



HAL
open science

Etudes des impacts environnementaux pour l'évaluation dynamique des filières industrielles : application au déploiement des scénarios de la transition énergétique

Aziz Er-Raki

► **To cite this version:**

Aziz Er-Raki. Etudes des impacts environnementaux pour l'évaluation dynamique des filières industrielles : application au déploiement des scénarios de la transition énergétique. Autre. Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT, 2021. Français. NNT : 2021INPT0014 . tel-04169325

HAL Id: tel-04169325

<https://theses.hal.science/tel-04169325v1>

Submitted on 24 Jul 2023

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.



Université
de Toulouse

THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (Toulouse INP)

Discipline ou spécialité :

Génie Industriel

Présentée et soutenue par :

M. AZIZ ER-RAKI

le vendredi 29 janvier 2021

Titre :

Etudes des impacts environnementaux pour l'évaluation dynamique des filières industrielles: application au déploiement des scénarios de la transition énergétique

École doctorale :

Systèmes (EDSYS)

Unité de recherche :

Laboratoire de Génie Chimique (LGC)

Directeurs de Thèse :

M. STEPHANE NEGNY

M. JEAN PIERRE BELAUD

Rapporteurs :

M. FABRICE PATISSON, UNIVERSITÉ LORRAINE

Mme TATIANA REYES, UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE TROYES

Membres du jury :

M. DOMINIQUE MILLET, UNIVERSITE DE TOULON, Président

M. DIDIER HARTMANN, CEA MARCOULE, Membre

M. GERALD SENENTZ, SOCIETE ORANO, Invité

M. JEAN PIERRE BELAUD, TOULOUSE INP, Membre

M. STEPHANE NEGNY, TOULOUSE INP, Membre

Résumé

Les études d'impacts environnementaux occupent une place croissante dans l'évaluation d'un procédé ou d'une filière, tant pour mettre à jour leurs avantages et leurs points faibles que pour envisager des pistes d'amélioration. Parmi les moyens d'analyse environnementale des systèmes, l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) est une méthode multicritère et se présente comme un moyen de choix dans l'évaluation de la performance environnementale d'un système.

L'ACV est une méthode d'aide à la décision qui s'appuie sur une méthodologie rigoureuse et transparente, se développe et s'améliore sans cesse. Son intérêt réside dans la prise en compte de la pensée cycle de vie et des impacts selon plusieurs catégories de l'environnement liés au cycle de vie d'un produit (ou d'un procédé, d'un service, d'un système ou d'une filière), c'est-à-dire depuis l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie du produit, en passant par les phases de transport, de fabrication et d'utilisation.

L'ACV propose une vision globale de tout le cycle de vie et permet d'avoir des résultats à différents niveaux. Cependant la méthode ACV présente des limites. Une limite essentielle est liée à l'absence de prise en compte de la notion de temps et d'espace. La méthode ACV « classique » fournit une image d'un système statique, moyenné sur la durée de vie des différentes installations, de leur construction jusqu'à leur démantèlement.

Cette vision n'est pas adaptée à la réalité du contexte actuel de transition énergétique, pour laquelle des moyennes à l'équilibre peuvent générer des interprétations très différentes des valeurs instantanées. En effet, avoir besoin d'une certaine masse de matière première répartie sur une durée de 50 ans ou bien seulement sur 5 ans ne provoquera pas le même impact.

Il semble donc plus pertinent de ne pas étudier seulement le système à l'équilibre, mais d'être capable d'étudier les phases de transition énergétique pour lesquelles il sera nécessaire de déployer plus ou moins rapidement différentes sources de production énergétique (nucléaire, éolien, solaire, biomasse...), avec toutes les infrastructures et les installations nécessaires.

Ce nouveau type d'approche nécessite l'ajout d'une composante temporelle voire géographique dans l'analyse de cycle de vie, en découpant la vie de chaque installation par pas de temps auxquels sont associés des inventaires particuliers.

L'inventaire des besoins en matière pour la construction des installations (béton, métaux...) et leur exploitation (réactifs, eau, métaux...) doit être établi, ainsi que celui des émissions en phase d'exploitation et de démantèlement.

On s'oriente ainsi vers une analyse de cycle de vie dite « dynamique », c'est-à-dire capable de prendre en compte les évolutions temporelles du scénario considéré.

- Présentation de l'approche globale et identification des niveaux d'intégration de la notion dynamique dans les études d'ACV

Plusieurs niveaux d'intégration de la notion temporelle ont été identifiés :

- Le premier niveau consiste à décomposer le cycle de vie en différentes phases : construction, production, démantèlement pour les procédés, ce qui permet de prendre l'impact de chaque phase sur sa durée réelle en évitant de moyenniser les impacts sur toute la durée de vie.
- Le deuxième niveau, un peu plus détaillé, consiste à développer un inventaire de cycle de vie dynamique en prenant les instants réels des extrants moyennés sur une année.
- Le troisième niveau consiste à développer des facteurs de caractérisation dynamiques afin de prendre en considération l'impact réel après une durée bien précise et non pas cumuler les impacts à un horizon temporel fixe.
- Le quatrième niveau consiste à adapter les bases de données pour prendre en considération l'évolution temporelle notamment pour le mix électrique et les données de marché.

Il existe aussi des niveaux hybrides consistant à coupler des parties des niveaux prédéfinis.

➤ **Etudes de cas**

L'approche proposée sera confrontée à plusieurs études de cas industriels (positionnés dans le corps du document et dans les annexes) :

- **Evaluation des impacts environnementaux lors de déploiement de différents scénarios français de transition énergétique**

L'objectif principal de cette dernière étude est de proposer une approche plus complète pour la caractérisation des impacts des scénarios de transition énergétique, en prenant en compte :

✓ **L'état du parc existant**

Les capacités de production et de stockage à mettre en place sont estimées en prenant en compte l'évolution annuelle du parc français (installations existantes, mises à l'arrêt ou en construction), compte tenu de la demande énergétique, variable elle aussi.

✓ **L'actualisation dynamique des bases de données**

Cette approche assure une actualisation de la base de données pour permettre une caractérisation des impacts avec le mix énergétique de l'année en cours.

✓ **L'évolution des technologies**

Le développement des filières de production ne cessant d'évoluer, cet outil permet de prendre en compte les évolutions probables des inventaires futurs, dont la réduction de la quantité spécifique des matériaux utilisés.

✓ **La capacité de stockage**

Son dimensionnement a été réalisé au moyen d'une étude statistique qui prend en considération le profil de la consommation sur le territoire français de 2014 à 2018 par demi-heure, ainsi que l'évolution du facteur de charge global pour les différentes filières de production intermittente pour ce même pas de temps.

✓ **La stabilité du réseau**

L'implémentation des filières de production renouvelable intermittente nécessite une gestion du réseau optimale pour assurer la continuité du service. Cette étude prend en compte plusieurs scénarios de gestion : effacement d'une partie de la consommation, interconnexion, stockage et centrale thermique à démarrage rapide.

✓ **Démantèlement et recyclage**

Cette approche est innovante puisqu'elle permet d'intégrer l'impact du démantèlement des capacités de production en fin de vie, en considérant plusieurs scénarios de gestion (mise en déchets ou recyclage).

- **Evaluation dynamique d'impact du N₂O sur la catégories d'impact « réchauffement climatique »**

Cette étude s'attache à décrire l'impact du protoxyde d'azote (3^{ème} gaz à effet de serre) dans l'ancien procédé de l'usine Orano de Malvési. L'objectif est d'identifier l'intérêt de prendre en considération un inventaire dynamique par rapport à un inventaire statique estimé.

- **Evaluation dynamique des impacts liés aux émanations du radon des résidus miniers**

La filière nucléaire est l'une des filières les moins carbonées, mais elle est la plus impactante dans la catégorie « rayonnement ionisant », l'origine principale de cet impact se concentrant au niveau de l'émanation de radon des résidus miniers.

Cette étude propose une méthode d'estimation de l'inventaire dynamique du radon au niveau des résidus miniers en prenant en compte les différents paramètres intrinsèques de chaque site, notamment la production annuelle, la teneur du minerai, le rendement d'attaque, l'épaisseur de demi-atténuation (« half-value layer ») du résidu, les durées de chaque phase (exploitation, arrêt et évolution ultérieure), le type et la hauteur de couverture ainsi que son taux de dégradation.

Afin de compléter la caractérisation de l'impact radiologique et d'aboutir à une modélisation complète, des facteurs de caractérisation dynamique ont été déterminés en fonction des autres paramètres influents : hauteur des résidus, vitesse du vent, température, intensité de la pluie, distance de la population et son régime alimentaire.

- **Evaluation des impacts environnementaux lors de la construction du parc électronucléaire français 1970-2000**

Une modélisation de la construction du parc électronucléaire français comportant 58 réacteurs de 2^{ème} génération (REP) entre 1971 et 2000 a été engagée. L'évolution du mix électrique pendant cette période a été faite afin d'alimenter d'une façon dynamique la base de données utilisée, en fonction de la puissance installée, de la durée de la construction de chaque réacteur et de l'inventaire des principales matières nécessaires.

L'évaluation d'impact a été effectuée avec le logiciel SimaPro, la méthode ILCD 2011 et la base de données EcoInvent actualisée avec le mix électrique de la période étudiée.

Cette étude a permis de montrer l'influence de l'actualisation dynamique de la base de données, notamment sur les catégories d'impact « réchauffement climatique » et « rayonnement ionisant ».

La conclusion générale de la thèse récapitule les avantages et inconvénients des différents niveaux d'approche dynamique, en insistant sur leur complexité et leur pertinence par rapport à une approche statique inappropriée pour des systèmes évolutifs.

Abstract

Environmental impact studies occupy an increasing place in the evaluation of a process or a sector, both to update their advantages and their weak points and to consider ways of improvement. Among the means of environmental assessment systems, Life Cycle Analysis (LCA) is a multi-criterion method, which is a means of choice in the evaluation of the environmental performance of a system.

LCA is a decision support method based on a rigorous and transparent methodology but has some limitations, mainly linked to the lack of account of the concept of time and space. The classic LCA approach provides a picture of a system at equilibrium, averaged over the lifespan of different facilities, from construction to dismantling. This view is far from reality in the current context of energy transition, where equilibrium averages can turn out to be very different from instantaneous values.

It seems more relevant to be able to study the phases of energy transition for which it will be necessary to implement more or less quickly different sources of energy production (nuclear, wind, solar, biomass, etc.), with all the needed facilities. This new type of approach requires the addition of a temporal or even geographic component in the LCA, by dividing the life of each installation into time steps with which specific inventories are associated.

The inventory of material needs for the construction of facilities (concrete, metals, etc.) and their operation (reagents, water, metals, etc.) should be established, as well as that of emissions during operation and dismantling phases.

➤ **Identification of the levels of integration of the dynamic concept in LCA studies**

Several levels of integration of the notion of time have been identified:

- The first level consists of breaking down the life cycle into different phases: construction, production, dismantling for the processes, which makes it possible to take the impact of each phase over its actual duration while avoiding averaging the impacts over the entire duration of the life.
- The second level, a little more detailed, consists in developing a dynamic life cycle inventory by taking the real instants of the outputs averaged over one year.
- The third level includes the development of dynamic characterization factors in order to take into account the real impact after a very precise period and not to accumulate the impacts over a fixed time horizon.
- The fourth level encompasses an adaptation of the databases to take into account the temporal evolution, in particular for the electricity mix and market data.

There are also hybrid levels consisting of coupling parts of the predefined levels.

➤ **Case studies**

- **Assessment of the environmental impacts during the implementation of different energy transition scenarios**

The main objective of this last study is to propose a complete approach for the characterization of the impacts of energy transition scenarios, taking into account:

- ✓ **The state of the existing fleet**

The production and storage capacities to be put in place are estimated taking into account the annual evolution of the French fleet (existing facilities, shutdown or under construction), taking into account energy demand, which is also variable.

- ✓ **Dynamic updating of databases**

This approach ensures that the database is updated to allow a characterization of the impacts with the energy mix of the current year.

- ✓ **The evolution of technologies**

As technologies evolve quickly or try to reduce the amount of several input materials, this tool makes it possible to take into account likely improvements in the future inventories.

- ✓ **Storage capacity**

Its sizing was carried out by means of a statistical study, which leverages the profile of electrical consumption on French territory from 2014 to 2018 per half hour, as well as the evolution of the overall load factor for the different production sectors.

- ✓ **Network stability**

The implementation of intermittent renewable energies requires an optimal network management. Several possibilities have been considered: deletion of part of the consumption, interconnection with other countries, storage and rapid start-up of thermal power plants.

- ✓ **Dismantling and recycling**

This approach is innovative since it makes it possible to integrate the impact of the dismantling of production capacities at the end of their life, by considering several management scenarios: disposal or recycling.

- **Dynamic assessment of the impact of N₂O on global warming potential**

This study attempts to describe the impact of nitrous oxide (3rd greenhouse gas) in the former process of the Orano uranium conversion plant in Malvési (France). The advantage of taking into account a dynamic inventory has been compared to an estimated static one.

- **Dynamic assessment of the environmental impacts of radon emanation from uranium tailings**

The nuclear energy is one of the least carbon-intensive industries, but it has the biggest impact in the "ionizing radiation" category, the main source of this impact being brought by radon emanation from milling residues.

This study proposes a method for estimating the dynamic inventory of radon in tailings by taking into account the various intrinsic parameters of each mining site, i.e. the annual production, the ore grade, the leaching yield, the half-value layer thickness of the residue, the durations of each phase (operation, shutdown and subsequent remediation), the type and height of cover as well as its degradation rate.

In order to complete the characterization of the radiological impact and to lead to a complete modelling, dynamic characterization factors were determined according to other spatial parameters: tailing height, wind speed, temperature, intensity of rain, distance of the population and its diet.

- **Assessment of the environmental impacts during the construction of the French nuclear power plant 1970-2000**

Modelling of the construction of the French nuclear power fleet comprising 58 reactors of 2nd generation (PWRs) between 1971 and 2000 has been initiated. The evolution of the electricity mix during this period was performed in order to dynamically supply the database used, according to the installed capacity, the duration of the construction of each reactor and the inventory of the main required materials.

The impact assessment was carried out using the SimaPro software, the ILCD 2011 method and the EcoInvent database updated with the electricity mix for the studied period.

This study made it possible to show the influence of the dynamic updating of the database, in particular on "global warming" and "ionizing radiation" impact categories.

The general conclusion of the dissertation summarizes the advantages and drawbacks of the different levels of dynamic approach, emphasizing their complexity and their relevance compared to an inappropriate static approach for evolving systems.

Remerciements

Ce manuscrit vient couronner trois longues années de travail qui ont été dures et chargées, mais qui m'ont apporté une valeur ajoutée pour mon parcours professionnel et ma vie personnelle. Cette thèse est achevée aujourd'hui grâce à la collaboration et au soutien de plusieurs personnes, que ce soit professionnel ou moral.

Je voudrais tout d'abord remercier mes encadrants de thèse : Didier Hartmann au CEA, les professeurs Jean-Pierre Belaud et Stéphane Negny de l'INP Toulouse. Je suis ravi d'avoir travaillé en votre compagnie car outre votre appui scientifique et vos conseils précieux, vous avez toujours été là pour me soutenir au cours de l'élaboration de cette thèse.

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 Mme Tatiana Reyes Carrillo et M. Fabrice Patisson, et plus généralement de l'ensemble des membres du jury, m'ont permis d'améliorer la qualité du manuscrit.

Il m'est impossible d'oublier Nouha Gazbour de l'INES pour les données relatives à la filière photovoltaïque, je te remercie de m'avoir permis d'accéder à des données assez importantes pour mes recherches.

A toute l'équipe du CEA :

```
list_CEA = ['Jean-François', 'Pierre', 'Jean-Louis', 'Anne', 'Emilien'  
'Maxime', 'Tristan', 'Camille', 'Manu', 'Abdoulaye', 'Maxence', 'Julie', 'Joshua', 'Narjiss', 'Younes', 'Mouad']  
[print('Merci%s !'%colleague) for colleague in list_CEA]
```

Un grand merci de m'avoir soutenu, encouragé et réconforté même dans les quelques minutes passés ensembles durant les pauses cafés ou encore lors de nos discussions autour de la table durant la pause déjeuner.

Table des matières

Résumé	i
Abstract.....	v
Remerciements	viii
Table des matières	ix
Glossaire.....	xvii
Liste des figures	xx
Liste des tableaux	xxvi
Introduction générale.....	1
I. Analyse et choix de la méthodologie.....	4
I.1. Introduction.....	5
I.2. Méthodes d'évaluation des impacts environnementaux	6
I.2.1. Le bilan carbone	6
I.2.2. L'analyse de cycle de vie (ACV).....	7
I.2.3. Outils prospectifs, de gestion préventive de l'environnement.....	7
I.2.3.1. Évaluation Environnementale Stratégique (EES).....	7
I.2.3.2. Étude d'impact environnemental et social (EIES).....	7
I.2.3.3. Évaluation environnementale sectorielle (EESec).....	8
I.2.3.4. Évaluation environnementale régionale (EER)	8
I.2.4. Outils de contrôle et de gestion environnementale	8
I.2.4.1. Plan de gestion environnementale et sociale (PGES).....	8
I.2.4.2. Audit environnemental	8
I.2.4.3. Système de gestion environnementale (SME).....	9
I.2.4.4. Mécanisme de Développement Propre (MDP).....	9
I.2.4.5. Indice de Développement Durable (IDD).....	9
I.2.5. Etude comparative	9
I.3. Choix de la méthode retenue : ACV	12
I.3.1. Définition et domaines d'application.....	13
I.3.2. Méthodologie générale	13
I.3.2.1. Définition des objectifs et des champs de l'étude	13
I.3.2.2. Inventaire de cycle de vie (ICV).....	14
I.3.2.3. Modélisation des impacts environnementaux.....	14
I.3.2.4. Interprétation et analyse des résultats.....	17

I.3.3. Typologies d'ACV.....	18
I.3.3.1. ACV attributionnelle (ACV-A).....	18
I.3.3.2. ACV conséquentielle (ACV-C).....	18
I.3.3.3. ACV prospective (ACV-P).....	19
I.3.3.4. Récapitulatif	20
I.3.4. Caractérisation des impacts	21
I.3.4.1. Caractérisation des impacts statiques	21
I.3.4.2. Caractérisation des impacts dynamiques	21
I.3.5. Typologie retenue : Modèle prospectif dynamique	22
I.4. Conclusion du chapitre	22
II. Méthodologie d'intégration de l'aspect spatiotemporel dans les études d'ACV	23
II.1. Introduction	25
II.2. Limites de l'ACV	25
II.2.1. Constat initial	26
II.2.2. Limites liées à la BDD	26
II.2.3. Absence d'aspect spatiotemporel	26
II.3. Etat de l'art pour l'ACV dynamique	27
II.3.1. Intégration spatiale	27
II.3.2. Intégration temporelle	30
II.4. Niveaux d'intégration de l'ACV dynamique.....	32
II.4.1. Niveau 0	32
II.4.2. Niveau 1	33
II.4.3. Niveau 2	33
II.4.4. Niveau 3	33
II.4.5. Schéma d'intégration général	33
II.4.6. Méthodologie d'intégration	35
II.4.6.1. Inventaire dynamique.....	35
II.4.6.2. Facteur de caractérisation dynamique	35
II.4.6.3. Comment mettre en œuvre l'intégration spatio-temporelle en ACV ?	35
II.4.6.3.1. Modèle d'intégration	36
II.4.6.3.2. Modélisation matricielle	36
II.4.6.4. Problématique de généralisation de la méthodologie.....	37
II.4.6.5. Méthodologie par thème proposé.....	37
II.4.6.5.1. Transition énergétique	37
II.4.6.5.2. Radon des mines	55
II.4.6.5.3. Construction des REP	68

II.4.6.5.4. Emissions de N ₂ O dans l’usine de Malvési	73
II.5. Conclusion du chapitre	80
III. Analyse des moyens de production et de stockage.....	81
III.1. Objectifs et contexte.....	83
III.2. Le mix électrique français en 2018	83
III.3. Examen des technologies de production d'électricité.....	84
III.3.1. Énergie éolienne.....	85
III.3.1.1. Cycle de vie	86
III.3.1.2. Résultats de l'ACV	86
III.3.1.3. Sources de variabilité.....	88
III.3.2. Solaire photovoltaïque	88
III.3.2.1. Cycle de vie	88
III.3.2.2. Résultats de l'ACV.....	90
III.3.2.3. Sources de variabilité.....	90
III.3.3. Hydroélectricité.....	91
III.3.3.1. Cycle de vie	91
III.3.3.2. Résultats de l'ACV.....	92
III.3.3.3. Sources de variabilité.....	92
III.3.4. Nucléaire	92
III.3.4.1. Cycle de vie	93
III.3.4.2. Résultats de l'ACV	94
III.3.4.3. Sources de variabilité.....	97
III.3.5. Gaz naturel	97
III.3.5.1. Cycle de vie	97
III.3.5.2. Résultats de l'ACV.....	97
III.3.5.3. Sources de variabilité.....	99
III.3.6. Charbon et fioul	100
III.3.6.1. Cycle de vie	100
III.3.6.2. Résultats de l'ACV	101
III.3.6.3. Sources de variabilité.....	103
III.3.7. Bioénergies.....	103
III.3.7.1. Biomasse solide	103
III.3.7.1.1. Cycle de vie	104
III.3.7.1.2. Résultats de l'ACV	104
III.3.7.2. Biogaz	106
III.3.7.2.1. Cycle de vie	106

III.3.7.2.2. Résultats de l'ACV	106
III.3.8. Géothermie.....	107
III.3.8.1. Cycle de vie	107
III.3.8.2. Résultats de l'ACV.....	108
III.3.9. Analyse multicritère des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie.....	109
III.4. Examen des solutions de stockage d'énergie	111
III.4.1. Stations de transfert d'énergie par pompage.....	113
III.4.1.1. Cycle de vie	114
III.4.1.2. Résultats d'ACV	115
III.4.1.3. Sources de variabilité.....	115
III.4.2. CAES (stockage d'énergie par air comprimé)	116
III.4.2.1. Cycle de vie	117
III.4.2.2. Résultats d'ACV	117
III.4.2.3. Sources de variabilité.....	118
III.4.3. Batteries	118
III.4.3.1. Cycle de vie	119
III.4.3.2. Résultats d'ACV	119
III.4.3.3. Sources de variabilité.....	119
III.4.4. Power-to-gas-to-Power (P2G2P)	120
III.4.4.1. Cycle de vie	120
III.4.4.2. Résultats d'ACV	121
III.4.4.3. Sources de variabilité.....	121
III.5. Conclusion.....	121
IV. Application de la méthodologie : étude de la transition énergétique.....	122
IV.1. Introduction.....	124
IV.2. Cadre et objectif de l'étude	125
IV.3. Evaluation de l'inventaire du cycle de vie	126
IV.3.1. Modélisation des inventaires élémentaires	126
IV.3.1.1. Solaire PV.....	126
IV.3.1.1.1. Inventaire de fabrication.....	127
IV.3.1.1.2. Inventaire de production.....	127
IV.3.1.1.3. Inventaire de démantèlement.....	128
IV.3.1.1.4. Evolution temporelle de l'inventaire	129
IV.3.1.2. Eolien.....	134
IV.3.1.2.1. Inventaire de construction	134

IV.3.1.2.2. Inventaire de maintenance pendant production.....	135
IV.3.1.2.3. Inventaire de fin de vie.....	136
IV.3.1.2.4. Estimation de l'évolution temporelle de l'inventaire.....	139
IV.3.1.3. Nucléaire.....	141
IV.3.1.3.1. Inventaire de construction.....	141
IV.3.1.3.2. Inventaire de production.....	142
IV.3.1.3.3. Inventaire de démantèlement.....	142
IV.3.1.4. Hydroélectricité.....	144
IV.3.1.5. Biomasse solide.....	144
IV.3.1.6. Gaz naturel.....	144
IV.3.1.7. Charbon de houille.....	145
IV.3.1.8. Fioul.....	145
IV.3.1.9. Géothermie.....	145
IV.3.1.10. Biogaz.....	145
IV.3.1.11. Déchets.....	145
IV.3.1.12. STEP.....	146
IV.3.1.12.1. Inventaire de construction.....	146
IV.3.1.12.2. Inventaire de production.....	146
IV.3.1.12.3. Inventaire de démantèlement.....	146
IV.3.1.12.4. Evolution temporelle de l'inventaire :.....	146
IV.3.1.13. CAES.....	147
IV.3.1.13.1. Inventaire de construction.....	147
IV.3.1.13.2. Inventaire de production.....	147
IV.3.1.13.3. Inventaire de démantèlement.....	147
IV.3.1.13.4. Evolution temporelle de l'inventaire.....	147
IV.3.1.14. Batteries.....	148
IV.3.1.14.1. Inventaire de construction.....	148
IV.3.1.14.2. Inventaire de production.....	148
IV.3.1.14.3. Inventaire de démantèlement.....	148
IV.3.1.14.4. Evolution temporelle de l'inventaire.....	150
IV.3.1.15. Power to gas (P2G).....	150
IV.3.1.15.1. Inventaire de construction.....	150
IV.3.1.15.2. Inventaire de fonctionnement.....	151
IV.3.1.15.3. Inventaire de démantèlement.....	151
IV.3.1.15.4. Evolution temporelle de l'inventaire.....	151
IV.3.2. Modélisation des inventaires dynamiques.....	152

IV.3.2.1. Inventaire dynamique de la construction	154
IV.3.2.2. Inventaire dynamique de la production	156
IV.3.2.3. Inventaire dynamique du démantèlement	157
IV.3.2.4. Inventaire dynamique de gestion de la stabilité du réseau.....	158
IV.3.2.5. Inventaire dynamique de l'énergie importée	159
IV.3.3. Synthèse de l'évaluation dynamique des inventaires.....	159
IV.4. Caractérisation d'impact de cycle de vie	160
IV.4.1. Méthodologie	160
IV.4.2. Résultats d'impacts	160
IV.4.2.1. Evaluation d'impacts pour une unité d'énergie	160
IV.4.2.1.1. Solaire PV	160
IV.4.2.1.2. Nucléaire	161
IV.4.2.1.3. Eolien	163
IV.4.2.2. Evaluation d'impacts pour le scénario choisi	163
IV.4.2.2.1. Réchauffement climatique :.....	164
IV.4.2.2.2. Santé humaine	165
IV.4.2.3. Analyse des coûts de la transition énergétique	168
IV.5. Conclusion	170
V. Etude de scénarios de transition énergétique.....	171
V.1. Introduction	172
V.2. Traitement des incertitudes dans les études d'ACV	172
V.2.1. Approches de traitement des incertitudes.....	173
V.2.1.1. Sources, types et caractérisation de l'incertitude	173
V.2.1.2. Matrice de Pedigree	177
V.2.1.3. Approche de Pedigree & EcoInvent.....	177
V.2.1.4. Analyse de sensibilité	181
V.2.1.5. Incertitude sur les méthodes de calculs d'impact.....	183
V.2.1.6. Focus sur les incertitudes pour des études comparatives	184
V.2.1.7. Conclusion	184
V.3. Analyse de sensibilité pour les scénarios de transition énergétique	185
V.3.1. Schéma global	185
V.3.2. Etude paramétrique	185
V.3.2.1. Etude n°1 : la consommation électrique	185
V.3.2.2. Etude n°2 : la part de chaque filière dans le mix électrique.....	188
V.3.2.3. Etude n°3 : la part de chaque technologie dans le mix électrique.....	190
V.3.2.4. Etude n°4 : la gestion de la stabilité du réseau.....	191

V.3.2.5. Etude n°5 : le stockage d'énergie.....	194
V.3.2.6. Sensibilité des résultats en fonction de la qualité des données d'entrée	197
V.3.2.6.1. Inventaire du nucléaire	197
V.3.2.6.2. Inventaire PV	199
V.3.2.6.3. Inventaire Eolien.....	200
V.4. Résultats d'impacts pour les scénarios considérés	200
V.4.1. Présentation du scénario de référence	200
V.4.2. Résultats d'impacts	202
V.5. Incertitude dans les études d'ACV	205
V.5.1. Incertitudes sur la qualité des données utilisées.....	205
V.5.1.1. Inventaires et incertitudes	206
V.5.1.2. Inventaires non issus d'EcoInvent	207
V.5.1.3. Intégration dans l'outil de calcul.....	207
V.5.2. Incertitudes liés aux paramètres système	208
V.5.2.1. Analyse d'incertitude pour chaque paramètre.....	208
V.5.2.2. Simulations de Monte-Carlo	208
V.5.2.3. Evolution du système électrique	208
V.5.2.4. Construction.....	209
V.5.2.5. Production.....	210
V.5.2.6. Fin de vie.....	210
V.5.2.7. Stockage.....	211
V.5.2.8. Interconnexion	212
V.5.3. Incertitude liée aux facteurs de caractérisation/pondération	213
V.5.4. Résultats	214
V.5.4.1. Synthèse d'analyse des incertitudes.....	214
V.5.4.2. Etude des coûts d'investissement (CAPEX).....	218
V.5.4.3. Surfaces occupées par les installations	219
V.6. Comparaison entre les approches d'ACV	221
V.7. Conclusion.....	224
VI. Conclusion & perspectives	225
VI.1. Conclusion générale.....	225
VI.2. Perspectives.....	227
Bibliographie.....	230
Annexes	255
Annexe A. Inventaire de construction des moyens de production.....	256
Annexe B. Inventaire de construction des moyens de stockage.....	278

Annexe C.	Inventaires de démantèlement des moyens de production	287
Annexe D.	Inventaires de recyclage	290
Annexe E.	Pyramide de recyclage.....	293
Annexe F.	Codes en langage R utilisé pour les tests statistiques	294
Annexe G.	Procédures d'analyse d'incertitude et de sensibilité.....	299
Annexe H.	Hypothèses sur les paramètres système.....	301
Annexe I.	Résultats des rejets N ₂ O de l'usine Orano de Malvési	307
Annexe J.	Résultats Radon des Mines.....	308
Annexe K.	Chaîne Radioactive de l'U238.....	325
Annexe L.	Méthodologie de calcul des FC dynamiques du Rn222	326
Annexe M.	Resultats d'impacts : EndPoints & MidPoints pour les scénarios d'étude de sensibilité	346
Annexe N.	Déploiement de la filière électronucléaire en France	348
Annexe O.	Resultats d'impacts : EndPoints & MidPoints pour les trois scénarios.....	351

