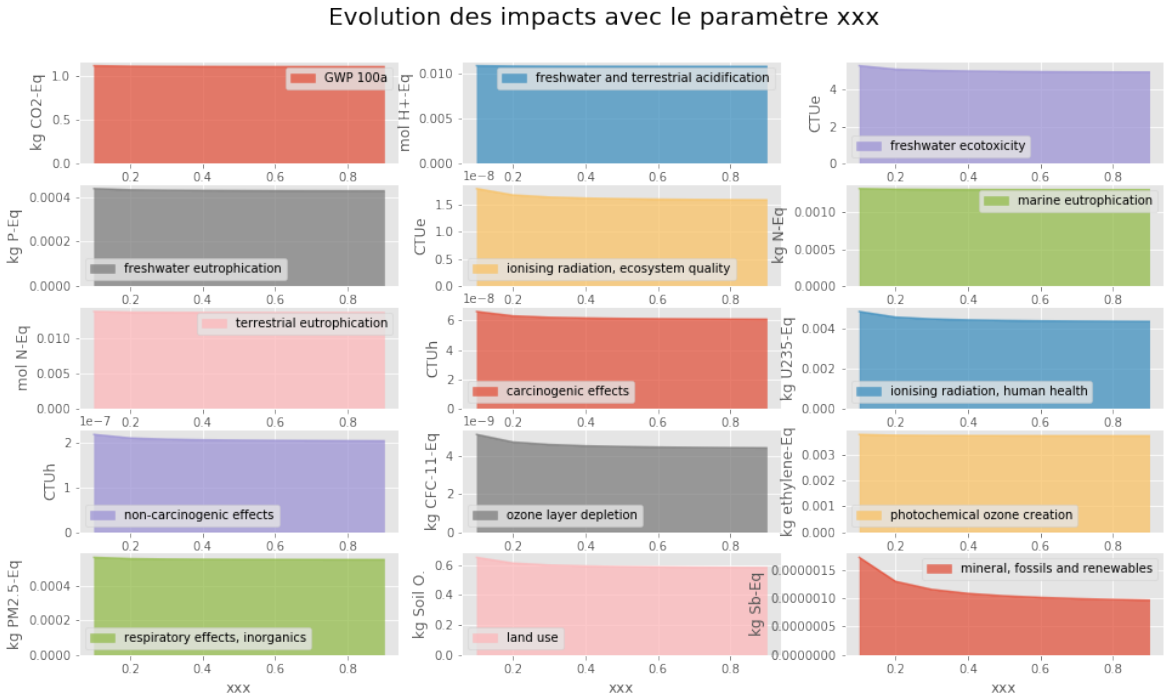


FIGURE 2.4 – Évolution des impacts avec l'hypothétique paramètre xxx

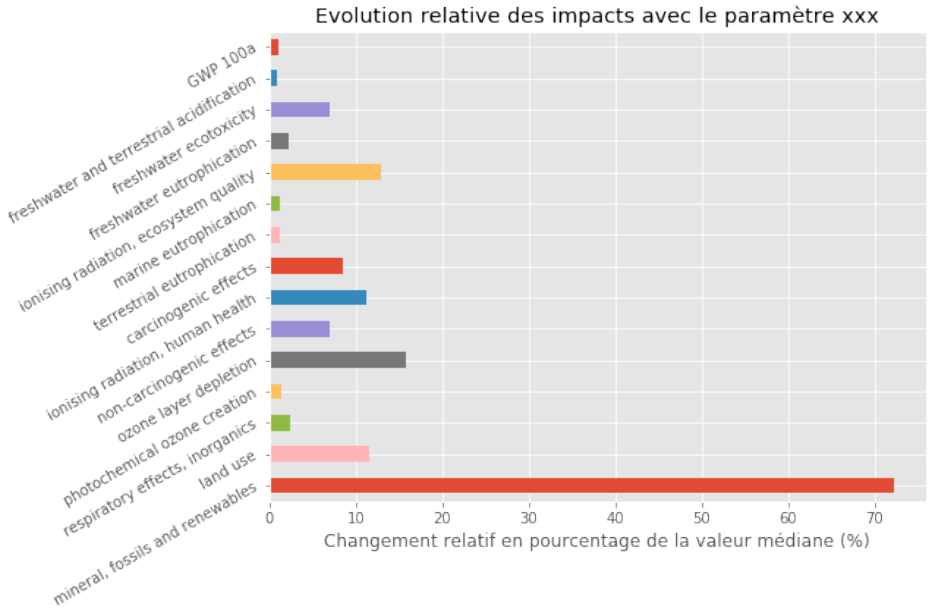


FIGURE 2.5 – Changement relatif des impacts sur la plage de variation du paramètre xxx

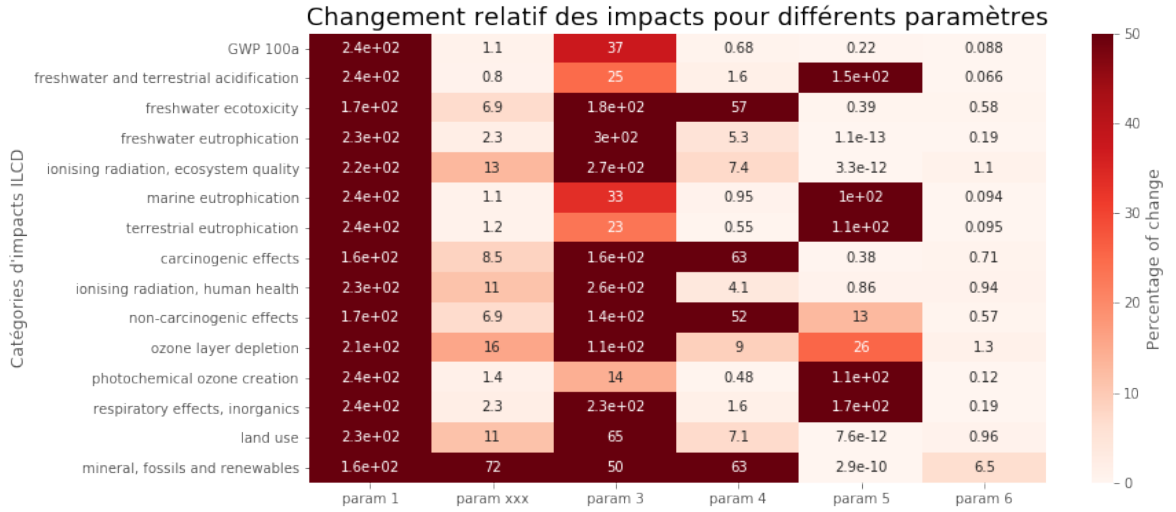


FIGURE 2.6 – Matrice d'analyse de sensibilité

Cette représentation sous la forme d'une matrice de sensibilité sera utilisée pour chacun des modèles paramétrés d'ICV développés. Elle permet d' identifier, en un coup d'œil et pour chacune des catégories d'impacts, quels sont les paramètres les plus influents. Les plages de variations retenues pour les paramètres d'entrées pouvant être arbitraires, les valeurs représentées sur la matrice ne sont qu'indicatives.

Une fois les paramètres les plus influents déterminés, il est possible d'affiner l'analyse quant à l'évolution de ces paramètres. En renseignant des valeurs attendues à l'avenir pour ces paramètres déterminants, ces modèles paramétrés peuvent être utilisés pour évaluer la performance environnementale de systèmes prospectifs. L'identification des paramètres les plus influents indique également les aspects sur lesquels les efforts de recherche et développement doivent se porter.

2.4.2 Les modèles paramétrés de séries temporelles pour estimer les besoins de stockage

Par ailleurs, la production électrique de systèmes EnR est météo-dépendante comme c'est le cas pour l'énergie éolienne et solaire, et même hydroélectrique dans une moindre mesure, et cette production n'est pas nécessairement en adéquation temporelle avec la consommation [29]. Ainsi, l'intégration massive d'EnR dans le mix électrique nécessite de disposer de centrales pilotables ou de systèmes de stockage pour équilibrer la production et la consommation à tout instant et garantir la stabilité du réseau [27 ; 113].

Dans cette optique, une approche permettant d'estimer les besoins de stockage induits par la météo-dépendance de la production, mais aussi de la consommation, a été développée. Elle repose sur le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation. Ces séries temporelles sont notamment établies à partir de données climatiques : irradiation, vitesse de vent, température et pluviométrie. L'analyse statistique de la comparaison des séries temporelles de production et de consommation permet ensuite de déterminer les besoins de stockage et son utilisation. La dimension statistique de l'approche permet, au travers de paramètres dédiés, de dimensionner le stockage de manière

à pouvoir stocker l'intégralité de la surproduction d'énergie lorsque ces besoins sont récurrents et, au contraire, d'écrêter une faible part de la production d'EnR lorsque l'ampleur de la surproduction n'est qu'occasionnelle.

Les séries temporelles de production d'EnR météo-dépendantes sont obtenues à partir de données de ré-analyses météorologiques pour la production d'électricité d'origine solaire (avec comme paramétrisation possible la distribution d'orientation des panneaux), d'origine éolienne (avec comme paramètre la courbe de puissance modélisable à partir de la dimension du rotor) et d'origine hydraulique. La série temporelle de consommation, quant à elle, est établie à partir de paramètres déterminant les volumes d'énergie consommés par secteur, les profils de consommation par secteur ainsi que la thermo-sensibilité par usage.

Ces modèles de séries temporelles sont présentés en détail dans les chapitres 5 et 6.

Une fois les modèles paramétrés d'ICV des systèmes de production et de stockage d'énergie, et l'estimation des besoins de stockage induits estimés à partir de la comparaison des séries temporelles de production et de consommation, la performance environnementale d'un scénario énergétique peut être évaluée.

2.4.3 Atouts de la méthode globale dynamique et paramétrique

Cette nouvelle méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs par ACV permet alors de remédier aux limites précédemment évoquées. En effet, cette méthode prend en compte les besoins de stockage induits par la variabilité temporelle de la production et de la consommation. Par rapport à des scénarios où les besoins de stockage avaient été considérés, mais de manière figée, cette méthode, par sa légèreté, permet d'explorer des variantes de scénarios. Enfin, elle peut être utilisée pour déterminer le scénario d'usage d'un système de stockage considéré de manière isolée, qui est un élément déterminant de sa performance environnementale.

Pour que la méthode développée dans le cadre de cette thèse puisse être appliquée à un grand nombre de scénarios possibles, elle est construite de manière à pouvoir prendre comme données les seuls volumes annuels d'électricité produits/consommés. Les profils de production d'électricité peuvent être établis à partir de données météo librement accessible et ceux de consommation pouvant être extraits à partir de profils de consommation historiques ou de profils hypothétiques.

Il est possible de n'évaluer que les impacts environnementaux du mix électrique, mais il est grandement souhaitable de considérer le mix énergétique dans son ensemble pour une analyse plus riche et juste. En effet, avec le développement de solutions de mobilités électriques, la consommation électrique et les impacts associés au mix électrique vont croître, mais dans le même temps, la consommation de carburant pour le transport et les impacts associés diminueront, ce qui, finalement, peut rester bénéfique. Ainsi, dans l'optique de réduire les impacts environnementaux de manière globale, il devient nécessaire d'intégrer la consommation d'énergie non-électrique dans l'évaluation des impacts environnementaux.

Par ailleurs, la construction modulaire de la méthode permet soit d'utiliser un dimensionnement des besoins de stockage obtenu à partir de modèle d'optimisation technico-économique, soit un dimensionnement reposant sur le couplage de séries temporelles de production et de consommation. Dans le premier cas, des modèles très évolués d'optimisation technico-économique existent comme les modèles TIMES précédemment évoqués [83]. Cependant, ces modèles présentent certains inconvénients. Concernant le modèle TIMES, il requiert, d'une part, une licence commerciale pour l'utilisation du langage de programmation GAMS et plusieurs années de pratique avant de réellement maîtriser l'ensemble des paramètres d'un modèle résultant d'une trentaine d'années de développement. D'autre part, une importante puissance de calcul est nécessaire. Ces éléments sont un frein à la démocratisation de ce genre de modèle. À contrario, l'approche basée sur le couplage de séries temporelles de production et de consommation propose un dimensionnement simplifié des besoins de stockage. Ceci de manière très peu gourmande en puissance de calcul, ce qui permet d'envisager la génération d'un très grand nombre de scénarios. Cette flexibilité est très utile pour mettre en évidence les tendances des impacts en fonction de l'évolution de différents usages : développement de la climatisation, développement de mobilités électriques, influence du profil de recharge de véhicules électriques, eau chaude sanitaire chauffée à l'électricité PV ou chauffe-eau solaire avec appoint électrique, décalage des heures creuses aux heures solaires… L'ensemble de la méthode est développé dans le langage de programmation Python qui permet de combiner ACV et modèle énergétique avec les librairies spécifiques Brightway et Oemof.

2.5 Conclusion du chapitre

Les énergies fossiles ont des impacts environnementaux majeurs sur le changement climatique, la biodiversité, la santé humaine et conduisent fatalement à l'épuisement d'une ressource non renouvelable. Les énergies renouvelables génèrent également des impacts environnementaux de manière indirecte puisque la production de système EnR repose encore très largement sur l'utilisation d'énergie fossile mais aussi de manière directe dans certains cas. L'ACV est une méthode d'analyse systémique et multicritère qui permet d'évaluer ces impacts depuis l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie.

Cette méthode d'ACV peut s'appliquer aux divers systèmes de production et de stockage d'énergie. Cependant, ces systèmes peuvent présenter une très importante variabilité quant à leur performance environnementale. Cette dernière s'explique par la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes passés, existants et futurs. En effet, le développement des filières industrielles de production d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie conduit à des évolutions de caractéristiques de ces technologies et à des améliorations de leur performance mais aussi des procédés nécessaires à leur production industrielle. Cet aspect est à prendre en considération dans l'évaluation prospective de la performance environnementale de ces technologies.

Pour cela, une approche permettant d'élaborer des modèles paramétrés d'ICV a été mise au point. Cette méthode repose sur l'analyse et la paramétrisation d'ICV existants. Les paramètres du modèle d'ICV sont alors identifiés en analysant la variabilité des systèmes énergétiques, en remontant l'arborescence des ICV existants, en approfondissant l'analyse sur les procédés ayant une contribution relative importante aux impacts considérés et en croisant ces données à l'analyse de la littérature scientifique, de rapport de prospective, de données

d'industriels et de diverses bases de données. Ces modèles peuvent ensuite être appliqués à une flotte complète de système de production d'énergie et alors permettre d'évaluer de manière bien plus riche et robuste la performance environnementale de la filière. Des analyses de sensibilités peuvent ensuite permettre d'identifier parmi les nombreux les plus influents suivant les catégories d'impacts retenus. Une représentation sous la forme d'une matrice de sensibilité colorée permet alors de synthétiser l'information.

Les ACV de stockage d'énergie publiée dans la littérature mettent en évidence l'importance du scénario d'usage de ces systèmes ainsi que l'importance du mix énergétique utilisé pour leur recharge. Ainsi, il apparait nécessaire d'évaluer la performance environnementale du stockage d'énergie en l'intégrant à un scénario de production et de consommation d'énergie.

De telles ACV de scénarios énergétiques et permettent d'envisager la transition vers un modèle énergétique à plus faibles impacts environnementaux. Aujourd'hui, une partie de ces scénarios repose sur le déploiement massif d'énergies renouvelables dont la production est météo-dépendante, mais néglige les besoins de stockage qui peuvent être nécessaires pour assurer l'adéquation temporelle production-consommation. Une autre partie de ces scénarios considère bien ce stockage, mais le dimensionne soit de manière arbitraire ou non explicite, soit à partir de modèles d'optimisation technico-économique très sensibles aux hypothèses de coûts renseignés. Ce dimensionnement figé ne permet alors pas d'explorer des variantes de scénarios nécessaires au vu des incertitudes portant sur l'évolution de la consommation et à l'évolution des coûts des systèmes énergétiques. Par ailleurs, cet "optimum technico-économique", dans l'éventualité où les coûts futurs des systèmes auraient été correctement estimés, n'est pas nécessairement l'optimum technico-environnemental. Dans la perspective de limiter les impacts environnementaux, il devient nécessaire de combiner l'exercice de l'ACV à celui de la modélisation de scénarios énergétiques.

Dans cette optique, une approche permettant d'estimer les besoins de stockage induits par la météo-dépendance de la production, mais aussi de la consommation a été développée. Elle repose sur le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation. Ces séries temporelles sont notamment établies à partir de données climatiques : irradiation, vitesse de vent, température et pluviométrie. L'analyse statistique de la comparaison des séries temporelles de production et de consommation permet ensuite de déterminer les besoins de stockage et son utilisation. La dimension statistique de l'approche permet, au travers de paramètres dédiés, de dimensionner le stockage de manière à pouvoir stocker l'intégralité de la surproduction d'énergie lorsque ces besoins sont récurrents et, au contraire, d'écrêter une faible part de la production d'EnR lorsque l'ampleur de la surproduction n'est qu'occasionnelle.

Ainsi, la méthode globale dynamique et paramétrique développée permet d'évaluer, par ACV, les impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs. Cette méthode repose d'une part sur le développement de modèles paramétrés d'ICV permettant une évaluation prospective des impacts environnementaux par ACV des systèmes de production et de stockage d'énergie ce qui permet de tenir compte des aspects relatifs à la variabilité technologique, spatiale et temporelle de ces technologies. Les modèles paramétrés d'ICV sont respectivement détaillés dans les chapitres 3 et 4. D'autre part, cette méthode repose sur le développement et le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation afin d'estimer les besoins de stockage induits par l'intégration massive d'énergie dont la production est météo-dépendante. Ces modèles et les résultats qui en sont issus sont présentés dans les chapitres 5 et 6.

Chapitre 3

ACV de la production d'énergie

Sommaire

3.1 Introduction du chapitre 30
3.1.1 Contexte énergétique 30
3.1.2 L'ACV de la production d'énergie 31
3.2 La production d'énergie éolienne 31
3.2.1 Présentation sommaire d'un système éolien 31
3.2.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne 32
3.2.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie éolienne 33
3.2.4 Application du modèle paramétré d'ICV 37
3.2.5 Analyse de sensibilité 43
3.3 La production d'énergie PV 46
3.3.1 Présentation sommaire d'un système PV 46
3.3.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie PV 46
3.3.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie PV 49
3.3.4 Application du modèle paramétré d'ICV 50
3.3.5 Analyse de sensibilité 52
3.4 La production d'énergie hydroélectrique 55
3.4.1 Présentation sommaire d'un système hydroélectrique 55
3.4.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique . . 55
3.4.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie hydroélectrique 57
3.4.4 Application du modèle paramétré d'ICV 58
3.4.5 Analyse de sensibilité multicritère 61
3.5 La production d'énergie issue de centrales thermiques 64
3.5.1 Présentation sommaire des centrales thermiques 64
3.5.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie issue de centrales thermiques 65
3.5.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie issue de centrales thermiques . 66
3.5.4 Application des modèles paramétrés d'ICV et analyse de sensibilité multicritère 68
3.6 Comparaison multicritère des impacts environnementaux de la production d'énergie 72
3.7 Conclusion du chapitre 75

3.1 Introduction du chapitre

3.1.1 Contexte énergétique

Comptabilisé en énergie primaire, le mix énergétique mondial en 2015 reposait à près de 32 % sur le pétrole, 28 % sur le charbon et 21 % sur le gaz [15] soit un total de 81 % pour ces énergies fossiles. À la différence du charbon qui est principalement utilisé pour la production d'électricité, le pétrole est peu utilisé pour la génération d'électricité, mais il est le carburant sur lequel repose presque l'intégralité du système de transport [15 ; 37]. Le gaz, quant à lui, est utilisé aussi bien pour la production d'électricité que pour les besoins de chaleur et dans une plus faible mesure pour du transport [15].

Un premier constat est alors que le mix énergétique mondial ne se résume pas au mix électrique puisqu'une part importante, notamment de pétrole et de gaz est utilisée comme carburant pour les transports ou pour des besoins de chaleurs. Cependant, la tendance actuelle mondiale est à une électrification d'une part de ces usages au travers du développement de solutions de mobilité électrique sur route ou sur rails, mais aussi au travers du développement de pompe à chaleur [95]. Dans la mesure où il est attendu que cette électricité joue un rôle croissant dans le système énergétique mondial, cela justifie d'en évaluer fidèlement les impacts environnementaux. Cela explique pourquoi un nombre important d'études se concentrent sur le système électrique [12 ; 14 ; 35 ; 65 ; 107].

Par ailleurs, lorsqu'un usage est électrifié, cela peut conduire à une baisse significative de la consommation comptabilisée en énergie primaire. En effet, par convention, l'énergie primaire de combustibles fossiles est l'énergie thermique libérée par leur combustion alors que pour les énergies renouvelables solaire, éolienne et hydroélectrique, l'énergie primaire est l'énergie électrique générée [15]. Ainsi, un bus thermique qui consomme l'équivalent de 40 litres d'essence aux 100 kilomètres ne valorise, du fait du rendement du moteur que $20 - 25$ % de l'énergie libérée par la combustion pour mettre en action le véhicule. En alimentant ce véhicule avec de l'électricité solaire, éolienne ou hydroélectrique, la consommation d'énergie primaire serait divisée par quatre ou cinq (et même davantage en récupérant l'énergie lors du freinage). De même, la chaleur produite par une pompe à chaleur alimentée par de l'énergie éolienne correspond à une consommation d'énergie primaire trois fois moindre qu'avec un chauffage au fioul. Ainsi, la comptabilisation en énergie primaire, par des conventions arbitraires, tend à réduire le poids de l'énergie électrique produite par des énergies renouvelables. Malgré tout, il reste vrai que le mix énergétique ne se limite pas au mix électrique.

Lorsqu'on ne s'intéresse qu'à la seule production d'électricité, on obtient, pour l'année 2017 la distribution suivante : 38 % de l'électricité provient du charbon, 23 % du gaz, 3 % du pétrole, 10 % du nucléaire, et 26 % des énergies renouvelables, dont 60 % provenant de l'hydroélectricité. Si la part des EnR reste modeste, ces EnR sont en plein développement. Ces systèmes représentaient plus de 60 % des nouvelles capacités de production installées en 2016 et plus de 70 % en 2017 [15]. Le photovoltaïque contribue pour plus de la moitié à ces nouvelles capacités renouvelables, l'éolien pour plus d'un quart et l'hydroélectrique pour un dixième [75].

3.1.2 L'ACV de la production d'énergie

Pour chacune des filières, les performances environnementales publiées dans la littérature sont étudiées. Ces méta-analyses montrent une variabilité significative de la performance environnementale de la production d'énergie. Cette variabilité provient de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes de production d'énergie existants. Cette variabilité de la performance environnementale pouvant être suffisamment importante pour être limitante dans un processus d'aide à la décision, il devient nécessaire d'en comprendre les origines.

Ainsi, pour chacune de ces filières, des modèles paramétrés sont développés. Ils permettent d'identifier les paramètres à l'origine de la variabilité observée dans la littérature, mais aussi de pouvoir évaluer spécifiquement la performance environnementale d'un projet de production d'énergie donné. Pour chacune des filières, des analyses de sensibilités sont effectuées afin d'identifier les paramètres les plus déterminants quant à la performance environnementale suivant les catégories d'impacts considérées. L'identification des paramètres influents peut, par la suite, servir à orienter les efforts de recherche et développement sur les aspects pouvant améliorer sensiblement la performance environnementale de la production d'énergie.

Les impacts environnementaux sur le cycle de vie des systèmes de production d'énergie éolienne, photovoltaïque et hydroélectrique sont respectivement présentés dans les sections 3.2, 3.3 et 3.4. Les impacts environnementaux des centrales thermiques sont étudiés dans la section 3.5. Enfin, les performances environnementales des différentes sources d'énergie sont comparées dans la section 3.6.

3.2 La production d'énergie éolienne

3.2.1 Présentation sommaire d'un système éolien

Une éolienne est un système permettant la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique. Un rotor permet de capturer une partie de l'énergie contenue dans le flux d'énergie incident. Ce rotor, typiquement composé de trois pâles construites à partir de fibre de verre et de résine de polymère, entre en rotation lorsque le vent souffle suffisamment. Ce faisant, il active la production d'une génératrice située dans la nacelle. Cette génératrice produit de l'électricité à un faible niveau de tension. Cette électricité est acheminée à un transformateur électrique se trouvant au pied de l'éolienne afin d'en élever la tension permettant l'injection sur le réseau électrique et de la transporter et la distribuer vers des sites de consommation. Le rotor et la nacelle reposent sur un mât en d'acier dans la très grande majorité des cas, certaines éoliennes ayant des mâts en béton. Ce mât, qui doit supporter le moment de la force exercée par le vent sur le rotor, est solidement ancré au sol par des fondations. Ces dernières sont constituées de béton armé pour les éoliennes terrestres et de ciment et d'acier pour les éoliennes en mer.

3.2.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne

La performance environnementale d'une éolienne est usuellement exprimée comme le ratio de son impact par sa production au long de sa vie. La figure 3.1 montre la distribution des évaluations d'empreinte carbone de l'énergie éolienne exprimée en grammes de CO_2 équivalent par kilowattheure. Ces valeurs sont issues d'une compilation réalisée par le GIEC d'études d'analyse de cycle de vie publiées dans la littérature scientifique [74].

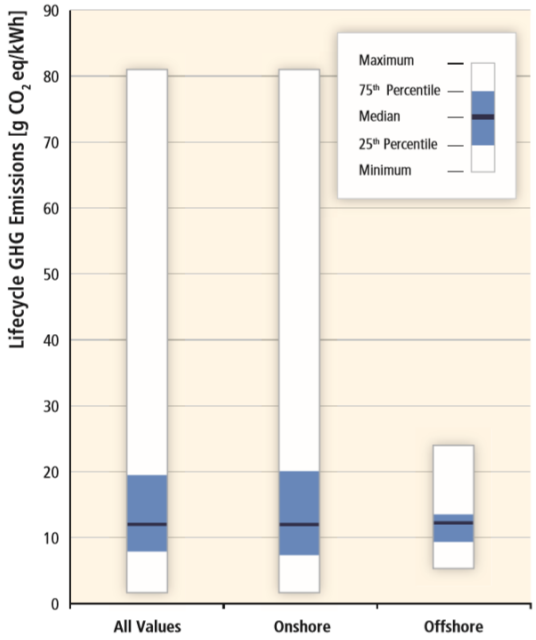


FIGURE 3.1 – Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne (source [74])

On observe une variabilité très importante de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne avec des valeurs extrêmes allant de quelques grammes de CO_2 équivalent par kilowattheure à 80 gCO_2eq/kWh. Cette variabilité est réduite pour les éoliennes en mer avec une plage de valeurs comprises entre 5 et 25 gCO_2eq/kWh et la moitié des valeurs comprises entre 7 et 20 gCO_2eq/kWh pour les éoliennes terrestres. À titre de comparaison, l'empreinte carbone du mix européen moyen est aux alentours de $400 - 500$ gCO_2eq/kWh, ecoinvent 3.4 indique une empreinte carbone de 433 gCO_2eq/kWh. L'énergie éolienne a donc une faible empreinte carbone mais avec une variabilité importante. En plus de la variabilité méthodologiques pouvant conduire à des frontières du système différentes, cette dernière provient également de la variabilité technologique, spatiale et temporelle de la filière éolienne. En effet, il existe plus de 1500 modèles d'éolienne sur le marché avec des caractéristiques différentes (e.g., dimensions et poids de la tour, dimensions du rotor…), ce qui induit une variabilité technologique importante. La performance environnementale d'une éolienne dépend également du site d'implantation [143]. Ce dernier va déterminer non seulement la production électrique annuelle de la turbine, mais aussi le mix énergétique utilisé pour l'installation de la turbine. Enfin, la dimension temporelle à son importance. Que ce soit au travers de la durée de vie, qui avec la production électrique annuelle, ont été identifiés comme des paramètres déterminants de la performance environnementale de l'énergie éolienne [97] ou de la période de manufacture de la turbine : les éoliennes, tout comme les procédés nécessaires à leur production ont évolué avec le temps. Ces trois sources de variabilités technologiques, spatiales et temporelles sont à l'origine de la dispersion de la

performance environnementale de l'énergie éolienne présentée sur la figure 3.1.

3.2.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie éolienne

Un modèle paramétré a été développé afin de tenir compte des dimensions technologiques, temporelles et géographiques dans les inventaires de cycle de vie de systèmes éoliens. La méthode correspondante est représentée sur la figure 3.2 et permet de réaliser un inventaire de cycle de vie « sur mesure » pour un ensemble de turbines faisant partie d'une flotte.

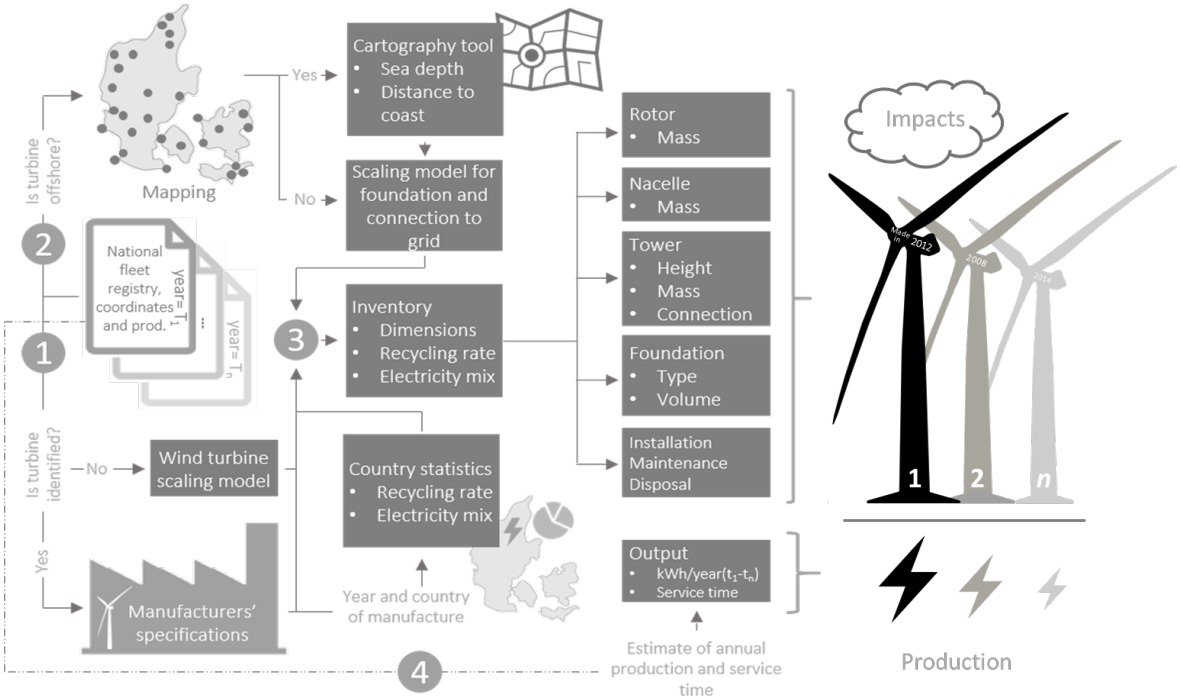


FIGURE 3.2 – Représentation de l'approche de modélisation de la performance environnementale d'éoliennes [110]

La méthode a été développée à partir des informations disponibles dans le registre des éoliennes installées au Danemark [47]. Ce registre, dont un extrait est présenté sur la figure 3.3, contient des informations comme la marque et le modèle de l'éolienne, ses dimensions, sa localisation ainsi que leur période de fonctionnement avec les productions année après année.

Anlægsdata for ikke-afmeldte møller (data for afmeldte møller fremgår af næste faneblad):

		Mølle karakteristika:					Placering:						
Møllenummer (GSRN)	Dato for oprindelig nettilslutning	Kapacitet (kW)	Rotor-diameter (m)	Navhøjde (m)	Fabrikat	Model	Kommune-nr	Kommune	Type af placeri	Ejerlav	Matrikel-nummi	X (øst) koordinat UTM 32 Euref89	Y (nord) koordinat UTM 32 Euref89
570714700000005893	19/02/1981	22	10	18	Kongsted	22-Kongsted	306	Odsherred	Land			650683,59	6203465
570714700000005909	14/02/1980	22	10	18	Kongsted	22-Kongsted	306	Odsherred	Land			647534,98	6204759,67
570714700000005916	22/01/1981	22	10	18	Kongsted	22-Kongsted	306	Odsherred	Land			650758,84	6204032,22
570714700000005923	21/09/1981	55	15	18	Vestas	V 55-16	306	Odsherred	LAND	Overby By, Odden	12a	648996,14	6204216,49
570714700000006029	17/04/1989	200	24	30	Danwin	DW 24-Danwin	306	Odsherred	LAND	Nakke By, Rørvig	18a	671087,27	6199349,33
570714700000006289	10/07/1986	75	17	18	Vestas	V 17-55	306	Odsherred	LAND	Eskildstrup By, Vig	6f	665633,97	6192981,65
570714700000000638	14/06/1988	200	25	30	Vestas	V25/200	306	Odsherred	LAND	Nr. Asmindrup By, Nr. A	2a	664340,63	6197377,66
570714700000000645	14/06/1988	200	25	30	Vestas	V25/200	306	Odsherred	LAND	Nr. Asmindrup By, Nr. A	2a	664410,95	6197190,27
570714700000000652	14/06/1988	200	25	30	Vestas	V25/200	306	Odsherred	LAND	Nr. Asmindrup By, Nr. A	2a	664295,85	6197026,85
570714700000005503	21/11/1985	25	15	18	Vestas	V 16	306	Odsherred	Land			663807,29	6195686,95
570714700000005589	10/04/1981	22	10	18	Kongsted	22-Kongsted	306	Odsherred	Land			667394,72	6190834,91

FIGURE 3.3 – Capture d'écran du registre éolien danois

Chaque éolienne du registre est connectée à une base de données de constructeurs d'éoliennes [124]. Un extrait de cette base de données est présenté sur la figure 3.4. Cette base de données permet d'obtenir la masse des principaux composants de la turbine que sont la tour, le rotor et la nacelle. Lorsque le nom/modèle de l'éolienne n'est pas renseigné, ou qu'il est absent de la base de données de constructeurs, des régressions établies à partir de cette base de données sont utilisées. À titre d'exemple, la figure 3.5 présente comment il est possible d'estimer le poids du rotor d'une éolienne inconnue. Si la dimension du rotor est connue, il est possible d'estimer son poids directement à partir de cette donnée. Sinon, il est nécessaire, dans un premier temps, d'estimer la dimension du rotor à partir de la puissance nominale de l'éolienne avant d'ensuite en estimer le poids.

ID	Name	Manufacturer ID	Manufacturer	Licence	Wind class	Wind class 2	Offshore	Rated power	Rotor diameter	Swept area	Power density	Number of blades	Minimum hub height	Maximum hub height	Nacelle weight	Tower weight	Rotor weight	Total weight
#ND								kW	m	m2	m2/kW		m	m	Tons	Tons	Tons	Tons
1140	A3000	169	Amperax Energie GmbH	#ND	IEC III	BIDt II	No	3000	116	10568,3	3,52	3	92	142	134	300 - 1610	74	808 - 1818
326	M5000-116	37	Areva	#ND	GL-TK 1 offsh	DIBt III	Yes	5000	116	10568,3	2,11	3	90	90	246	350	110	815
408	82	87	e.n.o. energy	#ND	IEC IIIa	BIDt II	No	2000	82.4	5332,7	2,67	3	58,6	108	60	62,3 - 254,7	38	181,6 - 374,0
539	92	87	e.n.o. energy	#ND	IEC IIIa	DIBt WZII	No	2200	92.8	6763,7	3,07	3	103	123	65	236	46,5	377,6
999	FWT3000/120	155	FWT	#ND	IEC IIa	DIBt III	No	3000	120.6	11423,1	3,81	3	90	140	105	236 - 298	92	433 - 495
46	G87/2000	4	Gamesa	#ND	IEC IIa	BIDt II	Yes	2000	87	5944,7	2,97	3	67	100	65	153 - 286	40	258 - 391

FIGURE 3.4 – Capture d'écran de la base de données d'industriels TheWindPower

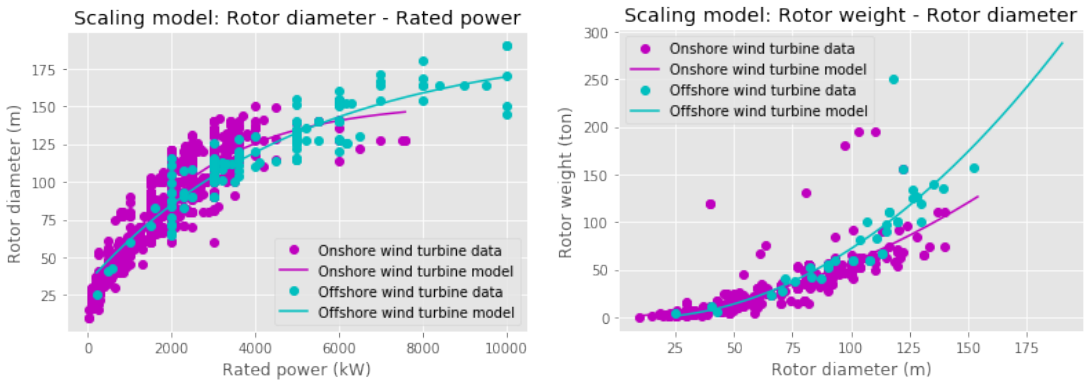


FIGURE 3.5 – Modèles de régressions déterminant les relations : diamètre du rotor - puissance de la turbine et poids du rotor - diamètre du rotor

Les modèles de régressions à partir des données contenus dans la base de données TheWindPower permettent d'évaluer, pour les éoliennes terrestres et en mer :

- la hauteur du mât en fonction de la puissance de la turbine,
- le poids de la nacelle en fonction de la puissance de la turbine,
- la dimension du rotor en fonction de la puissance de la turbine,
- le poids du rotor en fonction de sa dimension,
- le poids de la tour en fonction de sa hauteur et de la section du rotor

Une fois les masses des composants de l'éolienne connues, le détail de la décomposition en matière (e.g., pourcentage de fibre de verre ou de résine de polymère dans les pâles) est estimé à partir de l'extrapolation des inventaires de six éoliennes de puissances (33 kW, 150 kW, 600 kW, 800 kW et 2 MW [31]).

La seconde étape nécessite de savoir si l'éolienne est implantée sur terre ou en mer. Dans le cas d'une éolienne terrestre, les fondations sont faites en béton armé et le volume correspondant est estimé à partir des dimensions de la turbine. Dans le second cas, un modèle de fondation de type « monopile » a été développé sur les bases des données d'un rapport technique [46]. Il permet de connaître les besoins en acier, en mortier, et roches nécessaires pour la réalisation des fondations en fonction des dimensions de l'éolienne et de la profondeur de la mer. Cette profondeur, tout comme la distance à la côte évoquée dans le paragraphe suivant est estimée à partir d'outils SIG (Système d'Information Géographique). L'infrastructure de raccordement au réseau national est également considérée. Pour les éoliennes en mer, les besoins de câbles sont estimés à partir de la distance à la côte et des capacités de transports d'une gamme de produits Nexans 33 kV et 150 kV [93]. L'énergie consommée par le câblier pour la mise en place est également considérée [103]. Les stations de transformation pour élever la tension ont également été considérées sur la base des déclarations environnementales des transformateurs de puissance de la marque ABB [7 ; 11] avec une durée de vie supérieure à celle des turbines et estimée à 35 ans en accord avec les déclarations de l'industriel. Le transport, par voie terrestre et maritime, de l'ensemble des composants du système éolien est pris en compte. Les besoins plus spécifiques liés à la construction d'une route pour acheminer l'éolienne vers son lieu d'implantation ou le forage et la mise en place de la monopile sont également considérés et extrapolés, à partir des inventaires des turbines de puissances de 33 kW, 150 kW, 600 kW, 800 kW et 2 MW [31], sur la base de la puissance de la turbine. La maintenance est considérée à travers le renouvellement d'huile de lubrification et le transport d'employés sur le site. En l'absence de données pertinentes sur le taux remplacement des pâles du rotor, aucun remplacement n'a été considéré dans ces travaux. Enfin, pour les matériaux comme le béton et la fibre de verre, une mise en décharge a été supposée alors que les aciers et câbles sont eux recyclés en cohérence avec les pratiques actuelles [19].

La troisième étape consiste à générer l'inventaire à partir des éléments précédemment évoqués. À ce niveau, le mix électrique directement utilisé pour produire et installer la turbine peut être adapté au mix électrique correspondant à l'année de production. Il est également possible d'ajuster la part d'acier primaire/secondaire dans le marché de l'acier à l'année de production de la turbine. L'acier secondaire étant moins énergivore à produire que l'acier primaire, et comme la part d'acier secondaire est passée de 10 % en 1980 à 30 % en 2015 [119], l'impact environnemental d'une tonne d'acier a diminué au fil du temps. Une fois cet inventaire généré, on peut calculer l'impact environnemental d'une installation éolienne sur son cycle de vie.

Afin de calculer l'impact par unité d'énergie générée, il reste à estimer la quantité d'électricité de la turbine au long de sa vie. Cette production dépendra de la durée de vie et de la production annuelle. La durée de vie peut être estimée à partir de données historiques. La durée de vie des éoliennes démantelées au Danemark peut être approximée par une gaussienne centrée autour de 18-19 ans et d'écart type de 4 ans comme l'illustre la figure 3.6. Les 40 années d'historiques n'ont pas permis de déceler une tendance quant à l'évolution de la durée de vie des éoliennes. D'après un rapport publié par le ministère danois de l'Énergie [88], cette durée de vie résulte d'un arbitrage économique entre les couts marginaux de maintenance, le coût d'un renouvellement et le prix de vente de l'électricité.

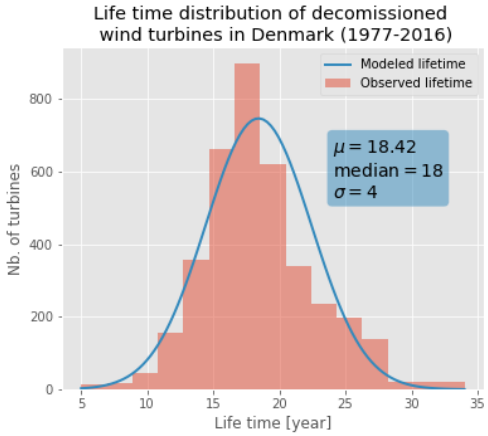


FIGURE 3.6 – Distribution de la durée de vie des éoliennes démantelées au Danemark [110]

La production annuelle d'une éolienne dépend des vents auxquels elle est exposée et de sa courbe de puissance. Cette courbe de puissance donne la correspondance entre le vent incident et la production électrique et dépend des caractéristiques de l'éolienne. Il est possible d'utiliser la production historique pour estimer la production future d'une turbine dans le cas d'une turbine ayant un historique de production suffisant. Lorsque ça n'est pas le cas, il est possible d'utiliser des données de vent géolocalisées et la courbe de puissance. Les données de vents ici utilisées proviennent du modèle de réanalyse MERRA-2. Les courbes de puissance de 121 turbines ont été téléchargées sur la plateforme Renewables Ninja. Si la courbe de puissance de l'éolienne ne fait pas partie de ces 121 courbes de puissance, un modèle qui a été développé dans le cadre de cette thèse est utilisé pour l'estimer à partir de la puissance nominale de la turbine et de la dimension du rotor. Ce modèle repose sur l'équation 3.1, qui permet de calculer la puissance instantanée P produite en fonction de la vitesse du vent v, sur l'utilisation de vitesse limite de démarrage et d'arrêt de l'éolienne ainsi qu'une convolution par un filtre gaussien permettant de représenter l'effet de la turbulence.

$$P(v) = min\left(1/2 \cdot \rho \cdot C_p \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot v^3, P_{nom}\right) \tag{3.1}$$

Dans l'équation 3.1, ρ représente la densité de l'air, d le diamètre du rotor et C_p le coefficient de puissance de la turbine dont la valeur est fixée à 0.44. Cette valeur correspond à la valeur moyenne observée sur les 121 courbes de puissance issues de Renewables Ninja. La puissance de sortie est physiquement limitée à la puissance nominale. La puissance produite est ramenée à zéro en deçà de la vitesse de démarrage, de 3.5 m/s pour la plupart des éoliennes, et au-delà de 25 m/s. L'application de cette démarche pour l'éolienne Vestas V90 2000 kW permet d'obtenir la courbe en rouge sur la figure 3.7. Cette courbe de puissance correspond à une courbe de puissance de turbulence nulle ou où le vent ne fluctue ni spatialement, ni temporellement. La convolution de la courbe rouge par un filtre gaussien de la largeur proportionnelle à la vitesse où elle est calculée permet d'obtenir la courbe bleue. Cette largeur dépend de l'intensité de turbulence qui est estimée à 10 % pour les éoliennes du parc offshore de Horns Rev [59] et de 15 % pour les éoliennes terrestres [82]. La courbe de puissance ainsi modélisée, et tracée en bleu, est très proche de la courbe de puissance communiquée par le fabricant, qui est tracée en violet.

Ce modèle, relativement simple, est présenté plus en détail dans l'article "Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_WIND_DK, an online interactive platform" [23] et dans sa "Supporting Information". En collaboration avec Yves-Marie Saint-Drenan, une version plus complexe du modèle a été développée et fait l'objet d'une publication scientifique en cours de préparation. Une version "preprint" est accessible sur le site https ://arxiv.org/.

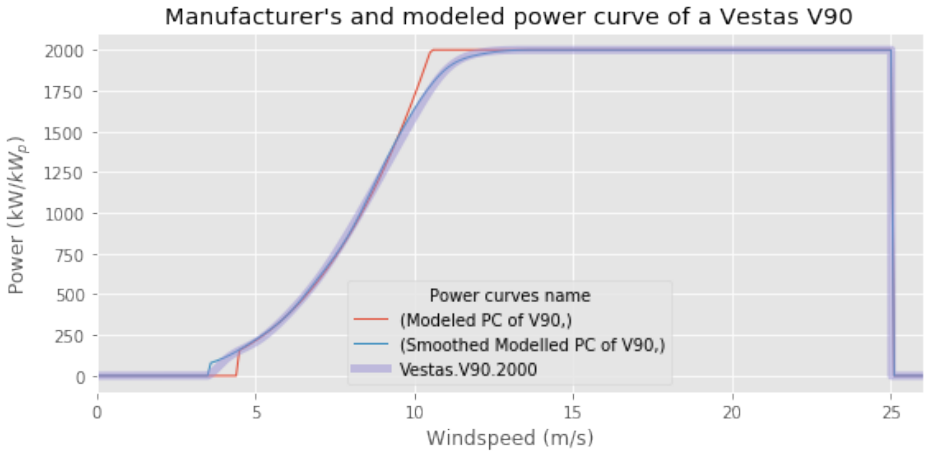


FIGURE 3.7 – Courbe de puissance mesurée et modélisée

Une fois la courbe de puissance connue ou modélisée, la production annuelle est estimée à partir des données de vent géolocalisées. Ces données de vent, étant connues pour souffrir de biais spatiaux [118], il est nécessaire de recalibrer la production estimée sur un ensemble de turbines pour lesquelles les productions ont été mesurées. Cette correction a été réalisée pour la flotte danoise et est présentée dans l'article correspondant [23]. La production annuelle multipliée par la durée de vie estimée ou mesurée d'une turbine permet de calculer la production sur la vie de la turbine et d'exprimer les impacts environnementaux de l'éolienne par unité d'énergie produite.

3.2.4 Application du modèle paramétré d'ICV

Cette méthode de génération d'inventaires sur-mesure a été appliquée à l'ensemble des éoliennes ayant fait partie de la flotte éolienne danoise de 1980 à 2030. Cela permet d'évaluer la performance environnementale de la flotte éolienne de manière bien plus robuste qu'en se basant sur l'ACV d'une seule éolienne comme c'est le cas dans les jeux de données $<$ 1 MW, 1-3 MW, $>$ 3 MW présents dans la base de données ecoinvent. Cela permet également de pouvoir observer l'évolution de la performance de l'énergie éolienne au fil du temps.

À partir du registre danois, la flotte éolienne est connue en détails jusqu'à 2016. Elle est extrapolée de 2017 à 2030 sur la base d'objectifs gouvernementaux en termes de capacité installée onshore et offshore et une liste de parcs offshore pré-approuvés. Une méthode a été développée dans cette thèse afin d'extrapoler la flotte et d'en analyser la performance environnementale. Elle est présentée en détail dans l'article « Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_WIND_DK, an online interactive platform » [23].

Cette méthode, représentée sur la figure 3.8, est composée de 5 étapes. La première étape consiste à simuler l'année de fin de vie de chacune des éoliennes. Une durée de vie a été générée de manière aléatoire suivant la distribution gaussienne observée sur les éoliennes démantelées. La seconde étape consiste, à partir d'objectifs à atteindre en termes de capacité installée, de connaître le nombre d'éoliennes arrivant en fin de vie qu'il convient de remplacer et les nouvelles capacités à installer. La troisième étape consiste à estimer la production de chacune des turbines, soit à partir de la production annuelle historique médiane observée par le passé soit par une estimation à partir de données de vent géolocalisées et de courbe de puissance est réalisée. Pour cela les données de vent MERRA-2 ont été utilisées et le modèle de courbes de puissance précédemment présenté a été utilisé. Les données de vents comportant des biais spatiaux, les productions alors calculées nécessitent d'être corrigés à partir de données de production mesurée.

Une fois les caractéristiques de l'ensemble des turbines composant la flotte connue, ainsi que leur production, la méthode précédemment développée est utilisée pour réaliser des inventaires de cycle de vie individualisés. Enfin, les impacts correspondants à diverses catégories d'impact sont calculés.

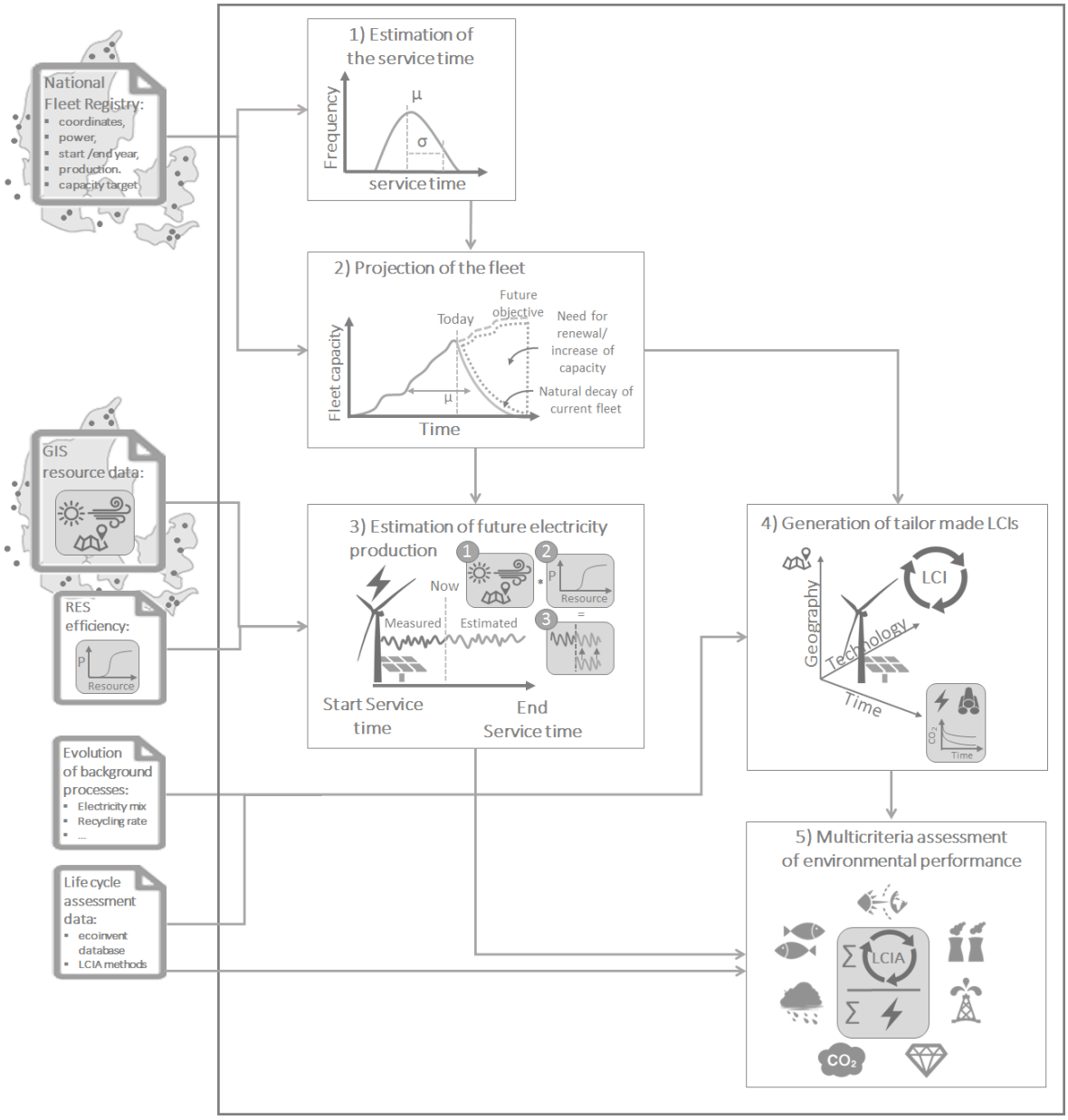


FIGURE 3.8 – Méthode d'évaluation de la performance environnementale d'une flotte de système d'énergie renouvelable [23]

Appliquée à la flotte éolienne danoise, qui correspond à plus de 10 000 éoliennes installées de 1980 à 2030, la méthode permet d'obtenir les résultats présentés sur la figure 3.9. Ils montrent une amélioration significative de la performance environnementale de l'énergie éolienne sur la période étudiée. Cette figure 3.9 montre, décennie après décennie, l'évolution de la distribution de l'empreinte carbone de l'électricité produite par les éoliennes onshore et offshore. Les pointillés larges correspondent à la valeur médiane de la distribution et les pointillés courts aux 1er et 3ème quartiles. On y remarque que les premières éoliennes terrestres, installées dans les années 80, avaient une empreinte carbone comprise entre 30 et 60 gCO_2eq/kWh alors qu'aujourd'hui, la majorité des éoliennes a une empreinte carbone inférieure à 20 gCO_2eq/kWh. On retrouve également ces améliorations de la performance environnementale pour la filière offshore avec une première ferme dans les années 90 autour de 25 gCO_2eq/kWh pour une valeur médiane moitié moindre aujourd'hui.

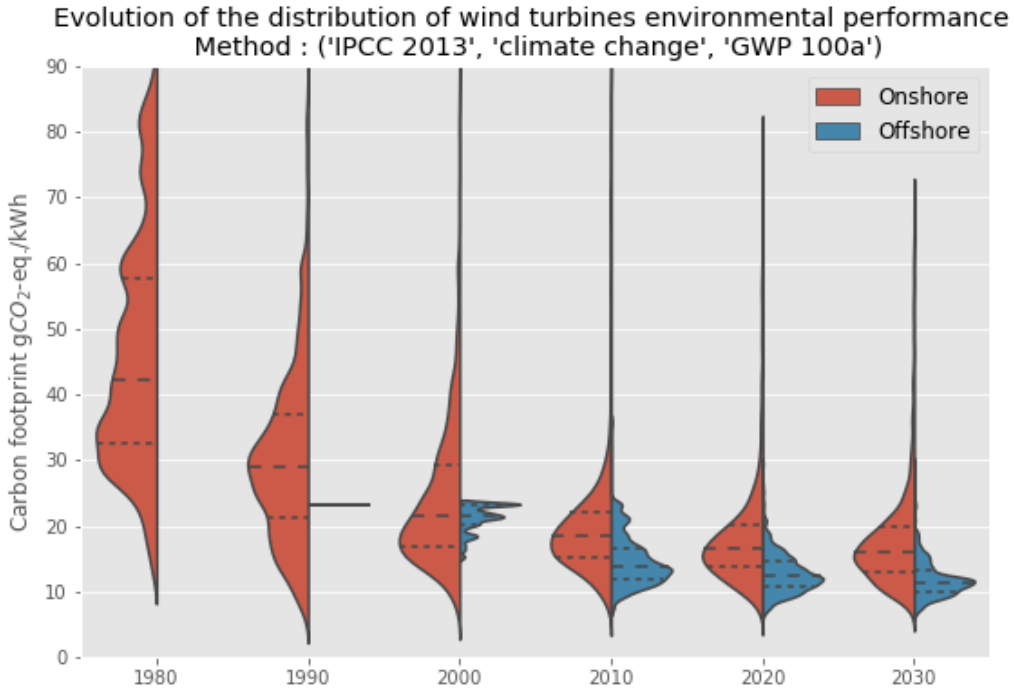


FIGURE 3.9 – Évolution de la distribution de l'empreinte carbone de l'énergie produite par les éoliennes au Danemark [23]

La figure 3.10 quant à elle, ne présente plus la distribution de la performance individuelle des éoliennes composant la flotte mais la performance de la flotte. L'empreinte carbone de la flotte n'est pas l'empreinte carbone moyenne des éoliennes, mais la somme des émissions de GES des éoliennes composant la flotte divisée par la somme de leur production. Cela est équivalent à une moyenne pondérée par la production des éoliennes. On peut voir sur la figure 3.10 que l'empreinte carbone de la flotte est passée de 40 gCO_2eq/kWh en 1980 à 15 gCO_2eq/kWh en 2015 et devrait descendre à 13 gCO_2eq/kWh en 2030. Ces progrès s'expliquent, de 1980 à 2000, notamment par des effets d'échelles qui permettaient de réduire l'impact par unité de puissance installée comme l'illustre la figure 3.10B. En effet, il faut moins du double en énergie et matériaux pour construire et opérer une éolienne deux fois plus puissante. À partir des années 2000, on peut voir l'impact par unité de puissance installée recroître légèrement. Cela s'explique par l'utilisation de turbines, dites de nouvelle génération, qui ont des rotors

plus grands pour des éoliennes de puissance nominale équivalente. Elles ont alors besoin de mâts et de fondations plus solides, ce qui explique l'impact plus important, mais cela permet, dans le même temps, d'améliorer significativement le facteur de charge des turbines et de compenser l'augmentation de l'impact initial. Le facteur de charge correspond, sur une période donnée, au ratio entre la production effective et la production qui serait obtenue si le système fonctionnait à tout instant à sa puissance nominale. Ainsi, rapporté à l'énergie produite, l'impact est plus faible. On observe le même phénomène avec les éoliennes en mer. Elles requièrent plus d'énergie et de matériaux pour leur installation, mais dans le même temps, bénéficient de meilleurs gisements de vent et contribuent grandement à l'amélioration de facteur de charge de la flotte éolienne, représentée sur la figure 3.10C.

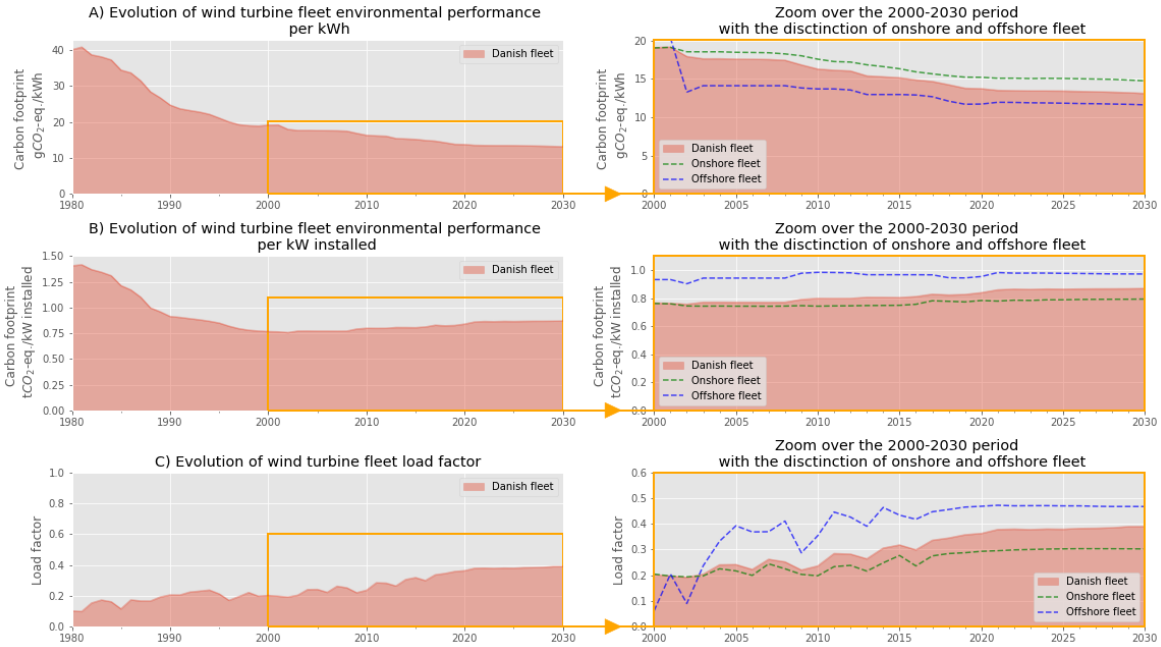


FIGURE 3.10 – Évolution d'indicateurs de la performance environnementale de la flotte éolienne danoise de 1980 à 2030 [23]

Cette amélioration de la performance environnementale se retrouve également sur les autres catégories d'impacts de manière plus ou moins marquée [23].

Une plateforme, baptisée LCA_WIND_DK et représentée sur la figure 3.11, a été développée en complément de ces travaux. Elle offre un accès en ligne aussi bien aux impacts environnementaux individuels des éoliennes danoises qu'aux impacts environnementaux de la flotte complète passée, actuelle et future.



FIGURE 3.11 – Capture d'écran de la plateforme interactive LCA_WIND_DK [23]

Ces travaux, réalisés en collaboration avec Romain Sacchi, doctorant à l'Université d'Aalborg au Danemark, ont donnés lieu à une présentation orale à la conférence SETAC à Rome en 2018 et deux publications scientifiques vers lesquelles le lecteur peut s'orienter pour davantage de détails :

- R. Sacchi, R. Besseau, P. Pérez-López, I. Blanc, Exploring technologically, temporally and geographically sensitive life cycle inventories for wind turbines : A parameterized model for Denmark, Renew. Energy. 132 (2019) 1238–1250. https ://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118310838 ?via%3Dihub [110],
- R. Besseau, R. Sacchi, I. Blanc, P. Pérez-López, Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_WIND_DK, an online interactive platform. Renew. Sustain. Energy Rev 108 (2019) : 274-288. https ://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.030 [23],
- Article sur la modélisation paramétrique des courbes de puissance en cours de publication : `https://arxiv.org/abs/1909.13780`.

Suite à ces travaux, le code a été retravaillé afin d'obtenir une fonction permettant de calculer l'impact environnemental d'une éolienne. Cette fonction, programmée en langage Python, prend comme arguments : la puissance de la turbine, les dimensions de son rotor et de la tour, sa nature onshore/offshore, le poids des différents composants comme la tour, les fondations, la nacelle, le rotor et l'électronique de puissance, les distances de transports, le mix électrique utilisé pour la manufacture et la part d'acier secondaire dans le mix d'acier utilisé pour l'éolienne, ainsi que pour les éoliennes en mer : le nombre d'éoliennes de la ferme, la distance de l'éolienne au transformateur haute tension, la distance à la côte et la profondeur de la mer. Si les masses des composants ou les dimensions de la turbine ne sont pas renseignées, les modèles de régressions établis sur la base des données de TheWindPower.net sont utilisés. Cette fonction permet de calculer l'impact de l'éolienne sur son cycle de vie.

Afin d'évaluer la performance environnementale d'une éolienne, qui correspond à un impact exprimé par unité d'énergie générée, il est nécessaire d'estimer sa production d'énergie sur sa durée vie. Cette production dépend de la durée de vie et de la production annuelle moyenne de la turbine. Cette production annuelle moyenne, peut soit être calculé à partir de la puissance nominale de la turbine et d'une hypothèse concernant son facteur de charge, soit estimée à partir de séries temporelles de vent et de la courbe de puissance, elle aussi fonction des dimensions de la turbine.