Glossaire

ABC	Association Bilan Carbone
ACV	Analyse de Cycle de Vie
ACV-A	ACV Attributionnelle
ACV-C	ACV Conséquentielle
ACV-D	ACV Dynamique
ACV-P	ACV Prospective
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AICV (LCIA)	Evaluation de l'impact du cycle de vie (life cycle impact assessment)
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets RAdioactifs.
A-Si	Amorphous Silicon
BDD	Base De Données
CCS	Carbon Capture and Storage (capture et stockage du carbone).
CED	Cumulative Energy Demand.
CERES	Code d'Évaluations Rapides Environnementales et Sanitaires (logiciel CEA)
CETAC	Centre d'Exploitation des Turbines à Combustion
CFC	Chlorofluorocarbures
CHP	Combined Heat and Power (Chaleur et électricité combinée)
COP	Conference Of Parties
COV	Volatile Organic Compounds (composés organiques volatils)
CTUH	Comparative Human Toxicity (Unité comparative de toxicité pour l'homme)
CV	Coefficient of Variation (coefficient de variation)
CZ	Czochralsky
DDPMG	Direct Drive Permanent Magnet Generator : Générateur synchrone (transmission direct) à aimant permanent
DFIG	Double Fed Induction Generator : Générateur asynchrone (transmission avec multiplicateur) à double alimentation
EES	Évaluation Environnementale Stratégique
EG	Electronic Grade
EGS	Enhanced Geothermal Stimulation (Système Géothermique Stimulé)
EIES	Étude d'Impact Environnemental et Social
EMAS	European Environmental Management and Audit System (système européen d'audit et de management environnemental)
EnRI	Energie Renouvelables Intermittentes
EoL	End of Life
EPFL	École Polytechnique Fédérale de Lausanne
EPR	European Pressurized Reactor

FC	Facteur de caractérisation
FD	Facteur de disponibilité
FRELP	Full Recovery End-of-Life Photovoltaic
GES	Gaz à Effet de Serre
GSA	Global Sensitivity Analysis (analyse globale de sensibilité)
GSi	Geographic Information System (Géographique Système d'Information)
GTP100	Global Temperature change Potential, à l'horizon 100 ans
GWP	Global Warming Potential
HCFC	HydroChloroFluoroCarbures
HVL	Half-value layer (Epaisseur de demi-atténuation)
ICV	Inventaire du cycle de vie
ICVD	Inventaire du cycle de vie dynamique
ISO	International Organization for Standardization (Organisation internationale de normalisation)
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
LCSA	Analyse de durabilité du cycle de vie (life cycle sustainability analysis)
LCSA	Life Cycle Sustainability Assessment
Li-ion	Lithium-ions
LPF	Lithium-Phosphate de Fer
LMO	Lithium-Manganèse-Oxyde
LSA	Local Sensitivity Analysis (analyse de sensibilité locale)
LTECV	Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte
LTO	Lithium Titanate Oxyde (Oxyde de titanate de lithium)
MC	Monte Carlo
MDP	Mécanisme de Développement Propre
MG	Metallurgical Grade
Na/S	Sodium (Na) Souffre (S)
NCA	Nickel Cobalt Aluminium (Nickel Cobalt Aluminium).
NELCAS	Nuclear Energy Life Cycle Assessment Simulation (Simulation de l'analyse du cycle de vie de l'énergie nucléaire)
NiCd	Nickel Cadmium
NiMH	Nickel Métal Hydrure
NMC	Nickel Manganese Cobalt (Nickel Manganèse Cobalt) : correspond au Li-ion.
ODP	Ozone Depletion Potential (potentiel d'appauvrissement de la couche d'ozone)
PAC	Pile A Combustible
PbA	Plomb Acid
PEM	Proton Exchange Membrane (membrane à échange de protons)

PGES	Plan de Gestion Environnementale et Sociale
PNGMDR	Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
RNR	Réacteur à Neutrons Rapides
SD	Standard Deviation (écart-type)
SEM	Standard Error of the Mean (erreur-type de la moyenne)
SME	Système de Management Environnemental
SMR	Small Modular Reactor
SoG	Solar Grade
STEP	Stations de Transfert d'Energie par Pompage
TAC	Turbine A Combustion
TDLCI	Time Dependent Life Cycle Assessment
TGCC	Turbine à Gaz Cycle Combiné
UF	Unité Fonctionnelle
US EPA	United States Environmental Protection Agency
VE	Véhicules Electriques

Liste des figures

Figure I-1 : Domaines d'utilisation des différents outils de caractérisation d'impact.....	10
Figure I-2 : Les niveaux de caractérisation d'impacts environnementaux.....	15
Figure I-3: Variation temporelle des FC de différentes substances pour deux catégories d'impact. (a) Changement climatique (kg CO ₂ eq), (b) Destruction de la couche d'ozone (kg CFC11 eq)	17
Figure II-1 : Schéma d'intégration du temps dans les études d'ACV	34
Figure II-2 : Les quatre étapes d'une ACV.....	36
Figure II-3: Evolution de la capacité installée de la filière nucléaire sans nouvelle construction.....	40
Figure II-4: Evolution de la capacité installée de la filière éolienne sans nouvelle construction.....	40
Figure II-5 : Evolution de la puissance installée du parc solaire PV sans nouvelle construction	40
Figure II-6 : Méthode d'évaluation des capacités de production à installer.....	42
Figure II-7 : Capacité de flexibilité de la demande électrique en France en 2050	47
Figure II-8 : Production de la filière éolienne en France en 2018 (MW pendant 30 min)	49
Figure II-9 : Evolution de la puissance installée de la filière éolienne $P=f(t)$ en 2018 (kW)	49
Figure II-10 : Evolution temporelle du facteur de charge pour la filière éolienne en 2018	50
Figure II-11 : Profil de la consommation en France en 2018.....	50
Figure II-12 : Méthodologie d'évaluation d'impact du radon des résidus miniers.....	55
Figure II-13: Proportion de Rn222 libéré selon le type de couverture	57
Figure II-14: Évolution temporelle des émissions de Rn222 des résidus aux différents stades du cycle de vie	62
Figure II-15 : Etapes de caractérisation des impacts dynamiques des éléments radioactifs pour la catégorie d'impact "Rayonnement ionisant"	66
Figure II-16 : Planning de construction d'un EPR.....	69
Figure II-17 : Durée de construction des centrales électronucléaires en France	69
Figure II-18 : Inventaire de construction d'un REP pour chaque phase (Electricité en kWh, Gazole en MJ, Béton en m ³ et kg pour le reste)	70
Figure II-19 : Schéma de l'actualisation dynamique des BDD	70
Figure II-20 : Evolution de la production électrique française entre 1971 et 2000 (TWh)	71
Figure II-21: Evolution de la répartition de l'origine du pétrole importé en France entre 1973 et 1990	71
Figure II-22 : Evolution de la répartition de l'origine du pétrole importé en France entre 1990 et 2000	72
Figure II-23 : Evolution de la répartition de l'origine du gaz importé en France entre 1973 et 2000 ...	72

Figure II-24 : Evolution de la répartition de l'origine du gaz importé en France entre 1973 et 2000 ...	72
Figure II-25 : Schéma de procédé de l'usine de Malvés	73
Figure II-26 : Évolution des rejets de N ₂ O par l'usine de Malvés	77
Figure II-27: Comparaison des facteurs de caractérisation statique et dynamique du N ₂ O	79
Figure III-1: Cycle de vie de l'électricité d'origine éolienne	86
Figure III-2: Impact de chaque phase du cycle de vie pour la production d'1 kWh d'électricité éolienne	87
Figure III-3 : Chaîne de production d'électricité photovoltaïque à base de silicium et traitement en fin de vie	89
Figure III-4: Cycle du combustible de référence français et ses flux représentatifs	94
Figure III-5 : Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impacts environnementaux et technologiques calculés avec NELCAS	95
Figure III-6: Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impact potentiel calculé avec NELCAS	96
Figure III-7: Résultats de l'ACV en fonction des étapes du cycle de vie de la production d'électricité à partir de gaz naturel	98
Figure III-8: Cartographie du cycle de vie de la production d'électricité à partir du charbon, y compris les étapes du CCS	100
Figure III-9: Résultats de l'ACV par étape du cycle de vie pour la production de 1 kWh d'électricité à partir du charbon	102
Figure III-10: Combustion de biomasse solide pour la production d'électricité tout au long du cycle de vie (Guest 2011)	104
Figure III-11: ACV de la production de 1 kWh d'électricité par la combustion de biomasse bois, par étape de cycle de vie	105
Figure III-12 : Pénurie écologique (2006)- Résultats de l'ACV pour 1 kWh d'électricité issue du biogaz selon la source de biogaz	106
Figure III-13 : Figure de principe pour la production d'électricité géothermique	107
Figure III-14: Impacts par étape du cycle de vie de la centrale géothermique de Bouillante, pour la production de 1 kWh d'électricité	108
Figure III-15: Impact de la production d'un kWh de chaque filière pour les différentes catégories	110
Figure III-16: Schéma de principe d'une STEP	114
Figure III-17 : Diagramme de flux d'énergie pour un cycle d'une STEP	114
Figure III-18 : Frontière considérée du système pour une STEP	115

Figure III-19 : Schéma du système de stockage d'énergie à air comprimé conventionnel.....	116
Figure III-20: Schéma du système de stockage d'énergie comprimé adiabatique.....	116
Figure III-21 : Diagramme de flux d'énergie pour un cycle C-CAES et A-CAES	117
Figure III-22: Représentation schématique de la limite générique.....	120
Figure IV-1 : Fabrication de 1 MWc de panneaux PV neufs à partir de 1 MWc de panneaux recyclés	129
Figure IV-2 : Dégradation de la performance des panneaux PV durant leur durée de vie en fonction du rendement initial.....	130
Figure IV-3: Evolution temporelle du besoin en Si jusqu'à 2050 pour la fabrication d'une cellule PV	131
Figure IV-4 : Evolution temporelle du besoin en aluminium jusqu'au 2050 pour la fabrication d'une cellule PV	132
Figure IV-5 : Evolution temporelle du besoin en argent jusqu'à 2050 pour la fabrication d'une cellule PV.....	132
Figure IV-6 : Estimation temporelle de l'évolution de la répartition des technologies PV mono et poly Si jusqu'à 2050.....	133
Figure IV-7: Evolution temporelle de la masse totale des matières issues du démantèlement des éoliennes (kt).....	137
Figure IV-8 : Les étapes de démantèlement des éoliennes.....	137
Figure IV-9: Etapes de valorisation des pales d'éoliennes.....	139
Figure IV-10 : Hypothèse liée à la répartition des technologies éoliennes	140
Figure IV-11: Etapes du démantèlement d'une centrale nucléaire REP	143
Figure IV-12: Augmentation de la demande en électricité en 2035 et 2050.....	152
Figure IV-13: Evolution du mix électrique de l'Allemagne considéré en 2018, 2035 et 2050.....	153
Figure IV-14 : Evolution du mix électrique du Royaume-Uni considéré en 2018, 2035 et 2050.....	154
Figure IV-15: Nombre de centrales nucléaires EPR à raccorder au réseau entre 2032 et 2050.....	155
Figure IV-16 : Puissance PV à raccorder entre 2020 et 2050	155
Figure IV-17 : Nombre d'éoliennes terrestres de 3,6 MW à raccorder entre 2020 et 2050.....	156
Figure IV-18: Production électrique par filière entre 2018 et 2050	157
Figure IV-19: Capacité nucléaire entrant en phase de démantèlement entre 2020 et 2050	158
Figure IV-20: Energie à stocker par filière entre 2020 et 2050.....	158
Figure IV-21: Profil de l'énergie électrique à importer par la France entre 2020 et 2050 pour le scénario « nucléaire stable après 2035 »	159

Figure IV-22 : Evolution de l’empreinte carbone de la filière PV selon nos hypothèses	161
Figure IV-23: Augmentation de l’empreinte carbone d’un panneau PV mono-Si fabriqué en 2020 pendant sa durée de vie	161
Figure IV-24: Répartition de l’empreinte carbone la filière électronucléaire française	162
Figure IV-25 : Evolution de l’empreinte carbone de la filière éolienne selon nos hypothèses.....	163
Figure IV-26 : Evolution de l’impact changement climatique dû aux moyens de production électrique, de stockage et d’interconnexion	164
Figure IV-27 : Evolution de l’impact sur la santé humaine dû aux différentes phases du cycle de vie	165
Figure IV-28: Evolution de la contribution de chaque MidPoint à la santé humaine pour la phase de construction	166
Figure IV-29 : Evolution de la contribution de chaque MidPoint à la santé humaine pour la phase de la production.....	166
Figure IV-30 : Evolution de la contribution de chaque filière à la catégorie d’impact « Respiratory inorganics » pendant la phase de production.....	167
Figure IV-31 : Evolution de la contribution de chaque filière à la catégorie d’impact «Respiratory inorganics » par kWh produit.....	167
Figure IV-32 : Evolution de différents contributeurs au rayonnement ionisant pendant la phase de production.....	168
Figure IV-33 : Estimation des coûts d’investissement pour les moyens de production du scénario « nucléaire stable après 2035 ».....	169
Figure IV-34 : Estimation des coûts d’investissement pour les moyens de stockage du scénario « nucléaire stable après 2035 ».....	169
Figure IV-35 :Contribution des différentes phases à l’empreinte carbone cumulée 2018-2050.....	170
Figure V-1: Sources, types et caractérisation de l’incertitude	174
Figure V-2 : Classification des méthodes de caractérisation de l’incertitude, ainsi que de l’analyse d’incertitude et de sensibilité	176
Figure V-3: Arbre de décision du traitement des données en fonction de leurs sources.....	179
Figure V-4 : Résultats d’une ACV comparative, avec les incertitudes représentées par des intervalles de confiance.....	181
Figure V-5 : Logigramme de l’utilisation de différentes méthodes pour réaliser une analyse de sensibilité.....	183
Figure V-6 : Schéma matriciel des paramètres de l’étude des scénarios.....	185

Figure V-7: Evolution d'empreinte carbone pour trois niveaux de consommation : basse, moyenne et haute	187
Figure V-8: Evolution de l'empreinte carbone pour trois scénarios nucléaires : stable, arrêt et reprise, pour une consommation moyenne.....	187
Figure V-9 : Evolution de l'empreinte carbone en kg de CO ₂ eq du scénario « nucléaire stable après 2035 » avec l'éolien comme seule EnRI	191
Figure V-10: Evolution considérée de la répartition de chaque technologie de stockage.....	194
Figure V-11 : Evolution de l'empreinte carbone pour les trois solutions de gestion de stabilité du réseau (stockage, importation, turbine à gaz).....	196
Figure V-12: Evolution de l'empreinte carbone pour les trois solutions du stockage considérées (batteries, STEP, CAES)	196
Figure V-13 : Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en prenant en compte l'inventaire EcoInvent modifié pour la filière nucléaire	198
Figure V-14 : Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en prenant en compte l'inventaire de l'article 9 du PNGMDR 2016-2018 pour la filière nucléaire.....	198
Figure V-15: Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en fonction de la nature de l'inventaire de la filière PV.....	199
Figure V-16 : Evolution d'empreinte carbone pour le scénario de référence en fonction de la nature de l'inventaire éolien	200
Figure V-17: Résultats d'impact pour la catégorie « changement climatique » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050.....	203
Figure V-18 : Résultats d'impact pour la catégorie « Santé humaine » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050.....	203
Figure V-19 : Résultats d'impact pour la catégorie « Qualité des écosystèmes» de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050.....	204
Figure V-20 : Résultats d'impact pour la catégorie « Ressources» de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050	204
Figure V-21 : Distribution de probabilité de l'impact sur le changement climatique, affichée sur SimaPro à partir de 1000 simulations de Monte-Carlo, pour la phase de construction d'une éolienne terrestre et sans les besoins en électricité	206
Figure V-22 : Solde des échanges d'électricité de la France avec les pays voisins en 2019.....	212
Figure V-23: Cumul des impacts sur le changement climatique des 3 scénarios sur la période 2020-2050.....	216
Figure V-24: Evolution des coûts d'investissement pour les 3 scénarios étudiés.....	218

Figure V-25 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "Nucléaire stable après 2035" 222

Figure V-26 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "N1 RTE" 223

Figure V-27 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "Arrêt nucléaire en 2050" 223

Liste des tableaux

Tableau I-2 : Comparaison entre les différentes méthodes de caractérisation d'impact.....	11
Tableau I-3: Comparaison entre les différentes méthodes de caractérisation d'impact.....	16
Tableau I-4 : Comparaison entre les différents types d'ACV	21
Tableau II-1: Synthèse des estimations de consommations électriques par secteur en France jusqu'en 2050 (TWh)	38
Tableau II-2 : Les trois niveaux de consommation retenus en 2035 et 2050	39
Tableau II-3: Coûts d'investissement des différentes formes d'énergie (€/kW).....	53
Tableau II-4: Coûts d'installation des différents moyens de stockage (€/kW)	54
Tableau II-5: Valeurs HVL de certains types de couverture	57
Tableau II-6: Masses initiales des parents de Rn222 dans le minerai et les résidus pour 1 kg d'U238. 59	
Tableau II-7: Évolution temporelle de l'activité du radon (Bq/t parent)	60
Tableau II-8: Données du procédé et émissions de gaz à la calcination	75
Tableau II-9 :Taux de conversion en N ₂ O calculés selon deux hypothèses	75
Tableau II-10: Différentes réactions de décomposition du nitrate d'ammonium.....	76
Tableau II-11: Émissions de N ₂ O liées à la combustion d'énergies fossiles.....	77
Tableau II-12 : Facteurs de caractérisation de N ₂ O en fonction de la durée de l'impact	78
Tableau III-1: Mix électrique français en 2018	83
Tableau III-2 : Energies considérées pour le mix électrique français	84
Tableau III-3: Répartition des éoliennes (nombre de machines) selon la puissance nominale et la technologie	85
Tableau III-4: Synthèse de l'ACV pour la production d'1 kWh d'énergie éolienne.....	87
Tableau III-5: Résultats moyens de pour 1 kWh d'électricité produite par PV solaire.	90
Tableau III-6 : Résultats moyens des ACV pour 1 kWh d'hydroélectricité	92
Tableau III-7: Résultats NELCAS pour les indicateurs d'impact environnemental et technologique pour 1 kWh d'électricité produite par le nucléaire français (Poinssot 2014)	95
Tableau III-8 : Résultats NELCAS pour les indicateurs d'impact potentiel supplémentaires pour 1 kWh d'électricité produite par le nucléaire (Poinssot 2014).....	96
Tableau III-9: Résultats d'ACV pour la production de 1 kWh d'électricité par le gaz naturel	98
Tableau III-10: Résultats ACV pour la production d'1 kWh d'électricité via le gaz naturel	99
Tableau III-11: Résultats de l'ACV pour le charbon de concernant la production de 1 kWh d'électricité.	101
Tableau III-12: Résultats de l'ACV pour le charbon de concernant la production de 1 kWh d'électricité	102
Tableau III-13: L'ACV résulte de la production de 1 kWh d'électricité par combustion de biomasse bois	105

Tableau III-14: Résultats de l'ACV pour la production de 1 kWh d'électricité géothermique.....	108
Tableau III-15: Avantages et inconvénients de chaque moyen de stockage	112
Tableau III-16: Caractéristiques de chaque moyen de stockage	113
Tableau III-17: Propriétés clés de diverses technologies de batteries	118
Tableau III-18 : Moyenne des résultats d'émissions obtenus pour chaque technologie de batteries ..	119
Tableau IV-1 : Différences entre une ACV statique et dynamique pour la transition énergétique	126
Tableau IV-2 : Caractéristiques des éoliennes de type G2, D3, G4 et D6	135
Tableau IV-3: Les scénarios de maintenance des éoliennes.....	136
Tableau IV-4: Les procédures de traitement de chaque matière issue du démantèlement des éoliennes	138
Tableau IV-5: Hypothèses sur les évolutions technologiques des deux types de filières éoliennes ...	140
Tableau IV-6: Durées considérées des différentes étapes de démantèlement d'un REP	143
Tableau IV-7: Résumé des procédés de recyclage des batteries Li-ion	150
Tableau IV-8 : Evolution temporelle supposée du rendement du P2G jusqu'à 2050	152
Tableau IV-9: Détail des moyens de production pour le scénario « stabilité du nucléaire après 2035 » (TWh).....	152
Tableau IV-10: Répartition de différents moyens de stockage en 2035 et 2050.....	154
Tableau IV-11: Les hypothèses utilisées dans l'étude.....	162
Tableau V-1: Vue d'ensemble des approches de propagation d'incertitude en ACV	175
Tableau V-2 : Facteurs d'incertitude utilisés par la matrice de Pedigree d'EcoInvent 3.....	179
Tableau V-3 : Vue d'ensemble des approches d'analyse de sensibilité en ACV	181
Tableau V-4 : Performance de différentes méthodes d'analyse de sensibilité en ACV.....	182
Tableau V-5 : Hypothèses des trois scénarios traités pour l'étude de sensibilité sur la consommation (TWh).....	186
Tableau V-6: Hypothèses de production des trois scénarios étudiés pour l'étude de sensibilité de la part du nucléaire dans le mix futur (TWh)	189
Tableau V-7: Synthèse de la comparaison entre les différents moyens de gestion du réseau.....	194
Tableau V-8: Synthèse de la comparaison de l'impact sur le réchauffement climatique cumulé entre 2020-2050 entre l'inventaire EcoInvent modifié et celui de « l'article 9 » du PNGMDR 2016-2018	199
Tableau V-9: Déclinaison du scénario « N1 RTE » en énergie produite	201
Tableau V-10 : Comparaison de l'épuisement de ressources pour 1 kWh entre le PV et le nucléaire selon différentes méthodes	205
Tableau V-11: Statistiques issues des simulations de Monte-Carlo, affichées sur SimaPro, pour la phase de construction d'une éolienne terrestre et sans les besoins en électricité	207
Tableau V-12: Exemple de prise en compte des incertitudes dans le mix électrique de l'Allemagne en 2035.....	213

Tableau V-13: Facteurs de pondération utilisés entre les MidPoints et les EndPoints de la méthode IMPACT 2002+.....	214
Tableau V-14: Synthèse d'étude d'incertitude pour les différents paramètres et deux types de distributions	215
Tableau V-15: Synthèse des résultats d'analyse discriminante pour les trois scénarios considérés relatifs au changement climatique	217
Tableau V-16: Coûts d'investissement cumulés 2020-2050 pour les 3 scénarios étudiés (G€) et répartition des coûts de construction par filière (%)	219
Tableau V-17: Synthèse des hypothèses utilisées pour l'estimation des surfaces nécessaires	220
Tableau V-18: Synthèse des taux d'occupation des surfaces disponibles pour les trois scénarios étudiés	221
Tableau V-19: Impact pour la production d'un kWh pour chaque filière pour les 15 catégories d'impacts proposée par la méthode Impact 2002+	222
Tableau V-20 : Synthèse des résultats cumulés 2020-2050 (Mt CO ₂ eq) de contribution au réchauffement climatique pour les 3 scénarios considérés, en approches d'ACV statique et dynamique	224
Tableau VI-1 : Ecart entre les approches d'ACV pour les 3 scénarios de transition énergétique	226
Tableau VI-2 : Ecart relatif pour les trois phases du cycle de vie	226
Tableau VI-3 : Ecart relatif pour plusieurs approches d'ACV et horizons temporels.....	226

Introduction générale

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au CEA Marcoule dans le but principal d'étudier les différents scénarios (français) de la transition énergétique avec leurs impacts environnementaux en utilisant une analyse de cycle de vie dynamique prospective.

Assurer les besoins en électricité a toujours été un défi essentiel dans les pays démocratiques. Dans les années 1970, la France produisait 65,5% de son électricité à partir des énergies thermiques, ce qui contribuait d'une façon importante aux émissions de gaz à effet de serre (GES). Suite au choc pétrolier de 1973, la France s'est engagée dans une politique d'indépendance énergétique en développant massivement une filière nucléaire avec la construction de 58 réacteurs à eau pressurisée de 1971 à 2000. En 2018, la part du nucléaire dans le mix électrique de la France a atteint 72%.

En parallèle, la limitation du réchauffement climatique est un défi considérable, qui passe par une transition énergétique alliant trois volets : l'intégration d'énergies renouvelables bas carbone (éoliennes et solaires), la sobriété énergétique et les innovations technologiques pour améliorer l'efficacité énergétique.

Dès 1997, le protocole de Kyoto consistait en un engagement à réduire entre 2008 et 2012 d'au moins 5% par rapport au niveau de 1990 les émissions de six gaz à effet de serre. En 2015, la France a signé l'accord de Paris, dans le cadre de la COP21, qui contient des engagements de la part de tous les pays à réduire leurs émissions de GES, contrôler les efforts entrepris pour atteindre leur objectif et aider les pays en voie de développement pour la lutte contre le changement climatique.

La France a aussi voté plusieurs législations qui influencent son mix énergétique : les deux plus importantes sont la « loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) » promulguée le 17/08/2015 et la « Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) » approuvée par décret le 27/10/2016. Selon la LTECV, la France a fixé plusieurs objectifs à moyen et long terme tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030, la réduction de la consommation finale d'énergie de 20% d'ici 2030 et de 50% en 2050 par rapport à 2012, la réduction de la consommation d'énergie primaire des combustibles fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012, l'augmentation de la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% en 2030 et la réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 50% d'ici 2025 (échéance ensuite repoussée à 2035). La PPE décrit les différentes stratégies de pilotage de la transition énergétique.

Il convient aussi de mentionner la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), qui est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle s'inscrit dans la stratégie française pour l'énergie et le climat présentée le 27/11/2018, en donnant des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable.

De nombreuses études ont été publiées dans le but d'évaluer différents scénarios de transition énergétique, avec l'ACV comme outil de caractérisation des impacts environnementaux, mais plusieurs limites ont été détectées.

Deux grandes problématiques ont été identifiées :

- Méthodologique, liée à l'absence de temporalité en ACV classique
- Contextuelle, liée à la contrainte d'assurer une transition énergétique en réduisant les impacts environnementaux à un rythme compatible avec les exigences définies par les différentes lois (LTECV, PPE et SNBC) et accords signés par la France.

Concernant la 1^{ère} problématique, la solution proposée est l'utilisation d'une ACV dynamique (dans le temps) et prospective, qui permet d'intégrer l'aspect temporel aux études. Une approche hybride a été choisie, basée sur l'intégration d'un inventaire dynamique et l'actualisation dynamique de la base de données.

Quant à la 2^{ème} problématique, la solution apportée permet de suivre l'évolution des impacts jusqu'en 2050, visualiser le profil de leurs variations sur plusieurs catégories et de comparer les résultats en 2050 par rapport aux différentes exigences de la transition énergétique. L'élaboration d'une telle solution prend en considération toutes les phases du cycle de vie, notamment la construction du parc énergétique, les différents moyens de stabilisation du réseau électrique, ainsi qu'une vision prospective des inventaires.

Un autre exemple d'application a été traité dans le cadre de ce travail, en lien avec l'industriel cofinanceur : l'impact radiologique de l'émanation du radon des résidus de traitement des minerais d'uranium. Il s'agit d'un cas intéressant pour l'industrie nucléaire en raison de sa contribution importante à l'indicateur « rayonnement ionisant », pour lequel une approche statique n'est pas représentative de la réalité. Deux niveaux d'approche dynamique ont été mis en œuvre : inventaires dynamiques seulement ou avec un facteur de caractérisation dynamique.

Une modélisation paramétrique complète a été réalisée, destinée à disposer d'un outil adaptable à tout type de mine d'uranium pour réduire l'impact radiologique dû à la dispersion du radon et de ses descendants solides dans l'environnement. Elle prend en compte les différentes étapes du cycle de vie d'une mine : l'exploitation, la mise en place d'une couverture en fin d'exploitation pour limiter

l'émanation du radon, puis sa dégradation à moyen terme. Cette étude, assez longue, a été consignée dans deux annexes, non pas pour une importance moindre, mais pour une présentation sous forme d'article et par souci de respecter la longueur du corps du manuscrit.

Les solutions proposées et les différentes études d'application sont présentées dans ce mémoire selon plusieurs parties :

- La 1^{ère} est une revue des différents outils de caractérisation des impacts environnementaux, qui révèle que l'outil le plus adapté est l'ACV grâce à son approche multicritère. Les différentes typologies d'ACV seront évoquées.
- La 2^{ème} a pour but de présenter l'ACV en détail. Elle contient d'abord des généralités sur l'approche puis elle se concentre sur l'intégration de l'aspect dynamique dans la méthodologie et les avantages qu'elle apporte à la transition énergétique, surtout au niveau de l'élaboration des inventaires dynamiques pour les différentes phases du cycle de vie des moyens de production électrique. Une actualisation des bases de données et des modifications ont été réalisées.
- La 3^{ème} présente une analyse des différentes études publiées relatives aux moyens de production et de stockage, avec une focalisation sur les sources de variabilité : hypothèses, méthodes de caractérisation et bases de données utilisées.
- La 4^{ème} partie est une application directe de l'ACV dynamique à la transition énergétique pour un scénario type, afin d'identifier la quantité d'installations nécessaires pour les différentes formes de production, la quantité d'électricité qu'il faut produire, le nombre d'usines de production d'électricité à démanteler et les différentes solutions de stockage d'électricité pour assurer la stabilité du réseau.
- La 5^{ème} partie est une étude de sensibilité de tous les paramètres qui influencent les résultats d'impact. Il s'agit de comparer différents scénarios de transition énergétique en tentant de les discriminer, malgré des incertitudes importantes, compte tenu du nombre d'hypothèses et de la qualité des données. Une comparaison a été réalisée entre trois scénarios représentatifs de grandes tendances de la transition française, avec des parts variables d'énergie nucléaire (de 0 à 50%) : elle décrit la dynamique jusqu'en 2050 des impacts en termes de mid- et EndPoints.

Le document se termine par une conclusion générale, comprenant un bilan des acquis et une esquisse des perspectives envisageables.

I. Analyse et choix de la méthodologie

*« Le seul mauvais choix est
l'absence de choix »*

Amélie Nothomb

Sommaire

I.1. Introduction du chapitre	5
I.2. Méthodes d'évaluation des impacts environnementaux	6
I.2.1. Le bilan carbone	6
I.2.2. L'analyse de cycle de vie (ACV).....	7
I.2.3. Outils prospectifs, de gestion préventive de l'environnement	7
I.2.3.1. Évaluation Environnementale Stratégique (EES).....	7
I.2.3.2. Étude d'impact environnemental et social (EIES).....	7
I.2.3.3. Évaluation environnementale sectorielle (EESec).....	8
I.2.3.4. Évaluation environnementale régionale (EER)	8
I.2.4. Outils de contrôle et de gestion environnementale	8
I.2.4.1. Plan de gestion environnementale et sociale (PGES).....	8
I.2.4.2. Audit environnemental	8
I.2.4.3. Système de gestion environnementale (SME).....	9
I.2.4.4. Mécanisme de Développement Propre (MDP).....	9
I.2.4.5. Indice de Développement Durable (IDD)	9
I.2.5. Etude comparative	9
I.3. Choix de la méthode retenue : ACV	12
I.3.1. Définition et domaines d'application.....	13
I.3.2. Méthodologie générale	13
I.3.2.1. Définition des objectifs et des champs de l'étude	13
I.3.2.2. Inventaire cycle de vie (ICV)	14
I.3.2.3. Modélisation des impacts environnementaux.....	14
I.3.2.4. Interprétation et analyse des résultats.....	17
I.3.3. Typologies d'ACV	18
I.3.3.1. ACV attributionnelle (ACV-A).....	18
I.3.3.2. ACV conséquentielle (ACV-C).....	18
I.3.3.3. ACV prospective (ACV-P)	19
I.3.3.4. Récapitulatif	20
I.3.4. Caractérisation des impacts	21
I.3.4.1. Caractérisation des impacts statiques	21
I.3.4.2. Caractérisation des impacts dynamiques	21
I.3.5. Typologie retenue : Modèle prospectif dynamique	22
I.4. Conclusion du chapitre.....	22

I.1. Introduction

Aujourd'hui, la France, comme la plupart des autres pays développés dans le monde, se trouve face à plusieurs enjeux pour réussir sa transition énergétique dans les prochaines décennies. Plusieurs facteurs ont poussé l'Etat français à faire évoluer sa stratégie énergétique vers une production électrique plus décarbonée.

En 1973, les ressources thermiques classiques représentaient 65,5% de la production électrique totale en France tandis que la part de l'hydraulique était limitée à 26,4% et celle de la filière nucléaire assurée par des réacteurs de 1^{ère} génération atteignait seulement 8,1%.

Avec l'accroissement de la demande d'électricité, la France a commencé à changer son mix énergétique pour assurer une plus grande indépendance de notre approvisionnement et prendre en compte la contrainte des émissions de CO₂. La première action a été de développer la filière nucléaire, avec une 2^{ème} génération des réacteurs à eau pressurisée (REP) : 58 réacteurs ont été construits de 1978 à 2000, si bien que la part du nucléaire dans le mix énergétique a atteint 71,7% en 2018. Cette même année, l'hydroélectricité occupait 12,4%, l'éolien 5,1%, le solaire 1,9%, la bioénergie 1,8% et les ressources fossiles 7,2%.

Malgré une évolution continue du système énergétique français, il est toujours confronté à plusieurs contraintes environnementales. En effet, la France fait partie des états qui participent à la COP (Conference of parties), dont la plus importante est la COP21 qui s'est déroulée en décembre 2015 à Paris et dont l'objectif principal était d'aboutir à un nouvel accord international afin de maintenir le réchauffement climatique au-dessous de 2 °C par rapport à l'ère préindustrielle. La COP21 s'est clôturée par l'accord de Paris qui contient principalement des engagements de la part de tous les pays afin de réduire les GES, contrôler les efforts entrepris pour atteindre le but et aider les pays en développement.

Toujours dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques, le parlement français a voté plusieurs législations qui influencent le mix énergétique ; les deux plus importantes sont :

la Loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) votée le 17 août 2015 qui fixe des objectifs à moyen et long terme tels que la réduction des émissions de GES de 40% entre 1990 et 2030, la réduction de la consommation d'énergie par deux à l'horizon de 2050 par rapport à 2012 et de 20% d'ici 2030, la réduction de la consommation d'énergie primaire des combustibles fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012, l'augmentation de la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030. Le dernier objectif était de ramener la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 50% d'ici 2025 (il a été repoussé à 2035).

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) approuvée par décret le 27 octobre 2016, qui est un document stratégique qui fixe les différentes actions permettant de réduire la consommation d'énergies fossiles importées. Le secteur énergétique doit contribuer à l'objectif ambitieux de réduire

40% des émissions de GES à l'horizon de 2030. D'autres objectifs ont été fixés tels que l'amélioration de l'efficacité énergétique en diminuant la consommation d'énergie finale de 20% et augmenter la capacité installée des énergies renouvelables pour atteindre une part de 70% du mix électrique en 2030.

Pour répondre aux différents enjeux imposés par les lois de transition et la situation environnementale actuelle en France, une planification de nouvelles stratégies pour faire évoluer le système énergétique doit être élaborée selon un scénario de transition optimal ; cela nécessite une étude des différents paramètres qui peuvent influencer le système énergétique dans le futur. Il faut alors disposer d'une approche méthodologique et d'un outil adéquat qui permettent d'analyser des données variables dans le temps, dont un bon nombre basé sur des prévisions.

Ce travail a comme but de développer une approche méthodologique d'évaluation adaptée pour aider à choisir les scénarios les plus performants. L'objectif principal de la thèse, en termes d'application, est de s'intéresser à l'évaluation dynamique des impacts environnementaux de la transition énergétique.

La première partie de ce chapitre est un panorama des différentes méthodes d'évaluation existantes avec une étude comparative pour identifier les limites engendrées par chacune. La deuxième partie est une présentation de la méthodologie choisie et l'outil retenu pour l'appliquer.

I.2. Méthodes d'évaluation des impacts environnementaux

Les études d'impacts environnementaux occupent une place importante dans l'évaluation d'un produit ou d'une filière, tant pour mettre à jour leurs avantages et leurs points faibles que pour envisager des pistes d'amélioration. Plusieurs outils ont été développés pour évaluer les impacts environnementaux d'un produit ou d'un système ; ils sont présentés succinctement dans les paragraphes suivants.

I.2.1. Le bilan carbone

C'est une méthode développée par l'ADEME et l'Association Bilan Carbone (ABC) dans le but de quantifier les émissions de GES d'une organisation, afin de pouvoir les réduire. Elle est devenue un standard pour la comptabilité des émissions de GES (Poivet 2017). Son adaptation aux collectivités figure parmi les points forts. Cette méthode peut être appliquée à une organisation ou à l'ensemble d'un territoire (Dureuil 2011). Ainsi elle permet d'identifier les possibilités de limiter les émissions pendant la conception d'un projet (ADEME 2014). Le bilan carbone permet aussi d'avoir une idée sur la quantité émise de tous types de gaz, directement émis dans l'atmosphère, ou ceux qui ont un impact évaluable sur le climat comme les GES, les HCFC et la vapeur d'eau des avions dans la stratosphère (ADEME 2014).

Plusieurs facteurs contribuent à limiter les résultats du Bilan Carbone surtout au niveau des données qui sont nombreuses et difficiles à récolter en même temps (Dureuil 2011). Un autre point qui

réduit l'utilité de cette méthode est qu'elle sert uniquement à l'évaluation des gaz à effet de serre et ne donne pas une vision globale de l'empreinte écologique du système étudié (Mauguet 2019).

I.2.2. L'analyse de cycle de vie (ACV)

Elle est considérée aujourd'hui comme l'outil de référence sur lequel reposent plusieurs recherches dans le but de quantifier les impacts environnementaux des produits et des processus. Cette démarche a été développée dans les années 1990.

L'ACV est une méthode d'aide à la décision systémique et multicritère qui s'appuie sur une méthodologie rigoureuse et transparente et qui se développe de façon continue. Elle permet aussi de suivre les impacts environnementaux d'un produit le long de son cycle de vie depuis sa fabrication jusqu'à la fin de sa vie en s'appuyant sur l'aspect environnemental. Ainsi elle permet d'étudier plusieurs catégories d'impact telles que le potentiel de réchauffement climatique, la toxicité humaine, l'acidification, la consommation d'énergie primaire, mais aussi l'épuisement ou les pénuries prévisibles des ressources minérales et fossiles (Sonnemann 2011).

I.2.3. Outils prospectifs, de gestion préventive de l'environnement

I.2.3.1. Évaluation Environnementale Stratégique (EES)

(IEA 2012) a défini l'EES comme « un ensemble d'approches analytiques et participatives visant à intégrer les considérations environnementales dans les politiques, plans et programmes et à évaluer les interconnexions avec les considérations économiques et sociales ».

Le processus d'ESS est résumé en 7 étapes :

- Tri préliminaire
- Cadrage
- Réalisation de l'étude
- Révision du rapport d'EES
- Contribution à la prise de décision relative aux PPP (politiques, plans, programmes)
- Mise en œuvre des PPP
- Suivi et évaluation des PPP.

L'EES doit être appliquée dans une étape précoce des PPP, en précisant le rôle de chaque acteur et en mettant en place un plan de suivi avec des soutiens techniques pour les planificateurs.

I.2.3.2. Étude d'impact environnemental et social (EIES)

L'étude d'Impact sur l'Environnement est un concept apparu en France en 1976 sous le vocable « Notice d'Impact » (Faye 2016). C'est une procédure préventive et anticipative qui étudie les effets prévisibles d'un projet ou d'une activité afin de garantir la prise en compte de la protection de l'environnement lors de l'élaboration du projet ou activité. Cette évaluation doit toujours précéder la

décision d'exécuter le projet ou non. Cet outil permet de combiner les contraintes environnementales et sociales.

I.2.3.3. Évaluation environnementale sectorielle (EESec)

Cette méthode est appliquée aux projets et/ou activités qui appartiennent à un secteur pour évaluer leurs implications environnementales avant d'entreprendre la phase d'étude de faisabilité. Ce type d'évaluation permet aussi de choisir entre plusieurs options dans un domaine donné (Samoura 2011).

I.2.3.4. Évaluation environnementale régionale (EER)

Cette méthode sert pour un ensemble de projets qui sont envisagés dans une région bien délimitée. Son but est d'améliorer les décisions en matière d'investissement tout en évaluant les enjeux environnementaux que représentent ces projets sur le plan du développement régional. Cette évaluation apporte un aspect spatial qui peut être défini selon les limites socio-économiques, écologiques ou administratives (Samoura 2011).

I.2.4. Outils de contrôle et de gestion environnementale

I.2.4.1. Plan de gestion environnementale et sociale (PGES)

Il s'agit d'un plan d'actions qui permet de répondre à un ensemble de questions : quand, qui, quoi et où intégrer les mesures de contrôle environnemental durant toutes les phases d'exploitation d'un projet ? Le but de l'élaboration de ce plan est de réduire les effets environnementaux négatifs. Ce plan ne s'arrête pas seulement à la définition des mesures à prendre en compte, il s'attache à décrire aussi les différentes actions pour les appliquer. Le PGES peut être une étape intégrée dans l'EIES des projets comme il peut être appliqué à part (Benabidès 2015).

I.2.4.2. Audit environnemental

D'après la norme ISO 14001, il s'agit d'un examen systématique, périodique et objectif pour contrôler les pratiques de gestion de l'environnement au sein des entreprises. Il permet aussi d'évaluer la conformité de ces pratiques avec les normes environnementales de l'entreprise pour définir les impacts à améliorer et élaborer les mesures correctives nécessaires. Le but final de cet outil est d'améliorer la qualité de la gestion environnementale de l'entreprise, de ses performances techniques et de sa productivité. Les différents avantages qu'apporte un audit environnemental, dont une certification, poussent certaines entreprises à prendre l'initiative de les intégrer dans leurs politiques internes.

I.2.4.3. Système de gestion environnementale (SME)

Cet outil est appliqué à une organisation comme une entreprise ou à un site en fonctionnement comme un site d'évacuation des déchets afin de mettre en place les plans d'actions nécessaires pour assurer leur conformité environnementale. Un SME efficace est caractérisé par l'existence et la mise en œuvre opérationnelle des documents et procédures essentiels. La mise en œuvre de cet outil doit suivre des normes reconnues, telles que l'ISO 14001, ISO 14004, ISO 14011, ISO 14012 et EMAS.

I.2.4.4. Mécanisme de Développement Propre (MDP)

C'est un mécanisme de flexibilité qui a été conçu pour encourager les pays investisseurs à contribuer à la lutte contre le changement climatique en leur permettant d'avoir des crédits d'émission en investissant dans des projets de réduction des émissions de GES dans les pays hôtes. Pour cela, ce mécanisme met en œuvre plusieurs activités, technologies et techniques performantes émettant moins de GES.

Cet outil est un mécanisme complémentaire des deux accords majeurs qui ont été adoptés par la communauté internationale : la convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique (1992 à Rio) et le protocole de Kyoto (1997).

L'application de MDP à un projet lui apporte un triple intérêt : le premier en terme environnemental représenté dans la réduction d'émissions de GES induite par le projet, le deuxième en terme de développement économique au niveau des pays hôtes qui bénéficient des investissements, et le troisième en terme social par l'amélioration de l'organisation financière des projets peu émetteurs de GES.

I.2.4.5. Indice de Développement Durable (IDD)

Il s'agit d'un ensemble d'indicateurs qui permet d'évaluer les résultats de la mise en œuvre d'un plan de développement durable et de les comparer aux objectifs fixés afin de pouvoir élaborer les actions d'amélioration nécessaires. Ce système comprend en général trois types d'indicateurs du développement durable : sociaux, économiques et environnementaux.

Ce système d'IDD est adopté par la plupart des pays qui ont mis en place leur Agenda 21 local : il s'agit d'un plan d'actions adopté par 182 pays lors du sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992 pour viser un développement durable tout en considérant la situation globale du pays. Il faut aussi veiller à présenter ces indicateurs d'une manière facile à comprendre par tous les acteurs et utilisateurs du système.

I.2.5. Etude comparative

Une étude comparative a été effectuée, basée sur les domaines d'application et les limites de chaque méthode. Le schéma suivant montre comment les outils peuvent être divisés en deux grandes catégories et comment chacun est appliqué dans un cadre ou un contexte différent de l'autre.

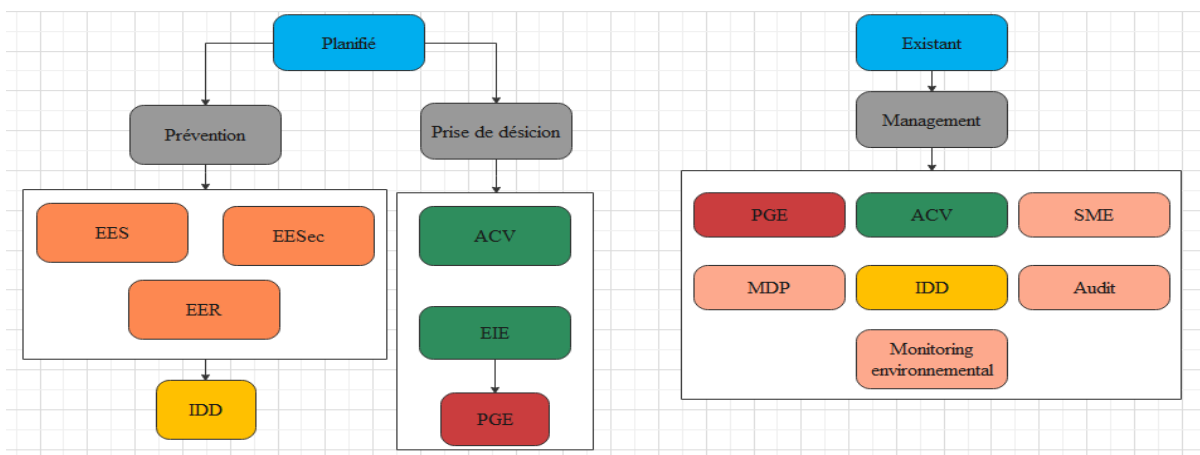


Figure I-1 : Domaines d'utilisation des différents outils de caractérisation d'impact

Chacun des outils cités ci-dessus est appliqué dans un périmètre spécifique et engendre des limites qui freinent son utilisation dans tous les domaines. Le Tableau I-1 est un récapitulatif des cas d'application et limites de chaque outil.

Tableau I-1 : Comparaison entre les différentes méthodes de caractérisation d'impact

Outil	Domaine application	Limites
ACV	S'applique dans le développement de produits et en particulier l'éco-conception, le marketing, la prise de décision et la mise en place de politiques publiques	Les bases de données qui permettent de modéliser l'ACV sont limitées
Bilan carbone	Il peut être appliqué sur une vaste organisation ou même un territoire tout entier pour comptabiliser les émissions GES	Le bilan carbone peut être utilisé dans l'étude de la transition énergétique mais son application sera limitée au niveau des émissions GES seulement, il ne donne pas une vision globale.
EES	Utilisé souvent dans les politiques, plans et programmes économiques et sociaux.	Cet outil ne prend pas en compte tous les impacts et donc il ne va pas prendre en compte les effets cumulatifs et synergiques des scénarios de transition.
EIES	S'applique aux grands projets et programmes industriels, forestiers et d'aménagement du territoire	Cet outil permet d'étudier les impacts d'un projet qui n'est pas encore exécuté, en l'appliquant sur les scénarios de la transition énergétique, il va prendre en compte les aspects environnementaux seulement.
EESec	S'applique sur l'ensemble d'un secteur	Les résultats obtenus intéressent le secteur étudié seulement ce qui empêche leur vulgarisation. Cet outil s'applique à chaque secteur indépendamment des autres, donc il ne peut pas suivre l'évolution de la transition et de ses différents scénarios sur l'ensemble des secteurs en même temps.
EER	S'applique sur un ensemble de projets dans une région précise	Les résultats dépendent de la région en question seulement, donc impossible de les généraliser. La transition est une étude globale et le fait de l'évaluer avec un outil régional ne va pas donner des résultats significatifs pour l'ensemble d'un pays.
MDP	Il s'applique dans plusieurs domaines : l'énergie, l'industrie, le transport, le bâtiment, le secteur déchet, l'agriculture ou encore la foresterie	Connu pour sa complexité, son coût et son hétérogénéité (Samoura 2011)
PGES	Il est utilisé durant la phase d'exploitation d'un projet, et il peut faire partie de l'EIES	Adapté à la phase d'exploitation seulement. Il ne répond pas au besoin d'étudier les conséquences futures de la transition énergétique car il est limité au niveau de ce qui est bâti et aux effets présents
SME	Appliqué à une organisation ou à un site en fonctionnement tels qu'une fabrique industrielle, un système de transport en commun ou un site d'évacuation des déchets.	Sert dans le cas de ce qui existe déjà. Il ne répond pas au besoin d'étudier les conséquences futures de la transition énergétique car il est limité au niveau de ce qui est bâti et aux effets présents
IDD	Appliquée à la situation globale d'un pays	Sert dans le cas d'une situation existante seulement. Il ne répond pas au besoin d'étudier les conséquences futures de la transition énergétique car il est limité au niveau de ce qui est bâti et aux effets présents

Comme le montre le Tableau I-2, certains outils notamment les EES, EESEc et EER sont préventifs et s'appliquent durant la toute première phase de l'étude d'un projet, c'est-à-dire avant l'exécution du projet afin d'anticiper quels seront ses impacts environnementaux. Leur application reste limitée à une activité, un secteur ou une région précise, ce qui ne permet pas de généraliser les résultats.

D'autres outils comme l'audit environnemental, le PGES, le SME, le MDP et l'IDD s'appliquent dans le cas de gestion et de contrôle au sein des organisations et projets qui sont déjà existants afin d'évaluer l'efficacité de leur politique. Quelques outils de gestion accompagnent les autres méthodes préventives ou d'aide à la décision comme le PGES qui fait partie de l'EIES et l'IDD qui peut être établi en parallèle avec les trois évaluations : stratégique, sectorielle et régionale. Cela montre que ces outils sont limités à une phase seulement et ne peuvent pas donner des résultats tout au long de l'étude.

Concernant le bilan carbone, il s'applique pour évaluer les émissions de CO₂ d'un seul organisme et ne permet pas d'avoir une vision globale sur tous les types d'impacts environnementaux.

Finalement, il existe des outils d'aide à la décision comme l'EIES et l'ACV qui sont des méthodes développées pour étudier des projets ou des systèmes avant de les exécuter. L'EIES reste limitée au niveau des paramètres qu'elle prend en compte car elle se base sur des facteurs environnementaux et sociaux seulement, au contraire de l'ACV qui sert à effectuer une évaluation sur tout le cycle de vie d'un produit en prenant en compte toutes ses phases et tous les paramètres qui l'influencent directement et indirectement.

I.3. Choix de la méthode retenue : ACV

L'outil le plus adapté et retenu est l'ACV en raison de son caractère multicritère et synthétique; elle prend en compte tous les paramètres et domaines qui ont une liaison directe ou indirecte avec le produit étudié et elle permet de définir comment ce dernier influence chaque paramètre. En plus, l'ACV est une méthode qui étudie le produit en englobant toutes les phases de son cycle de vie, de sa construction à la fin de vie. Elle permet d'évaluer les impacts environnementaux des processus suivis dans chaque étape, de façon à pouvoir réduire l'empreinte environnementale des principaux contributeurs (écoconception a priori ou analyse des impacts en amélioration de procédé existant).

Les difficultés rencontrées par les chercheurs lors de l'élaboration d'une ACV résident essentiellement dans la collecte des données.

Le chapitre II détaille davantage cette méthode avec ses différentes typologies, afin d'identifier la plus adaptée à notre travail.

L'ACV est une méthode qui figure parmi les outils d'analyse et d'aide à la décision les plus utilisés dans plusieurs secteurs, notamment l'énergie. Ses résultats éclairent de plus en plus les politiques d'atténuation du changement climatique (Brander 2008).

L'étude dans laquelle nous souhaitons appliquer l'ACV consiste à évaluer les impacts des moyens de production d'électricité et vise à avoir une vision aussi claire que possible des

conséquences environnementales des différentes trajectoires pour la France. Le défi consiste à prendre en compte tous les paramètres importants, afin de pouvoir élaborer le modèle de transition le plus adapté à n'importe quelle situation énergétique. Nous allons détailler les différents types d'ACV afin de choisir le plus adapté à notre étude.

I.3.1. Définition et domaines d'application

Selon la norme NF EN ISO 14040 (ISO 2006), l'ACV est définie comme étant la « compilation et l'évaluation des consommations d'énergie, des utilisations de matières premières et des rejets dans l'environnement, ainsi que de l'évaluation de l'impact potentiel sur l'environnement associé à un produit, ou un procédé, ou un service, sur la totalité de son cycle de vie ». Plusieurs auteurs ont proposé des définitions de l'ACV comme (Rebitzer 2004) qui ont déterminé comment modéliser le cycle de vie d'un produit et identifié les méthodes de compilation des données associées aux émissions et à la consommation de ressources lors de l'inventaire du cycle de vie (ICV).

Coca Cola est la première entreprise qui a employé l'ACV en 1969 (Osset 2012). Après cela, un premier document méthodologique a été réalisé sur cette méthode et a été intitulé : « LCA, Guidelines for Life-cycle Assessment: A code of Practice » (Consoli 1993). En 2006, la méthode a été normalisée officiellement selon l'ISO 14040-44 (Boeglin 2005).

Principalement, l'ACV est adoptée comme méthode d'évaluation des différents impacts environnementaux d'un produit ou service (Brentrup 2004), mais aussi elle peut être appliquée dans plusieurs domaines d'activité selon (Jolliet 2010; ISO 2006), comme le développement de produits et en particulier l'écoconception, le marketing, la prise de décision et la mise en place de politiques publiques. Cette variété permet à tous les acteurs d'adopter l'ACV, que ce soient les multinationales, les PME, les organismes gouvernementaux ou non gouvernementaux (Rebitzer 2004).

I.3.2. Méthodologie générale

La méthodologie d'application d'une ACV repose sur 4 sous-parties (Jolliet 2010); elle a fait l'objet d'une normalisation ISO 14040 et 14044.

I.3.2.1. Définition des objectifs et des champs de l'étude

Cette étape consiste principalement en une détermination des différents objectifs attendus de l'analyse. La définition du champ d'étude vise à identifier les différentes fonctionnalités, services et rôles du produit étudié, son unité fonctionnelle et ses limites. Cela aide à construire une base de données qui servira dans la suite de l'analyse à faire des comparaisons entre le service/procédé et les alternatives disponibles.

I.3.2.2. Inventaire de cycle de vie (ICV)

Il s'agit de collecter les données et les informations primaires (« foreground ») sur les flux de matière et d'énergie entrants et sortants. Cette étape est en général la plus importante et la plus longue dans une ACV ; elle consiste à suivre le flux des éléments entrants et sortants tout au long du cycle de vie. Pour cela, il faut collecter un certain nombre de données primaires issues soit du terrain ou déjà calculées ou citées dans la littérature. Dans la plupart des cas, l'inventaire du cycle de vie secondaire (« background ») est généré par des logiciels, et il est possible de compléter les données secondaires par des données issues de la littérature si les premières ne sont pas suffisantes.

Il y a deux types de base de données, celles qui sont générées suite à des initiatives publiques comme la plus utilisée « EcoInvent » (Frischknecht 2005) ou suite à des initiatives privées de secteurs industriels (Rebitzer 2004 ; Hatayama 2010).

I.3.2.3. Modélisation des impacts environnementaux

C'est durant cette étape que se déroule l'évaluation des impacts en se basant sur les données collectées dans l'étape d'inventaire et en choisissant une (le plus souvent) ou plusieurs méthodes de caractérisation disponibles. Elle sert à évaluer l'impact potentiel sur l'environnement des extractions et émissions inventoriées dans la phase précédente. Cette évaluation peut se décomposer en trois étapes :

La classification détermine quelles émissions contribuent à quels impacts environnementaux (effet de serre, toxicité humaine, écotoxicité, diminution des ressources, etc.) ;

La caractérisation intermédiaire pondère les émissions à l'intérieur de chacune des catégories d'impact (« MidPoint ») ; il est ensuite possible de regrouper les catégories d'impact dans des catégories de dommages appelées « EndPoint » : dommages sur la santé humaine, la qualité des écosystèmes, l'épuisement des ressources et parfois à part le réchauffement climatique.

Une étape supplémentaire de normalisation peut être effectuée pour mettre en évidence la contribution du produit étudié à l'effet global dans une catégorie d'impact environnemental donnée. L'analyse de l'impact environnemental peut finalement être complétée par la pondération des impacts ou des dommages qui évalue l'importance relative des différents dommages et abouti à un score unique (cet indicateur ne fait pas l'objet d'un consensus dans la communauté scientifique).

La Figure I-2 montre les différents niveaux de caractérisation des impacts environnementaux (UVED 2013).

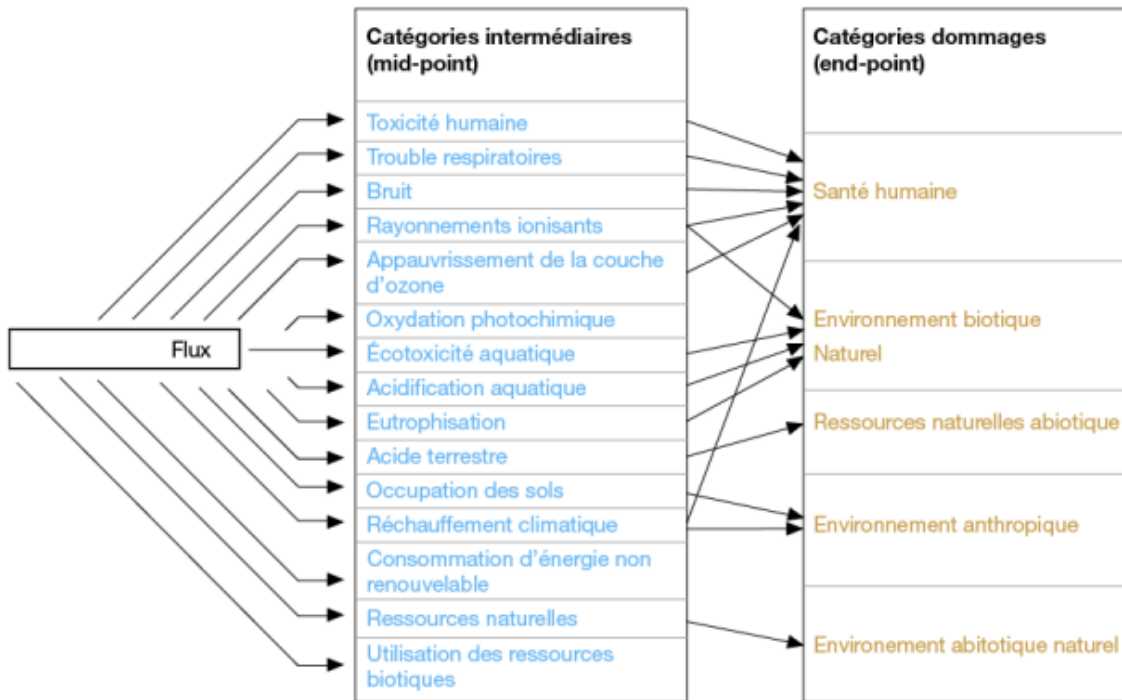


Figure I-2 : Les niveaux de caractérisation d'impacts environnementaux

Les différentes approches de caractérisation sont les suivantes :

- L'approche orientée « problèmes » CML2002 du nom de l'Institut de recherche néerlandais qui l'a développée (Guinée 2002).
- L'approche orientée « problèmes » EDIP développée par l'Université Technique Danoise (DTU) (Wenzel 2000 ; Wenzel 1997).
- L'approche orientée « dommages », aussi appelée « EcoIndicator99 », développée par une équipe de scientifiques néerlandais et suisses coordonnée par Pré Consultants (Goedkoop 2013).
- L'approche « mixte » ou « Impact 2002+ », développée à l'EPFL, qui combine et utilise les outils des approches « problèmes » CML2002 et « dommages » à l'exception de l'évaluation des impacts toxiques et écotoxiques qui se base sur une méthode originale (Humbert 2004).

Plusieurs méthodes sont citées dans littérature. Le Tableau I-3 présente les plus utilisées.

Tableau I-3: Comparaison entre les différentes méthodes de caractérisation d'impact

Méthodes européennes	MidPoint	EndPoint	Score Unique
ILCD 2011	X		
CML 2001	X		
EDIP 2003	X		X
ReCiPe	X	X	X
IMPACT2002+	X		X
EcoIndicator 99		X	X
Méthodes nord-américaines	MidPoint	EndPoint	Score Unique
BEES	X		
TRACI 2.1	X		
Méthodes monocritères	MidPoint	EndPoint	Score Unique
Ecological Footprint		X	X
IPCC 2007 (Pachauri 2014)	X		
USEtox	X		

Pour un inventaire donné, ces méthodes donnent des résultats très différents, liés généralement à :

- Un horizon de temps différent (25, 100 ou 500 ans)
- Des données différentes de la zone de l'étude (validité spatiale)
- Des hypothèses et modèles de caractérisation inhomogènes.

Pour la même méthode, si l'on change l'horizon de temps, on obtient des facteurs de caractérisation différents. Les graphes suivants donnent un aperçu de l'évolution des facteurs de caractérisation (FC) pour deux catégories d'impact : changement climatique et destruction de la couche d'ozone, pour la méthode CML Baseline.

Ces données ont été extraites des rapports du GIEC (Pachauri 2014) pour la catégorie d'impact « Réchauffement climatique », des rapports de la méthode CML Baseline disponibles dans l'outil SimaPro pour la catégorie d'impact « ozone layer depletion ».