3.2.5 Analyse de sensibilité

Afin d'identifier les paramètres les plus importants parmi les nombreux implémentés dans le code, des analyses de sensibilité ont été réalisées. Il s'agit d'analyses de sensibilité faisant varier un paramètre à la fois, mais en tenant compte du couplage entre certaines variables. Par exemple, lorsque l'on cherche à étudier l'influence de la hauteur d'une éolienne, cela augmente d'un côté l'impact de l'éolienne avec une tour plus lourde, mais augmente aussi la production en permettant d'aller capter des vents plus importants. Un profil de vitesse de vent défini par l'équation 3.2 est utilisée.

$$V(h) = V(h = 80) \cdot (h/80)^{0.143} \tag{3.2}$$

La figure 3.12 présente la variation de la performance environnementale pour les 15 catégories d'impacts étudiées, présentées sur l'axe des ordonnées en fonction des paramètres étudiés qui se trouvent sur l'axe des abscisses. Cette variation est calculée à partir de l'écart entre la performance maximale et minimale normalisé par la performance médiane. Les plages de variations sont issues du travail réalisé sur l'évaluation de la performance environnementale de la flotte éolienne danoise. Ces plages de variations sont indicatives et sont les suivantes :

- Pour la puissance nominale : 500 kW – 5 MW. Une hauteur de tour de 80 m est supposée dans tous les cas, mais le poids de cette tour dépend de la taille du rotor qui est lui estimé à partir de la puissance de la turbine.
- Pour la dimension du rotor : 70 m – 130 m. La production de la turbine est ajustée en fonction à partir de la modélisation de la courbe de puissance.
- Pour la hauteur de la tour : 70 m – 110 m. La production de la turbine est ajustée à partir d'un gradient du profil de vitesse.
- Pour la nature onshore/offshore : les dimensions de la turbine ont été conservées, seules changent les fondations ainsi que les données de vent utilisées.
- Pour la dimension du parc offshore : de 5 à 100 turbines par parc.
- Pour la distance de l'éolienne au poste de transformation électrique haute tension : de 0 à 5 km.
- Pour la distance entre le poste de transformation électrique haute tension et la côte : de 0 à 100 km.
- Pour la profondeur de la mer : de 0 à 30 m. Les fondations de type monopile permettent d'installer des éoliennes à des profondeurs maximales de 25-30 m.
- La plage de variation du poids des composants : tour, fondation, nacelle, rotor et électronique sont modélisées par une variation de ±20 % de la valeur de référence.
- Pour les distances de transports : de 0 à 1500 km pour le transport terrestre et de 0 à 9000 km pour le transport maritime.
- Pour le mix électrique, les impacts sont calculés avec les mix électriques européen, français, américain, chinois, mondial et un mix composé intégralement d'énergie éolienne.
- Pour la part d'acier secondaire de l'acier utilisé : de 0 à 100 %. La valeur moyenne sur le marché de l'acier est aujourd'hui de 30 % [119]. La faisabilité d'une tour composée intégralement d'acier recyclé reste cependant à démontrer, les propriétés de l'acier recyclé pouvant être inférieures à l'acier primaire.
- Pour la durée de vie : de 15 à 25 ans.
- Pour le facteur de charge : de 20 à 45 %.

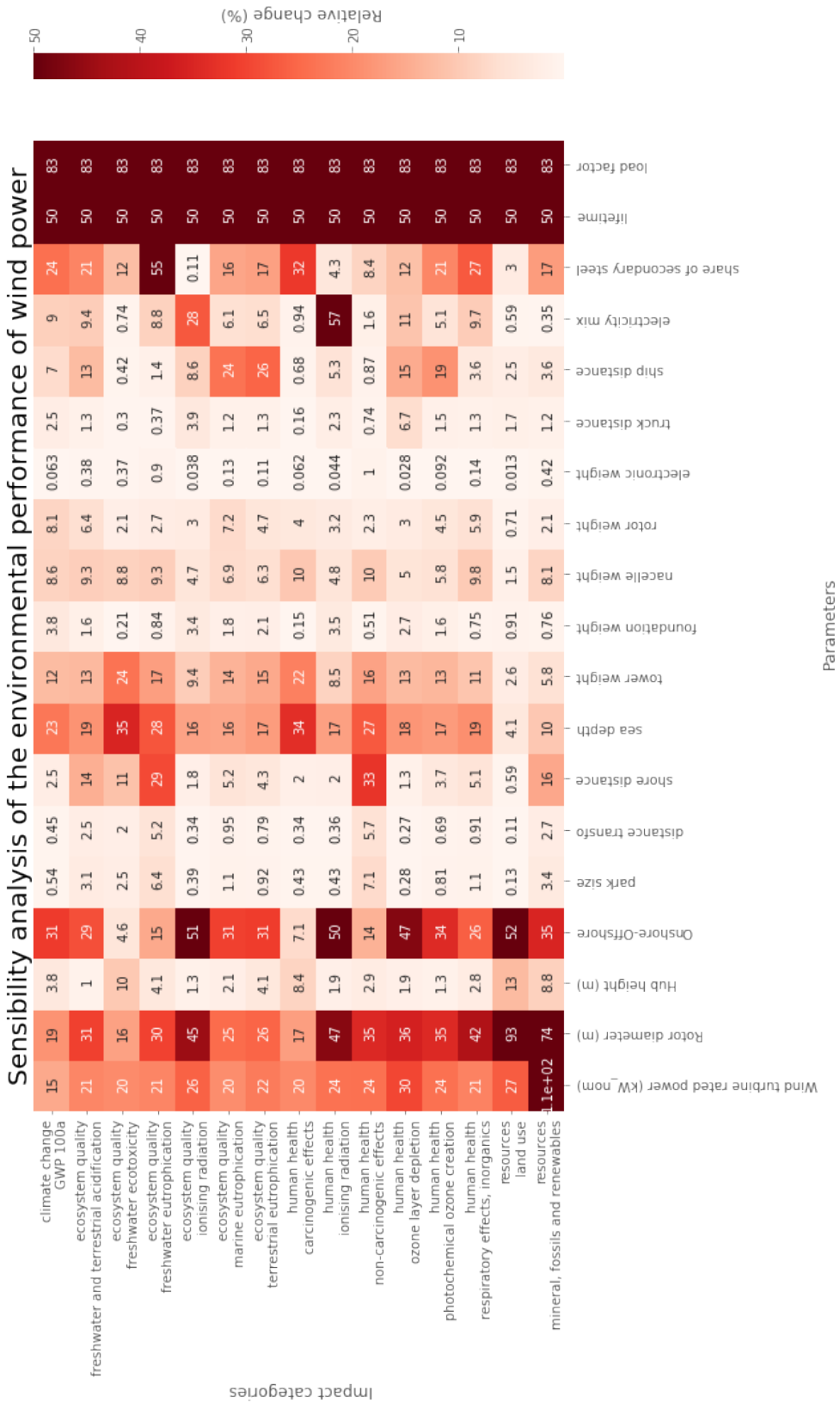


FIGURE 3.12 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie éolienne

3.3 La production d'énergie PV

3.3.1 Présentation sommaire d'un système PV

Un système photovoltaïque (PV) permet de convertir l'énergie contenue dans le rayonnement solaire en électricité. Ce système se compose alors d'un ensemble de panneaux PV, d'un support permettant de fixer ces panneaux en toiture d'un bâtiment ou au sol, et de câbles conducteurs acheminant le courant produit à un onduleur. Ces panneaux PV sont eux composés de cellules photovoltaïques connectées entre elles par des contacts métalliques permettant la collecte des paires électron-trous crées par effet photoélectrique. Un encapsulant en éthylène-acétate de vinyle (EVA) protège les contacts métalliques et cellules de l'oxydation afin d'en maximiser la durée de vie. L'ensemble est maintenu par un cadre en aluminium entre une feuille de fond et une vitre en verre.

Ces modules PV sont connectés à un ou plusieurs onduleurs. Ces onduleurs permettent de transformer le courant continu alors produit en courant alternatif pouvant être injecté sur le réseau électrique, mais aussi en adaptant leur impédance d'entrée de maximiser la production PV en faisant fonctionner les panneaux à leur point de fonctionnement maximal (Maximum Power Point Tracking (MPPT)).

3.3.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie PV

La figure 3.13 présente la distribution des émissions de GES de l'énergie PV, sur son cycle de vie, exprimé en gCO_2eq/kWh. On observe une variabilité très importante notamment pour les filières cristallines qui représentent plus de 95 % du marché photovoltaïque [52].

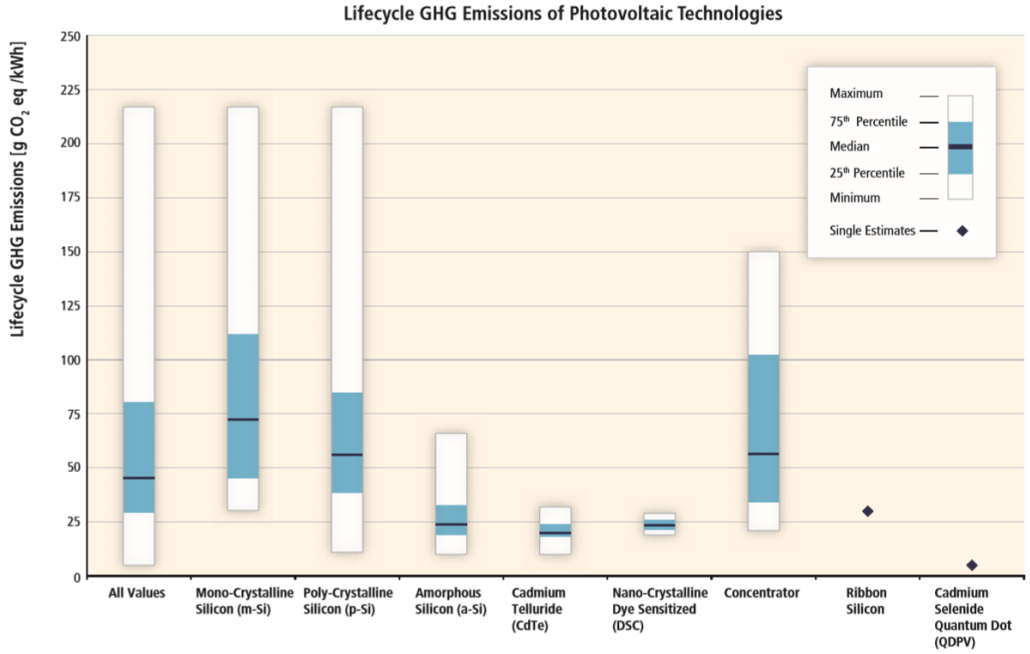


FIGURE 3.13 – Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie PV [74]

Cette figure, issue d'un rapport du GIEC, représente la variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie PV à partir d'études ayant été publiées avant 2015. Or l'industrie du photovoltaïque a énormément évolué et progressé depuis comme en atteste la baisse du prix des panneaux PV d'un facteur 10 en à peine 10 ans [55]. Un grand nombre de ces études [57] reposent sur l'utilisation de jeux de données contenues dans la base de données ecoinvent. La collecte de données pour la construction d'inventaire étant chronophage, les données relatives à l'industrie photovoltaïque publiée dans la base de données ecoinvent 3.4, pourtant récemment éditée, datent pour la plupart d'une quinzaine d'années comme le résume le tableau 3.1.

Jeu de données	Commentaire du jeu de données	Évolution temporelle
Photovoltaic installation	"Time period : Calculation of amount of panels used based on efficiency data for 2005. Other data are adopted."	Les systèmes PV ont fortement évolué depuis 2005 comme détaillé ci-dessous.
inverter production, 500kW	"Total weight about 3000 kg."	Aujourd'hui, un onduleur de ce poids à une puissance de 2.2 à 3 MVA, soit une puissance 4 à 6 fois plus élevée.
Photovoltaic panel production	"Investigated for the production of solar panels and laminates with 60 solar cells a 156*156cm2 with a capacity of 210Wp. Time period : Date of data investigation. Some older data from 2001."	210 Wp pour un panneau de 60 cellules correspond à un rendement de 13 % typique d'un panneau de 2005. Aujourd'hui, un panneau de même dimension a une puissance de 280 Wp voire 320 Wp pour les panneaux les plus performants.
Photovoltaic cell production	"Wafer thickness $270 - 300$ µm. With an efficiency of 13.5 % and 1.3 W_p." "Data investigated in 2004 and recalculated for the cell size in 2005."	L'épaisseur des cellules a été réduite. Les cellules ont aujourd'hui une épaisseur typique de 200 µm et 180 pour les plus fines.
Wafer production	"Technology : Use of multi wire saws. Time period : Collection of data in 2005. Use of data from an environmental report for a production plant (ca. 3 million wafers per year) and some data from older publications."	Le procédé de découpe modélisé est basé sur des fils en acier. Un nouveau procédé de sciage utilisant du diamant devient dominant et permet une découpe plus fine des cellules et de réduire les pertes lors de la découpe.
silicon production, multi-Si, casted	"Time period : Time of data collection. Data refer to 2005."	Le procédé estime à 19 kWh d'électricité la quantité d'énergie nécessaire à la production d'un kg de lingot de silicium polycristallin. Aujourd'hui, ce procédé consomme moins d'énergie : 8-15 kWh/kg et permet la production de cellule quasi-monocristalline.
silicon production, single crystal, Czochralski process, photovoltaics	Time period : Most data are published in 2006. Some older data were published in 1992.	La consommation d'électricité est estimée à 85 kWh/kg dans l'inventaire. Des producteurs annoncent des consommations de 10 kWh/kg
silicon production, solar grade, modified Siemens process	"The process modeled in this dataset represents a mix of the Siemens process (used for the production of electronic-grade silicon) and a modified Siemens process (developed specifically for the production of solar-grade silicon), with each process having a 50 % share."	Si par le passé, de la production de silicium de grade électronique a pu être utilisée en proportion significative les volumes de production sont désormais faibles face à ceux de l'industrie PV. Le niveau de pureté requis pour l'industrie solaire est plus faible que pour l'industrie électronique permettant une production moins énergivore. De nouveaux procédés indiquent une consommation de 11 kWh/kg contre 110 dans l'inventaire initial.

TABLEAU 3.1 – Jeux de données relatifs au secteur photovoltaïque

3.3.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie PV

Afin de pouvoir tenir compte des progrès déjà réalisés par l'industrie PV ces dernières, mais aussi dans les années à venir, j'ai développé un modèle paramétré basé sur une vingtaine de paramètres.

Ce modèle repose sur une paramétrisation des inventaires de cycle de vie déjà existant dans la base de données ecoinvent. Les paramètres ayant évolué depuis la réalisation ou étant amené à évoluer à l'avenir ont été identifiés à partir des rapports publiés par l'Agence Internationale de l'Énergie dans le cadre de son programme PVPS (Photovoltaïque Power System) [53 ; 54 ; 121], de données techniques issues du site ENF Solar ainsi que divers fabricants de matériel PV. L'identification de ces paramètres a été accompagnée par l'analyse de la contribution aux impacts de l'énergie PV des étapes de production d'un système PV. Ainsi, il a pu être observé l'importance relative des impacts provenant de la production des cellules PV et la nécessité d'en approfondir la paramétrisation au maximum quand d'autres composants comme l'onduleur ne représentent qu'une part relativement faible des impacts justifiant une modélisation de premier ordre seulement.

Le modèle développé permet d'ajuster :

- La puissance de l'installation.
- La durée de vie de l'installation.
- La puissance unitaire des modules composant l'installation (pour des panneaux standards de 60 cellules et de surface de 1.6 m^2) ou leur rendement exprimé en pourcent.
- Le mix électrique utilisé pour la production d'aluminium, la production du silicium, la manufacture des cellules PV et des modules PV.
- L'évolution relative de la quantité d'électricité nécessaire à la manufacture des cellules et des cellules (hors énergie nécessaire à la production du silicium).
- La proportion d'aluminium secondaire dans l'aluminium utilisé pour la réalisation du cadre des modules et des systèmes de fixation : en 2017, l'aluminium secondaire couvre près de 32 % de la production mondiale et est bien moins énergivore que l'aluminium primaire [18].
- Le type de fixation : au sol ou en toiture. Les jeux de données présents dans la base de données correspondent à des supports deux fois plus lourds par unité de surface que les systèmes de fixation actuels.
- Les inventaires initiaux correspondent à des masses surfaciques de 11.5 kg/m^2 pour un système au sol et 6 kg/m^2 en toiture alors que les systèmes de fixation disponibles sur le marché ne pèsent respectivement qu'environ 5.5 kg/m^2 et 3 kg/m^2 [41 ; 42]. Par conséquent, les jeux de données ont été corrigés afin d'être représentatifs de ces systèmes plus actuels.
- La quantité de câblage à la taille de l'installation à partir de l'extrapolation linéaire des jeux de données existants correspondant à des installations de 3 kWc et 570 kWc.
- La masse de l'onduleur utilisé. Les jeux de données présents dans ecoinvent correspondent à des onduleurs de 3 kVA et 500 kVA pesant respectivement 18 kg et 3 tonnes soit 6 kg/kVA. Or, l'analyse de données d'onduleurs récents [115 ; 116] indique une masse spécifique d'environ 2 kg/kVA, valeur qui sera utilisée par défaut.
- La durée de vie de l'onduleur fixée par défaut à 12.5 ans comme dans la base de données ecoinvent.

- La part de conducteur métallique à base d'argent ou de cuivre dans la pâte métallique utilisée pour la réalisation des contacts électriques des cellules : l'inventaire initial reposait sur de l'argent, mais certaines technologies dites à contact arrière utilisent du cuivre [122], un moins bon conducteur mais moins cher et moins rare. La quantité de cuivre est alors estimée au prorata de la conductivité des métaux.
- L'efficacité du procédé de purification et de production des lingots de silicium (exprimé en kWh/kg). Les valeurs peuvent aller de 30 kWh/kg pour un lingot issu d'un réacteur à lit fluidisé [76] contre 100-200 kWh/kg pour des procédés moins efficaces et plus anciens [78].
- Les pertes de la découpe du silicium (kerf loss) qui correspondaient à environ 50 % avec les anciens procédés de découpe et aujourd'hui réduite à 30 % [140] pour les procédés utilisant des diamants pour la découpe.
- L'épaisseur des cellules de silicium 180-200 micromètres contre 250-300 micromètres pour les anciennes cellules [48].
- Le taux de recyclage des différents composés du système.
- La quantité d'énergie pour effectuer ce recyclage.
- Les distances de transports maritime, routier et ferroviaire.

Le procédé de découpe du silicium ayant également évolué avec notamment : le recyclage du carbure de silicium et du polyéthylène glycol, l'utilisation de carbure de tungstène et l'utilisation de diamant pour la découpe, ces changements ont été ajoutés au modèle par Scarlett Tannous. Le modèle paramétré ainsi obtenu, baptisé PARASOL_LCA, fait l'object d'une publication scientifique en cours de préparation présentant plus en détail le modèle et d'une présentation dans une conférence internationale. Ce modèle permet d'évaluer l'impact d'une installation PV.

Afin d'évaluer les impacts par unité d'énergie générée, la production électrique sur la vie du système doit être estimée. Cette production peut être calculée à partir de la puissance de l'installation, d'une estimation de la production spécifique (kWh/kWc/an) et de la durée de vie du système. Cette production spécifique peut-être estimée à partir de productions mesurées d'installations similaires existantes ou bien à partir de données d'irradiations telles les données CAMS Radation Service, de l'orientation des modules et du ratio de performance. Une fonction, programmée en Python, reposant sur la librairie PVlib [69] permet d'estimer la production spécifique ou directement la production sur la vie de la centrale.

3.3.4 Application du modèle paramétré d'ICV

La figure 3.14 présente l'empreinte carbone d'une installation produisant 1300 kWh/kWc/an, ce qui correspond à la production d'un système PV installé dans le sud de la France et ayant une durée de vie de 30 ans.

La valeur de référence obtenue à partir d'ecoinvent, correspondant à un système ancien d'une puissance de 3 kWc (données collectées en 2005) et appelé "Ecoinvent based on 2005 data" sur la figure 3.14, estime à près de 60 gCO_2eq/kWh le contenu de l'empreinte carbone de l'énergie produite. En utilisant le nouveau modèle développé et les paramètres correspondants aux performances de l'ancien système, on obtient une valeur sensiblement équivalente, appelé "3 kW PV system, module 210 Wp (rendement 13 %)" sur la figure 3.14.

La puissance nominale des modules de taille standard (panneaux composés de 60 cellules de 156*156cm2) a significativement augmenté du fait de l'amélioration du rendement. Par conséquent, pour une installation de même puissance, une surface de panneaux plus faible est nécessaire. Cela réduit la consommation de matériaux nécessaires à la production des modules, mais aussi des systèmes de fixation des modules, par kWp installé. Un système PV composé de panneaux de puissance nominale unitaire de 280 Wp ou avec un rendement de 17.5 %, ce qui correspond à la performance moyenne de panneaux modernes, produit de l'énergie avec une empreinte carbone estimée à 45 gCO_2eq/kWh. L'amélioration du rendement des modules n'est pas le seul paramètre ayant fortement évolué, il convient aussi de tenir compte de l'amélioration de l'efficacité de la production des cellules cristallines. La quantité d'électricité pour fabriquer ces cellules considérée dans la base de données, et provenant de données de 2005, est de 130 kWh/kg alors que des procédés plus récents à lit fluidisé (FBR) [3 ; 53] consomment 30-40 kWh/kg et certains annoncent encore moins avec 11 kWh/kg [60]. En retenant une valeur conservatrice de 40 kWh/kg, l'estimation de l'empreinte carbone n'est alors plus que de 35 gCO_2eq/kWh. En tenant compte du fait que l'épaisseur des cellules a diminué tout comme les pertes lors de la découpe [51], que le poids des onduleurs a significativement diminué [116], qu'une part d'aluminium utilisé provient d'aluminium secondaire [18], l'empreinte carbone est inférieure à 30 gCO_2eq/kWh. En considérant une installation plus puissante, on bénéficie d'un effet d'échelle et si l'on considère un panneau ayant la performance d'un panneau haut de gamme d'aujourd'hui, l'empreinte carbone est inférieure à 25 gCO_2eq/kWh. L'utilisation d'électricité moins carbonée, comme le mix européen par rapport au mix mondial ou l'utilisation d'électricité norvégienne, pays producteur de cellules PV ou où l'électricité est parmi les plus décarbonées grâce à d'abondantes ressources hydroélectriques, permettent de réduire l'empreinte carbone à moins de 20 gCO_2eq/kWh.

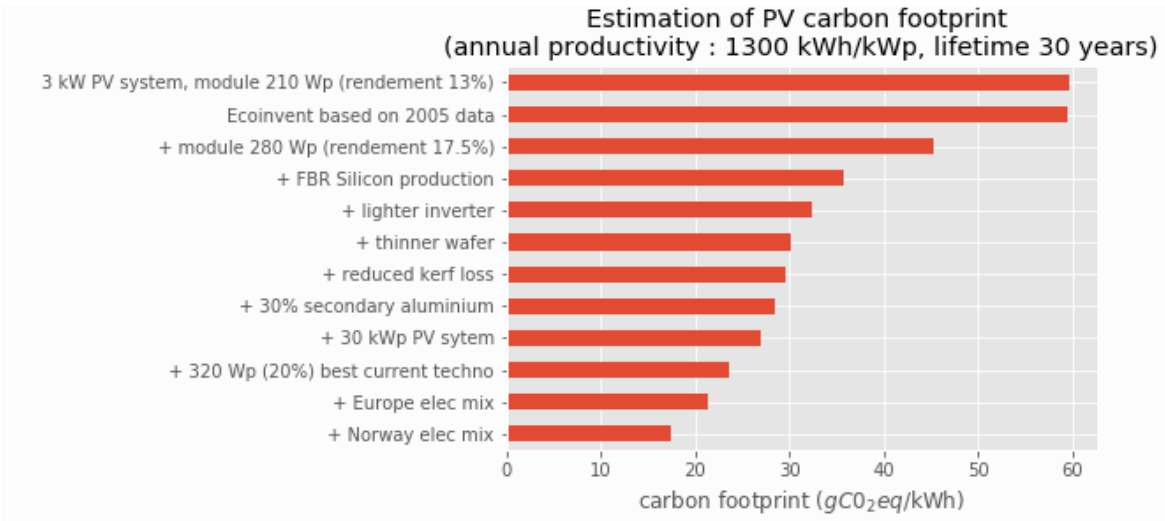


FIGURE 3.14 – Évaluation de l'empreinte carbone de l'énergie PV et de son évolution suite aux améliorations de l'efficacité du système PV et des procédés utilisés pour sa manufacture

Ces travaux portant sur l'énergie PV, avec les ajouts de la modification du procédé de découpe du silicium, ont donné lieu à une présentation orale, avec article, à la conférence EU PVSEC à Marseille en 2019 par Paula Pérez-López [123]. Un article dans une revue scientifique présentant plus en détails le modèle est également en cours de publication.

Le code permettant la paramétrisation des inventaires ecoinvent y sera fourni en annexe.

3.3.5 Analyse de sensibilité

Comme pour la filière éolienne, une analyse de sensibilité a été réalisée afin d'identifier l'importance relative des nombreux paramètres pour les différentes catégories d'impacts étudiées. Les paramètres ont été variés un à un suivant les plages de variations définies dans le tableau 3.2.

On remarque sur la figure 3.15 que, comme pour l'énergie éolienne, les paramètres relatifs à la production sur la vie du système sont déterminants. On observe également que la quantité d'électricité nécessaire à la production de lingots de silicium est un paramètre très important pour de nombreuses catégories d'impacts dont les émissions de GES. En revanche, les paramètres relatifs au transport ont relativement peu d'impact. S'il reste bénéfique de limiter les impacts provenant du transport de modules PV, cet impact reste négligeable devant l'influence du mix électrique. Ainsi, un panneau importé de Chine aura des impacts environnementaux supérieurs à un panneau produit en Europe bien plus du fait de l'utilisation d'un mix électrique plus carboné que du fait du transport.

En ce qui concerne les paramètres relatifs au recyclage, leur influence est faible puisque les impacts proviennent très majoritairement de la production des modules plutôt que de leur recyclage. Si le taux de recyclage n'influence pas ou très peu l'impact concernant l'épuisement des ressources, cela s'explique par le fait que l'indicateur mesure les matériaux extraits de l'environnement. Ainsi, même si les métaux sont intégralement recyclés, ils restent extraits de l'environnement et comptabilisés comme tel par l'indicateur. En revanche, leur recyclage permettra d'éviter à un autre consommateur d'extraire des métaux puisque ceux-ci pourront provenir du recyclage. Enfin, concernant l'épuisement des ressources, on remarque que la substitution de l'argent par du cuivre réduit sensiblement l'impact pour cette catégorie, mais que ce changement n'a pas d'effet significatif sur les autres catégories d'impact.

Paramètres	Valeurs minimum - médiane - maximum	Nom matrice
Puissance de l'installation PV	3-10-500 kWp	Capacity installed (kWp)
Rendement ou puissance unitaire des modules	250-280-330 Wp	Module rated power (Wp)
Type d'installation	au sol / en toiture	Type of installation
Part d'aluminium secondaire	$0 - 30 - 90$ %	Share of secondary aluminium
Mix électrique	Français - Européen - Chinois	Electricity mix
Poids de l'onduleur	1-2-4 kg/kW	Inverter specific weight
Durée de vie de l'onduleur	5-10-30	Inverter lifetime
Épaisseur du verre	3-4-4 mm	Glass thickness
Réduction de la consommation d'énergie nécessaire à la manufacture des cellules	$0 - 10 - 90$ %	Manufacturing efficiency gains
Pertes lors de la découpe des cellules	$20 - 50 - 80$ %	Kerf loss
Épaisseur des cellules	150-200-250 µm	Wafer thickness
Quantité d'argent utilisée pour les conducteurs métalliques	0-9.6-9.6 mg/m^2	Silver content
Quantité d'électricité nécessaire à la production des lingots de silicium	20-75-200 kWh/kg	Silicon electricity content
Distance de transport	0 - 1000	distance_xxx
Taux de recyclage	$0 - 90$ %	recycling_rate
Énergie nécessaire au recyclage	50 - 100 $kWh_{elec}/tonne$	electricity for recycling
Énergie nécessaire au recyclage	75 à 150 $kWh_{thermique}/tonne$	heat for recycling
Durée de vie	20 - 35 ans	lifetime
Productivité annuelle	$1000 - 1500$ kWh/kWp/an	productivity

TABLEAU 3.2 – Plage de variation des paramètres du modèle d'ICV photovoltaïque

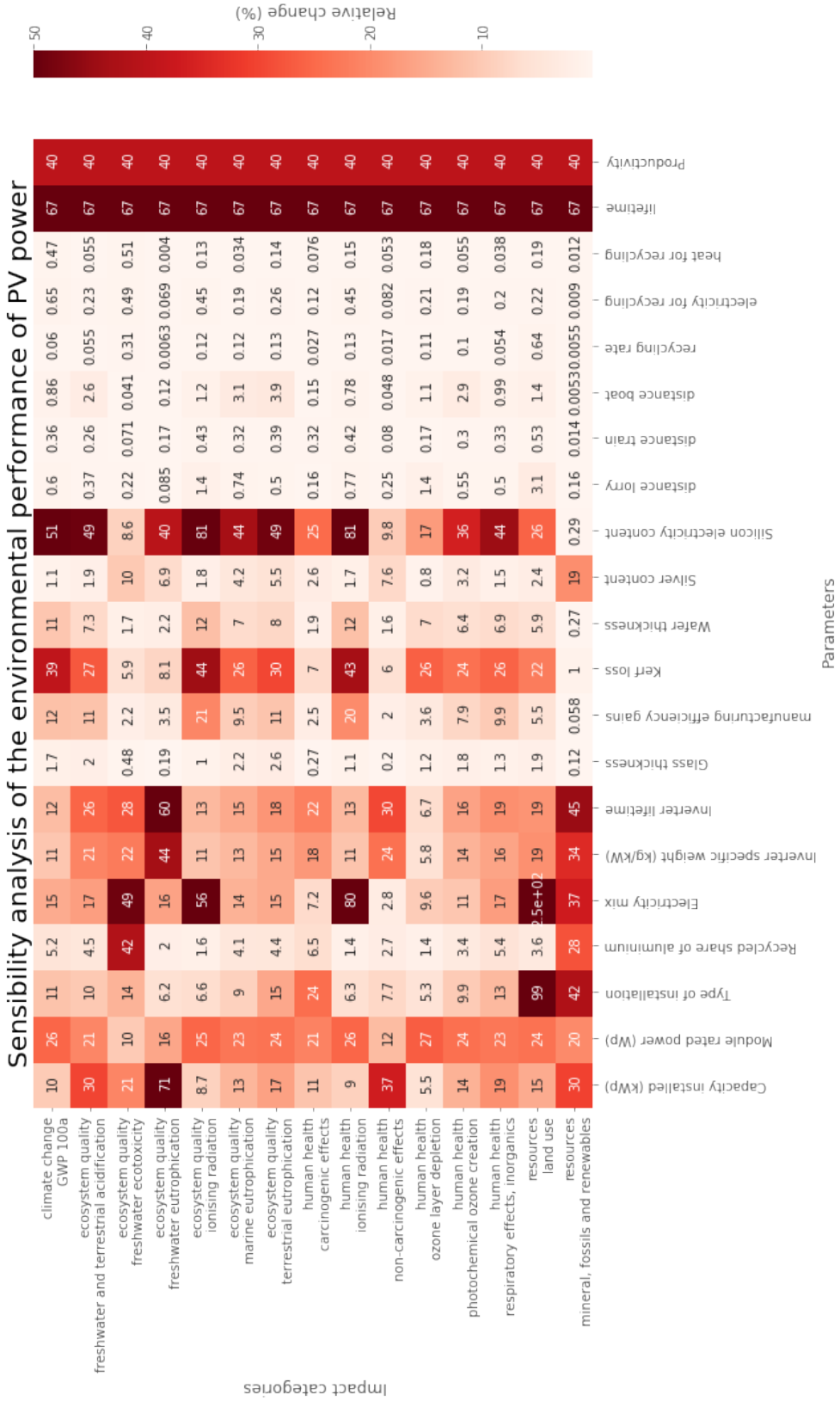


FIGURE 3.15 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie PV

3.4 La production d'énergie hydroélectrique

3.4.1 Présentation sommaire d'un système hydroélectrique

Une centrale hydroélectrique permet de transformer l'énergie contenue dans les cours d'eau sous forme d'énergie potentielle de pesanteur, puis cinétique en énergie mécanique à l'aide d'une turbine puis en énergie électrique par l'utilisation d'un générateur.

Il existe des centrales hydroélectriques avec réservoir et d'autres produisant au fil de l'eau. En réalité, il existe un continuum entre ces deux types d'installations. Une centrale produisant au fil de l'eau correspond à une centrale avec un réservoir, mais un réservoir de bien plus faible dimension.

Une centrale hydroélectrique se compose alors d'un barrage et d'un réservoir qui impliquent des travaux de génie civil plus ou moins conséquents suivant leurs dimensions. Une conduite d'eau permet d'acheminer l'eau du réservoir à la turbine. Cette turbine, mise en rotation par la circulation d'eau, est connectée à un générateur permettant la production d'électricité. L'électricité est ensuite injectée sur le réseau pour être transportée, distribuée puis consommée. Du fait de l'isolement de certaines installations hydroélectriques, le raccordement peut représenter d'importantes distances.

Ainsi, un tel dispositif nécessite des travaux de génie civil potentiellement important pour la construction de retenues d'eau ou l'aménagement de cours d'eau et la maintenance de ces infrastructures. Cela occasionne des impacts environnementaux indirects auxquels il faut ajouter l'impact causé par l'inondation de surfaces pouvant être importantes.

3.4.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique

La figure 3.16 présente la distribution de la performance environnementale estimée dans la littérature scientifique. Les empreintes carbone de l'énergie produite par des centrales hydroélectriques s'échelonnent de quelques grammes de CO_2 équivalent par kilowattheure : une dizaine pour les centrales produisant au fil de l'eau à plus de 160 gCO_2eq/kWh pour les centrales avec réservoir. Une étude portant sur les barrages hydroélectriques au Brésil [50] montre que, sous certaines conditions, explicitées dans la suite du document, l'empreinte carbone peut être du même ordre ou plus élevée que celle d'énergies fossiles.

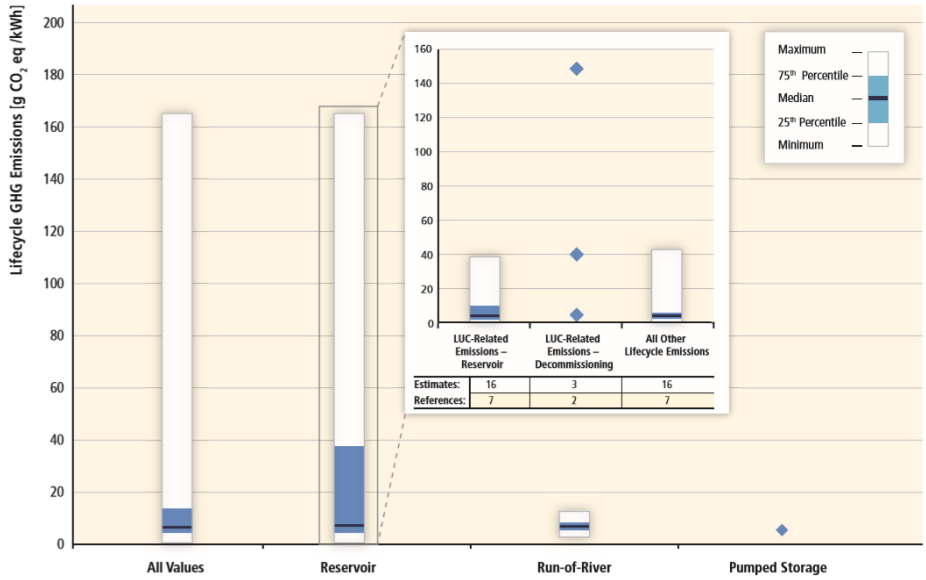


FIGURE 3.16 – Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique [74]

La base de données ecoinvent comporte différents jeux de données relatifs à l'hydroélectricité dont l'empreinte carbone estimée est représentée sur la figure 3.17. La centrale au fil de l'eau (run-of-river) présente le plus faible impact avec moins de 5 gCO_2eq/kWh contre 10 gCO_2eq/kWh pour centrale à réservoir en région alpine. Cette différence s'explique par de la plus faible dimension de l'ouvrage à construire. La centrale à réservoir en région non-alpine présente un impact estimé à 50 gCO_2eq/kWh pour une région non-alpine et s'élève à 70 gCO_2eq/kWh en zone tropicale. L'analyse des inventaires et impacts montre que cette différence s'explique intégralement par des émissions de GES provenant du réservoir. En effet, l'inondation de surfaces végétalisées peut entraîner des émissions de GES : dioxyde de carbone biogénique, méthane et protoxyde d'azote. Ces émissions, très complexes à modéliser, mesurer et étudier sont favorisées par les climats chauds, le biotope, mais aussi la présence d'activité agricole en amont, la durée de résidence dans la retenue d'eau [40]. Le tableau 3.3 résume les niveaux d'émissivité considérés dans les inventaires ecoinvent et les compare aux fourchettes d'émissivité établies par les travaux de Deemer *et al.* [40].

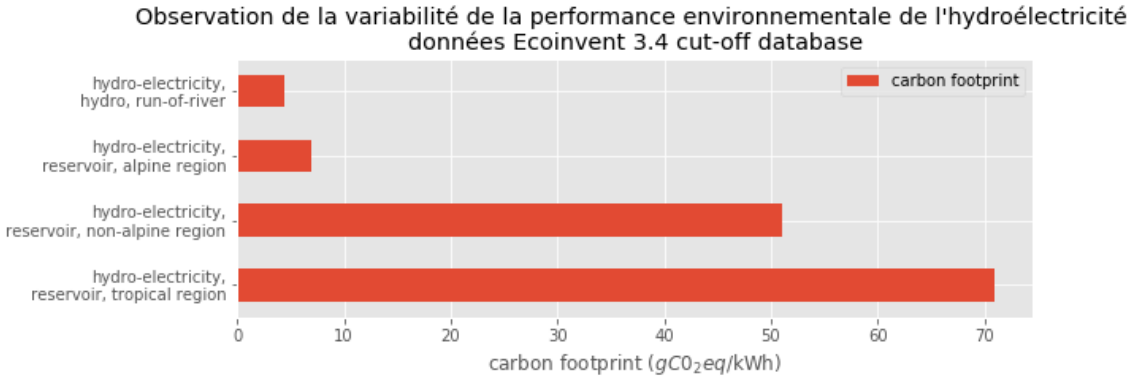


FIGURE 3.17 – Empreintes carbone estimées à partir des jeux de données contenus dans ecoinvent

Émissions de GES	CO_2 (mg/m²/jour)	CH_4 (mg/m²/jour)	N_2O (mg/m²/jour)
Facteur de caractérisation sur 100 ans ($kgCO_2eq/kg$)	1	34	298
"Run-of-the-river"	0	0	0
"Reservoir, alpine region"	0	16.7	0.09
"Reservoir, non-alpine region"	4645	24.3	0
"Reservoir, tropical region"	3394	162	0
Deemer *et al.* 2016	1400-2400	30-150	0-0.5

TABLEAU 3.3 – Émissions de GES du réservoir

3.4.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie hydroélectrique

J'ai développé un nouveau modèle paramétré pour calculer les impacts environnementaux de centrales hydroélectriques en fonction de leurs caractéristiques.

Comme évoqué précédemment, une centrale hydroélectrique se compose de turbines, de générateurs, de transformateurs électriques et d'un barrage ou aménagement impliquant des travaux de génie civil. Les impacts sont calculés à partir de données de déclarations environnementales d'équipements industriels et d'inventaires de cycle de vie préexistants.

L'impact de la turbine est estimé à partir de son poids et de sa composition en matière (acier, bronze, acier chromé....). Cette dernière est déduite de la déclaration environnementale d'une pompe industrielle [139]. Une pompe étant une turbine fonctionnant à l'envers, ces deux équipements ont, en première approximation, une composition matérielle similaire. L'impact des générateurs est estimé à partir des déclarations environnementales de machines tournantes, électriques de différentes puissances [8–10]. Le poids du générateur est calculé en fonction de la puissance de la turbine. L'impact du transformateur est estimé à partir de la déclaration environnementale de transformateurs ABB [7 ; 11]. Les impacts liés aux travaux de génie civil : de la construction du barrage et des conduites d'eau sont estimés à partir des inventaires existants dans ecoinvent proportionnellement aux dimensions de l'ouvrage. L'impact du raccordement électrique est également estimé à partir des données ecoinvent. Les émissions de GES induites par la création d'un réservoir provoquant la dégradation de matière végétale sont directement calculées à partir de la surface de la retenue d'eau et de coefficients d'émissivité surfacique issue la littérature scientifique [40].

Ainsi, ce modèle permet de calculer les impacts environnementaux de l'énergie hydraulique à partir de :

- la puissance nominale de la centrale,
- le facteur de charge de la centrale,
- les dimensions du réservoir : volume et surface,
- le taux de sédimentation annuel réduisant la capacité du réservoir ou nécessitant l'utilisation d'excavatrice pour maintenir ce volume constant,
- le facteur d'émissivité en CO_2, CH_4 et N_2O du réservoir,
- la dimension du barrage,

- la part d'acier contenu dans le barrage,
- le niveau de maintenance du barrage,
- la hauteur de chute d'eau et débit maximum,
- le poids du générateur,
- le nombre de turbines,
- la longueur des conduites forcées et le type de conduite : ratio de pipeline versus galerie creusée,
- la distance de raccordement au réseau électrique,
- la durée de vie de l'ouvrage civil,
- la durée de vie des équipements électromécanique,
- le niveau de maintenance de l'ouvrage,
- les distances de transports de matériaux de construction du barrage et d'équipement.

En vue d'établir des relations entre la puissance d'une centrale, sa production annuelle, les dimensions du barrage et du réservoir et d'autres paramètres caractérisant une centrale hydroélectrique ou de connaître leurs plages de variations, les données relatives à l'hydroélectricité issues du site Global Energy Observatory [56] et des informations obtenus sur Wikipedia concernant les principales centrales hydroélectriques dans le monde [136 ; 137] ont été analysées.

L'analyse de ces données montre la très grande diversité des barrages existants ainsi que l'absence de corrélations significatives entre les différents paramètres : que ce soit entre les dimensions du barrage et les dimensions du réservoir ni même entre la surface et le volume du réservoir.

3.4.4 Application du modèle paramétré d'ICV

Les données issues du site Global Energy Observatory, qui contiennent des données relatives à 3174 centrales, ne contiennent pas d'information concernant le volume du barrage, qui est une information indispensable à l'évaluation de l'impact environnemental d'une centrale hydroélectrique. Ces données contiennent parfois les dimensions du barrage qui pourraient être utilisées pour estimer son volume. Cependant, ces dimensions que sont la hauteur, la longueur en crête du barrage et son épaisseur moyenne sont souvent incomplètes. De plus, il reste difficile d'estimer de manière fiable le volume du barrage à partir de ces dimensions.

Les données issues de Wikipedia contiennent les informations de 241 installations, mais la production annuelle n'est connue que pour seulement 115 d'entre elles. Parmi celles-ci, le volume du barrage n'est renseigné pour 24 ouvrages seulement.

L'empreinte carbone de l'électricité générée par ces 24 ouvrages est évaluée à partir du modèle précédent et représenté sur la figure 3.18. Le niveau d'émissivité des réservoirs associés aux barrages n'étant pas connus précisément, ni les surfaces pour 5 de ces 24 centrales dont le volume du barrage et la production annuelle sont connus, l'empreinte carbone est dans un premier temps estimée en ignorant les émissions occasionnées par le réservoir. La figure 3.18A montre la distribution des empreintes carbone alors estimées. Les valeurs obtenues montrent une importante dispersion de l'empreinte carbone de quelques grammes de CO_2 équivalent à plusieurs dizaines comme dans la distribution issue d'une de la méta-analyse présentée sur

la figure 3.16. Ces valeurs sont également en cohérence avec les valeurs estimées par les jeux de données ecoinvent au fil de l'eau et réservoir alpin pour lesquels les émissions de GES en provenance du réservoir sont faibles ou nulles.

Cette dispersion s'explique principalement par le ratio entre le poids du barrage et sa production sur sa durée de vie. En effet, la figure 3.18B représente la forte corrélation existante entre les estimations de l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique (émissions du réservoir non incluses) et le ratio entre poids du barrage et sa production sur une durée de vie estimée à 100 ans. Cette dispersion de l'empreinte carbone témoigne du fait que la même quantité de matériaux peut permettre de construire une retenue d'eau plus importante avec des zones fortement enclavées et une centrale plus puissante dans des zones très montagneuses où l'on peut tirer profit d'un dénivelé plus important que dans des zones plus planes.

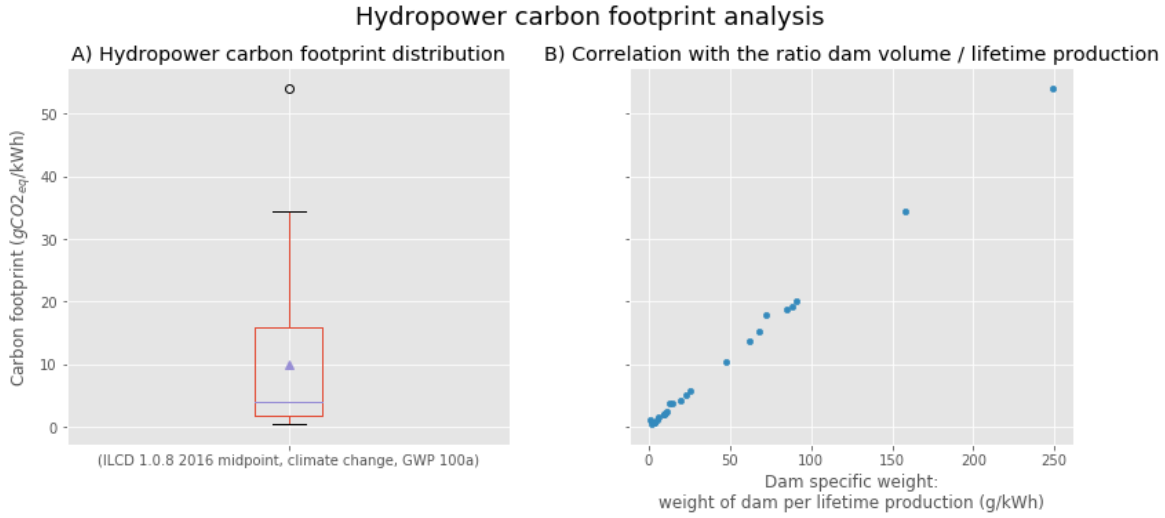


FIGURE 3.18 – Empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique (hors émissions de GES du réservoir) et corrélation avec le ratio volume du barrage/production

A ces émissions, il est nécessaire de rajouter les émissions de GES occasionnées par la création des retenues d'eau. La figure 3.19 présente l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique en additionnant les émissions de la centrale, puis les émissions de CO_2, CH_4 et N_2O occasionnées par le réservoir. Une estimation basse et haute sont représentés sur cette figure. Ces estimations sont réalisées à partir de la fourchette d'émissions issue de l'étude de Deemer *et al.* [40] et présentée sur le tableau 3.3 ainsi que des surfaces de réservoirs renseignées provenant de la base de données. Les niveaux d'émissivités étant extrêmement variables et dépendants du contexte, les valeurs génériques extraites des travaux de Deemer *et al.* [40] peuvent ne pas être représentatives du contexte de la centrale, notamment pour les centrales en haute altitude ou latitude où le climat plus froid ne stimule pas ces émissions. Par ailleurs, la surface de la retenue d'eau renseignée semble parfois fortement surestimée et correspond dans certains cas à la surface entière du cours d'eau, qui en l'absence de barrage aurait existé et constitué une source d'émission de GES.

Les empreintes carbone estimées en intégrant les émissions occasionnées par la retenue d'eau sont présentées sur la figure 3.19, mais sont à considérer avec une grande précaution au vu des incertitudes sur la surface de la retenue et de leur niveau d'émissivité en GES biogéniques. Si ces estimations sont adaptées au contexte, on remarque que certaines centrales deviennent alors fortement émettrices de GES notamment du fait du des émissions biogéniques de méthane et de dioxyde de carbone. Certaines centrales pouvant excéder les 600 gCO_2eq/kWh représentés sur la figure 3.19. Par conséquent, dans l'optique d'évaluer l'empreinte carbone d'une centrale hydroélectrique, il apparait déterminant de pouvoir estimer les émissions de GES occasionnées par la modification d'un cours d'eau et de son écosystème au travers de campagnes de mesures avant et après la création de la retenue et d'une analyse approfondie des mécanismes à l'origine de ces émissions ayant le potentiel de compromettre les bénéfices environnementaux attendus en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

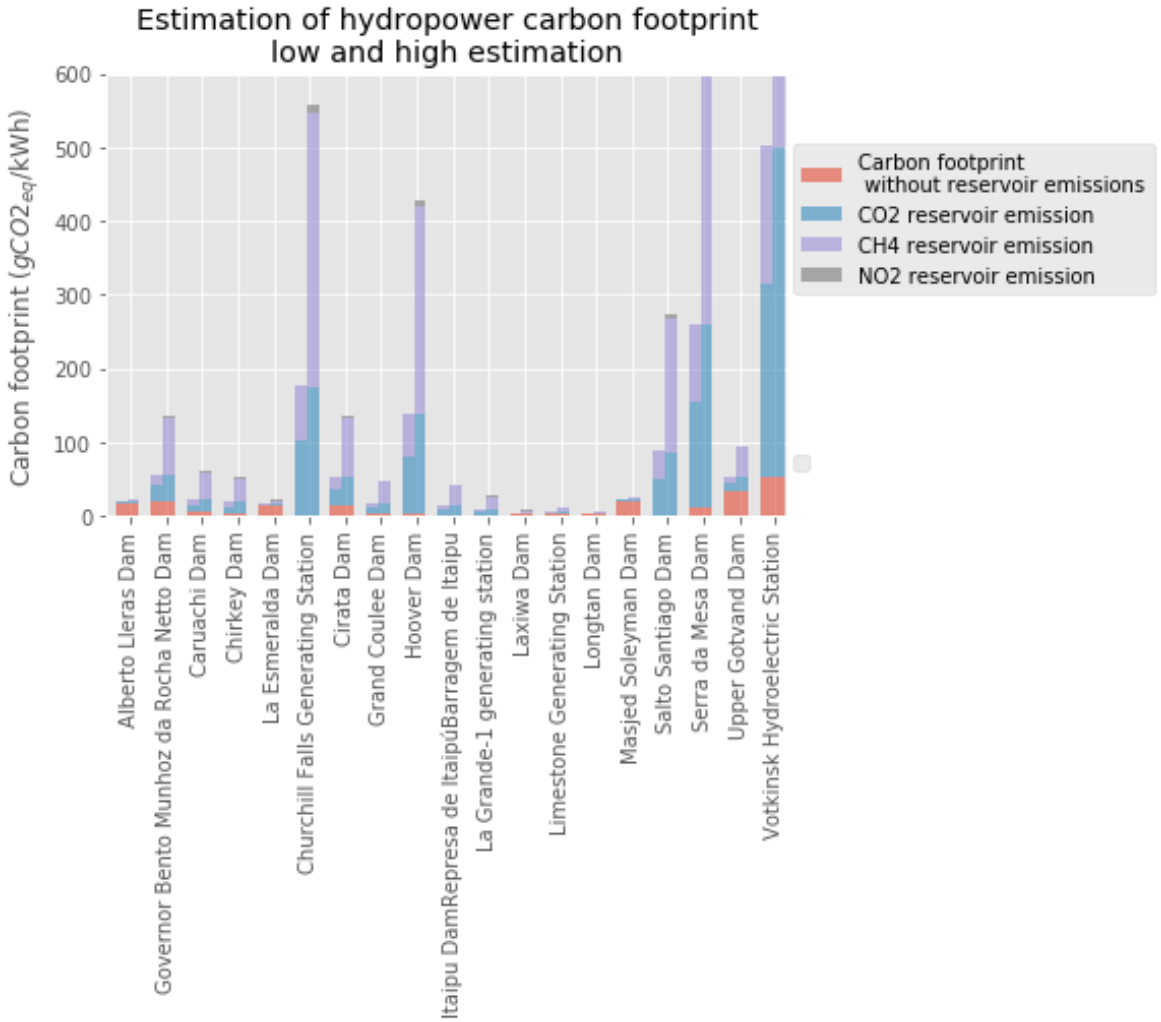


FIGURE 3.19 – Empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique avec des fourchettes hautes et basses d'émissions de GES du réservoir

3.4.5 Analyse de sensibilité multicritère

Une analyse de sensibilité appliquée au nouveau modèle paramétré pour la filière hydroélectrique a été réalisée afin d'identifier l'importance relative des différents paramètres du modèle pour chacune des différentes catégories d'impacts étudiées. Comme l'a montré l'analyse des caractéristiques des centrales hydroélectriques sur la base de données extraites du site Global Energy Observatory et Wikipedia, il n'existe pas de centrale type. Au contraire, leurs caractéristiques peuvent différer très fortement. Pouvoir disposer d'un modèle paramétré prend alors tout son intérêt. Une configuration de référence correspondant approximativement aux valeurs médianes des données analysées a été retenue. Les caractéristiques de cette centrale de référence et les plages de variation considérées sont présentées dans le tableau 3.4.

La matrice d'analyse de sensibilité présentée sur la figure 3.20 montre une nouvelle fois l'importance des paramètres déterminant la production de la centrale que sont la puissance de l'installation et son facteur de charge. Le volume du réservoir est également important si ce dernier subit de la sédimentation et doit être excavé pour récupérer sa capacité initiale. La valeur de référence retenue de 2 %/an correspond à excaver 20 % du volume du réservoir tout les 10 ans. Le volume du barrage est également un paramètre important pour l'ensemble des catégories d'impacts à l'exception de l'utilisation des terres (« ressource, land use »). Son importance sur les émissions de GES est plus faible que sur les autres paramètres puisque ce dernier est principalement déterminé par les niveaux d'émissivité de CH_4, CO_2 et N_2O du réservoir.

Les paramètres que sont la hauteur de chute, la distance entre le réservoir et les turbines ainsi que le type de conduites forcées utilisé : tuyaux en acier ou galeries creusées ne sont pas insignifiants, mais sont d'une importance plus faible que les paramètres précédemment évoqués. À noter cependant que la hauteur de chute, à débit d'eau constant détermine la puissance de l'installation.

Paramètres	Valeurs minimum - médiane - maximum	Nom matrice
Puissance de l'installation hydroélectrique	1-1.5-2 GW	nominal_power
Facteur de charge	$20 - 40 - 70$ %	load_factor
Volume du réservoir	$0.1 - 1.5 - 30$ Gm^3	reservoir_volume
Surface du réservoir	$80 - 800 - 8000$ Mm^2	reservoir_area
Volume du réservoir	$1 - 5 - 30$ Mm^3	dam_volume
Poids spécifique du générateur	2-3-4 kg/kW	generator_weight
Nombre de turbines	2-4-10 unités	turbine_number
Hauteur de chute	10-150-500 m	water_head
Distance prise d'eau - turbines	1-8-15 km	pipeline_distance
Ratio pipeline en acier vs galeries creusées	$0 - 50 - 100$ %	ratio_pipeline_or_gallery
Distance de raccordement	0-100-200 km	distance_to_grid
Émissivité de CO_2	0-1400-2400 mg/m²/jour	direct_CO2_emissions
Émissivité de CH_4	0-30-150 mg/m²/jour	direct_CH4_emissions
Émissivité de N_{20}	0-0.1-0.5 mg/m²/jour	direct_N2O_emissions
Durée de vie de l'installation	80-100-150 années	infrastructure_lifetime
Durée de vie des équipements électromécaniques	30-40-70 années	electromecanic_lifetime
Distance de transport des équipements par camion	0-500-1000 km	lorry_distance
Distance de transport des équipements sur rail	0-500-1000 km	train_distance
Distance de transport des équipements par bateau rail	0-0-10000 km	boat_distance
Distance d'acheminement des gravats pour la construction du barrage	0-10-80 km	gravel_distance
Niveau de maintenance/renouvellement annuel du barrage	$0 - 0.1 - 1$ %/an	maintenance_renewal_rate
Niveau de sédimentation annuel	$0 - 2 - 5$ %/an	sedimentation_rate
Pourcentage d'acier dans le béton armé	$0 - 1 - 5$ %	steel_percentage

TABLEAU 3.4 – Plage de variation du modèle paramétré d'ICV hydroélectrique

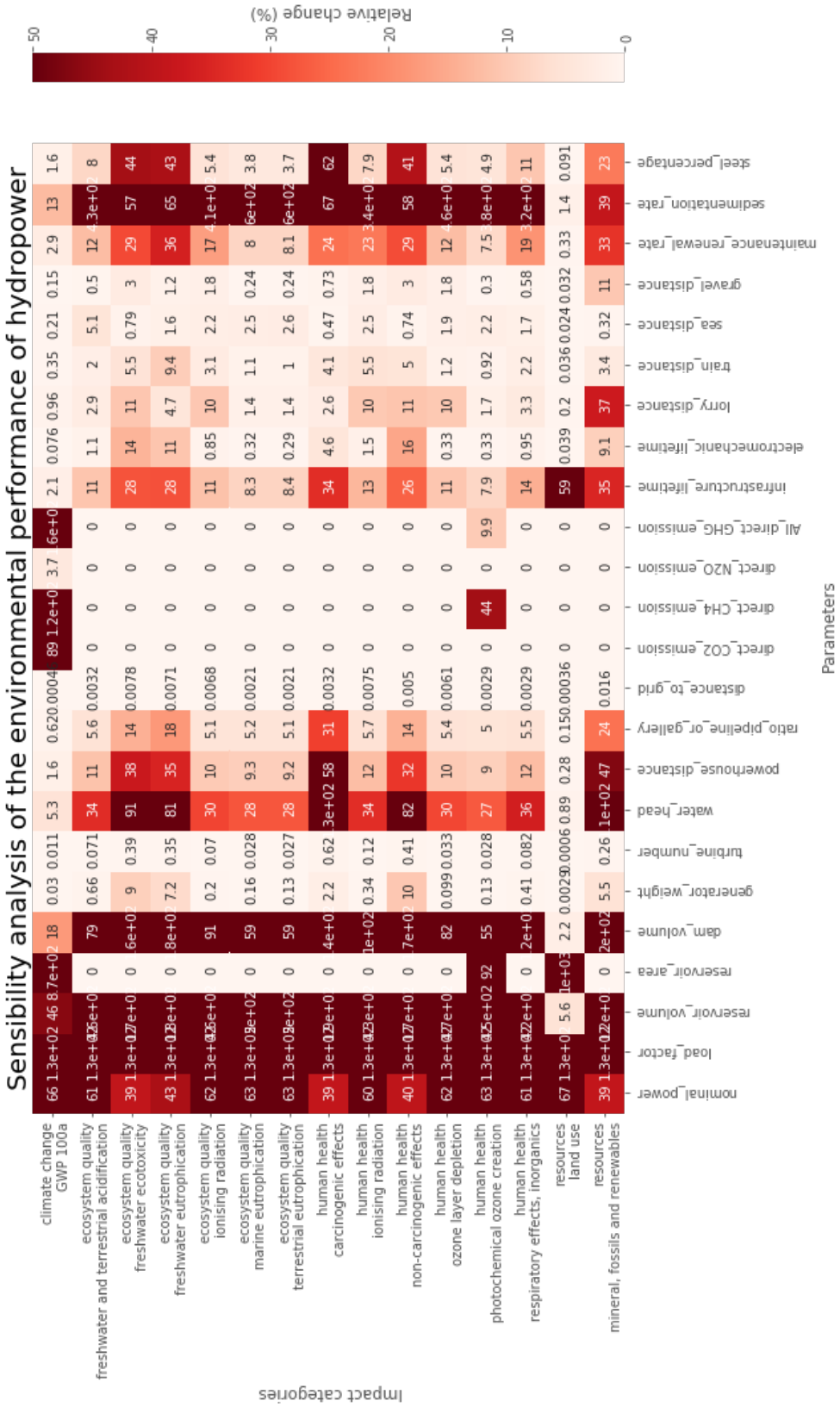


FIGURE 3.20 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère de la production d'énergie hydroélectrique

3.5 La production d'énergie issue de centrales thermiques

3.5.1 Présentation sommaire des centrales thermiques

Les centrales thermiques permettent de transformer la chaleur libérée lors de la combustion en électricité à l'aide d'une génératrice. Pour cela, il faut d'une part du combustible, et d'autre part, une centrale où aura lieu cette transformation.

Ce combustible peut être du charbon, du gaz, du fioul, mais aussi de la biomasse ou du biogaz. Il existe plusieurs technologies de centrale électrique.

Les centrales à charbon ont contribué à hauteur de 38 % à la production mondiale d'électricité en 2017. Ces centrales peuvent brûler directement le charbon comme c'est le cas des centrales classiques. Une telle centrale peut éventuellement être équipée d'un dispositif de capture de CO_2 post-combustion. D'autres technologies existent comme les centrales IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle). Le fonctionnement consiste à transformer le charbon en dihydrogène par gazéification qui sera ensuite brûlé. Les centrales IGCC peuvent alors permettre une capture du CO_2 pré-combustion. Le combustible qu'est le charbon peut aussi être brûlé avec de l'oxygène comme comburant au lieu de l'air, on parle alors d'oxycombustion. Cette option permet de récupérer plus facilement le CO_2 produit par la combustion puisqu'il n'est pas mélangé à l'azote contenu dans l'air. La combustion du charbon entraîne l'émission de suies, de composés soufrés et d'oxyde d'azote qu'il est possible de réduire respectivement à l'aide de filtre d'électro-filtres, d'unité de désulfuration (FDG flue-gas desulfurization) et de catalyseurs (SCR selective catalytic reactor).

Les centrales au fioul ont un fonctionnement similaire aux centrales à charbon classique. Elles sont cependant assez peu utilisées pour la production d'électricité avec seulement 3 % de la production mondiale en 2017.

Les centrales à gaz sont en revanche plus répandues avec 23 % de la production mondiale électrique en 2017. Ces centrales peuvent être à cycle simple ou à cycle combiné. Dans le cas d'une centrale à cycle simple, la chaleur générée par la combustion crée de la vapeur d'eau dont la force motrice actionne un alternateur produisant l'électricité. Dans le cas d'un cycle combiné, la chaleur résiduelle contenue dans les fumées d'échappement est exploitée pour entraîner la rotation d'un second alternateur. Cette technologie permet d'obtenir des rendements plus élevés.

3.5.2 État de l'art de l'empreinte carbone de l'énergie issue de centrales thermiques

La figure 3.21 présente la distribution des estimations d'empreinte carbone d'électricité produite à partir de combustibles fossiles. On observe une forte variabilité de l'empreinte carbone pour chacun des trois combustibles avec plus d'un facteur deux entre les valeurs extrêmes. Les valeurs médianes étant autour de 500 gCO_2eq/kWh pour le gaz, 800 gCO_2eq/kWh pour le fioul et 1000 gCO_2eq/kWh pour le charbon.

L'impact carbone de l'énergie produite par des centrales thermiques provient majoritairement du CO_2 émis lors de la combustion. La quantité de combustible brûlée dépend directement du rendement de la centrale. Par ailleurs, dans une perspective de cycle de vie, il faut tenir compte de l'impact occasionné par la construction de la centrale. L'impact provenant de la centrale dépendra du nombre de kilowattheure produit sur la vie de la centrale. Si les centrales sont utilisées pour couvrir les pointes de consommation ou en soutien (back-up) pour produire de l'électricité lorsque la production EnR est trop faible, les centrales vont fonctionner avec un facteur de charge plus faible. Sur la vie de la centrale, la production sera plus faible et donc, la part de l'impact de l'infrastructure par kilowattheure produit sera plus élevée.

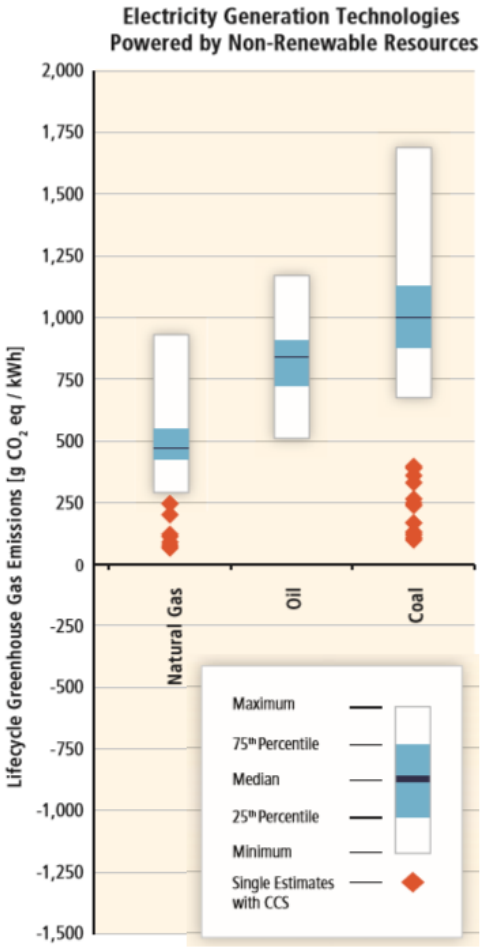


FIGURE 3.21 – Variabilité de l'empreinte carbone de l'énergie issue de centrales thermiques [74]

3.5.3 Modèle paramétré d'ICV de l'énergie issue de centrales thermiques

Un modèle paramétré a été développé pour ajuster le besoin de combustible à partir du rendement de la centrale et adapter l'impact de l'infrastructure à son taux d'utilisation. Ce modèle a été construit à partir des inventaires contenus dans la base de données ecoinvent.

Électricité issue de centrales à charbon

La base de données ecoinvent contient 97 jeux de données relatifs à la production d'électricité à partir de charbon correspondant à différentes localisations étudiées. Le rendement des centrales modélisées pour ces 97 localisations a été calculé à partir de la quantité de charbon consommé. La distribution des rendements considérés est présentée sur la figure 3.22. Ce rendement varie entre 10 et 40 %.

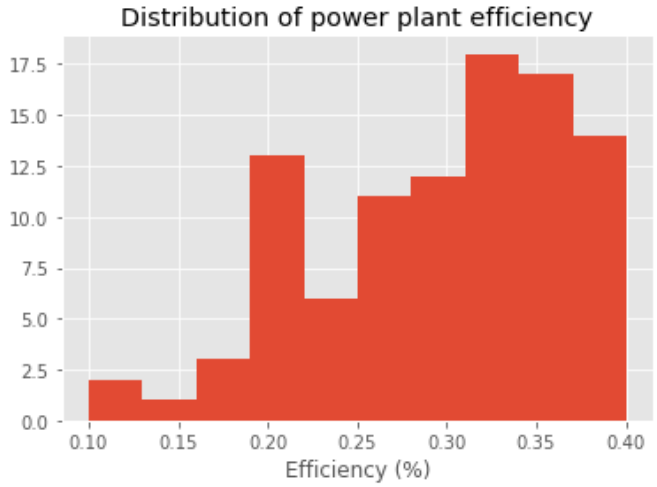


FIGURE 3.22 – Distribution du rendement estimé à partir des 97 inventaires de production d'électricité dans des centrales à charbon

Dans les inventaires correspondants aux 97 localisations, on observe également une variabilité de la quantité des différentes substances émises dans la biosphère. La figure 3.23 présente, à titre d'exemple, les émissions d'Actinide radioactif en fonction des émissions de CO_2 dans l'atmosphère. On y observe une corrélation avec la quantité de CO_2 émise pour différentes zones géographiques. Les niveaux les plus élevés correspondent pour cette substance aux inventaires des États-Unis d'Amérique alors que dans les inventaires correspondant à l'Europe, il n'y a pas d'émissions comptabilisées pour cette substance. Le niveau d'émission est intermédiaire pour les centrales indiennes. On observe, pour chacune des substances émises dans la biosphère une corrélation avec la quantité de CO_2 émise et donc de combustible brûlé avec des niveaux parfois différents par zone géographique. Ces variations peuvent aussi bien être dues à la présence de dispositif de dépollution réduisant les émissions de certaines substances, à l'utilisation d'un charbon de composition chimique différente ou bien à un manque d'exhaustivité des inventaires.

Ensuite, dans chacun des jeux de données de production d'électricité à partir de charbon, un jeu de données de charbon différent est utilisé. Ces jeux de données ne varient entre eux que par la quantité et le mix électrique utilisé pour l'extraction du charbon ainsi que la distance de transport.

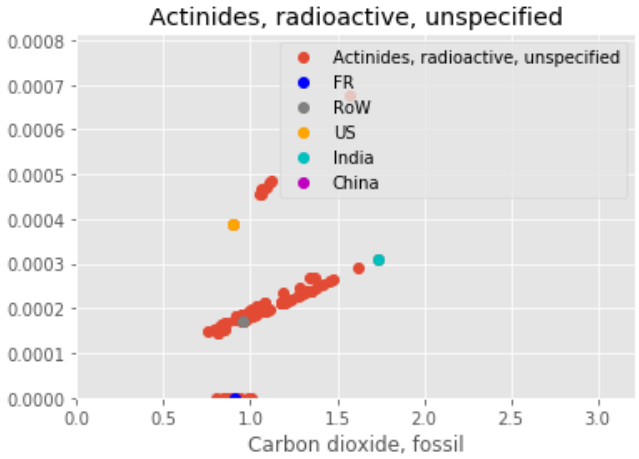


FIGURE 3.23 – Corrélation entre l'émission d'une substance choisie aléatoirement et les émissions de CO_2 qui sont proportionnelles à la quantité de combustible brûlé

Enfin, la part de centrale allouée à la production d'un kilowattheure varie entre les 97 inventaires. La quantité allouée dans chacun des inventaires permet d'estimer le facteur de charge sachant que la centrale considérée dans l'inventaire ecoinvent a une puissance de 400 MW et une durée de vie de 180 000 h. La figure 3.24 représente la distribution des facteurs considérés. On peut y distinguer les centrales fonctionnant en base avec un facteur de charge annuel supérieur à 80 % et certaines centrales avec un taux d'utilisation bien plus faible.

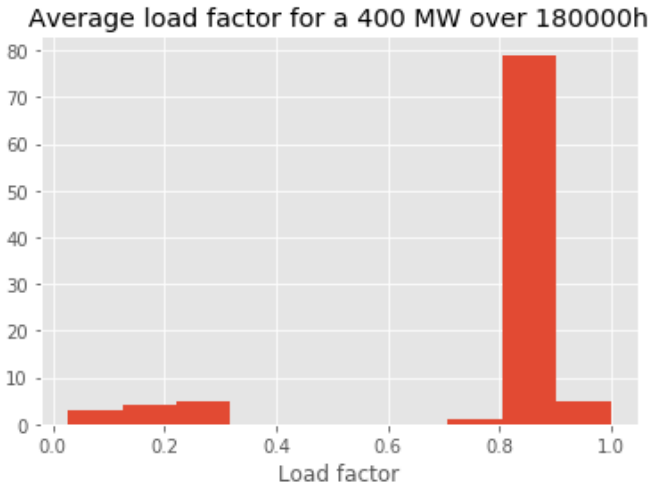


FIGURE 3.24 – Distribution des facteurs de charges estimés à partir des 97 inventaires de production d'électricité de centrales à charbon

Ainsi, une fonction tenant compte du rendement de la centrale, de son taux d'utilisation, de sa durée de vie, des émissions dans la biosphère et de la localisation de la production du charbon a été développée pour chaque filière :

- centrale à charbon,
- centrale à fioul,
- centrale à gaz conventionnelle et à cycle combiné (CCGT).

3.5.4 Application des modèles paramétrés d'ICV et analyse de sensibilité multicritère

Électricité issue de centrales à charbon

La distribution de l'empreinte carbone estimée à partir des paramètres contenus dans les 97 jeux de donnée est représentée sur la figure 3.25. Les valeurs estimées, qui sont en cohérence avec les résultats issus de la littérature, sont présentées sur la figure 3.21.

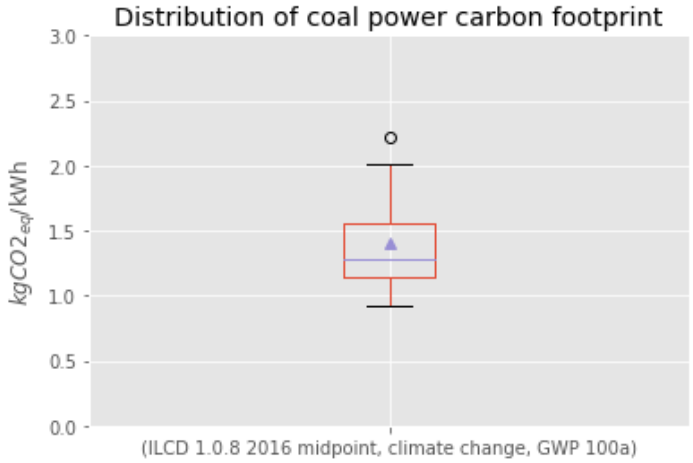


FIGURE 3.25 – Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales à charbon

Une analyse de sensibilité aux cinq paramètres identifiés comme clés du modèle a été réalisée. La matrice de sensibilité est présentée sur la figure 3.26.

Sur la base des données contenues dans les inventaires d'ecoinvent, les plages de variations suivantes ont été retenues :

- de 10 à 50 % de rendement,
- de 10 à 90 % de facteur de charge,
- la localisation du jeu de données d'extraction du charbon : l'ensemble des locations présentes dans la base de données (RU, WEU, RNA, ID, AU, RoW, CN, ZA, PL, RLA),
- le jeu de données correspondant aux émissions dans la biosphère : RoW, France, USA, Inde et Chine,
- la durée de vie de la centrale : de 20 à 40 ans.

On remarque, sans surprise, que le rendement à un très fort impact sur les émissions de GES et les paramètres relatifs à la santé humaine et aux écosystèmes. La baisse du facteur de charge conduit, quant à lui, à une hausse des impacts concernant l'épuisement des ressources et l'utilisation des terres puisque c'est la centrale qui contribue majoritairement à ces impacts. En diminuant son niveau d'utilisation, l'impact de la centrale étant inchangé, on augmente les impacts par unité d'énergie générée. La localisation de l'extraction du charbon a une importance non négligeable notamment du fait de la consommation énergétique destinée à l'extraction du charbon tout comme les flux de biosphère qui suivant le jeu de donnée retenu néglige certaines espèces ou en émet en quantités bien plus importantes comme c'est le cas pour les particules fines.

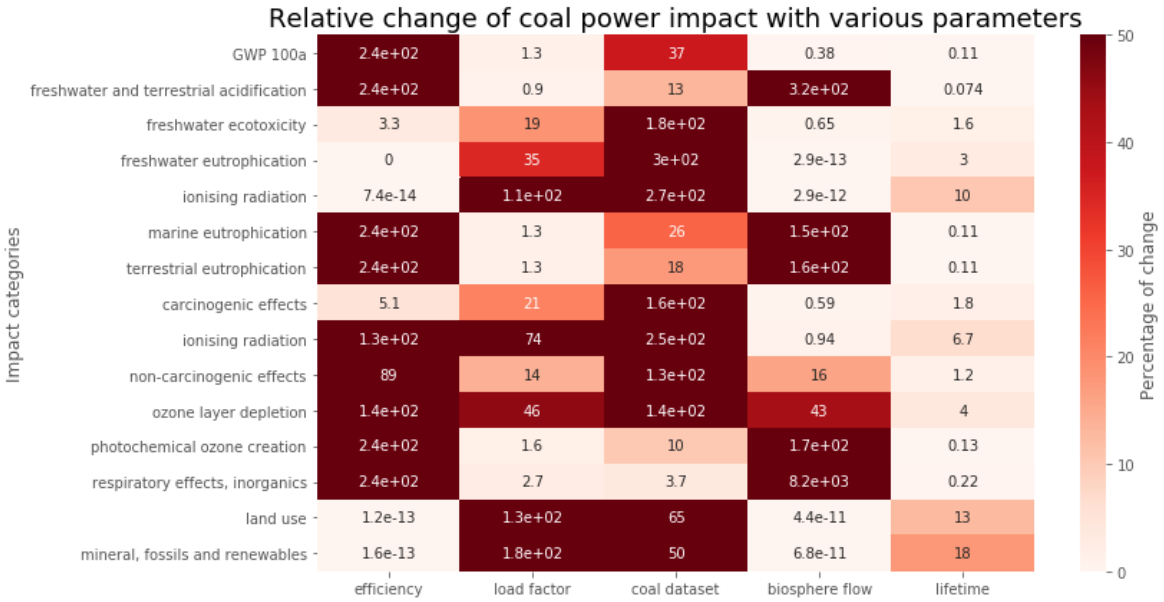


FIGURE 3.26 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à charbon

Électricité issue de centrales à fioul

Un travail identique a été mené pour la filière fioul à partir des 109 jeux de données contenus dans ecoinvent. La distribution de l'empreinte carbone est représentée sur la figure 3.27.

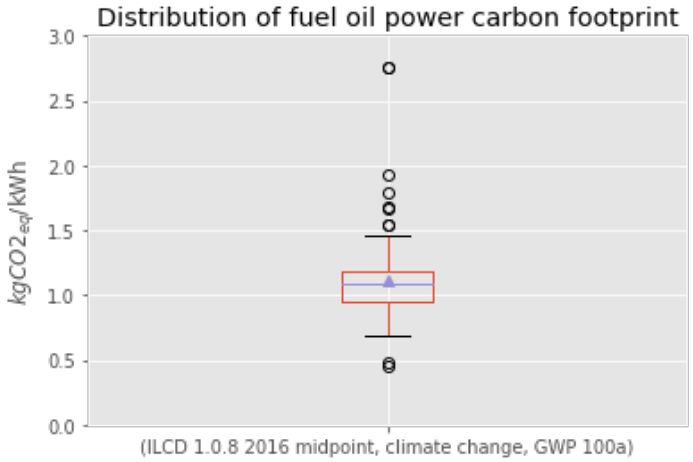


FIGURE 3.27 – Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales à fioul

Tout comme pour la filière charbon, un modèle paramétré tenant compte du rendement de la centrale, son facteur de charge, sa durée de vie, le jeu de donnée pour le combustible et celui pour les émissions dans la biosphère. La matrice synthétisant les résultats de l'analyse de sensibilité présentée sur la figure 3.28 illustre, là encore, l'importance du rendement de la centrale et de son taux d'utilisation pour la centrale.

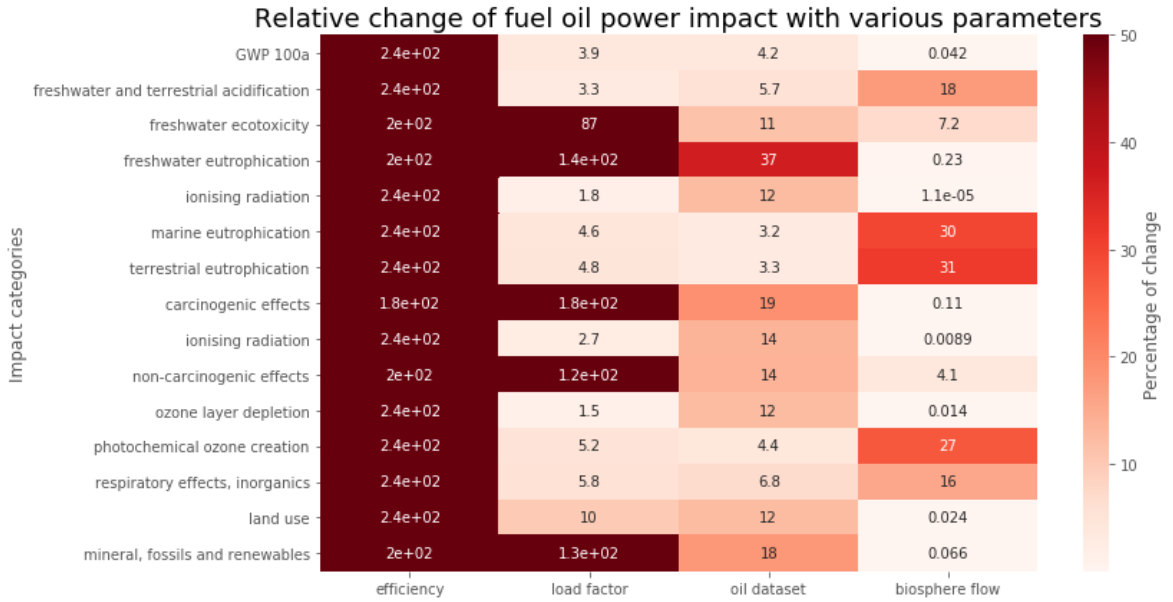


FIGURE 3.28 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à fioul

Électricité issue de centrales à gaz

Un modèle a été développé pour les centrales à gaz conventionnel et à cycle combiné (CCGT), bien que seuls les résultats correspondant aux centrales CCGT sont ici présentés.

La figure 3.29 présente la distribution de l'empreinte carbone d'électricité produite à partir de centrale à cycle combiné.

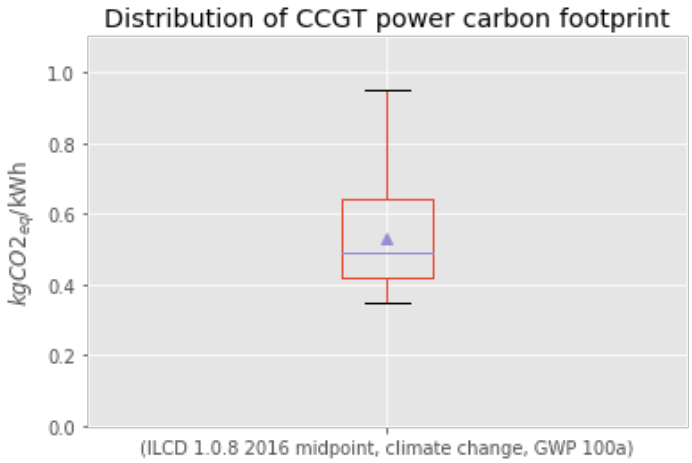


FIGURE 3.29 – Distribution de l'empreinte carbone de l'électricité issue de centrales CCGT

Un modèle paramétré tenant compte du rendement de la centrale, de son facteur de charge, du jeu de donnée de gaz utilisé, mais aussi du taux de fuite de méthane, a été développé. La matrice présentée sur la figure 3.30 synthétise les résultats de l'analyse de sensibilité. On remarque que, là encore, le rendement, le taux d'utilisation et le jeu de donnée de gaz sont des paramètres déterminants de la performance environnementale. Le niveau de fuite de méthane de l'installation peut avoir un impact important puisqu'il s'agit d'un gaz à effet de serre au pouvoir réchauffant 34 fois supérieur au CO_2 à masse équivalente sur un horizon de 100 ans [74].

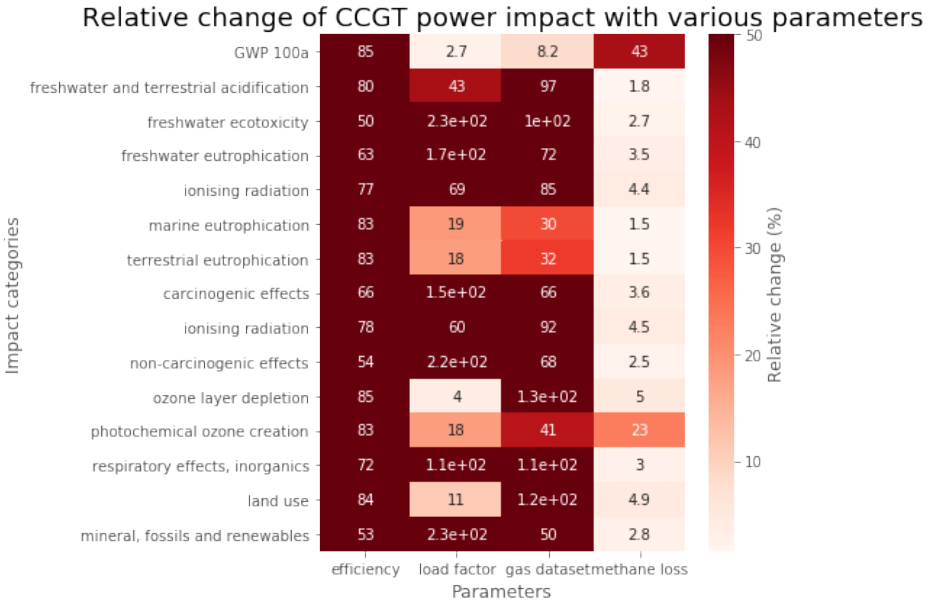


FIGURE 3.30 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère d'électricité issue de centrales à gaz CCGT

3.6 Comparaison multicritère des impacts environnementaux de la production d'énergie

La figure 3.31 compare les impacts des différentes filières de production d'énergie. Les impacts sont exprimés par kilowattheure générés. Les impacts sont présentés suivant les 15 catégories d'impacts retenues.

Les barres colorées correspondent aux valeurs estimées avec les valeurs médianes des plages de variabilité des divers paramètres. Les barres d'erreur, tracées en noir, correspondent aux écarts typiques avec les estimations les plus favorables et défavorables. Ces cas favorables et défavorables ont été établis en considérant les valeurs limites inférieures et supérieures des plages de variation des paramètres ayant été identifiés comme déterminant lors des analyses de sensibilité précédemment réalisées.

On remarque que, dans la plupart des catégories d'impacts concernées, les filières fossiles présentent des impacts environnementaux supérieurs aux alternatives renouvelables et nucléaires. La production d'électricité à partir de gaz présente des impacts significativement inférieurs à la production à partir de fioul et de charbon. En effet, le rendement des centrales à gaz à cycle combiné est supérieur à celui des centrales à fioul ou à charbon. De plus, la combustion du gaz émet dans l'ensemble, moins de particules polluantes que les autres combustibles. L'empreinte carbone de la filière gaz fossile reste néanmoins élevée. Pour ces filières, la variabilité des impacts, représentée par les barres noires, provient principalement du rendement de la centrale.

Les impacts environnementaux de la filière nucléaire, filière pour laquelle aucun modèle paramétré n'a été développé, sont estimés à partir du jeu de données 'electricity production, nuclear, pressure water reactor' (kilowatt hour, FR, None) de la base de données ecoinvent. Les centrales nucléaires étant des modèles de série, l'intérêt de développer un modèle paramétré se trouve réduit. Cette filière présente, sur son cycle de vie, une empreinte environnementale faible à l'exception des catégories correspondant aux impacts rayonnements ionisant sur les écosystèmes et la santé humaine ainsi que l'épuisement de ressource. Ces impacts ne considèrent que les seules émissions en fonctionnement normal hors incident ou accident. L'impact relatif à l'épuisement des ressources provient de l'uranium et divers métaux nécessaires à la centrale, qui, du fait d'avoir été irradiés, ne pourront être recyclés à court terme.

Les impacts environnementaux des filières EnR sont également faibles dans la majorité des catégories d'impacts, à l'exception de l'utilisation des terres pour les centrales PV au sol et de l'épuisement de ressources. Étonnamment, une centrale au sol présente un impact relatif à l'épuisement des ressources bien supérieur à celui d'une installation en toiture. Cet écart provient du système de fixation en partie constituée d'acier galvanisé. Le zinc a été identifié comme responsable de l'écart d'impact. Un premier point est que le facteur de caractérisation du zinc est particulièrement élevé du fait de réserves qui avaient été évaluées à une vingtaine d'années au rythme de consommation actuelle [102]. Cependant, les réserves, qui étaient estimées à une vingtaine d'années en 1999, sont toujours, vingt ans plus tard, d'une vingtaine d'années et, dans les travaux spécifiques à l'épuisement des ressources minérales, ce métal ne semble pas être considéré comme particulièrement critique. Ce métal, lorsqu'il est utilisé pour la production d'acier galvanisé, est par ailleurs facilement recyclable. D'autre part, l'inventaire de cycle de vie est construit de sorte que lorsqu'on extrait du zinc de l'environnement, de

l'indium est également extrait. Bien que la quantité extraite soit faible, l'indium a, avec des réserves limitées, un facteur de caractérisation très élevé. Cet indium étant notamment valorisé dans l'industrie numérique, notamment pour la réalisation d'écran plat, l'attribution des impacts qui lui sont associé à l'extraction de zinc apparaît discutable. L'analyse de ce point spécifique met en lumière la fiabilité limitée, en ACV, des méthodes d'évaluation de l'épuisement des ressources, qui est une problématique complexe, par un indicateur agrégé. Afin de réduire l'impact sur les ressources minérales de l'énergie PV, plusieurs pistes ont, d'ores et déjà, été identifiées dans le cadre de l'analyse de sensibilité. En effet, une part non négligeable provient de l'onduleur et son électronique de puissance, augmenter la durée de vie de ces composants, faciliter leur réparation, par une conception modulaire, permet de réduire l'impact. Une autre part de cet impact provient de l'argent utilisé pour réaliser les contacts métalliques sur les faces avant des cellules. Utiliser des panneaux à contact arrière, pour lesquels les contacts peuvent être faits de cuivre, permet de réduire son impact vis-à-vis de cette ressource.

L'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique représentée sur la figure 3.31 ne tient pas compte des possibles émissions de GES des réservoirs. Elles ont le potentiel, dans les cas de figure défavorables, de rendre l'énergie hydroélectrique aussi émettrice en GES que les énergies fossiles. Ainsi, ces émissions, dont la modélisation est complexe et incertaine, doivent faire l'objet d'une étude spécifique et approfondie.

Enfin, la variabilité des impacts environnementaux des EnR provient principalement de leur facteur de charge et de leur durée de vie.

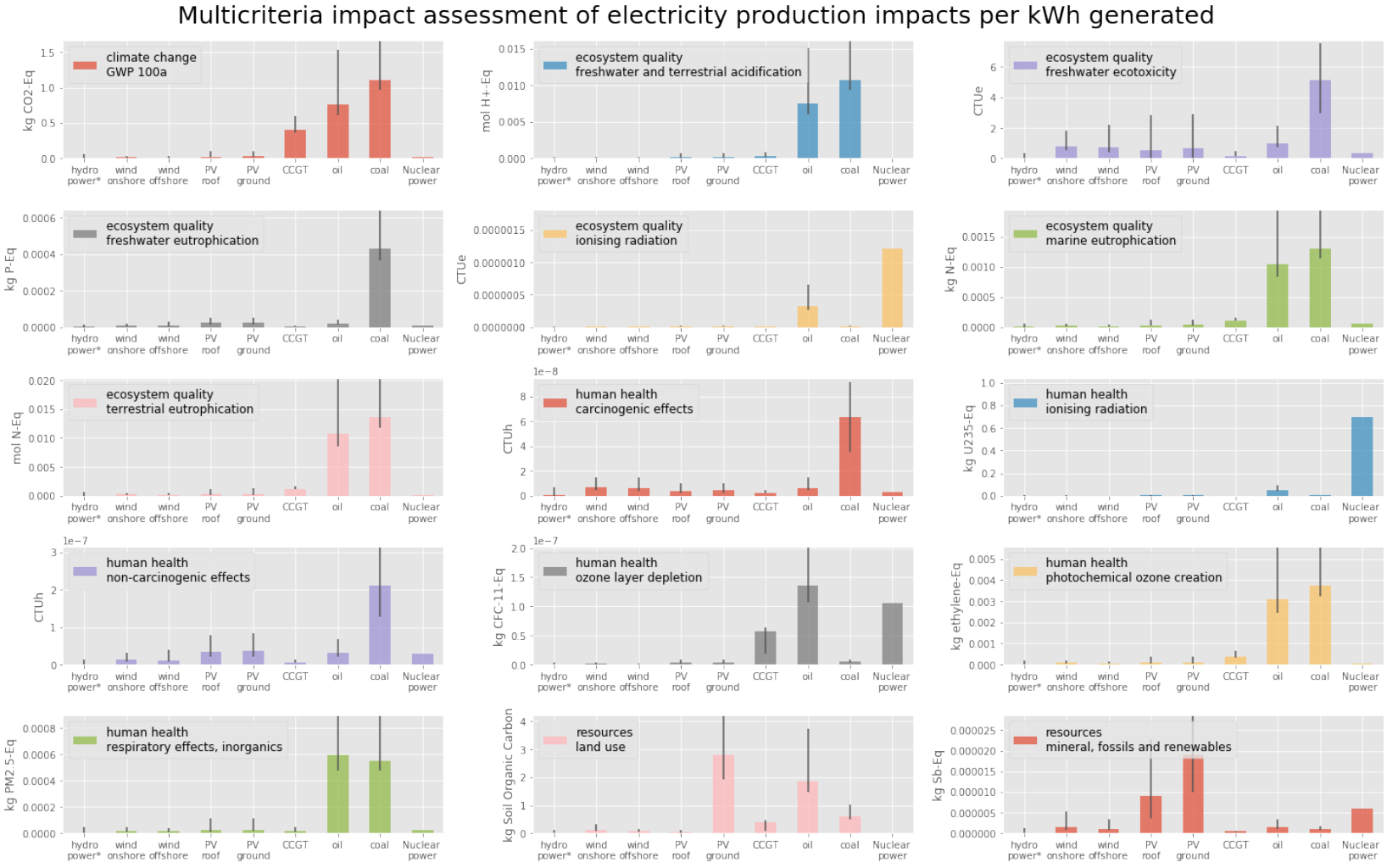


FIGURE 3.31 – Comparaison multicritère de la performance environnementale de la production d'énergie

3.7 Conclusion du chapitre

Des modèles paramétrés ont été développés pour les principales filières de production d'énergie. Ces modèles d'ICV paramétrés, qui pour certains, comportent jusqu'à plusieurs dizaines de paramètres, permettent de tenir compte de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes de production ou de stockage d'énergie. Les paramètres ont été identifiés en remontant l'arborescence des inventaires de cycle de vie, en se focalisant sur les procédés ayant une contribution relative importante aux impacts considérés et en croisant ces données à l'analyse de la littérature scientifique, de rapport de prospective, de données d'industriels et de diverses bases de données.

L'énergie éolienne

Un modèle paramétré relatif à la filière éolienne a été développé. Ce modèle est présenté plus en détail dans la publication [110]. Ce modèle a été appliqué à l'ensemble des éoliennes la flotte danoise de 1980 à 2030, soit plus de 10000 turbines. Ces travaux, qui ont fait l'objet d'une seconde publication [23], ont mis en évidence une réduction d'un facteur 3 de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne : de 40 gCO_2eq/kWh en 1980 à 13 gCO_2eq/kWh attendu en 2030, avec une réduction suivant l'ensemble des catégories d'impacts étudiées. Une plateforme web LCA_WIND_DK a été développée afin de permettre l'accès à la masse significative de données issues de ces travaux.

Par ailleurs, dans le but d'estimer la production d'éolienne n'ayant pas d'historique de production, un travail a été effectué sur la modélisation des courbes de puissances d'éolienne. Un modèle avec une version détaillée et simplifiée a été développé et discuté dans un article, en cours de publication et accessible sur la plateforme arxiv.org, et le code librement partagé. Ce code sera notamment intégré à la plateforme Renewables Ninja.

Le code scientifique associé au modèle paramétré développé a été retravaillé afin de pouvoir être réutilisé. Une fonction, programmée en langage Python, et disponible dans un Jupyter Notebook hébergé sur Git Hub, permet de calculer l'impact de systèmes éoliens à partir d'une vingtaine de paramètres.

Des analyses de sensibilités ont été menées afin d'identifier les paramètres les plus influents suivant les différentes catégories d'impacts. Les résultats sont alors synthétisés sous la forme d'une matrice d'analyse de sensibilité. Elle permet d'identifier les paramètres les plus importants suivant les catégories d'impacts étudiés et d'en réduire le nombre si nécessaire. Le modèle paramétré peut alors être utilisé pour évaluer la performance environnementale d'installations éoliennes dans un contexte défini.

L'énergie PV

L'industrie PV, quant à elle, a évolué très rapidement et continue d'évoluer rapidement. Il est nécessaire de tenir compte de ces évolutions dans l'évaluation de la performance environnementale de la filière. Un modèle paramétré a été développé et permet d'ajuster un grand nombre de paramètres sans avoir à reconstruire intégralement l'inventaire de cycle de vie ce qui serait très chronophage. Ainsi, les inventaires issus de la base de données ecoinvent ont pu être mis à jour au vu des performances actuelles.

Ce modèle, qui fait l'objet d'une publication scientifique et d'une présentation dans une conférence internationale, permet également d'explorer facilement l'évolution de la performance de ces systèmes PV en fonction d'une vingtaine de paramètres, ce qui peut s'avérer très utile pour l'évaluation prospective de cette technologie. Le code sera mis à disposition en annexe de l'article une fois ce dernier publié. À l'avenir, les paramètres pourront à nouveau être mis à jour au vu des progrès réalisés et actualiser l'évaluation de la performance environnementale en constante évolution.

Les analyses de sensibilité réalisées ont pu montrer l'influence relativement faible de certains paramètres comme le transport des panneaux et montrer au contraire l'influence plus importante des paramètres déterminant la production de l'installation sur sa durée de vie, le rendement des panneaux, la quantité d'énergie nécessaire à la production des cellules, les pertes lors de leur découpe et le mix électrique utilisé pour cela. En revanche, si l'on s'intéresse à l'épuisement des ressources, d'autres paramètres deviennent déterminants comme la taille de l'installation, la substitution de l'argent par du cuivre pour les contacts métalliques, l'installation en toiture plutôt qu'au sol ou le poids et la durée de vie de l'onduleur. Ces résultats sont synthétisés sous la forme d'une matrice d'analyse de sensibilité.

L'énergie hydroélectrique

L'énergie hydroélectrique présente une très grande variabilité en termes de performance environnementale. Cette dispersion en termes de performance environnementale s'explique par la diversité des installations hydroélectriques existantes. Des données provenant du site Global Energy Observatory et Wikipedia ont été collectées. Leur analyse montre qu'il n'existe pas de centrale hydroélectrique type, mais au contraire, une diversité très importante en termes de puissance des installations, de facteur de charge, de dimensions du barrage, de volume et de surface des réservoirs, de hauteur de chute, de longueur des conduites forcées, ou bien de distance de raccordement au réseau électrique… Il n'a pu être établi de relation simple et fiable permettant de relier ces paramètres entre eux. En effet, des centrales peuvent avoir un grand barrage, mais un réservoir relativement modeste et inversement.

Un modèle comportant une vingtaine de paramètres a été développé afin de pouvoir évaluer la performance environnementale de système hydroélectrique en tenant compte des spécificités de chaque installation. Ce modèle a été appliqué à une vingtaine de centrales pour lesquelles les informations relatives aux dimensions du barrage et la production annuelle de la centrale étaient connues. L'empreinte carbone, hors émission du réservoir, varie entre quelques grammes à plusieurs dizaines de grammes de CO_2 équivalent par kilowattheure. Cette variabilité s'explique par le poids du barrage constitué de béton armé

et sa production. Suivant les contextes, des barrages peuvent être particulièrement imposants si la topographie ne permet pas d'enclaver facilement l'arrivée d'eau et présente une production modeste alors que d'autres barrages de dimensions plus modestes peuvent bénéficier d'un flux ou d'une hauteur de chute plus importants et avoir ainsi une plus grande production.

Par ailleurs, les émissions de GES provenant des réservoirs ont été évaluées à partir de leur surface et de niveau d'émissivité indiqué par les travaux Deemer *et al.* [40]. Ces taux d'émissivité de dioxyde de carbone, de méthane biogénique et de protoxyde d'azote sont extrêmement dépendants du climat et du biotope local. Ces émissions biogéniques, notamment de méthane et de dioxyde de carbone, peuvent, suivant la surface du réservoir et le niveau d'émissivité compromettre les bénéfices environnementaux attendus en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à des énergies fossiles. Il apparait alors indispensable de pouvoir estimer plus précisément les émissions de GES occasionnées par la modification d'un cours d'eau et de son écosystème au travers de campagnes de mesures avant et après la création de la retenue ou d'une analyse approfondie des mécanismes à l'origine de ces émissions en vue de s'assurer d'effectivement limiter les émissions de GES. Il est important de noter que les réservoirs peuvent également avoir d'autres usages ou intérêts que la production énergétique : agriculture, soutien à l'étiage, tourisme complexifiant l'attribution des impacts.

L'énergie issue des centrales thermiques

Des modèles paramétrés ont été développés pour la production d'énergie à partir de centrales thermiques. Les modèles développés tiennent compte du rendement de l'installation, de son taux d'utilisation, du jeu de données utilisés pour le combustible, des émissions dans la biosphère et d'éventuelles fuites de méthane. Chacun de ces paramètres peut être significatif suivant la catégorie d'impacts concernée, mais le rendement est le principal déterminant de l'empreinte carbone.

Cependant, les données d'inventaires relatives à l'extraction du combustible correspondent à des hydrocarbures conventionnels bien plus faciles à extraire que des hydrocarbures de roche-mère dont il serait intéressant d'évaluer les impacts environnementaux par ACV.

Conclusions générales sur les impacts environnementaux de la production d'énergie

La comparaison des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie montre que, concernant l'empreinte carbone, les énergies renouvelables sont, sur leur cycle de vie, nettement moins polluantes que les énergies fossiles. Cela reste vrai même dans les cas de figure les plus défavorables, à l'exception de l'hydroélectricité avec réservoir qui peut devenir très émettrice de GES lorsque la surface inondée est importante.

Les impacts environnementaux des énergies renouvelables sont inférieurs dans la majorité des catégories d'impacts à l'exception des indicateurs d'utilisation des sols notamment pour les centrales PV installées au sol et de l'épuisement de ressources minérales. En effet, les énergies renouvelables sont plus intensives en minéraux que les filières fossiles. Cependant, la grande majorité des métaux n'est pas utilisée de manière dispersive et peut être recyclée, ce qui est nécessaire afin que ces filières énergétiques soient durables. Les différentes analyses de sensibilité ont permis d'identifier les principaux paramètres permettant de réduire les impacts environnementaux sur les catégories d'impacts étudiées. Ainsi, les modèles paramétrés d'ICV peuvent être utilisés de manière prospective pour orienter les efforts de recherche et développement vers les paramètres les plus influents.

Cependant, si les impacts environnementaux des EnR sont globalement inférieurs aux énergies fossiles, leur production est météo-dépendante. Ainsi, intégrer massivement d'EnR dans le mix électrique nécessite de disposer de centrales pilotables ou de systèmes de stockage pour assurer l'équilibre du réseau. Si des solutions de stockage existent, elles occasionnent, sur leur cycle de vie, des impacts environnementaux qu'il convient d'intégrer dans l'évaluation des impacts environnementaux de scénarios de déploiement d'EnR.

Chapitre 4

ACV du stockage d'énergie

Sommaire

4.1 Introduction du chapitre 80
4.2 Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse 81
4.2.1 Modélisation des inventaires de cycle de vie des systèmes de stockage P2G 83
4.2.1.1 Power-to-hydrogen : P2H 83
4.2.1.2 Power-to-methane : P2M 85
4.2.2 Gaz-to-power 87
4.2.3 Évaluation des impacts environnementaux 87
4.2.4 Analyse de sensibilité multicritère 88
4.2.4.1 Cas du stockage P2H 88
4.2.4.2 Cas du stockage P2M 90
4.3 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie mécanique 91
4.3.1 Les stations de transfert d'énergie par pompage 91
4.3.1.1 Modélisation des ICV d'une STEP 91
4.3.1.2 Évaluation des impacts environnementaux 91
4.3.2 Analyse de sensibilité multicritère 93
4.3.3 Le stockage d'énergie par air comprimé 95
4.3.3.1 Modélisation des ICV d'une centrale CAES 95
4.3.3.2 Évaluation des impacts environnementaux 96
4.3.3.3 Analyse de sensibilité multicritère 97
4.4 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie électrochimique 99
4.4.1 Modélisation des ICV de batteries électrochimiques 99
4.4.2 Évaluation des impacts environnementaux 100
4.4.3 Analyse de sensibilité multicritère 102
4.5 Comparaison multicritère des impacts environnementaux du stockage d'énergie 103
4.6 Conclusion du chapitre 105

4.1 Introduction du chapitre

Historiquement, le système électrique actuel s'est développé sur la base d'énergies pilotables avec des centrales hydroélectriques et thermiques. Les besoins de stockage étaient alors limités en comparaison aux besoins à venir si les énergies renouvelables sont massivement déployées. Ces besoins de stockage, qui permettent d'apporter de la flexibilité dans la gestion de l'équilibre production consommation, n'étaient cependant pas nuls. En effet, la consommation électrique était et reste variable avec des variations au sein de la journée, de la semaine et de l'année d'amplitudes pouvant être importantes. Ainsi, en France, un parc de stockage hydroélectrique a été déployé parallèlement au déploiement d'un parc de production d'électricité nucléaire. Ces moyens de stockage permettaient alors de valoriser la production des centrales nucléaires la nuit, période durant laquelle la production excédait les besoins, en stockant l'énergie sous forme d'énergie potentielle de pesanteur dans les montagnes et de restituer cette énergie en début de soirée lors des pics de consommation. Par ailleurs, un système d'incitation tarifaire, avec une électricité moins coûteuse la nuit, a également été mis en place afin de reporter une part de la consommation en journée vers la nuit. Le report de consommation par incitation tarifaire peut être considéré comme une solution de stockage, ou plus justement, comme une solution alternative permettant d'en réduire les besoins.

L'énergie électrique est difficile à stocker en tant que telle. Les solutions technologiques existantes ne stockent pas l'énergie électrique directement, mais la stockent une fois transformée sous une autre forme énergétique. Il peut s'agir d'énergie mécanique comme dans les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), aussi appelées centrales de pompage-turbinage, qui font remonter un volume d'eau en altitude, ou bien d'air comprimé pour les systèmes de ce nom (Compressed Air Energy Storage : CAES). L'énergie électrique peut également être transformée en gaz de synthèse, l'énergie est alors stockée sous forme d'énergie chimique. Enfin, l'énergie peut être stockée sous forme électrochimique comme dans les accumulateurs électrochimiques plus communément appelées batteries. Enfin, l'énergie peut également être stockée sous forme d'énergie thermique.

Actuellement, l'écrasante majorité des capacités de stockage d'énergie existantes est constituée par les STEP avec 98 % de la capacité mondiale [89]. La figure 4.1 représente les différentes technologies de stockage en fonction de leur capacité à stocker de l'énergie et leur temps caractéristique de charge/décharge. Le rapport de ces deux grandeurs correspondant à la puissance de stockage/déstockage. Cette figure illustre que les solutions de stockage n'ont pas les mêmes caractéristiques, ce qui rend délicate leur comparaison directe de ces systèmes puisqu'ils ne sont pas nécessairement en mesure de répondre aux mêmes besoins. Par exemple, un stockage sous forme de gaz de synthèse a un ratio énergie/puissance bien supérieur à celui de stockage par batterie. Cela peut être intéressant pour stocker d'importants volumes d'énergie ou inutile dans le cas où l'on a surtout besoin d'une puissance de stockage importante et d'assez peu d'énergie.

Les impacts environnementaux sur le cycle de vie des systèmes de stockage d'énergie sont étudiés dans ce chapitre. La section 4.2 s'intéresse aux solutions de stockage sous forme de gaz de synthèse (P2G) : power-to-hydrogen (P2H) et power-to-methane (P2M). La section 4.3 traite du stockage sous forme d'énergie mécanique : STEP et CAES. La section 4.4 concerne les accumulateurs électrochimiques : batteries Plomb, batteries Lithium et batteries à circulation au Vanadium. Pour chacune de ces filières, des modèles paramétrés plus ou moins détaillés ont été développés. Ces modèles permettent de tenir compte des

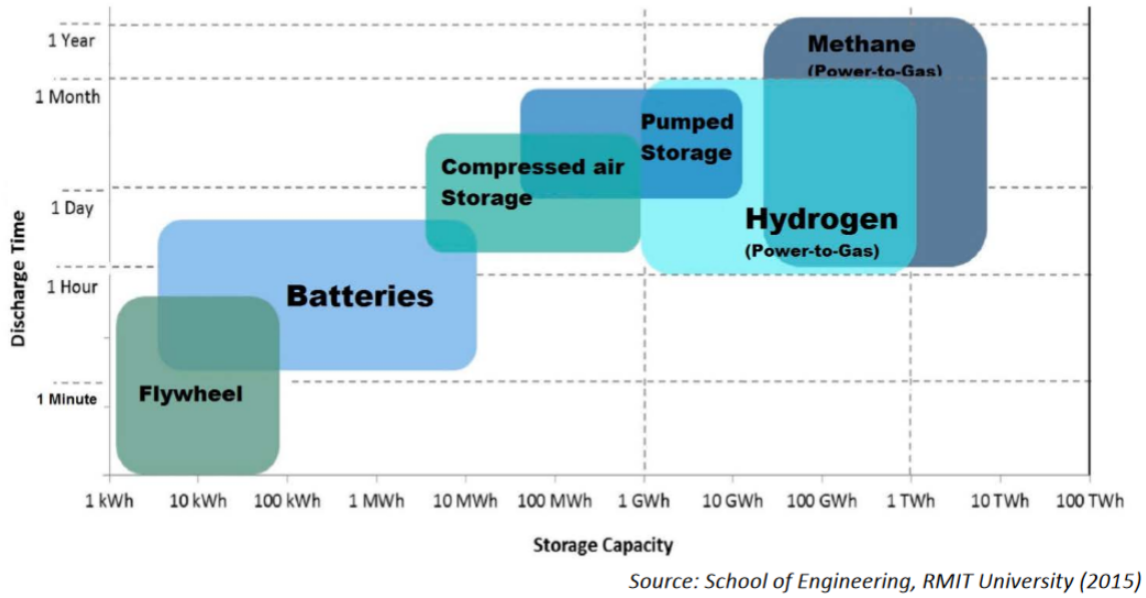


FIGURE 4.1 – Classification des technologies de stockage [89]

caractéristiques spécifiques des installations, mais aussi de pouvoir évaluer de manière prospective les impacts de ces systèmes, sachant que leurs performances et caractéristiques sont amenées à évoluer significativement avec le développement des filières industrielles correspondantes. Des analyses de sensibilité sont, là aussi, réalisées afin d'identifier les paramètres les plus déterminants de la performance environnementale du stockage d'énergie. Une fois identifiés, ils peuvent permettre de déterminer les actions de recherche et développement prioritaires afin d'améliorer la performance environnementale de ces technologies. Enfin, les performances environnementales des différents systèmes de stockage sont comparées dans la section 4.5.

Dans ce chapitre, les impacts évalués ne comprennent pas les impacts de l'énergie entrant dans le système de stockage. Énergie dont il faut plus d'une unité en entrée pour une unité restituée en sortie du stockage, du fait des pertes lors du stockage. Il s'agit ici d'évaluer seulement l'impact additionnel provenant du seul système de stockage pour stocker et restituer de l'énergie.

4.2 Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse

Comme représenté sur la figure 4.1, les stockages sous forme de gaz de synthèse, qu'il s'agisse d'hydrogène ou de méthane, sont les solutions permettant de stocker les plus importants volumes d'énergie avec des durées de charge supérieures aux autres solutions de stockage. Ces solutions, en transformant l'énergie électrique en combustible gazeux, permettent de tirer profit des infrastructures gazières déjà existantes qui offrent de grandes capacités de stockage. Les caractéristiques du stockage sous forme de gaz de synthèse font de ce mode de stockage une solution considérée comme incontournable par les agences internationales [15 ; 75] et d'autres experts [26 ; 108] pour atteindre de très fort taux de pénétration d'EnR dans les régions où la saisonnalité de la production ou de la consommation sont importantes.

Parmi ces solutions de stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse, on distingue notamment le power-to-hydrogen (P2H) et le power-to-methane (P2M). On parle abusivement d'hydrogène, il s'agit en réalité de dihydrogène. La première option, qu'est le P2H, se limite à la transformation l'énergie électrique en hydrogène par électrolyse de l'eau. Dans le cas du P2M, l'hydrogène produit est ensuite transformé en méthane de synthèse par combinaison avec du CO_2 : c'est la réaction de Sabatier. Se limiter à la transformation en hydrogène présente l'intérêt de réduire les équipements nécessaires par rapport au P2M ainsi que les pertes advenant lors des étapes additionnelles de transformation. Cependant, le dihydrogène étant la plus petite molécule qui soit, il existe des interrogations sur la capacité des infrastructures gazières existantes à contenir une part importante de dihydrogène. Cette molécule est en effet très volatile et devient explosive au-delà d'une certaine concentration. Ainsi, certains pays limitent à quelques pourcents le taux admissible d'hydrogène dans le réseau voire en interdise complètement l'injection comme c'est le cas en Belgique. Au contraire, d'autres pays comme les Pays-Bas en autorisent l'injection à hauteur de 13 % [17 ; 33]. Au vu des importantes capacités du réseau de gaz, même une faible proportion d'hydrogène représente déjà des quantités d'énergie considérables [72]. En revanche, étant composé de seulement deux atomes, à la différence du méthane, le dihydrogène n'a pas de moment dipolaire, donc pas d'interaction avec les rayonnements électromagnétiques et donc pas d'impact sur l'effet de serre en cas de fuite.

Si le stockage du dihydrogène peut présenter certaines limites, le méthane, quant à lui, peut, avec certitude, être stocké très massivement dans les infrastructures gazières existantes. La transformation du H_2 en CH_4 nécessite un réacteur de méthanation et du CO_2 qui peut provenir de biogaz ou de capture sur des installations industrielles : cimenterie, centrale à charbon classique, à gazéification ou en oxycombustion, centrale à gaz ou biomasse.

Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse occasionne directement et indirectement des impacts environnementaux. Dans une étude comparant les approches d'ACV pour le P2G et portant une attention particulière sur l'allocation du CO_2 nécessaire à la méthanation, Zhang [142] indique que de nombreuses études ont été publiées sur le P2G, mais très peu s'intéressent à l'évaluation de ses impacts environnementaux. Dans cette étude, qui évalue la performance environnementale d'un système de P2G destiné à de la production de carburant pour de la mobilité, le système de P2G est alors sollicité de manière importante pour maximiser la production de gaz de synthèse sans devoir adapter sa consommation à la production d'EnR météo-dépendantes. Le facteur de charge considéré dans l'étude, et estimé à partir de la quantité d'hydrogène produit sur la vie de l'électrolyseur, est alors d'environ 90 %. Cette valeur est bien supérieure au facteur de charge d'un système qui serait destiné à compenser les fluctuations de la production d'EnR météo-dépendantes. En effet, un système destiné uniquement à compenser les fluctuations de la production d'EnR ne fonctionnera que rarement à pleine puissance et ne devra consommer de l'électricité pour la stocker que lorsque la production d'EnR est suffisante. Lorsque la production est trop faible, le gaz produit devra au contraire être déstocké pour compenser la plus faible production. En effet, il serait absurde énergétiquement de transformer, dans le même temps et sur un même réseau électrique, de l'électricité en gaz et du gaz en électricité, ce qui entraînerait d'importantes pertes lors de ces conversions alors inutiles.

4.2.1 Modélisation des inventaires de cycle de vie des systèmes de stockage P2G

Cette section présente la modélisation des inventaires de cycles de vie des composants permettant de transformer l'électricité en hydrogène, puis en méthane par réaction de méthanation, ainsi que la production d'électricité à partir de ces gaz de synthèse.

4.2.1.1 Power-to-hydrogen : P2H

La transformation d'énergie électrique en hydrogène nécessite un système d'électrolyse. De tels systèmes sont déjà commercialisés par des entreprises comme Hydrogenics [71] ou bien McPhy, entreprises avec lesquelles je suis entré en contact sans pour autant réussir à obtenir d'informations me permettant d'améliorer l'évaluation environnementale de ces systèmes par rapport aux données de la littérature. Un système d'électrolyse se décompose en 3 sous-systèmes :

- L'électronique de puissance. Il permet d'alimenter en électricité avec le bon niveau de tension et de courant l'électrolyseur à partir de l'électricité du réseau ou directement produite par une installation EnR.
- Un empilement de cellules où se produit physiquement la réaction d'électrolyse. Cet empilement de cellules est appelé « cell stack », « stack » ou pile.
- Des équipements auxiliaires tels des tuyaux, réservoirs et autres permettant d'acheminer l'eau à électrolyser et d'évacuer l'oxygène et l'hydrogène produit.

L'électronique de puissance

L'électronique de puissance est modélisée à partir des inventaires d'onduleurs présents dans ecoinvent. Cependant, comme évoqué précédemment dans la section 3.3 traitant de l'énergie PV, l'onduleur de grande puissance modélisé dans ecoinvent pèse 3 tonnes pour une puissance indiquée de 500 kW seulement. L'électronique de puissance ayant fortement progressé depuis la période où l'inventaire a été construit, certains onduleurs de ce poids ont aujourd'hui une puissance de 2500 kW [116]. Ainsi, le jeu de données d'ecoinvent est utilisé en corrigeant le poids de sorte à être représentatif des performances des systèmes actuels.

La pile

L'empilement de cellules, appelé pile ou stack, peut reposer sur trois technologies existantes sur le marché :

- la technologie alcaline,
- la technologie PEM (Proton Exchange Membrane),
- la technologie SOEC (Solid Oxid Electrolyzer Cell).

La technologie SOEC a comme caractéristique de fonctionner à haute température, elle promet un meilleur rendement sous réserve d'apport de chaleur suffisant. La technologie PEM présente comme inconvénient de recourir à des métaux nobles (platine ou palladium) rendant cette option plus onéreuse et potentiellement difficile à déployer à large échelle

suivant la quantité de métaux nobles utilisée. Actuellement, ces métaux sont principalement utilisés dans les pots catalytiques pour la dépollution des gaz d'échappement des véhicules thermiques.

La quantité de métaux précieux utilisée dans les électrolyseurs n'est que rarement, si ce n'est jamais communiqué précisément par les fabricants. En plus des caractéristiques précédemment évoquées, la dernière différence importante entre ces technologies réside dans le choix des matériaux utilisés pour les électrodes et l'électrolyte. De l'oxyde de lanthane est utilisé pour les SOEC contre du nickel pour la technologie alcaline et de l'oxyde de zirconium est utilisé comme électrolyte contre de la potasse pour la technologie alcaline [111]. La base de données ecoinvent contient un inventaire pour une pile à combustible SOFC (solid oxyde fuel cell). Une pile à combustible étant un électrolyseur fonctionnant à l'envers, cet inventaire est utilisé comme approximation d'un électrolyseur SOFC. Afin que l'inventaire soit représentatif de la technologie alcaline, technologie la plus mature qui présente l'avantage de ne pas nécessiter de métaux rares comme les platinoïdes utilisés dans les PEM et ni de chaleur, l'inventaire de la pile à combustible SOFC est adapté en inventaire pour électrolyseur alcalin. Pour ce faire, l'oxyde de lanthane est remplacé par du nickel et l'oxyde de zirconium par de la potasse, ce qui permet d'obtenir une approximation d'inventaire d'électrolyseur alcalin. Les sociétés Hydrogenics et McPhy avec lesquelles je suis rentré en contact n'ayant pas accepté, pour des raisons de confidentialité, de me communiquer la composition en matière de leurs produits, l'adaptation d'inventaire existant reste la meilleure option à ma disposition pour évaluer la performance environnementale de ces systèmes.

L'inventaire d'origine présent dans ecoinvent correspond à un système de 600 kg pour une puissance de 125 kW. Les systèmes actuels sont significativement plus performants à masse égale. Par exemple, la société Hydrogenics m'a indiqué avoir doublé la puissance de ses produits à quantité de matière égale. Afin de pouvoir tenir compte de ces améliorations récentes et celles futures, la puissance spécifique (i.e., puissance par unité de masse) des empilements de cellules est retenue comme un des paramètres du modèle. La quantité de piles est également dépendante de leur durée de vie qui, aujourd'hui, est inférieure à celle de reste de l'installation.

Les équipements annexes

Concernant les équipements annexes comme les tuyauteries et les réservoirs. Ces derniers sont faits à base d'acier et doivent être résistants à la corrosion. Ainsi, ces équipements annexes sont modélisés à partir du jeu de données d'acier chromé mis en forme présent dans la base de données ecoinvent. Ce jeu de données permet alors d'évaluer l'impact de la production d'acier chromé ainsi que les impacts de sa mise en forme. Le transport de l'ensemble de ces équipements par camion est également considéré.

Inventaire de cycle de vie paramétré

La fonction permettant de calculer l'impact de la construction d'un électrolyseur prend comme paramètres :

- la puissance spécifique (i.e. : puissance par unité de masse) des empilements de cellules,
- la puissance spécifique de l'électronique de puissance,
- la puissance spécifique de l'ensemble,
- la distance de transport des équipements par camion,
- les durées de vie des empilements et de l'ensemble.

L'électrolyseur aura également des impacts lors de son fonctionnement. En effet, pour produire de l'hydrogène, il consomme de l'électricité et de l'eau. La quantité d'électricité dépendra directement du rendement de l'électrolyseur et la masse d'eau consommée est calculée à partir des coefficients stœchiométriques de la réaction suivante :

$$H_20 \longrightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$$

Le rendement typique, exprimé par rapport au pouvoir de combustion supérieur, des électrolyseurs actuellement commercialisé est de $70 - 75\,\%$. Ce rendement peut théoriquement être amélioré et, à l'avenir, des valeurs approchant les $80\,\%$ sont attendues [111].

En l'absence de données pertinentes, la phase de fin de vie n'a pu être modélisée. En utilisant l'approche "cut-off" correspondant au principe pollueur-payeur, cela conduit à sous-estimer légèrement les impacts. Cependant, l'énergie nécessaire au recyclage est souvent faible devant celle nécessaire à la production du système.

4.2.1.2 Power-to-methane : P2M

Dans l'hypothèse où l'hydrogène produit par l'électrolyseur est difficile à stocker en proportion importante et sur de longues durées, il peut être transformé en méthane par réaction de méthanation. Cela nécessite d'une part un réacteur de méthanation, et d'autre part du CO_2 avec lequel le dihydrogène va réagir suivant la réaction suivante :

$$4H_2 + CO_2 \longrightarrow 2H_2O + CH_4$$

La réaction de méthanation

Le réacteur de méthanation est modélisé à partir d'une masse d'acier chromé mise en forme incluant les impacts provenant de la production d'acier chromé et de sa mise en forme en accord avec la modélisation effectuée dans les travaux de Zhang *et al.* [142]. L'impact du transport par camion est également considéré et la distance de transport est paramétrée dans le modèle.

La réaction de méthanation se faisant à haute température, haute pression et sous l'action de micro-organisme, un chauffage est nécessaire pour amorcer la réaction. Une fois amorcée, la réaction s'autoentretient du fait de sa nature exothermique. L'énergie étant une grandeur qui se conserve, cette énergie thermique dégagée lors de la réaction et permettant le maintien à température du réacteur, cette énergie ne se retrouvera pas dans le combustible produit par le réacteur. Si le rendement moléculaire est très bon, presque l'intégralité des molécules sera transformée, le rendement énergétique est plus faible du fait du caractère exothermique de la réaction. Le rendement énergétique de la transformation est d'environ 74 %[43]. Ces 74 % de l'énergie contenue dans les liaisons chimiques du H_2 utilisée en entrée se retrouveront en sortie dans les liaisons chimiques du CH_4. Ce rendement est limité par les caractéristiques chimiques des composés mis en jeu. Ce rendement ne peut être amélioré que par la valorisation de la chaleur dégagée.

La capture du dioxyde de carbone

Du CO_2 est nécessaire à la réaction de méthanation. Ce CO_2 peut provenir soit de biogaz, soit de la capture dans des fumées industrielles (cimenterie ou centrale thermique fossile ou de biomasse). Il existe également des recherches portant sur des procédés de capture du CO_2 dans l'atmosphère. Le système de capture du CO_2 sur des cheminées industrielles est modélisé à partir des informations de Koornneef *et al.* [80], des systèmes de capture de CO_2 atmosphérique produits par Climeworks [34], destinés à la capture atmosphérique du CO_2 sont modélisés à partir de leur poids et la composition en matière d'une machine à absorption dont existe un inventaire dans la base de données ecoinvent.

Le système installé sur une cheminée industrielle permet la capture de 3e6 tCO_2eq/an pour un poids de 317 tonnes. Un système de capture atmosphérique peut capturer 50 tCO_2eq/an pour un poids de 2 tonnes. À quantité de matière égale, un système de capture du CO_2 permet la capture de près de 400 fois plus de CO_2 lorsqu'il est installé sur une installation industrielle ou le CO_2 est bien plus concentré que dans l'atmosphère où il se trouve à une concentration de 410 ppm (0.04 %). Cet écart d'un facteur 400 correspond approximativement au rapport de concentration en CO_2 entre les fumées industrielles et le CO_2 atmosphérique. Il apparait alors raisonnable de commencer à capturer le CO_2 là où il est le plus fortement concentré avant de s'attaquer à sa capture atmosphérique avec des concentrations bien plus faibles.

Le stockage du méthane

Une fois ce méthane produit par réaction entre le H_2 et le CO_2, il peut être stocké dans un réservoir ou bien injecté au réseau de gaz sans limites de concentration contrairement à l'hydrogène pour lequel les limites de stockage restent à déterminer. En cas de fuite, ce gaz présente l'inconvénient d'avoir un fort potentiel de réchauffement planétaire. Il est 34 fois plus réchauffant qu'une masse équivalente de CO_2 sur un horizon de 100 ans et davantage encore sur des durées plus courtes [74]. Ce gaz peut ensuite être brûlé dans une centrale à gaz classique ou à cycle de combiné tout comme le serait un gaz fossile.

4.2.2 Gaz-to-power

Une fois le gaz produit et stocké dans les infrastructures gazières existantes, qu'il s'agisse de H_2 ou de CH_4, le gaz peut être brûlé dans une centrale à gaz. Le modèle paramétré développé pour les centrales à gaz à cycle combiné est utilisé pour considérer les impacts de la centrale. Une des caractéristiques intéressantes du power-to-gaz est que le gaz produit peut substituer du gaz fossile dans des usages de chaleurs domestiques ou industrielles mais aussi comme carburant pour la mobilité.

4.2.3 Évaluation des impacts environnementaux

La figure 4.2 présente l'impact d'un kilowattheure restitué par un système de stockage P2H et P2M, en considérant que l'électrolyseur fonctionne avec un facteur de charge de 25 %, niveau qui serait plus compatible avec un fonctionnement destiné à compenser la variabilité de la production d'EnR. Les impacts sont estimés à respectivement 15 et 30 gCO_2eq/kWh d'énergie restituée. À ce stade, cet impact ne comprend pas les impacts de l'énergie entrant dans le système de stockage, mais l'impact du seul système de stockage pour stocker et restituer de l'énergie. Comme illustrée par la figure 4.2, une part importante de cet impact provient de la construction du système d'électrolyse.

L'impact de l'électrolyseur, exprimé par kilowattheure d'énergie stockée, dépend grandement du niveau d'utilisation de l'électrolyseur. Plus l'électrolyseur transformera d'énergie, plus l'impact par unité transformée sera faible. Cependant, un fonctionnement de l'électrolyseur à pleine puissance la plupart du temps est incompatible avec un fonctionnement principalement destiné à compenser la variabilité de la production des EnR à production météo-dépendante. Une méthode permettant d'évaluer ce taux d'utilisation du stockage est présentée dans le chapitre 5. Dans le cas du P2H, aucune infrastructure de méthane et capture de CO_2 n'est nécessaire. Un impact relativement faible provient de l'opération : eau distillée consommée par l'électrolyseur, fonctionnement de la centrale à gaz ainsi qu'une part de l'impact provenant de l'infrastructure de la centrale à gaz qui est considérée au prorata de la production d'énergie de la centrale.

L'impact du P2M est significativement plus important que le P2H. L'impact de l'électrolyseur y est plus important, car, pour restituer une unité d'énergie, il faudra électrolyser davantage que pour du stockage P2H du fait des pertes d'énergie additionnelles provenant de l'étape de méthanation. L'impact de la construction des infrastructures nécessaires à la méthanation est faible, mais non négligeable. En revanche, l'infrastructure de capture du CO_2 sur des cheminées industrielles est faible devant l'impact de son opération. En effet, ce procédé consomme notamment du monoéthanolamine (MEA) comme solvant et un peu d'énergie.

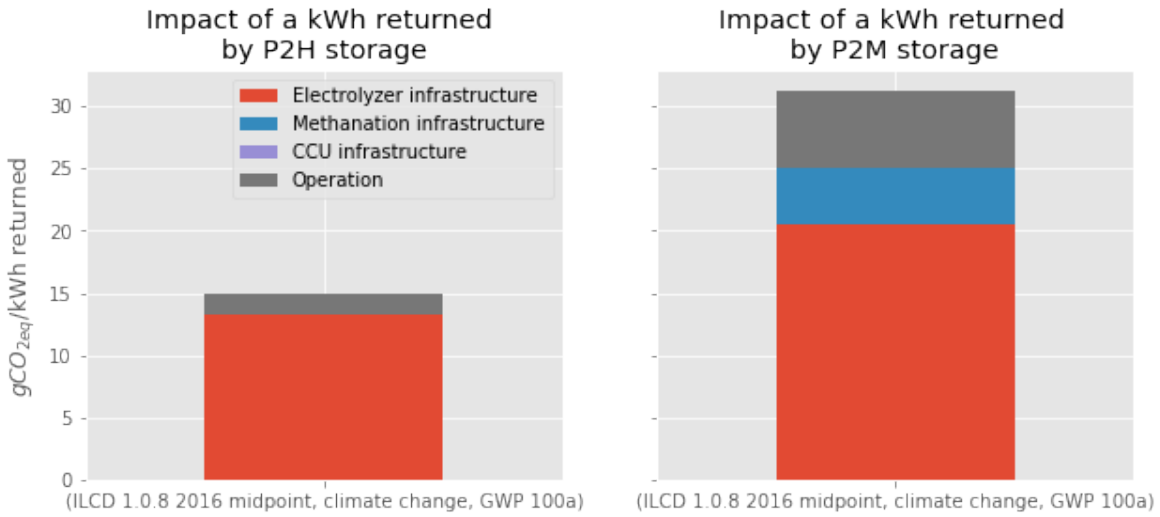


FIGURE 4.2 – Empreinte carbone du stockage d'énergie P2H et P2M

4.2.4 Analyse de sensibilité multicritère

Une analyse de sensibilité aux divers paramètres du modèle développé a été réalisée afin d'identifier, parmi eux, les plus importants. Une analyse de sensibilité a été réalisée dans le cas du stockage P2H et P2M.

4.2.4.1 Cas du stockage P2H

La figure 4.3 présente la matrice d'analyse de sensibilité multicritère de l'empreinte environnementale du stockage P2H. On remarque sur cette figure que les deux paramètres les plus importants sont la durée de vie des piles et le facteur de charge de l'électrolyseur. La durée de vie des cellules d'électrolyse est annoncée être limitée à plusieurs dizaines de milliers d'heures [111]. Cependant, il est nécessaire d'évaluer spécifiquement la durée de vie d'un électrolyseur dont la charge suit les fluctuations de la production EnR. Il n'est pas garanti qu'un fonctionnement à puissance plus faible de l'électrolyseur augmente son nombre d'heures de fonctionnement, qui plus est si la puissance varie fortement sur de brefs délais. Une étude indique même que l'arrêt des électrolyseurs peut favoriser leur corrosion et amoindrir la durée de vie [99].

La production de l'électrolyseur correspondant à un coût environnemental fixe, plus l'électrolyseur transformera d'énergie, moins l'impact par unité transformée sera élevé. Mais, comme évoqué précédemment, il existe une incompatibilité entre un fonctionnement permettant de suivre les variations de la production d'EnR et un fonctionnement à plein régime qui permet de maximiser le volume de gaz produit.

L'efficacité de l'électrolyseur et le poids par unité de puissance des piles sont également des paramètres importants. L'importance de l'efficacité représentée est ici sous-estimée par rapport au cas où l'on tient compte des impacts de l'énergie entrante dans le système. Le rendement sera d'autant plus déterminant que l'énergie à stocker sera polluante. En effet, en augmentant le rendement, on réduit les pertes et donc la quantité d'énergie consommée par le système pour restituer une unité d'énergie. Le poids global du système d'électrolyse

est moins important que celui des piles, dont l'impact environnemental est supérieur, et cela est d'autant plus vrai que leur durée de vie est courte. En revanche, si réduire le poids par unité de puissance des piles conduit à réduire d'autant leur durée de vie, cela ne présente pas d'intérêt vis-à-vis des impacts environnementaux.