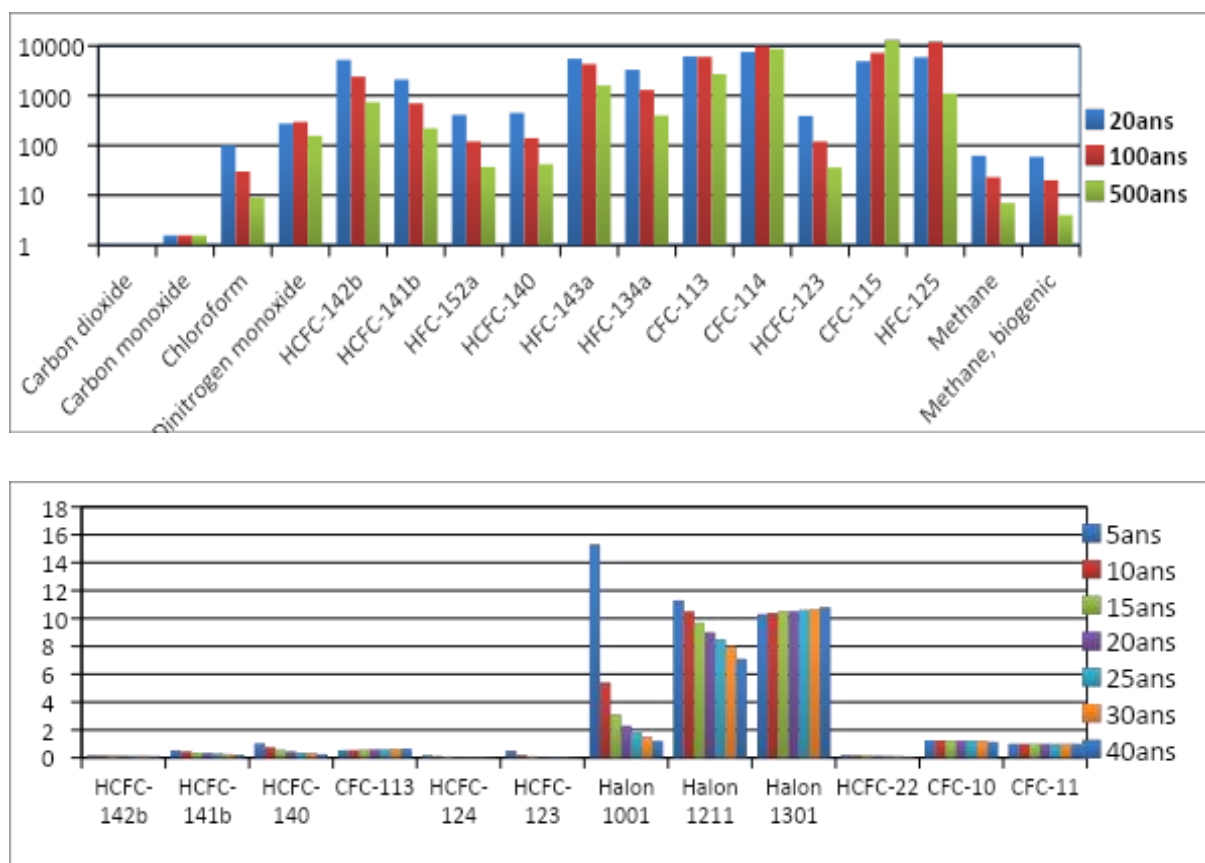


Figure I-3: Variation temporelle des FC de différentes substances pour deux catégories d'impact. (a) Changement climatique (kg CO₂ eq), (b) Destruction de la couche d'ozone (kg CFC11 eq)

Les méthodes de caractérisation sont basées sur une modélisation holistique de l'environnement ; les modèles existants aujourd'hui doivent faire plusieurs approximations et hypothèses. Ces méthodes utilisent des FC qui représentent une certaine réalité de l'état de l'environnement et considèrent une variabilité faible au niveau spatiotemporel. Cette simplification a été identifiée comme un des problèmes majeurs pour la représentativité de la méthode ACV (Reap 2008).

I.3.2.4. Interprétation et analyse des résultats

Cette étape est indispensable afin de valider les résultats en jugeant de leur robustesse et de leur fiabilité. Elle permet d'interpréter les résultats obtenus dans chacune des phases précédentes ainsi que d'évaluer les incertitudes. Les points clés et les options d'amélioration du produit étudié sont identifiés. Des études d'incertitudes ou a minima de sensibilités sont effectuées pour dégager les paramètres les plus influents. L'incidence des limites de l'ACV et des hypothèses effectuées est analysée. Cette dernière phase d'interprétation peut être complétée par la mise en relation des aspects environnementaux et des aspects économiques ou sociaux (Jolliet 2010) afin de tendre vers une analyse plus large de la durabilité.

I.3.3. Typologies d'ACV

L'ACV a évolué avec le temps et plusieurs types ont été développés pour accompagner les différents besoins et objectifs de recherche. Le choix de la typologie à adopter dépend de l'objectif et du cadre de l'étude. Chacune est détaillée dans les points suivants.

I.3.3.1. ACV attributionnelle (ACV-A)

L'ACV a pour but de déterminer les impacts d'un produit sur l'environnement depuis sa création jusqu'à sa fin de vie. Ainsi elle peut être utilisée pour définir les points faibles d'un produit et faire apparaître les avantages, les effets secondaires et les compromis possibles (Berrill 2016). On parle d'ACV classique, qu'on appelle aussi ACV attributionnelle (ACV-A).

Ce type d'ACV permet de comparer les impacts environnementaux de différents types de produits. Elle s'arrête à un produit qui ne subit pas de changements ou modifications au cours du temps (Dandres 2012), mais il vise à suivre les impacts environnementaux globaux d'un système et identifier les stratégies d'amélioration (Hellweg 2014).

I.3.3.2. ACV conséquentielle (ACV-C)

Le fait d'étudier l'état actuel et l'impact d'un produit en se basant sur ses paramètres statiques n'est pas suffisant dans tous les cas et problématiques. On a parfois besoin d'avoir une vision claire de la situation future pour décider quel scénario adapter. Pour répondre à ce besoin, l'ACV classique a été modifiée vers une ACV conséquentielle qui permet d'analyser l'impact des changements que peut subir un produit.

Le terme « conséquentielle » est apparu pour la première fois en 2005 (Curran 2005), alors que la méthode de l'ACV-C a été utilisée dès 2000. En 1999, (Ekvall 1999) a élaboré la première comparaison entre l'ACV-A et l'ACV-C.

L'ACV conséquentielle sert à évaluer les différentes politiques d'intégration d'un produit. Certains paramètres peuvent évoluer ou changer pendant le cycle de vie d'un produit, ce qui peut causer des impacts environnementaux différents de ceux évalués par une ACV-A. Elle est utilisée dans la communauté scientifique en tant qu'outil de modélisation (Zamagni 2012) pour éclairer les conséquences d'une décision.

La construction d'inventaire des données est une étape très importante pendant la réalisation d'une ACV (Brander 2008), les données désignées dans la littérature pour l'ACV conséquentielle sont de type marginal, c'est-à-dire des données spécifiques pour chaque étude d'ACV. Plusieurs méthodologies ont été mises en place pour construire les données marginales mais la plus retenue et utilisée dans les études est celle de (Weidema 1999) et qui a aidé à poser les bases de la plupart des autres méthodologies qui ont été développées par la suite (Weidema 2003) (Ekvall 2005).

La méthodologie (Weidema 1999) est composée de 5 étapes :

La 1^{ère} étape consiste à définir l'échelle de temps et identifier si les changements prévus peuvent affecter des investissements en capitaux ;

La 2^{ème} étape concerne l'ampleur du changement. Il y a deux cas de figure : soit les changements prévus dans le système vont influencer certains procédés seulement, dans ce cas, ils sont considérés marginaux et la méthode s'arrête ici, soit les changements vont influencer tout le système et il faut alors passer aux étapes suivantes pour identifier ce qui est marginal ;

La 3^{ème} étape est basée sur l'analyse du volume du marché affecté par les changements. Les résultats donnent deux cas opposés : soit le marché est croissant et dans ce cas le marginal correspondra à l'installation de nouvelles capacités modernes, soit il est décroissant et dans ce cas le marginal correspond à la technologie la plus ancienne, la moins compétitive ;

La 4^{ème} étape consiste en une étude du potentiel des différentes technologies qui peuvent être marginales ;

La 5^{ème} et dernière étape a pour but de choisir entre toutes les technologies potentiellement marginales sélectionnées pendant l'étape précédente. Le coût de production, la flexibilité et l'externalité sont des critères qu'il faut obligatoirement prendre en compte.

I.3.3.3. ACV prospective (ACV-P)

Le terme « prospective » n'a été intégré que récemment dans les études d'ACV. Fondamentalement, la prospective est basée sur une vision anticipative qui sert à comprendre les liens entre le présent et le futur pour élaborer des scénarios cohérents.

Rares sont les études qui ont abordé et expliqué la méthodologie à suivre pour la pratiquer. La plus intéressante est celle publiée par (Pehnt 2003), qui a été développée pour répondre au besoin des études prospectives. La méthodologie résultante contient 5 étapes :

1^{ère} étape : La détermination des parties du système concerné. Cette étape est basée sur une étude préliminaire afin de déterminer les différentes phases de l'ACV les plus affectées et influencées par l'aspect temporel.

2^{ème} étape : La détermination des détails nécessaires. Après avoir déterminé les phases dans la 1^{ère} étape, il s'agit de préciser les objectifs. Les détails de ces informations dépendent de la typologie du domaine d'étude et la technologie considérée.

3^{ème} étape : Le choix des méthodes prospectives pertinentes :

Selon (Pehnt 2003 ; Pesonen 2000 ; Weidema 2003 ; Ekvall 2004), six méthodes ont été développées et elles sont détaillées ci-après :

✓ L'extrapolation : en général, cette méthode est employée pour définir des prévisions à court et moyen termes, dans des secteurs où l'évolution est lente. Elle représente donc le futur comme une extension du passé en se basant sur des données statistiques ou tirées de la littérature. Les séries

temporelles, les régressions, les analyses de tendances ou les courbes d'apprentissage sont parmi les outils utilisés.

- ✓ La modélisation : cette méthode sert aussi à représenter le futur en modélisant les effets combinés de plusieurs mécanismes du présent et du passé. La construction du modèle repose sur plusieurs facteurs indépendants via des mécanismes identifiés par des analyses du passé.
- ✓ La méthode participative : cette méthode est basée sur les opinions d'experts sur les aspects considérés, ce qui donne une certaine subjectivité aux résultats. Parmi les outils permettant d'appliquer une telle méthode, on peut citer : Delphi (consultation d'experts soumis à plusieurs vagues de questions pour mettre en évidence des convergences), les enquêtes d'opinion ou les panels d'experts. Cette méthode sert souvent comme base pour d'autres méthodes comme la modélisation.
- ✓ La méthode exploratoire : le but de cette méthode est d'anticiper des prévisions possibles en combinant des techniques analytiques (fournissant une description qualitative des possibilités futures) et des techniques imaginatives (pour compléter les parties manquantes).
- ✓ La méthode par scénarios : c'est une méthode qui est basée sur l'idée que le futur est trop incertain pour être anticipé, donc il n'existe pas un seul futur mais plusieurs options et visions. L'application de cette méthode est réalisée via la combinaison de certaines des méthodes précédentes (méthode participative, modélisation et exploration), afin de pouvoir élaborer plusieurs scénarios qui correspondent aux différentes visions du futur.

4ème étape : L'application de la méthode. Il s'agit tout simplement d'utiliser la méthode retenue dans l'étape précédente.

5ème étape : La vérification de la cohérence. Cette étape est particulièrement importante car elle sert à vérifier la conformité des hypothèses émises au début de l'étude.

I.3.3.4. Récapitulatif

Il est impossible de comparer les limites des différents types d'ACV pour identifier la plus performante : tout dépend du besoin, du produit étudié et l'objectif de l'étude. Mais chaque ACV est confrontée à quelques obstacles propres à la typologie elle-même. Le Tableau I-4 récapitule les cas d'utilisation de chaque ACV avec des exemples.

Tableau I-4 : Comparaison entre les différents types d'ACV

Typologie	Domaine d'application	Application pour la transition énergétique
ACV-A	Elle est plus adaptée pour certifier un produit, diagnostiquer un procédé existant ou évaluer les impacts attribuables d'un produit	Etudier les impacts environnementaux du mix électrique actuel
ACV-C	Elle est utilisée pour étudier le cycle de vie d'un produit ou d'un système après avoir changé un ou plusieurs de ses paramètres et en déterminer les conséquences	Elle peut être appliquée pour étudier les conséquences causées par l'élimination d'une filière et les impacts du mix suite à un tel changement
ACV-P	Elle est appliquée pour étudier comment un produit ou un système va réagir dans le futur et quels seront ses impacts	Peut servir à étudier les impacts qu'aura un scénario prévu à l'horizon 2050

I.3.4. Caractérisation des impacts

Pour caractériser les impacts environnementaux, chaque type d'ACV détaillé dans la partie précédente peut être appliqué suivant deux méthodes : statique et dynamique.

La caractérisation d'impacts repose en général sur trois éléments essentiels : l'inventaire cycle de vie (ICV), les facteurs de caractérisation (FC) et l'actualisation des bases de données (BDD).

I.3.4.1. Caractérisation des impacts statiques

La méthode statique sert à caractériser les différents impacts pour des systèmes à l'équilibre en moyennant la globalité des impacts sur toute la durée de vie et en utilisant des facteurs de caractérisation statique et une BDD hétérogène qui n'évolue pas en fonction du temps.

I.3.4.2. Caractérisation des impacts dynamiques

La méthode dynamique permet d'analyser les impacts d'un système caractérisé par des paramètres qui subissent des variations avec le temps. Elle est basée sur des facteurs de caractérisation dynamiques, un inventaire dynamique qui évolue avec le temps et une actualisation dynamique de la BDD pour prendre en considération les différents paramètres pour l'année en cours tels que le mix électrique et les données du marché.

L'inventaire dynamique est élaboré pour chaque phase du cycle de vie indépendamment des autres et en prenant sa durée réelle. Par exemple, si on veut étudier la phase de construction qui dure 5 ans, les impacts vont être calculés sur 5 ans. Contrairement à l'ACV statique, les impacts de la phase de construction seront moyennés sur toute la durée de vie qui est « 50 ans », donc ils vont être divisés sur les 50 ans et les prendre en compte répétitivement dans chaque étape de l'étude.

I.3.5. Typologie retenue : Modèle prospectif dynamique

Notre choix s'est porté sur l'ACV prospective par scénario combinée avec une modélisation à aspect dynamique.

Le développement d'une ACV prospective et dynamique en même temps, selon (Fukushima 2002), repose sur l'introduction de données prospectives dans des modèles dynamiques déjà existants. Lorsque les données prospectives sont disponibles, il devient possible d'identifier les impacts environnementaux d'un scénario du futur. La performance de la combinaison prospective et dynamique est approuvée par plusieurs auteurs comme (Ekvall 2002; Eriksson 2007; Mattsson 2003) et une telle méthode est recommandée par (Fukushima 2002) dans le cas des études qui suivent les impacts durant une longue période.

Le couplage d'ACV prospective et dynamique va permettre de déterminer les performances environnementales futures d'un système ou produit donné en permettant de penser aux nombreux enjeux futurs. Dans notre cas, elle va servir à prévoir les conséquences de plusieurs scénarios proposés afin de choisir le plus convenable et à suivre l'évolution de la production et de la consommation électrique au cours du temps. L'intégration d'un aspect temporel via une ACV dynamique s'avère primordiale pour obtenir des résultats pertinents.

I.4. Conclusion du chapitre

Plusieurs approches d'évaluation environnementale ont été présentées dans ce chapitre, en évoquant le contexte de leur application et les limites de chacune. Après avoir comparé plusieurs méthodes, il s'avère que l'ACV est la meilleure méthode à adopter dans le cadre de nos travaux de recherche grâce à son caractère multicritère et qu'elle permet de suivre le système tout au long de son cycle de vie. Une analyse des typologies d'ACV a montré que la combinaison des deux méthodes prospective et dynamique reste le choix le plus pertinent pour modéliser les scénarios de transition énergétique.

La méthodologie développée va intégrer la dimension dynamique à plusieurs niveaux : d'abord la décomposition des phases de cycle de vie du système étudié, puis le calcul d'un inventaire qui contient des informations sur les émissions à chaque instant pour suivre leur variation avec le temps, ensuite le développement des facteurs de caractérisation dynamique pour identifier les impacts après une durée déterminée et finalement l'adaptation des bases de données pour prendre en compte l'évolution temporelle.

II.Méthodologie d'intégration de l'aspect spatiotemporel dans les études d'ACV

« Les vrais problèmes sont d'abord amers à goûter ; le plaisir viendra à ceux qui auront vaincu l'amertume »

Alain

Sommaire

II.1. Introduction.....	25
II.2. Limites de l'ACV.....	25
II.2.1. Constat initial	26
II.2.2. Limites liées à la BDD	26
II.2.3. Absence d'aspect spatiotemporel	26
II.3. Etat de l'art pour l'ACV dynamique.....	27
II.3.1. Intégration spatiale	27
II.3.2. Intégration temporelle	30
II.4. Niveaux d'intégration de l'ACV dynamique	32
II.4.1. Niveau 0	32
II.4.2. Niveau 1	33
II.4.3. Niveau 2	33
II.4.4. Niveau 3	33
II.4.5. Schéma d'intégration général	33
II.4.6. Méthodologie d'intégration.....	35
II.4.6.1. Inventaire dynamique.....	35
II.4.6.2. Facteur de caractérisation dynamique	35
II.4.6.3. Comment mettre en œuvre l'intégration spatio-temporelle en ACV ?	35
II.4.6.3.1. Modèle d'intégration	36
II.4.6.3.2. Modélisation matricielle	36
II.4.6.4. Problématique de généralisation de la méthodologie.....	37
II.4.6.5. Méthodologie par thème proposé.....	37
II.4.6.5.1. Transition énergétique	37
II.4.6.5.1.1. Estimation de l'évolution de la consommation.....	37
II.4.6.5.1.2. Inventaire dynamique	39
II.4.6.5.1.2.1. Inventaire dynamique de la construction.....	39
II.4.6.5.1.2.2. Inventaire dynamique de la production	44
II.4.6.5.1.2.3. Inventaire dynamique du démantèlement.....	44
II.4.6.5.1.3. BDD dynamique	45
II.4.6.5.1.4. Evolution des inventaires dans le futur.....	45
II.4.6.5.1.5. Adéquation temporelle entre la production et la consommation.....	45
II.4.6.5.1.5.1. Effacement.....	46
II.4.6.5.1.5.2. Interconnexion.....	47
II.4.6.5.1.5.3. Centrales à démarrage rapide	48
II.4.6.5.1.5.4. Méthode d'évaluation des besoins de stockage et son utilisation.....	49
II.4.6.5.1.6. Approche économique des scénarios	52
II.4.6.5.1.6.1. Production d'électricité	52
II.4.6.5.1.6.2. Moyens de stockage	53
II.4.6.5.1.6.3. Estimation du coût de la transition énergétique.....	54
II.4.6.5.2. Radon des mines	55
II.4.6.5.2.1. Inventaire dynamique	55
II.4.6.5.2.1.1. Modélisation du phénomène.....	55
II.4.6.5.2.1.2. Évaluation de l'inventaire dynamique du Rn222	56

II.4.6.5.2.2. Caractérisation d'impact dynamique	66
II.4.6.5.3. Construction des REP	68
II.4.6.5.3.1. Inventaire dynamique	69
II.4.6.5.3.2. Actualisation dynamique des BDD.....	70
II.4.6.5.4. Emissions de N ₂ O dans l'usine de Malvési	73
II.4.6.5.4.1. Description du procédé et intérêt de l'étude	73
II.4.6.5.4.2. Inventaire Dynamique.....	76
II.4.6.5.4.3. Évaluation des facteurs de caractérisation temporels.....	77
II.5. Conclusion du chapitre	80

II.1. Introduction

Comme cela a été détaillé dans le chapitre précédent, le choix de la méthodologie sur laquelle va se baser cette étude repose sur l'ACV en combinant les deux typologies : prospective et dynamique. Cette méthodologie offre l'opportunité d'intégrer des données prospectives dans un modèle dynamique, ce qui donne une vision future sur la performance d'un système énergétique. Ainsi un tel modèle répond au besoin de notre étude, qui vise à identifier les impacts environnementaux des différents scénarios du mix énergétique prévu en France, ce qui nécessite effectivement un suivi à l'échelle temporelle et une vision claire des évolutions futures de la production et la consommation électrique.

L'ACV est un outil robuste, largement utilisé pour caractériser les impacts environnementaux d'un produit ou d'un service. Cependant il présente quelques limites, principalement dues à l'absence d'aspect temporel voire spatial pendant la phase de la caractérisation.

Dans ce chapitre, les limites principales de l'ACV ont été identifiées, puis les différentes solutions proposées dans la littérature ont été analysées. Nous essaierons de montrer pourquoi ces méthodes ne peuvent pas être généralisées pour répondre aux exigences liées au contexte de chaque domaine d'application. Les exigences du domaine considéré vont définir à quels niveaux l'intégration de l'aspect temporel devra être réalisé.

Dans cette optique, la méthodologie globale a été expliquée dans un premier temps, en décrivant les différents niveaux et les manières de les mettre en place, et dans un deuxième temps, en appliquant la méthode après l'avoir modifiée et corrigée selon chaque étude proposée.

Ces applications permettent de qualifier la méthodologie d'ACV dynamique en montrant l'intérêt de son utilisation et en comparant ses résultats avec ceux obtenus par l'approche statique (classique).

La première application considérée vise à évaluer les impacts de la transition énergétique en appliquant une approche d'ACV prospective hybride, combinant un inventaire dynamique avec une actualisation dynamique de la BDD. Cependant la méthode de caractérisation adoptée est utilisée avec des FC statiques : ce choix a été justifié par les écarts relatifs entre les FC dynamiques et statiques négligeables sur la durée considérée pour l'étude 2020-2050.

La deuxième application concerne le radon des résidus de traitement du minerai d'uranium : le choix de cette étude est justifié par l'impact relatif important de cette phase dans le cycle de combustible nucléaire sur la catégorie « rayonnement ionisant ». Cette étude a comme objectif scientifique d'identifier l'écart entre une ACV statique et dynamique (inventaire et FC dynamiques).

II.2. Limites de l'ACV

L'ACV est le moyen de caractérisation des impacts environnementaux le plus utilisé ; elle présente cependant plusieurs limites, détaillées ci-après.

II.2.1. Constat initial

Dans ses articles, (Owens 1997a; Owens 1997b) est très critique à l'égard de la méthodologie elle-même et va jusqu'à soutenir que l'ACV n'est pas représentative des impacts environnementaux réels parce qu'elle échoue à prendre en compte les aspects temporels et spatiaux des phénomènes. L'ACV traite des impacts environnementaux potentiels. Elle ne prédit pas des impacts environnementaux d'une manière absolue ou précise pour différentes raisons :

- Les aspects spatial et temporel ne sont pas intégrés dans les données environnementales ;
- La modélisation des impacts possède une incertitude essentielle car certains impacts possibles sont des impacts futurs (cas des substances cancérigènes qui n'ont pas un effet instantané sur la santé humaine).

II.2.2. Limites liées à la BDD

Pour caractériser les processus et les produits, les utilisateurs recourent à des bases de données (BDD) qui contiennent une grande quantité de processus de l'activité humaine. Dans ces BDD, tous les flux sont définis de manière relative aux processus, ce qui permet de les réutiliser pour modéliser différents systèmes.

Dans toutes les BDD disponibles à ce jour, les données d'inventaire sont des valeurs moyennes pour une substance donnée (Jolliet 2010; Owens 1997a; 1997b). En effet la BDD EcoInvent contient deux types d'informations sur les données d'arrière-plan : Unit et System. La première est spécifique à un cas de calcul déterminé qui contient toutes les données d'arrière-plan, par contre la deuxième, qui est la plus utilisée et qui ne nécessite pas de connaître toutes les informations sur l'inventaire, donne une valeur moyenne des données des études de cas disponibles dans la BDD.

Pour la plupart de ces données d'inventaire, les résultats obtenus sont des valeurs moyennes de processus, d'étapes de production hétérogènes voire de plusieurs sites industriels dans le cas où la donnée est une moyenne des différents flux. La non prise en compte des interactions chimiques secondaires entre substances engendre aussi de grandes incertitudes pour l'évaluation des impacts réels (Owens 1997a; Owens 1997b; Jolliet 2010).

II.2.3. Absence d'aspect spatiotemporel

Il existe aujourd'hui quelques exemples d'études dynamiques qui démontrent la pertinence de considérer la variabilité temporelle lors de la modélisation des systèmes et des impacts environnementaux (Collinge 2012; Herfray 2012; Kendall 2009; Levasseur 2010; Pehnt 2006).

A titre d'exemple, (Shah 2009) a aussi démontré une variabilité temporelle d'environ deux ordres de grandeur pour l'exposition humaine aux NOx en fonction du moment de leurs émissions. (Finnveden 2009; Zamagni 2009) présentent plusieurs avantages et inconvénients de chaque étape de

l'ACV. Au final, le manque de résolution temporelle est l'une des limites les plus importantes qu'ils identifient.

(Reap 2008) discute de l'intérêt de la prise en compte des spécificités temporelles pour la méthode ACV : c'est un outil décrivant un système à l'état stationnaire donc aucun effet dynamique n'est considéré. La négligence de l'aspect temporel oblige les ACV actuelles à faire une moyenne des flux de polluants et de la réponse des écosystèmes.

Toutefois, (Hofstetter 2000) résume le problème identifié en soulignant une hypothèse qui est souvent faite dans les études ACV contemporaines : les dimensions spatiale et temporelle ne sont en général pas différenciées et les résultats le plus souvent agrégés spatialement et temporellement.

II.3. Etat de l'art pour l'ACV dynamique

Plusieurs publications portent sur l'évolution de la méthode ACV et soulignent toutes le besoin de considérer les caractéristiques spatiales et temporelles lors d'une modélisation ACV. Certains articles soulignent l'importance des spécificités dans l'étape de modélisation du système et d'autres dans la phase de modélisation des impacts environnementaux. Certaines explications supportant ces commentaires sont toutefois peu détaillées.

(Besseau 2019) a réalisé une ACV dynamique en prenant en compte les moyens pour assurer une adéquation temporelle entre la consommation et la production d'électricité. Ces moyens ont été ensuite dimensionnés dans le contexte d'un système énergétique insulaire qui ne dispose pas d'interconnexions. Il a proposé une étude de paramétrage des inventaires prospectifs pour les différents moyens de production et de stockage d'énergie.

(Guinée 2002) prend en considération les développements récents qui ont été initiés afin d'élargir l'ACV environnementale traditionnelle à une approche plus complète : l'analyse de durabilité du cycle de vie (LCSA).

Dans l'objectif d'élargir la portée des résultats des études ACV, (Reap 2008) a proposé une approche visant une extension de l'évaluation du cycle de vie (ACV) sur une échelle spatiale et/ou temporelle.

II.3.1. Intégration spatiale

La pertinence de la considération de différents aspects spatiaux a d'ailleurs été un sujet de discussion dès le début (Potting 1997).

La justification de l'importance de considérer la variabilité spatiale dans la modélisation des impacts environnementaux a guidé la création de plusieurs méthodes considérant l'effet des sources des flux élémentaires, notamment la matière et l'énergie entrantes/sortantes dans le système étudié. Différentes publications décrivent une liste de paramètres qui doivent être considérés pour faire ce type de modélisation (Pennington 2005).

L'idée est de considérer la variabilité spatiale des mécanismes environnementaux qui servent à définir les FC pour différentes méthodes.

Malgré l'existence de ces méthodes de modélisation d'impacts, les recommandations des normes ISO 14 040 et 14 044 et celles d'autres documents de référence ((ILCD 2010; Jolliet 2010), les caractéristiques spatiales sont encore rarement considérées dans les études ACV actuelles (Finnveden 2009; Potting 1997; Reap 2008). Il semble donc qu'il y existe encore des freins aux considérations spatiales lors d'une modélisation ACV telles que les difficultés de collecte des informations sur les conditions propres du site et la complexité de l'intégration des paramètres spatiaux dans les modèles de dispersion atmosphérique.

La troisième version de la BDD EcoInvent 3.0 (Weidema 2013) propose un nouveau type d'information spatiale plus précis : il s'agit du mode de caractérisation spatiale des flux élémentaires et des processus de fabrication des intrants. Le niveau de description spatiale actuelle des différentes valeurs, définissant des processus et systèmes dans une BDD, est aussi un frein à la considération des spécificités spatiales dans différentes études ACV. En effet, le descriptif spatial, nécessaire pour lier des flux élémentaires aux FC, n'est pas toujours disponible.

Un premier consensus sur cette question de la caractérisation spatiale des BDD est apparu avec les principes de Shonan (Sonnemann 2011) mais il ne définit pas clairement pourquoi les caractéristiques spatiales retenues sont nécessaires à la sélection des FC pertinents pour une modélisation des impacts environnementaux plus représentative. En effet, les caractéristiques spatiotemporelles qu'il est maintenant suggéré de renseigner sont :

- Des informations sur le site
- Les conditions géographiques (type d'environnement de référence)
 - Type de sol, disponibilité de l'eau...
 - Les propriétés spécifiques au site qui ne sont pas liées directement à l'environnement
- Hauteur de la cheminée, la densité de population autour du site, qu'il convient de préciser (région urbain ou rurale).

Les aspects variables d'un site peuvent se définir sous différentes catégories comme l'hydrogéologie, la topographie, la couverture du terrain et les conditions météorologiques (Reap 2008).

Plus récemment, une importante variabilité des facteurs d'ingestion (« intake fraction ») en fonction de la spatialisation des émissions de substances a été démontrée pour l'Europe (Manneh 2010; Pennington 2005; Potting 1997). Une autre étude a évalué une variabilité de trois ordres de grandeur pour l'effet d'acidification ou d'eutrophisation provenant de certains flux élémentaires dans différentes régions d'Europe (Huijbregts 2001; Potting 1997). Ces facteurs d'effet sont reliés linéairement aux FC des méthodes de modélisation d'impacts sur la santé humaine. Ces exemples qui

présentent des variabilités de plusieurs ordres de grandeur entre différents sites pour les sources de flux élémentaires, confirment la nécessité de considérer les spécificités spatiales.

Il est important de distinguer les catégories d'impacts globaux et celles d'impacts régionaux. Le réchauffement climatique et la destruction de la couche d'ozone sont des catégories d'impacts globaux. L'eutrophisation (aquatique et terrestre), l'acidification (aquatique et terrestre), la formation d'ozone photochimique, la toxicité humaine, l'écotoxicité, l'utilisation des terres, la consommation d'eau et l'utilisation des ressources abiotiques et biotiques sont, quant à elles, des catégories d'impacts régionaux (Sonnemann 2011).