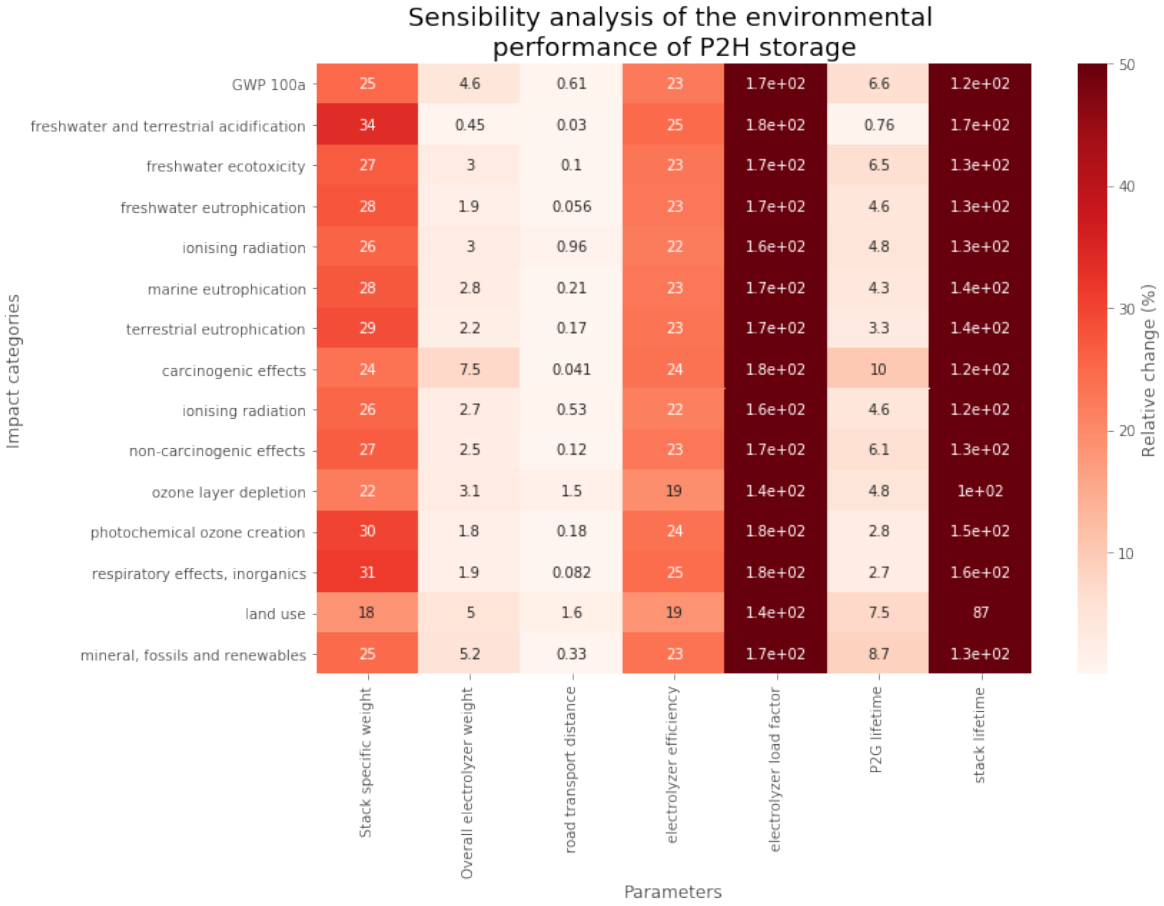


FIGURE 4.3 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage P2H

4.2.4.2 Cas du stockage P2M

La figure 4.4 présente la matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage P2M.

On retrouve les mêmes paramètres déterminants que pour le P2H, auxquels on peut ajouter le poids du réacteur de méthanation qui devrait pouvoir être significativement réduit avec des effets d'échelles ainsi que le niveau de fuite de méthane. Le méthane a un puissant pouvoir réchauffant et si une partie du méthane produit par méthanation s'échappe, cela augmente sensiblement l'empreinte carbone de cette technologie. La limitation des fuites de méthane dans les infrastructures gazières doit alors faire partie des aspects à surveiller pour les limiter à un niveau négligeable.

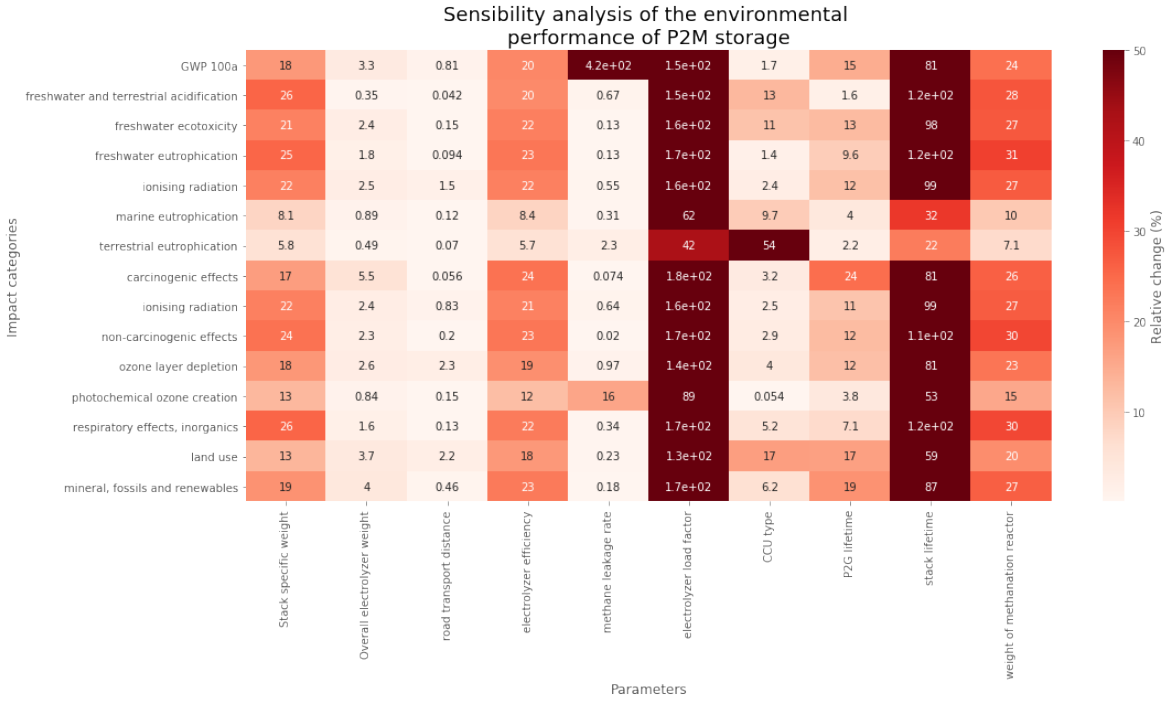


FIGURE 4.4 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage P2M

4.3 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie mécanique

Les deux seuls modes de stockage sous forme d'énergie mécanique étudiés ici sont les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et le stockage d'énergie par air comprimé (CAES). Il existe d'autres modes de stockage d'énergie mécanique comme les volants d'inertie, mais ces derniers ne permettent du stockage que sur de courtes périodes de temps. Cette solution de stockage permet surtout d'absorber/délivrer de la puissance électrique davantage que d'absorber/délivrer de l'énergie.

4.3.1 Les stations de transfert d'énergie par pompage

Une station de pompage et turbinage permet de stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle de pesanteur. L'électricité est utilisée pour actionner des pompes faisant remonter une masse d'eau dans un ou plusieurs basins en altitude. Cette masse d'eau sera turbinée pour produire de l'électricité au moment voulu. Le rendement de l'opération est de l'ordre de 80 %.

4.3.1.1 Modélisation des ICV d'une STEP

Une STEP n'étant rien de plus qu'une centrale hydroélectrique ayant la possibilité de faire remonter de l'eau d'un bassin inférieur à un réservoir supérieur, le modèle HYDRO_LCA, que j'ai développé et qui est présenté dans la section 3.4, peut être utilisé pour en évaluer les impacts. Dans le cas où l'installation est destinée à stocker de l'énergie, les impacts ne sont plus à normaliser par l'énergie produite par la centrale, mais par sa capacité à stocker de l'énergie. Cette capacité sera déterminée par le volume utilisable du réservoir et la hauteur de chute.

4.3.1.2 Évaluation des impacts environnementaux

En faisant l'hypothèse discutable que les centrales étudiées dans la section 3.4 sont des STEP et uniquement destinée à cet usage avec un taux de production de 20 % (équivalent à 1750 h de décharge à pleine puissance par an ou près de 5h de décharge à pleine puissance par jour), on obtient l'empreinte carbone présentée sur la figure 4.5. Cette empreinte carbone, hors émissions de GES induites par le réservoir, est proportionnelle au ratio volume du barrage/énergie restituée sur la vie du système. Les empreintes carbone des émissions des réservoirs estimés à partir des facteurs d'émissions de Deemer*et al.* [40] et des dimensions des réservoirs sont présentées sur la figure 4.6.

Une fois encore, les émissions de GES biogénique en provenance du réservoir ont le potentiel d'anéantir les bénéfices attendus en termes de réductions de GES. Ces émissions ont été estimées en supposant que les centrales sont destinées uniquement au stockage d'énergie ce qui est le cas, par exemple, de la centrale d'El Hierro, mais la majorité des STEP contribue à la fois à de la production d'énergie hydroélectrique et du stockage d'énergie électrique. Dans ce cas, l'impact peut être exprimé par unité d'énergie produite par la centrale en tenant compte de la production pure de la centrale et de la production venant d'eau ayant auparavant été pompée.

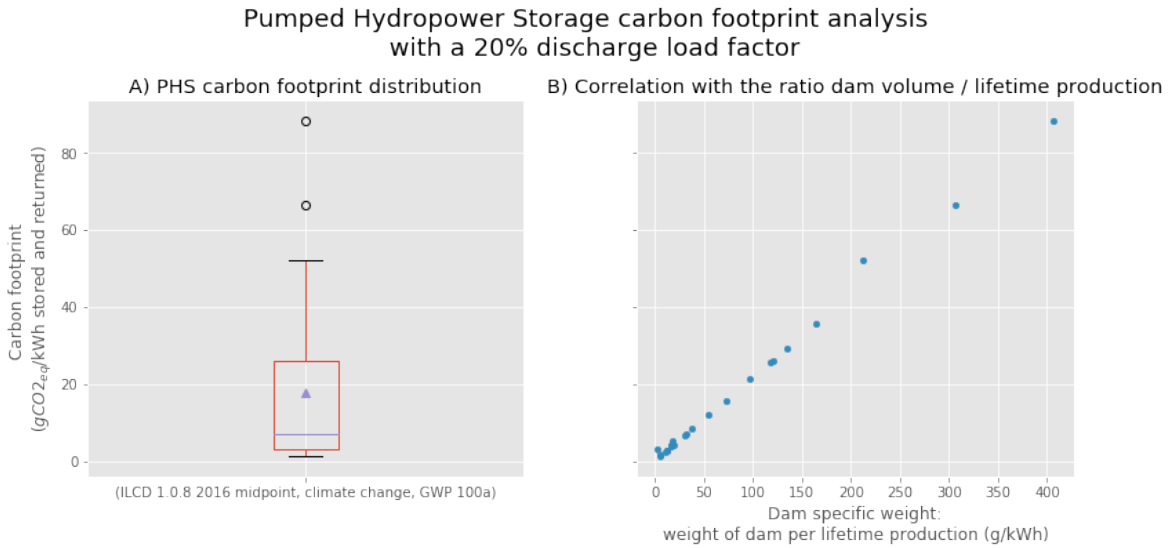


FIGURE 4.5 – Empreinte carbone du stockage par STEP (hors émissions de GES du réservoir)

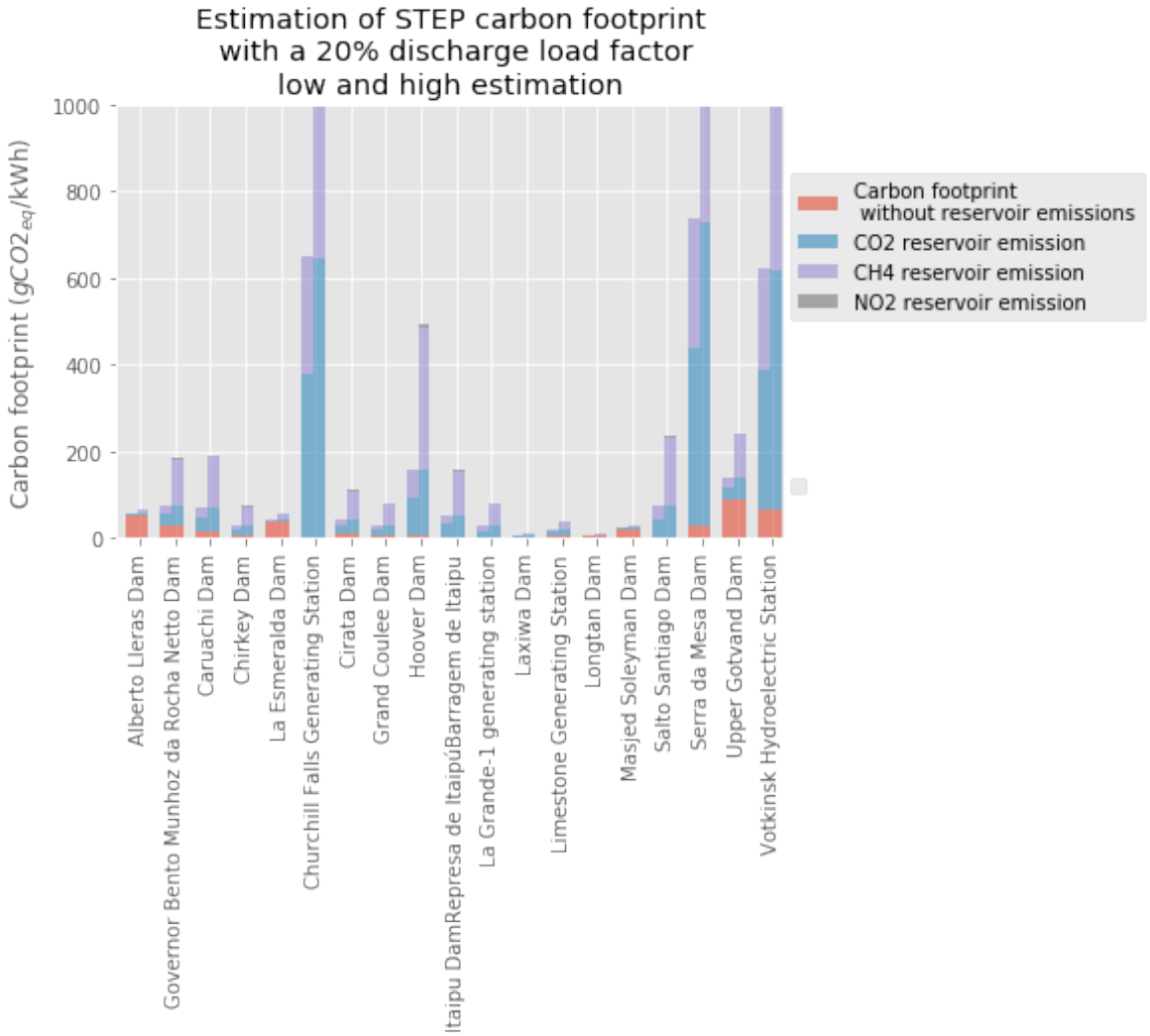


FIGURE 4.6 – Empreinte carbone du stockage par STEP avec une estimation basse et haute des émissions de GES du réservoir

4.3.2 Analyse de sensibilité multicritère

La figure 4.7 représente l'analyse de sensibilité multicritère de l'empreinte environnementale normalisée par la capacité de stockage de la centrale.

En ce qui concerne, les émissions de GES, le niveau d'émissivité en CO_2, CH_4 ainsi que les dimensions du réservoir sont déterminants. En effet, la capacité de stockage de l'installation dépend directement du produit du volume du réservoir et de la hauteur de chute. Cette hauteur de chute, qui était déjà un paramètre important de la performance environnementale d'une installation hydroélectrique, elle le devient encore plus dans le cas d'une installation destinée stocker de l'énergie. Le volume du barrage est, quant à lui, le paramètre déterminant pour l'ensemble des catégories d'impacts, à l'exception de l'usage des terres. Le volume du barrage n'est pas directement lié au volume du réservoir, mais dépend très fortement de la topographie locale. Le niveau de sédimentation est également un paramètre pouvant être important si cette sédimentation implique de recourir à des équipements d'excavations fonctionnant au diesel pour récupérer le volume initial du bassin. En l'absence d'entretien, la capacité du réservoir est vouée à décroître du fait de la sédimentation.

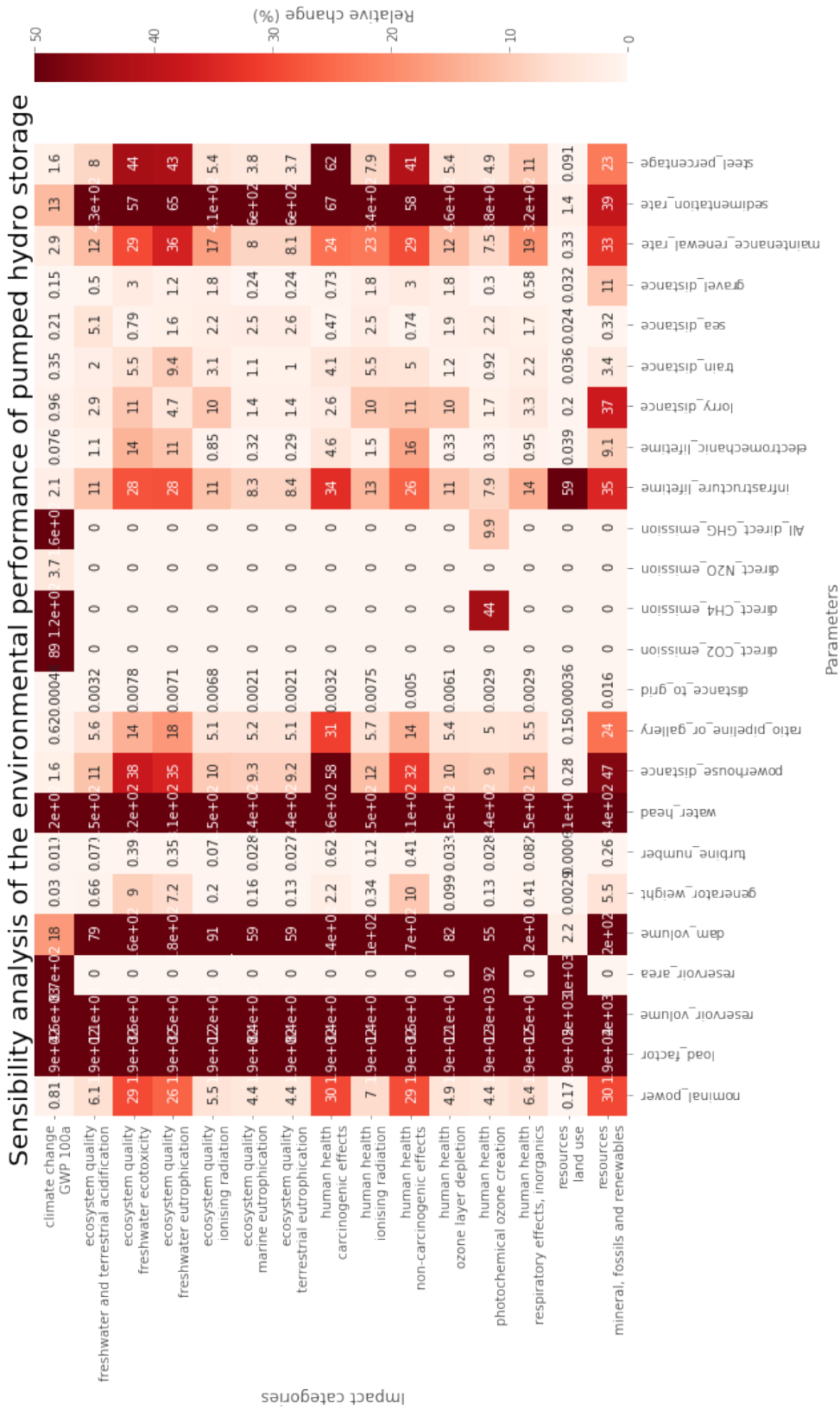


FIGURE 4.7 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par STEP

4.3.3 Le stockage d'énergie par air comprimé

L'énergie peut également être stockée sous forme d'air comprimé. L'énergie électrique est utilisée pour comprimer de l'air. Le gaz comprimé est ensuite stocké dans des cavités souterraines ou des réservoirs en surface. Le gaz est ensuite détendu dans une turbine restituant, en partie, l'énergie qui avait été utilisée pour comprimer le gaz. Il s'agit d'une partie seulement du fait que, lors de la compression, l'air comprimé chauffe. Si cette chaleur n'est pas stockée, elle sera en bonne partie perdue et lors de la détente le gaz sera refroidi et se retrouvera à une température inférieure à celle d'avant sa compression. Cette chaleur perdue conduit à une dégradation significative du rendement du stockage. Ce dernier se situe autour de $25 - 45$ % [45]. Afin d'améliorer ce rendement, il est possible de stocker la chaleur produite lors de la compression et la restituer lors de la décompression. Cela permet d'atteindre des rendements de plus de 70 %. Il est également possible de combiner un tel système à une centrale à gaz et valoriser en partie la chaleur résiduelle produite par la centrale thermique. Cette solution permet, en plus, de mutualiser certains équipements comme c'est le cas à la centrale d'Huntorf en Allemagne.

4.3.3.1 Modélisation des ICV d'une centrale CAES

Si des études relatives à la performance technico-économique de tels systèmes existent, très peu s'intéressent à l'évaluation des impacts environnementaux. Une étude portant sur l'évaluation environnementale de stockage d'énergie par air comprimé adiabatique avancé a été réalisée par Motmans [90] lors d'un stage au PSI et ETH Zurich encadré par Christian Bauer, Dr. Chris Mutel, Dr. Andreas Haselbacher. Les inventaires de cycle de vie réalisé dans le cadre de ce travail ont été réutilisés en paramétrant les éléments suivants :

- la puissance de l'installation,
- l'existence ou non de système de stockage de chaleur permettant d'améliorer le rendement,
- le rendement de la centrale,
- la capacité de stockage d'énergie de la centrale,
- les pressions maximales et minimales du réservoir,
- le type de réservoir : en cavité souterraine ou dans des réservoirs en acier,
- la distance de raccordement au réseau électrique,
- les durées de vie du réservoir, du raccordement au réseau électrique, des turbomachines et du stockage d'énergie thermique.

La puissance de l'installation détermine la masse des turbomachines (compresseur, détendeur, générateur). Les masses considérées sont estimées en proportion du scénario de référence dont ces équipements ont une puissance de 100 MW. Le volume de cavité à creuser est, quant à lui, calculé à partir de :

- la capacité de stockage renseigné,
- du rendement du stockage,
- des pressions minimales et maximales admissibles.

Ce volume est calculé, en considérant que la transformation est quasi-isentropique, à partir des formules suivantes :

$$Volumic_Energy(P) = P \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \left(\left(\frac{P}{P_{atm}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \cdot {}^{1}/_{3.6e6} \tag{4.1}$$

$$Volumic_capacity = (Volumic_Energy(P_{max}) - Volumic_Energy(P_{min})) \cdot \eta \tag{4.2}$$

$$Reservoir_volume = \frac{Energy_storage_capacity}{Volumic_capacity} \tag{4.3}$$

- γ représente l'indice adiabatique dont la valeur est fixée à 1.4 pour l'air,
- P_{atm} la pression atmosphérique,
- P_{max} et P_{min} les pressions maximales et minimales admissibles du réservoir,
- η le rendement du stockage,
- $Energy_storage_capacity$ la capacité de stockage exprimée en kWh,
- $Reservoir_volume$ le volume du réservoir exprimé en m^3.

La possibilité de stocker l'air comprimé dans des réservoirs en surface a également été implémentée sur la base des spécifications de réservoir en acier [79].

4.3.3.2 Évaluation des impacts environnementaux

Afin d'évaluer les impacts environnementaux du stockage d'énergie par air comprimé, une installation de référence est considérée. Cette installation présente les caractéristiques suivantes :

- une puissance de 100 MW,
- une capacité de stockage d'environ 1 MWh (correspondant à environ 170000 m^3 avec une plage de variation admissible entre 40 et 70 bars et un rendement de 72.5 %),
- un système de stockage de chaleur permettant d'atteindre un rendement de 72.5 %,
- un facteur d'utilisation de 20 %.

Le facteur d'utilisation de 20 % correspond à un déstockage d'énergie sur l'équivalent de 1750h/an soit près de 5 heures par jours à pleine puissance. L'évaluation de l'empreinte carbone du stockage d'énergie par une telle installation est présentée sur la figure 4.8. L'empreinte carbone est présentée pour une centrale ayant un réservoir en cavité souterraine, mais également pour une installation qui stockerait l'air comprimé dans des réservoirs en acier ayant une pression maximum admissible de 50 bars et une durée de vie limitée à 50 ans [79]. On remarque que dans le cas d'une installation en cavité souterraine, dont la durée de vie est estimée à 100 ans, l'empreinte carbone par kilowattheure restitué est de seulement quelques grammes de CO_2 par kilowattheure. La durée de vie retenue pour l'estimation est de 25 ans pour les turbomachines, 40 ans pour le réseau électrique et le système de stockage de chaleur.

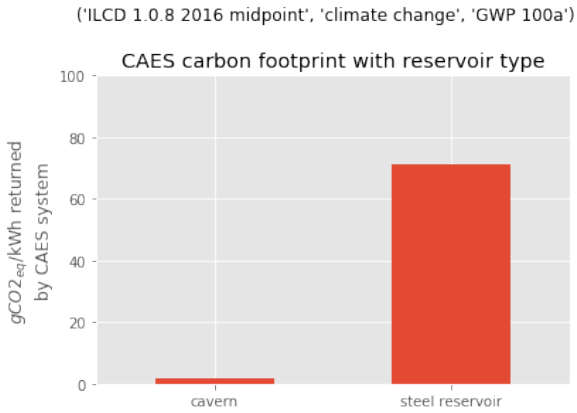


FIGURE 4.8 – Empreinte carbone du stockage d'énergie par air comprimé

4.3.3.3 Analyse de sensibilité multicritère

La figure 4.9 représente l'analyse de sensibilité aux différents paramètres. On remarque que les paramètres les plus déterminants sont :

- le type de réservoir (en caverne ou dans des réservoirs en acier) comme l'illustre déjà la figure 4.8,
- le taux d'utilisation du système de stockage,
- la capacité de stockage ainsi que l'existence d'un système de stockage de chaleur.

Si le système de stockage de chaleur augmente l'impact du système de stockage par unité d'énergie restitué, il améliore aussi le rendement du stockage. Ce faisant, il permet de réduire les pertes d'énergie lors du stockage et donc de limiter les impacts provenant de cette énergie perdue. En supposant que de l'énergie éolienne ayant une empreinte carbone de 15 gCO_2eq/kWh est stockée par un tel système, pour restituer un kWh, il faudra en consommer près de 2 kWh avec un rendement de 50 % (rendement typique sans stockage de chaleur) et 1.4 kWh avec un rendement de 72.5 % (rendement avec stockage de chaleur). Cela correspond respectivement à 30 et 21 gCO_2eq/kWh pour l'énergie entrante dans le système de stockage auquel il faut ajouter environ 2 gCO_2eq/kWh pour le système de stockage en tant que tel. La principale source d'augmentation de l'impact est, dans ce cas, les pertes ayant lieu lors du cycle de stockage. La priorité est alors d'augmenter le rendement du système, quitte à augmenter l'impact du système de stockage, tant que le bilan global est positif. La recherche d'une efficacité maximale sera d'autant plus importante que l'énergie entrante dans le système de stockage aura des impacts environnementaux élevés.

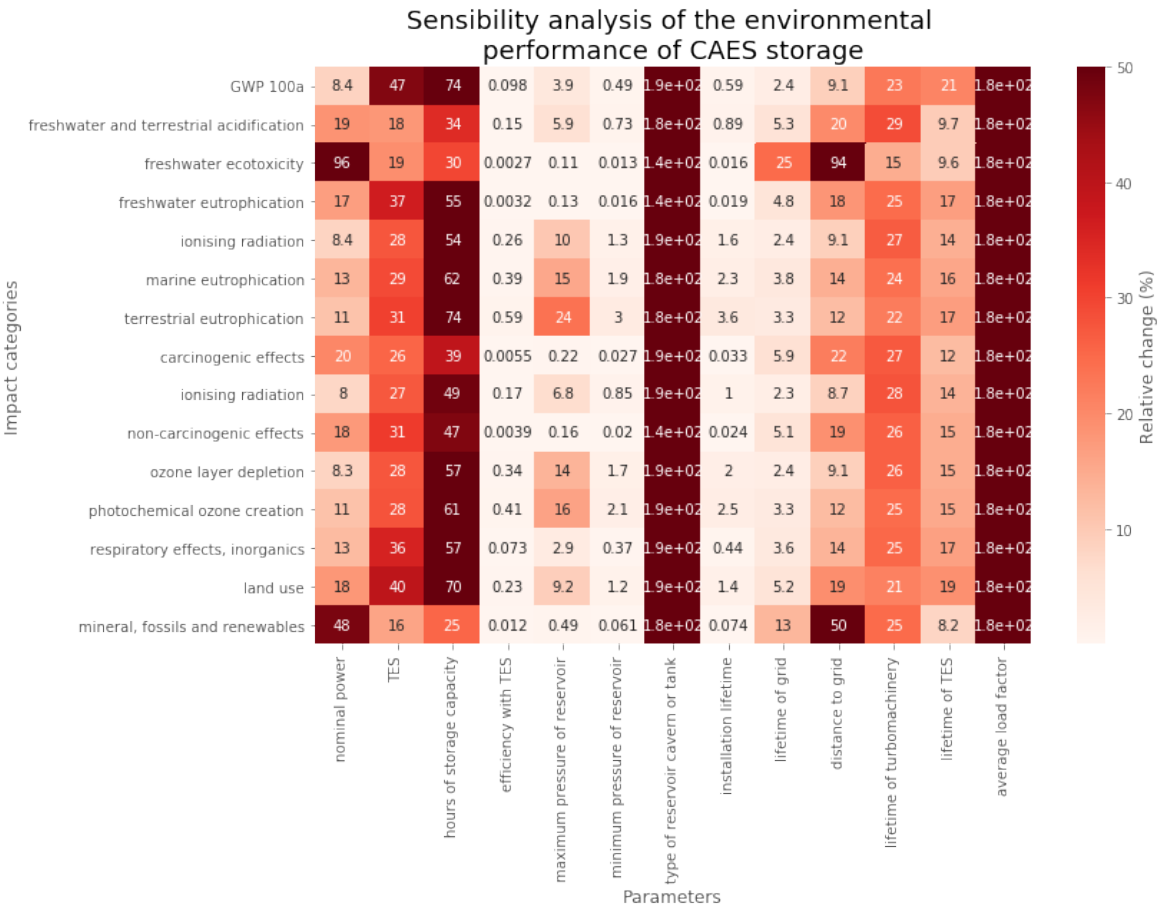


FIGURE 4.9 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par air comprimé

4.4 Le stockage d'énergie sous forme d'énergie électrochimique

L'énergie électrique peut également être stockée dans des batteries électrochimiques. Cette solution de stockage a notamment été utilisée pour des applications mobiles : électronique et véhicule. La première voiture à avoir passé la barre des 100 km/h, baptisée la « jamais contente », était un véhicule électrique doté de batteries au Plomb [4]. Les premiers véhicules électriques étaient équipés de piles au zinc non rechargeables. Aujourd'hui, la majorité des véhicules électriques (non alimentés par caténaire) sont équipés de batteries lithium-ion qui ont la capacité de stockage par unité de masse la plus élevée. Il existe cependant un grand nombre de technologies de batteries dont les principales sont :

- les accumulateurs PbA (plomb acide)
- les batteries lithium-ion :
  - NMC (Nickel Manganèse Cobalt),
  - NCA (Nickel Cobalt Aluminium),
  - LFP (Lithium Fer Phosphate),
  - LTO (Lithium Titanate Oxyde),
- VFRB (Vanadium Redox Flow Battery).

Les différents types de batteries et leur spécificité sont présentés en détail sur le site Battery University [1].

4.4.1 Modélisation des ICV de batteries électrochimiques

De nombreuses ACV ont déjà été réalisées sur ces solutions de stockage, mais dans la plupart des cas pour un usage destiné à de la mobilité électrique. Or, le scénario d'usage d'une batterie est un élément déterminant de sa performance environnementale [112]. Dans le cas de batteries alimentant une flotte de bus, ces dernières effectueront des cycles quotidiennement, ce qui ne sera pas nécessairement le cas de batterie destinée à compenser la variabilité de la production d'EnR dont la production est météo-dépendante. Ainsi, les résultats issus de ce type d'étude ne peuvent être directement transposés à la gestion de l'intermittence d'EnR.

Les inventaires publiés en annexe de l'article "Additional Emissions and Cost from Storing Electricity in Stationary Battery Systems" ont été récupérés [112]. Du fait de manque de données pertinentes, la phase de fin de vie des batteries n'a pas été modélisée. Cependant, la prise en compte du recyclage ne devrait que peu modifier les impacts présentés ci-dessous dans la mesure où la version cut-off de la base de données ecoinvent est utilisée. En effet, le recyclage devrait, comme c'est le cas pour le PV, représenter un coût énergétique faible comparativement avec la phase de manufacture. Le recyclage permettra par contre à l'utilisateur des matériaux issus du recyclage de bénéficier d'une batterie aux impacts environnementaux inférieurs. Cela est pris en compte dans l'inventaire des batteries au plomb dont une part estimée à 60 % du plomb utilisé provient du recyclage.

Ces données comprennent également un inventaire de cycle de vie de batteries Plomb-Acide. L'inventaire est représentatif de batterie plomb étanche. Ces batteries ont des durées de vie faibles notamment du fait que l'électrolyte finit par s'échapper de la batterie. Des batteries dites ouvertes existent et sont plus adaptées à des usages stationnaires avec une durée de vie

bien plus importante. Les composants de ces batteries étant quasiment identiques, l'inventaire de la batterie plomb étanche sera utilisé pour modéliser les batteries plomb ouvertes qui sont principalement utilisées dans le contexte d'électrification de sites isolés.

Enfin, ces données comprennent un inventaire de batterie à circulation au Vanadium (VFRB). Les batteries à circulation présentent l'avantage de stocker l'énergie dans l'électrolyte et non dans les électrodes, ce qui permet de découpler le rapport entre la puissance de transformation de la batterie et sa capacité en augmentant simplement le volume d'électrolyte.

Enfin, des inventaires de batteries li-ion sont également présents avec des inventaires pour les batteries NMC, NCA, LFP et LTO. Étant donné que les batteries lithium-ion connaissent un fort développement et que leur performance évolue rapidement, leur inventaire de cycle de vie a été paramétré. Le modèle développé repose sur les paramètres suivants :

- la capacité spécifique de stockage exprimé en kWh/kg,
- la technologie de batterie : NMC, NCA, LFP, LTO,
- la quantité d'énergie pour la manufacture des batteries,
- la part d'énergie électrique/chaleur utilisée pour la manufacture,
- le mix électrique utilisé pour la manufacture.

4.4.2 Évaluation des impacts environnementaux

La figure 4.10 représente l'empreinte carbone des différentes technologies de batteries. Cette empreinte carbone est présentée, sur les figures de gauche :

- par unité de masse de batterie,
- par capacité de stockage des batteries,
- par unité de puissance de batterie.

L'empreinte carbone, hors impact de l'énergie entrante dans le système de stockage, est présentée, sur les figures de droites, pour les différentes batteries en supposant que les batteries effectuent l'équivalent d'un demi-cycle de charge/décharge par jour, d'un cycle par jour, et de deux cycles par jours. La durée de vie est estimée à partir du minimum entre le nombre de cycles que peut effectuer la batterie et sa durée de vie calendaire.

On remarque que les batteries lithium présentent approximativement le même impact par kilogramme de batterie à l'exception de la batterie LTO qui a un impact plus important. Les batteries NMC, NCA et LFP ont une anode constituée de graphite à la différence de la batterie LTO dont l'anode est en titanate de lithium. La fabrication d'une telle anode présente une empreinte carbone plus élevée.

En s'intéressant à l'impact par unité de capacité de stockage, la batterie LTO a un impact significativement plus important du fait d'une plus faible capacité massique de stockage (environ 80 Wh/kg contre 200 Wh/kg pour les autres technologies). En revanche, cette batterie à une durée de vie environ deux fois plus importante que les autres technologies lithium compensant cet écart. Par ailleurs, cette batterie présente une capacité à absorber d'importants pics de puissance et une capacité à fonctionner sur une plage de température plus importante [1] pouvant la rendre plus intéressante que d'autres technologies. Cependant, les technologies évoluent rapidement ce qui peut changer les conclusions. Par exemple, des travaux récents ont permis d'augmenter spectaculairement la durée de vie de batterie avec des anodes en graphite [64].

L'empreinte carbone par unité de puissance de stockage est de l'ordre de 100 $kgCO_2eq/kW$. À titre de comparaison, un système PV à une empreinte carbone de l'ordre de 1 tCO_2eq/kWc installé. Ainsi, équiper un système PV d'une puissance de stockage correspondant à sa puissance nominale n'augmente pas très fortement l'empreinte carbone de l'énergie produite. Cependant, comme présenté dans le chapitre 5, un tel dimensionnement du stockage ne permet pas de stocker une part importante de l'énergie produite quotidiennement, pour cela il faut une capacité de stockage en énergie supérieure. Ce dimensionnement permet principalement de répondre aux besoins de stockage de puissance, mais pas à ceux d'énergie.

La figure 4.10 montre que, suivant le niveau de sollicitation de la batterie, l'empreinte carbone d'une batterie NMC varie entre 60 gCO_2eq/kWh pour une batterie réalisant une moyenne d'un demi-cycle par jour et 15 gCO_2eq/kWh pour 2 cycles par jour. En effet, une batterie même peu sollicitée n'aura pas nécessairement une durée de vie supérieure à une batterie moyennement sollicitée. La durée de vie annoncée est de l'ordre de 10 000 cycles ou une dizaine d'années. Pour que le nombre de cycles devienne le facteur limitant, il faut effectuer plusieurs cycles par jour. Des batteries servant une flotte de bus ou des véhicules partagés peuvent être cyclées plusieurs fois par jour, mais cela ne sera, a priori, pas le cas de la plupart des batteries associées à un système de production PV ou un seul cycle journalier sera réalisé.

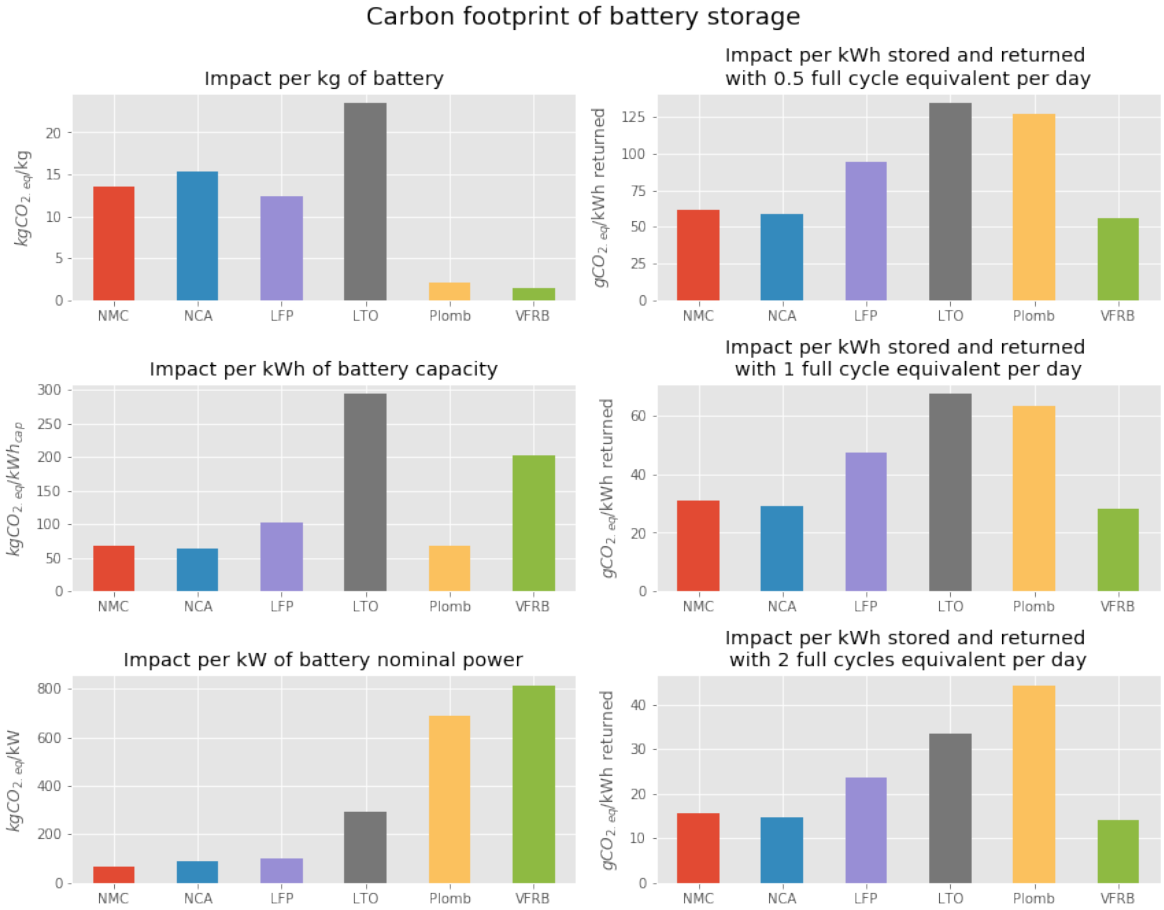


FIGURE 4.10 – Empreinte carbone du stockage d'énergie par batteries électrochimiques

4.4.3 Analyse de sensibilité multicritère

Une analyse de sensibilité a été réalisée vis-à-vis des différents paramètres du modèle des batteries lithium-ion. La matrice de sensibilité obtenue est présentée sur la figure 4.11. On remarque que les paramètres les plus importants que sont "calendric lifetime" et "cycle per day" sont relatifs à la durée de vie de la batterie et sa sollicitation. La quantité d'énergie pour la production d'une batterie, par défaut fixé à 16 kWh/kg de batterie manufacturé, est également un paramètre important. Il est indiqué, dans le modèle GREET 2017 d'ACV de batterie li-ion que cette quantité d'énergie provient à 83 % de gaz alors que l'année précédente indiquait une fraction plus proche de 50 % [39]. L'énergie provenant principalement du gaz, le choix du mix électrique de manufacture a un impact relativement modeste. Le mix électrique deviendra d'autant plus déterminant que la consommation d'énergie sera électrifiée.

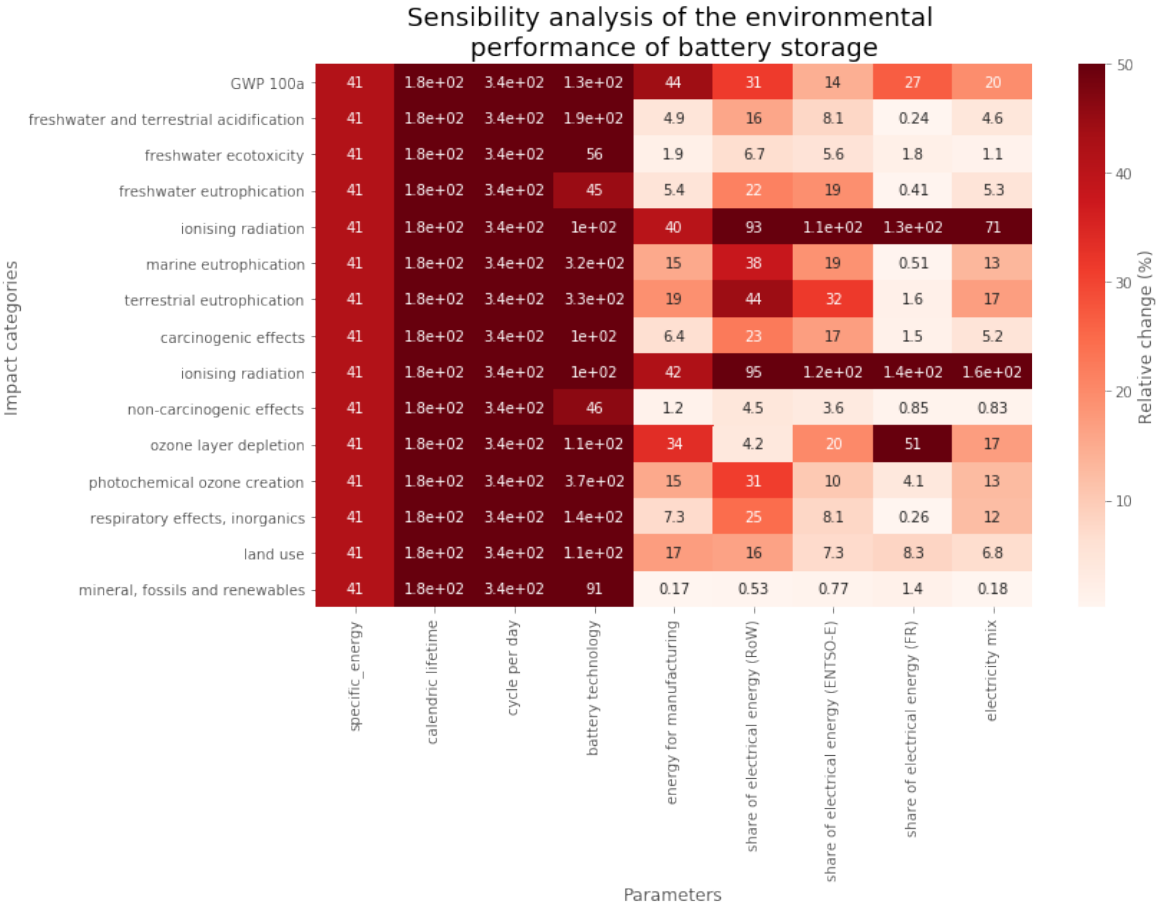


FIGURE 4.11 – Matrice d'analyse de sensibilité multicritère du stockage par batterie lithium-ions

4.5 Comparaison multicritère des impacts environnementaux du stockage d'énergie

La figure 4.12 compare les impacts des différentes solutions de stockage en présentant l'impact par kilowattheure d'énergie restituée. Les impacts sont présentés suivant les 15 catégories d'impacts retenues. Les impacts relatifs à la production d'énergie qui entre dans le système de stockage ne sont, ici, pas considérés.

Les barres correspondent aux valeurs estimées avec les valeurs médianes des plages de variabilité des divers paramètres. Les barres d'erreur correspondent aux écarts typiques avec les estimations les plus favorables et défavorables. Ces cas favorables et défavorables ont été établis en considérant les valeurs limites inférieures et supérieures des plages de variation des paramètres ayant été identifiés comme déterminant lors des analyses de sensibilités précédemment réalisées.

La dispersion est très importante. Elle provient principalement des paramètres relatifs à la durée de vie et à la sollicitation de ces systèmes. Pour une batterie faiblement sollicitée, l'impact par kilowattheure peut-être très élevé, ainsi, l'échelle verticale ne fait pas toujours apparaître les valeurs maximales d'impacts environnementaux. Il en est de même pour la catégorie d'épuisement des ressources où le plomb a un impact considérable comparé aux autres solutions. Il est intéressant de remarquer que, si le plomb est un élément rare, cela n'a pas empêché de produire des milliards de batteries de démarrage qui équipent dès aujourd'hui de l'ordre du milliard de véhicule thermique. En effet, l'indicateur d'épuisement des ressources abiotiques comptabilise les ressources extraites du sous-sol. Bien que plus de la moitié du plomb soit issue du recyclage, une part non négligeable provient encore de matière première non recyclée. En fin de vie, la batterie pourra alimenter cette filière de recyclage.

Concernant l'empreinte carbone du stockage, le CAES et le PHS présentent les meilleures performances du fait de la durée de vie très importante des infrastructures. Cependant, la possibilité de développer de telles installations est restreinte par les contraintes géologiques spécifiques qui sont nécessaires [58]. Si le gaz comprimé est stocké en surface dans des réservoirs en acier, l'empreinte carbone est alors significativement plus élevée comme présenté sur la figure 4.8, mais elle reste raisonnable. Les valeurs ici représentées pour les STEP n'intègrent pas les émissions du réservoir, qui comme discuté précédemment peuvent complètement compromettre son bilan carbone. Viennent ensuite, les solutions de power-to-gas et les batteries VFRB et lithium puis les batteries au plomb. Cependant, la variabilité provient en bonne partie du niveau d'utilisation des solutions de stockage. Une batterie effectuant l'équivalent d'un cycle complet de charge/décharge par jour peut présenter un impact carbone plus faible par kilowattheure restitué qu'un système de P2H faiblement sollicité. Enfin, ces solutions ne permettent pas toujours de répondre aux mêmes besoins de stockage. Par exemple, le P2M et les batteries lithium qui présentent approximativement le même impact additionnel par kilowattheure restitué, mais le premier permet un stockage saisonnier, ce que ne permettent pas les batteries. En revanche, les batteries ont un rendement de stockage bien supérieur avec environ 90 % contre 30 % seulement pour le P2M si le gaz est brûlé dans une centrale cycle combiné gaz ne pratiquant pas la cogénération. Ainsi, le stockage par P2M entraîne des pertes plus importantes que le stockage par batterie. Si l'empreinte carbone de l'énergie perdue est importante, le stockage par batterie deviendra plus bénéfique en termes de limitation des émissions de GES du fait de moindres pertes.

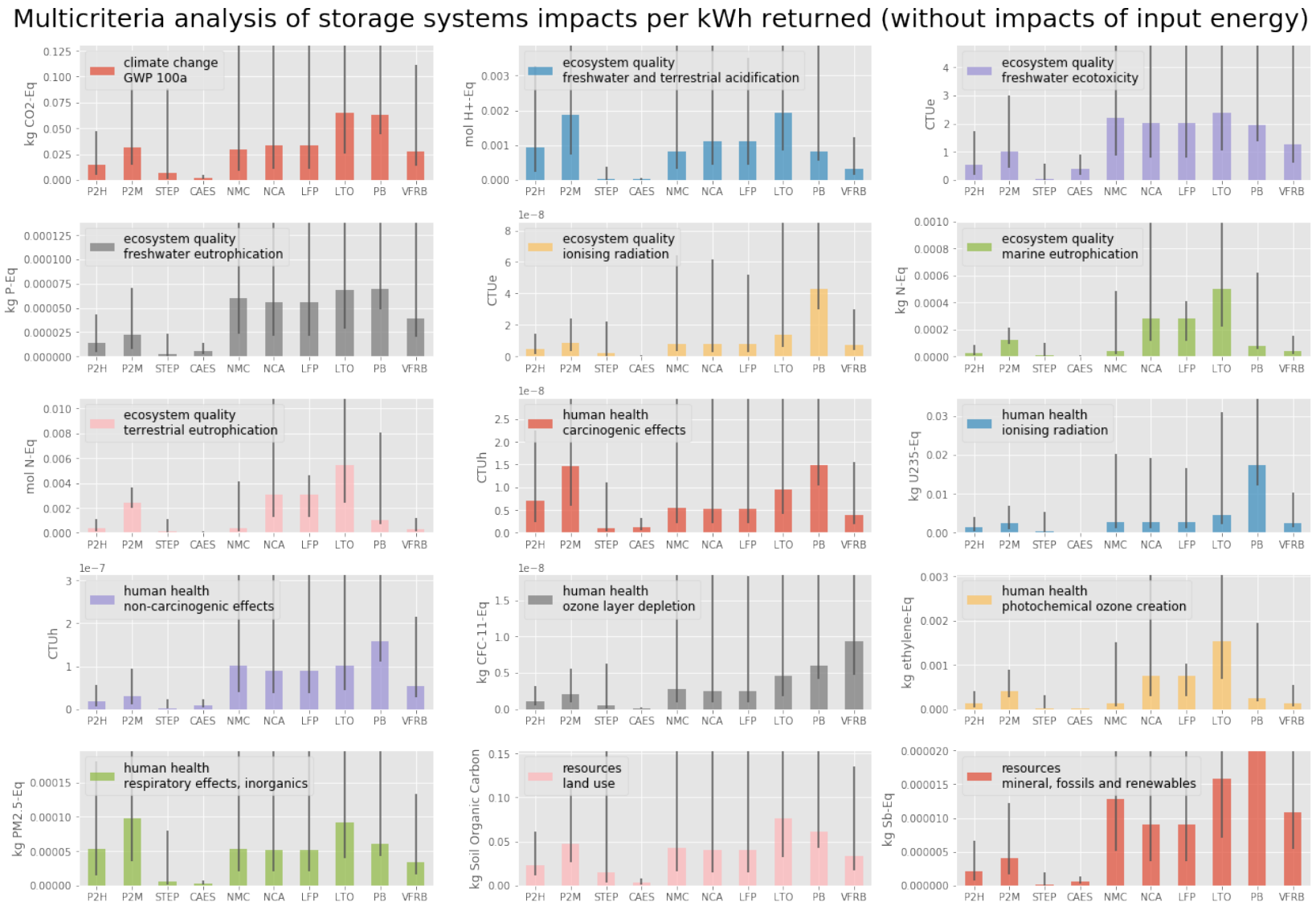


FIGURE 4.12 – Comparaison multicritère de la performance environnementale du stockage d'énergie

4.6 Conclusion du chapitre

Des modèles paramétrés d'ICV ont été réalisés pour le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse : power-to-hydrogen, power-to-methane, sous forme d'énergie mécanique avec les STEP et le CAES ainsi que les batteries électrochimiques. Ces modèles paramétrés permettent de tenir compte des spécificités des installations, ce qui est particulièrement indispensable pour les STEP, mais aussi pour tenir compte des évolutions technologiques à venir avec le développement industriel des filières. En effet, les quantités d'énergie utilisée pour la manufacture, le mix électrique directement utilisé et le poids des composants peuvent être adapté aux évolutions attendues pour évaluer, de manière prospective, les impacts environnementaux.

Le stockage P2G

Le power-to-gas est une solution incontournable pour la réalisation de stockage inter-saisonnier. Son principal inconvénient est son faible rendement. En effet, si des électrolyseurs permettant d'approcher 80 % de rendement pour la transformation de l'énergie électrique en énergie combustible de l'hydrogène sont envisageables, ce gaz doit ensuite être brulé dans des centrales à gaz existantes. Ainsi, il valorise des infrastructures existantes. Cependant, les centrales thermiques ont un rendement limité par les lois de la thermodynamique. Des centrales à cycles combinés permettent, malgré tout, d'atteindre de très bon rendement pour des centrales thermiques. Pour limiter les pertes, on pourrait envisager le recours à une pile à combustible qui présente, potentiellement, un meilleur rendement. Cependant, cela obligerait à investir dans une infrastructure dédiée qui ne fonctionnerait que lorsqu'il n'y pas assez de production d'EnR et que suffisamment d'énergie a pu être stockée auparavant, elle aurait alors un facteur de charge faible qui ne la rendrait pas viable financièrement.

Cette solution présente l'avantage de pouvoir coupler les réseaux de gaz et électrique et pourrait alimenter des usages de mobilité. Cependant, il faut prendre garde à ne pas construire un modèle énergétique dans lequel on transformerait dans le même temps et sur un même réseau électrique du gaz en électricité dans des centrales thermiques et de l'électricité en gaz. Le P2H présente une meilleure performance environnementale que le P2M qui nécessite des infrastructures supplémentaires (réacteur de méthanation et capture du CO_2) et dont le rendement est limité à 74 % par le caractère exothermique de la réaction. Le principal intérêt du P2M par rapport au méthane par rapport au P2H est sa garantie de pouvoir stocker de l'énergie en proportion massive dans des infrastructures existantes. Si l'hydrogène s'avère trop difficile et risqué à stocker sur de longue durée, le P2M le permet, mais au prix d'un rendement dégradé. Une valorisation de la chaleur émise dans des réseaux de chaleur pourrait alors être opportune. L'amélioration de la durée de vie des piles ainsi que l'augmentation de leur puissance à masse équivalente peut sensiblement réduire l'empreinte environnementale de ces solutions.

Les stations de transfert d'énergie par pompage

En ce qui concerne le stockage dans des STEP, elles permettent un stockage avec un bon rendement, typiquement de 80 %, des durées de stockage à pleine puissance de dizaines d'heures voir au-delà dans certains cas avec une empreinte carbone faible en l'absence d'émissions du réservoir. Cependant, les émissions induites par la création de retenues d'eau peuvent compromettre les bénéfices attendus en termes de réduction des émissions de GES suivant les climats et biotopes. Ce point reste à confirmer par une analyse locale et approfondie des mécanismes mis en jeu. Si, pour la production d'énergie hydroélectrique, des installations au fil de l'eau peuvent limiter la surface inondée et la durée de résidence dans le réservoir favorisant ces émissions, la création de ces réservoirs est une condition sine qua non de la capacité de l'installation hydroélectrique à stocker de l'énergie.

Le stockage par air comprimé

Le stockage adiabatique avancé par air comprimé présente également un impact environnemental plus faible que les alternatives. Cela reste vrai tant que l'air comprimé est stocké en cavité souterraine, ce qui représente une importante contrainte au déploiement de cette solution. Le stockage de l'énergie thermique dégagée lors de la compression permet d'atteindre des rendements de l'ordre $70 - 75$ %. En effet, un stockage en surface nécessite une masse d'acier importante pour construire des réservoirs suffisamment résistants à la pression et dont la durée de vie sera, a priori, inférieure à celle d'une cavité souterraine.

Le stockage électrochimique

Concernant le stockage par batterie, il s'agit de la solution présentant le meilleur rendement. Les batteries lithium présentent des rendements de l'ordre de 90 %. Cependant, elle n'offre, à pleine puissance, des durées de charge/décharge que d'au plus quelques heures. Cela en fait une solution adaptée uniquement d'énergie à l'échelle de la journée. Par ailleurs, pour présenter une empreinte environnementale compétitive par unité d'énergie restituée, elles doivent réaliser un nombre de cycles équivalent important au long de leur vie. Produire une batterie qui sera peu sollicitée ou beaucoup sollicitée aura le même impact, mais ne reviendra pas au même impact par kilowattheure restitué. Au vu des caractéristiques annoncées des batteries, c'est la durée de vie calendaire qui apparait comme limitante pour une batterie réalisant au plus un cycle plein par jour. La conclusion sera différente si la faible sollicitation d'un moyen de stockage permet d'en allonger sa durée de vie.

Des batteries à circulation au vanadium présentent également un impact équivalent aux batteries lithium. Elles présentent l'avantage de pouvoir découpler la puissance absorbée ou délivrée de la capacité de stockage en énergie qui est proportionnelle à la quantité d'électrolyte contenu dans la batterie. En revanche, le rendement de ces batteries est inférieur aux batteries lithium-ion. L'analyse de sensibilité du modèle paramétré des batteries lithium montre que des gains non négligeables peuvent être obtenus à l'avenir en augmentant la capacité de stockage par unité de masse de la batterie et par la réduction de la consommation d'énergie utilisée pour leur manufacture, et dans une moindre mesure par l'utilisation d'un mix électrique moins carboné. Cependant, pour apporter des bénéfices environnementaux, ces évolutions ne doivent pas se faire au détriment de la durée de vie des batteries.

Conclusions générales sur l'empreinte environnementale du stockage d'énergie

D'une manière générale, l'évaluation de l'impact occasionné par la production et l'opération des solutions de stockages montrent une très forte dépendance à leur niveau de sollicitation et la durée de vie des composants mis en jeu. En effet, les systèmes de stockages sont quasiment à coût environnemental fixe. Plus ils seront sollicités, plus une quantité d'énergie importante sera transformée sur la vie des systèmes et plus les impacts par unité d'énergie transformée seront réduits. Cependant, dans l'optique d'une utilisation destinée à compenser la variabilité de la production EnR, il existe une incompatibilité entre un fonctionnement avec un facteur de charge très élevée et l'utilisation d'énergie produite de manière intermittente.

Par ailleurs, les émissions de CO_2 induites par la production et l'opération du stockage sont de l'ordre de la dizaine à quelques dizaines de grammes de CO_2 équivalent par kWh. Ces empreintes carbone sont du même ordre de grandeur que l'empreinte carbone de la production d'EnR. L'énergie qui sera perdue du fait du rendement imparfait du stockage aura un impact du même ordre de grandeur que l'impact provenant de la production et de l'opération du système de stockage étudié dans ce chapitre. Les impacts environnementaux induits par les pertes d'énergies seront alors d'autant plus important que le rendement sera faible et que l'énergie entrante dans le système de stockage aura d'impacts environnementaux.

Afin de pouvoir évaluer plus précisément les impacts environnementaux induits par la considération du stockage, il devient nécessaire d'intégrer ce moyen de stockage à un scénario de production et de consommation d'énergie.

Chapitre 5

ACV d'EnR en autoconsommation

Sommaire

5.1 Introduction du chapitre 110
5.2 Énergie éolienne couplée à du stockage P2G 111
5.2.1 Méthode d'évaluation des impacts environnementaux 111
5.2.1.1 Impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie 111
5.2.1.2 Évaluation des besoins de stockage et de son utilisation . . 111
5.2.2 Évaluation des impacts environnementaux 117
5.2.2.1 Scénario power-to-methane 117
5.2.2.2 Scénario power-to-hydrogen 118
5.2.2.3 Analyses de sensibilité 120
5.3 Énergie PV couplée à du stockage électrochimique 124
5.3.1 Méthode d'évaluation des impacts environnementaux 124
5.3.1.1 Impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie 124
5.3.1.2 Évaluation des besoins de stockage et de son utilisation . . 125
5.3.1.3 Évaluation des impacts environnementaux 132
5.3.1.4 Analyses de sensibilité 137
5.4 Conclusion du chapitre 144

5.1 Introduction du chapitre

Ce chapitre met à profit les modèles paramétrés d'ICV développés dans les chapitres 3 et 4 afin d'évaluer l'empreinte environnementale d'énergies renouvelables dans un contexte d'autoconsommation. Les systèmes de production et de stockage d'énergie sont couplés de sorte à délivrer l'énergie produite suivant un profil de consommation spécifique et ainsi assurer l'adéquation temporelle entre la production et la consommation.

Deux cas d'études théoriques, qui mettent en jeu du stockage sur différentes échelles de temps, ont été retenus et sont présentés dans ce chapitre :

- le premier cas d'étude s'intéresse à la performance environnementale d'énergie éolienne produite au fil du vent qui est combinée avec un stockage sous forme de gaz de synthèse afin de délivrer l'énergie suivant un profil correspondant à celui de la consommation,
- le second cas d'étude s'intéresse à l'autoconsommation d'énergie PV produite au fil du soleil qui est combinée avec des batteries électrochimiques afin de couvrir une part croissante de la consommation d'un bâtiment.

Ces scénarios d'autoconsommation sont hypothétiques et simplifiés, mais ils constituent des cas d'étude théoriques à partir desquels il est possible de tirer des observations et enseignements généralisables sur les impacts induits par la considération de la contrainte d'adéquation production-consommation dans l'évaluation des impacts environnementaux par ACV. Ces scénarios, dont les hypothèses sont discutables et discutées, correspondent à des scénarios extrêmes, que l'on pourrait également qualifier d'asymptotiques dans la mesure où la production d'EnR doit complètement s'ajuster à la demande. Ainsi, ces scénarios d'autoconsommation ne mettent à profit :

- ni le foisonnement spatial de la production d'EnR,
- ni la complémentarité entre les différentes sources d'énergies renouvelables éolienne, solaire et hydroélectrique,
- ni l'asservissement possible d'une partie de la consommation ou l'évolution du profil de consommation avec un système d'incitation tarifaire comme ce fût le cas, en France, avec l'instauration d'un système d'heure pleine/heure creuse.

En ignorant ces aspects, on obtient une estimation majorée des impacts environnementaux. Cette estimation haute est atteinte dans le cas extrême où une énergie renouvelable donnée et produite à un endroit donné doit s'adapter intégralement à la consommation. En réalité, le foisonnement, la complémentarité et l'asservissement d'une partie de la consommation permettent de réduire les besoins de stockage et donc les impacts environnementaux qu'il entraîne.

Enfin, pour chacun des cas d'études, des analyses de sensibilité aux principaux paramètres sont réalisées.

5.2 Énergie éolienne couplée à du stockage P2G

Dans le cas d'étude ici considéré, l'objectif est de délivrer, tout au long de l'année, l'énergie éolienne produite au fil du vent suivant un profil correspondant au profil de consommation. Pour cela, un système de P2G permet de transformer l'électricité en gaz de synthèse lorsque la production d'énergie éolienne excède la consommation, et ce gaz sera transformé en électricité lorsque la production éolienne est insuffisante pour couvrir intégralement la consommation.

Ce système est envisagé au Danemark, pays où la production éolienne couvre, sur l'année, près de la moitié de la consommation en électricité du pays [47]. Pour atteindre un tel taux de pénétration d'énergie éolienne dont la production est météo-dépendante, le pays tire notamment profit d'interconnexion avec la Suède, pays richement doté en installations hydroélectriques dont la production amplement modulable permet d'assurer l'équilibre instantané entre production et consommation. Cependant, ces capacités ne sont pas illimitées et d'autres solutions complémentaires sont à l'étude. Parmi elles, on retrouve le stockage des surplus de production d'énergie intermittente sous forme de gaz de synthèse. Un démonstrateur a été construit dans le cadre du projet Biocat.

5.2.1 Méthode d'évaluation des impacts environnementaux

Afin d'évaluer la performance environnementale d'énergie éolienne combinée à du stockage P2G, il faut, dans un premier temps, évaluer les impacts environnementaux à la fois des systèmes de production d'énergie et des systèmes de stockages d'énergie. Dans un second temps, il est nécessaire d'évaluer les besoins de stockage ainsi que son niveau de sollicitation.

5.2.1.1 Impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie

Les impacts environnementaux de l'éolienne et des composants du système de P2G sont estimés à partir des modèles paramétrés présentés respectivement dans les sections 3.2 et 4.2.

L'analyse de la performance environnementale d'énergie éolienne a montré qu'elle est principalement déterminée par la puissance de la turbine, la taille de son rotor et surtout son facteur de charge et sa durée de vie. Le facteur de charge est dépendant des vents auxquels l'éolienne est exposée, mais aussi de la dimension du rotor.

L'analyse de la performance environnementale du P2G a montré qu'elle est principalement déterminée par son taux d'utilisation, suivi de la durée de vie des composants, notamment des piles puis de leur intensité matière (puissance de transformation par unité de masse).

5.2.1.2 Évaluation des besoins de stockage et de son utilisation

Les besoins de stockage et son taux d'utilisation sont estimés à partir de la comparaison des séries temporelles de production et de consommation. La démarche correspondante est représentée sur la figure 5.1.

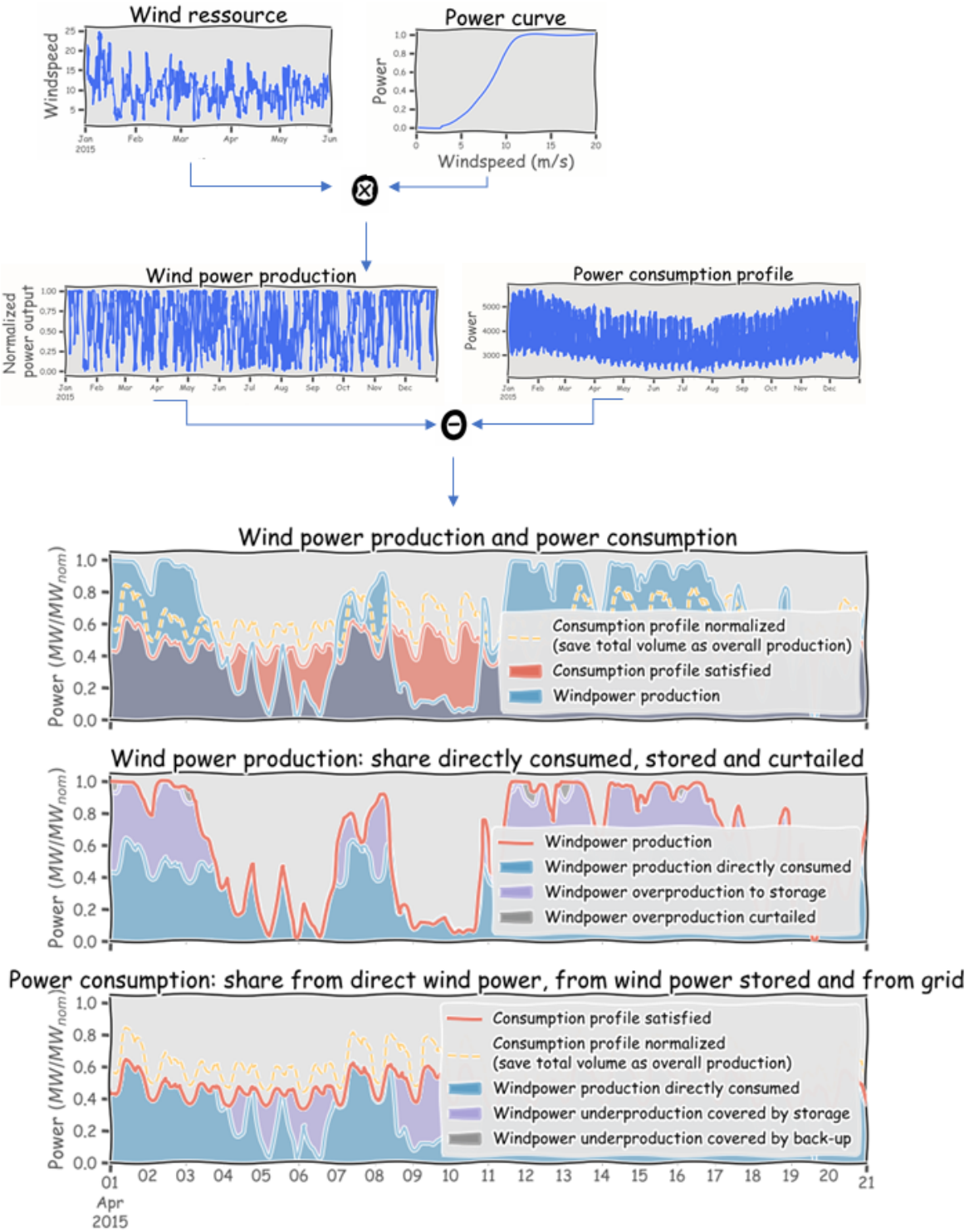


FIGURE 5.1 – Méthode d'évaluation des besoins de stockage et de son utilisation

La démarche commence par générer une série temporelle de production d'énergie à partir de données de vent et de la courbe de puissance de l'éolienne. Cette série temporelle est ensuite comparée à la consommation, ce qui permet d'évaluer les besoins de stockage et son niveau d'utilisation.

Modélisation des séries temporelles de production éolienne

Comme illustré sur la figure 5.1, la modélisation de la série temporelle de production d'énergie éolienne repose sur des données de vents ainsi qu'une courbe de puissance.

Des séries temporelles de vitesse de vent sont nécessaires. Ces séries temporelles de vent peuvent provenir de mesure in situ. Cependant, des séries temporelles longues sont nécessaires. Des données de réanalyse météorologique peuvent être utilisées. Dans notre cas, les données de vent MERRA-2 ont été téléchargées depuis la plateforme Renewables Ninja. Les données de vent issues d'un modèle de réanalyse étant connues pour souffrir de biais spatiaux [118], il est nécessaire de les valider ou de les corriger à partir de mesure de vent sur site ou à minima de mesure de production. Cette série temporelle de vent est ensuite convoluée à la courbe de puissance d'une éolienne ou d'un parc d'éoliennes.

La courbe de puissance détermine la puissance produite en fonction de la vitesse de vent. Des courbes de puissances fournies par les fabricants peuvent être utilisées ou bien être estimées à partir des dimensions de la turbine. Dans le cadre du travail sur l'évaluation de la performance environnementale de la flotte éolienne danoise, un générateur de courbe de puissance a été développé. La courbe de puissance peut ainsi être estimée à partir de la puissance de la turbine, de la dimension du rotor et de la turbulence du site ainsi que d'autres paramètres secondaires. Ce modèle est présenté en détail dans une publication scientifique dont la version "pre-print" est accessible sur le site arxiv.org. En réalité, les turbines sont souvent regroupées en fermes et interfèrent entre elles, leur fonctionnement est alors moins efficace que considéré isolément. Pour tenir compte de cet aspect, le coefficient de puissance, communément appelé C_p a été dégradé en accord avec les pratiques de la littérature [21].

La convolution des séries temporelles de vitesse de vent par la courbe de puissance permet d'obtenir une série temporelle de production d'électricité éolienne. Cette série temporelle est ensuite comparée à une série temporelle de consommation afin d'estimer les besoins de stockage.

Modélisation de la série temporelle de consommation d'électricité

La série temporelle de consommation peut être modélisée comme présentée dans la section 6.3 ou plus simplement provenir d'un profil de consommation historique.

Le profil de consommation historique danois est ici utilisé [47].

Méthode d'évaluation des besoins de stockage et son utilisation

La figure 5.2 montre les éléments nécessaires à l'estimation des besoins de stockage.

- La courbe bleue tracée sur la figure 5.2A présente la production d'énergie éolienne.
- Dans un premier temps, la série temporelle de consommation est normalisée de sorte que le volume d'énergie consommée sur l'année soit équivalent à celui produit par l'éolienne.
- Cette série temporelle de consommation est représentée en pointillés orange sur la figure 5.2. La production éolienne serait en mesure de répondre à ce niveau de consommation si le rendement ne présentait aucune perte.
- Or, le stockage induit des pertes relativement importantes dans le cas du P2G. Ainsi, une unité d'énergie éolienne produite au fil du vent ne permet de couvrir qu'une fraction plus faible de la consommation suivant le profil souhaité.
- Cette fraction dépendra du rendement du stockage et de la part d'énergie devant être stockée. Elle est calculée par itération dichotomique en utilisant un facteur multiplicatif de sorte que le volume d'énergie entrant dans le système de stockage multiplié par le rendement soit égal à l'énergie sortant du système de stockage.
- Si l'intégralité de l'énergie peut être stockée, l'aire de la courbe bleue excédant la courbe rouge sur la figure 5.2A, qui représente l'énergie à stocker, correspond, au rendement près, à l'aire de la courbe rouge excédant la courbe bleue qui représente l'énergie à déstocker.
- Suivant le ratio entre la puissance de stockage installée et la puissance de production éolienne installée, il est possible que, par moments, la surproduction excède les capacités de stockage en termes de puissance absorbable. Un paramètre a été introduit afin de considérer l'effet d'écrêter une part de la production éolienne.

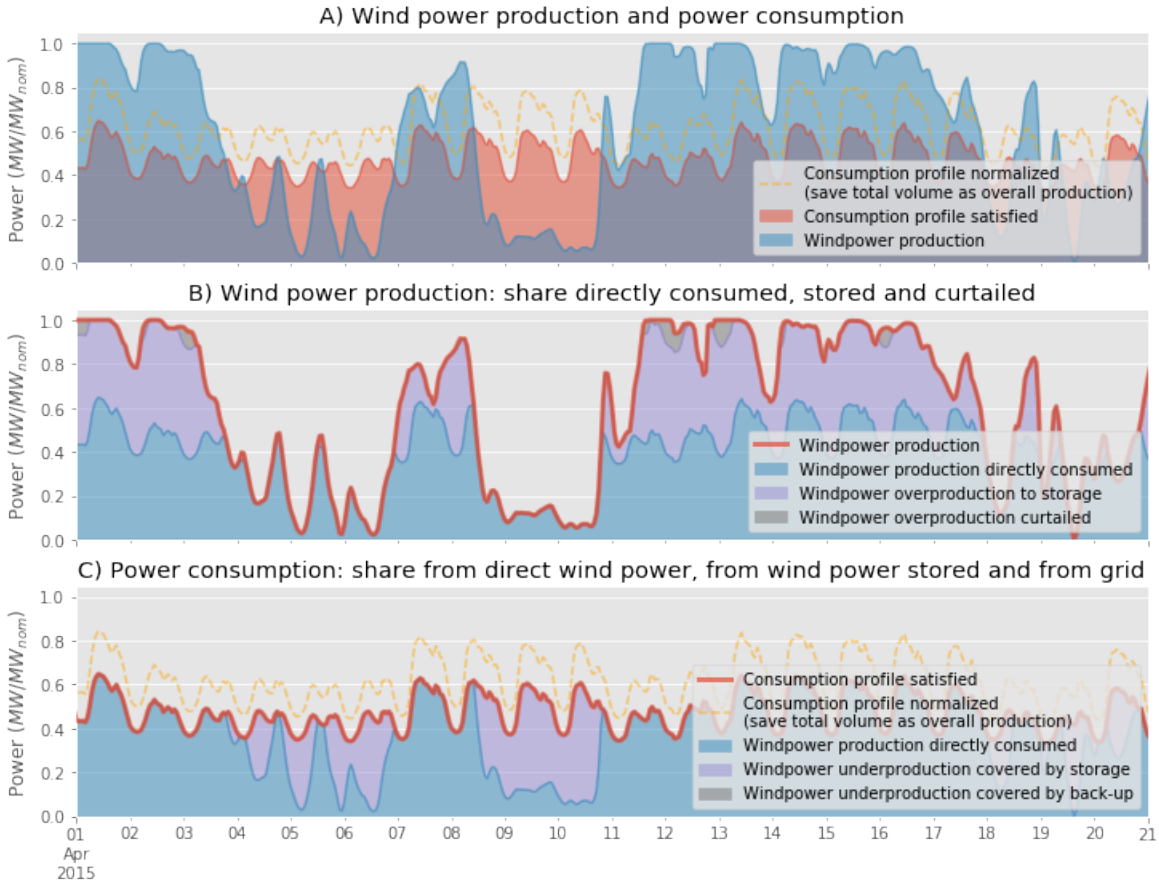


FIGURE 5.2 – Séries temporelles de production, consommation et autoconsommation d'énergie

La figure 5.3 représente l'histogramme de la différence entre production et consommation. On remarque sur cette figure qu'il est très rare que la puissance à stocker excède 60 % de la puissance éolienne installée. Ainsi, il apparait inutile d'installer autant de puissance de stockage que de production. Ainsi, en installant 0.5 MW de capacité de stockage par MW éolien, on est en mesure d'absorber l'intégralité du surplus de production 83 % du temps et une partie de la puissance seulement les 17 % restant, mais cela conduit à écrêter moins de 2 % de l'énergie annuellement produite par la turbine. L'énergie perdue lors de ce possible écrêtage est prise en compte dans l'estimation de la fraction d'énergie qui peut être couverte. À l'inverse, un paramètre a été introduit pour envisager qu'une partie de l'énergie produite puisse provenir d'un back-up.



FIGURE 5.3 – Statistique de sous et surproduction d'énergie éolienne

Une fois le niveau de consommation pouvant être couvert par la production éolienne déterminé en déduisant les pertes, on peut évaluer à chaque heure de l'année, comme représentée sur la figure 5.2B :

- la production éolienne totale,
- la part d'énergie éolienne directement consommée,
- la part d'énergie éolienne entrant dans le système de stockage,
- la part d'énergie éolienne écrêtée.

La figure 5.2C représente en pointillée la consommation qui serait couverte en l'absence de perte, la consommation pouvant être effectivement couverte, et la part provenant d'énergie éolienne directement consommée, provenant du déstockage ou d'un éventuel back-up. La figure 5.4 montre ces mêmes informations à l'échelle mensuelle. On y observe que, tous les mois, de l'énergie est stockée et déstockée, mais aussi qu'une part importante de l'énergie stockée sera perdue sous forme de chaleur lors de l'électrolyse, de la méthanation et surtout lors de la combustion dans une centrale à gaz pour produire à nouveau de l'électricité.

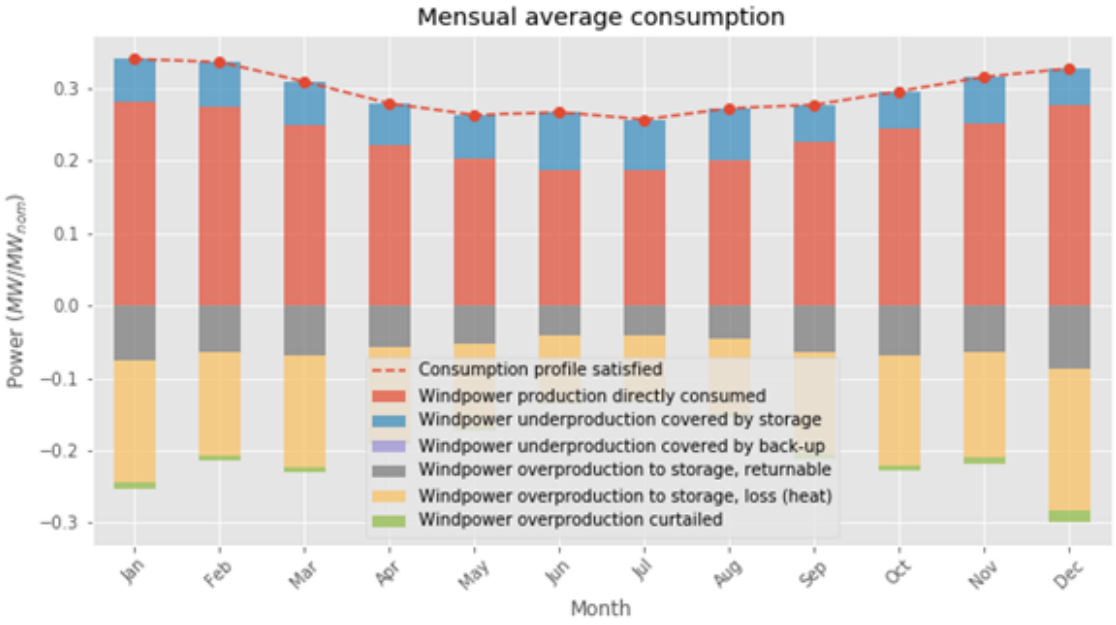


FIGURE 5.4 – Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations

5.2.2 Évaluation des impacts environnementaux

Les impacts environnementaux sont présentés pour un premier scénario où l'énergie est stockée sous forme de méthane de synthèse, puis pour un second scénario où l'énergie est stockée sous forme d'hydrogène sans aller jusqu'à l'étape de méthanisation.

Enfin, des analyses de sensibilité sont réalisées par rapport aux dimensions des éoliennes et aux paramètres de dimensionnement du stockage.

5.2.2.1 Scénario power-to-methane

La figure 5.5A représente l'évaluation de l'empreinte carbone de l'énergie fournie par le système éolien combiné à du stockage sous forme de méthane de synthèse. On obtient une empreinte carbone de respectivement 30 et 20 gCO_2eq/kWh pour des éoliennes onshore et offshore. En ignorant la contrainte d'adéquation production-consommation, ce qui est justifié pour de faibles taux d'intégration, l'empreinte carbone est de 15 et 10 gCO_2eq/kWh comme représentée par la figure 5.5B. Cette augmentation provient des impacts additionnels occasionnés par la fabrication d'un électrolyseur, et dans une moindre mesure par le réacteur de méthanation et son opération nécessitant de capturer du CO_2, mais aussi des pertes de stockage. En effet, la figure 5.5C montre que l'impact par unité de puissance installée est significativement supérieur à la turbine éolienne seule, mais cet écart seul ne justifie par l'écart de performance constaté entre les figures 5.5A et 5.5B. La figure 5.5D, qui représente la répartition de la production éolienne, montre qu'environ la moitié de la production est directement consommée et l'autre moitié passe par le système de stockage. Sur cette moitié entrant dans le système de stockage, environ 70 % sont perdus sous forme de chaleur aux diverses étapes et 30 % de l'énergie sera restituée sous forme d'énergie électrique lors de périodes faiblement ventées. Une part importante de l'énergie étant perdue sous forme de chaleur, l'impact par unité d'énergie en sortie du système sera plus

élevé que dans le cas où l'intégralité de la production peut être valorisée.

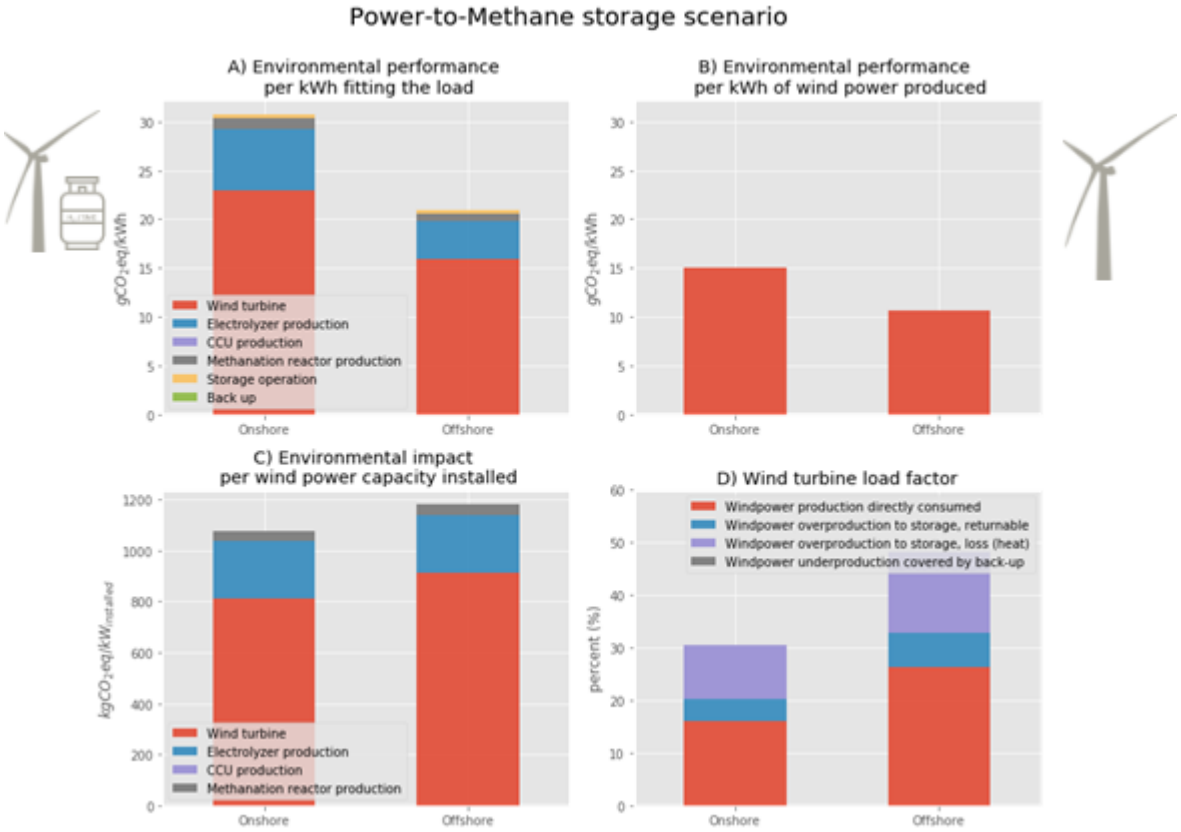


FIGURE 5.5 – Empreinte carbone de l'énergie éolienne couplée à du stockage power-to-methane

Ainsi, l'empreinte carbone du système éolien couplé à du stockage P2M délivrant l'énergie suivant le profil de consommation est proche du double de l'évaluation réalisée en ignorant les besoins de stockage. L'augmentation de l'impact provient des systèmes supplémentaires à fabriquer et des pertes induites par le stockage. L'impact reste malgré tout très inférieur à l'empreinte carbone d'une centrale alimentée en combustible fossile.

Afin de limiter les importantes pertes d'énergie intervenant lors des différentes étapes de transformation, une option peut être de se limiter à la production et au stockage d'hydrogène sans aller jusqu'à l'étape de méthanation. Dans le cas d'un stockage sous forme de méthane, option envisagée dans le cadre du projet Biocat, il apparait nécessaire de valoriser, via un réseau de chaleur, l'énergie thermique émise lors de l'électrolyse, de la réaction exothermique de méthanation et la combustion du gaz dans une centrale thermique. En effet, l'énergie étant une grandeur conservative, l'énergie ne peut se perdre, ni même se produire, mais ne fait que se transformer sous des formes plus ou moins valorisables.

5.2.2.2 Scénario power-to-hydrogen

La figure 5.6 présente les résultats sous la même forme que la figure 5.5 dans le cas d'un stockage sous forme d'hydrogène et non plus de méthane de synthèse. En limitant les transformations à l'hydrogène sans aller jusqu'au méthane, on évite les impacts liés à la production d'un réacteur de méthanation, à la capture de CO_2 nécessaire à la méthanation.

En évitant des étapes supplémentaires de transformation, on améliore également le rendement global du stockage. Ainsi, l'empreinte carbone estimée est d'un peu moins de 20 gCO_2eq/kWh pour l'éolien offshore et d'un peu plus de 25 gCO_2eq/kWh pour des turbines terrestres. Cependant, la réalisation de ce scénario est conditionnée à la faisabilité d'un stockage massif d'hydrogène sur de longues durées qui n'est pas nécessairement aisée du fait de la volatilité de cette molécule.

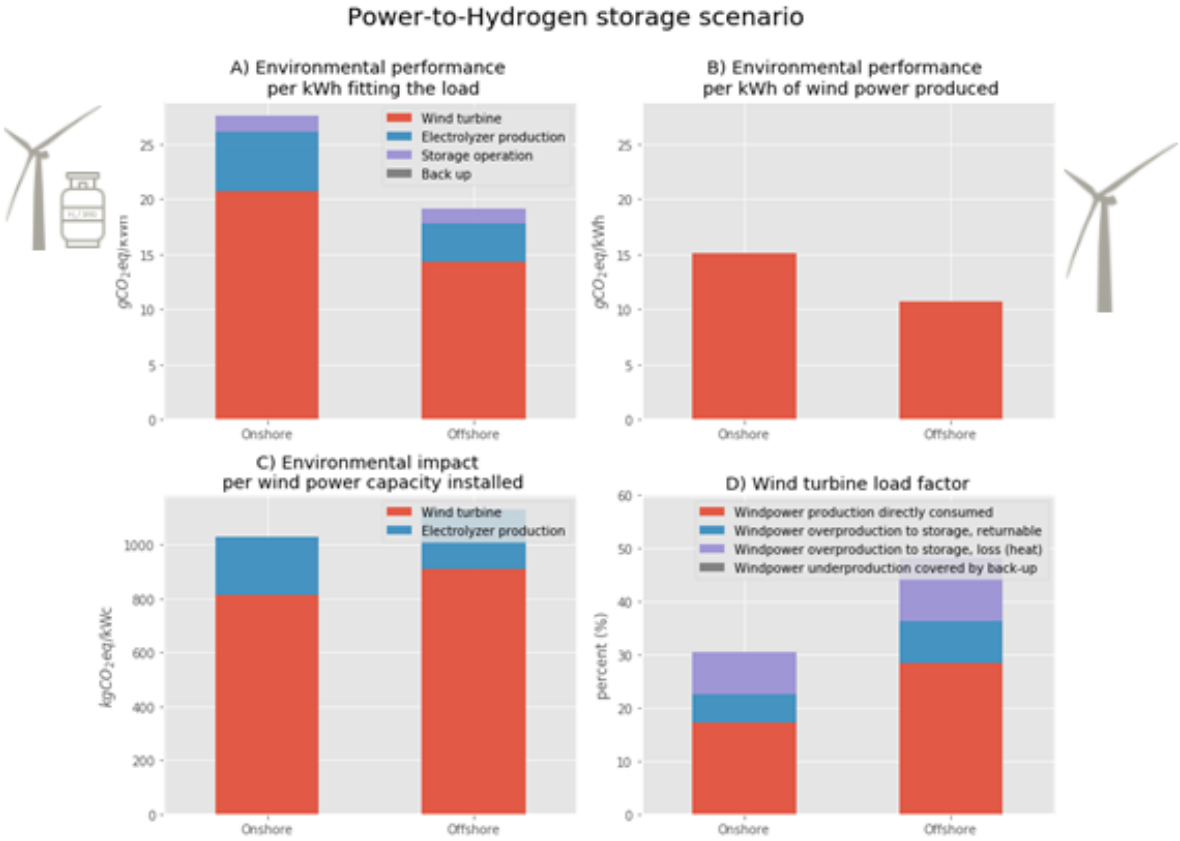


FIGURE 5.6 – Empreinte carbone de l'énergie éolienne couplée à du stockage power-to-hydrogen

5.2.2.3 Analyses de sensibilité

Cette sous-section présente des analyses de sensibilité à la dimension du rotor des éoliennes, qui avait été identifiée comme un paramètre important de la performance environnementale de l'énergie éolienne, ainsi qu'aux paramètres de dimensionnement du stockage.

À la dimension du rotor des éoliennes

Les travaux sur l'évaluation environnementale de la flotte éolienne danoise avaient mis en lumière une réduction de l'impact par kilowattheure généré avec l'augmentation de la taille des rotors. À puissance équivalente, les turbines modernes ont tendance à avoir des rotors plus grands. Augmenter la taille du rotor conduit à augmenter l'impact relatif à la production de la turbine : le mât et les fondations sont plus imposants afin de supporter les efforts mécaniques supérieurs. Dans le même temps, augmenter la surface du rotor conduit, à puissance de turbine équivalente, à augmenter le facteur de charge des éoliennes. En effet, un rotor plus grand permet de capter un flux d'énergie incident supérieur et de produire de l'électricité à des vitesses de vent plus faibles que les éoliennes équipées de rotors plus petits. Les travaux portant sur la flotte éolienne danoise ont montré que l'augmentation de l'impact de la turbine était plus que compensé par l'augmentation du facteur de charge. Cela conduit finalement à une réduction de l'impact par kWh.

Si augmenter la taille du rotor permet d'augmenter le facteur de charge, cela a aussi pour effet de réduire les besoins de stockage et lorsqu'on en tient compte le bénéfice des rotors « surtoilés » est accru comme le présente la figure 5.7. On observe sur la figure 5.7A l'empreinte carbone par unité de puissance installée en fonction du diamètre de la turbine. Une turbine en mer de puissance nominale typique de 3.6 MW, installée dans un parc de 50 turbines, à 10 km de la côte, avec une profondeur de 10 m, a été prise comme référence. La figure 5.7B montre l'évolution du facteur de charge estimé en fonction du diamètre du rotor. Ces facteurs de charge estimés sont en accord avec ceux observés dans les fermes éoliennes danoises, avec des éoliennes qui, pour certaines, dépassent les 50 % de facteur de charge. À titre informatif, un rotor de 130 mètres correspond déjà à un très grand rotor pour une éolienne de 3.6 MW. La figure 5.7C montre l'empreinte carbone produite par le système "éolien + P2M". On remarque que la part d'impact additionnel du stockage décroît avec l'augmentation de la taille du rotor témoignant de la réduction des besoins de stockage.

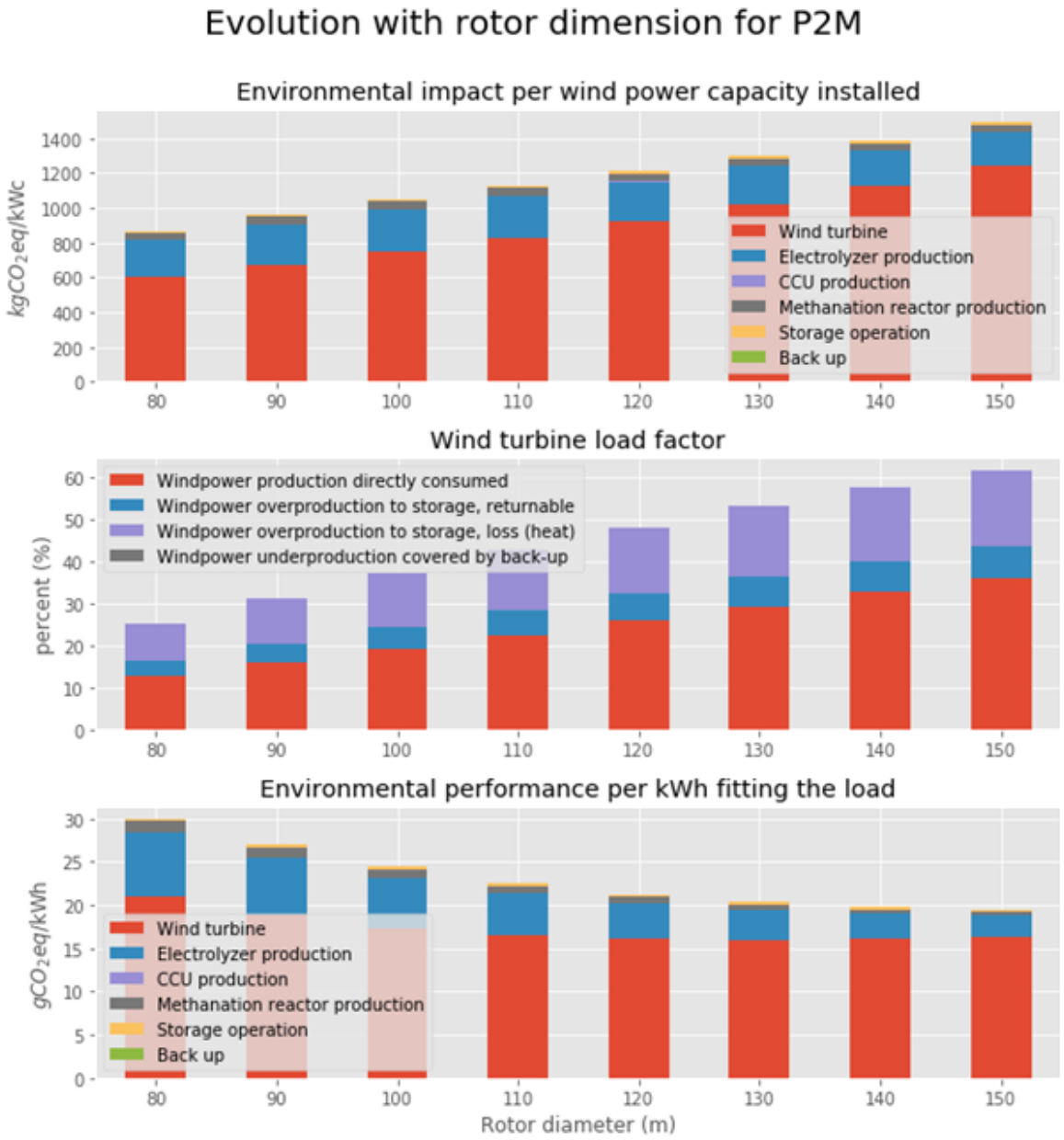


FIGURE 5.7 – Évolution de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne avec la dimension du rotor

Au recours aux centrales à gaz en back-up

La figure 5.8, quant à elle, présente l'évolution de la performance environnementale pour les différentes catégories d'impacts considérées, avec la proportion d'énergie provenant de centrales à gaz utilisée en back-up. Pour une éolienne en mer ayant un facteur de charge de 50 %, un recours au back-up à hauteur de 50 % permet d'annuler les besoins de stockage. Au fur et à mesure que l'on réduit la part de back-up que l'on s'autorise, les besoins de stockage augmentent. Le back-up considéré est une centrale CCGT. On peut observer que la limitation du recours au back-up réduit drastiquement les émissions de GES. À contrario, cela augmente la consommation de ressource minérale du fait des capacités de stockage nécessaires et surtout du fait qu'une part croissance d'énergie est perdue lors du stockage. Ainsi, plus une part importante d'énergie est perdue, plus il faut d'éoliennes pour répondre à une même consommation.

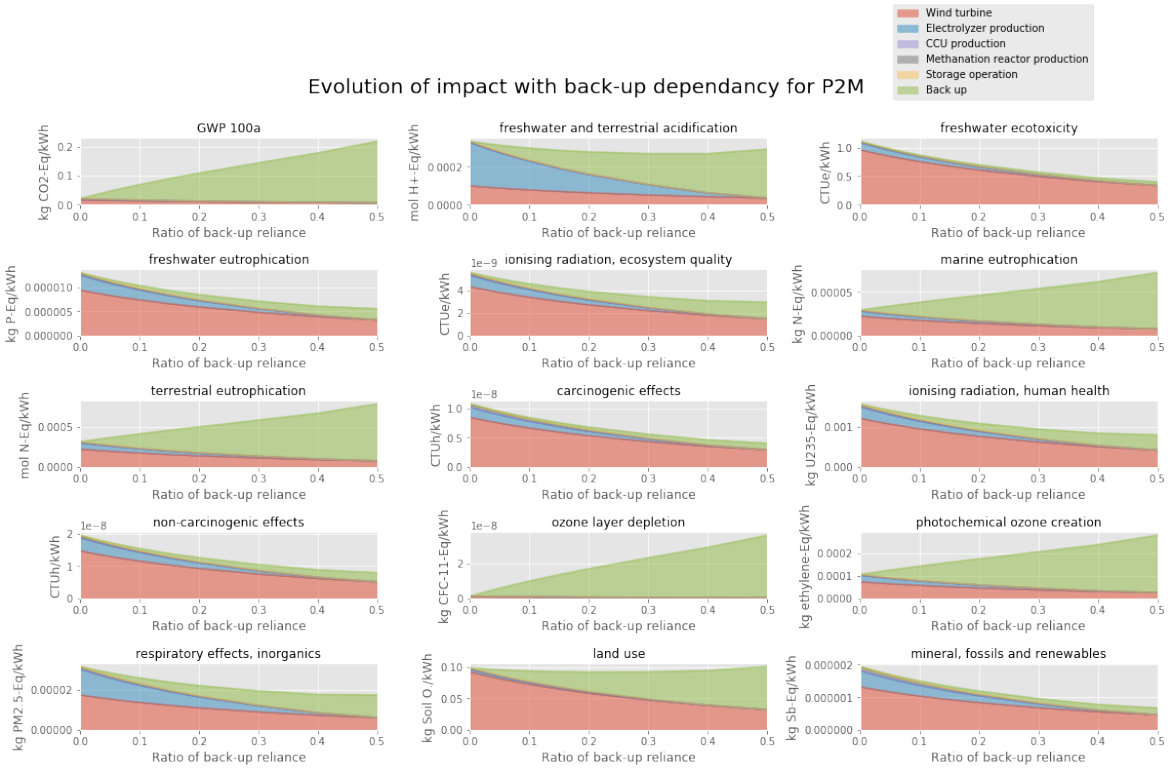


FIGURE 5.8 – Évolution des impacts environnementaux avec le recours aux centrales à gaz en back-up

À la capacité de stockage installée

Enfin, la figure 5.9 présente la variation des impacts environnementaux d'un système "éolien + P2M" ne s'autorisant aucun back-up en fonction de la puissance de stockage installée. Lorsque la puissance de stockage est faible, une part importante de l'énergie éolienne produite est écrêtée et lorsqu'elle augmente, les pertes par écrêtage diminuent. On remarque que l'empreinte carbone diminue rapidement avec l'augmentation de la capacité de stockage installée, mais que passé une certaine capacité installée, les bénéfices environnementaux en termes d'émissions de GES sont très faibles voir négatifs. L'investissement dans un système de stockage permet de limiter d'écrêter la production éolienne, mais la fabrication de ce système de stockage entraîne aussi des émissions de GES. Les bénéfices apportés par le stockage sont décroissants à chaque unité supplémentaire. Il ne présente pas d'intérêt d'environnemental d'investir dans un système de stockage qui ne sera utilisé que quelques heures par an. Dans ce cas, l'unité additionnelle de stockage installée occasionne plus d'impacts environnementaux qu'elle n'évite en réduisant la quantité d'énergie éolienne écrêtée.

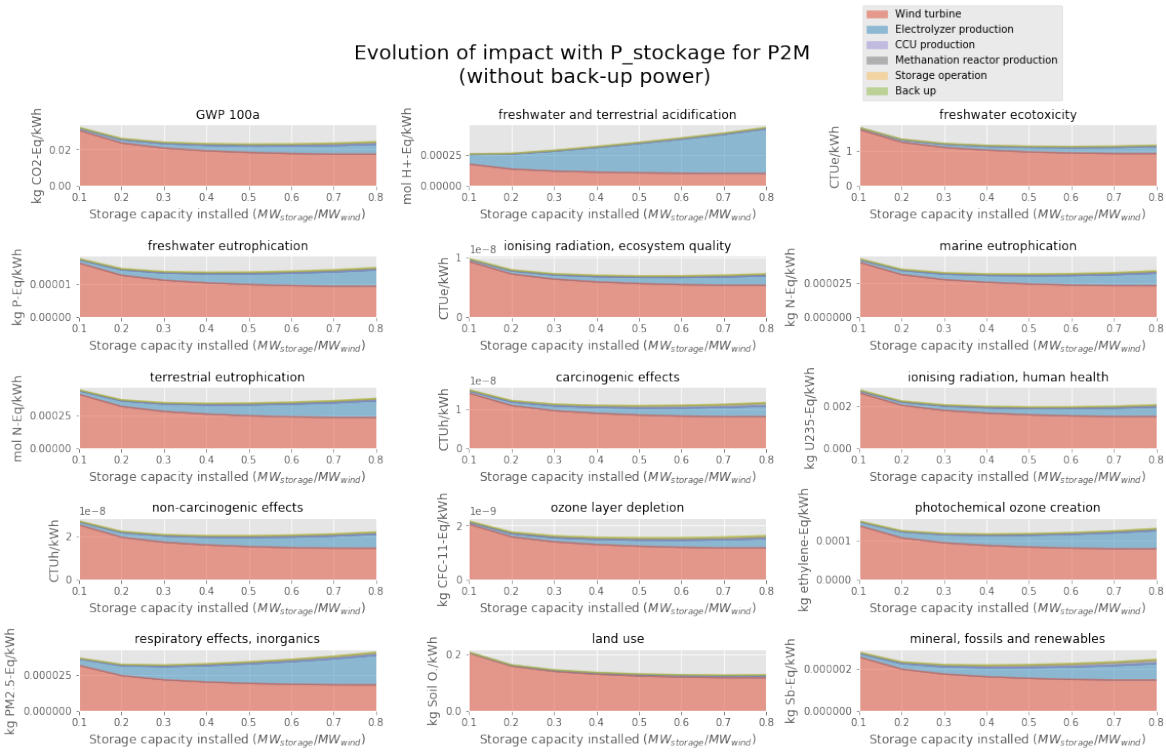


FIGURE 5.9 – Évolution des impacts environnementaux avec la capacité de stockage installée

5.3 Énergie PV couplée à du stockage électrochimique

Le second cas d'étude envisage l'autoconsommation d'énergie PV, associée, si besoin, à du stockage électrochimique. L'objectif est alors de consommer de l'énergie PV produite localement plutôt que de l'électricité issue du réseau. Lorsque l'énergie PV ne couvre qu'une faible part de la consommation, l'énergie PV peut, suivant le profil de consommation, être autoconsommée directement sans stockage. Mais, au fur et à mesure que l'on cherche à augmenter le niveau de couverture de la consommation par de l'énergie PV, le stockage devient nécessaire. Les batteries peuvent permettre de compenser les fluctuations de la production PV jusqu'à l'échelle de la journée. Elles sont alors particulièrement adaptées à une association avec de la production PV et son cycle journalier de production.

Ce cas d'étude a été envisagé puisque l'autoconsommation d'énergie PV est en plein développement depuis que l'énergie PV est, dans certains cas, moins chère que l'électricité consommée sur le réseau. Cette autoconsommation peut s'effectuer directement ou avec stockage ce qui renchérit alors le coût. Le stockage par batteries électrochimiques présente l'avantage de ne pas nécessiter d'opérateur, ce qui permet d'envisager leur installation chez des particuliers ou entreprises quelconques.

5.3.1 Méthode d'évaluation des impacts environnementaux

Afin d'évaluer la performance environnementale d'énergie PV en autoconsommation directe ou associée à des batteries électrochimiques, il est nécessaire d'évaluer, d'une part, les impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie, puis d'autre part d'évaluer les besoins de stockage.

5.3.1.1 Impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie

Les impacts environnementaux sont alors estimés à partir du modèle paramétré développé pour la filière PV et pour les batteries lithium qui ont été présentés respectivement dans les sections 3.3 et 4.4.

Les technologies PV ont connu d'importants progrès technologiques, expliquant en partie la réduction d'un facteur 10 du prix des panneaux PV en moins de 10 ans [55]. Ces améliorations de la performance des systèmes PV, mais également des procédés mis en jeu dans la production de ces panneaux, notamment des cellules en silicium cristallin, ont également conduit à améliorer significativement la performance environnementale de l'énergie PV. Ces progrès devraient se poursuivre à l'avenir avec la généralisation de la découpe par diamant réduisant les pertes de silicium à la découpe, la réduction de l'épaisseur des cellules semi-conductrices, la quantité d'énergie pour la production et le raffinage du silicium ainsi que le rendement des panneaux. À plus long terme, des cellules tandem pourraient également faire leur apparition et permettre d'exploiter une part plus importante du spectre solaire et ainsi offrir des rendements supérieurs.

Les batteries lithium-ion ont été considérées dans ce cas d'étude. Ces batteries voient en effet leur prix évoluer à la baisse du fait du développement de ce marché tiré par la mobilité électrique. La technologie NMC a été retenue, mais ce choix est d'une faible importance puisque, à l'exception éventuelle des batteries LTO, les batteries lithium présentent des performances environnementales similaires. Les batteries LTO ont un impact supérieur notamment du fait d'une plus faible densité énergétique, mais présentent également une durée de vie annoncée bien supérieure pouvant compenser, du point de vue de la performance environnementale, le fait qu'elles aient un poids supérieur à capacité de stockage équivalente.

5.3.1.2 Évaluation des besoins de stockage et de son utilisation

Les besoins de stockage sont, une nouvelle fois, estimés à partir des séries temporelles de production d'énergie PV et de consommation d'énergie électrique.

Modélisation des séries temporelles de production d'énergie PV

Les séries temporelles de production d'énergie PV sont établies à partir de données météorologiques et d'une fonction reposant sur la librairie PVlib.

Les données de rayonnement direct et diffus d'irradiation fournies par CAMS Radiation Service sont ici utilisées. Ces données contiennent des informations relatives au rayonnement direct et diffus qui permettent de calculer l'irradiation perçue par les panneaux suivant leur orientation. Les données de températures de MERRA-2 sont également utilisées. En effet, la température affecte également l'efficacité des cellules semi-conductrices. La dégradation du rendement des modules induits par des températures plus élevées est alors considérée en utilisant les fonctionnalités de la librairie PVlib.

Les données météorologiques ont été téléchargées pour une zone géographique située au sud de la France à proximité de Manosque. Cette localisation bénéficie d'une importante irradiation avec une moyenne de 1600 kWh/m²/an. Les données CAMS Radiation Service couvrant les zones dont les latitudes et longitudes sont comprises entre -66 et + 66° et les données MERRA-2 ayant une couverture spatiale supérieure, des données peuvent être téléchargées pour n'importe quel site situé en Europe, Afrique, Océan Atlantique et Moyen-Orient.

PVlib est une librairie contenant des fonctionnalités relatives à l'estimation de la production d'énergie PV. Cette librairie contient des modèles spécifiques de modules PV et d'onduleurs permettant d'estimer la production pour un matériel bien spécifique. Ces modèles spécifiques ne sont pas utilisés ici et un ratio de performance déterminant le ratio entre la production effective et théorique (écart dû aux diverses pertes) est directement utilisé à la place. Il est ainsi possible de calculer la production d'un système PV en fonction de la puissance installée, de l'orientation des modules (inclinaison et azimut), de la géolocalisation de l'installation (latitude, longitude et altitude), des données météorologiques (rayonnement et température) et du ratio de performance. La fonction paramétrée développée à partir de PVlib permet également d'estimer la série temporelle de production d'une installation équipée de suiveurs solaires.

Modélisation de séries temporelles de consommation d'électricité

Deux séries temporelles de consommation ont ici été modélisées. L'une correspond à un profil de consommation de type résidentiel et l'autre à un profil de consommation de type industriel. Les séries temporelles de consommation sont établies à partir du volume annuel de consommation et de profils de consommation normalisés. Les séries temporelles de consommation ont été modélisées à partir de la librairie demandlib faisant partie du projet Oemof (Open Energy Modeling Framework).

La figure 5.10 représente la consommation journalière du profil résidentiel (la consommation annuelle étant fixée à 10 MWh), les profils journaliers de consommation par trimestre et jour de semaine ou week-end, ainsi que la corrélation entre la consommation journalière et la pluviométrie, la température et l'ensoleillement. La figure 5.11 représente les mêmes informations pour la série temporelle de consommation de type industriel. On remarque que le profil résidentiel se caractérise par une consommation plus faible en été qu'en hiver à la différence de la consommation de type industrielle qui est plus constante au long de l'année, à l'exception du mois d'août où l'activité est réduite. Concernant le profil journalier, on remarque que le profil type résidentiel se caractérise par une consommation plus importante le soir à la différence du profil type industriel ou la consommation a davantage lieu en journée. La consommation du profil type industriel est également significativement plus faible en fin de semaine. Enfin, la corrélation avec les variables météorologiques montre, sans grande surprise, une consommation plus importante lorsque les températures sont faibles, ainsi qu'une corrélation défavorable entre la consommation et l'ensoleillement. La consommation de type industriel est, quant à elle, davantage indépendante de ces variables.

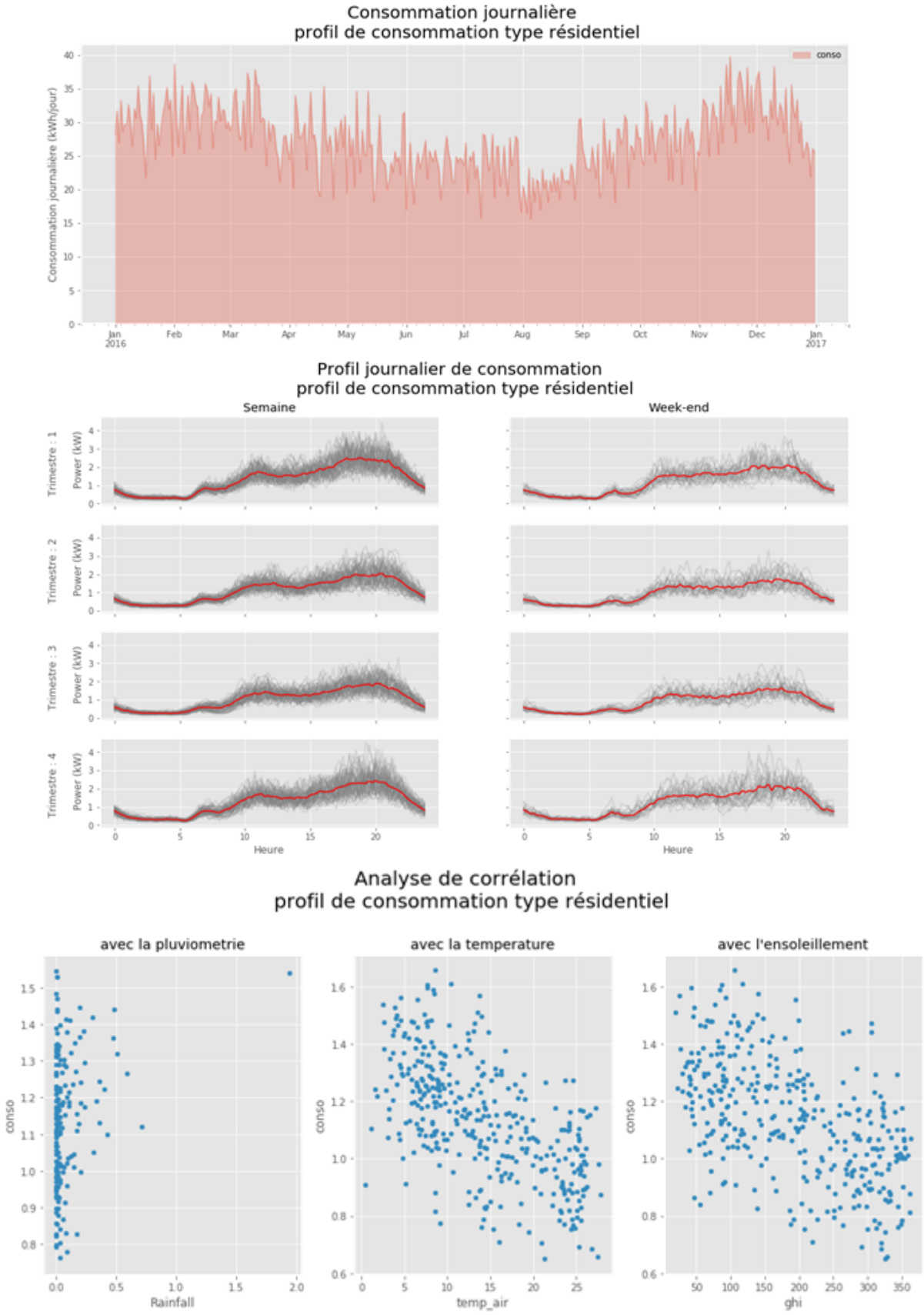


FIGURE 5.10 – Observation de la série temporelle de consommation de type résidentiel

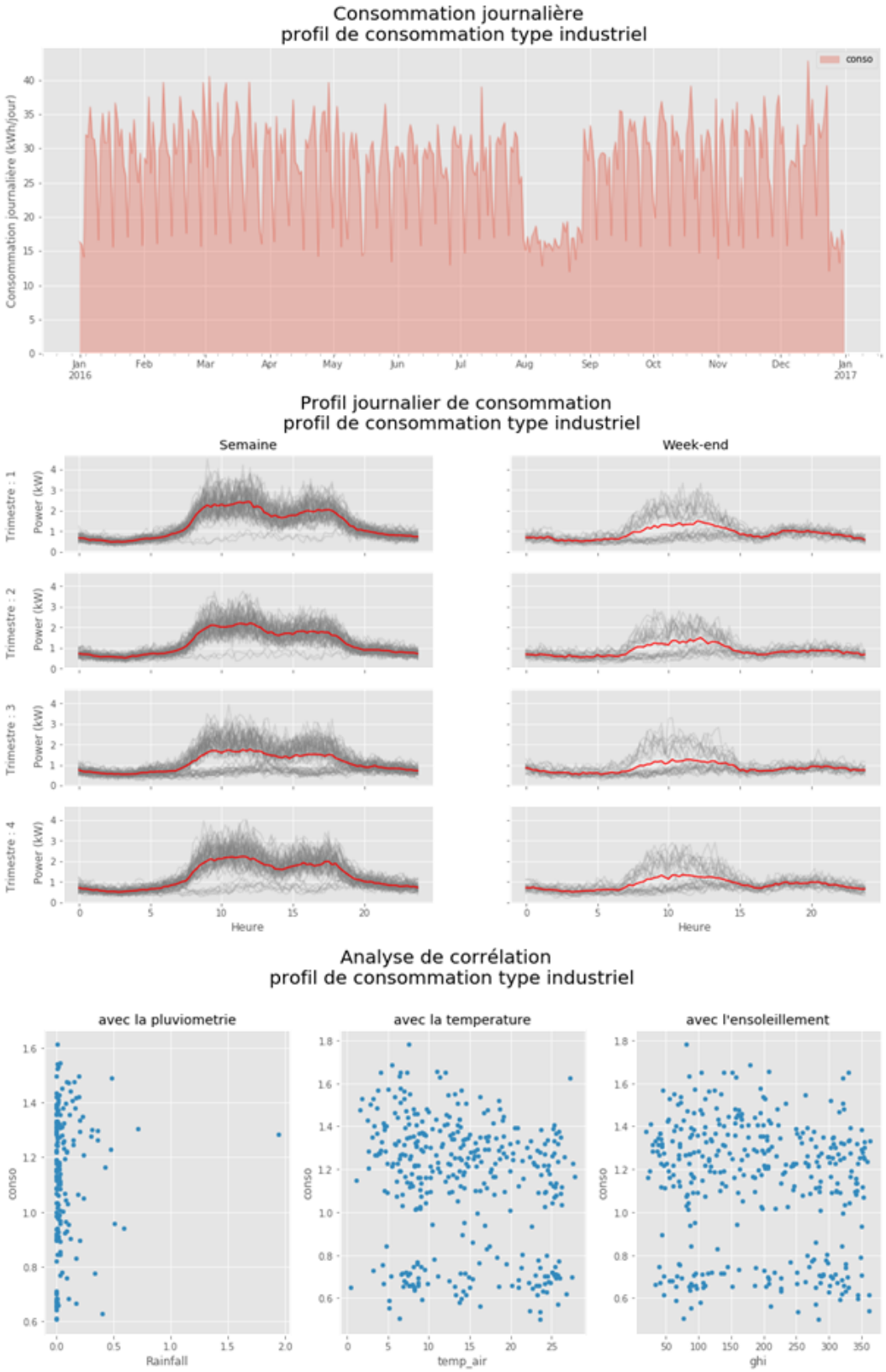


FIGURE 5.11 – Observation de la série temporelle de consommation de type industriel

Méthode d'évaluation des besoins de stockage et son utilisation

Afin d'évaluer la performance environnementale de l'énergie PV en autoconsommation, il est nécessaire de savoir, en fonction de la puissance PV installée, quelle part d'énergie PV pourra être autoconsommée directement, la part d'énergie qui pourra être stockée puis consommée et la part d'énergie qui sera perdue suivant la puissance et la capacité de stockage installée.

Pour cela, la démarche consiste à comparer les séries temporelles de production et de consommation. La figure 5.12 représente la série temporelle de consommation ayant un profil résidentiel et une consommation annuelle de 10 MWh sur laquelle seraient installés, en toiture, 3 kWc de panneaux photovoltaïques inclinés à 25° à 180°. La puissance PV installée permet de produire sur l'année l'équivalent de 45 % de la consommation. Cependant, il arrive que la production excède la consommation, l'énergie PV alors produite ne peut être intégralement autoconsommée. Dans cette configuration, un quart de la production ne peut-être autoconsommée directement. Elle peut soit être injectée sur le réseau, soit stockée, soit écrêtée.

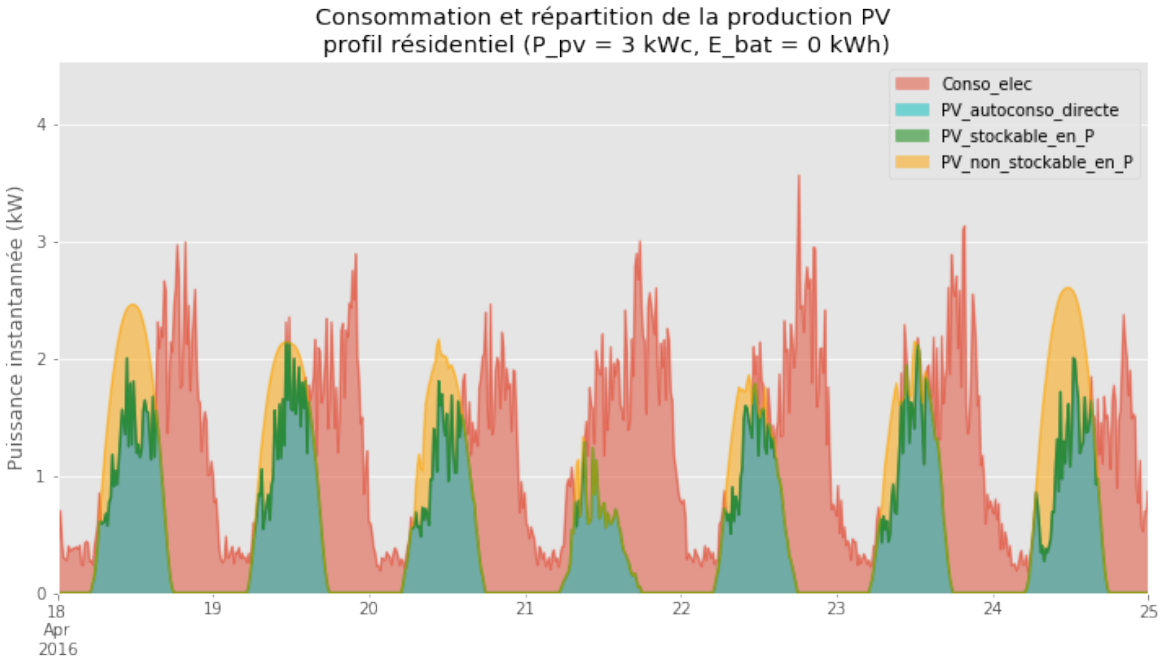


FIGURE 5.12 – Comparaison des séries temporelles de productions et de consommations

La figure 5.13A présente la distribution de la surproduction PV. On observe, sur la distribution cumulative de la figure 5.13C qu'aux alentours de 75 % du temps, la production PV est inférieure à la consommation, mais que par moment, la surproduction peut atteindre près de 2 kW. Suivant la puissance de stockage de batterie installée, l'intégralité ou une partie de la puissance en surproduction sera absorbée. Si la puissance de stockage est trop faible, il est possible qu'une partie de la surproduction ne soit pas stockable. Une fois la part d'énergie stockable en puissance, il est possible de déterminer le volume d'énergie à stocker comme le représente la figure 5.13B. La figure 5.13D, qui représente la distribution cumulative des besoins de stockage en énergie, montre que sur près de 20 % des journées les besoins de stockage sont nuls. Les besoins de stockage peuvent atteindre plus de 8 kWh. Cependant, des besoins de stockage aussi importants sont rares. Ainsi, dimensionner la capacité de stockage à $8kWh$ permet de pouvoir stocker l'intégralité du surplus d'énergie

plus de 95 % du temps et que partiellement les 5 % restants. Concernant la partie d'énergie en surproduction qui pourra être stockée, une partie sera perdue du fait du rendement du stockage, une valeur de 90% ayant été retenue, mais il faut également s'assurer qu'elle pourra être consommée. En effet, si, sur une période longue, la production journalière PV d'énergie excède la consommation journalière d'électricité, les batteries ne pourront être déchargées puis rechargées. Ainsi, elles resteront trop remplies et l'énergie alors en surplus ne pourra y être stockée.

La capacité de stockage en puissance et en énergie d'une batterie étant liée et déterminée par la géométrie des électrodes, et la majorité des batteries commercialisées ayant une capacité de 1 à 2 heures de charge/décharge à pleine puissance, on remarque ici que c'est la capacité à stocker en énergie et non en puissance qui est limitante.

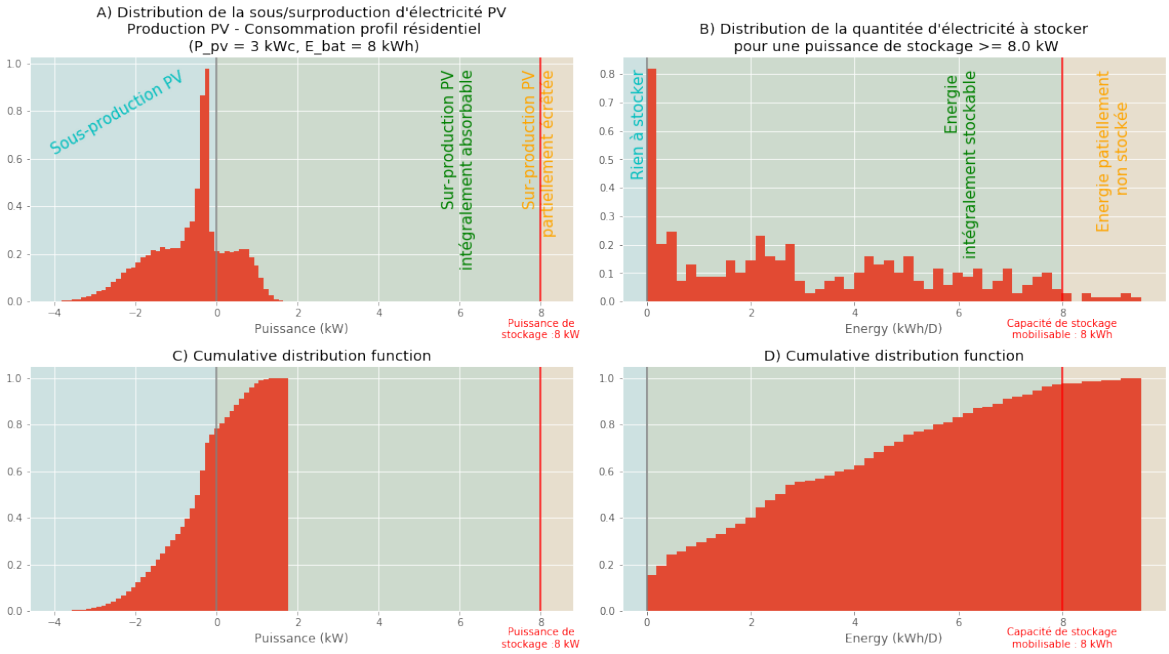


FIGURE 5.13 – Dimensionnement des besoins de stockage en puissance et en énergie

La méthode ainsi développée permet de connaître, comme représentée sur la figure 5.14, la production d'énergie PV qui sera :

- autoconsommée directement (PV_autoconso_directe),
- autoconsommmée après stockage (energy_destockee),
- perdue :
  - dans le rendement du stockage (perte_stockage),
  - ne pouvant être stockée du fait de la limite de puissance de stockage (PV_non_stockable_en_P),
  - ne pouvant être stockée du fait de la capacité limitée de stockage en énergie (energy_non_stockable_en_E),
  - ne pouvant être stockée ou déstockée du fait de l'incapacité à vider suffisamment les batteries (energy_non_destockable).

La figure 5.15 présente ainsi, mensuellement, la consommation électrique du bâtiment modélisé et sa couverture par de l'énergie PV directement autoconsommée, autoconsommée après stockage et l'énergie perdue dans le stockage ou ne pouvant être stockée ou déstockée.