La distinction entre les deux types globaux et régionaux est capitale. Pour la caractérisation des impacts considérés comme globaux, l'utilisation d'une approche spatiale spécifique n'est pas opportune, contrairement aux catégories d'impacts régionaux où il faut faire une étude détaillée avec entre autres ses conditions météorologiques et les caractéristiques de sa population.

Les experts du domaine n'étaient, en effet, pas tous d'accord sur l'importance de décomposer les systèmes globaux au niveau spatial puisque ce travail complexifie la modélisation ACV. Le travail supplémentaire de désagrégation, lié à une complexification importante et une augmentation du temps de recherche d'informations, doit donc être justifié.

(Vázquez-Rowe 2015) a proposé une simulation géo-spatiale automatisée basée sur les probabilités de rotation des cultures au Luxembourg. Pour lui, le couplage de données GSI et ICV peut constituer une voie intéressante pour combiner l'évaluation de l'impact environnemental avec la différenciation spatiale. Il montre la nécessité de mettre en place une ACV spatiale puisque les indicateurs varient d'une manière significative.

Les différents types de site sont précisés ci-dessous :

- ❖ Site générique : Toutes les sources sont considérées comme contribuant au même environnement de réception générique. Comme dans EDIP97, CML2001 ou EcoIndicator 99, aucune différenciation spatiale dans les sources et les environnements récepteurs est réalisée (Wenzel 1997; Guinée 2002; Goedkoop 1999).
- ❖ Site dépendant : Une différenciation spatiale est effectuée en distinguant les classes de sources et en déterminant leur environnement récepteur ultérieur. Les catégories sont généralement définies au niveau des pays ou régions à l'intérieur des pays (échelle 50-500 km). Elles permettent de tendre vers une modélisation de l'impact environnemental local plus robuste en intégrant un certain nombre de caractéristiques spatiales de la source d'émission et du milieu impacté à l'évaluation dont dépend fortement l'intensité de l'impact.
- ❖ Site spécifique : Une différenciation spatiale très détaillée est réalisée en considérant les sources à des endroits spécifiques. La modélisation permet une grande précision dans la modélisation de l'impact très proche de la source. Cela implique généralement des

connaissances locales sur les conditions spécifiques des écosystèmes qui sont exposés aux polluants émis.

II.3.2. Intégration temporelle

La variabilité temporelle est importante pour certaines catégories d'impact. Les catégories d'impact identifiées sensibles à une variation temporelle de l'émission sont : la consommation d'eau, la disponibilité en eau, les émissions de gaz à effet de serre et la création d'oxydants photochimiques.

La considération des aspects temporels en ACV n'a pas atteint le même niveau de développement que celui sur les aspects spatiaux. Cependant, encore une fois, l'augmentation de la quantité de travail liée à la désagrégation de l'information doit être justifiée.

(Sonnemann 2011 ; Field 2000) ajoutent que l'importance de la caractérisation temporelle d'un système sur des effets environnementaux transitoires dépend normalement de l'horizon temporel choisi dans l'analyse. En effet le choix d'un horizon de temps assez long ne permet pas de décrire les pics des impacts environnementaux.

(Pinonnault 2013) s'intéresse à l'agrégation temporelle des données de l'inventaire du cycle de vie (ICV) puisque la non intégration du temps dans l'ICV est une limite dans l'évaluation du cycle de vie.

(Beloin 2017) présente sa méthodologie en trois étapes : il modélise d'abord des systèmes où les flux sont décrits par des distributions temporelles. Puis l'inventaire du cycle de vie différencié temporellement (ICVD) est calculé pour présenter les échanges au cours du temps. Enfin, des facteurs de caractérisation dépendant du temps sont appliqués à l'analyse de cycle de vie dynamique (ACVD) pour évaluer les impacts du changement climatique au fil du temps.

Une des études ACV dynamiques démontrant la variabilité des résultats présente aussi la méthode de modélisation des impacts développée qui intègre la considération d'aspects temporels. Cette méthode de modélisation des impacts environnementaux a été développée pour l'évaluation des effets des gaz à effet de serre en fonction de différents horizons temporels (Levasseur 2010). Cette méthode nécessite donc une connaissance de la durée des flux élémentaires par rapport à l'horizon temporel considéré. Cette particularité est importante puisque la durée d'émission n'est pas encore considérée dans les méthodes de modélisation dynamique.

Les différentes études d'ACV dynamique publiées (Collinge 2011; 2012; Herfray 2012b; Kendall 2009; Pehnt 2006) ont donc modélisé le système à partir d'autres sources d'information. La majorité d'entre elles n'ont pas pu modéliser des systèmes très complexes avec un niveau de désagrégation important au niveau des processus. D'ailleurs, seule l'étude de (Levasseur 2010) décrit précisément comment le système a été modélisé au niveau temporel.

L'analyse des développements récents de la méthode ACV permet d'identifier deux forces et deux faiblesses pour la considération des spécificités temporelles lors de la mise en œuvre dans différentes études ACV :

- La considération des spécificités temporelles pour la modélisation des systèmes pour certaines catégories d'impacts environnementaux a été démontrée comme importante par certaines études.
- Il existe maintenant une méthode (CML Baseline) de modélisation des impacts environnementaux qui considère les spécificités temporelles de l'environnement face à un type de flux élémentaires pour quelques catégories d'impacts.
- L'utilisation du terme dynamique pose problème à cause de son utilisation pour différents concepts.
- La caractérisation temporelle des BDD actuelles est quasi inexistante, ce qui engendre une modélisation très peu précise des impacts environnementaux face à ce qui est réellement subi. Très peu d'informations temporelles sont disponibles dans les BDD actuelles. La seule information qui est donnée est liée à la période de validité des processus.

(Shimako 2017) a réalisé une étude permettant d'évaluer l'influence du profil temporel de l'ICV dynamique et du temps de calcul (ou horizon temporel en ACV classique) sur les résultats d'ACV finaux. L'utilisation d'un horizon de temps fixe comme dans l'ACV conventionnelle ne permet pas de prendre en considération les informations essentielles, en particulier pour les périodes de temps englobant la durée de vie du système étudié. Le pas de temps pour la résolution dynamique du modèle n'a eu aucune influence sur le calcul du changement climatique (une taille du pas jusqu'à 1 an a été supportée), tandis que la résolution du modèle de toxicité nécessite une définition adaptative du pas de 0,5 jour.

(Pittau 2002) propose une ACV dynamique pour inclure la synchronisation des données avec le temps dans les modèles de calcul. L'objectif de cette étude est de développer une approche dynamique pour calculer les impacts dépendant du temps, pour la toxicité humaine et l'écotoxicité. La toxicité actuelle est calculée en fonction du temps avec une toxicité cumulative, c'est-à-dire le dommage total produit du temps zéro à un horizon temporel donné.

(Chettouh 2014) propose une méthode innovante pour mieux caractériser les impacts environnementaux en introduisant des informations spatiales et temporelles dans l'analyse d'impact à la place de moyenniser les émissions et ou des activités sur l'espace et/ou sur le temps. Cette méthode « Dynamic LCA–Fire » combine l'ACV avec un modèle numérique de dispersion d'un panache qui permet d'évaluer les concentrations de polluants et les effets thermiques du feu pour les différents scénarios d'accidents. Cette approche assure l'intégration de la variation des conditions de caractérisation au niveau de l'inventaire en fonction de temps (comme des incertitudes) mais elle ne peut être appliquée que sur la catégorie d'impact « changement climatique ».

D'après (Collinge 2012), l'analyse de cycle de vie dynamique est considérée comme une approche de l'ACV qui intègre explicitement la modélisation de processus dynamique dans le contexte des variations temporelles et spatiales des systèmes industriels et environnementaux. Le modèle d'analyse de cycle de vie dynamique a été évalué pour l'historique et les impacts environnementaux futurs projetés d'un bâtiment, avec un développement de scénarios supplémentaires pour l'analyse de sensibilité et d'incertitude des impacts futurs.

L'objectif de l'étude faite par (Shimako 2017) est de développer une approche dynamique pour calculer les effets sur la toxicité humaine et l'écotoxicité. La méthode prend en compte la nature aléatoire des émissions de substances en fonction du temps et utilise un solveur robuste pour la résolution du modèle dynamique. Il peut être comparé aux résultats obtenus par la méthode USEtox classique : leurs résultats convergent pour un très long horizon temporel (théoriquement à l'infini).

L'intégration des deux aspects temporel et spatial dans une étude passe par quatre niveaux qui vont être présentés dans la partie suivante.

II.4. Niveaux d'intégration de l'ACV dynamique

Plusieurs niveaux de temporalité et de spatialisation sont identifiés ; certains d'entre eux représentent et génèrent une grande variabilité dans les résultats de l'impact.

(a) Variabilité des résultats de l'impact en fonction de plusieurs niveaux d'intégration de l'aspect temporel :

- Durée après l'émission de sortie (horizon de temps choisi)
- Durée de l'émission (impulsion ou pas)
- Période de libération (variabilité au fil des saisons) ;

(b) Variabilité des résultats de l'impact en fonction de plusieurs niveaux d'intégration de l'aspect spatial :

- Caractéristiques de la zone étudiée (rose des vents)
- Distance entre le terme source et la cible
- Caractéristiques de la zone (faiblement ou densément peuplée).

Dans la suite de l'étude, seule l'évolution de l'impact en fonction de l'horizon temporel choisi est prise en compte. Les niveaux retenus sont traités dans les points suivants.

II.4.1. Niveau 0

Ce niveau de temporalité consiste à diviser le cycle de vie d'un produit ou d'un procédé en phases (construction / fabrication, production / utilisation / démantèlement). Cela permettra d'une part de prendre en compte les durées réelles de chaque phase et non pas moyenner les impacts associés sur toute la durée de vie, d'autre part d'ajouter l'impact d'une phase si et seulement si elle n'a pas encore

eu lieu (ex : pour la transition énergétique, tout ce qui a été construit avant 2018 n'est pas pris en compte). Cette stratégie permettra de réaliser des comparaisons plus justes entre les solutions identifiées, dans le cas d'analyse de différents scénarios.

II.4.2. Niveau 1

La deuxième étape de l'analyse du cycle de vie dont l'objectif d'évaluer l'inventaire (intrants / extrants) ne prend pas en compte les instants précis d'émission des flux de matière et d'énergie et considère que tous les flux ont été mis en place au même moment. Ce niveau d'intégration a pour objectif de récupérer seulement les flux mais aussi leurs instants d'émission pour pouvoir prédire les impacts pendant leurs durées effectives : on le qualifiera d'inventaire dynamique réel.

II.4.3. Niveau 2

La troisième étape de cycle de vie estime les impacts potentiels pour un horizon temporel fixe (exemple : potentiel de réchauffement climatique, rayonnement ionisant...), ce qui amène à des résultats plus ou moins faux puisqu'elle ne prend pas en compte la durée réelle de diffusion dans l'atmosphère et par conséquent les différents mécanismes de décomposition (analyse de devenir) ni les mécanismes d'atteinte des cibles potentielles (analyse d'exposition). A titre d'exemple, il n'y aurait ainsi pas de différence entre une source qui émettrait un kg d'une substance toxique sur 100 ans (10 g/an) et celle qui émettrait toute cette quantité en un an seulement.

L'objectif de ce niveau est de caractériser l'impact après la durée réelle de l'émission. Cette stratégie ne peut être mise en place que lorsque l'inventaire dynamique a été bien évalué.

II.4.4. Niveau 3

L'évaluation des impacts environnementaux nécessite un appel à des bases de données afin de récupérer les procédés et les débits élémentaires. Les fiches doivent être mises à jour à chaque période pour prendre en compte les évolutions des technologies, des rendements et des procédés mais aussi les origines des ressources utilisées dans chaque procédé. L'évaluation est basée sur le mix énergétique de l'année réelle, d'où la nécessité de construire une BDD dynamique.

Il existe aussi des niveaux hybrides consistant à coupler des parties des niveaux prédéfinis.

II.4.5. Schéma d'intégration général

La Figure II-1 illustre le déroulement d'intégration de l'aspect temporel dans une étude ACV en utilisant les quatre niveaux cités ci-dessus.

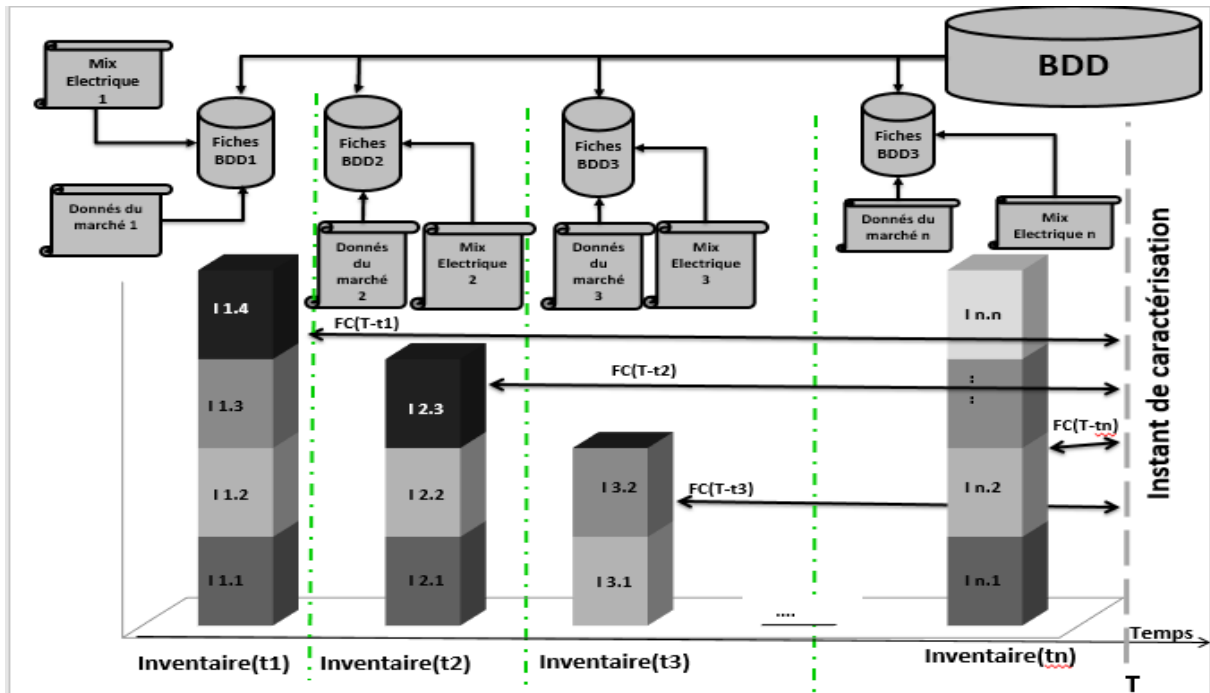


Figure II-1 : Schéma d'intégration du temps dans les études d'ACV

Afin de caractériser les impacts à un instant précis T, il faut collecter les différents intrants et extrants pour l'unité fonctionnelle choisie, qui ont été émis à un instant ($t_i < T$), ainsi que les données relatives aux conditions d'émission et leurs origines, incluant les conditions météorologiques. Les FC seront déterminés en fonction des conditions liées à l'instant d'émission et le temps écoulé entre l'instant d'émission t_i et l'instant de caractérisation T. Les bases de données ont été aussi corrigées et actualisées, les deux facteurs les plus importants à corriger dans une base de données sont l'origine de la matière première (données du marché) et le mix électrique de l'année en cours. L'impact total à l'instant T pour une catégorie d'impact donnée est calculé comme suit :

$$Imp(T) = \sum_{t_i < T} Inv(t_i, BDD t_i) * FC(T - t_i) \quad II-1$$

Avec :

$Inv(t_i, BDD t_i)$: Inventaire en fonction de la base de donnée actualisée

$FC(T - t_i)$: Facteur de charge calculé durant le temps écoulé entre l'instant de l'émission t_i et l'instant de caractérisation T.

Une fois les niveaux d'intégration de l'aspect temporel et l'approche générale expliqués, l'intégration pratique de l'aspect temporel dans les études d'ACV n'est pas toujours simple, puisqu'il dépend de chaque étude de cas. Par la suite, une proposition des méthodes d'intégration générale va être présentée.

II.4.6. Méthodologie d'intégration

Plusieurs propositions méthodologiques pour intégrer la notion temporelle dans les différentes phases de l'approche ACV ont été proposées puis testées sur plusieurs études de cas.

II.4.6.1. Inventaire dynamique

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer un inventaire dynamique. Dans ce manuscrit, 3 méthodes ont été testées sur des études de cas réels.

La première méthode permet d'évaluer l'inventaire dynamique en analysant les cinétiques des différentes réactions chimiques. Cette approche permet d'identifier les produits et leurs quantités en fonction du temps, cette approche a été appliquée sur les émissions de N₂O dans les lagunes industrielles en fonction des cinétiques de décomposition des produits nitrates disponibles initialement dans ces lagunes.

La deuxième méthode consiste à suivre la décomposition naturelle des éléments radioactifs en corrigeant les inventaires par rapport aux différents paramètres spatio-temporels (cas du radon des résidus miniers d'uranium).

La troisième méthode consiste à utiliser des fiches de procédés industriels disponibles dans des BDD, puis identifier la durée du processus, le décomposer en différentes phases pour diviser l'inventaire total (intrants / extrants) sur ces périodes. Cette approche a été appliquée à la construction et le démantèlement des usines de production d'électricité.

II.4.6.2. Facteur de caractérisation dynamique

L'évaluation des facteurs de caractérisation se base sur des modèles d'analyse du devenir, de l'exposition et de l'effet pour les différentes substances. Deux approches ont été utilisées dans ces travaux :

La première méthode purement mathématique est basée sur une extrapolation des données qui permet d'estimer des facteurs de caractérisation à différents horizons temporels existants dans la littérature. Cette approche a été appliquée à la catégorie d'impact « réchauffement climatique » puis comparée avec les résultats présents dans la littérature (Levasseur 2010).

La deuxième méthode se base sur une analyse détaillée des différents phénomènes physico-chimiques (analyse du devenir, d'exposition et de l'effet). Cette méthode a été appliquée pour les deux catégories d'impact « rayonnement ionisant » pour évaluer l'impact du radon (cf. II.4.6.5.2) et « réchauffement climatique » pour l'application sur le N₂O (cf. II.4.6.5.4).

II.4.6.3. Comment mettre en œuvre l'intégration spatio-temporelle en ACV ?

L'ACV dynamique permet d'estimer l'impact réel à un moment donné et pour chaque phase du projet et non un impact cumulatif sur toute la durée de vie. Cette évolution permettra de mieux évaluer les impacts, de comparer les différents processus et surtout d'identifier les étapes les plus impactantes.

II.4.6.3.1. Modèle d'intégration

La Figure II-2 explique de manière simple les différentes phases de la mise en œuvre d'une étude d'analyse du cycle de vie, selon la norme ISO 14040.

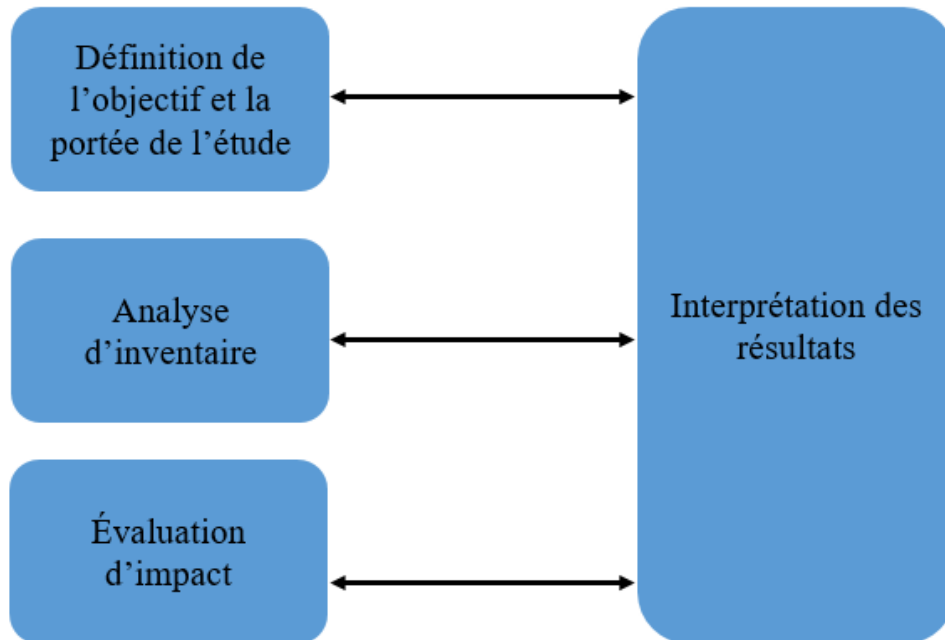


Figure II-2 : Les quatre étapes d'une ACV

En dehors de la définition de l'objectif, quatre items doivent être détaillés dans le cas d'une ACV dynamique :

- Inventaire : une collecte complète des données est nécessaire
 - Flux de matière et d'énergie en fonction du temps
 - Conditions physiques de la zone géographique en fonction du temps.
- Evaluation de l'impact :
 - Analyse du devenir : elle regroupe les différents phénomènes de transfert, de dégradation et d'élimination que subit la substance dans l'environnement (selon le temps et la zone).
 - Analyse d'exposition : permet de déterminer si la présence des cibles coïncide avec l'émission d'une substance pour les cibles définies (heure, zone).

II.4.6.3.2. Modélisation matricielle

L'impact dans les études statiques d'ACV est évalué avec la pondération de chaque intrant (entrée) et extrant (sortie) de l'unité fonctionnelle par un facteur de caractérisation spécifique par rapport à un élément de référence. Ces études considèrent que l'inventaire est statique de sorte que tous les extrants sont émis en même temps et que leur facteur de caractérisation reste invariable en fonction du temps et de la zone géographique. Par conséquent, pour une catégorie d'impact donnée, nous avons :

$$AICV = \sum_{i=0}^n ICV(i) * FC(i) \quad II-2$$

Avec :

$ICV(i)$: Inventaire de cycle de vie de l'intrant/extrant i

$FC(i)$: Facteur de caractérisation de l'intrant/extrant i .

Pour tenir compte de la variation spatio-temporelle, il faut utiliser une résolution matricielle de l'impact pour chaque catégorie d'impact :

$$\begin{matrix} AICV(t_0) \\ AICV(t_1) \\ * \\ * \\ AICV(t_{m-1}) \\ AICV(t_m) \end{matrix} = \begin{bmatrix} FC(t_0, e_0) & FC(t_0, e_1) & \dots & FC(t_0, e_{n-1}) & FC(t_0, e_n) \\ FC(t_1, e_0) & FC(t_1, e_1) & \dots & FC(t_1, e_{n-1}) & FC(t_1, e_n) \\ * & * & & * & * \\ * & * & & * & * \\ FC(t_{m-1}, e_0) & FC(t_{m-1}, e_1) & \dots & FC(t_{m-1}, e_{n-1}) & FC(t_{m-1}, e_n) \\ FC(t_m, e_0) & FC(t_m, e_1) & \dots & FC(t_m, e_{n-1}) & FC(t_m, e_n) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} ICV(t_0, e_0) & ICV(t_1, e_0) & \dots & ICV(t_{m-1}, e_0) & ICV(t_m, e_0) \\ ICV(t_0, e_1) & ICV(t_1, e_1) & \dots & ICV(t_{m-1}, e_1) & ICV(t_m, e_1) \\ * & * & & * & * \\ * & * & & * & * \\ ICV(t_0, e_{n-1}) & ICV(t_1, e_{n-1}) & \dots & ICV(t_{m-1}, e_{n-1}) & ICV(t_m, e_{n-1}) \\ ICV(t_0, e_n) & ICV(t_1, e_n) & \dots & ICV(t_{m-1}, e_n) & ICV(t_m, e_n) \end{bmatrix}$$

Dans le cas d'une évaluation d'impact utilisant des bases de données, il est également nécessaire de procéder à une adaptation temporelle de ces bases de données (mix énergétique, technologies, données de marché).

II.4.6.4. Problématique de généralisation de la méthodologie

L'intégration de la notion dynamique dans les études d'ACV est une approche délicate demandant du temps pour collecter la totalité des paramètres intrinsèques de l'étude. La nature des données à collecter dépend non seulement du contexte de l'étude mais aussi du niveau d'intégration de la temporalité adoptée. Les grandes lignes directrices sont plus au moins applicables à tout type d'étude, mais nécessitent un énorme effort pour l'adaptation. Plusieurs études de cas seront traitées.

II.4.6.5. Méthodologie par thème proposé

II.4.6.5.1. Transition énergétique

II.4.6.5.1.1. Estimation de l'évolution de la consommation

La consommation d'énergie continue à augmenter dans la société actuelle, malgré les efforts réalisés en efficacité énergétique (Tableau II-1).

Une étude a été réalisée pour définir différentes trajectoires de la consommation électrique en France, en détaillant les besoins des différents secteurs économiques (Hartmann 2018).

Tableau II-1: Synthèse des estimations de consommations électriques par secteur en France jusqu'en 2050 (TWh)

Secteur		Hypothèse	2018	2035	2050
Bâtiments	Logements		159	250	309
	Tertiaire		140	150	160
Transports	Voitures	Basse	0,276	6,44	16,5
		Moyenne	0,276	12,3	32,2
		Haute	0,276	17,5	45
	Véhicules utilitaires		0,785	7,29	19,4
	Trains		13,2	15	20
Industrie		Basse	118	105	96
		Moyenne	118	134	146
		Haute	118	157	186
Agriculture			9	9	9
Total		Basse	440	542	629
		Moyenne	440	578	695
		Haute	440	606	748

Pour 2018, le résultat obtenu est à comparer aux 474 TWh effectivement consommés (RTE 2019). Les pertes cumulées sont estimées à 7% (EDF 2018), si bien qu'on devrait obtenir un total de 441 TWh. Le résultat de 440 TWh obtenu en sommant les différentes contributions boucle donc à 0,1% avec la valeur cumulée.

Les perspectives de consommation électrique obtenues par les estimations détaillées de (Hartmann 2020) sont toutes plus élevées que celles de l'ANCRE (550 TWh en 2050) et beaucoup plus que RTE, qui envisage une baisse pour deux de ses scénarios sinon une très faible augmentation à 480 TWh en 2035. L'ADEME, quant à elle, envisage des trajectoires assez différenciées pour la consommation électrique : de 430 TWh en 2050 (scénario 2, efficacité énergétique élevée) à 600 TWh (scénario 6, dit « gaz de synthèse »), mais qui sont également plus faibles, leur valeur haute se rapprochant de la valeur basse déterminée par (Hartmann 2020).

Compte tenu de ces divergences, nous avons souhaité creuser les écarts entre les scénarios de consommation électrique française, en prenant en compte la perspective d'une consommation nettement plus basse en 2050, à savoir 500 TWh (soit seulement 6% d'augmentation par rapport à 2019), correspondant à un fort gain en efficacité énergétique et une très grande sobriété de tous les secteurs d'activité. Nous prendrons ainsi en compte un scénario de stabilité de la consommation, très optimiste mais en phase avec certaines des perspectives de l'ADEME, entre autres.

Les trois niveaux de consommation retenus pour notre étude sont présentés dans le Tableau II-2.

Tableau II-2 : Les trois niveaux de consommation retenus en 2035 et 2050

	Consommation (TWh)		
	Basse	Moyenne	Haute
2035	485	545	610
2050	500	625	750

Ce paramètre de la consommation électrique est capital puisqu'il déterminera l'installation des puissances nécessaires aux besoins de la transition énergétique. Ces puissances et les énergies produites associées devront se faire en fonction de la cinétique d'augmentation de la consommation, avec un inventaire dynamique.

II.4.6.5.1.2. Inventaire dynamique

II.4.6.5.1.2.1. Inventaire dynamique de la construction

L'inventaire de construction pour les études d'ACV statiques est généralement pris en compte en moyennant ses impacts sur toute la durée de vie de l'installation, ce qui constitue une approche simplificatrice. Or dans le cas où l'on souhaite comparer une installation existante avec une autre qui n'est pas encore construite, il ne faut pas considérer l'impact de la construction associée pour la première car cette étape s'est déjà réalisée.

L'estimation de ces inventaires s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses, notamment :

- Les durées de construction de chaque filière : 10 ans pour les EPR (retour d'expérience des deux premiers réacteurs de Taishan en Chine) et moins d'un an pour les EnR (solaire et éolienne) ;
- Les durées de vie de chaque filière comme le montre les Figure II-3, Figure II-4 et Figure II-5: 20 à 30 ans pour le PV, 25 à 30 ans pour les éoliennes et 50 à 60 ans pour les REP (réacteur nucléaire de 2^{ème} génération) ;
- Le facteur de charge moyen annuel : 15% pour le PV et 22% pour l'éolien terrestre ;
- En 2050, plus des 3/4 du parc nucléaire existant (51 GW) auront atteint 60 ans et – à l'exception de Flamanville – les réacteurs restants seraient arrêtés d'ici 2062 (Figure II-3) ;
- La dynamique de baisse du nucléaire serait particulièrement brutale dès 2039 avec l'arrêt en moyenne de 4 GW/an jusqu'en 2050 (voir Figure II-3).

Pour prendre en considération de façon optimale l'impact de chaque phase, la méthode proposée prend en compte les seules installations qui vont être construites et l'impact sera pris uniquement pendant la durée de cette phase. La méthode retenue pour identifier les installations à mettre en place chaque année est définie par la procédure suivante :

1- Collecte des données sur les capacités de production existantes (puissance installée, facteur de charge moyen, durée de vie, date de mise en service...). Ces données ont permis d'identifier les profils d'évolution de la capacité de production pour chaque filière sans nouvelle construction en fonction de la durée de vie, comme le montrent les graphiques Figure II-3, Figure II-4 et Figure II-5.