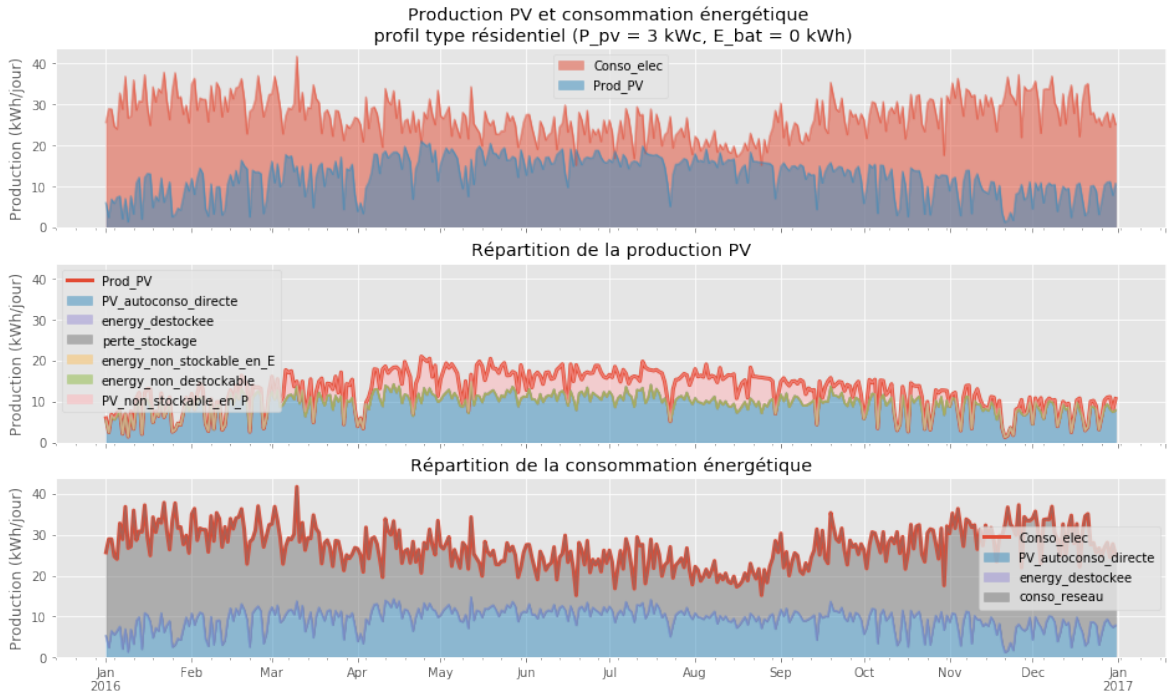


FIGURE 5.14 – Séries temporelles journalières de productions et de consommations

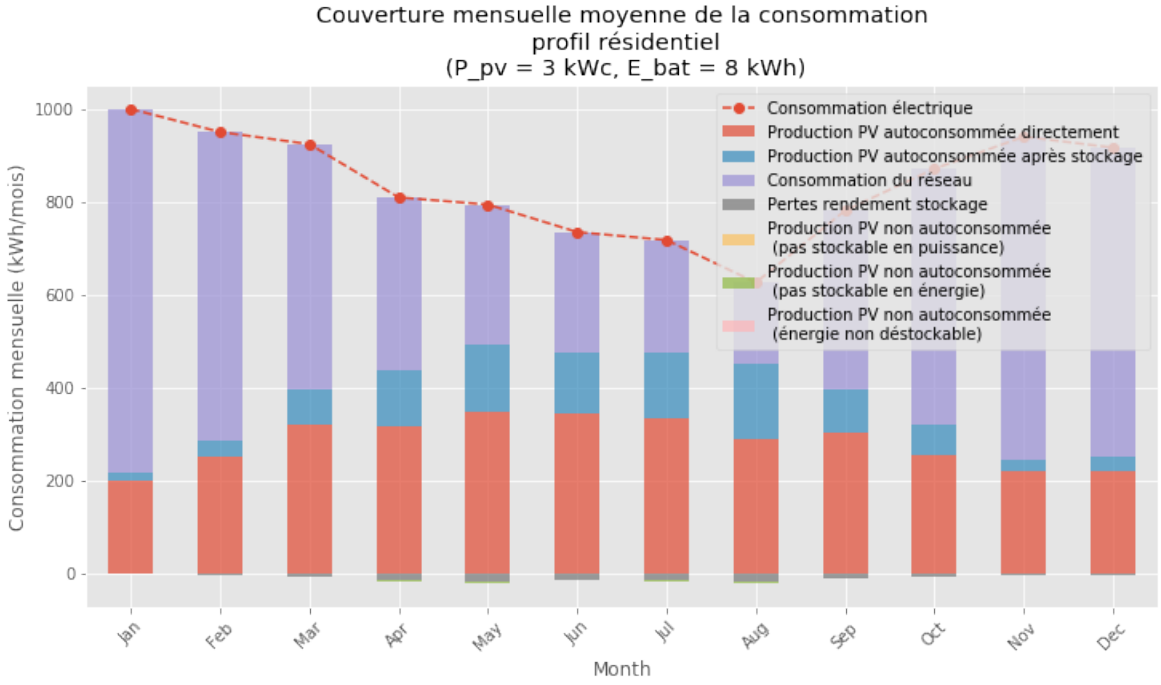


FIGURE 5.15 – Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations

5.3.1.3 Évaluation des impacts environnementaux

Les impacts environnementaux sont présentés dans un premier scénario en l'absence de stockage. Un second scénario considère l'ajout de batteries électrochimiques qui permettent d'augmenter le niveau d'autoconsommation.

Enfin, des analyses de sensibilité sont réalisées par rapport au profil de consommation, à la capacité de stockage envisagée et ce, en fonction de la puissance PV installée mais aussi à l'orientation des panneaux PV.

Scénario d'autoconsommation PV sans stockage

La figure 5.16 présente l'évolution de la part d'énergie PV qui peut être autoconsommée en fonction de la puissance PV installée en l'absence de stockage. Pour de faibles puissances PV installées, une part importante de l'énergie peut être autoconsommée directement, mais dès lors que l'on cherche à répondre à une part croissante de la consommation, une part importante de l'énergie ne peut être autoconsommée directement. Et même en surdimensionnant l'installation PV, il n'est pas possible d'excéder aux alentours de 40 % de la consommation.

La figure 5.17 présente l'empreinte environnementale de :

- l'électricité provenant du réseau (Grid consumption),
- l'électricité consommée par le foyer (autoconsommation PV + réseau) (Overall consumption),
- l'électricité produite par les panneaux en considérant que l'intégralité de la production peut être valorisée par exportation sur le réseau (PV overproduction grid exported),
- l'électricité PV en considérant que le surplus de production est écrêté (PV self-consumed partly curtailed),
- l'énergie PV autoconsommée avec le stockage (PV self-consumed with storage).

Le mix électrique européen a été arbitrairement considéré pour modéliser l'électricité du réseau. Ce choix a été retenu de sorte que les résultats soient représentatifs de la majorité des pays du sud de l'Europe. L'empreinte carbone de mix européen est aux alentours de 400 gCO_2eq/kWh ce qui correspond approximativement à l'empreinte carbone d'une centrale CCGT. L'empreinte carbone de l'énergie PV est bien plus faible, pour un système PV moderne et dans une localisation bien ensoleillée, avec environ 22 gCO_2eq/kWh. Lorsque la puissance installée augmente et qu'une part croissante ne peut être autoconsommée, l'empreinte carbone par kilowattheure autoconsommé directement croit en proportion inverse. Aucun stockage n'étant considéré ici, les valeurs correspondant à "PV self-consumed with storage" sont identiques à "PV self-consumed partly curtailed". On remarque que même si l'empreinte carbone de l'énergie PV augmente en considérant l'écrêtement, cette valeur restant largement inférieure à celle du réseau. Ainsi, il reste préférable, du point de vue des émissions de GES, d'augmenter la puissance installée de PV, puisque l'augmentation de la production d'EnR réduit la consommation du réseau qui domine les émissions de gaz à effet de serre de l'électricité consommée par le bâtiment.

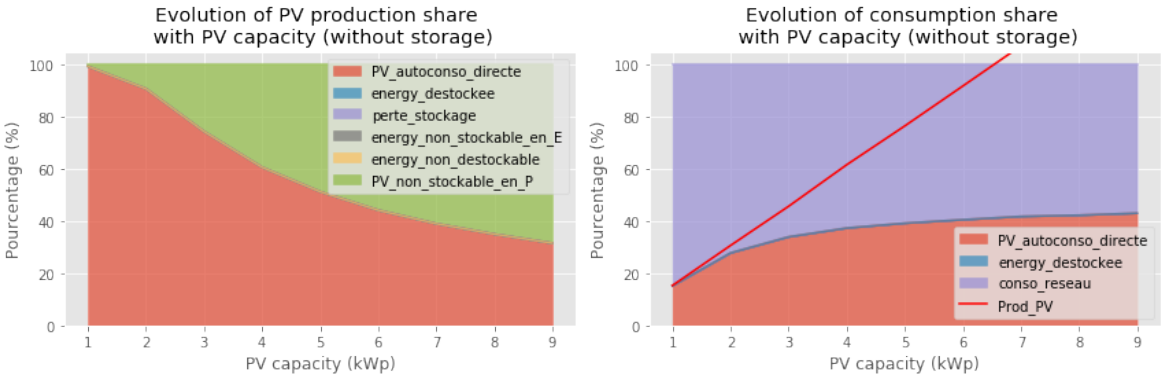


FIGURE 5.16 – Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la puissance PV installée en l'absence de stockage

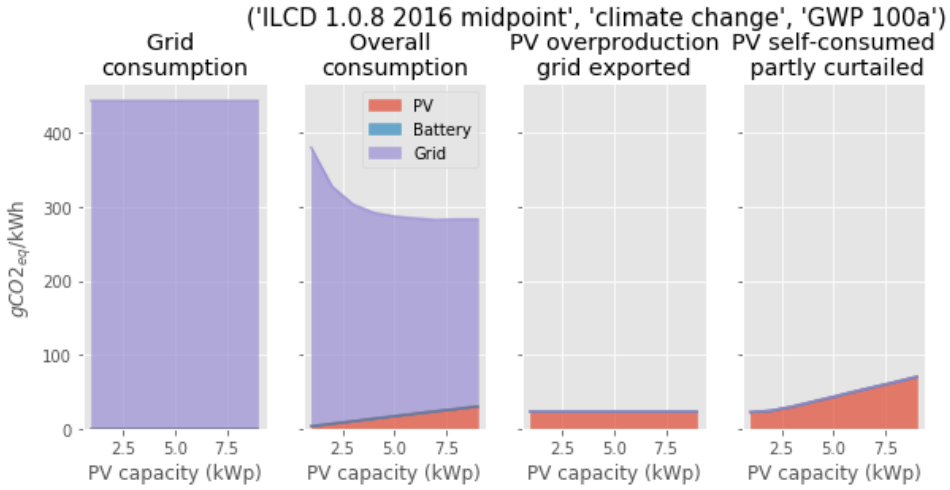


FIGURE 5.17 – Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée en l'absence de stockage

Scénario d'autoconsommation PV avec stockage

Afin d'augmenter la part d'autoconsommation et de limiter la part d'énergie PV non valorisée, des batteries deviennent nécessaires.

La figure 5.18 montre l'évolution de la part d'énergie PV autoconsommée directement, autoconsommée après stockage, perdue ou ne pouvant être stockée en fonction de la puissance PV installée. Au fur et à mesure que la puissance PV augmente, la capacité de stockage augmente également et le stockage est dimensionné de sorte à pouvoir stocker l'intégralité du surplus d'énergie produit.

On remarque que, au-delà d'un certain seuil, même avec du stockage une part d'énergie PV ne peut être autoconsommée. En effet, avec une puissance installée permettant de produire un volume d'énergie équivalent à celle consommée, une part non négligeable de l'énergie produite ne peut être consommée. L'observation des séries temporelles présentées sur la figure 5.20, montre qu'à 5 kWc de puissance installée, et avec une capacité de stockage conséquente, une proportion non négligeable de l'énergie PV ne peut être consommée même après stockage. En effet, la figure 5.20 montre que, durant les mois d'été où les journées sont plus longues et ensoleillées, la production PV est importante. Or durant cette même période, la consommation électrique est plus faible (sauf en l'absence d'utilisation intensive de la climatisation) du fait de moindre besoin en chaleur mais aussi du fait de possibles vacances. Ainsi, la production d'énergie PV excède la consommation sur de longues périodes de temps. Les batteries n'étant pas adaptées à du stockage de long terme, le surplus saisonnier d'énergie PV ne peut être stocké pour être restitué l'hiver quand la production PV n'est pas suffisante pour couvrir intégralement la consommation.

Si les batteries ne permettent pas d'atteindre l'autonomie électrique à elles seules, elles permettent d'augmenter significativement le niveau d'autoconsommation d'énergie PV et de réduire la consommation d'énergie du réseau. La figure 5.19 représente l'évolution des empreintes carbone de l'énergie du réseau, du ménage, du PV en supposant la possibilité d'export, du PV en considérant un écrêtement de la production et de l'énergie PV couplée aux batteries. L'empreinte carbone de l'énergie PV associée à des batteries est approximativement le double de celle de l'énergie PV considérée seule, mais elle reste bien inférieure à l'empreinte carbone du réseau européen. Ainsi, ajouter des batteries afin de pouvoir augmenter l'autoconsommation d'énergie PV et réduire la consommation du réseau permet de réduire significativement l'empreinte carbone.

Cette réduction d'impact est valable pour toutes les catégories d'impacts considérées, comme l'illustre la figure 5.21, à l'exception de la déplétion de ressources. Cet indicateur comptabilise notamment les minerais extraits de l'environnement. Afin de réduire les problématiques liées à l'extraction de ressources minérales, il apparait indispensable de développer les filières de recyclages tant des systèmes PV que des batteries. À noter que si l'installation PV se trouvait au sol et non en toiture, l'indicateur d'utilisation des terres deviendrait lui aussi moins favorable.

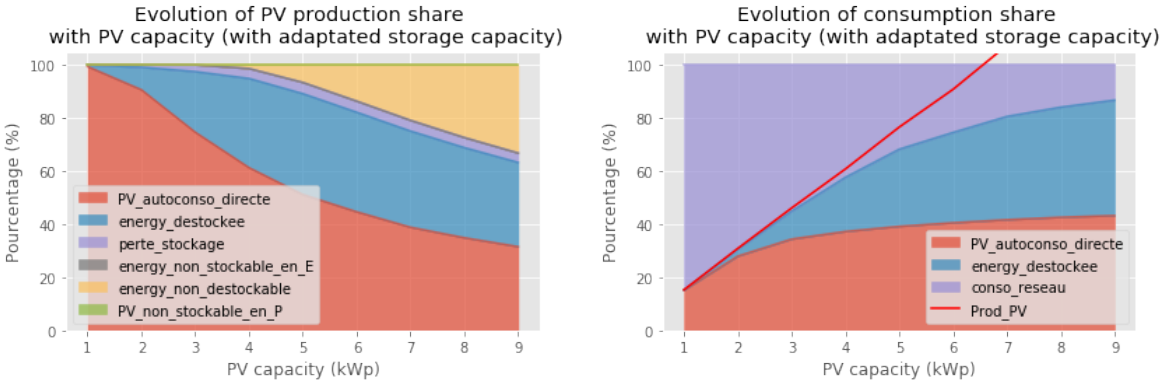


FIGURE 5.18 – Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la puissance PV installée en adaptant la capacité de stockage

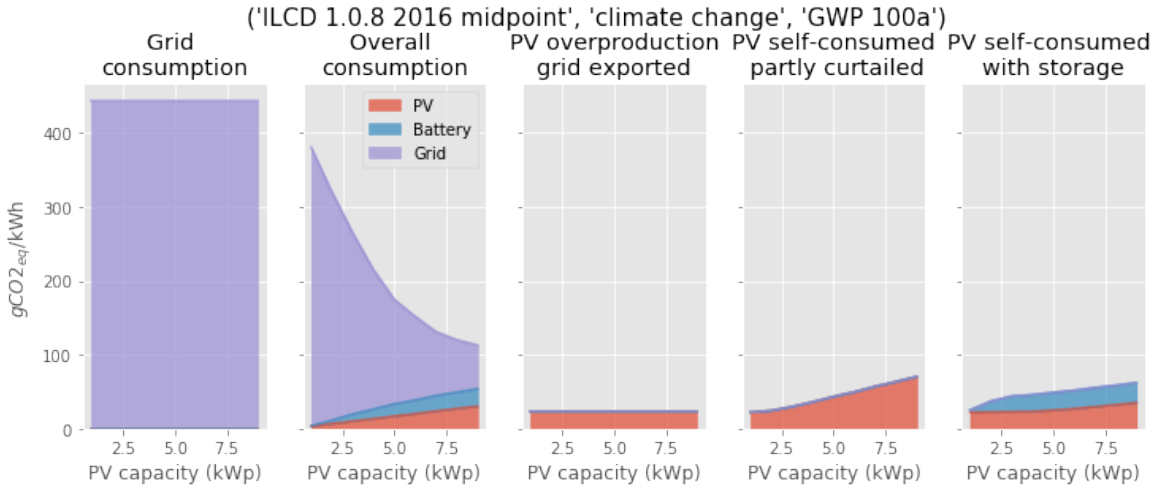


FIGURE 5.19 – Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée en adaptant la capacité de stockage

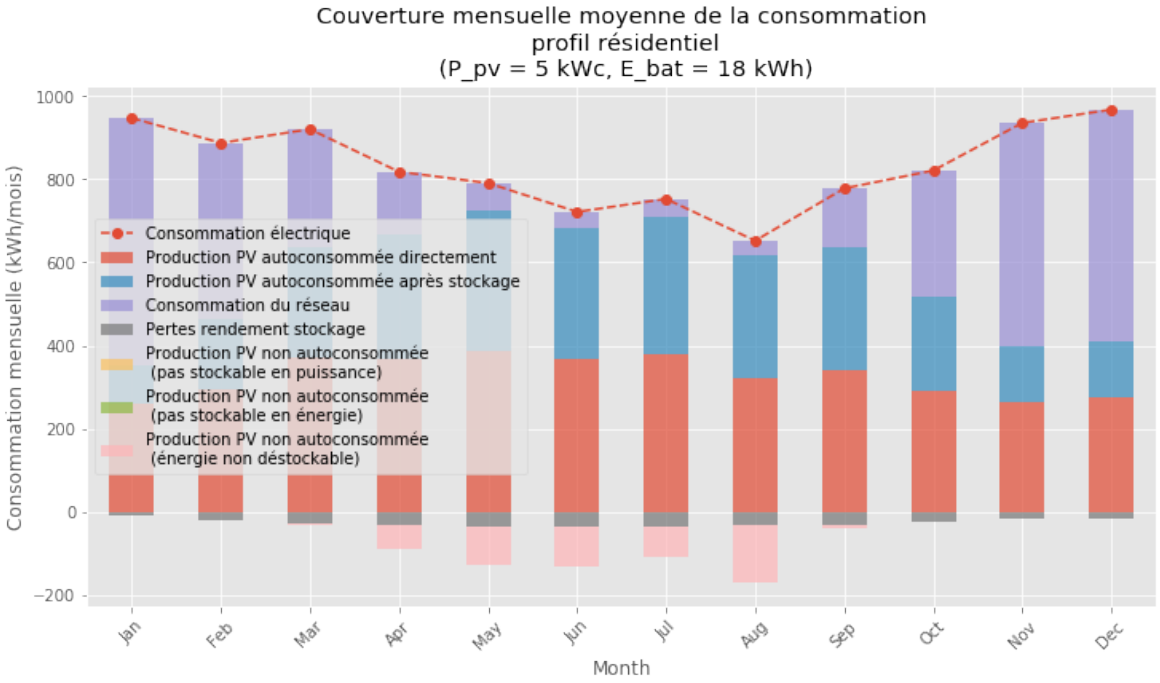


FIGURE 5.20 – Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations avec 5 kW_c de puissance PV et 18 kWh de capacité de stockage

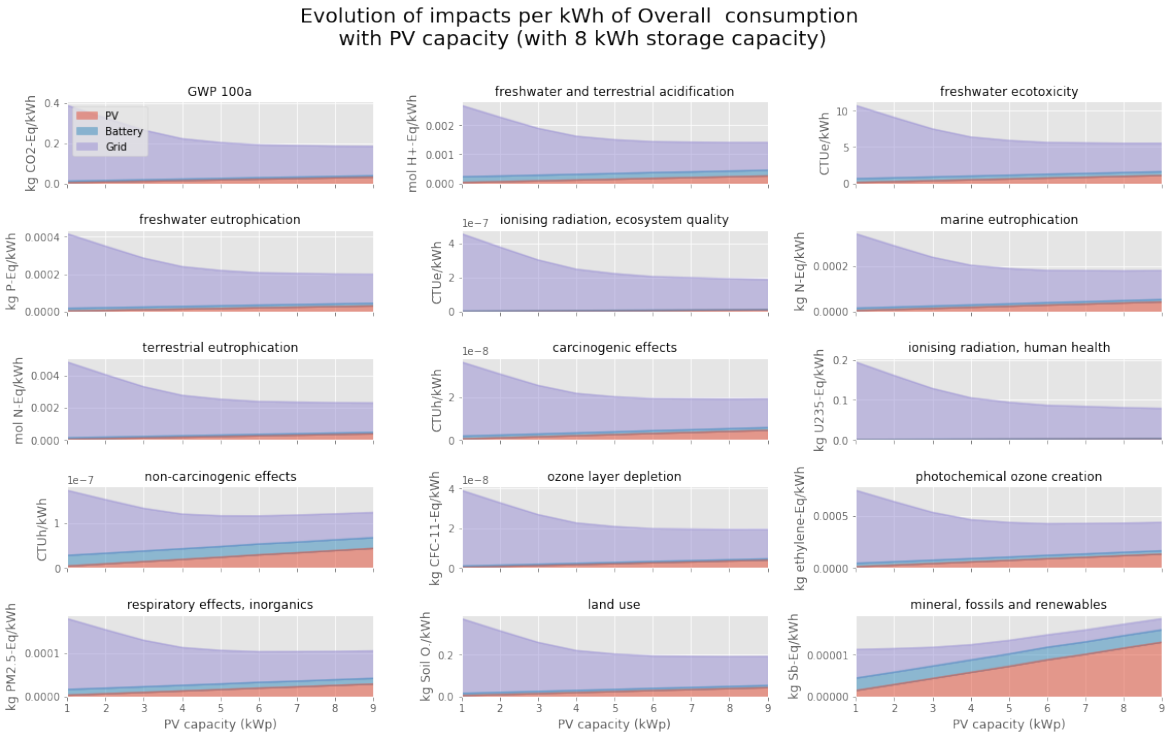


FIGURE 5.21 – Évolution des impacts environnementaux de l'énergie électrique consommée par le bâtiment modélisé en fonction de la puissance PV installée en adaptant la capacité de stockage

5.3.1.4 Analyses de sensibilité

Cette sous-section présente des analyses de sensibilité relatives :

- au profil de consommation,
- à l'orientation des panneaux PV,
- à la capacité de stockage installée pour une installation de 3 kWc.

Au profil de consommation

La figure 5.22 présente la répartition de la production PV et de la consommation PV dans le cas d'un profil de consommation type résidentiel et industriel avec 3 kWc de PV installé et 8 kWh de capacité de stockage. On remarque que la part d'énergie PV autoconsommée directement est plus élevée pour le profil industriel que résidentiel. Cela s'explique par le fait que la consommation résidentielle a davantage lieu en soirée qu'en pleine journée quand l'énergie PV est produite. L'ajout de batterie permet d'augmenter la part d'énergie PV consommée et de réduire la consommation en provenance du réseau. L'ajout de batterie permet de valoriser quasiment l'intégralité de la production PV pour une installation de 3 kWc.

Du fait des profils de consommation, l'ajout de batterie apporte plus de bénéfice dans le cas d'un profil de consommation type résidentiel qu'industriel du fait d'une adéquation production-consommation moins favorable. Par contre, une fois équipé de batteries, la somme de la part d'énergie autoconsommée directement et après stockage est sensiblement identique dans les deux cas.

Une partie de l'énergie sera perdue du fait des pertes du rendement. Ces pertes sont très faibles, mais plus importantes en proportion, dans le cas d'un profil résidentiel puisqu'une plus grande part de l'énergie est stockée. Dans les deux cas, le stockage ayant été dimensionné pour stocker 8 kWh, une très faible part de l'énergie ne peut être stockée. Dans le cas du profil industriel, on remarque également qu'une partie de l'énergie ne peut être déstockée ce qui se produit en août lorsque la consommation journalière est inférieure à la production PV sur plusieurs jours consécutifs, ce qui conduit à l'impossibilité de valoriser l'intégralité de la production PV, puisqu'au bout d'un moment, le système de stockage d'énergie est plein.

La figure 5.23 présente l'empreinte carbone de :

- l'électricité provenant du réseau (Grid consumption),
- l'électricité consommée par le foyer (autoconsommation PV + réseau) (Overall consumption),
- l'électricité produite par les panneaux en considérant que l'intégralité de la production peut être valorisée par exportation sur le réseau (PV overproduction grid exported),
- l'électricité PV en considérant que le surplus de production est écrêté (PV self-consumed partly curtailed),
- l'énergie PV autoconsommée avec le stockage (PV self-consumed with storage).

L'empreinte carbone de l'électricité consommée par le bâtiment, qui est couverte à hauteur d'un peu plus de 40 % par l'énergie PV, est largement dominée par l'impact de l'énergie du réseau. En effet, l'empreinte carbone du réseau européen, qui a été considérée, est supérieure à 400 gCO_2eq/kWh contre seulement 22 gCO_2eq/kWh pour l'énergie PV si l'intégralité de la production peut être valorisée. Si l'énergie ne peut-être ni exportée ni stockée, le stockage industriel est plus favorable au profil industriel qui permet de valoriser directement une plus grande part de l'énergie PV ce qui réduit l'empreinte carbone de l'énergie autoconsommée directement. En considérant qu'une part de la production doit être écrêtée, les empreintes carbone estimées sont respectivement de 30 et 27 gCO_2eq/kWh pour les profils résidentiel et industriel. Une fois les batteries considérées, l'influence du profil se réduit et l'empreinte carbone de l'énergie PV couplée aux batteries s'élève à 40 gCO_2eq/kWh. Si l'empreinte carbone par kilowattheure de l'énergie PV sans stockage est plus faible qu'avec, ces batteries sont nécessaires pour atteindre des niveaux d'autoconsommation plus élevés. Cependant, même en tenant compte du stockage, l'empreinte carbone du PV avec batterie reste 10 fois plus faible que l'électricité provenant du mix européen moyen. Ainsi, l'empreinte carbone par kilowattheure consommée par le foyer est surtout déterminée par la quantité d'énergie consommée en provenance du réseau.

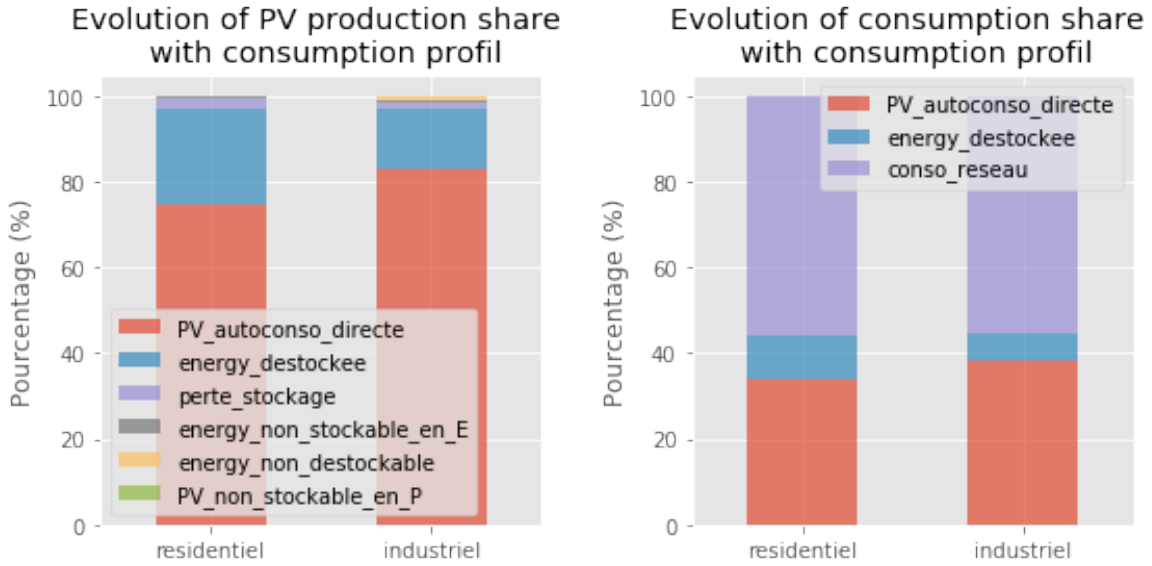


FIGURE 5.22 – Dépendance de la production PV et de la couverture de la consommation au profil de consommation

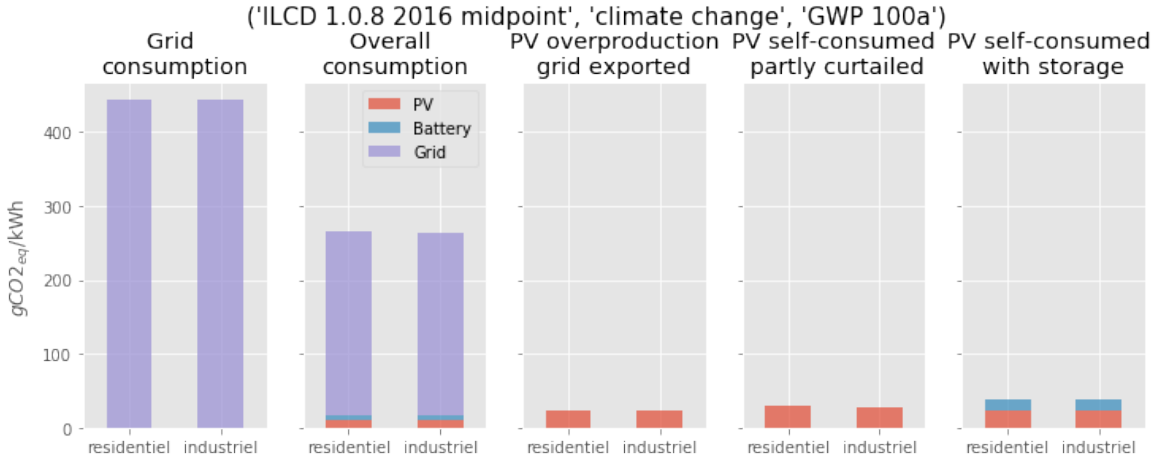


FIGURE 5.23 – Dépendance de l'empreinte carbone au profil de consommation

À l'orientation des panneaux PV

Le profil de production d'énergie PV, quant à lui, est, dans une certaine mesure, affecté par l'orientation des panneaux PV.

La figure 5.24 présente la part d'énergie PV autoconsommée directement, après stockage et perdue ainsi que la couverture de la consommation en fonction de l'angle azimutal des panneaux PV. On remarque que, en l'absence de stockage, l'angle optimal, celui qui permet de couvrir une part maximale de la consommation, est dans la plage $200 - 220$ degrés. Si une orientation plein sud permet de maximiser la production sur l'année, orienter les panneaux davantage à l'ouest permet de produire légèrement moins d'énergie sur l'année, mais davantage en adéquation avec la consommation ayant lieu le soir. Ainsi, l'empreinte carbone minimale de l'énergie PV devant être écrêtée est minimale pour une orientation de quelques dizaines de degrés vers l'ouest. L'ajout de stockage, qui permet de stocker l'énergie avec très peu de perte, efface en bonne partie cet effet. En présence de stockage, l'orientation optimum redevient celle maximisant la production journalière d'énergie PV.

Le même exercice a été effectué sur l'inclinaison des modules. Il montre que, en augmentant l'inclinaison des modules, on maximise la production hivernale, période où l'énergie peut facilement être consommée en intégralité et la diminue en été, période où, suivant la puissance installée, la production peut déjà excéder la consommation. Ainsi, l'inclinaison optimale s'éloigne de l'inclinaison permettant de maximiser la production annuelle de l'installation, lorsque l'on tend vers des taux d'autoconsommation PV importants.

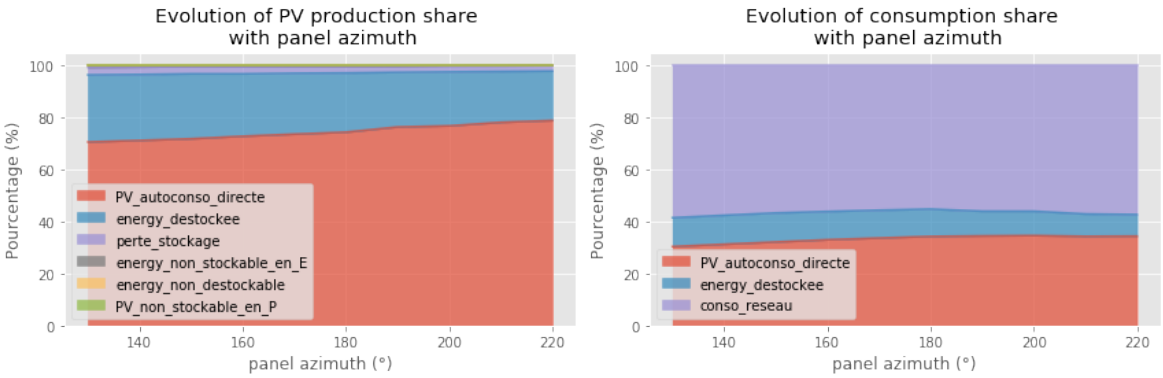


FIGURE 5.24 – Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec l'azimut d'orientation des panneaux PV

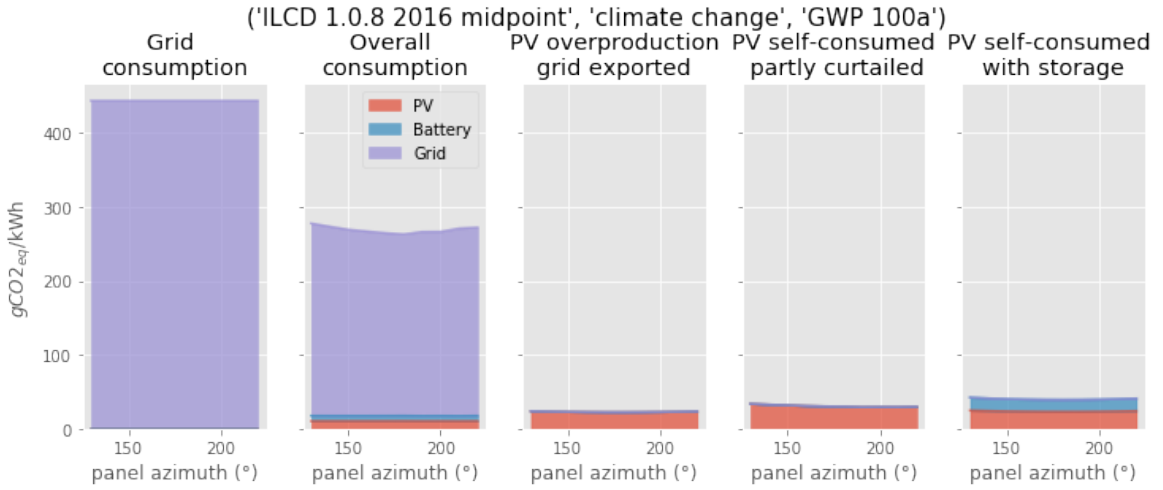


FIGURE 5.25 – Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée avec l'azimut d'orientation des panneaux PV

À la capacité de stockage installée

Les évaluations d'impacts environnementaux précédemment réalisées dans la section 5.3.1.4, considéraient une puissance PV de 3 kWc ainsi qu'une capacité de stockage de 8 kWh. La figure 5.13 montre, qu'avec une capacité de 8 kWh, on est en mesure de stocker l'intégralité du surplus de production 97 % du temps et que les besoins de stockage vont jusqu'à près de 10 kWh. Afin de déterminer l'optimum environnemental en termes d'émissions de GES, une analyse de sensibilité est réalisée par rapport à la capacité de stockage installée.

La figure 5.18 présente l'évolution de la production PV et de la consommation avec la capacité de stockage envisagée, de 0 à 10 kWh. La figure 5.27 présente les empreintes carbone de l'énergie du réseau, consommée par le ménage, de l'énergie PV pouvant être exportée, devant être écrêtée ou pouvant être stockée.

On remarque que l'empreinte carbone de l'électricité consommée par le ménage décroît avec l'augmentation de la capacité de stockage. En effet, augmenter la capacité de stockage augmente la part d'énergie PV pouvant être autoconsomée, et ce faisant, réduit d'autant la part d'énergie provenant du réseau qui est bien plus émettrice en GES. Cependant, on remarque que, au fur et à mesure que la capacité de stockage augmente, les bénéfices environnementaux diminuent. Dans le cas étudié, limiter la capacité de stockage à 8 kWc correspond à l'optimum en termes d'émissions de GES. Au-delà de cette valeur, les capacités de stockages supplémentaires engendrent, sur leur cycle de vie, plus d'émissions de GES qu'elles ne vont permettre d'éviter.

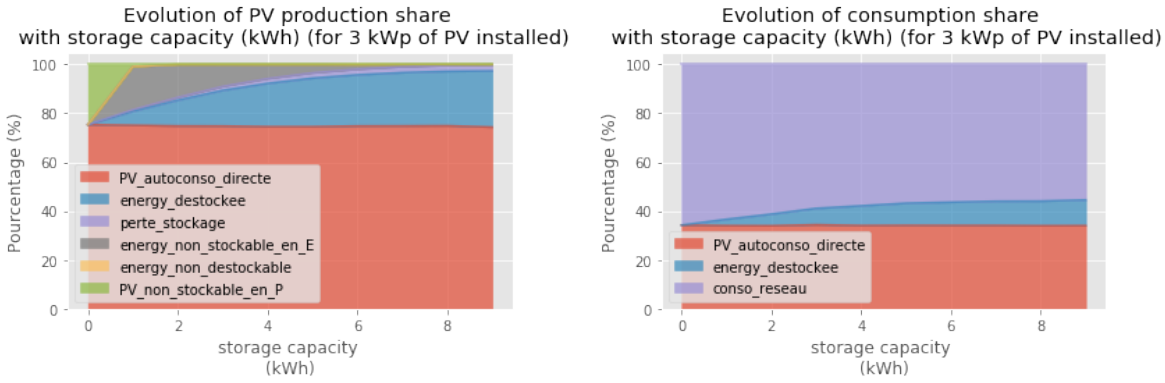


FIGURE 5.26 – Évolution de la production PV et de la couverture de la consommation avec la capacité de stockage installée

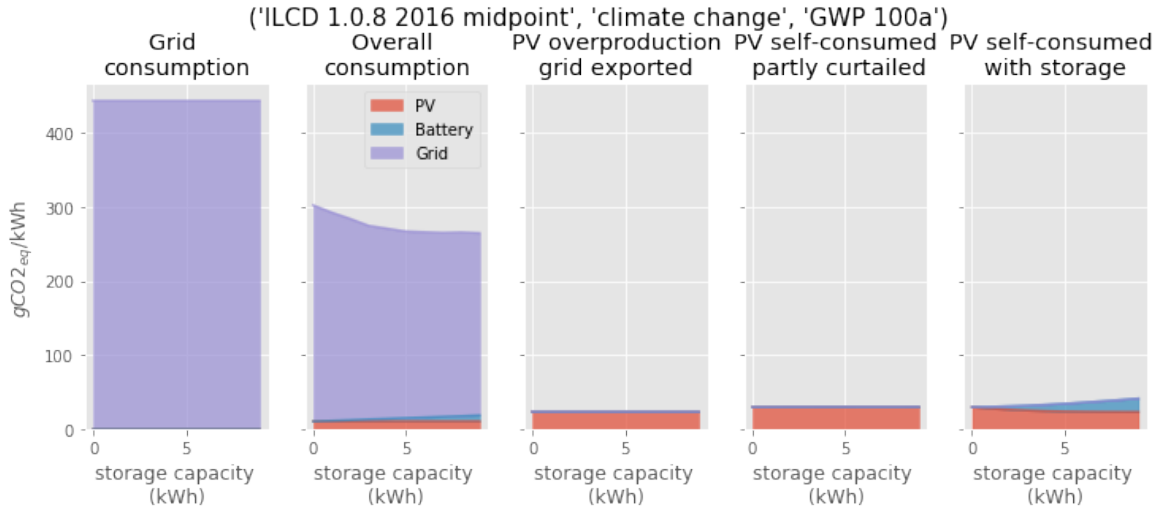


FIGURE 5.27 – Évolution de l'empreinte carbone avec la capacité PV installée avec la capacité de stockage installée

5.4 Conclusion du chapitre

Les impacts environnementaux de deux filières EnR à production météo-dépendante ont pu être évalués dans deux scénarios d'autoconsommation.

Le premier cas d'étude envisage l'association d'énergie éolienne à du stockage power-to-gas (P2G). Le stockage sous forme de P2G permet de stocker d'importantes quantités d'énergie sur du long terme, ce qui en fait une solution particulièrement adaptée au stockage d'énergie éolienne et justifie qu'un démonstrateur de ce type soit à l'étude au Danemark. Le second cas d'étude combine production d'énergie PV et stockage par batteries électrochimiques. Le stockage par batteries, quant à lui, ne permet pas de stockage de long-terme mais uniquement jusqu'à des durées de l'ordre de la journée mais avec un rendement bien supérieur au P2G. Il est important de noter que ces deux solutions ne permettent pas de répondre aux mêmes besoins de stockage. Les batteries, avec leur capacité de stockage sur du court-terme, sont particulièrement adaptées au stockage de la production journalière d'énergie PV. La gestion d'un parc de batteries pouvant être automatisée, cela permet d'envisager l'installation de tels systèmes chez des particuliers ou des entreprises quelconques.

Dans les deux cas, la première étape consiste à déterminer les impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie. Pour cela, les modèles paramétrés d'ICV développés aux chapitres 3 et 4 ont été mis à profit. L'étape suivante consiste à déterminer les besoins de stockage et l'utilisation qui en sera faite. Cela a été permis par la modélisation de séries temporelles de production et de consommation d'énergie. Les séries temporelles de production ont été modélisées à partir de données météorologiques et des séries temporelles de consommations historiques ont été utilisées. Une fois le dimensionnement et l'utilisation du stockage connu, il devient possible d'évaluer les impacts environnementaux d'EnR en autoconsommation.

Cette méthode, appliquée à deux cas d'études a montré que la prise en compte des besoins de stockage devenant nécessaire pour atteindre d'importants taux de pénétration d'EnR dans le mix électrique, conduit à une augmentation significative de leur empreinte environnementale. Cette augmentation provient à la fois des impacts occasionnés notamment par la production du système de stockage, mais aussi par les pertes qu'il entraîne. Les pertes sont faibles dans le cas des batteries mais conséquentes dans le cas du P2G. Cependant, une part importante de l'énergie EnR produite peut être consommée directement sans passer par le système de stockage.

Les empreintes carbone des énergies renouvelables, estimées sur leur cycle de vie restent faibles, même en tenant compte du stockage, devant l'empreinte carbone des alternatives fossiles à substituer. Le premier déterminant de l'empreinte carbone de l'énergie consommée reste donc la quantité d'énergie fossile consommée. En revanche, en considérant d'autres catégories d'impact, comme l'utilisation de ressources minérales, les EnR en autoconsommations peuvent avoir des impacts environnementaux plus importants. La soutenabilité des énergies renouvelables est alors conditionnée à la mise en place de filière de recyclage de ces systèmes. En effet, une part importante des minéraux utilisés dans ces systèmes ne sont pas utilisés de manières dispersives, ce qui permet d'envisager leur recyclage dans d'importantes proportions.

Il est intéressant de remarquer que, dans les deux cas d'études, au fur et à mesure que l'on installe des capacités de stockage, les bénéfices apportés sont décroissants. Arrivé à un certain, point, le système de stockage occasionne davantage d'impacts sur son cycle de vie que ce qu'il permet d'éviter en stockant la production d'EnR. Ainsi, l'optimum, du point de vue environnemental, ne consiste pas à dimensionner le système de stockage de manière à être en capacité de stocker l'intégralité de la production d'EnR, mais il peut être préférable, dans une certaine mesure, de surdimensionner la production quitte à écrêter une partie de la production.

La méthode développée, qui a été étayée sur deux cas d'études différents, ne leur est pas spécifique et peut s'appliquer à bien d'autres cas d'études en modifiant les localisations qui déterminent les données météorologiques et donc la ressource, les profils de consommation, le type d'énergie utilisé en complément, le dimensionnement du stockage ou bien les paramètres des modèles d'ICV des systèmes de production et de stockage.

Chapitre 6

ACV de scénarios énergétiques insulaires

Sommaire

6.1 Introduction du chapitre 148
6.2 Modélisation de la production EnR 149
6.2.1 Production PV 150
6.2.2 Production éolienne 151
6.2.3 Production hydroélectrique 153
6.3 Modélisation de la consommation 154
6.3.1 Modélisation des volumes annuels de consommation par secteur . . . 155
6.3.2 Modélisation des profils unitaires de consommation 162
6.3.3 Météo-sensibilité de la consommation modélisée 162
6.4 Évaluation des besoins de stockage 164
6.5 ACV de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation 169
6.6 Conclusion du chapitre 175

6.1 Introduction du chapitre

Ce chapitre présente la méthode et les résultats relatifs à l'évaluation environnementale de scénarios énergétiques dans un contexte insulaire. Le contexte insulaire est particulièrement pertinent puisque la problématique d'adéquation temporelle production-consommation y est plus prononcée qu'ailleurs. En effet, l'absence d'interconnexion du réseau électrique oblige à gérer localement l'adéquation temporelle production-consommation. La méthode a été développée autour d'un cas d'étude portant sur l'île de La Réunion, territoire pour lequel un nombre suffisant de données étaient disponibles en ligne ou ont été fournies par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). La problématique d'intégration d'EnR à production météo-dépendante se pose déjà sur ce territoire insulaire comme en atteste le fait, qu'en 2018, la puissance instantanée d'injection d'EnR non pilotables ne pouvait excéder 35 % de la puissance consommée [114]. La méthode globale dynamique et paramétrique suivant une approche générique, elle peut tout à fait s'appliquer à d'autres territoires insulaires.

D'une part, les modèles paramétrés d'ICV des systèmes de production et de stockage respectivement présentés dans les chapitres 3 et 4 précédemment développés sont mis à profit pour évaluer les impacts environnementaux des systèmes mis en jeu. Cette application illustre, au passage, l'intérêt des paramètres des modèles d'ICV qui permettent aisément d'adapter l'évaluation des impacts environnementaux au contexte spécifiquement étudié.

D'autre part, des séries temporelles de production d'EnR sont modélisées à partir de variables météorologiques et présentées dans la section 6.2. La consommation est également modélisée sous forme de série temporelle à partir de l'évolution des volumes de consommation annuels par secteur, de profil de consommation par secteur ainsi que de données météorologiques. Ce modèle est présenté dans la section 6.3. Les besoins de stockages sont ensuite évalués à partir du couplage des séries temporelles de production et de consommation. La méthode d'évaluation des besoins de stockage, qui s'inspire de celle utilisée dans un contexte d'autoconsommation présenté dans le chapitre 5, est présentée dans la section 6.4.

En effet, un scénario énergétique insulaire, du fait de l'absence d'interconnexion, n'est rien d'autre un scénario d'autoconsommation à grande échelle. Si dans les cas d'étude présentés dans le chapitre 5, il est toujours possible de discuter l'intérêt de l'autoconsommation, cette autoconsommation est ici contrainte par le contexte insulaire. En théorie, les interconnexions permettent d'optimiser techniquement et économiquement le fonctionnement du système électrique dans son ensemble. Il existe, sur le réseau, un foisonnement entre les différentes sources de production d'énergie, qu'elles soient renouvelables ou non, et les nombreux postes de consommation soutirant l'énergie du réseau. Ce foisonnement permet de limiter la capacité du parc de production, en mutualisant des équipements, et d'en optimiser le fonctionnement. En effet, avec les interconnexions, il devient possible, à chaque instant, d'importer ou d'exporter de l'énergie pouvant être produite à plus faible coût économique ou environnemental. Cette optimisation se fait néanmoins au détriment de la résilience.

Les impacts environnementaux de scénarios énergétiques, reposant sur des ICV spécifiques au contexte étudiés, et intégrant les besoins de stockage induits par la météo-dépendance de la production d'EnR, sont alors évalués. Ces impacts environnementaux sont présentés et discutés dans la section 6.5.

6.2 Modélisation de la production EnR

Des séries temporelles de production effectives sont communiquées par EDF SEI, l'opérateur intégré du système électrique à la Réunion, et peuvent être téléchargées à l'adresse suivante : https ://opendata-reunion.edf.fr/. Ces données sont représentées, à différents pas de temps, sur la figure 6.1. Ces données sont nécessaires à la construction ou la validation des modèles de production d'EnR.

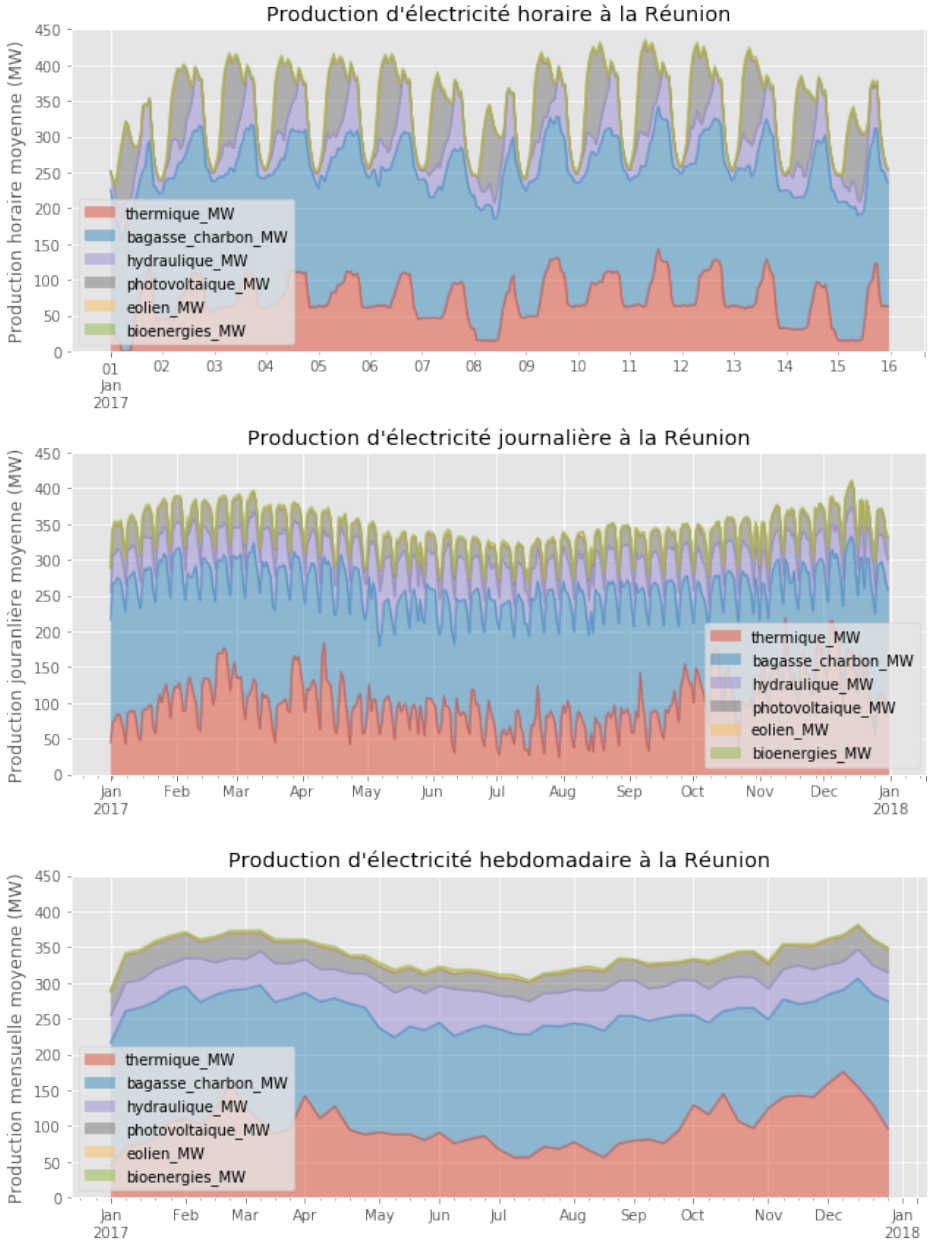


FIGURE 6.1 – Séries temporelles mesurées de production d'énergie électrique

6.2.1 Production PV

La modélisation d'énergie PV repose sur l'utilisation de la librairie PVlib et de données météorologiques MERRA-2 et d'irradiations CAMS Radiation Service.

Les données d'irradiations CAMS, à la résolution spatiale de l'ordre de quelques kilomètres, ont été téléchargées à 23 localisations géographiques différentes correspondant aux localisations des 23 postes sources du réseau électrique réunionnais. Afin de tenir compte de la diversité d'orientations des installations PV, la production d'énergie PV à chaque poste source est modélisée comme étant la somme pondérée d'installation étant orientées vers :

- l'est et incliné à 25°,
- l'équateur et inclinée à 15°,
- l'équateur et incliné à 30°,
- l'ouest et incliné à 25°.

La production PV de l'île est ensuite calculée en considérant la somme des productions calculées aux différents postes sources. La figure 6.2 présente la comparaison aux pas de temps horaires, journaliers et hebdomadaires de la production PV modélisée à partir des données météorologiques et des données fournies par EDF SEI.

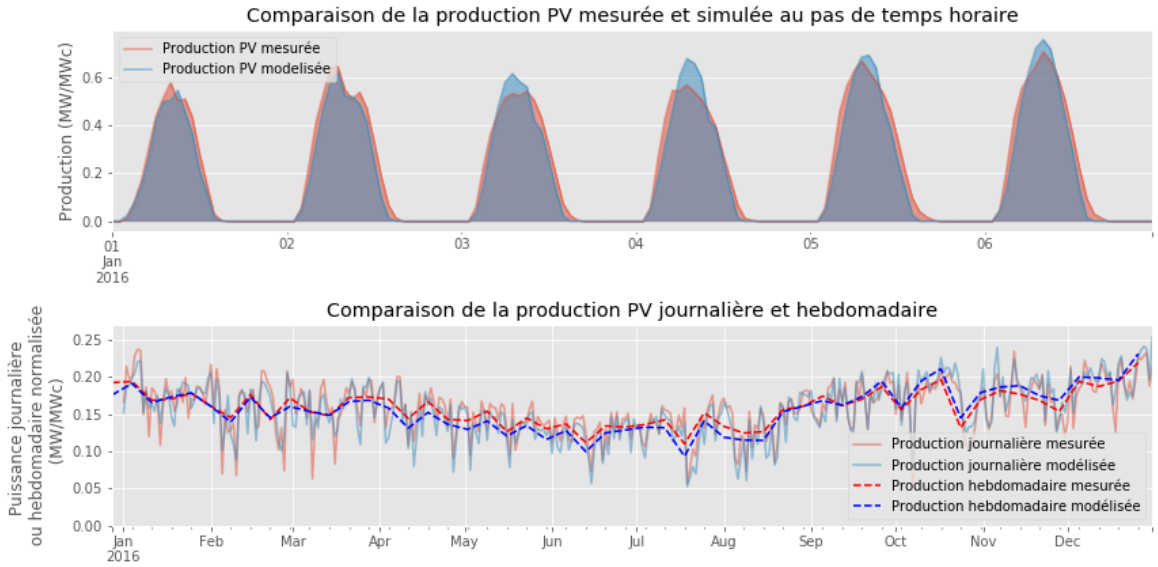


FIGURE 6.2 – Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie PV

Le modèle alors développé permet de reproduire, avec un coefficient de détermination R^2 de 0.87, la production PV sur l'année 2016 et pourra être utilisé pour modéliser des séries temporelles futures en fonction de la puissance PV installée, mais aussi d'une éventuelle évolution de la distribution des orientations des panneaux PV. La production annuelle est d'environ 1400 kWh/kWc/an. Cette valeur est relativement élevée du fait d'un très bon ensoleillement.

6.2.2 Production éolienne

La production éolienne est, quant à elle, modélisée à partir des données de vents MERRA-2 et de la courbe de puissance des éoliennes installées. La courbe de puissance de puissance est modélisée à partir de l'efficacité de la turbine et de ses principales caractéristiques : puissance nominale et dimension du rotor en utilisant le modèle présenté à la section 3.2.

La figure 6.3 présente la comparaison à l'échelle horaire, journalière et hebdomadaire de la production éolienne mesurée et modélisée. Si le modèle fonctionne bien sur une échelle de temps journalière ou hebdomadaire, avec un R^2 respectif de 0.67 et 0.81, la modélisation au pas de temps horaire est plus hasardeuse et ne permet pas de retranscrire les variations de production aux plus faibles échelles de temps. Une autre source de données de vent, de meilleure qualité, avec une résolution spatiale plus fine que MERRA-2, dont la résolution spatiale est de l'ordre de quelques dizaines de kilomètres, ou l'ajout de variations de puissance à ces échelles de temps plus rapides devient nécessaire pour améliorer le modèle. Cependant, l'éolien ne représentant qu'une part limitée de la production d'énergie dans les scénarios envisagés, cette faiblesse n'est pas limitante pour la suite du cas d'étude ici présenté.

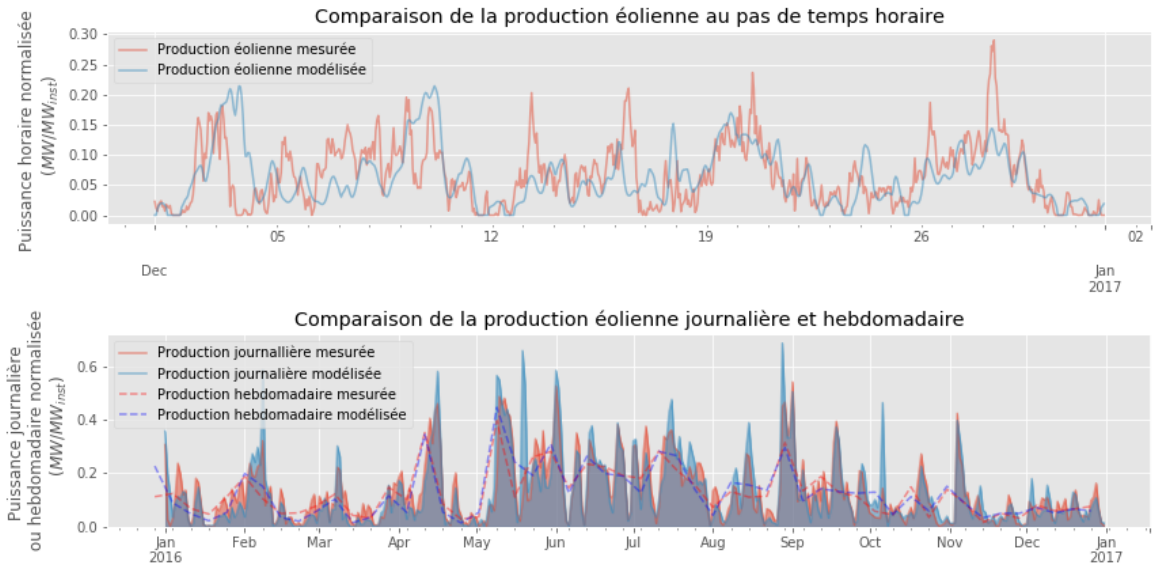


FIGURE 6.3 – Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie éolienne

Les productions mesurée et modélisée correspondent à des facteurs de charge annuel de 12 %. Ce facteur de charge est plutôt faible en comparaison aux facteurs de charge observés, par exemple au Danemark, ou certaines éoliennes présentent des facteurs de charge supérieurs à 50 %. Ce faible facteur de charge s'explique par des vents plus faibles mais aussi par des rotors bipales de faible diamètre. Cela présente l'avantage de pouvoir permettre de rabattre et protéger ces éoliennes en cas d'épisode cyclonique, mais en contrepartie, des vents plus élevés sont nécessaires pour que l'éolienne commence à produire. Le modèle paramétré de courbe de puissance, présenté dans la section 3.2, permet justement d'envisager l'installation d'éoliennes équipées de rotor de plus grandes dimensions, parfois qualifiées de surtoilées, et qui permettent d'atteindre des facteurs de charges plus importants comme l'illustre la figure 6.4.

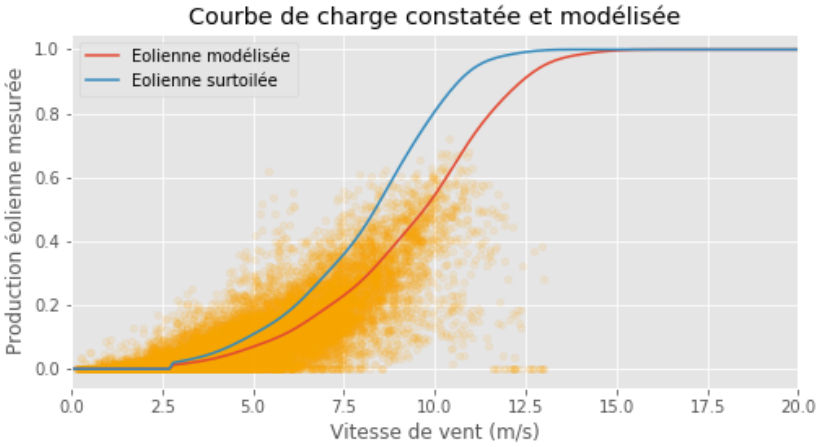


FIGURE 6.4 – Comparaison des courbes de puissance modélisées des éoliennes existantes et surtoilées avec la production mesurée

Cette figure 6.4 représente, avec des points jaunes, la production mesurée par EDF SEI en fonction des vitesses de vent du modèle de réanalyse MERRA-2. Ces points laissent deviner une courbe de puissance correspondant à celle des éoliennes installées sur l'île qui est représentée en rouge. La forte dispersion provient de l'incapacité du modèle à retranscrire les variations sur des échelles de temps inférieures à la journée comme l'illustre la figure 6.3. La courbe bleue représente la courbe de puissance d'éoliennes qui seraient surtoilées. Le choix d'un plus grand rotor permet, pour des vitesses de vent modérées, de produire davantage de puissance améliorant ainsi le facteur de charge des turbines.

6.2.3 Production hydroélectrique

L'énergie hydroélectrique est également une énergie météo-dépendante. Les ouvrages hydroélectriques existant à La Réunion étant de type au fil de l'eau, ou avec une capacité de stockage n'excédant pas la journée, il a été possible de modéliser la production journalière en fonction du cumul de la pluviométrie passée. En deçà de la journée, la production étant en partie pilotable, elle dépendra donc de la stratégie d'opération choisie pour délivrer l'énergie retenue par les barrages. L'analyse des séries temporelles montre que l'eau des barrages est principalement turbinée en fin de journée pour couvrir le pic de consommation du soir.

La production hydroélectrique journalière a été modélisée à partir de corrélations avec le cumul journalier, mensuel et annuel de pluviométrie. La comparaison, présentée sur la figure 6.5 permet de reproduire certains motifs de variations de la production hydroélectrique journalière, mais ne permet pas de tenir compte des périodes de maintenance que l'on observe fin avril et fin mai.

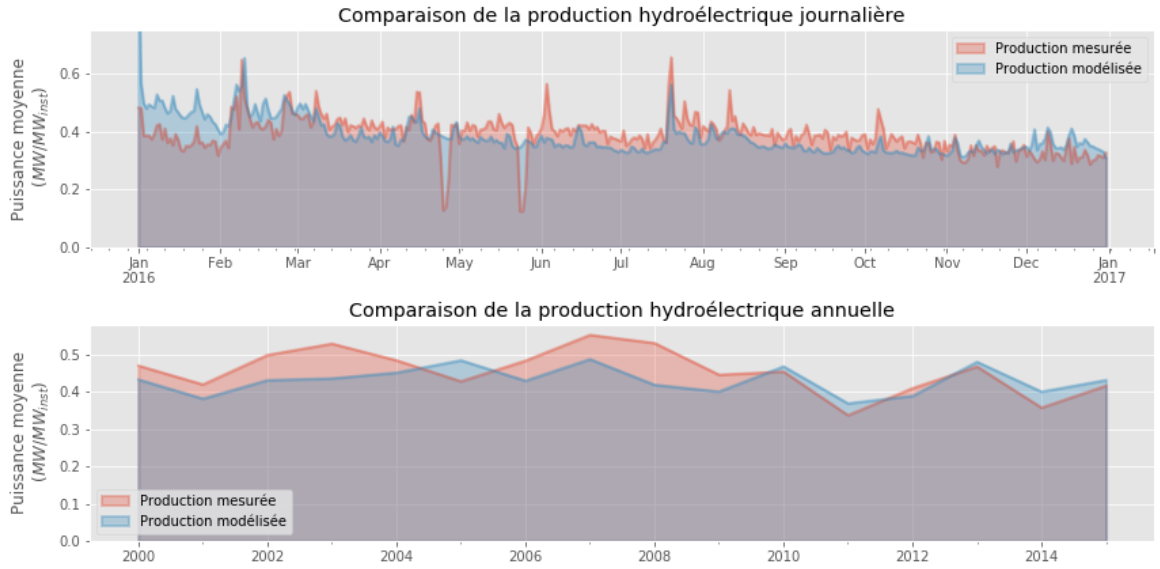


FIGURE 6.5 – Séries temporelles mesurées et modélisées de production d'énergie hydroélectrique

6.3 Modélisation de la consommation

Une fois les séries temporelles de production modélisées, il reste à modéliser la série temporelle de consommation afin de pouvoir évaluer les besoins de stockage. La série temporelle de consommation est modélisée à partir :

- des volumes de consommation par secteurs et sous-secteurs,
- des profils de consommation unitaire par secteurs et sous-secteurs,
- de données météorologiques pour les usages météo-dépendants.

Les secteurs et sous-secteurs de consommation, qui ont été retenus en accord avec des documents de la planification pluriannuelle de l'énergie [109] et une étude publiée par l'Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Énergie intitulée « Vers l'autonomie énergétique en Zone Non Interconnectée à l'horizon 2030 » [14], sont les suivants :

- Transport
  - Routier
    - Diesel
    - Essence
    - Gaz
    - Électrique
  - Aérien
  - Maritime
- Résidentiel
  - Eau Chaude Sanitaire (ECS)
    - Électrique
    - Appoint électrique des chauffe-eaux solaires (CES)
  - Climatisation
  - Éclairage
  - Cuisson
    - Électrique
    - Gaz
  - Divers
- Tertiaire-Services
  - Climatisation
  - Éclairage
  - Divers
- Industrie & éclairage public
  - Agriculture
  - Industrie sucrière
  - Autres
  - Éclairage public

6.3.1 Modélisation des volumes annuels de consommation par secteur

Un modèle permettant d'évaluer, pour chacun des secteurs, les volumes annuels d'énergie consommés attendus à horizon 2030, a été développé. Il repose sur des paramètres décrivant, par rapport à 2016 :

- l'évolution des besoins (e.g., nombre de kilomètres parcourus sur l'île ou nombre de foyers à alimenter en électricité),
- l'évolution de l'efficacité (e.g., évolution du coefficient de performance des climatiseurs ou du rendement de l'éclairage avec les LED),
- l'évolution de l'intensité d'usage (e.g., volume d'eau chaude consommée, consommation électrique de divers équipements par ménage) ce qui permet d'envisager un éventuel effet rebond,
- l'évolution de taux d'équipements (e.g., part de véhicules électriques, au gaz, essence ou diesel, ou part de logement équipé en Chauffe-Eaux Solaires (CES)).