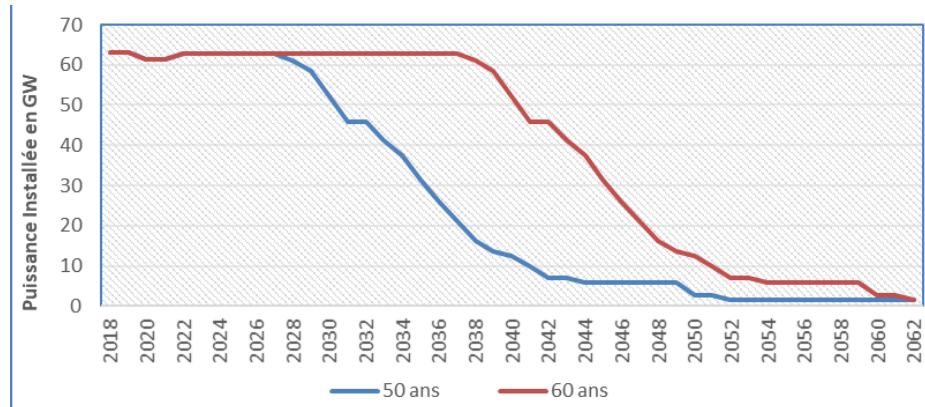


Figure II-3: Evolution de la capacité installée de la filière nucléaire sans nouvelle construction

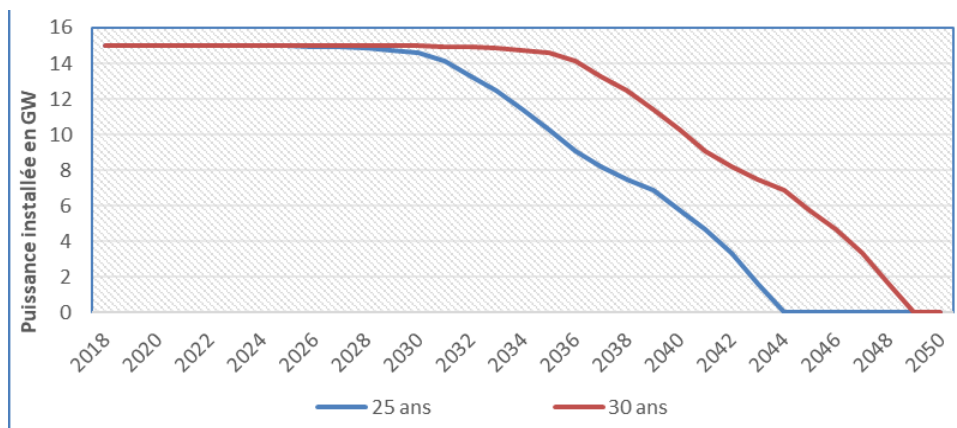


Figure II-4: Evolution de la capacité installée de la filière éolienne sans nouvelle construction

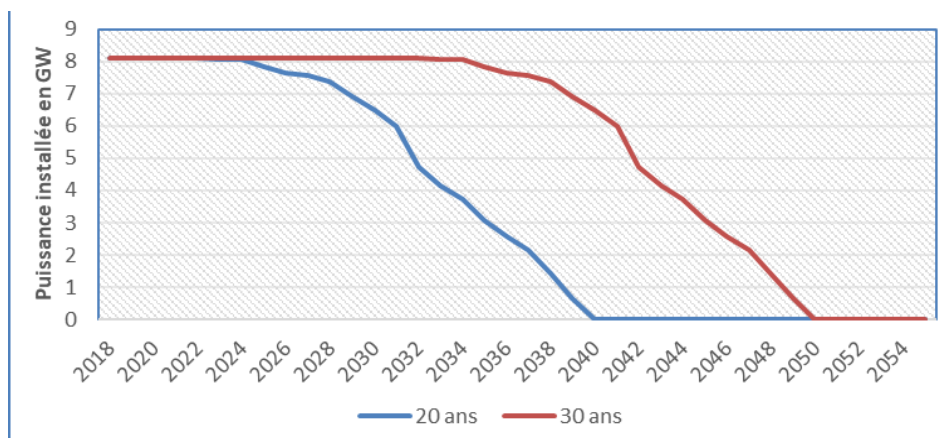


Figure II-5 : Evolution de la puissance installée du parc solaire PV sans nouvelle construction

2- Le scénario choisi dimensionne les quantités d'énergie à produire par chaque filière.

$$E(i, n) = X(i, n) * Prod(n) \quad II-3$$

Avec :

$E(i, n)$: énergie à produire par la filière i pendant l'année n pour le scénario traité

$X(i, n)$: part de la filière i dans le mix électrique pendant l'année n pour le scénario traité

$Prod(n)$: production demandée par le scénario traité.

3-Estimation de l'énergie maximale qu'on peut produire par filière pendant l'année n avec les caractéristiques évaluées pendant la même année

$$Pot(i, n) = \sum_j Capacité(i, j, n) * 8766 * Kp(i, n, j) \quad III-4$$

Avec :

$Pot(i, n)$: potentiel maximal de production de la filière i pendant l'année n

$Capacité(i, j, n)$: capacité installée pour la technologie j de la filière i pendant l'année n

8766 : nombre d'heures dans une année

$Kp(i, j, n)$: facteur de charge de la technologie j de la filière i pendant l'année n .

4-Estimation de l'écart entre l'énergie à produire et l'énergie maximale que l'on peut produire avec les capacités installées pour chaque filière pour l'année.

$$\Delta Prod(i, n) = Pot(i, n) - E(i, n) \quad II-5$$

Avec :

$\Delta Prod(i, n)$: écart de la production pour la filière i pendant l'année n .

5-Dans le cas où l'énergie à produire dépasse celle obtenue avec les capacités de production installées, l'algorithme développé augmente ces capacités d'une puissance, qui permettra de combler ce déficit. Le calcul est réalisé en fonction des données de l'année n .

$$CI(i, j, n) = \frac{X(j, i, n) * \Delta Prod(i, n)}{8766 * Kp(i, j, n)} \quad II-6$$

Avec:

$CI(i, j, n)$: capacité à installer de la technologie j de la filière i pour démarrer à l'année n .

$X(j, i, n)$: part de la technologie j de la filière i dans le mix électrique pour l'année n .

$Kp(i, j, n)$: facteur de charge de la technologie j de la filière i pendant l'année n .

La construction doit bien évidemment être anticipée pour assurer un raccordement au réseau pendant l'année n .

$$Timecons(j, i, n) = n - duréeCons(j, i, n)$$

II-7

Avec :

$Timecons(j, i, n)$: date de début de la construction de la technologie j de la filière i pour qu'elle puisse démarrer à l'année n

$duréeCons(j, i, n)$: durée de construction estimée pour la technologie j de la filière i à l'année n .

6-Mettre à jour l'état du parc énergétique français :

$$Capacité(i, j, n) = Capacité(i, j, n - 1) + CI(i, j, n) + CapacitéEol(i, j, n)$$

I-8

Avec :

$CapacitéEol(i, j, n)$: capacité de production de la technologie j de la filière i dont la durée de vie est atteinte à l'année n .

Le schéma Figure II-6 résume la procédure adoptée :

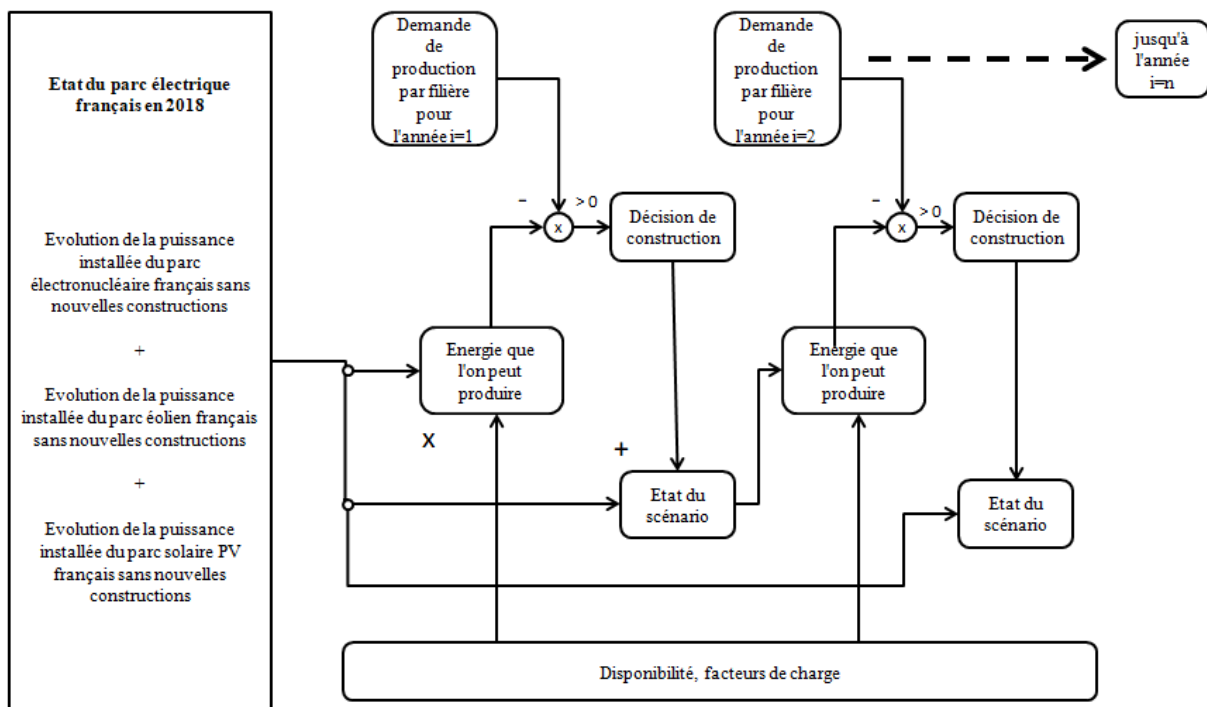


Figure II-6 : Méthode d'évaluation des capacités de production à installer

Ces inventaires ont été décomposés en deux parties : une partie contenant les différentes matières premières et une autre contenant les besoins associés en énergie électrique.

Ces deux parties vont être caractérisées indépendamment.

Il s'agit d'évaluer l'impact de la construction en décomposant l'inventaire en besoin en électricité, matières premières et gazole.

$$Inv(t) = \sum Inv(MP, t) + Inv(E, t) \quad II-9$$

Avec :

Inv(t) : inventaire d'un instant *t* donné

Inv(MP,t) : inventaire des matières premières (MP) à un instant *t* donné

Inv(E,t) : inventaire d'électricité (E) à un instant *t*.

Afin d'estimer le besoin global en électricité (données de tous les plans en termes d'inventaire), une évaluation d'impact de la construction a été faite avec une fiche d'électricité vide.

La différence entre les deux caractérisations correspond à l'impact de l'énergie consommée dans les différents plans. Une division par l'impact d'un kWh donne le besoin total en électricité en kWh.

$$Imp(E) = Imp(AFE) - Imp(SFE) \quad II-10$$

Avec :

Imp(E) : impact de l'énergie électrique consommée aux différents plans

Imp(AFE) : impacts de construction avec une fiche de mix électrique (contient le mix de production d'électricité français actualisé pour l'année en cours).

Imp(SFE) : impacts de construction avec une fiche d'électricité vide (sans aucun moyen de production, donc la caractérisation d'impact sans considérer celui de la production d'électricité française).

$$Inv(E) = Imp(E)/Imp(1kWh) \quad II-11$$

Avec :

Inv(E) : inventaire du besoin en électricité pour la construction

Imp(1kWh) : impact de production d'1kWh d'électricité avec la BDD EcoInvent 3.5.

L'impact environnemental de l'inventaire de la construction sans électricité est indépendant du temps de la construction, si on considère que les données de marché et les technologies de production de la matière première sont invariables en fonction du temps :

$$Imp(n) = \sum Imp(MP) + Inv(E, n) * Imp(1kWh, n) \quad II-12$$

Avec :

Imp(n) : impacts de la construction pendant l'année *n*.

Imp(MP) : impacts des matières premières.

Inv(E,n) : inventaire de production d'électricité à l'année *n*.

Imp(1kWh, n) : impacts de production d'1kWh d'électricité avec le mix de l'année *n*.

II.4.6.5.1.2.2. Inventaire dynamique de la production

Lors de cette phase, seul l'impact dû à l'approvisionnement du combustible pour les énergies nucléaire et fossiles, ainsi que les différentes opérations de maintenance sont prises en compte. Ces données sont explicitées en détail dans le chapitre IV.

L'impact de cette phase sera pris en compte pour chaque filière constituant le mix électrique. La part de chaque filière est calculée comme suit :

$$E(i, n) = X(i, n) * Prod(n) \quad \text{II-12}$$

Avec :

$E(i, n)$: énergie à produire par la filière i pendant l'année n pour le scénario traité

$X(i, n)$: part de la filière i dans le mix électrique pendant l'année n pour le scénario traité

$Prod(n)$: production demandée par le scénario traité.

Les parts des différentes technologies composant les filières envisagées par les scénarios sont estimées en fonction du temps. Pour une année donnée, l'énergie produite est estimée avec l'équation II-13.

L'impact total de cette phase est calculé en pondérant l'énergie produite par chaque technologie par son impact associé pendant l'année n . Les éventuelles évolutions de technologies et d'impact associé ont été prises en compte (cf. chapitre IV).

$$Imp(Prod, n) = \sum E(j, i, n) * Imp(1 kWh, j, I, n) \quad \text{I-13}$$

Avec :

$Imp(Prod, n)$: impact total de la phase de production pour l'année n pour le scénario choisi

$Imp(1 kWh, j, i, n)$: impact de la production de 1 kWh par la technologie j pendant l'année n .

II.4.6.5.1.2.3. Inventaire dynamique du démantèlement

Cette partie représente les inventaires dynamiques de l'élimination des différentes installations éoliennes, solaires et nucléaires à partir de 2018 (origine de notre inventaire complet), au fur et à mesure de leur arrêt compte tenu de leur durée de vie. Pour une centrale nucléaire, une durée de vie de 50 ans a été retenue, avec la prise en compte d'une prolongation éventuelle jusqu'à 60 ans. Pour les éoliennes, la durée de vie estimée est en moyenne de 20 ans et peut être prolongée jusqu'à 40 ans. Quant aux panneaux PV, une durée de vie moyenne de 25 ans a été considérée.

Les données ont été générées selon des hypothèses sur les durées du démantèlement, supposées être d'une seule année pour le PV et l'éolien (optimiste pour l'éolien offshore) et 25 ans pour une centrale nucléaire.

Toutes les étapes du démantèlement sont prises en compte dans ces inventaires : le démontage des équipements, le conditionnement des déchets, le transport vers le centre de stockage et l'application du processus de recyclage convenable (cf. chapitre IV).

$$T_{\text{début démant}}(x, i) = T_{\text{départ}}(x, i) + DV$$

Avec :

$T_{\text{début démant}}(x, i)$: date début de démantèlement.

$T_{\text{départ}}(x, i)$: date de démarrage.

DV: durée de vie.

L'inventaire du démantèlement a été ensuite divisé en deux parties : la première comprend les besoins en électricité qui vont être caractérisés par la suite avec le mix de l'année en cours, et la deuxième contient les besoins en réactifs et matières premières pour assurer le démantèlement des différentes installations.

II.4.6.5.1.3. BDD dynamique

La caractérisation des impacts dynamiques consiste à utiliser les données de l'année en cours pour évaluer d'une manière plus rigoureuse les impacts environnementaux. Pour cette raison, une actualisation de la base de données a été faite pour chaque année.

II.4.6.5.1.4. Evolution des inventaires dans le futur

Les différents aspects seront traités au cours de cette étude :

- La dégradation des performances liées au vieillissement (cas du rendement des cellules photovoltaïques)
- L'amélioration des propriétés en relation avec les évolutions technologiques potentielles dans le futur, dont notamment le rendement (nouvelle génération de cellules PV)
- L'optimisation des procédés de fabrication pour réduire la consommation de matières premières
- Les évolutions de la répartition des différentes technologies pour chaque filière.

Cette partie sera traitée en détail au chapitre IV pour chaque filière de production.

II.4.6.5.1.5. Adéquation temporelle entre la production et la consommation

L'acheminement de l'électricité produite jusqu'au consommateur s'établit à partir des réseaux de transport et de distribution. Equilibrer la production électrique française et sa consommation quotidienne constitue une étape très importante ; pour cela plusieurs moyens de gestion sont mis en œuvre afin d'assurer la stabilité du réseau électrique, parmi lesquels « les services systèmes » mis en place par RTE et qui reposent sur un ensemble de centrales de production capables d'assurer la stabilité du réseau ou de démarrer rapidement pour éviter une coupure importante de la distribution électrique (« black-out »). Ces services systèmes sont basés sur trois types de réserves : primaire qui est automatisé et qui permet d'assurer l'équilibre en mobilisant la moitié de la réserve en 15 s voire 30

s maximum, secondaire qui est aussi automatisé mais il n'intervient qu'après 30 s lorsque le primaire échoue et tertiaire géré manuellement par les opérateurs. La majorité de ces réserves aujourd'hui sont des centrales hydrauliques et thermiques car elles sont relativement rapides à démarrer.

La demande en électricité varie le long de l'année : par exemple, le besoin de chauffage est important en hiver, alors qu'en été on commence à voir apparaître des pics de consommation dus à la climatisation qui tend à se généraliser, a minima dans les régions du Sud de la France. Ainsi les moyens de production utilisant les énergies renouvelables telles que l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité sont impactés par les conditions météorologiques, ce qui exige une gestion de l'intermittence durant toute l'année afin d'assurer un parfait équilibre entre la demande et l'offre. Les opérateurs de distribution électrique doivent assurer cet équilibre avec des mécanismes de régulation de fréquence et de tension.

La notion d'équilibre production/consommation est liée à la fréquence car le transport d'électricité s'établit via un courant alternatif à 50 Hz (OIE 2017), cette valeur est stable en cas d'équilibre et elle diminue ou augmente selon si la production est respectivement inférieure ou supérieure à la consommation.

Dans la suite, on va privilégier dans l'ordre décroissant d'abord l'effacement (industriels et ménages qui acceptent de réduire fortement leur consommation lorsque l'opérateur le demande, en compensation d'un tarif avantageux), puis l'interconnexion avec les pays européens, puis les moyens de stockage et finalement les centrales au gaz à démarrage rapide.

Ces choix ne sont pas évidents puisqu'ils dépendent de plusieurs facteurs qui évolueront en fonction du temps. L'outil proposé permettra de définir le classement à adopter et une étude paramétrique sera faite à ce sujet.

L'évolution de la consommation électrique dans le futur est difficilement prédictible car elle dépendra du mode de vie des consommateurs, de l'ampleur et de la cinétique de la transition de la mobilité, des incitations tarifaires, ainsi que des effets du changement climatique (hivers moins froids et étés plus chauds, modification de l'ensoleillement ou du régime des vents).

On adoptera une approche statistique pour estimer les besoins énergétiques pour équilibrer le réseau, basée sur une analyse des données existantes de production par filières et de consommation pour un pas temporel d'une demi-heure, relative à la période 2015-2018.

Les profils obtenus seront généralisés puis appliqués aux années futures, avec une distribution dynamique d'incertitude qui accompagnera notre modèle, prenant en compte des incertitudes croissantes au fur et à mesure qu'on s'éloigne de l'instant d'élaboration du modèle (cf. chapitre V).

II.4.6.5.1.5.1. Effacement

Le processus d'effacement de consommation vise la réduction de la consommation de quelques acteurs selon le contrat signé entre le consommateur et son fournisseur en appliquant deux méthodes : le pilotage d'urgence qui donne le droit au fournisseur de réduire la consommation de ses clients sans

les consulter (en fait ils paient l'électricité plus cher) et le pilotage contractuel de la charge qui consiste à ce que le client donne son accord au fournisseur de modifier sa consommation si nécessaire (Verseille 2011). Les « smart grids » permettent de mieux gérer le déroulement du processus d'effacement et d'équilibrage du réseau.

La Figure II-7 illustre une estimation des capacités de flexibilité en France en 2050 en fonction du gisement disponible en GW (en ordonnées) et le nombre maximum d'heures d'activation (en abscisse) ; (SFEN 2020).

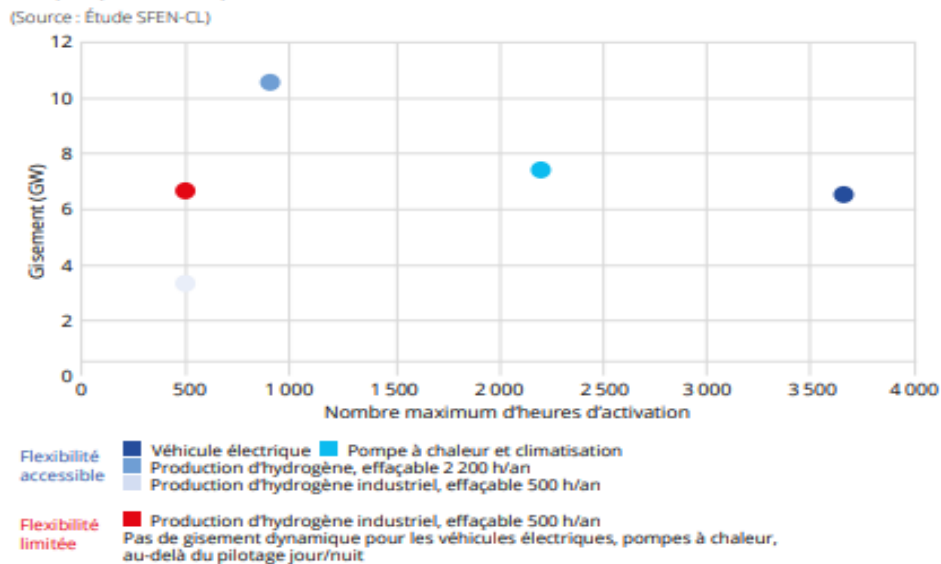


Figure II-7 : Capacité de flexibilité de la demande électrique en France en 2050

Le parc de véhicules électriques va offrir une source de flexibilité : l'estimation faite par la SFEN prévoit un gisement de plus de 6 GW effaçable pour une durée de 5 mois, ce qui représente une énergie de 22 TWh, soit 3,6% d'une consommation moyenne annuelle estimée à 625 TWh en France à l'horizon 2050.

II.4.6.5.1.5.2. Interconnexion

Les interconnexions des réseaux électriques sont parmi les piliers des stratégies énergétiques en Europe : la France est actuellement connectée avec 19 pays européens, du Portugal à la Pologne.

La stratégie d'interconnexion apporte plusieurs bénéfices complémentaires au niveau de la demande et des parcs de production : elle permet non seulement de pallier la variabilité des énergies renouvelables intermittentes et faciliter les procédures de gestion en cas de défaillance, mais elle contribue aussi d'une manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables, en facilitant les transferts entre pays selon les surplus ou manques de production.

Concernant les impacts environnementaux engendrés par l'interconnexion, chaque kWh importé dépendra du mix du pays d'où provient l'électricité. A ce niveau-là interviennent deux difficultés : la détermination de la provenance de l'électron qui circule dans le réseau électrique de notre pays et l'estimation des mix électriques futurs des pays d'importation.

Plusieurs projets visent à améliorer les capacités d'interconnexions avec les pays voisins, les principaux pays limitrophes qui interviennent beaucoup dans le transfert d'énergie de et vers la France sont l'Allemagne, le Royaume-Uni, la Belgique, l'Espagne et la Suisse. Les futurs mix électriques de ces pays sont une source non négligeable d'incertitude.

Les points suivants donnent une idée sur la situation de chacun des pays interconnectés avec la France :

- L'Allemagne : tous les scénarios proposés par la DENA (DENA 2018) pour 2050 sont fondés sur la dé-carbonisation en sortant du nucléaire, l'éolien offshore dans certains cas seulement. L'utilisation d'une électricité décarbonée est supposée augmenter de 50% à 100% d'ici 2050.

- La Suisse : son mix électrique est très décarboné car il se compose de 60% d'hydraulique et de 32% de nucléaire. En 2017, l'Etat fédéral a décidé d'abandonner progressivement le nucléaire et d'adopter plus d'énergie renouvelable. La Suisse importe un pourcentage assez important de son électricité en hiver pour affronter les pics de consommation.

- La Belgique : la moitié de la production électrique provient du nucléaire. La fermeture du dernier réacteur étant programmée pour 2025, l'Etat se trouve obligé d'adopter d'autres moyens ou bien de penser sérieusement au renouvellement de son parc nucléaire, d'autant que le gestionnaire du réseau belge a annoncé qu'il ne peut pas compter sur ses interconnexions avec la France et l'Allemagne car ils n'ont pas suffisamment de capacité excédentaire à exporter. Cette situation pousse ce pays à retourner au gaz fossile.

- Le Royaume-Uni : il a quatre voies potentielles pour atteindre son objectif de décarbonation, à savoir une diminution de 80% des émissions de CO₂ d'ici 2050 par rapport à 2018. En 2019, les cycles combinés à gaz naturel (GNCC) et le nucléaire sont les deux filières qui dominent le mix électrique de ce pays avec des pourcentages de 25% et 22% respectivement. L'Etat a élaboré des stratégies afin de réduire ces taux d'ici 2050, en augmentant la part des énergies renouvelables, dont principalement l'éolien offshore.

II.4.6.5.1.5.3. Centrales à démarrage rapide

Il s'agit principalement des centrales à charbon et à cycle combiné au gaz naturel. Même si elles sont considérées comme des sources de pollution qui impactent l'environnement, leur existence reste importante dans le mix même si leurs parts diminuent dans la production.

Ces centrales sont efficaces dans la gestion de stabilité réseau car leur démarrage ainsi que leur arrêt sont rapides en cas de blocage ou quand il y a un besoin que la production ne peut couvrir. Une étude a montré que les centrales à cycle combiné à gaz naturel mettent 1 heure pour démarrer, et celles à charbon mettent 8 heures pour atteindre la puissance nominale (EDF 2015).

Les centrales à gaz sont caractérisées par leurs impacts négatifs sur l'environnement, donc afin d'améliorer leurs performances environnementales, elles devront être combinées avec un système de

capture et séquestration du CO₂ (CCS), qui permet de réduire le réchauffement climatique d'un facteur 3 au détriment des autres catégories d'impact (Singh 2011).

II.4.6.5.1.5.4. Méthode d'évaluation des besoins de stockage et son utilisation

La Figure II-8 montre les éléments nécessaires à l'estimation des besoins de stockage.

- La courbe de la Figure II-8 présente l'évolution de la production des différentes filières renouvelables intermittentes entre 2014 et 2018.

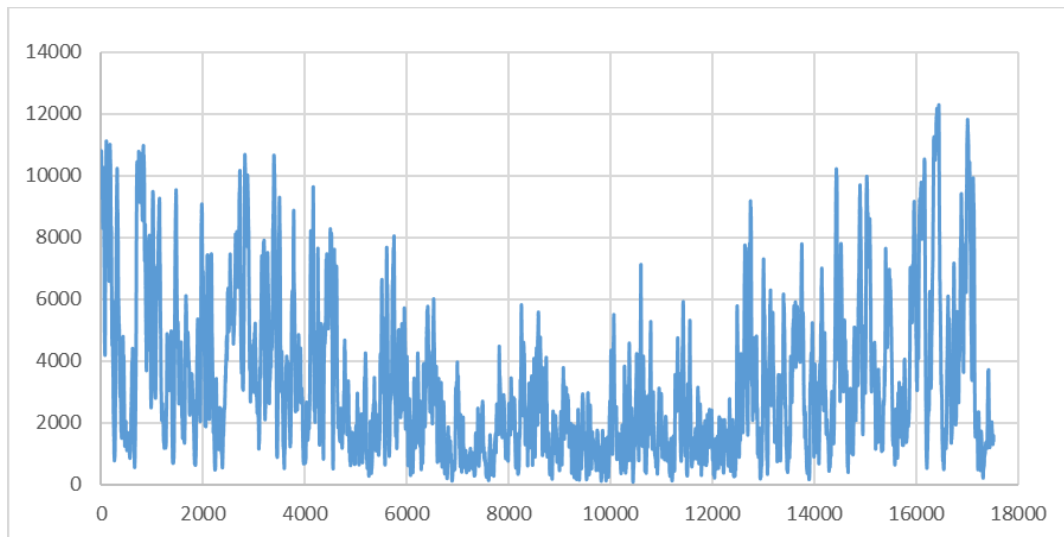


Figure II-8 : Production de la filière éolienne en France en 2018 (MW pendant 30 min)

- La courbe de la Figure II-9 montre l'évolution temporelle de la capacité installée pour la filière éolienne. La même démarche a été appliquée pour les autres filières.

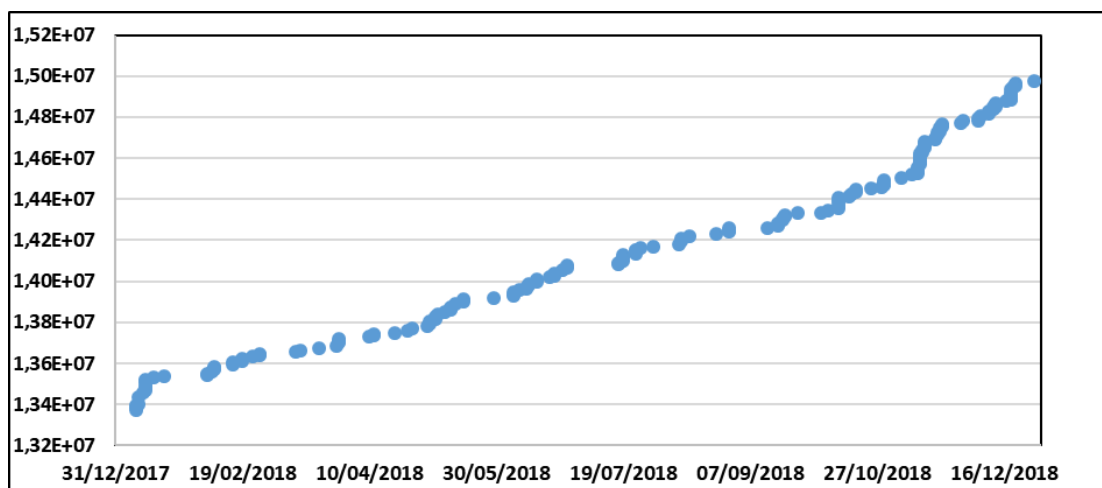


Figure II-9 : Evolution de la puissance installée de la filière éolienne $P=f(t)$ en 2018 (kW)

- Dans un premier temps, l'évolution du facteur de caractérisation pour chaque filière a été estimée par pas temporel d'une demi-heure pendant l'année 2018 (Figure II-10).

$$Kp(t) = P(t)/(C(t)*8766)$$

II-15

Avec

$Kp(t)$: facteur de charge à l'instant t .

$P(t)$: production à l'instant t .

$C(t)$: capacité à l'instant t .