Les figures 6.6, 6.7, 6.8 et 6.9 montrent l'évolution de la consommation par secteur entre 2016 et 2030. Certains paramètres ont été choisis de manière arbitraire quand ils n'ont pu être extraits de rapports d'études prospectives. Cependant, la prospective est un exercice difficile et fortement incertain. Par exemple, un rapport publié en 2012 envisageait un taux d'équipement en climatiseur en 2030 qui a été atteint puis largement dépassé dès 2016. L'approche retenue permet de modifier facilement les paramètres relatifs à l'évolution de la consommation et d'évaluer l'influence sur la consommation énergétique globale et ses impacts environnementaux.

Les figures 6.10 et 6.11 montrent respectivement la consommation énergétique totale et la consommation d'énergie électrique totale par secteur. Les détails de la consommation par secteur étant présentés sur les figures 6.6, 6.7, 6.8 et 6.9. Il est important de garder à l'esprit qu'une part importante d'énergie n'est pas consommée sous forme d'énergie électrique.

On remarque que, sans surprise, le transport est un secteur très énergivore. Cela s'explique notamment par le faible rendement énergie utile/énergie primaire du moteur à combustion et par le poids des véhicules qui est bien souvent bien supérieur à la charge transportée.

La figure 6.11 a été générée en supposant, arbitrairement, que 20 % des besoins de transport sont reportés sur l'électricité. On remarque que la consommation d'énergie électrique destinée à la mobilité reste malgré tout contenue. Cela s'explique par l'efficacité accrue des moteurs électriques comparée à celle des moteurs à combustion interne. Par ailleurs, dans une circulation dense en conduite urbaine, les moteurs électriques sont d'autant plus efficaces qu'ils permettent de récupérer une partie de l'énergie lors du freinage alors que les moteurs thermiques sont eux, au contraire, loin de fonctionner dans leur régime optimal.

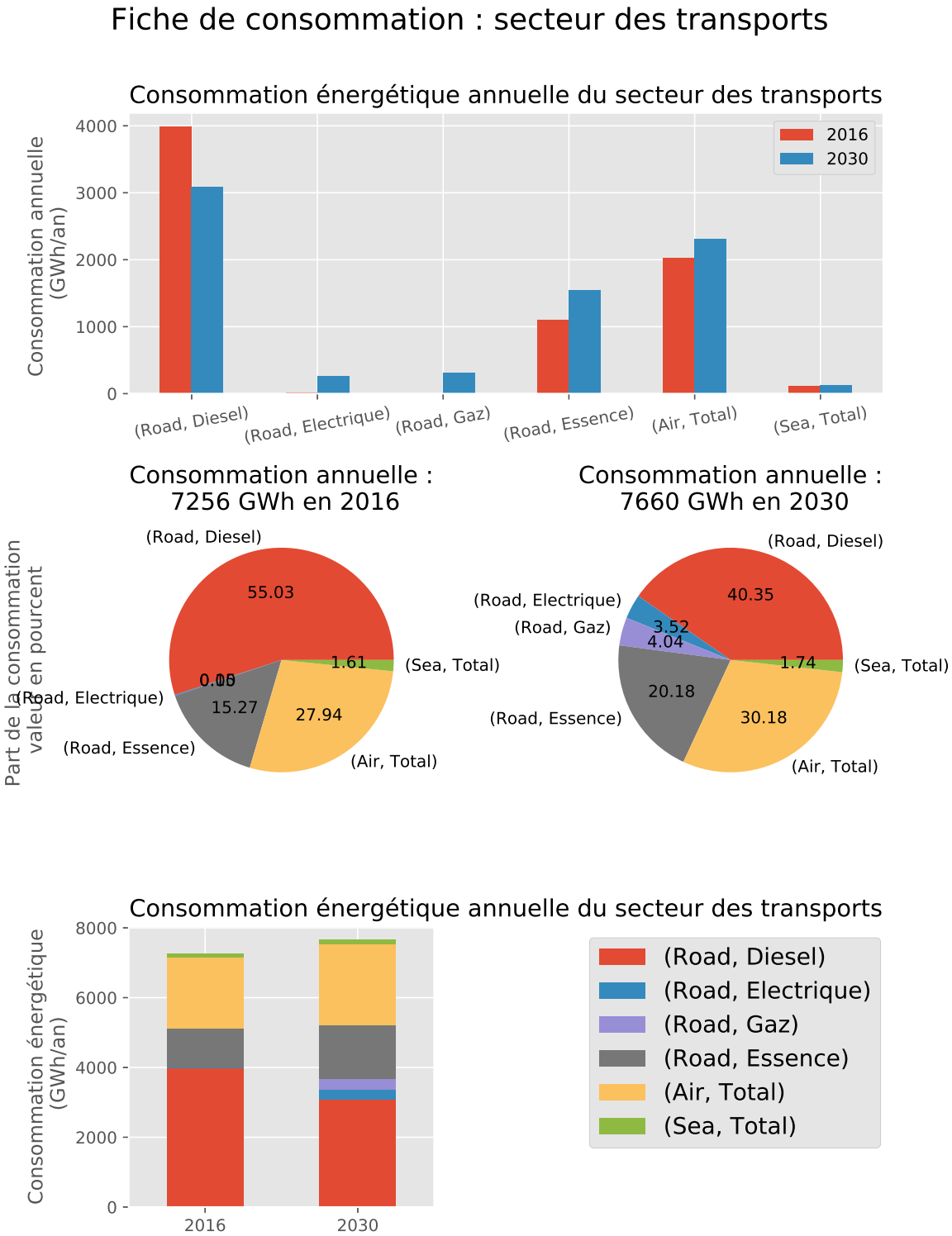


FIGURE 6.6 – Consommation énergétique du secteur des transports

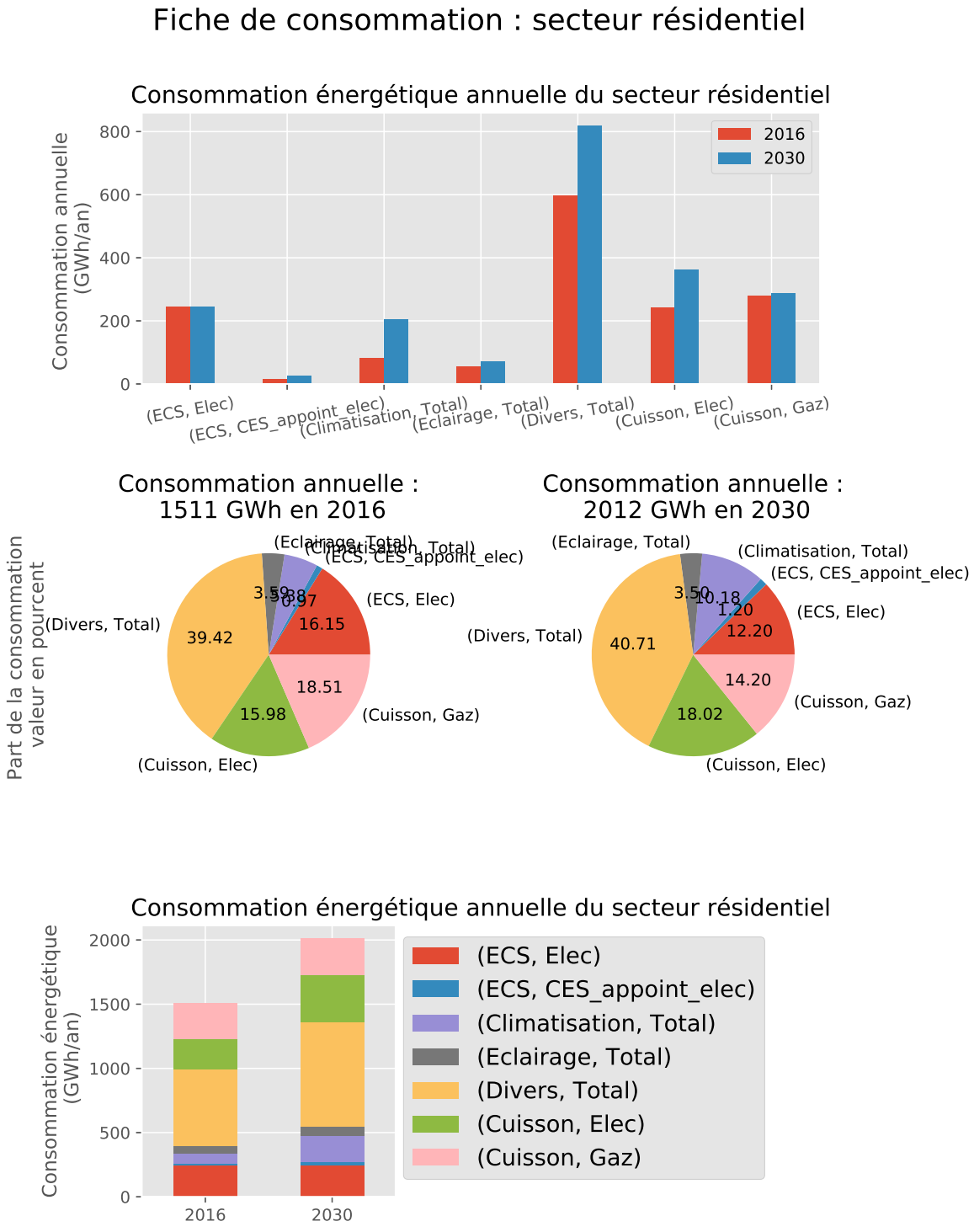


FIGURE 6.7 – Consommation énergétique du secteur résidentiel

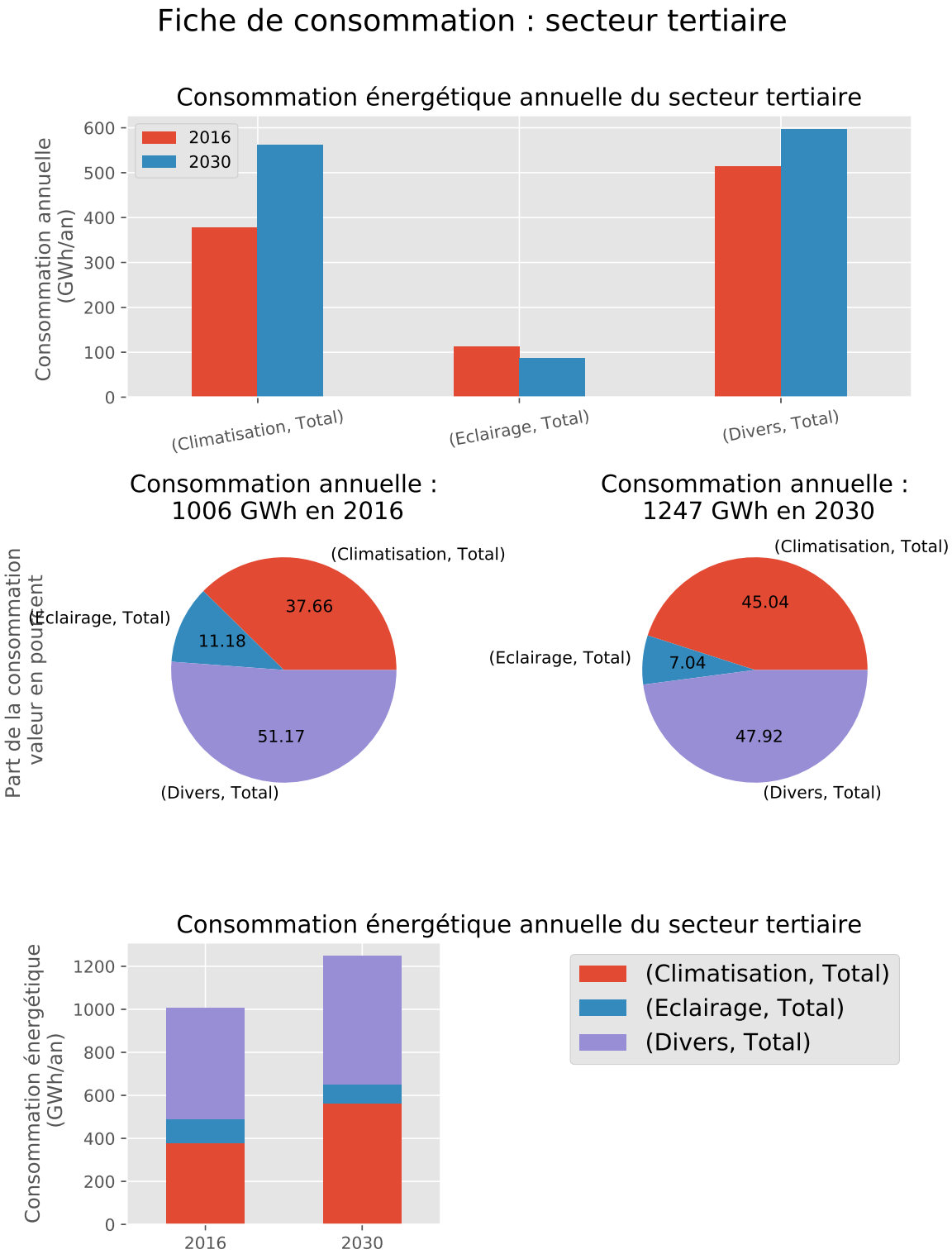


FIGURE 6.8 – Consommation énergétique du secteur tertiaire

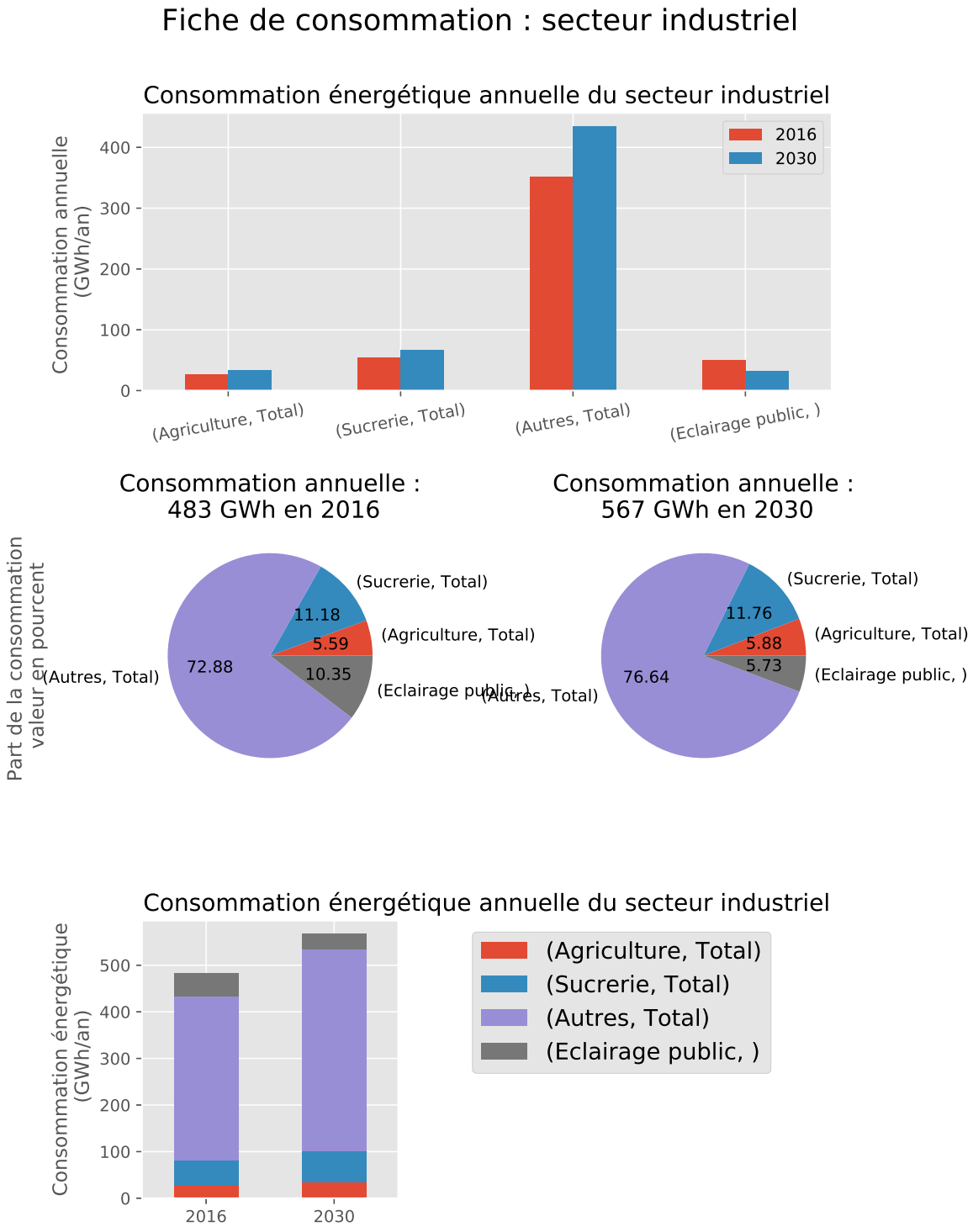


FIGURE 6.9 – Consommation énergétique du secteur industriel

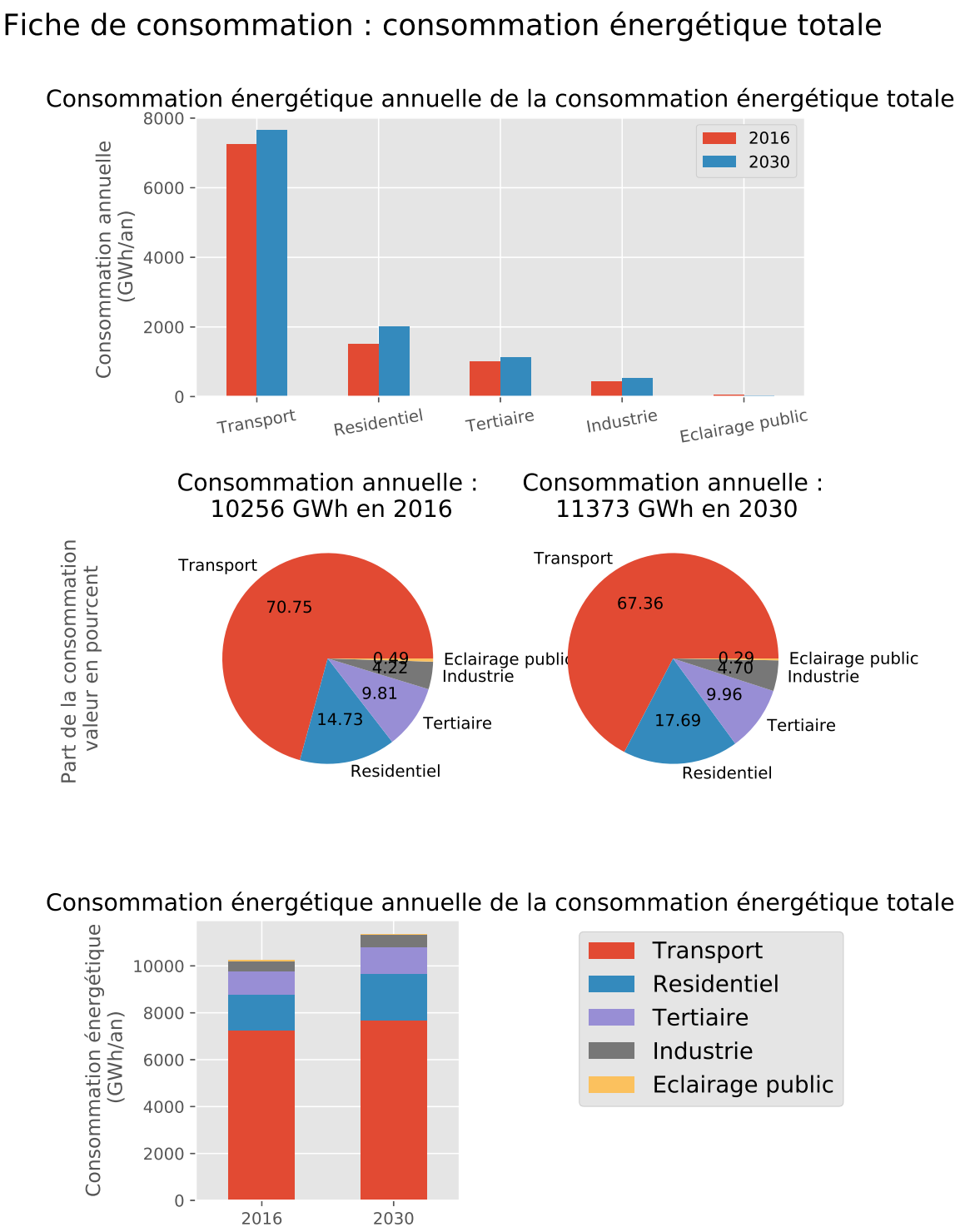


FIGURE 6.10 – Consommation énergétique de l'ensemble des secteurs

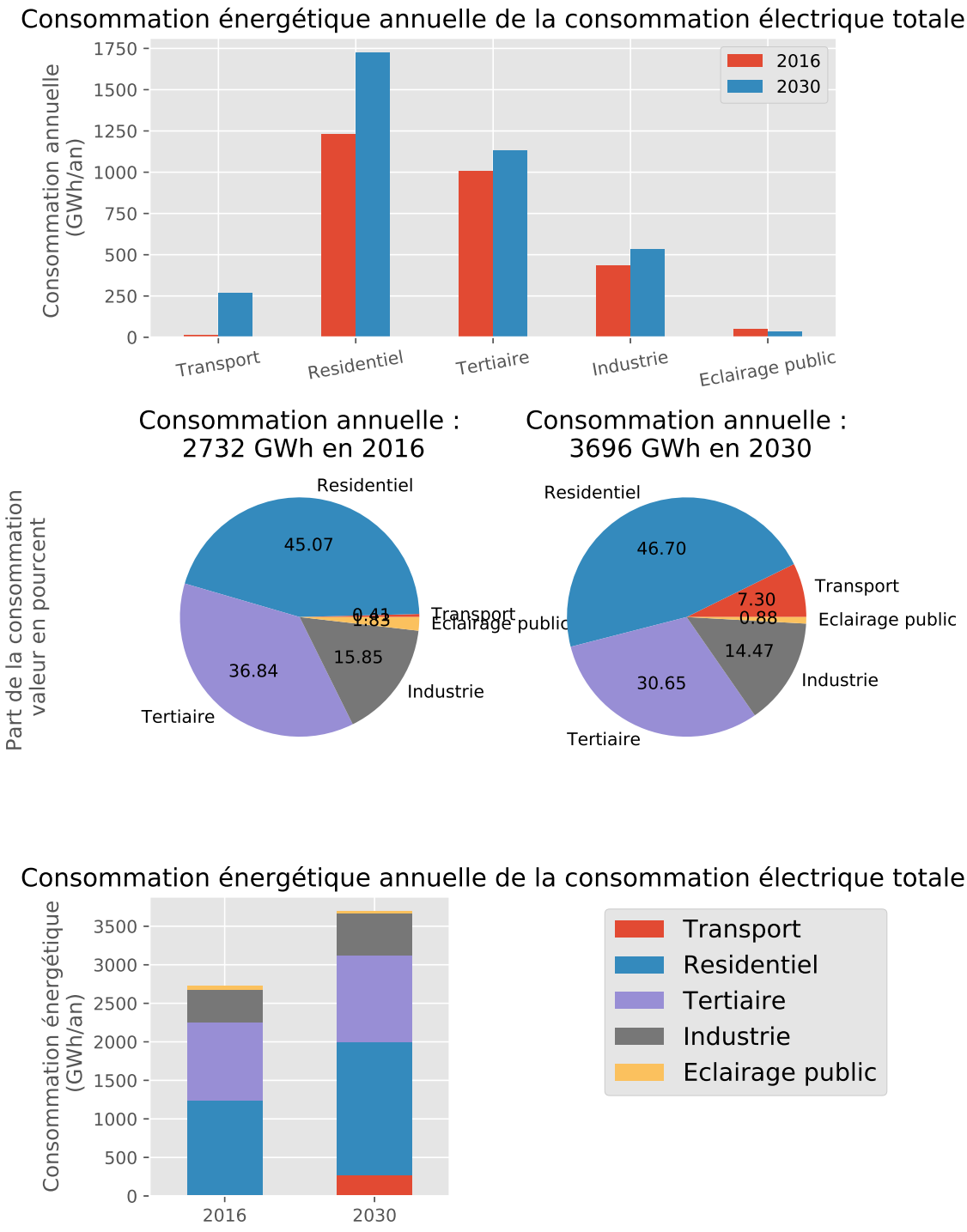


FIGURE 6.11 – Consommation d'énergie électrique de l'ensemble des secteurs

6.3.2 Modélisation des profils unitaires de consommation

Les profils unitaires de consommation fournis par l'ADEME [13] et représentés sur la figure 6.12 sont utilisés. Il existe un profil pour la semaine et pour le week-end. Par exemple, on peut remarquer que la climatisation dans les services est moins sollicitée le week-end qu'en semaine à la différence de la climatisation dans le secteur résidentiel.

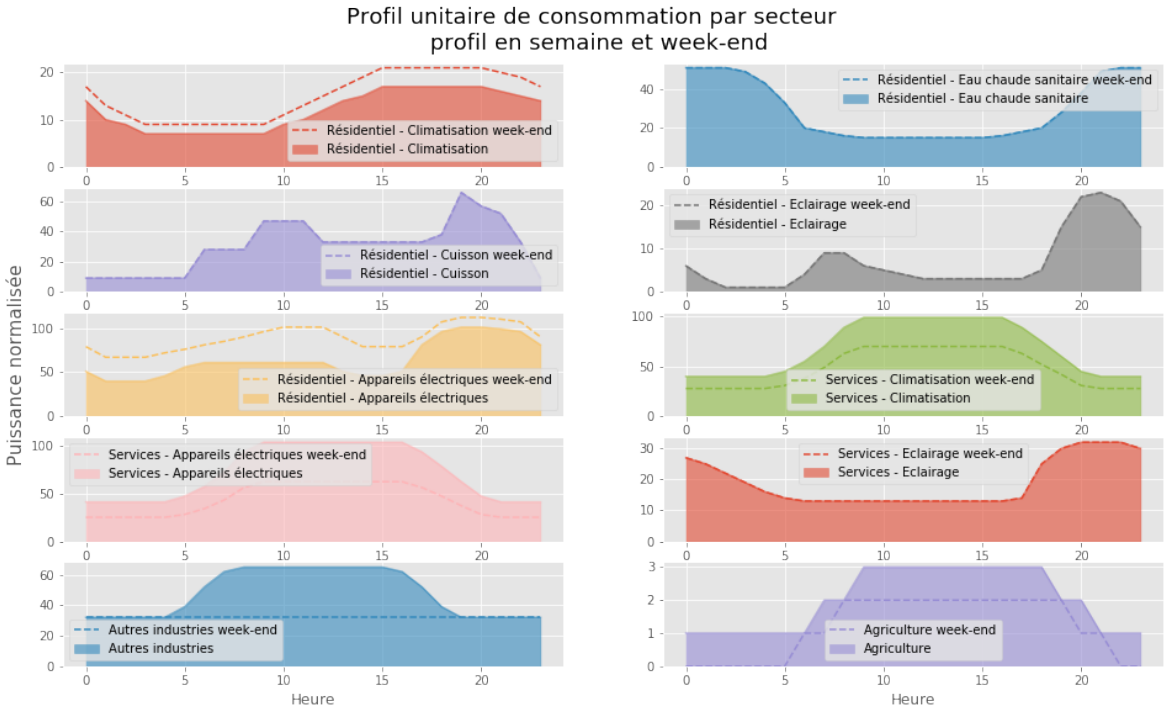


FIGURE 6.12 – Profil unitaire de consommation par secteur [13]

6.3.3 Météo-sensibilité de la consommation modélisée

La consommation liée à la climatisation dépend logiquement de la température. À partir de profils saisonniers de consommation qui m'ont été fournis, j'ai pu établir que la consommation augmente d'environ 30 % par rapport à celle estimée à 21°C pour chaque degré supplémentaire au-delà de cette valeur.

Le profil de consommation d'électricité destiné à l'éclairage public est lui rendu sensible aux heures de lever et de coucher du soleil. Enfin, la consommation énergétique pour les besoins en eau chaude dépend également de la température. Concernant la consommation de l'appoint électrique des chauffe-eaux solaires, le profil de consommation utilisé est le même que pour l'eau chaude sanitaire, mais l'électricité est seulement consommée lorsque le cumul journalier d'irradiation n'est pas suffisant pour chauffer le volume d'eau consommé.

Une fois ces profils de consommation établis, il est possible de les multiplier par les volumes d'énergie annuels correspondants et obtenir la série temporelle de consommation comme représenté sur la figure 6.13.

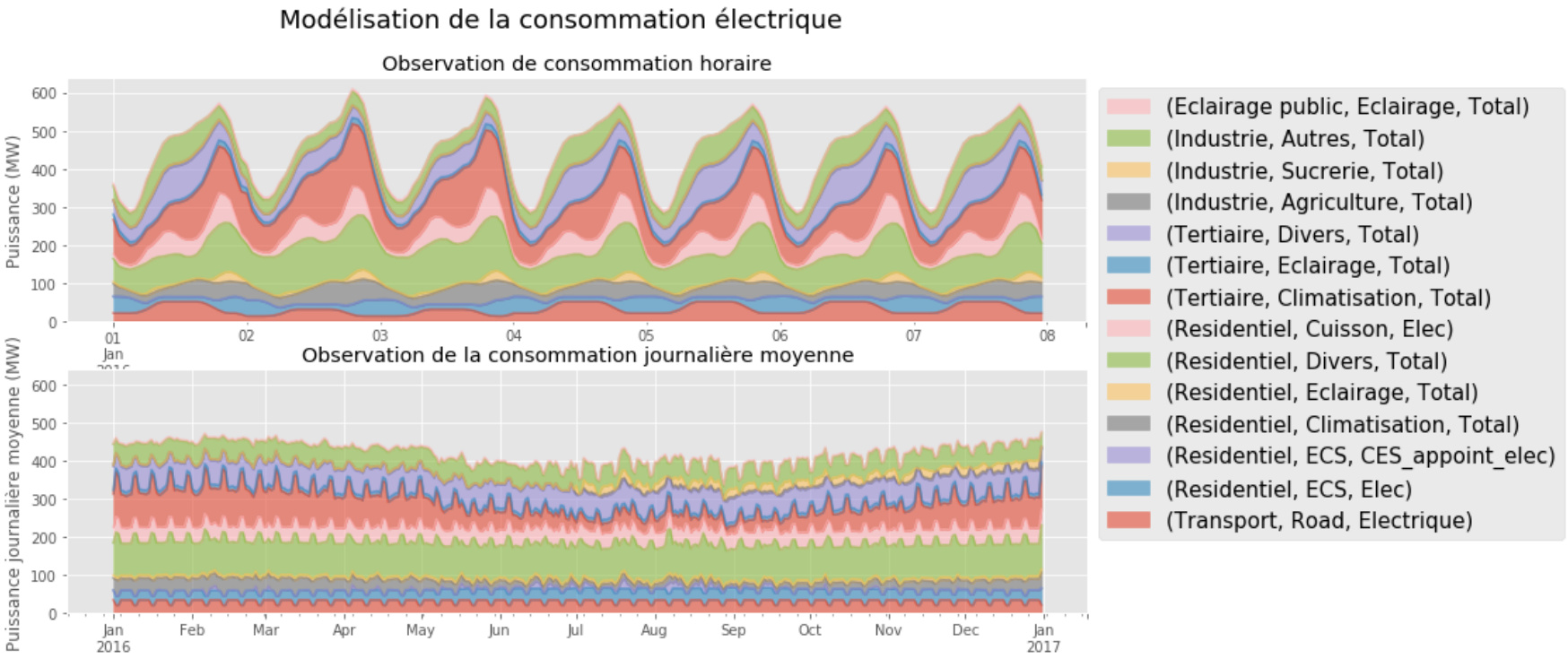


FIGURE 6.13 – Séries temporelles de consommation par secteur estimées en 2030 et représentées pour les données météorologiques de 2016

6.4 Évaluation des besoins de stockage

Une fois les profils de production d'EnR modélisés à partir de données météorologiques, comme présenté dans la section 6.2, il est possible de générer une série temporelle de production d'EnR fatales à partir des puissances installées par filière EnR : éolien, solaire et hydroélectrique au fil de l'eau. Cette série temporelle peut ensuite être comparée à la série temporelle de consommation, en suivant la démarche détaillée dans la section 6.3, afin d'évaluer les besoins de stockage. Les scénarios énergétiques reposant massivement sur l'utilisation d'énergie solaire, des batteries lithium-ions seront utilisées en accord avec les scénarios envisagés par l'ADEME [13].

La figure 6.14 représente en rouge la série temporelle de consommation. Le cumul des courbes cyan, vert et orange représente la production EnR fatales. Cette figure représente également en bleu la consommation soustraite de la puissance minimale de production des centrales pilotables. En effet, les centrales thermiques, si elles doivent fonctionner, ne peuvent fonctionner en deçà d'une certaine puissance. Si elles doivent rester allumées, elles représentent alors un plancher de production. Le scénario envisage également, en 2030, le recours à une centrale géothermique. La production de la centrale géothermique peut être diminuée durant les heures où la production PV est importante, mais cela ne permet, a priori, que de très faibles économies en l'absence de coût de combustible, ainsi, il n'y a, semble-t-il, pas d'intérêt à réduire volontairement la production de la centrale géothermique. Ces deux types de centrales forment alors un talon de production correspondant à l'écart de la courbe rouge et bleue. L'énergie EnR fatale n'excédant pas la consommation déduite du talon de production des centrales pilotables peut être directement autoconsommée. Lorsque la production EnR fatale excède ce niveau, la production est soit stockée, soit écrêtée suivant la capacité de stockage installée.

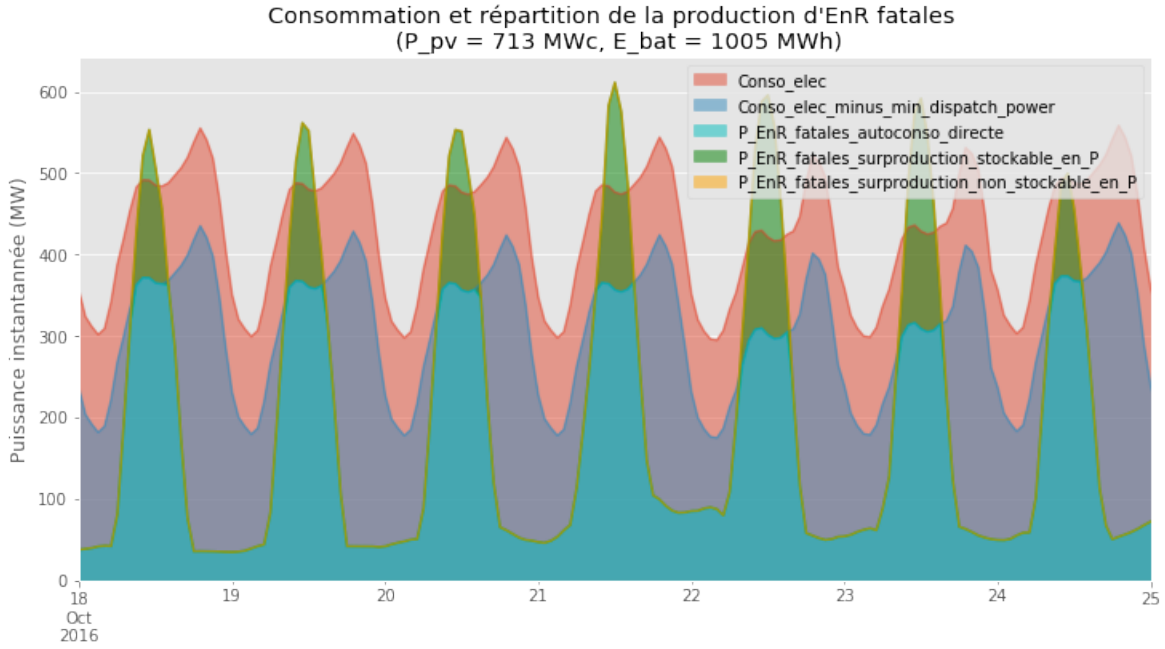


FIGURE 6.14 – Comparaison des séries temporelles de production EnR fatales et de consommation

La figure 6.15A représente la distribution de la différence entre la production d'EnR fatale et la consommation déduite de son talon de production minimal. Les valeurs positives correspondent à la puissance d'EnR à absorber. On remarque que la valeur maximale de la puissance à stocker est de 367 MW. Si la puissance de stockage installée est suffisante, l'ensemble de la puissance peut être absorbée, si elle ne l'est pas, par moment, une partie de la production d'EnR fatal devra être écrêtée. La figure 6.15B représente le volume d'énergie à stocker sur la journée. On remarque que, dans de rares cas, l'énergie à stocker atteint 1500 MWh/jour. Dans le cas présent, le volume de stockage est déterminé pour être en mesure de stocker l'intégralité de l'énergie 95 % du temps. Cette valeur, qui est un des paramètres du modèle, a ici été choisie arbitrairement. Cela permet de réduire à environ 1000 MWh/jour les besoins de stockage. Il est également possible de déterminer directement la puissance de stockage à installer, le modèle déterminera alors quelle part du temps le stockage est en mesure de stocker l'intégralité de la surproduction et la part d'énergie devant être écrêtée. Une fois cette énergie stockée, on s'assure qu'elle pourra être déstockée en travaillant sur les séries temporelles de production et de consommation journalière. Si la production d'EnR fatales additionnée de la production correspondant au talon de la production des centrales thermiques/géothermiques et de l'hydroélectrique pilotable excède sur plusieurs journées la consommation, l'énergie ne pourra être entièrement déstockée. Cette situation n'arrive cependant pas comme le montrent les séries temporelles journalières de la figure 6.16.

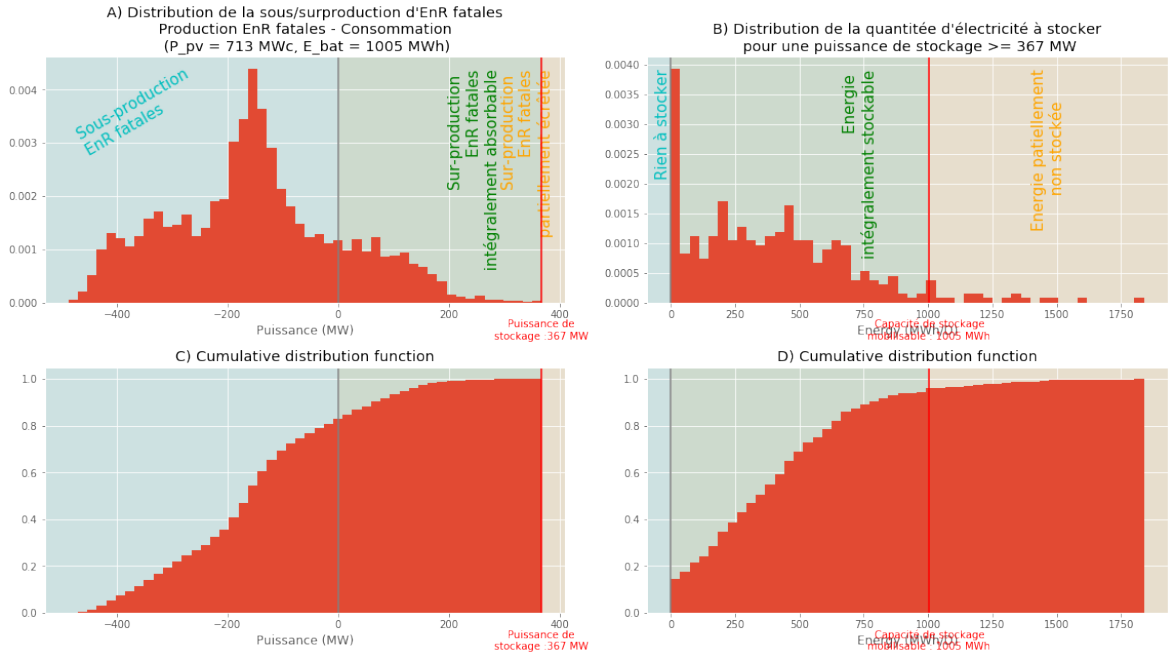


FIGURE 6.15 – Dimensionnement des besoins de stockage en puissance et en énergie

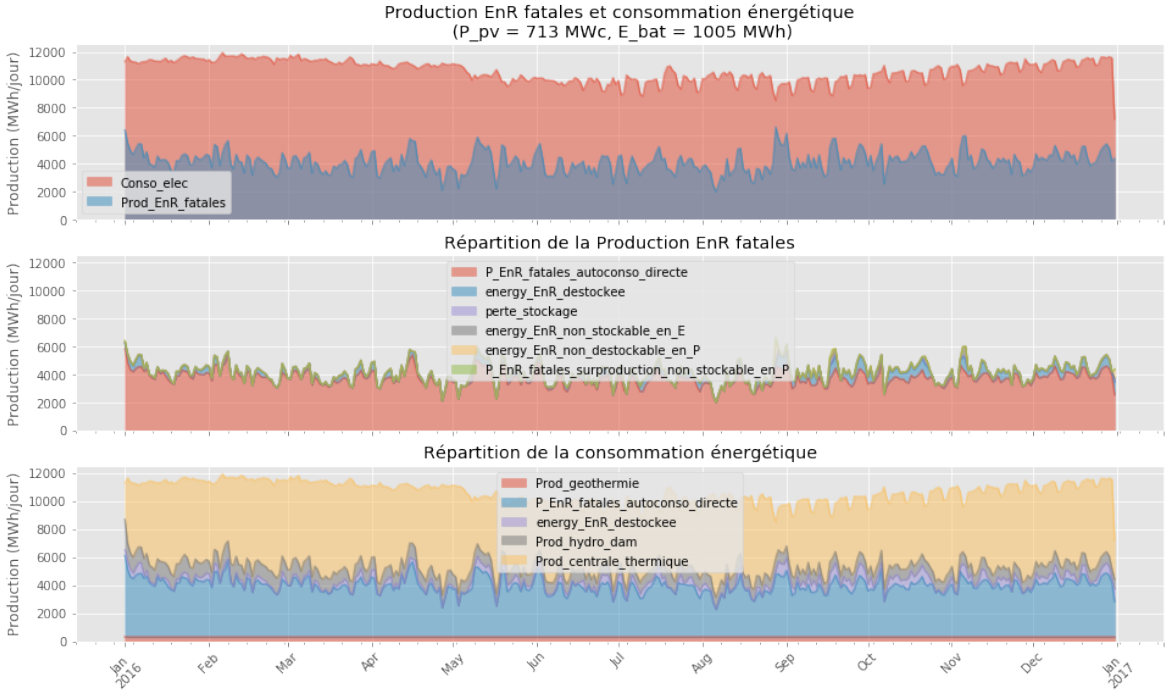


FIGURE 6.16 – Séries temporelles journalières de productions et de consommations

La figure 6.17 représente, mensuellement l'énergie permettant de répondre à la consommation sur l'île. On peut observer, avec un œil fin, que c'est au mois d'août qu'une partie de l'énergie fatale ne peut être complètement stockée. Sur l'année, et dans le scénario modélisé, 98.5 % de la production d'EnR fatale est valorisée, 0.5 % de l'énergie est perdue, sur les 5 % du temps où l'énergie doit être partiellement écrêtée, du fait d'une capacité de stockage limitée à 1000 MWh et 1 % de l'énergie est perdue lors du stockage dans les batteries (un rendement de 90 % ayant été considéré [1]).

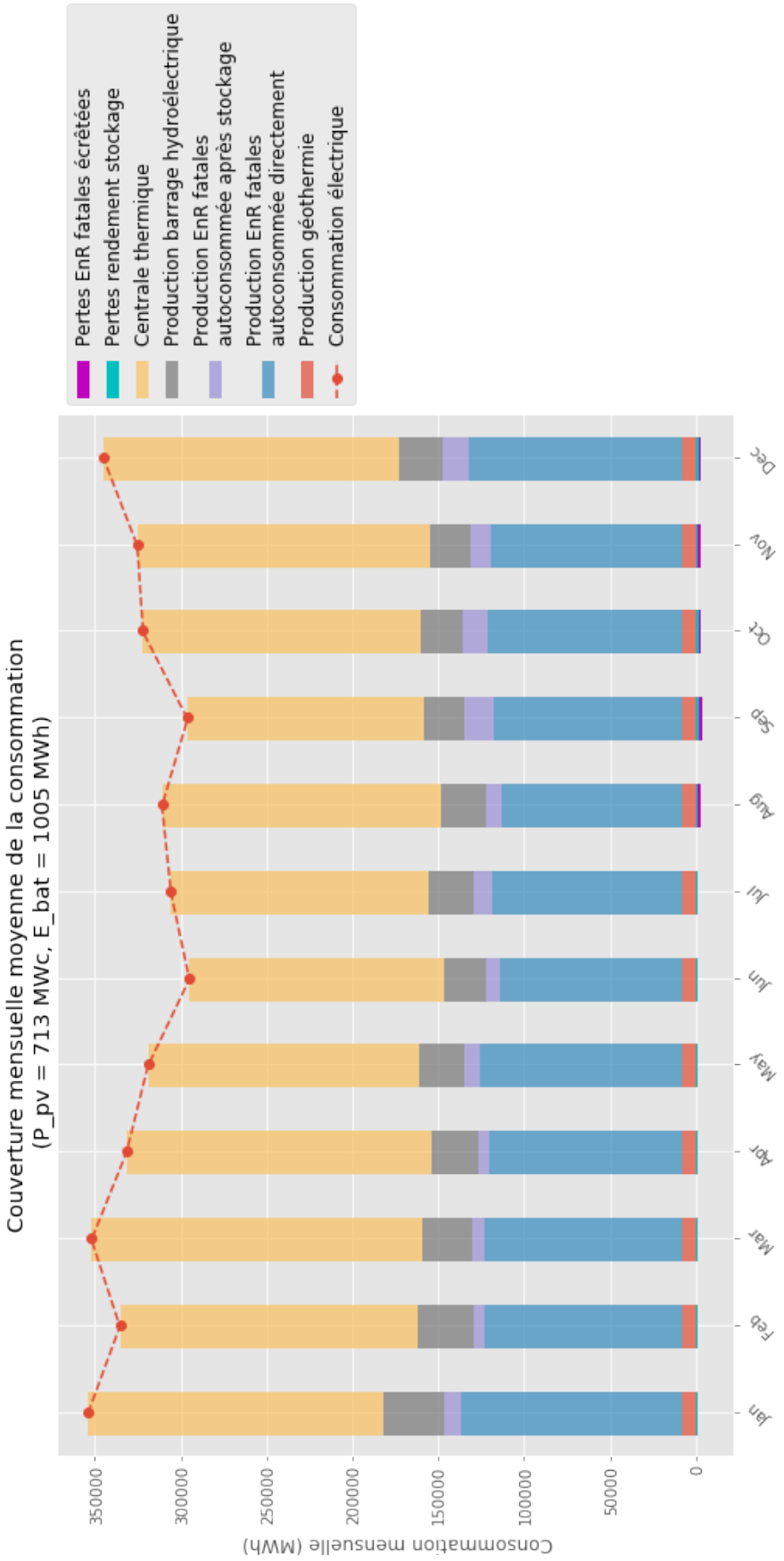


FIGURE 6.17 – Séries temporelles mensuelles de productions et de consommations

Cette approche permet donc d'obtenir :

- la puissance de stockage nécessaire,
- la capacité de stockage nécessaire (suivant la part du temps où l'on veut être en mesure de stocker intégralement l'énergie),
- les pertes intervenant du fait :
  - du rendement du stockage,
  - de l'incapacité à absorber l'intégralité du surplus de puissance,
  - de l'incapacité à stocker suffisamment d'énergie ou de l'incapacité à déstocker l'énergie si la production EnR est trop importante en regard de la consommation journalière.

L'exemple présenté précédemment, correspondant à un scénario favorable de déploiement des EnR, montre que la part d'énergie perdue est minime. En effet, le rendement des batteries est élevé et une part seulement de l'énergie doit être stockée. Environ 90 % de la production d'EnR fatale est autoconsommée directement, l'énergie restante sera stockée puis déstockée, perdue dans le rendement ou écrêtée faute d'espace libre dans les batteries. On remarque également que c'est la capacité des batteries à stocker l'énergie qui est limitante plutôt que leur puissance. En effet, une batterie peut se charger/décharger typiquement en une heure ou deux, ainsi, une capacité de 1000 MWh correspond typiquement à une puissance de 500 - 1000 MW.

6.5 ACV de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation

Une fois la capacité de stockage nécessaire pour assurer l'adéquation temporelle production-consommation estimée avec les pertes d'énergie correspondantes, il est possible d'évaluer les impacts environnementaux à partir des modèles paramétrés développés aux chapitres 3 et 4.

Le scénario envisage le recours à l'énergie géothermique, qui n'a pas été étudié dans le chapitre 3. Le jeu de données *'electricity production, deep geothermal'* présent dans la base de données ecoinvent est alors utilisé ainsi que le jeu de données *'electricity production, wood, future'* pour la production d'énergie à partir de biomasse. Le jeu de données correspondant à la biomasse n'est pas forcément le plus adapté au contexte de la Réunion. Par ailleurs, l'inventaire semble, à première vue, peu exhaustif en termes d'émissions de substances polluantes. En effet, brûler de la biomasse émet de nombreux polluants et particules dans l'air au même titre que brûler des hydrocarbures fossiles que ne sont rien d'autre que de la biomasse âgée de quelques millions d'années.

La méthode précédemment présentée dans la section 6.4 indique jour après jour la quantité d'énergie devant être produite par des centrales thermiques pour répondre à la demande électrique.

Si ce volume d'énergie est faible, il peut raisonnablement provenir intégralement de biomasse. Mais au fur et à mesure que ce volume augmente, il devient de plus en plus difficile de le couvrir avec uniquement de la biomasse. Si la quantité d'énergie thermique excède un certain volume, il apparait plus raisonnable de considérer qu'une part de l'énergie provient d'hydrocarbure fioul lourd puis charbon. Cette valeur a été fixée à 1000 GWh, qui est la production d'énergie électrique à partir de biomasse envisagée dans un scénario de déploiement volontariste des EnR. Si la consommation fait que ce volume excède cette capacité, des centrales thermiques fossiles sont alors envisagées.

Il a été montré dans la section 6.3 qu'une part très importante d'énergie est consommée au travers de carburants et non d'électricité. Les impacts environnementaux sur le cycle de vie des carburants sont modélisés à partir des jeux de données relatifs aux transports présents dans la base de données ecoinvent. Ces jeux de données ont été adaptés en modifiant l'unité fonctionnelle de passager-kilomètre à une quantité d'énergie consommée. L'énergie nécessaire à l'entretien des routes étant déjà comptabilisée dans l'énergie consommée par le secteur industriel, les flux relatifs aux véhicules et leur entretien ainsi que celui des infrastructures comme les routes ont été retirés afin d'éviter une double comptabilisation. Concernant les émissions de polluants, il conviendrait cependant de les actualiser à la lumière d'émissions constatées en situation de conduite réelle et non les émissions "théoriques" correspondant à la norme EURO 5 qui ont, ici, été utilisées.

Les impacts environnementaux d'une année de consommation d'énergie en 2016 et en 2030 pour un scénario de déploiement des EnR sur l'île de La Réunion sont représentés sur la figure 6.18.

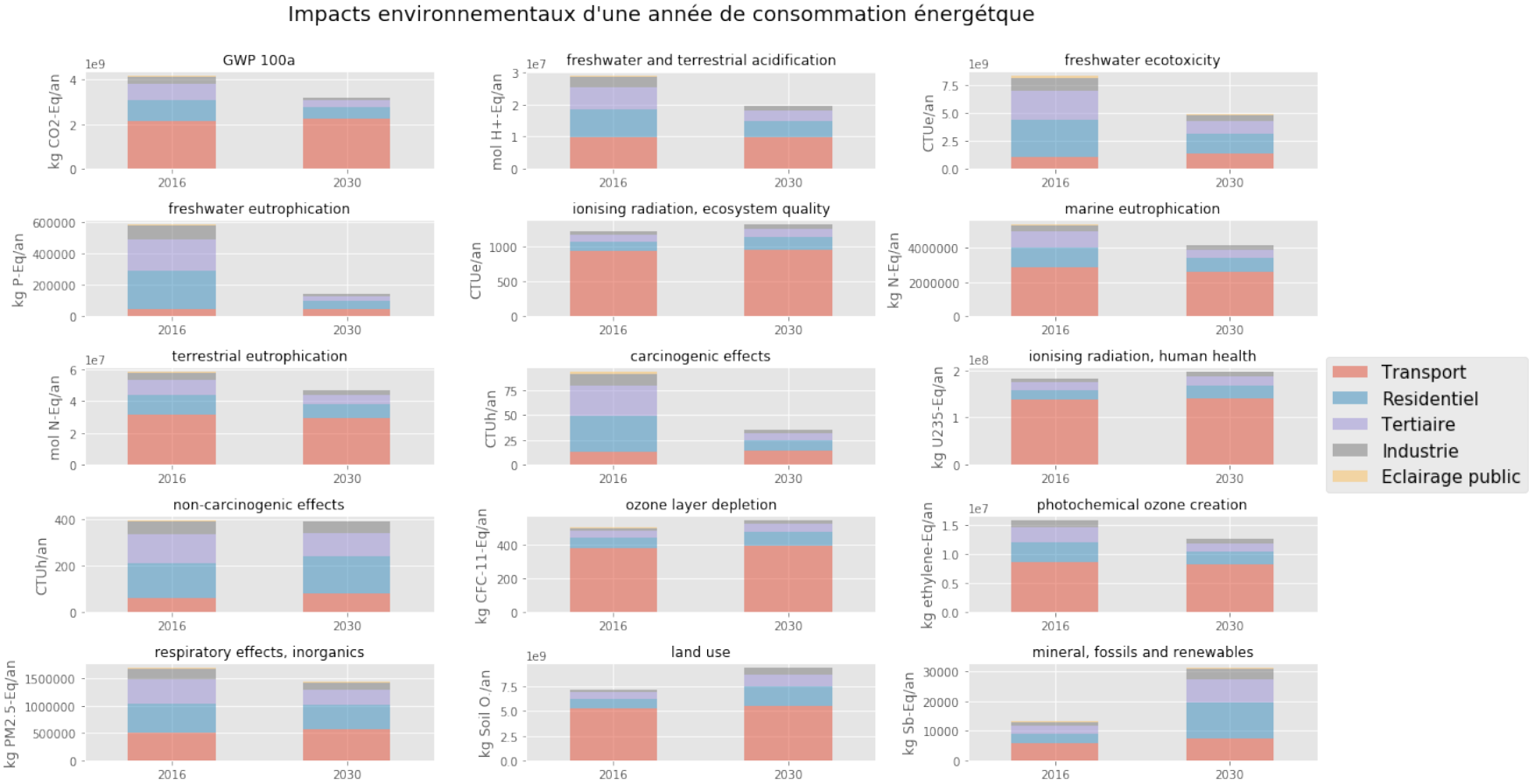


FIGURE 6.18 – Impacts environnementaux par année de consommation d'énergie

Concernant les émissions de gaz à effet de serre, le scénario envisagé permet une baisse des émissions de 4 $MtCO_2eq$/an en 2016 à 3 $MtCO_2eq$/an en 2030. On retrouve une baisse des impacts environnementaux dans l'ensemble des catégories d'impacts à l'exception de l'utilisation des sols et des ressources minérales, fossiles et renouvelables. Les énergies renouvelables, notamment le PV et l'éolien sont effectivement plus intensifs en ressource minérale. Cependant, il est important de garder à l'esprit que la majorité de ces métaux ne sont pas utilisés de manière dispersive. Ainsi, les métaux sont davantage immobilisés que consommés si ces systèmes sont convenablement recyclés. Ainsi, pour que ces énergies soient soutenables, il faut que les systèmes de production soient recyclables et recyclés.

Concernant les impacts sur les effets respiratoires, quantifiés en masse de particules fines, ils sont réduits de manière très importante par l'élimination de la production au charbon. Cependant, la biomasse peut également avoir des effets sur la pollution de l'air du même ordre que ceux du charbon, l'inventaire correspondant à la combustion de biomasse mérite donc d'être consolidé pour mieux évaluer la réduction des impacts sur les effets respiratoires du scénario envisagé.

On remarque également sur cette figure 6.18 qu'une part importante des impacts provient du secteur des transports et des énergies fossiles dont ce secteur dépend.

Un niveau d'émission de 3 $MtCO_2eq$/an pour une population de l'ordre du million d'habitants correspond approximativement à 3 tCO_2eq/an/habitant auxquels il convient d'ajouter l'empreinte carbone des biens manufacturés importés sur l'île, on obtient une empreinte bien supérieure au « budget carbone » par habitant qui est de l'ordre de 1.5 tCO_2eq/an/habitant [74].

Concernant le seul secteur électrique, dont l'évolution envisagée du mix électrique est présentée sur la figure 6.19, conduit à une réduction significative des impacts environnementaux. Si le mix électrique évolue comme considéré, on obtient les impacts environnementaux par kilowattheure consommé présentés sur la figure 6.20.

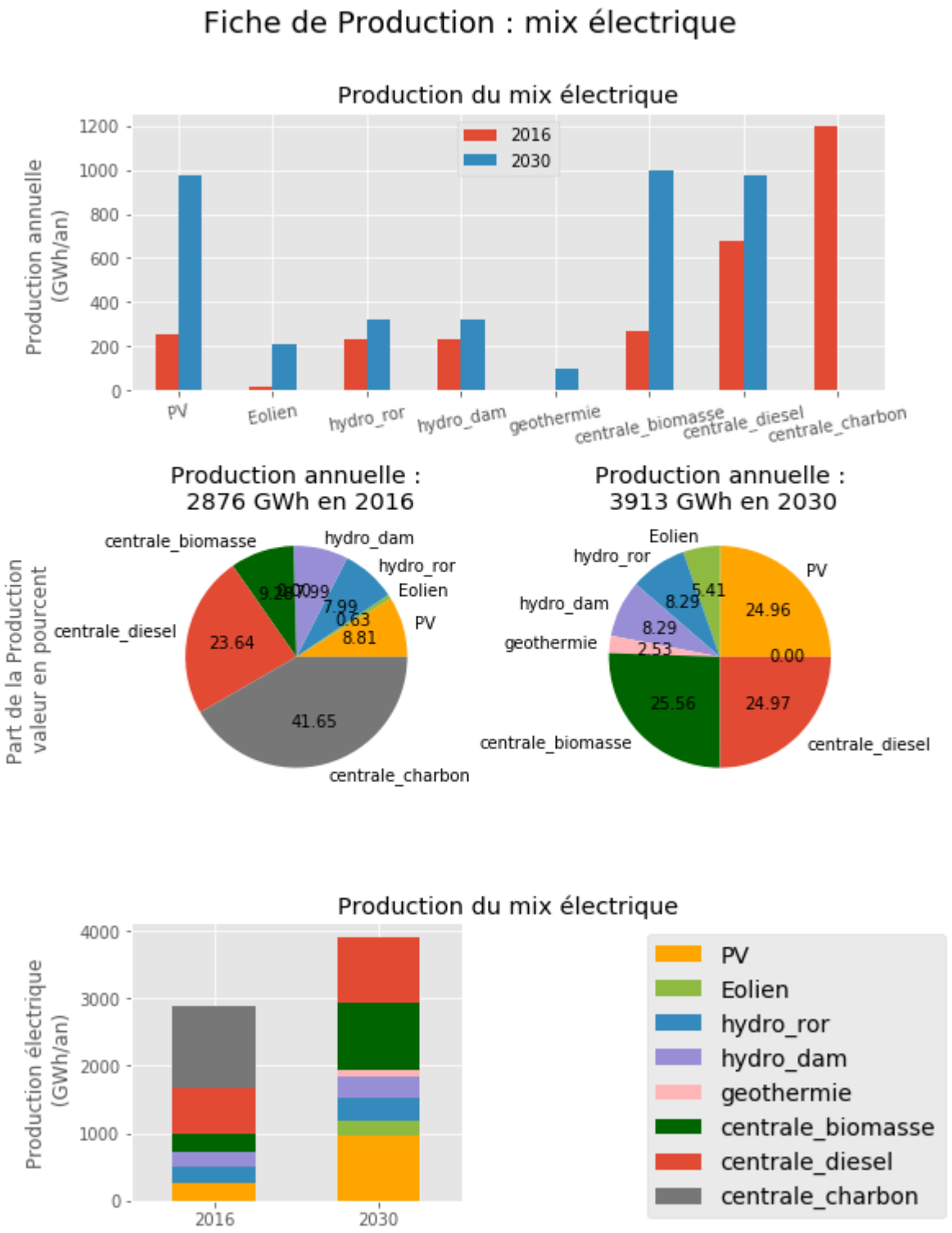


FIGURE 6.19 – Évolution considérée du mix électrique de production

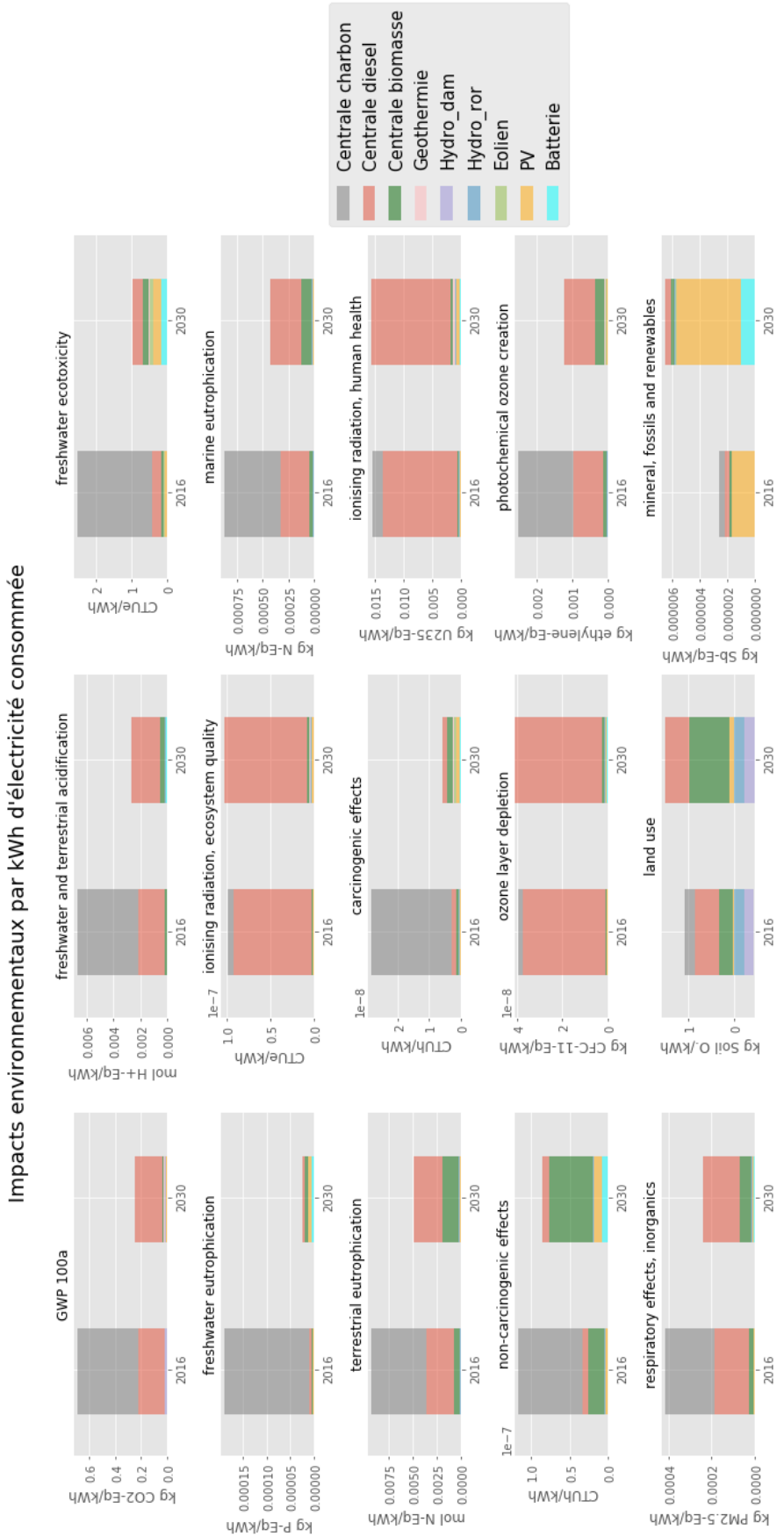


FIGURE 6.20 – Impacts environnementaux par kilowattheure d'énergie électrique

On remarque que les émissions de GES proviennent très largement des centrales thermiques fossiles. En 2030, avec le scénario retenu, une part non négligeable de la consommation électrique est produite par des centrales au fioul puisque la capacité de production de biomasse, estimée, sur la base de divers scénarios, à 1000 GWh/an n'est pas suffisante au vu de l'évolution de la consommation. Ainsi, toute mesure permettant de limiter l'augmentation de la consommation, et même sa réduction, limitera le recours à la production d'énergie électrique à partir de centrales thermiques fossiles particulièrement polluantes.

Les impacts sur l'utilisation des sols augmentent en partie du fait d'énergie PV, dont environ 10 % des capacités sont installées au sol, mais surtout du fait de développement de la biomasse.

Les impacts sur l'utilisation des ressources sont, eux, dominés par l'énergie PV et les batteries. Il est donc particulièrement important de mettre en place des filières de recyclages de ces composants comme c'est déjà le cas avec des usines de recyclage de panneaux PV à Rousset dans les Bouches-du-Rhône et pour les batteries lithium à Eurodieuze en Moselle et la Société nouvelle d'affinage des métaux (SNAM) dans le Rhône.