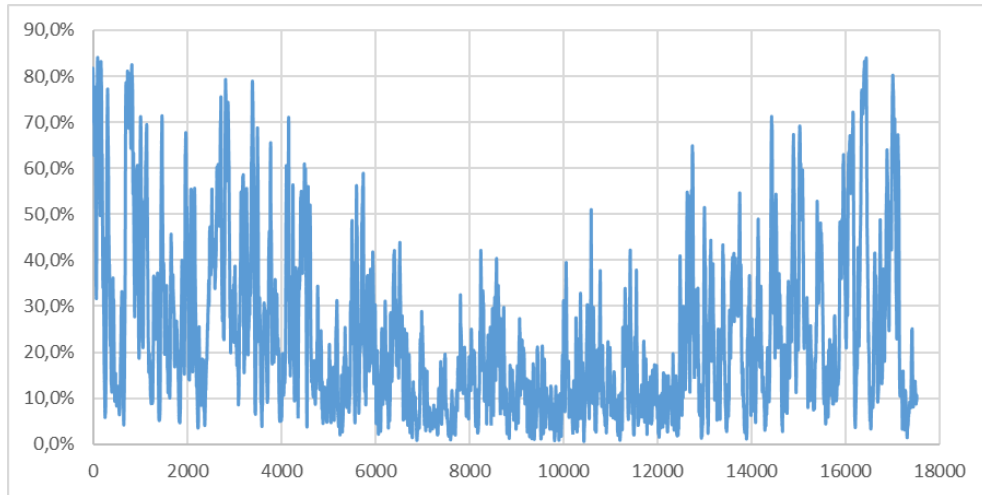


Figure II-10 : Evolution temporelle du facteur de charge pour la filière éolienne en 2018

- Le profil de la consommation a été estimé pendant la même année et pour le même pas temporel. Il représente la part de l'énergie consommée pendant une demi-heure par rapport à la consommation annuelle total en 2018 (Figure II-11).

$$Profil_Conso(\Delta t) = \frac{Consommation(\Delta t)}{Consommation\ totale\ de\ l'année}$$

II-16

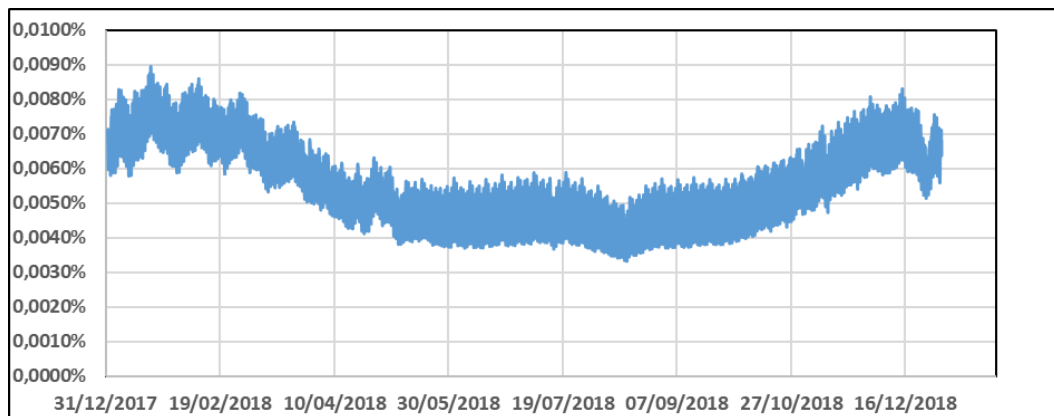


Figure II-11 : Profil de la consommation en France en 2018

- Cette démarche a été faite pour les années 2014 à 2018.
- Le besoin énergétique pour équilibrer le réseau pour un instant précis pendant une année n est estimé par demi-heure. L'estimation de la consommation par demi-heure pour une année n s'écrit :

$$\mathbf{Conso}(n, t) = \mathbf{Profil_Conso}(t) * \mathbf{Conso_Annuelle}(n)$$

I-17

Avec :

$\mathbf{Conco}(n, t)$: la consommation à l'instant t à l'année n .

$\mathbf{Profil_Conco}(t)$: la consommation pendant Δt à l'instant t .

$\mathbf{Conso_Annuelle}(n)$: la consommation totale de l'année n .

- Estimation de la production des EnR :

$$\mathbf{Prod_Wind}(n, t) = \mathbf{FC_Wind}(t) * \mathbf{Puiss_Wind}(n, t)$$

I-18

Avec :

$\mathbf{Prod_Wind}(n, t)$: la production de la filière éolienne à l'instant t de l'année n .

$\mathbf{FC_Wind}(t)$: le facteur de charge de la filière éolienne à l'instant t .

$\mathbf{Puiss_Wind}(n, t)$: la puissance installée de la filière éolienne à l'instant t de l'année n .

$$\mathbf{Prod_PV}(n, t) = \mathbf{FC_PV}(t) * \mathbf{Puiss_PV}(n, t)$$

I-19

Avec :

$\mathbf{Prod_PV}(n, t)$: la production de la filière PV à l'instant t de l'année n .

$\mathbf{FC_PV}(t)$: le facteur de charge de la filière PV à l'instant t .

$\mathbf{Puiss_PV}(n, t)$: la puissance installée de la filière PV à l'instant t de l'année n .

- Estimation du besoin électrique pour stabiliser le réseau à l'instant t pendant une année n :

$$\mathbf{BE}(n, t) = \mathbf{Conso}(n, t) - \{\mathbf{Prod}_{Nuc}(t) + \mathbf{Prod}_{Hydro}(t) + \dots + \mathbf{Prod}_{Wind}(t) + \mathbf{Prod}_{PV}(t)\}$$

I-20

Avec :

$\mathbf{BE}(n, t)$: besoin énergétique pour assurer la stabilité du réseau à l'instant t de l'année n .

$\mathbf{Prod}_{Nuc}(t)$: la production nucléaire à l'instant t .

- Calcul de l'énergie totale annuelle nécessaire pour stabiliser le réseau pendant l'année n :

$$\mathbf{BE}(n) = \sum_1^{17532} \mathbf{BE}(n, t)$$

I-21

- Avec l'ordre choisi, on détermine la part des moyens de stockage :

$$\mathbf{Stockage}(n) = \mathbf{BE}(n) - \mathbf{Effacement}(n) - \mathbf{Importation}(n) - \mathbf{TàG}(n)$$

II-22

Avec :

$\mathbf{Stockage}(n)$: l'énergie restituée des systèmes de stockage pendant l'année n pour stabiliser le réseau

Effacement(n) : l'effacement pendant l'année n.

Importation(n) : l'énergie importée par la France pendant l'année n en fonction du taux d'importation.

TàG(n) : la production par centrale à turbine à gaz pendant l'année n.

- L'énergie à stocker dépend du rendement de chaque moyen de stockage et de sa part dans le mix :

$$E_Stockage(n) = \frac{Stockage(n)}{Rendement} \quad II-23$$

Avec :

E_Stockage(n) : l'énergie entrante aux systèmes de stockage.

Rendement : le rendement des moyens de stockage.

Une étude de sensibilité a été faite pour prendre en compte l'évolution des données entre 2014 et 2018 (cf. chapitre V).

L'évolution des conditions météorologiques dans le futur va très vraisemblablement perturber les profils de production instantanée des différentes énergies. C'est pourquoi une étude d'incertitude détaillée sera faite dans le chapitre V, avec une distribution dynamique.

II.4.6.5.1.6. Approche économique des scénarios

Les décisions politiques liées au choix du mix électrique pour les énergies du futur ne se feront pas uniquement à l'aune des résultats d'une ACV, aussi performante soit-elle.

Il est capital d'estimer le coût qu'engendrera la transition énergétique durant les 30 années à venir, ainsi que le détail année par année, afin de pouvoir éclairer les décideurs et informer les citoyens.

C'est pourquoi il a été jugé nécessaire d'aborder ce point économique, qui ne représente qu'une infime partie de la thèse.

II.4.6.5.1.6.1. Production d'électricité

Le Tableau II-3 donne quelques références de coûts d'investissement pour les différentes formes d'énergies. Des fourchettes de variation sont données pour les valeurs du passé, en fonction des technologies, des puissances ou de l'utilisation (production d'électricité seule ou cogénération).

Les projections dans le futur demeurent un exercice très délicat, fort peu documenté. Pour les énergies appelées à être construites en nombre important, un effet de série a été considéré, de façon prudente (facteur 0,9 tous les 15 ans, noté en bleu dans le Tableau II-3). Evidemment, ces projections sont sujettes à des incertitudes d'autant plus importantes que les technologies ne sont pas complètement matures et que l'horizon du temps est plus lointain.

Tableau II-3: Coûts d'investissement des différentes formes d'énergie (€/kW)

	Energie	Nucléaire	Renouvelables						Fossiles			
		EPR	Petit hydro-électricité	Eolien terrestre	Eolien offshore posé	PV plein champ	Bio-masse	Bio-gaz	Géo-thermie	Gaz naturel (CCGT)	Fioul lourd	charbon
Mini	2014 à 2016 selon les cas		1960 (ADEME 2019)	1400 (ADEME 2016)	3500 (ADEME 2016)	1092 (ADEME 2016)	610 si > 3 MW (ADEME 2016)	7500 (ADEME 2016)	2500 (volcanique) (ADEME 2016)		~1500	1500 Jancovici 2012)
Maxi		5000 (Jancovici 2017)	3020	1700	5500	1349	1070 avec réseau de chaleur	8000	2800			
Mini	2018			1400 (ADEME 2019)		740 pour 10-30 MWC (ADEME 2019)		6000 (ADEME 2019)		780 (ADEME 2019)		
Maxi												
Moyen	2018	4646 (La Tribune)		1550	4167 (EDF 2019)	818	840	7750	2650			
	2030				2555 (ADEME 2019))							
	2035	4242		1395		736			2650			
	2050	3818		830 (700-1000) (DEA 2017)	365 (ADEME 2019° 1700 (DEA 2017)	320-600 (Mayer 2015)			2650			

Pour le nucléaire, EDF annonce un coût de construction de 46 G€ pour 6 EPR, soit 7,7 G€ par réacteur (La Tribune 2019). Les EPR ont une puissance unitaire de 1650MW, d'où un coût unitaire de 4646 €/kW.

II.4.6.5.1.6.2. Moyens de stockage

Au cours de cette étude, quatre moyens de stockage ont été étudiés, en relation avec les besoins des énergies intermittentes (Tableau II-4). Leurs coûts de construction (€/kW) ont été référencés, avec des projections dans le temps encore une fois assez délicates (incertitudes importantes, particulièrement pour les valeurs notées en rouge dans le Tableau II-4).

Tableau II-4: Coûts d'installation des différents moyens de stockage (€/kW)

	Type de stockage	STEP	CAES	Batterie Li-ion	Power-to-gas-to-power			
					Electrolyse de l'eau (P2G)	Compression et stockage H2	Pile à combustible type PEM	P2G2P complet
Mini	2012 à 2017	500 (Jaconvic i 2017)	400 (Connaissances énergies 2013)	800 (ADEME 2013)	800 (Afhyac 2019)			
Maxi		600	1200	1000	2000		1000 (Devezeaux 2014)	
Moyen	2018	5500	800		1400	230 (Ikaheimo 2018)	1100	2730
	2020		800	749 (Wikipedia 2019)			1000 (Devezeaux 2014)	
	2030	5500	800		730 (ADEME 2019) 960 pour 5 MW, estimation 300 pour 100 MW (Volgastatter 2014)		750 (Devezeaux 2014)	1710
	2035		800					
	2050	5500	500	200 (Breyer 2017)500		500	230	500

Il est intéressant de constater que la littérature regorge d'articles et de présentations sur les mérites de l'hydrogène comme moyen de stockage et vecteur énergétique, mais une seule référence a été trouvée concernant le coût d'une installation de stockage de l'hydrogène, de façon industrielle dans des cavités salines à 700 bars (Ikäheimo 2018).

II.4.6.5.1.6.3. Estimation du coût de la transition énergétique

Une modélisation des impacts environnementaux de la transition énergétique a été réalisée et appliquée à différents scénarios. Il est important d'avoir à minima une estimation du coût de la transition énergétique liée à la construction des nouvelles infrastructures pour les énergies retenues dans le mix électrique, incluant aussi les formes de stockage les plus appropriées pour pallier l'intermittence des énergies non pilotables.

Ainsi, pour chaque scénario, les valeurs des Tableau II-3 et Tableau II-4 sont incluses dans le modèle et permettent d'avoir le montant des investissements, année par année et le total pour les 33 années considérées (2018-2050).

II.4.6.5.2. Radon des mines

II.4.6.5.2.1. Inventaire dynamique

L'impact du rejet de radon par les mines est évalué au moyen d'une étude d'impact dynamique qui tient compte de la variation de l'effet de l'auto-atténuation du radon dans les résidus de traitement et de la variation du stock de radon générée par la désintégration naturelle de ses différents parents.

La première partie de l'étude consiste à évaluer l'inventaire dynamique des rejets de radon. La deuxième partie, qui décrit la méthode d'évaluation des facteurs de caractérisation dynamique du radon et enfin une comparaison entre les différents niveaux d'intégration de la notion de temporalité dans les études ACV.

II.4.6.5.2.1.1. Modélisation du phénomène

La Figure II-12 décrit le rôle des différents sous programmes et les interactions entre eux dont les détails seront expliqués par la suite. L'outil de calcul, développé sous Python, assure une interaction avec les utilisateurs via une interface homme-machine (IHM) et avec d'autres applications de calcul via des sous-fonctions.

Les fonctions F1 et F6 seront exécutées seulement pendant la première utilisation pour qu'elles récupèrent et stockent les données dans des bases :

- Les résultats de la désintégration naturelle des pères de radon (résolution de l'équation de Bateman (Bateman 1843) notée F1 sur la Figure II-12)
- Les résultats des doses de radon et de C14 (F6, FC dynamique avec la méthode de Dreicer et Frischknecht).

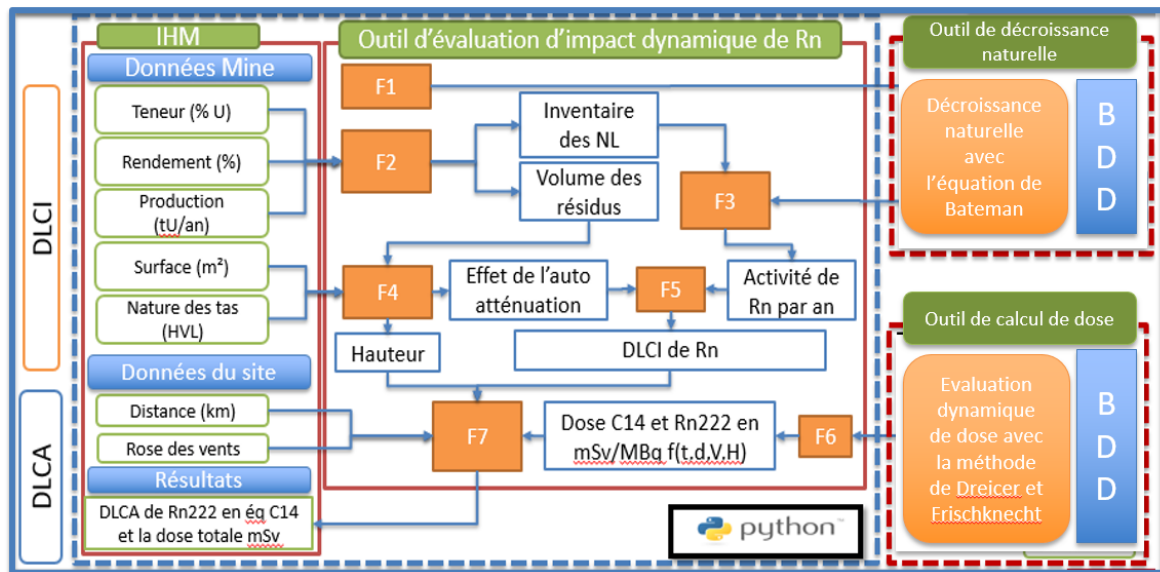


Figure II-12 : Méthodologie d'évaluation d'impact du radon des résidus miniers

II.4.6.5.2.1.2. Évaluation de l'inventaire dynamique du Rn222

➤ **Quantification de l'évolution temporelle du volume des résidus et des quantités de U**

Afin de quantifier correctement les émissions de radon, il est nécessaire d'identifier les éléments radioactifs présents dans les résidus, en fonction des différents paramètres d'une mine d'une part et des paramètres liés à son exploitation d'autre part.

Une estimation de l'évolution temporelle de la hauteur du tas de résidus est faite en fonction de la teneur du minerai et du rendement de lixiviation [F2, F4].

Le principe de conservation de la masse totale dans les mines et celui de l'U238 est appliqué :

$$m_{Produit} + m_{Résidus} = m_{Extrait} + m_{Reactifs} \quad I-24$$

$$m(U_{Produit}) = m(U_{Extrait}) - m(U_{Résidus}) \quad II-25$$

Avec :

$m_{Extrait}$: la masse extraite de la mine (kg).

$m_{Produit}$: la masse d'uranium produite (kg).

[U] : la teneur en minerai (%).

η_L : le rendement de lixiviation (%).

m : la masse (kg).

De plus, en négligeant la masse d'uranium produite et celle des réactifs, nous avons :

$$H_{Résidus} = \frac{m_{Extrait}}{\rho * A} \quad I-26$$

Avec :

$H_{résidus}$: La hauteur des résidus.

ρ : Masse volumique des résidus (kg/m³).

A : surface de dépôt des résidus (ha)

En tenant compte du rendement de lixiviation de U, on obtient :

$$m(U_{Résidus}) = m_{Extrait} * [U] - (1 - \eta_L) \quad I-27$$

$$m_{Extrait} = \frac{m(U_{Produit})}{[U] * \eta_L} \quad I-28$$

En conséquence :

$$m(U_{Résidus}) = (1 - \eta_L) \frac{m(U_{Produit})}{\eta_L} \quad II-29$$

Cette évolution permet d'estimer l'effet de l'auto-atténuation du flux de radon ; cette estimation a été paramétrée en fonction de la nature des résidus. Les couches supérieures seront considérées

comme des couvertures ayant des valeurs différentes de HVL (Half-value layer : couche de demi-atténuation) (épaisseur de résidu, qui divise par deux l'émanation du radon).

Réduire les émissions du radon dans l'environnement est très important. Quelques méthodes ont été proposées par (IAEA 1992; Ferry 2002; Ota 2007) afin d'empêcher l'émanation du radon dans l'atmosphère en recouvrant les stocks de résidus avec des matériaux peu perméables, peu radioactifs et physiquement stables, comme des terres d'origine locale (Tan 2012). Une étude a été menée sur six différents matériaux de couverture (les stériles, le sable, la latérite, le kaolin, un mélange de sable et de latérite, et un mélange de stériles, de roches et de latérite) et les résultats indiquent que leur application sur les couches de couverture peut réduire considérablement le taux d'émanation du radon, mais l'efficacité est liée à la texture fractale de la distribution en taille de la couverture (Tan 2012).

Tableau II-5: Valeurs HVL de certains types de couverture

	Type	Humidité (%)	HVL (m)
A	Terrain sableux	3,4	1
B	Sol	7,5	0,75
C	Sol	12,6	0,5
D	Sol humide compacté	17	0,3
E	Argile	21,5	0,12

Une exploitation de ces données a été mise en place pour obtenir une fonction continue, permettant d'évaluer la quantité de radon arrêté, en fonction de la hauteur du tas.

$$\eta_n = 100 * e^{-\left(\frac{H_n}{\xi}\right)} \text{ and } \xi = \frac{HVL}{Ln2} \tag{I-30}$$

Avec :

η_n : rendement d'atténuation du radon par la couverture.

HVL: half-value layer (couche de demi-atténuation).

H_n : hauteur correspondant à l'année n.

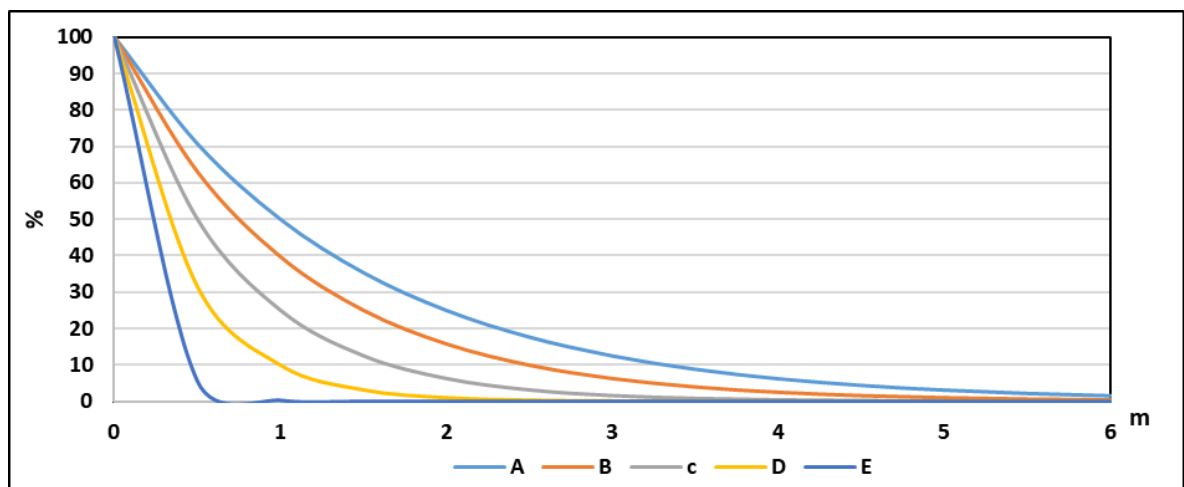


Figure II-13: Proportion de Rn222 libéré selon le type de couverture

La Figure II-13 illustre l'évolution de la proportion du radon libéré selon le type de la couverture en fonction de la hauteur (HVL). On remarque que lorsque la HVL est plus petite, on a besoin de moins de hauteur pour stopper l'ensemble des émanations de radon. Par la suite, il faut privilégier des couvertures avec le plus petit HVL possible.

➤ **Identification des voies d'émanation du radon**

Pour quantifier la variation de l'activité du Rn222, il faut d'abord identifier les sources potentielles en suivant les chaînes radioactives. La chaîne de décomposition naturelle de l'U238 est disponible en Annexe K.

➤ **Identification et quantification des masses des isotopes pénalisants**

Cette identification est basée sur l'équilibre séculaire entre les différents éléments radioactifs. Cet équilibre a été vérifié par RADDECAY™ (Rad-decay 2020) en tenant compte de l'âge de la Terre et des différentes têtes de chaîne à un moment initial. On vérifie qu'après 4,5 milliards d'années, l'activité des principaux radioéléments est égale à celle du père de la chaîne.

Cet équilibre séculaire, évidemment présent dans la mine brute, ne semble pas perturbé par le processus de lixiviation sulfurique, sauf peut-être pour le thorium et le radium qui sont partiellement solubilisés dans le cas d'un processus de lixiviation en présence de nitrates comme agents oxydants.

Les mines diffèrent les unes des autres en ce qui concerne leur teneur en uranium, leur méthode d'extraction et surtout leur rendement de solubilisation de l'uranium.

Une correction nécessaire est la proportion d'uranium dissout pendant la lixiviation qui déstabilise l'équilibre séculaire.

$$A(U_{238}/\text{Extrait}) = A(N_i) \quad \text{II-31}$$

$$A(U_{238}/\text{Extrait}) = A(U_{238}/\text{Résidus}) / (1 - \eta_L) \quad \text{II-32}$$

$$A(U_{238}/\text{Extrait}) * m(U_{238}) = A(N_i) * m(N_i) \quad \text{II-33}$$

$$m(N_i) = \frac{A(U_{238}/\text{Résidus}) * m(U_{238}/\text{Résidus})}{A(N_i) * (1 - \eta_L)} \quad \text{II-34}$$

Avec :

$A(U_{238}/\text{Extrait})$: Activité de de l'uranium 238 extrait du minerais.

$A(N_i)$: activité des différents noyaux lourds N_i dans le minerais.

$A(U_{238}/\text{Résidus})$: Activité de de l'uranium 238 dans le résidus.

$m(U_{238})$: la masse de l'uranium 238.

$m(U_{238}/\text{résidus})$: la masse de l'uranium 238 dans le résidu.

η_L : Rendement de l'attaque de lixiviation.

$m(N_i)$: la masse du noyau lourd N_i .

Tableau II-6: Masses initiales des parents de Rn222 dans le minerai et les résidus pour 1 kg d'U238

	Activité spécifique (Bq/g)	Masse dans la mine (kg)	Masse dans les résidus (kg)
U238	1.24E+04	1.00E+00	1.00E+00
Th234	8.57E+14	1.45E-11	1.45E-10
Pa234	7.34E+16	1.69E-13	1.69E-12
U234	2.31E+08	5.38E-05	5.38E-04
Th230	7.19E+08	1.73E-05	1.73E-04
Ra226	3.66E+10	3.40E-07	3.40E-06

➤ Quantification du radon libéré par désintégration naturelle des différents radionucléides

Nous supposons 1 tonne de chaque parent du radon (valeur unitaire pour les calculs). Ensuite, un suivi de l'évolution temporelle de la désintégration naturelle de chaque père du radon est effectué, négligeant la désintégration du Rn222 [Fonction F1 de la Figure II-12]. Une fois l'inventaire du radon identifié, une conversion en activité (Bq) est essentielle pour pouvoir homogénéiser les inventaires des éléments radioactifs.

Le Tableau II-7 montre l'activité du radon pour la désintégration d'une tonne de chaque parent. On remarque que les courbes de U234, Pa234 et Th234 coïncident puisque les durées de vie des deux derniers sont très faibles (6 h, 24 j) et l'activité du radon liée à l'U238 est la plus faible en raison de sa longue période.

L'activité du radon lors de la désintégration de Ra226 est la plus grande, comme confirme (Ferry 2001) qui a montré que la concentration de radon dans l'atmosphère des mines dépend en grande partie de l'activité du Ra226 et du taux d'émanation du Rn222 des résidus (Sahu 2014).

Tableau II-7: Évolution temporelle de l'activité du radon (Bq/t parent)

Père du radon	Equations de modélisation	Courbes
Ra226	$A(\text{Rn}_{222}) = -8 \times 10^{-13} t^3 - 7 \times 10^{-08} t^2 + 0,012 t - 0,012$ <p>Avec $R^2 = 0,99$</p>	
U238	$A(\text{Rn}_{222}) = 6,63 \times 10^{-23} t^4 + 9,17 \times 10^{-23} t^3 - 3,88 \times 10^{-21} t^2 + 4,14 \times 10^{-20} t$ <p>Avec $R^2 = 0,99$</p>	
U234	$A(\text{Rn}_{222}) = -1,93 \times 10^{-16} t^4 + 1,77 \times 10^{-12} t^3 + 1,11 \times 10^{-14} t^2 - 1,18 \times 10^{-13} t$ <p>Avec $R^2 = 1,00$</p>	

<p>Th₂₃₄</p>	<p>$A(\text{Rn}_{222}) = -1,93 \times 10^{-16} t^4 + 1,77 \times 10^{-12} t^3 - 4,95 \times 10^{-13} t^2 - 2,36 \times 10^{-14} t$</p> <p>Avec</p> <p>$R^2 = 1,00$</p>	
<p>Pa₂₃₄</p>	<p>$A(\text{Rn}_{222}) = -1,93 \times 10^{-16} t^4 + 1,77 \times 10^{-12} t^3 + 1,13 \times 10^{-14} t^2 - 1,21 \times 10^{-13} t$</p> <p>Avec</p> <p>$R^2 = 1,00$</p>	
<p>Th₂₃₀</p>	<p>$A(\text{Rn}_{222}) = 8,08 \times 10^{-15} t^4 - 2,72 \times 10^{-10} t^3 + 1,92 \times 10^{-06} t^2 + 2,87 \times 10^{-08} t$</p> <p>Avec</p> <p>$R^2 = 0,99$</p>	

➤ Modélisation mathématique de l'inventaire dynamique du radon

Pour bien décrire l'émanation du radon, les trois phases de la mine sont prises en compte. Les durées et l'évolution temporelle des émissions de Rn222 des résidus de chaque phase sont estimées, comme le montre la Figure II 14.

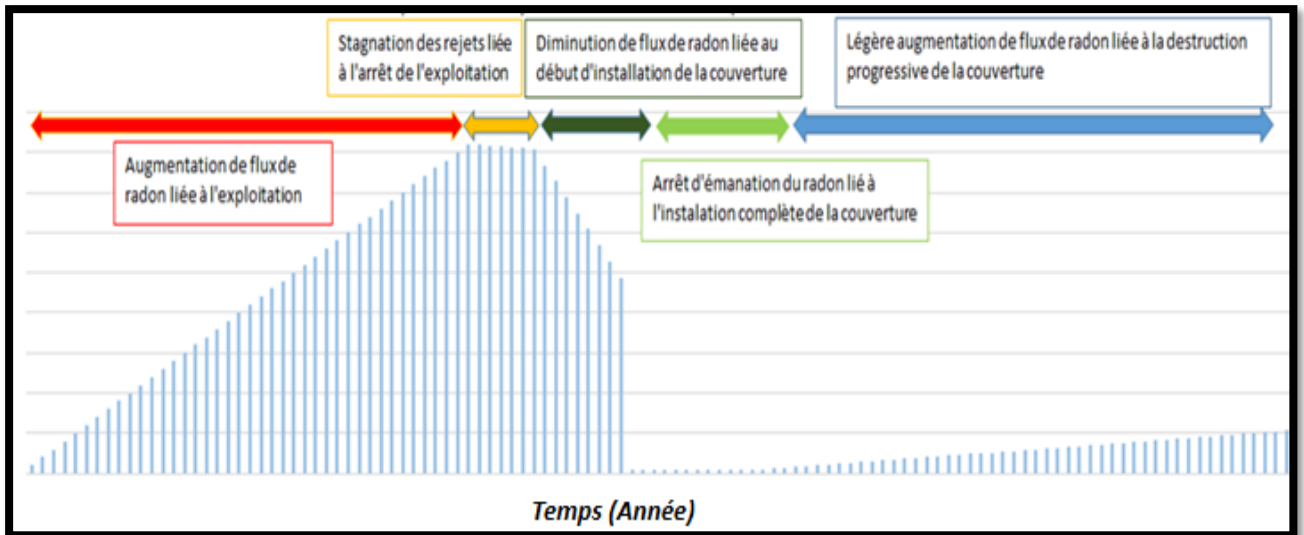


Figure II-14: Évolution temporelle des émissions de Rn222 des résidus aux différents stades du cycle de vie

Le flux de radon en un jour donné dépend de la masse ajoutée ce jour-là et des rejets de radon des masses ajoutées précédemment [F3], corrigées par l'effet d'auto-atténuation [F4].

Pour la première année, seule la quantité de résidus ajoutée au cours de cette année libère du radon et l'augmentation annuelle de la hauteur est relativement faible, donc aucun effet d'auto-atténuation n'est pris en compte. Par conséquent, l'activité du radon de la première année est :

$$A_1(\text{Rn}_{222}) = \sum_{RE} M_1(\text{RE}_i) * A_1(\text{Rn}_{222}/\text{RE}_i) * (1 - \eta_1) \quad \text{II-35}$$

Avec :

$A_1(\text{Rn}_{222})$: l'activité de la première année due au radon 222.

$m_1(\text{RE}_i)$: la masse ajoutée dans les résidus pendant la première année pour le radio-élément i .