6.6 Conclusion du chapitre

Les modèles paramétrés d'ICV développés aux chapitres 3 et 4 ont permis d'élaborer les impacts environnementaux des systèmes de production et de stockage d'énergie dans le contexte spécifique de l'île de La Réunion.

Des modèles paramétrés de séries temporelles d'énergie PV, éolienne et hydroélectrique ont été développés. Ils permettent, à partir de données météorologiques, de données techniques, et de l'évolution des puissances installées en énergie renouvelable, de générer une série temporelle de production fatale d'EnR.

La consommation d'énergie a été divisée et subdivisée en secteurs et sous-secteurs afin d'évaluer l'évolution des volumes annuels consommés en fonction de paramètres relatifs à l'évolution des besoins, de l'efficacité, de l'intensité d'usage et de taux d'équipements. Des profils unitaires de consommation par secteur et l'utilisation de données météorologiques permettent de générer une série temporelle de consommation météo-sensible. Cela permet notamment de relier la consommation en climatisation à la température, la consommation d'énergie pour la production d'eau chaude à la température, la consommation d'appoint des chauffe-eaux solaires à l'ensoleillement ainsi que les horaires de lever et coucher du soleil pour l'éclairage public.

La comparaison de ces séries temporelles de production d'EnR fatales et de consommation permet d'évaluer les besoins de stockage. L'approche statistique utilisée permet de dimensionner le stockage de manière à pouvoir stocker l'intégralité de l'énergie en surproduction lorsque ces besoins sont récurrents et, au contraire, d'écrêter une faible part de la production d'EnR lorsque la surproduction est exceptionnelle. Une fois la capacité de stockage déterminée, et les pertes induites estimées, l'énergie restante à produire doit provenir de centrales thermiques. Une partie de cette énergie peut provenir de biomasse renouvelable. Cela limite les émissions de GES mais, a priori, n'élimine pas pour autant les particules et divers polluants rejetés par la combustion. Cependant, la capacité à produire ou s'approvisionner en biomasse renouvelable et renouvelée n'est pas sans limites. Ainsi, au-delà d'un certain volume d'énergie, des centrales thermiques fossiles sont envisagées.

Cette méthode, graphiquement résumée par la figure 6.21, permet alors d'évaluer les impacts environnementaux de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation.

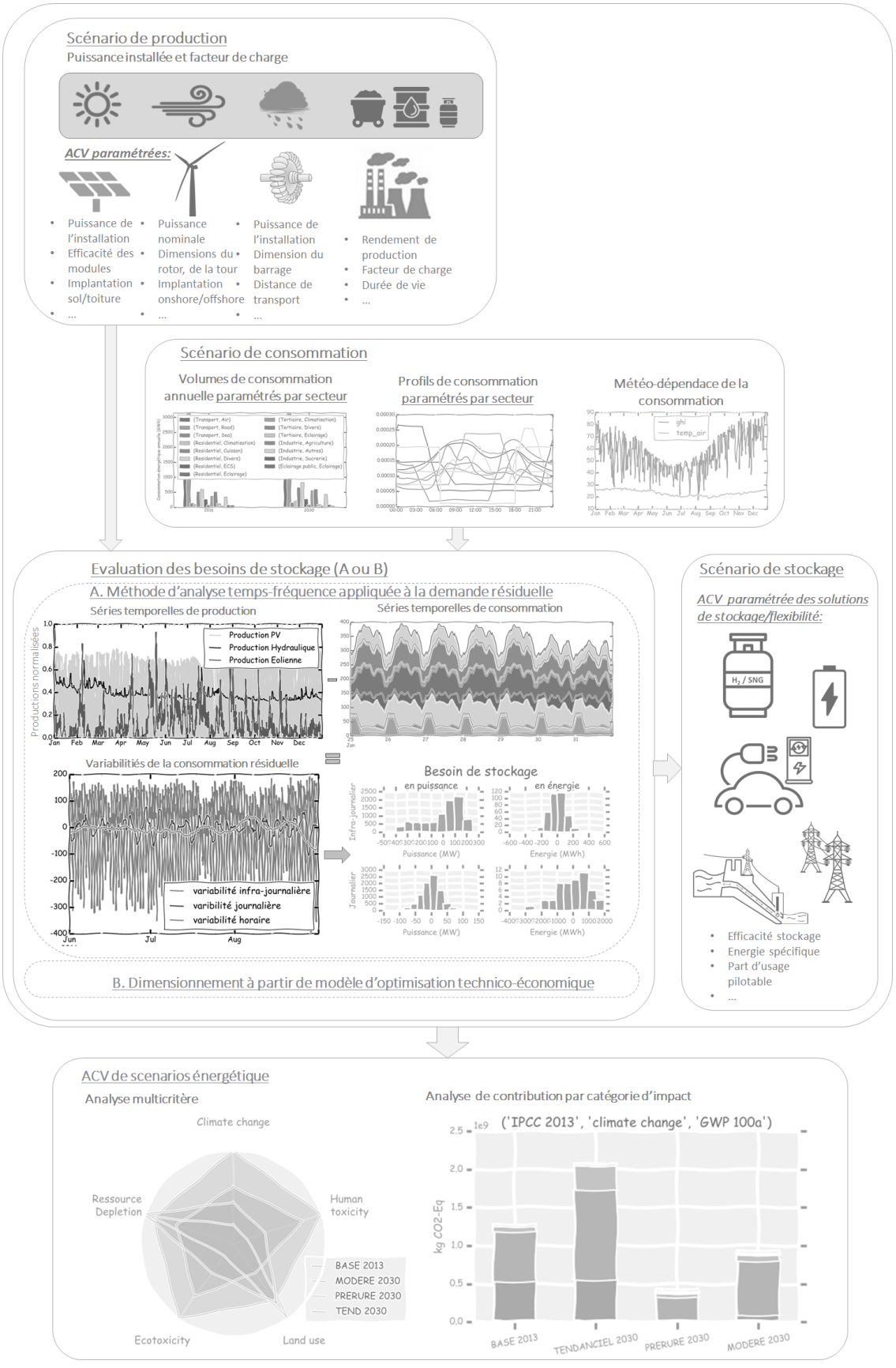


FIGURE 6.21 – Méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques prospectifs

Son application au mix énergétique de l'île de La Réunion en 2016 et à un scénario prospectif à horizon 2030, montre que les impacts environnementaux sont, pour la plupart des catégories d'impacts retenus, dominés par l'utilisation d'hydrocarbures. Une politique volontariste de développement des EnR permet de réduire l'empreinte environnementale du mix énergétique, mais pour limiter, à un niveau soutenable, les émissions de GES, il est incontournable d'agir dans le très énergivore secteur des transports.

Concernant le seul mix électrique, le déploiement d'énergies renouvelables substituant les énergies fossiles conduit à une réduction significative des impacts environnementaux à l'exception de l'usage des sols et de la mobilisation de ressources minérales. La biomasse et l'énergie PV au sol sont plus mobilisatrices d'espace. Il apparait incontournable, d'autant plus sur une île, de travailler les synergies possibles entres différents usages comme l'agrivoltaïsme et un modèle agro-écologique compatible avec la production de biomasse. Du point de vue de la durabilité, il est indispensable de recycler les systèmes de production d'EnR ainsi que les systèmes de stockage pour en réutiliser les ressources minérales.

Ainsi, la méthode globale dynamique et paramétrique, développée dans le cadre de cette thèse, a permis une modélisation explicite des impacts environnementaux du mix énergétique réunionnais, au travers d'un modèle comportant une centaine de paramètres. Cette méthode pourra cependant, être extrapolée à d'autres territoires insulaires.

Chapitre 7

Conclusions générales & Perspectives

Ces travaux de thèse avaient pour ambition d'améliorer la représentativité de l'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs mettant en jeu de forts taux de pénétration d'énergie renouvelable à production météo-dépendante.

L'ACV est une méthode d'analyse systémique et multicritère adaptée à l'évaluation des impacts environnementaux de l'énergie. Elle permet d'évaluer ces impacts qu'ils soient en lien avec le changement climatique, la biodiversité, la santé humaine ou bien l'épuisement des ressources tout en considérant l'intégralité du cycle de vie des systèmes énergétiques : de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie. Cependant, la non-considération de la variabilité technologique, spatiale et temporelle des systèmes mis en jeu ainsi que des besoins de stockage potentiellement induits par la météo-dépendance de la production d'EnR limitent la qualité de l'évaluation des impacts environnementaux de scénarios énergétiques à forte teneur en EnR.

Dans cette optique, une méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux par ACV de scénarios énergétiques prospectifs a été développée. Ces développements méthodologiques ont ensuite pu être mis à profit pour évaluer les performances environnementales des filières de production et de stockage d'énergie, d'EnR en autoconsommation et de scénarios énergétiques insulaires.

7.1 Développement méthodologique : une méthode globale dynamique et paramétrique

La méthode globale dynamique et paramétrique développée durant ces travaux de thèse repose sur :

- le développement de modèles paramétrés d'ICV permettant l'évaluation prospective d'impacts environnementaux par ACV des systèmes de production d'énergie et de stockage,
- le développement et le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation afin d'estimer les besoins de stockage.

La méthode globale dynamique et paramétrique alors obtenue permet d'évaluer les impacts environnementaux de scénarios prospectifs en intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation et en générant des ICV adaptés au contexte étudié.

7.1.1 Les modèles paramétrés d'ICV

Les modèles paramétrés d'ICV permettent d'évaluer les impacts environnementaux d'un système énergétique en tenant compte de ses caractéristiques technologiques, spatiales et temporelles.

Une démarche permettant d'aboutir à l'élaboration d'un modèle paramétré d'ICV a été mise au point. Elle se compose des étapes suivantes :

1. analyse de la variabilité des impacts environnementaux publiés dans la littérature scientifique,
2. analyse des caractéristiques des systèmes énergétiques et de leur variabilité,
3. analyse des ICV existants et des systèmes qu'ils représentent,
4. identification des principales sources d'impacts des systèmes EnR en remontant l'arborescence des ICV existants,
5. approfondissement quant aux évolutions passées et futures des procédés identifiés comme étant d'importants contributeurs aux impacts,
6. construction d'un modèle paramétré d'ICV à partir de la comparaison et de la fusion d'ICV issus :
   - de base de données d'ACV (e.g., ecoinvent),
   - d'inventaires publiés dans la littérature scientifique,
   - de déclarations environnementales de divers produits (EPD).
7. validation du modèle paramétré d'ICV par comparaison des inventaires et des impacts environnementaux issus du modèle à ceux publiés dans la littérature en considérant un système équivalent,
8. application du modèle à un système spécifique. Dans l'éventualité où des données décrivant des flottes de systèmes énergétiques sont disponibles, le modèle paramétré d'ICV peut être appliqué à l'ensemble des éléments de la flotte. Cela permet alors une analyse riche et une évaluation robuste de la performance environnementale de la filière,
9. réalisation d'analyse de sensibilité pour identifier les paramètres les plus influents par catégories d'impact avec une représentation synthétique des résultats sous la forme d'une matrice de sensibilité colorée.

7.1.2 Le couplage de séries temporelles pour évaluer les besoins de stockage

L'empreinte environnementale d'un système de stockage dépend de l'utilisation qui en est faite. L'empreinte environnementale d'un scénario intégrant du stockage dépend également de son dimensionnement. Dans cette perspective, une approche permettant d'estimer les besoins de stockage et son utilisation a été développée. Elle repose sur l'utilisation de séries temporelles de production et de consommation. Ces séries temporelles permettent de représenter la variabilité de la production d'énergie renouvelable dont la production est météo-dépendante, mais aussi la variabilité de la consommation. Les séries temporelles de production EnR et de consommation sont alors établies à partir de données météorologiques : irradiation, vitesse de vent, température et pluviométrie.

- Un modèle paramétré qui permet de générer des séries temporelles de production d'énergie PV en fonction de l'irradiation, de la température, de la localisation et l'orientation des panneaux a été développé.
- Un modèle paramétré qui permet de générer des séries temporelles de production éolienne en fonction de la vitesse du vent, de l'intensité de sa turbulence, de la puissance de la turbine, de son efficacité et de son diamètre a été développé.
- Un modèle paramétré, spécifique à la Réunion, qui permet d'estimer le productible hydroélectrique journalier à partir de la pluviométrie passée a été développé.
- Un modèle permettant de générer des séries temporelles de consommation à partir du volume de consommation par secteur, des profils de consommation correspondants et de données météorologiques a été développé.

Enfin, une approche couplant les séries temporelles de production d'EnR et de consommation pour estimer les besoins de stockage induits a été développée. Cette approche considère des statistiques de surproduction, ce qui permet de dimensionner de manière intelligente le stockage en évitant de le surdimensionner pour une situation qui serait très exceptionnelle. Ainsi, des paramètres définissant la possibilité d'écrêter en partie la surproduction sont intégrés au modèle.

7.2 Applications

Les éléments méthodologiques développés ont été mis en œuvre et ont permis :

- d'analyser les impacts environnementaux des principales filières de production d'énergie à partir d'inventaires « sur-mesures »,
- d'analyser les impacts environnementaux des principales filières de stockage d'énergie à partir d'inventaires « sur-mesures »,
- d'évaluer les impacts environnementaux d'EnR en autoconsommation,
- d'évaluer les impacts environnementaux d'un scénario énergétique insulaire à fort taux d'EnR.

7.2.1 ACV de la production d'énergie

L'approche de développement de modèles paramétrés d'ICV a été appliquée aux différentes filières de production d'énergie. Cependant, cette approche peut tout à fait s'appliquer à d'autres secteurs que l'énergie dans le cas où il existe un besoin pour générer des ICV « sur-mesures » tenant compte de progrès technologiques au fil du temps.

Des modèles paramétrés ont été développés pour la filière éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique et les centrales thermiques. Des matrices de sensibilités synthétisant les résultats des analyses de sensibilités ont été réalisées conformément à la démarche précédemment présentée.

L'énergie éolienne

Le modèle relatif à l'éolien repose sur une vingtaine de paramètres. Il a pu être appliqué à l'ensemble de la flotte éolienne danoise modélisée de 1980 à 2030. Ce travail, qui a fait l'objet de deux publications [23 ; 110], a permis une évaluation environnementale robuste de la filière éolienne et mis en évidence une réduction générale de l'empreinte environnementale de l'énergie éolienne avec notamment une diminution d'un facteur 3 de l'empreinte carbone de l'énergie éolienne. Le code scientifique associé a été mis à disposition dans un Jupyter Notebook hébergé sur GitHub.

Par ailleurs, un modèle de courbe de puissance d'éolienne a été développé dans une version détaillée et simplifiée. Ce travail est présenté et discuté dans un article en cours de publication dont une version « pre-print » est accessible sur arxiv.

L'énergie PV

Un modèle paramétré relatif à l'énergie PV reposant sur une vingtaine de paramètres a été développé. Il permet de mettre à jour les ICV en fonction des évolutions des performances des systèmes PV et des procédés nécessaires à leur production. Cela est particulièrement important dans un secteur qui connait de rapides et significatives évolutions. Les nombreux paramètres permettent d'envisager une évolution prospective de la filière et permettra à l'avenir, de conserver des ICV à jour en ajustant les valeurs des paramètres ayant évolué. Ces travaux ont fait l'objet d'un article lors de la conférence EUPVSEC [123], et vont également faire l'objet d'une présentation approfondie dans publication scientifique. Ils ont permis de montrer comment l'empreinte carbone de l'énergie PV a été divisée par un facteur 2 voire 3 pour les meilleurs systèmes actuels en moins de deux décennies.

L'énergie hydroélectrique

Un modèle paramétré d'ICV comportant une vingtaine de paramètres a été développé pour évaluer les impacts environnementaux de l'énergie hydroélectrique. Ces paramètres permettent de tenir compte des caractéristiques des installations qui varient grandement du fait de la topographie. Des bases de données comportant les caractéristiques de milliers d'installations hydroélectriques ont, pour cela, été analysées. Cependant, de nombreuses données indispensables à l'évaluation de leur empreinte environnementale sont manquantes et n'ont pu être estimées de manière alternative avec une fiabilité suffisante. Ainsi, le modèle n'a pu être appliqué qu'à une vingtaine d'installations hydroélectriques. En l'absence d'émissions de GES

engendrées par la création d'une retenue d'eau, l'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique est faible et cette dernière est directement corrélée aux dimensions du barrage et à la productivité de l'installation. Cependant, suivant le climat et le biotope, la création d'une retenue d'eau peut, par des mécanismes complexes à modéliser, émettre d'importantes quantités de GES d'origine biogénique. Dans les cas défavorables où une importante surface végétalisée est inondée et où le climat chaud et l'afflux de nutriments favorisent les métabolismes à l'origine de la formation de GES biogéniques, ces émissions ont le potentiel de compromettre les bénéfices attendus en termes de réduction des émissions de GES par rapport à l'utilisation d'énergies fossiles.

L'énergie issue de centrales thermiques

Des modèles paramétrés ont été développés pour la production d'électricité à partir de centrales thermiques alimentées par du charbon, du fuel ou du gaz. Le rendement de la centrale est évidemment un paramètre déterminant de la performance environnementale, mais d'autres paramètres comme son taux d'utilisation, la teneur en divers polluants du combustible, l'efficacité des systèmes de dépollution ou le taux de fuite de méthane ont un impact non négligeable suivant les catégories d'impacts considérées.

7.2.2 ACV du stockage d'énergie

La méthode de développement de modèles paramétrés d'ICV a également été appliquée au stockage d'énergie. Des modèles ont alors été développés pour le power-to-gas (P2G), les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), le stockage par air comprimé (CAES) et les accumulateurs électrochimiques.

Le stockage P2G

Les modèles paramétrés d'ICV permettent d'évaluer la performance environnementale du stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse : hydrogène ou méthane. Comportant plus d'étapes, le stockage sous forme de méthane présente, avec plus d'équipement plus d'impacts et un rendement inférieur à l'hydrogène. Cependant, le méthane peut être stocké sur de longues durées, ce qui n'est nettement plus complexe avec le dihydrogène. La filière en étant à ses débuts, le modèle a permis d'établir que son empreinte environnementale pourra être réduite principalement par l'amélioration de la durée de vie des piles produisant l'hydrogène et la réduction des besoins en matériaux en augmentant la puissance par unité de masse comme le montre les matrices de sensibilités établies. Si le rendement du stockage sous forme de gaz de synthèse peut s'améliorer, il restera limité. L'énergie étant une grandeur qui se conserve, cette énergie n'est pas « perdue ». Elle est rejetée dans l'environnement principalement sous forme de chaleur, à plus ou moins haute température, aux différentes étapes de transformation. Ainsi, il apparait plus important de pouvoir valoriser ces pertes sous forme de chaleur via des réseaux de chaleur que de chercher à améliorer à tout prix, et à la marge, le rendement de l'électrolyseur.

Les stations de transfert d'énergie par pompage

L'empreinte environnementale des STEP est évaluée à partir du modèle développé pour les installations hydroélectriques en rapportant les impacts à leur capacité de stockage ou l'énergie stockée plutôt que l'énergie produite. Tout comme pour la production d'énergie hydroélectrique, la problématique des émissions de GES biogéniques du réservoir se pose. Dans le cas de la production d'énergie, elle peut se faire au fil de l'eau et donc avec une retenue d'eau de modeste dimension. En revanche, en l'absence de réservoir suffisamment important, il n'est pas possible de stocker d'important volume d'énergie.

Le stockage par air comprimé

Un modèle paramétré a également été développé pour évaluer l'empreinte environnementale du stockage d'énergie par air comprimé. Ce stockage peut s'effectuer dans un réservoir souterrain ou des réservoirs en acier en surface. Comme le résume la matrice de sensibilité, le type de réservoir est déterminant. Dans le cas d'une cavité souterraine, ce moyen de stockage présente une empreinte environnementale faible et un rendement qui peut atteindre 70-75 % en stockant la chaleur émise lors de la compression.

Le stockage électrochimique

Enfin, un modèle paramétré d'ICV a également été développé pour les batteries lithium-ion. L'analyse de sensibilité aux différents paramètres considérés montre un potentiel de réduction de leurs impacts environnementaux, notamment en augmentant leur capacité de stockage par unité de masse, mais aussi par la réduction de la quantité d'énergie nécessaire à leur manufacture.

Pour l'ensemble des solutions de stockage, un paramètre déterminant de leur performance environnementale est leur niveau de sollicitation. Pour la plupart, les systèmes de stockage ont un coût environnemental fixe. Par exemple, manufacturer une batterie aura les mêmes impacts environnementaux qu'elle soit fortement sollicitée ou non. En revanche, l'impact rapporté par kilowattheure restitué sera d'autant plus faible que cette même batterie stockera d'énergie sur sa durée de vie. Cependant, un volume important d'énergie stockée s'accompagnera d'importantes pertes d'énergie, ce qui occasionne également des impacts environnementaux qui seront d'autant plus importants que l'énergie perdue est polluante. Par ailleurs, les solutions de stockages ont des rendements différents et des capacités de stockage en puissance et en énergies très différentes. Afin de pouvoir comparer leur performance environnementale, il devient incontournable d'intégrer ces moyens de stockage à un scénario de production et de consommation pour en évaluer les impacts environnementaux.

7.2.3 ACV d'EnR en autoconsommation

La méthode globale dynamique et paramétrique a, dans un premier temps, été appliquée dans deux cas d'étude correspondants à des scénarios d'autoconsommation d'EnR. Le premier cas d'étude associe l'énergie produite au fil du vent à du stockage long-terme sous forme de gaz de synthèse, afin de délivrer l'énergie suivant un profil de consommation défini. Le second cas combine la production d'énergie PV et du stockage électrochimique afin de couvrir une part croissante de la consommation d'un bâtiment.

Les modèles paramétrés d'ICV développés pour les différentes filières de production et de stockage d'énergie ont alors pu être mis à profit. Les profils de production d'EnR ont été construits à partir de données météorologiques et de paramètres techniques. Des profils de consommation historiques ont été utilisés. Le couplage des séries temporelles a ensuite permis d'estimer les besoins de stockage et son utilisation.

L'analyse de ces deux cas d'étude distincts montre que les systèmes de stockage, qui deviennent nécessaires lorsqu'on cherche à atteindre de forts taux de pénétration d'EnR dans le mix électrique, conduisent à une augmentation significative des impacts environnementaux. Cette augmentation de l'empreinte environnementale provient du système de stockage, mais aussi des pertes d'énergie intervenant lors du stockage. Les pertes dépendent alors du rendement du stockage, mais aussi de la part d'énergie devant être stockée, une part non négligeable restant autoconsommée directement sans passer par le système de stockage.

Enfin, ces cas d'études montrent qu'au fur et à mesure que l'on augmente les capacités de stockage, les bénéfices apportés décroissent jusqu'à un point où l'ajout de stockage occasionne plus d'impact qu'il n'en évite en stockant la surproduction d'EnR. Ainsi, l'optimum environnemental ne correspond pas nécessairement à un scénario où le stockage permet de stocker l'intégralité de la surproduction d'énergie, il peut être préférable d'écrêter une faible part de la production lorsque cet évènement est trop peu fréquent.

7.2.4 ACV de scénarios énergétiques insulaires

Enfin, cette méthode globale dynamique et paramétrique a été appliquée à un scénario énergétique insulaire. Des séries temporelles de production EnR ont été générées à partir de données météorologiques. La série temporelle de consommation a été générée à partir de l'évolution de la consommation par secteur, des profils de consommation par secteur, et de données météorologiques pour les usages dont la consommation est météo-sensible. Les besoins de stockage et son utilisation ont ensuite été estimés par le couplage et la comparaison des séries temporelles de production et consommation d'énergie.

Un scénario où les EnR se développent, mais où la consommation continue de croître a été étudié. Ses impacts environnementaux ont été évalués et montrent qu'ils restent largement dominés par l'utilisation d'énergie fossile. Ces impacts proviennent notamment de l'énergivore secteur des transports qui repose massivement sur

l'utilisation d'hydrocarbures et conduit à un niveau d'émissions de GES non soutenable. Les seules catégories d'impacts voyant leurs impacts à la hausse sont l'utilisation des terres et la consommation de ressources. La biomasse et l'installation de centrale PV au sol ont en effet un impact quant à l'utilisation des terres. Cet impact doit être surveillé afin d'éviter d'induire indirectement de la déforestation. Les systèmes de production d'EnR et de stockage électrochimique sont davantage mobilisateurs de ressources minérales. La grande majorité des ressources qu'ils mobilisent pourra et devra être recyclée afin que ces filières puissent perdurer.

7.3 Perspectives

Toujours dans l'optique d'améliorer la représentativité de l'évaluation des impacts environnementaux par ACV, de nouveaux chantiers sont à envisager. Une première partie du travail permettrait d'améliorer la qualité des inventaires de cycle de vie mis en jeu. Une seconde partie du travail consiste en l'amélioration de la méthode globale dynamique et paramétrique afin d'en faciliter la réutilisation et de rendre possible sa généralisation.

Concernant les inventaires de cycle de vie

Les énergies fossiles ont été identifiées comme la principale source d'impacts. Ces impacts sont estimés à partir d'inventaires correspondant à l'extraction, au raffinage et à la combustion d'hydrocarbures conventionnels. Or, face à l'épuisement des réserves d'hydrocarbures, de nouvelles sources d'hydrocarbures qualifiées de « non conventionnelles » sont exploitées. Qu'il s'agisse d'hydrocarbures de roche-mère ou de sables bitumineux, ces hydrocarbures sont plus complexes et énergivores à extraire. En l'absence d'amélioration significative des procédés d'extraction, cela conduit à une augmentation des impacts au fil du temps à la différence des EnR dont les impacts évoluent à la baisse. Il est donc possible que les impacts liés à l'utilisation d'énergies fossiles soient sous-estimés, bien qu'ils soient déjà très importants.

La biomasse est une filière envisagée pour substituer la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. Dans ces travaux, le jeu de données *'electricity production, wood, future'* de la base de donnée ecoinvent a été utilisé. Il conduit à des impacts faibles quant à la santé humaine qui peuvent s'expliquer par la performance de procédés de dépollution futures ou bien par la faible exhaustivité de l'inventaire en ce qui concerne les diverses émissions de polluants. La combustion de biomasse n'est a priori, pas significativement moins émettrice de particule que la combustion d'hydrocarbures et peut, au contraire en émettre davantage suivant la qualité de la biomasse brûlée. Il apparait alors nécessaire d'approfondir l'inventaire par rapport à ces émissions de polluants et le confronter aux émissions constatées sur des centrales existantes. Un nouveau modèle paramétré d'ICV pourrait être développé à cette fin.

Par ailleurs, la biomasse ne permet de réduire les émissions de GES que si elle est durablement gérée. Ainsi, la capacité à fournir de la biomasse renouvelable et renouvelée est limitée. Au-delà de cette limite, l'exploitation de la biomasse contribue à la déforestation qui est une importante source d'émissions de GES et de perte de biodiversité. Un budget biomasse renouvelable par habitant pourrait alors être utilisé pour tenir compte de cette limite.

L'analyse des impacts du scénario de l'île de la Réunion montre également que le secteur des transports est la première source d'émissions de GES. Pour limiter les émissions de GES à un niveau soutenable, il est incontournable de repenser en profondeur ce secteur. Par ailleurs, les ICV relatifs au transport devraient être mis à jour au vu des émissions constatées et non d'émissions annoncées.

Enfin, il apparait nécessaire de chercher à comprendre en détail les mécanismes à l'origine de la formation de GES biogéniques dans les réservoirs de centrales hydroélectriques ainsi que les conditions les favorisant. Cela permettrait, peut-être, d'envisager des pistes pour les réduire dans les centrales existantes ou du moins d'éviter la construction de futures centrales hydroélectriques trop fortement émissives en GES.

Concernant les séries temporelles de production d'EnR

Les séries temporelles de production d'énergie éolienne à partir de données de vent MERRA-2 retranscrivaient bien les variations de production à une échelle de temps supérieure celle de la journée. En revanche, les variations de production infra-journalière n'étaient pas convenablement modélisées. Dans le cas où l'éolien constituerait une source principale de production, il deviendrait nécessaire d'améliorer les séries temporelles de production EnR en utilisant une source de données de vent plus fine ou bien en leur adjoignant des variations aléatoires de plus hautes fréquences afin de les représenter.

Dans le cas de l'Île de la Réunion, des séries temporelles de production hydroélectrique journalière ont pu être établies. Cela a été possible du fait de la taille réduite des réservoirs ne permettant de stocker l'énergie que pour des durées de quelques heures. Dans le cas où la capacité de stockage est supérieure, la méthode envisagée devrait être adaptée.

Perspectives générales

En l'état, seul un scénario énergétique a été présenté pour l'île de la Réunion. Il s'agit d'un scénario correspondant à un déploiement important d'EnR en parallèle d'une consommation d'énergie qui continue d'augmenter. Ces hypothèses sont très incertaines et de nombreux autres scénarios peuvent être envisagés. La méthode d'évaluation des impacts étant paramétrée et peu gourmande en puissance de calcul, elle permet facilement d'envisager de nombreux autres scénarios et ainsi éclairer la prise de décision. À cette fin, le code permettant d'évaluer les impacts environnementaux dans le contexte de la Réunion pourrait être hébergé dans une application web où l'utilisateur définirait lui-même, sous la forme d'un tableau de bord, les hypothèses relatives à l'évolution de la consommation et du mix de production. Cela présenterait l'avantage de rendre le modèle vivant et pouvoir ajuster, dans les années à venir, les paramètres définissant l'évolution de la consommation et du mix énergétique.

La méthode peut, avec des adaptations réduites, être appliquée à d'autres territoires insulaires. Cependant, la grande majorité de l'énergie électrique est consommée sur des réseaux électriques souvent transnationaux. Il n'est alors plus nécessaire d'assurer localement l'adéquation temporelle production-consommation. La possibilité d'importer et d'exporter de l'énergie réduit alors les besoins de stockages. Pour l'application à des territoires interconnectés, les paramètres mis en jeu dans le dimensionnement du stockage et qui déterminent si la production d'EnR est autoconsommée, stockée ou écrêtée pourrait se voir adjoindre un paramètre supplémentaire déterminant la capacité à exporter ou importer de l'énergie. Il devient alors nécessaire d'arbitrer entre l'utilisation du stockage et des capacités d'imports-exports. Cet arbitrage peut être réalisé à partir de paramètres de nature politiques déterminant un seuil minimal d'autoproduction sur le territoire ou de paramètres économiques. Le mix énergétique et les besoins de stockage peuvent alors provenir de modèles d'optimisation technico-économique. Sinon, l'alternative pour gérer ces problématiques d'imports-exports est de considérer une échelle suffisamment grande qui corresponde à celle du réseau dans son entier. On se retrouve alors, comme dans le cas d'un système insulaire, à devoir assurer à cette échelle l'adéquation temporelle entre la production et la consommation.

Sans considérer de développements futurs, de nombreux modèles ont déjà été développés. Les différentes briques du modèle, que sont les modèles paramétrés d'ICV des systèmes de production et de stockage d'énergie, peuvent directement être réutilisées dans d'autres contextes en adaptant les paramètres d'entrées. En combinaison avec ces modèles paramétrés d'ICV, le couplage de séries temporelles de production et de consommation permet l'évaluation des impacts environnementaux dans des contextes d'autoconsommation. Deux cas d'études arbitraires ont été envisagées, mais la méthode peut être transposée à une multitude de cas d'étude différents et s'appliquer à une configuration spécifique.

Pour cela, les nombreuses fonctions de code qui ont été développées durant ces travaux ont été placées dans des Jupyter Notebook. Cependant, l'intégration de ces fonctions à une librairie pourrait permettre une réutilisation plus aisée que par l'utilisation de Jupyter Notebook.

« On ne résout pas un problème avec les modes de pensée qui l'ont engendré. »

Albert Einstein

Bibliographie

[1] Basic to advanced battery information from battery university. URL https://batteryuniversity.com/. 99, 100, 166

[2] 13

[3] Single crystal growth of silicon by float zone fz and czochralski cz methods. URL http://www.siliconsultant.com/SIcrysgr.htm. 51

[4] Histoire de la Voiture Électrique, Apr. 2009. URL https://www.voitureelectrique.net/histoire-de-la-voiture-electrique. 99

[5] Global Status Report, 2018. 2

[6] Trends in Atmospheric Carbon Dioxide, 2019. URL https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/. 9

[7] ABB. ProductdeclarationStarTrafo500(1).pdf. 35, 57

[8] ABB. AC machine, Type AMI 900, 22500 kW.pdf, 2000. 57

[9] ABB. AC machine, Type AMI 800, 15000 kW.pdf, 2000.

[10] ABB. AC machine, Type AMI 710, 9400 kW.pdf, 2000. 57

[11] ABB. ProductdeclarationStarTrafo500.pdf, 2003. URL https://library.e.abb.com/public/566748ad75116903c1256d630042f1af/ProductdeclarationStarTrafo500.pdf. 35, 57

[12] ADEME. Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations, 2015. URL https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations. 15, 30

[13] ADEME. VERS L'AUTONOMIE ENERGETIQUE EN ZONE NON INTERCONNECTEE AL'HORIZON 2030, 2019. URL https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/synthese-autonomie-energetique-zni-horizon-2030-lareunion_2019.pdf. 162, 164

[14] ADEME, Artelia, Ordecsys, and Enerdata. Vers l'autonomie énergétique en Zone Non Interconnectée à l'horizon 2030, 2017. 17, 30, 154

[15] AIE. Key World Energy Statistics 2017, 2017. 1, 8, 30, 81

[16] N. Alazard-Toux, P. Criqui, and E. Hache. Scénario « Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte » (LTECV). page 17, 2016. 15, 16

[17] K. Altfeld and D. Pinchbeck. Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems, 2013. URL http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/GERGpapers/SD_gfe_03_13_Report_Altfeld-Pinchbeck.pdf. 82

[18] W. Aluminium. LIFE CYCLEINVENTORY DATA AND ENVIRONMENTAL METRICS FOR THE PRIMARY ALUMINIUM INDUSTRY, 2015. 49, 51

[19] P. D. Andersen, A. Bonou, J. Beauson, and P. Brøndsted. Recycling of wind turbines. page 8, 2014. 35

[20] F. Asdrubali, G. Baldinelli, F. D'Alessandro, and F. Scrucca. Life cycle assessment of electricity production from renewable energies : Review and results harmonization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42 :1113–1122, Feb. 2015. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2014.10.082. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114009071. 2

[21] R. J. Barthelmie, S. C. Pryor, S. T. Frandsen, K. S. Hansen, J. G. Schepers, K. Rados, W. Schlez, A. Neubert, L. E. Jensen, and S. Neckelmann. Quantifying the Impact of Wind Turbine Wakes on Power Output at Offshore Wind Farms. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 27(8) :1302–1317, Aug. 2010. ISSN 0739-0572, 1520-0426. doi : 10.1175/2010JTECHA1398.1. URL http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/2010JTECHA1398.1. 113

[22] P. Berrill, A. Arvesen, Y. Scholz, H. C. Gils, and E. G. Hertwich. Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. *Environmental Research Letters*, 11(1) :014012, Jan. 2016. ISSN 1748-9326. doi : 10.1088/1748-9326/11/1/014012. URL http://stacks.iop.org/1748-9326/11/i=1/a=014012?key=crossref.8bee693520e573fecb051e205afc7d0b. 17, 18

[23] R. Besseau, R. Sacchi, I. Blanc, and P. Pérez-López. Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_wind_dk, an online interactive platform. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, page 15, 2019. 37, 39, 40, 41, 42, 43, 75, 182

[24] P. Bihouix and B. Guillebon. *Quel futur pour les métaux ? Raréfaction des métaux : un nouveau défi pour la société*. Edp sciences edition, 2010. URL https://laboutique.edpsciences.fr/produit/9782759805495. 11, 12

[25] I. Blanc. How to calculate the environmental impact of renewable energy. page 6, 2015. 2

[26] H. Blanco and A. Faaij. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 :1049–1086, Jan. 2018. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2017.07.062. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117311310. 81

[27] S. Bouckaert. Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme. page 193, 2013. 25

[28] S. Bouckaert, V. Mazauric, and N. Maïzi. Expanding Renewable Energy by Implementing Demand Response. *Energy Procedia*, 61 :1844–1847, 2014. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2014.12.226. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S187661021403255X. 17

[29] L. V. Bremen. Large-Scale Variability of Weather Dependent Renewable Energy Sources. In A. Troccoli, editor, *Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry*, pages 189–206. Springer Netherlands, Dordrecht, 2010. ISBN 978-90-481-3691-9 978-90-481-3692-6. doi : 10.1007/978-90-481-3692-6_13. URL http://www.springerlink.com/index/10.1007/978-90-481-3692-6_13. 25

[30] I. Buchmann. *Batteries in a Portable World : A Handbook on Rechargeable Batteries for Non-Engineers, Fourth Edition*. 2017. 15

[31] B. Burger, C. Bauer, and P. S. Institut. ecoinvent report No. 6-XIII. page 86, 2007. 13, 34, 35

[32] G. Ceballos, P. R. Ehrlich, A. D. Barnosky, A. García, R. M. Pringle, and T. M. Palmer. Accelerated modern human–induced species losses : Entering the sixth mass extinction. *Science Advances*, 1(5) :e1400253, June 2015. ISSN 2375-2548. doi : 10.1126/sciadv.1400253. URL http://advances.sciencemag.org/lookup/doi/10.1126/sciadv.1400253. 1, 10

[33] R. O. Cebolla and C. Navas. Supporting hydrogen technologies deployment in eu regions and member states : The smart specialisation platform on energy (s3penergy). *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(35) :19067–19079, 2019. 82

[34] Climeworks. Capturing CO2 from Air. URL https://ukccsrc.ac.uk/sites/default/files/documents/event/aircaptureFeb15/anca_timofte_air_capture_feb15.pdf. 86

[35] J. Cochran, T. Mai, and M. Bazilian. Meta-analysis of high penetration renewable energy scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29 : 246–253, Jan. 2014. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2013.08.089. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032113006291. 15, 30

[36] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, and M. Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4) :1059–1082, Apr. 2010. ISSN 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2009.09.026. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261909004188. 16

[37] B. L. Cox. *MOBILITY AND THE ENERGY TRANSITION : A LIFE CYCLE ASSESSMENT OF SWISS PASSENGER TRANSPORT TECHNOLOGIES INCLUDING DEVELOPMENTS UNTIL 2050*. PhD thesis, 2018. URL https://www.psi.ch/ta/PublicationTab/Thesis_Embargo_free_version.pdf. 13, 30

[38] M. Cárdenas Rodríguez, L. Dupont-Courtade, and W. Oueslati. Air pollution and urban structure linkages : Evidence from European cities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53 :1–9, Jan. 2016. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2015.07.190. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115008370. 10

[39] Dai, Kelly, Dunn, and Elgowainy. Update of Life Cycle Analysis of Lithium-ion Batteries in the GREET Model, 2017. URL https://greet.es.anl.gov/publication-Li_battery_update_2017. 102

[40] B. R. Deemer, J. A. Harrison, S. Li, J. J. Beaulieu, T. DelSontro, N. Barros, J. F. Bezerra-Neto, S. M. Powers, M. A. dos Santos, and J. A. Vonk. Greenhouse Gas Emissions from Reservoir Water Surfaces : A New Global Synthesis. *BioScience*, 66(11) :949–964, Nov. 2016. ISSN 0006-3568, 1525-3244. doi : 10.1093/biosci/biw117. URL https://academic.oup.com/bioscience/article/66/11/949/2754271. 9, 56, 57, 59, 77, 91

[41] DOME-SOLAR. DOME-SOLAR-Gamme-Ombrières-Hélios-RC3-FR_web.pdf, 2019. 49

[42] DOME-SOLAR. DOME-SOLAR-Gamme-Toitures-Inclinées-Kogysun-FR_web.pdf, 2019. 49

[43] Electrochaea. Data-Sheet BioCat Plant, 2019. URL http://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2018/03/201803_Data-Sheet_BioCat-Plant.pdf. 86

[44] L. A.-W. Ellingsen, C. R. Hung, and A. H. Strømman. Identifying key assumptions and differences in life cycle assessment studies of lithium-ion traction batteries with focus on greenhouse gas emissions. *Transportation Research Part D : Transport and Environment*, 55 :82–90, Aug. 2017. ISSN 13619209. doi : 10.1016/j.trd.2017.06.028. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1361920916309658. 14

[45] B. Elmegaard and W. Brix. Efficiency of Compressed Air Energy Storage. page 13. 95

[46] Energinet. offshore-technical-project-description-generic_vesterhav-nord_april-2015.pdf, 2015. URL https://mst.dk/media/134714/offshore-technical-project-description-generic_vesterhav-nord_april-2015.pdf. 35

[47] Energinet. Data : Oversigt over energisektoren, Aug. 2016. URL https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/data-oversigt-over-energisektoren. 33, 111, 113

[48] Enfsolar. Annuaire Panneaux Solaires, 2019. URL https://fr.enfsolar.com/pv/panel. 50

[49] European Commission and Joint Research Centre. *ILCD handbook : general guide for life cycle assessment : detailed guidance.* Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2010. ISBN 978-92-79-19092-6. URL http://lct.jrc.ec.europa.eu/pdf-directory/

ILCD-Handbook-General-guide-for-LCA-DETAIL-online-12March2010.pdf. OCLC : 711747737. 12

[50] P. M. Fearnside. Greenhouse gas emissions from brazil's amazonian hydroelectric dams. *Environmental Research Letters*, 11(1) :011002, 2016. 55

[51] M. Fischer. ITRPV 9th edition 2018 - report release and key findings. page 42, 2017. 51

[52] Fraunhofer. Photovoltaics Report. page 47, 2019. 46

[53] R. Frischknecht, R. Itten, P. Sinha, M. de Wild-Scholten, J. Zhang, G. A. Heath, and C. Olson. Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. Technical Report NREL/TP-6A20-73853, 1561526, Mar. 2015. URL http://www.osti.gov/servlets/purl/1561526/. 49, 51

[54] R. Frischknecht, R. Itten, F. Wyss, I. Blanc, G. A. Heath, M. Raugei, P. Sinha, and A. Wade. Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-scale Systems Operated in Europe. Technical Report NREL/TP-6A20-73849, 1561524, Mar. 2015. URL http://www.osti.gov/servlets/purl/1561524/. 49

[55] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018. *Renewable Energy*, page 63, 2018. 47, 124

[56] GEO. List of Hydro PowerPlants - GEO, 2019. URL http://www.globalenergyobservatory.org/list.php?db=PowerPlants&type=Hydro. 58

[57] S. Gerbinet, S. Belboom, and A. Léonard. Life cycle analysis (lca) of photovoltaic panels : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38 :747–753, 2014. 47

[58] M. Gimeno-Gutiérrez and R. Lacal-Arántegui. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage - A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential. page 74, 2013. 103

[59] T. Göçmen and G. Giebel. Estimation of turbulence intensity using rotor effective wind speed in lillgrund and horns rev-i offshore wind farms. *Renewable energy*, 99 :524–532, 2016. 36

[60] R. Groupe. Time for Energy Payback :How quickly can a solar module amortize its energy debt ?, 2018. URL https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/wp_-_recs_leading_energy_payback_time.pdf. 51

[61] B. Gschwind, M. Lefevre, I. Blanc, T. Ranchin, A. Wyrwa, K. Drebszok, J. Cofala, and S. Fuss. Including the temporal change in PM2.5 concentration in the assessment of human health impact : Illustration with renewable energy scenarios to 2050. *Environmental Impact Assessment Review*, 52 :62–68, Apr. 2015. ISSN 01959255. doi : 10.1016/j.eiar.2014.09.003. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0195925514000912. 10

[62] C. A. Hall, J. G. Lambert, and S. B. Balogh. EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy*, 64 :141–152, Jan. 2014. ISSN 03014215.

doi : 10.1016/j.enpol.2013.05.049. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421513003856. 1, 10, 11

[63] M. B. J. Harfoot, D. P. Tittensor, S. Knight, A. P. Arnell, S. Blyth, S. Brooks, S. H. M. Butchart, J. Hutton, M. I. Jones, V. Kapos, J. P. Scharlemann, and N. D. Burgess. Present and future biodiversity risks from fossil fuel exploitation. *Conservation Letters*, 11(4) :e12448, July 2018. ISSN 1755263X. doi : 10.1111/conl.12448. URL http://doi.wiley.com/10.1111/conl.12448. 9

[64] J. E. Harlow, X. Ma, J. Li, E. Logan, Y. Liu, N. Zhang, L. Ma, S. L. Glazier, M. M. Cormier, M. Genovese, et al. A wide range of testing results on an excellent lithium-ion cell chemistry to be used as benchmarks for new battery technologies. *Journal of The Electrochemical Society*, 166(13) :A3031–A3044, 2019. 100

[65] B. Heard, B. Brook, T. Wigley, and C. Bradshaw. Burden of proof : A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76 :1122–1133, Sept. 2017. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2017.03.114. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117304495. 30

[66] E. G. Hertwich, T. Gibon, E. A. Bouman, A. Arvesen, S. Suh, G. A. Heath, J. D. Bergesen, A. Ramirez, M. I. Vega, and L. Shi. Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(20) :6277–6282, May 2015. ISSN 0027-8424, 1091-6490. doi : 10.1073/pnas.1312753111. URL http://www.pnas.org/lookup/doi/10.1073/pnas.1312753111. 17

[67] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A New Approach to Facilitate Open Science in Energy System Modelling. 2018. doi : 10.20944/preprints201706.0093.v2. URL http://www.preprints.org/manuscript/201706.0093/v2. 16

[68] M. Hiremath, K. Derendorf, and T. Vogt. Comparative Life Cycle Assessment of Battery Storage Systems for Stationary Applications. *Environmental Science & Technology*, 49(8) :4825–4833, Apr. 2015. ISSN 0013-936X, 1520-5851. doi : 10.1021/es504572q. URL http://pubs.acs.org/doi/10.1021/es504572q. 14

[69] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. Mikofski. pvlib python : a python package for modeling solar energy systems. *J. Open Source Software*, 3(29) :884, 2018. 50

[70] M. Howells, H. Rogner, N. Strachan, C. Heaps, H. Huntington, S. Kypreos, A. Hughes, S. Silveira, J. DeCarolis, M. Bazillian, and A. Roehrl. OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System. *Energy Policy*, 39(10) :5850–5870, Oct. 2011. ISSN 03014215. doi : 10.1016/j.enpol.2011.06.033. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511004897. 16

[71] Hydrogenics. Electrolyzer, 2019. URL https://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/2-1-1-industrial-brochure_english.pdf?sfvrsn=2. 83

[72] ICEF. ENERGY STORAGE ROADMAP, 2017. URL https://www.icef-forum.org/pdf2018/roadmap/Energy_Storage_Roadmap_ICEF2017.pdf. 82

[73] IPCC. Renewable energy sources and climate change mitigation : special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. *Choice Reviews Online*, 49(11) : 49–6309–49–6309, July 2012. ISSN 0009-4978, 1523-8253. doi : 10.5860/CHOICE.49-6309. URL http://choicereviews.org/review/10.5860/CHOICE.49-6309. 13

[74] IPCC, editor. *Climate change 2014 : synthesis report*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland, 2015. ISBN 978-92-9169-143-2. OCLC : 914851124. 1, 8, 9, 11, 32, 46, 56, 65, 71, 86, 171

[75] IRENA. Renewable power generation costs in 2017. page 160, 2017. 3, 30, 81

[76] R. Itten. LCA of future photovoltaics electricity production. page 103, 2015. 50

[77] Joint Research Centre and European Commission. *ILCD handbook : general guide for life cycle assessment : detailed guidance*. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2010. ISBN 978-92-79-19092-6. URL http://lct.jrc.ec.europa.eu/pdf-directory/ILCD-Handbook-General-guide-for-LCA-DETAIL-online-12March2010.pdf. OCLC : 711747737. 21

[78] N. Jungbluth, M. Tuchschmid, and M. de Wild-Scholten. Life cycle assessment of photovoltaics : update of ecoinvent data v2. 0. *ESU-services Ltd*, 2008. 50

[79] Kaeser. Réservoirs d'air comprimé, 2019. URL https://www.kaeser.com/int-fr/download.ashx?id=tcm:60-5975. 96

[80] J. Koornneef, T. van Keulen, A. Faaij, and W. Turkenburg. Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of co2. *International journal of greenhouse gas control*, 2(4) :448–467, 2008. 86

[81] V. Krakowski, E. Assoumou, V. Mazauric, and N. Maïzi. Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050 : A prospective analysis. *Applied Energy*, 171 :501–522, June 2016. ISSN 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2016.03.094. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916304251. 15

[82] T.-S. Leu, J.-M. Yu, Y.-T. TSAI, J.-J. MIAU, T.-C. WANG, and c.-c. Tseng. Assessment of iec 61400-1 normal turbulence model for wind conditions in taiwan west coast areas. *International Journal of Modern Physics : Conference Series*, 34 :1460382, 01 2014. doi : 10.1142/S2010194514603822. 36

[83] Loulou. TIMESDoc-Intro.pdf, 2005. URL http://iea-etsap.org/docs/TIMESDoc-Intro.pdf. 16, 27

[84] A. Louwen, W. G. J. H. M. van Sark, A. P. C. Faaij, and R. E. I. Schropp. Re-assessment of net energy production and greenhouse gas emissions avoidance after 40 years of photovoltaics development. *Nature Communications*, 7 :13728,

Dec. 2016. ISSN 2041-1723. doi : 10.1038/ncomms13728. URL http://www.nature.com/doifinder/10.1038/ncomms13728. 3, 13

[85] H. Lund. EnergyPLAN-Documentation-V11-2013.pdf, 2013. URL http://www.energyplan.eu/wp-content/uploads/2013/06/EnergyPLAN-Documentation-V11-2013.pdf. 16

[86] G. Majeau-Bettez, T. R. Hawkins, and A. H. Strømman. Life Cycle Environmental Assessment of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Batteries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles. *Environmental Science & Technology*, 45(10) :4548–4554, May 2011. ISSN 0013-936X, 1520-5851. doi : 10.1021/es103607c. URL http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es103607c. 14

[87] A. Marquand, S. Bezelgues-Courtade, A. Beylot, M. Marchand, and I. Blanc. RP-62538-FR.pdf, 2013. URL http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-62538-FR.pdf. 18

[88] MEGAVIND. Strategy for Extending the Useful Lifetime of a Wind Turbine, 2016. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/strategy_for_extending_the_useful_lifetime_of_a_wind_turbine_2016.pdf. 35

[89] J. Moore and B. Shabani. A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context : The Role of Hydrogen and Battery Technologies. *Energies*, 9(9) :674, Aug. 2016. ISSN 1996-1073. doi : 10.3390/en9090674. URL http://www.mdpi.com/1996-1073/9/9/674. 80, 81

[90] T. Motmans. Environmental and Economic Assessment of Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage. page 2. 95

[91] C. Mutel. Brightway : An open source framework for Life Cycle Assessment. *The Journal of Open Source Software*, 2(12) :236, Apr. 2017. ISSN 2475-9066. doi : 10.21105/joss.00236. URL http://joss.theoj.org/papers/10.21105/joss.00236. 16, 20

[92] M. S. Muylaert de Araújo, C. Silva, and C. P. d. Campos. Land use change sector contribution to the carbon historical emissions and the sustainability—Case study of the Brazilian Legal Amazon. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(3) :696–702, Apr. 2009. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2007.10.008. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032107001384. 10

[93] Nexans. nex_windparks_engl0805.pdf, 2008. URL https://www.nexans.co.uk/Germany/2008/nex_windparks_engl0805.pdf. 35

[94] NégaWatt. synthese_scenario-negawatt_2017-2050.pdf, 2017. URL https://negawatt.org/IMG/pdf/synthese_scenario-negawatt_2017-2050.pdf. 15

[95] O. OCDE. *World Energy Outlook 2014*. Organisation for Economic Co-operation and Development, Washington, 2014. ISBN 978-92-64-20805-6. URL http://public.eblib.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=4961657. OCLC : 1024253671. 30

[96] L. Oliveira, M. Messagie, J. Mertens, H. Laget, T. Coosemans, and J. Van Mierlo. Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach. *Energy Conversion and Management*, 101 :326–335, Sept. 2015. ISSN 01968904. doi : 10.1016/j.enconman.2015.05.063. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890415005282. 14

[97] P. Padey, R. Girard, D. le Boulch, and I. Blanc. From LCAs to Simplified Models : A Generic Methodology Applied to Wind Power Electricity. *Environmental Science & Technology*, 47(3) :1231–1238, Feb. 2013. ISSN 0013-936X, 1520-5851. doi : 10.1021/es303435e. URL http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es303435e. 32

[98] R. Pant, J. Cristobal-Garcia, F. Reale, S. Sala, European Commission, and Joint Research Centre. *Life cycle assessment for the impact assessment of policies*. Publications Office, Luxembourg, 2016. OCLC : 1032570891. 2, 12

[99] S. Pascuzzi, A. Anifantis, I. Blanco, and G. Scarascia Mugnozza. Electrolyzer performance analysis of an integrated hydrogen power system for greenhouse heating. a case study. *Sustainability*, 8(7) :629, 2016. 88

[100] P. Perez-Lopez, R. Besseau, M. Marchand, F. Amblard, and I. Blanc. Life cycle assessment of prospective energy scenarios for 2030 in an insular context : Guadeloupe case study. page 4, 2018. URL http://lcm-conferences.org/. 17

[101] A. Poisson and C. Hall. Time Series EROI for Canadian Oil and Gas. *Energies*, 6(11) :5940–5959, Nov. 2013. ISSN 1996-1073. doi : 10.3390/en6115940. URL http://www.mdpi.com/1996-1073/6/11/5940. 11

[102] M. Pradel, J. Garcia, and S. Vaija. Guide de bonnes pratiques pour la prise en compte des ressources minérales et de leur criticité en Analyse du Cycle de Vie. page 88, 2019. 72

[103] Prysmian Group. GIULIO VERNE CABLE LAYING SHIPSPECIFICATION, Oct. 2008. URL http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B90BDFA65-3406-41DF-9590-CF79668131CD%7D. 35

[104] P. Quirion. L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : Une analyse input-output du scénario négaWatt. page 41, 2013. 1

[105] A. Rabl, J. V. Spadaro, and M. Holland. *How Much Is Clean Air Worth ?: Calculating the Benefits of Pollution Control*. Cambridge university press edition, 2014. ISBN 9781107337831 HTTPS ://DOI.ORG/10.1017/CBO9781107337831. 1, 10

[106] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan, and I. M. Solbrekke. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96 :440–459, Nov. 2018. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2018.08.002. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118305690. 16

[107] RTE. bp2017_synthese_17.pdf, 2017. URL https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_17.pdf. 15, 30

[108] J. Rugolo and M. J. Aziz. Electricity storage for intermittent renewable sources. *Energy & Environmental Science*, 5(5) :7151, 2012. ISSN 1754-5692, 1754-5706. doi : 10.1039/c2ee02542f. URL http://xlink.rsc.org/?DOI=c2ee02542f. 81

[109] R. Réunion. Rapport-PPE_reunion.pdf, 2015. 154

[110] R. Sacchi, R. Besseau, P. Pérez-López, and I. Blanc. Exploring technologically, temporally and geographically-sensitive life cycle inventories for wind turbines : A parameterized model for Denmark. *Renewable Energy*, 132 :1238–1250, Mar. 2019. ISSN 09601481. doi : 10.1016/j.renene.2018.09.020. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148118310838. 33, 36, 43, 75, 182

[111] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few. Future cost and performance of water electrolysis : An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52) :30470–30492, 2017. 84, 85, 88

[112] T. S. Schmidt, M. Beuse, X. Zhang, B. Steffen, S. F. Schneider, A. Pena-Bello, C. Bauer, and D. Parra. Additional Emissions and Cost from Storing Electricity in Stationary Battery Systems. *Environmental Science & Technology*, 53(7) : 3379–3390, Apr. 2019. ISSN 0013-936X, 1520-5851. doi : 10.1021/acs.est.8b05313. URL http://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.8b05313. 99

[113] G. S. Seck, V. Krakowski, E. Assoumou, N. Maïzi, and V. Mazauric. Reliability-constrained scenarios with increasing shares of renewables for the French power sector in 2050. *Energy Procedia*, 142 :3041–3048, Dec. 2017. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2017.12.442. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217361970. 25

[114] E. SEI. SYSTEMES ENERGETIQUES INSULAIRES LA REUNION. page 14, 2017. 148

[115] SMA. SUNNY CENTRAL STORAGE 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV. *Lightning protection*, page 4, 2018. 49

[116] SMA. Onduleurs photovoltaïques, 2019. URL https://www.sma.de/fr/produits/onduleurs-photovoltaiques.html. 49, 51, 83

[117] L. J. Sonter, S. H. Ali, and J. E. M. Watson. Mining and biodiversity : key issues and research needs in conservation science. *Proceedings of the Royal Society B : Biological Sciences*, 285(1892) :20181926, Dec. 2018. ISSN 0962-8452, 1471-2954. doi : 10.1098/rspb.2018.1926. URL http://www.royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rspb.2018.1926. 10

[118] I. Staffell and S. Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114 :1224–1239, 2016. 37, 113

[119] W. Stahl. Steel Industry in Germany | stahl-online.de, 2017. URL https://en.stahl-online.de/index.php/topics/economics/steel-industry-in-germany/. 35, 44

[120] P. Stenzel, A. Schreiber, J. Marx, C. Wulf, M. Schreieder, and L. Stephan. Environmental impacts of electricity generation for Graciosa Island, Azores.

Journal of Energy Storage, 15 :292–303, Feb. 2018. ISSN 2352152X. doi : 10.1016/j.est.2017.12.002. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X17303298. 13, 17, 18

[121] P. Stolz and R. Frischknecht. Life cycle assessment of current photovoltaic module recycling. page 37, 2018. 49

[122] Sunpower. Panneaux solaires Maxeon, 2019. URL https://www.sunpower.fr/produits/panneaux-solaires-maxeon. 50

[123] S. Tannous, R. Besseau, A. Prieur-Vernat, J. Clavreul, M. Payeur, P. Perez-Lopez, and I. Blanc. A parameterized model for the estimation of life-cycle environmental impacts of crystalline pv systems. page 5, 2019. 51, 182

[124] TheWindPower. Wind energy database, 2019. URL https://www.thewindpower.net/. 34

[125] N. Thonemann and D. Maga. Life Cycle Assessment of German Energy Scenarios. In L. Schebek, C. Herrmann, and F. Cerdas, editors, *Progress in Life Cycle Assessment*, pages 165–175. Springer International Publishing, Cham, 2019. ISBN 978-3-319-92236-2 978-3-319-92237-9. doi : 10.1007/978-3-319-92237-9_18. URL http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-92237-9_18. 17

[126] O. Torres. Life cycle assessment of a pumped storage power plant. page 134, 2011. 14

[127] K. Treyer and C. Bauer. The environmental footprint of UAEs electricity sector : Combining life cycle assessment and scenario modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55 :1234–1247, Mar. 2016. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2015.04.016. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115002865. 2, 13

[128] K. Treyer and C. Bauer. Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part I : electricity generation. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 21(9) :1236–1254, Sept. 2016. ISSN 0948-3349, 1614-7502. doi : 10.1007/s11367-013-0665-2. URL http://link.springer.com/10.1007/s11367-013-0665-2. 13

[129] UCS. The Hidden Costs of Fossil Fuels, 2019. URL https://www.ucsusa.org/clean-energy/coal-and-other-fossil-fuels/hidden-cost-of-fossils#bf-toc-3. 1

[130] L. Vandepaer and T. Gibon. The integration of energy scenarios into LCA : LCM2017 Conference Workshop, Luxembourg, September 5, 2017. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 23(4) :970–977, Apr. 2018. ISSN 0948-3349, 1614-7502. doi : 10.1007/s11367-017-1435-3. URL http://link.springer.com/10.1007/s11367-017-1435-3. 13

[131] L. Vandepaer, J. Cloutier, and B. Amor. Environmental impacts of Lithium Metal Polymer and Lithium-ion stationary batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78 :46–60, Oct. 2017. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2017.04.057. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117305580. 14

[132] Varun, I. Bhat, and R. Prakash. LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (5) :1067–1073, June 2009. ISSN 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2008.08.004. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108001093. 13

[133] K. Volkart, N. Weidmann, C. Bauer, and S. Hirschberg. Multi-criteria decision analysis of energy system transformation pathways : A case study for Switzerland. *Energy Policy*, 106 :155–168, July 2017. ISSN 03014215. doi : 10.1016/j.enpol.2017.03.026. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421517301702.

[134] D. Weisser. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, 32(9) :1543–1559, Sept. 2007. ISSN 03605442. doi : 10.1016/j.energy.2007.01.008. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S036054420700028X. 13, 14

[135] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, and B. Weidema. The ecoinvent database version 3 (part I) : overview and methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 21(9) :1218–1230, Sept. 2016. ISSN 0948-3349, 1614-7502. doi : 10.1007/s11367-016-1087-8. URL http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8. 14

[136] Wikipedia. List of run-of-the-river hydroelectric power stations, Aug. 2018. URL https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=List_of_run-of-the-river_hydroelectric_power_stations&oldid=854654555. Page Version ID : 854654555. 58

[137] Wikipedia. List of conventional hydroelectric power stations, Feb. 2019. URL https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=List_of_conventional_hydroelectric_power_stations&oldid=884288668. Page Version ID : 884288668. 58

[138] World Bank. World Bank Open Data, 2019. URL https://data.worldbank.org/. 1

[139] Xylem. epd92_3.1.pdf, 2012. 57

[140] C. Yang, S. Li, R. Yang, J. Bai, and Z. Guo. Recovery of silicon powder from kerf loss slurry waste using superconducting high gradient magnetic separation technology. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, 20(2) :937–945, Apr 2018. ISSN 1611-8227. doi : 10.1007/s10163-017-0656-7. URL https://doi.org/10.1007/s10163-017-0656-7. 50

[141] V. Zepf, J. Simmons, Universität Augsburg, and British Petroleum Company. *Materials critical to the energy industry : an introduction.* 2014. ISBN 978-0-9928387-0-6. OCLC : 893133358. 12

[142] X. Zhang, C. Bauer, C. L. Mutel, and K. Volkart. Life Cycle Assessment of Power-to-Gas : Approaches, system variations and their environmental implications. *Applied Energy*, 190 :326–338, Mar. 2017. ISSN 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2016.12.098. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916318682. 14, 82, 85

[143] T. Zimmermann. Parameterized tool for site specific LCAs of wind energy converters. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 18(1) :49–60, Jan. 2013. ISSN 0948-3349, 1614-7502. doi : 10.1007/s11367-012-0467-y. URL http://link.springer.com/10.1007/s11367-012-0467-y. 32

RÉSUMÉ

Ces travaux de thèse portent sur l'évaluation des impacts environnementaux de l'énergie. Le modèle énergétique actuel, qui supporte l'ensemble des activités économiques mondiales, cause d'importants impacts environnementaux en contribuant au changement climatique et à l'épuisement de ressources, mais aussi en dégradant la biodiversité et la santé humaine. Les impacts environnementaux de l'énergie sont évalués, non pas en considérant la seule phase de production d'énergie, mais l'intégralité de leur cycle de vie : de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie.

La production d'énergie renouvelable étant météo-dépendante, des systèmes de stockage d'énergie peuvent devenir nécessaires pour assurer l'adéquation temporelle entre la production et la consommation lorsque les taux de pénétration d'énergies renouvelables deviennent importants. Dans un premier temps, des modèles paramétrés d'inventaires de cycle de vie ont été développés pour chaque filière de production et de stockage d'énergie. Ils permettent de tenir compte de la variabilité technologique, spatiale et temporelle de la performance environnementale de ces systèmes qui peut être importante. Dans un second temps, une approche reposant sur le développement et le couplage de modèles paramétrés de séries temporelles de production et de consommation a été mise au point. Elle permet d'estimer les besoins de stockage induits par la météo-dépendance de la production mais aussi de la consommation.

La méthode globale dynamique et paramétrique d'évaluation d'impacts environnementaux par Analyse de Cycle de Vie (ACV) alors développée a été appliquée à des scénarios d'autoconsommation puis au territoire insulaire de La Réunion. Ces travaux démontrent que, même en tenant compte des besoins de stockage induits par la variabilité de la production, les énergies renouvelables présentent, sur leur cycle de vie, une empreinte environnementale qui reste nettement inférieure aux alternatives fossiles qu'elles cherchent à substituer.

MOTS CLÉS

Analyse de Cycle de Vie, impacts environnementaux, scénarios énergétiques, stockage d'énergie, adéquation production-consommation, séries temporelles.

ABSTRACT

This research work deals with the environmental impact assessment of energy. The current energy model, which supports the global economy, leads to major environmental impacts by contributing to climate change and resource depletion, and by degrading biodiversity and human health. The environmental impacts of energy systems are assessed, not only considering the energy generation phase, but the whole life-cycle of energy systems : from raw material extraction to end of life.

As renewable energies are weather dependent, storage systems may become required to ensure the temporal balance between the production of energy and consumption when renewable energies reach high penetration rates. As a first step, parameterized life-cycle inventory models have been developed for the main energy technologies to produce or store energy. Those models enable to account for the technological, spatial and temporal variability that can be important. As a second step, an approach based on times-series to model energy production as well as energy consumption has been developed. It allows assessing the energy storage needs induced by the weather dependency of the production and consumption.

The global dynamic and parametric method to assess the life cycle environmental impact here developed has been applied to self-consumption scenarios and then, to the insular territory of La Réunion. Those applications reveal that, even when accounting for the storage need induced by the weather dependency of the production, renewable energies present an environmental footprint significantly lower than the fossil counterparts they aim to substitute.

KEYWORDS

Life Cycle Analysis, environmental impacts, energy scenarios, energy storage, balance production-consumption, time-series.