$A_1(\text{Rn}_{222}/\text{RE}_i)$: l'activité du radon dur à 1kg du radio-élément i pendant la première année.

η_1 : le rendement de l'effet de l'auto-atténuation qui correspond à la première année.

Pour la deuxième année, l'émission de radon prendra en compte les masses ajoutées la première année, corrigées par l'effet de la couverture qui correspond à la hauteur de la masse ajoutée en 2ème année, ainsi que les masses ajoutées lors cette même année, non corrigées par un facteur d'auto-atténuation (puisqu'il vaut 0).

$$\begin{aligned}
 A_2(Rn_{222}) &= \sum_{RE} M_2(REi) * A_1(Rn_{222}/REi) * (1 - \eta_1) \\
 &+ \sum_{RE} M_1(REi) * A_2(Rn_{222}/REi) * (1 - \eta_2)
 \end{aligned}
 \tag{I-36}$$

Avec :

$A_2(Rn_{222})$: l'activité de la deuxième année due au radon 222.

$m_1(REi)$: la masse ajoutée dans les résidus pendant la première année pour le radio-élément i .

$A_2(Rn_{222}/REi)$: l'activité du radon dur à 1kg du radio-élément i pendant la deuxième année.

η_2 : le rendement de l'effet de l'auto-atténuation qui correspond à la deuxième année.

On peut donc généraliser par récurrence l'évolution temporelle de l'activité du radon pendant une année n :

$$\begin{aligned}
 A_n(Rn_{222}) &= \sum_{RE} (M_n(REi) * A_1(Rn_{222}/REi)) * (1 - \eta_1) \\
 &+ \sum_{RE} (M_{n-1}(REi) * A_2(Rn_{222}/REi)) * (1 - \eta_2) \\
 &+ \dots\dots\dots \\
 &+ \sum_{RE} (M_3(REi) * A_{n-1}(Rn_{222}/REi)) * (1 - \eta_{n-1}) \\
 &+ \sum_{RE} (M_1(REi) * A_n(Rn_{222}/REi)) * (1 - \eta_n)
 \end{aligned}
 \tag{II-37}$$

Avec :

$A_n(Rn_{222})$: l'activité de l'année n due au radon 222.

$M_3(REi)$: la masse ajoutée dans les résidus pendant la troisième année pour le radio-élément i .

$M_{n-1}(REi)$: la masse ajoutée dans les résidus pendant l'année n pour le radio-élément i .

$M_n(REi)$: la masse ajoutée dans les résidus pendant l'année n pour le radio-élément i .

$A_{n-1}(Rn_{222}/REi)$: l'activité du radon dus à 1kg du radio-élément i pendant l'année $n-1$.

$A_n(Rn_{222}/REi)$: l'activité du radon dus à 1kg du radio-élément i pendant l'année n .

η_{n-1} : le rendement de l'effet de l'auto-atténuation qui correspond à l'année $n-1$.

η_n : le rendement de l'effet de l'auto-atténuation qui correspond à l'année n .

Pour simplifier, une résolution matricielle est proposée, dans laquelle des calculs sont effectués pour chaque père de radon [F5].

$$\begin{array}{|c|} \hline Rn_{222} \\ \hline \end{array} = \sum \begin{array}{|c|} \hline RE_i \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline A_1 \\ A_2 \\ A_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ A_n \\ \hline \end{array}$$

M ₁	0	0	0	0	0	0	0	0
M ₂	M ₁	0	0	0	0	0	0	0
M ₃	M ₂	M ₁	0	0	0	0	0	0
·	M ₃	M ₂	M ₁	0	0	0	0	0
·	·	M ₃	M ₂	M ₁	0	0	0	0
·	·	·	M ₃	M ₂	M ₁	0	0	0
·	·	·	·	M ₃	M ₂	M ₁	0	0
M _{n-1}	·	·	·	·	M ₃	M ₂	M ₁	0
M _n	M _{n-1}	·	·	·	·	M ₃	M ₂	M ₁

A ₁ * (1-η ₁)
A ₂ * (1-η ₂)
A ₃ * (1-η ₃)
·
·
·
·
A _n * (1-η _n)

Il est à noter que ces équations ne sont valides que pendant la période d'exploitation de la mine.

Pendant la phase d'attente, qui précède la phase de la mise en place de la couverture, les quantités de matière dans les résidus n'évoluent pas. Par la suite seules les activités relatives vont augmenter. Le système suivant récapitule la solution mathématique proposée :

$$\begin{aligned}
 A_{n+i}(Rn_{222}) &= \sum M_n(REi) * A_{1+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_1) \\
 &+ \sum M_{n-1}(REi) * A_{2+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_2) \\
 &+ \dots \\
 &+ \sum M_3(REi) * A_{n-1+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_{n-1}) \\
 &+ \sum M_1(REi) * A_{n+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_n)
 \end{aligned}
 \tag{II-38}$$

La résolution matricielle associée est la suivante :

$$\begin{array}{|c|} \hline Rn_{222} \\ \hline \end{array} = \sum \begin{array}{|c|} \hline RE_i \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline A_{1+i} * (1-\eta_1) \\ A_{2+i} * (1-\eta_2) \\ A_{3+i} * (1-\eta_3) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ A_{n+i} * (1-\eta_n) \\ \hline \end{array}$$

M _n	M _{n-1}	·	·	·	·	M ₃	M ₂	M ₁
----------------	------------------	---	---	---	---	----------------	----------------	----------------

On rappelle que cette solution est valable uniquement si {(n = (Année de fin d'exploitation- Année de début d'exploitation)) et (i < durée d'attente)}.

La troisième phase, dite de réhabilitation, consiste généralement à recouvrir les résidus d'une couverture pour éviter ou limiter l'émanation de gaz et l'envolement des poussières radioactives. L'impact de cette phase dépend généralement des caractéristiques de la couverture, en particulier la

HVL, du taux d'atténuation de l'émanation de radon souhaitée et de la durée de la mise en œuvre de la couverture.

On peut généraliser par itération l'évolution temporelle de l'activité du radon pendant une année i après la fin de l'exploitation :

$$\begin{aligned}
 A_{n+m+i}(Rn_{222}) = & [\sum M_n(REi) * A_{1+m+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_1) \\
 & + \sum M_{n-1}(REi) * A_{2+m+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_2) \\
 & + \\
 & + \sum M_3(REi) A_{n-1+m+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_{n-1}) \\
 & + \sum M_1(REi) * A_{n+m+i}(Rn_{222}/REi) * (1-\eta_n)] * (1-\eta_i(\text{couche}))
 \end{aligned}
 \tag{II-39}$$

Pour simplifier, une résolution de matrice est effectuée comme auparavant :

$$\begin{array}{c}
 \boxed{Rn_{222}} \\
 \\
 A_{n+m+i}(Rn_{222}) = \sum \begin{array}{c} \boxed{REi} \\ \\ \boxed{M_n \ M_{n-1} \ . \ . \ . \ M_3 \ M_2 \ M_1} \end{array} \begin{array}{c} \boxed{\text{Effet de la couverture}} \\ \\ \begin{array}{c} A_{1+m+i} * (1-\eta_1) \\ A_{2+m+i} * (1-\eta_2) \\ A_{3+m+i} * (1-\eta_3) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ A_{n+m+i} * (1-\eta_n) \end{array} \end{array} \times (1-\eta_i(\text{couche}))
 \end{array}$$

Ces équations ne sont valables que si (n = durée d'exploitation) et (m = durée d'attente) et ($j \leq$ durée de l'installation de la couverture).

Une étude paramétrique est réalisée sur les différents modes de gestion de la mine après la fin de son exploitation.

Au cours de la quatrième phase, c'est-à-dire après la mise en place de la couverture, l'émanation de radon dépend de la hauteur de la couverture ainsi que de sa dégradation potentielle, due aux conditions climatiques naturelles (vent et pluie) et de sa gestion (humidification ou non).

Par la suite, l'activité du radon pour l'année m après la mise en place de la couverture est calculée comme suit :

$$\begin{array}{c}
 \boxed{Rn_{222}} \\
 \\
 A_{n+m+p+i}(Rn_{222}) = \sum \begin{array}{c} \boxed{REi} \\ \\ \boxed{M_n \ M_{n-1} \ . \ . \ . \ M_3 \ M_2 \ M_1} \end{array} \begin{array}{c} \boxed{\text{Effet de la couverture}} \\ \\ \begin{array}{c} A_{1+m+p+i} * (1-\eta_1) \\ A_{2+m+p+i} * (1-\eta_2) \\ A_{3+m+p+i} * (1-\eta_3) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ A_{n+m+p+i} * (1-\eta_n) \end{array} \end{array} \times (1-\eta_i(\text{couche})) \times \boxed{\text{Taux de dégradation}} \text{ TDC}
 \end{array}$$

Valable uniquement si $\{(n = (\text{année de fin d'exploitation} - \text{année de début d'exploitation})) \text{ et } (m = \text{durée d'attente}) \text{ et } (p = \text{durée de mise en place de la couverture})\}$.

Afin de vérifier les résultats obtenus et qualifier l'outil de calcul, une comparaison avec les données disponibles dans la littérature a été faite. Cependant, ces données sont généralisées sur tout type de mines et estiment les inventaires de radon à long terme en fonction de la façon de gérer les résidus à la fin d'exploitation. Deux facteurs ont été proposés par (Frischknecht 2000) en fonction de la présence ou pas de la couverture. Dans notre cas, on a utilisé le facteur d'émission à long terme pour une mine couverte à la fin de l'exploitation avec une durée d'exploitation fixée à 40 ans et une production annuelle nominale de 1000 tU/an, les résultats obtenus sont dans le bon ordre de grandeur proposé par (Frischknecht 2000).

II.4.6.5.2.2. Caractérisation d'impact dynamique

Le facteur de caractérisation d'un élément radioactif est défini comme le rapport entre son impact et l'impact de l'élément de référence. Cette caractérisation passe par trois étapes comme nous l'avons montré auparavant : une analyse du devenir, d'exposition et d'effet. La Figure II-15 explicite ces différentes phases.

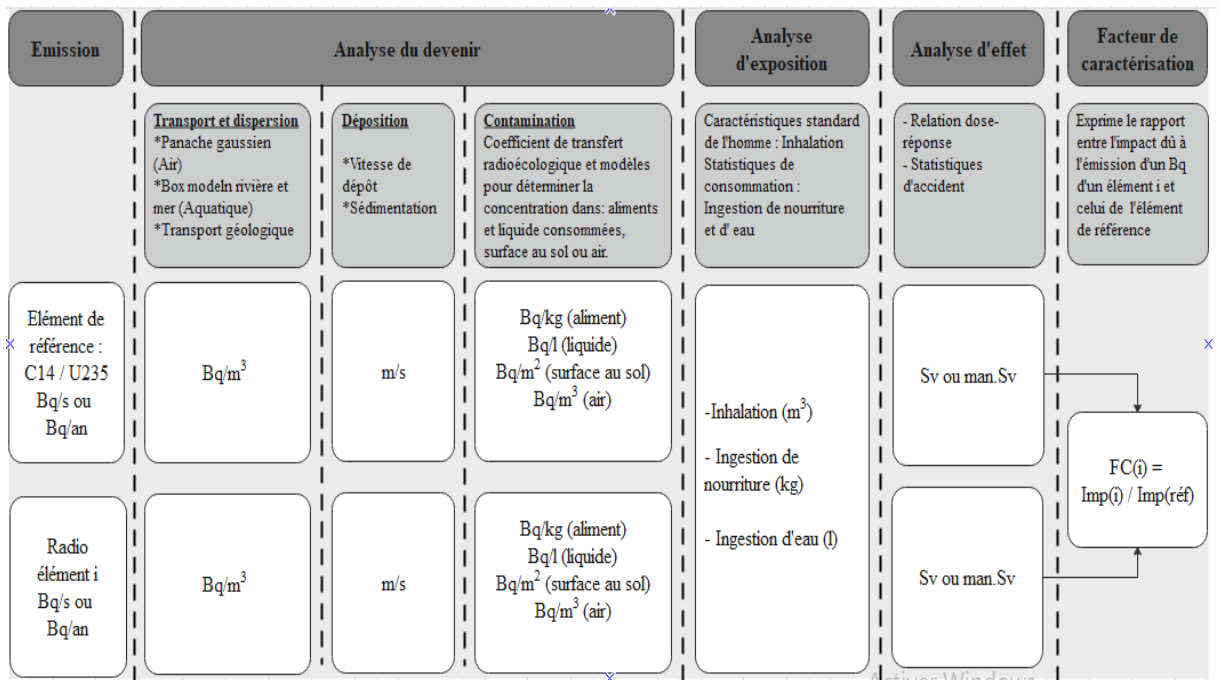


Figure II-15 : Etapes de caractérisation des impacts dynamiques des éléments radioactifs pour la catégorie d'impact "Rayonnement ionisant"

L'impact des éléments radioactif se traduit par une dose totale, plusieurs voies d'atteinte sont possibles à savoir la dose de panache, de dépôt, d'inhalation et d'ingestion. Ces doses dépendent de plusieurs paramètres, qui influencent les trois étapes de caractérisation citées (Annexe M), tels que :

- La vitesse du vent
- La distance avec la population de référence
- Le temps écoulé après l'émanation du radon
- La hauteur relative du point d'émission par rapport à la population de référence

- Le régime alimentaire de la population de référence
- L'intensité et la fréquence des précipitations.

Pour prendre en considération ces différents paramètres, un outil a été développé pour estimer les doses totales de Rn222 et C14 en prenant en compte des plages de variation pour chaque paramètre (hauteur 1 m : 15 m, distance 1 km : 50 km, temps 1 an : 100 ans, vitesse du vent 1 m/s : 15 m/s), ensuite les résultats obtenus ont été comparés avec les résultats du code CERES dans les mêmes conditions avec l'utilisation d'une régression multilinéaire qui a été faite via le code R [F6]. Les paramètres pris en compte lors de cette régression sont : la température, la vitesse du vent, la hauteur, le temps et la distance. Les liaisons entre ses différents paramètres ont été aussi considérées (niveau 2).

Le passage par une création d'un nouvel outil de calcul a été obligatoire pour deux raisons : contourner le comportement instable du code CERES dans les limites du système (distance > 50 km et temps > 100 ans) et permettre une intégration de la notion temporelle.

L'outil développé permet de combiner la décroissance radioactive spontanée et la dispersion atmosphérique, en appliquant l'équation de Bateman généralisée avec une résolution numérique, dont les résultats ont été validés avec le code de calcul de la décroissance radioactive CESAR (logiciel CEA). Un modèle de dispersion atmosphérique de Doury a été appliqué, les calculs ont été faits pour un pas de temps journalier afin de bien suivre les évolutions de la hauteur des résidus, les doses de Rn222 et ses descendants, puisque leurs périodes sont relativement courtes.

La dose de panache a été calculée en fonction des paramètres de transfert et de l'évolution de la concentration des différents radioéléments, en calculant l'activité volumique dans l'air. Ensuite les facteurs de transfert ont été utilisés pour évaluer cette dose. Aucun décalage temporaire n'a été considéré pour ce type de dose.

La dose de dépôt a été calculée en fonction de la vitesse du vent, de la fréquence et de l'intensité des précipitations. Deux types de dépôts ont été pris en compte : dépôt sec et dépôt humide. Ensuite ces quantités déposées ont été exprimées en fonction de la distance et du taux de présence de la population de référence à l'extérieur. Les doses ont été estimées via les facteurs de dose disponibles dans la littérature. Il a été considéré que cette dose attendra directement les cibles sans décalage temporaire.

La dose d'inhalation a été estimée en fonction de l'activité volumique, qui prend en compte les conditions météorologiques et le débit respiratoire moyen. Les facteurs de dose ont été extraits de la littérature. Comme auparavant, cette dose a été prise en compte directement sans décalage temporaire.

La dose d'ingestion a été décomposée en deux parties, directe et indirecte. La dose directe causée par la consommation des végétaux contaminés, soit directement par les dépôts sur les feuilles qui sont caractérisés par l'indice foliaire du végétal, soit via les racines qui dépendront des coefficients de transfert sol-plante et du type de sol. L'ingestion indirecte est causée par la consommation de viande ou de lait provenant d'animaux ayant consommé des végétaux marqués radiologiquement. Ces

deux doses ont été prises en compte avec deux décalages temporaires, puisque la contamination ne se fait pas directement sur l'homme : 30 jours pour l'ingestion directe et 60 jours pour la composante indirecte.

La dose d'ingestion est très complexe à estimer puisqu'elle dépend de plusieurs paramètres difficilement contrôlables comme le régime alimentaire de la population de référence, l'origine de l'alimentation et la consommation des végétaux par les animaux, ce qui donne à cette dose une caractéristique spatiale.

Pour étudier l'impact de l'émanation de radon, il est nécessaire d'identifier la population de référence ainsi que les différentes informations nécessaires pour étudier l'impact :

- Distances et azimuts : ces paramètres permettront de connaître le point de retombée maximale ainsi que le temps écoulé pour que le panache arrive ;
- L'alimentation et son origine, qui permet d'étudier l'impact lié à l'ingestion ;
- La rose des vents, qui permet d'évaluer la dispersion du panache et de quantifier la part de l'émission qui touche la population de référence.

La méthode de caractérisation IMPACT2002 + a été choisie parce que son élément de référence C14 pour la catégorie d'impact "rayonnement ionisant" est le plus adapté à cette étude de cas, puisque les deux sont des gaz. L'impact du C14 est estimé dans les mêmes conditions et le rapport est calculé chaque année pour trouver les facteurs dynamiques de caractérisation temporelle.

$$FC(t) = \frac{\text{Impact}(Rn_{222}, t)}{\text{Impact}(C^{14}, t)} \quad \text{II-40}$$

Les résultats obtenus dans ces conditions de calcul par notre outil ont été comparés avec les résultats de code CERES. Les résultats obtenus sont assez satisfaisants et permettent de qualifier notre outil de calcul. La différence remarquée sur la dose d'inhalation provient de l'hypothèse sur le débit respiratoire des adultes.

Les résultats sont disponibles en Annexe J.

II.4.6.5.3. Construction des REP

Ce cas d'étude a été traité dans l'objectif d'identifier l'impact de l'actualisation des bases de données sur les résultats d'impact. Cette approche a permis de décrire l'évolution des impacts environnementaux causés par la transition énergétique française pendant les années 1970-2000, lors du déploiement de la filière nucléaire avec la construction de 58 réacteurs de type REP. La première étape consiste à évaluer les inventaires dynamiques de la construction, tandis que la deuxième étape se focalise sur la caractérisation d'impact avec la méthode ILCD2011 et une BDD qui sera actualisée automatiquement pour prendre en compte les variations temporelles des données d'entrée, à savoir le mix électrique et l'origine de la matière première.

II.4.6.5.3.1. Inventaire dynamique

La phase de la construction pour un REP, estimée à 6-7 ans, se compose de plusieurs étapes comme montre la Figure II-16 : Planning de construction d'un EPR . Chaque étape nécessite un flux de matière et d'énergie spécifique.

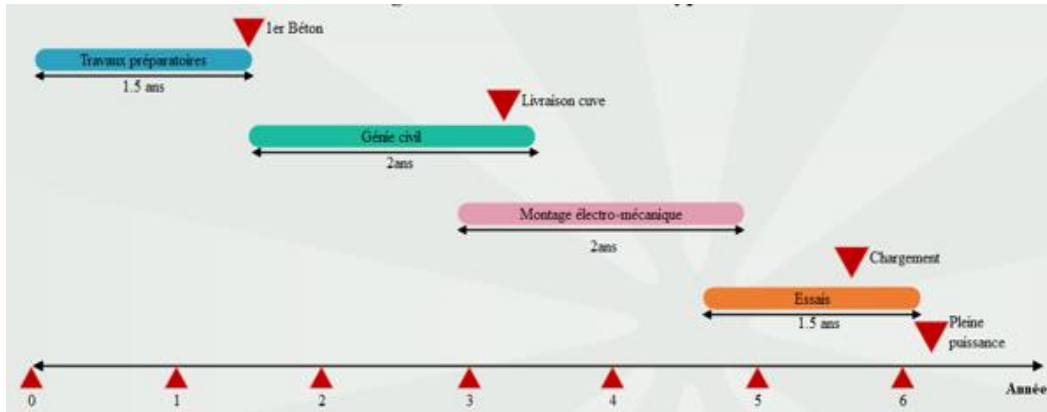


Figure II-16 : Planning de construction d'un EPR

La construction du parc électronucléaire a été faite sur 30 ans, les dates de début et de fin de construction de chaque centrale sont disponibles dans la Figure II 17 ;

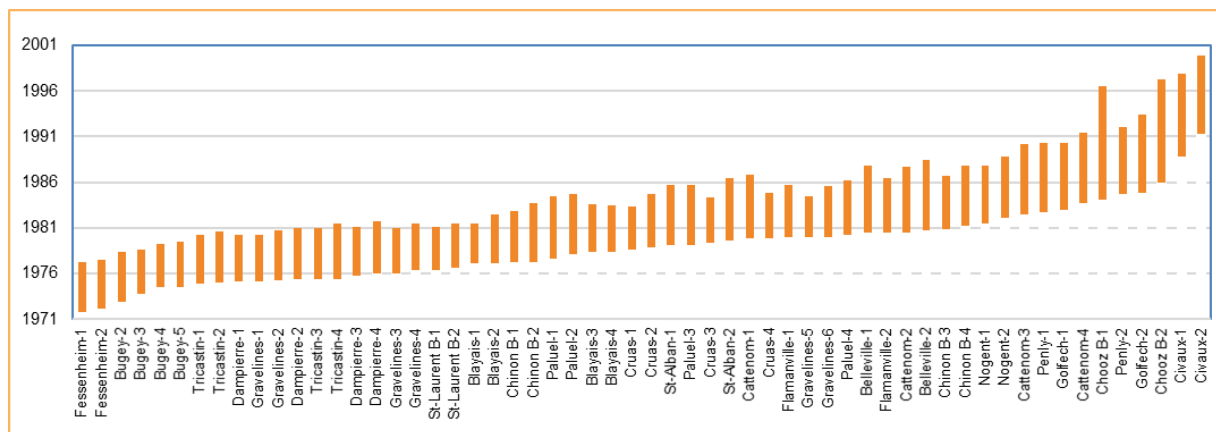


Figure II-17 : Durée de construction des centrales électronucléaires en France

Ces durées ont été combinées avec les flux de matières nécessaires pour chaque étape, afin d'estimer les inventaires élémentaires de chaque matière première et les besoins énergétiques associés, comme le montre la Figure II-18.

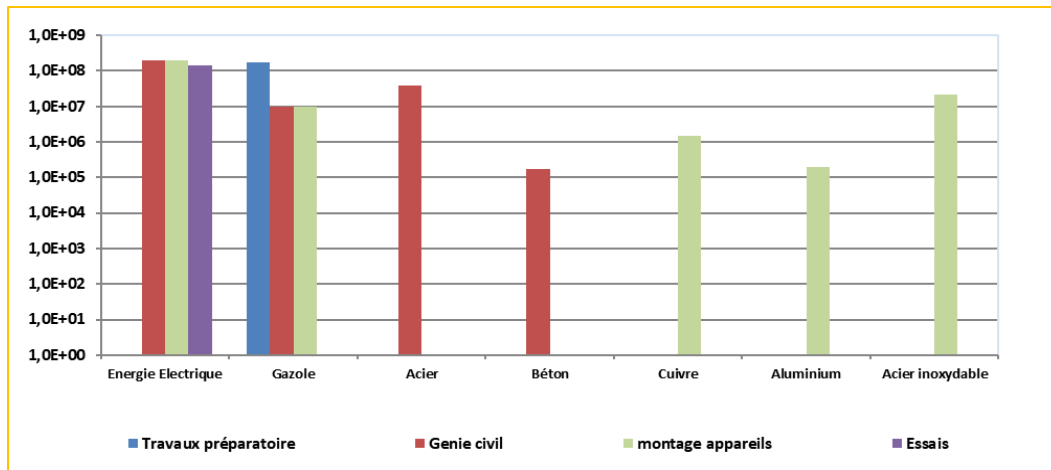


Figure II-18 : Inventaire de construction d'un REP pour chaque phase (Electricité en kWh, Gazole en MJ, Béton en m³ et kg pour le reste)

L'inventaire a été décomposé avec la méthode présentée dans la partie II.4.6.5.1.2, pour prendre en compte les impacts cumulés durant les années écoulées et celle en cours.

II.4.6.5.3.2. Actualisation dynamique des BDD

L'impact de la phase de la construction dépend significativement de l'origine de la matière première et du mix électrique utilisé soit lors de la construction soit pour la fabrication de la matière première associée comme présenté sur la Figure II-19.

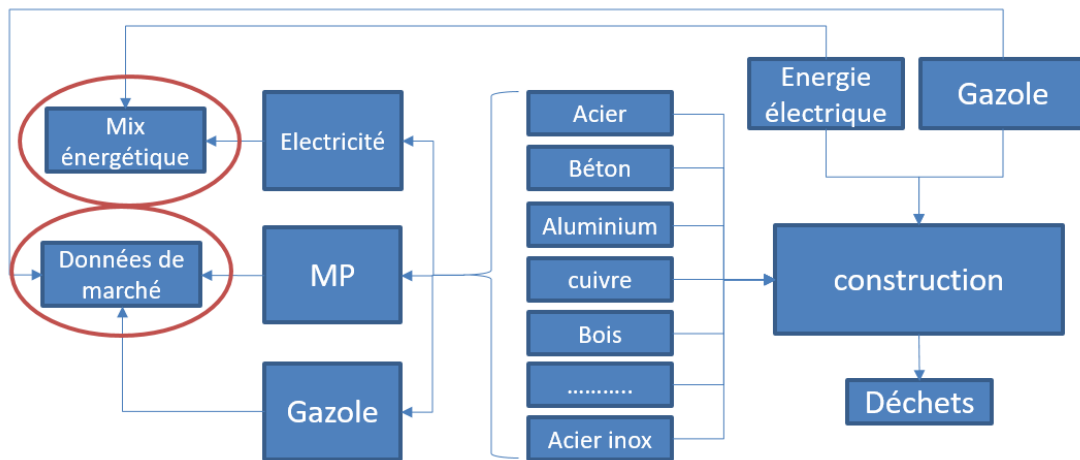


Figure II-19 : Schéma de l'actualisation dynamique des BDD

Pour ce faire, une estimation de l'évolution du mix électrique français pendant cette période a été faite en extrapolant les données disponibles dans la littérature. La Figure II-20 illustre cette évolution.

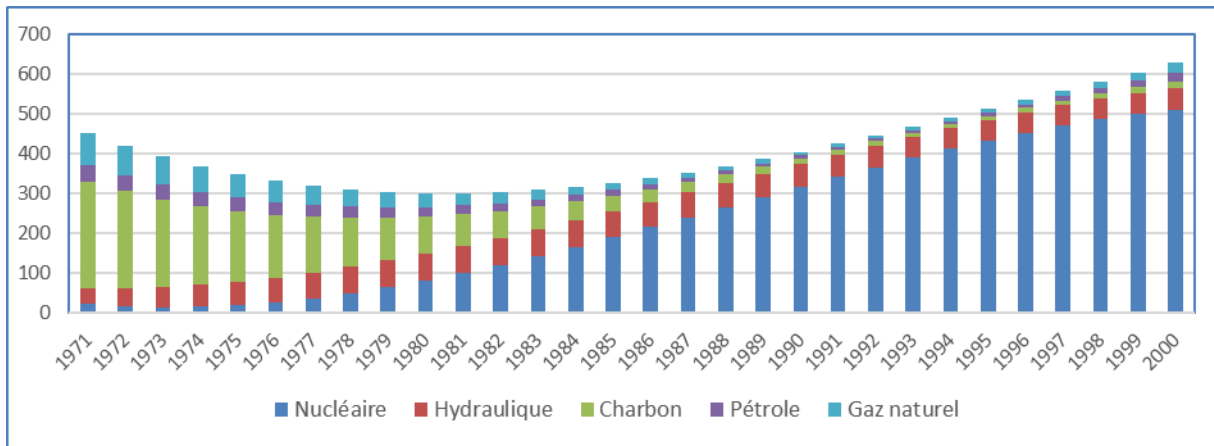


Figure II-20 : Evolution de la production électrique française entre 1971 et 2000 (TWh)

La production électrique française a été basée majoritairement sur les énergies fossiles jusqu'en 1980, avec un déploiement progressif de la filière nucléaire. Une caractérisation des impacts de cette évolution a été faite ; les résultats sont disponibles en Annexe N.

En ce qui concerne les évolutions des données de marché, elles ont été tirées directement de la littérature. La provenance de la matière première est dimensionnante pour la phase du transport ; une estimation des distances parcourues a été faite ainsi qu'une hypothèse sur le type de transport utilisé.

Figure II-21, Figure II-22, Figure II-23 et Figure II 24 montrent les évolutions de ces origines pour les principaux combustibles thermiques considérés comme les plus dimensionnants pendant cette période.

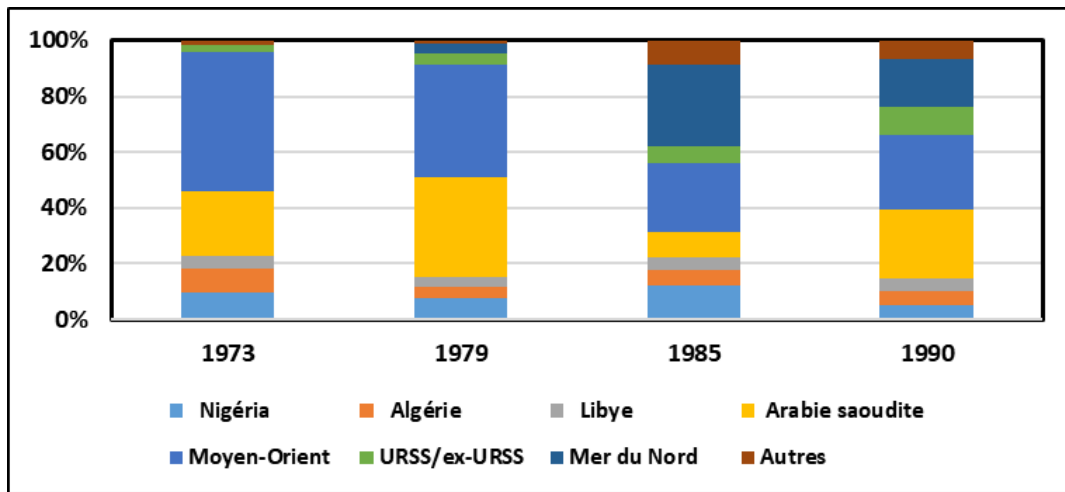


Figure II-21: Evolution de la répartition de l'origine du pétrole importé en France entre 1973 et 1990

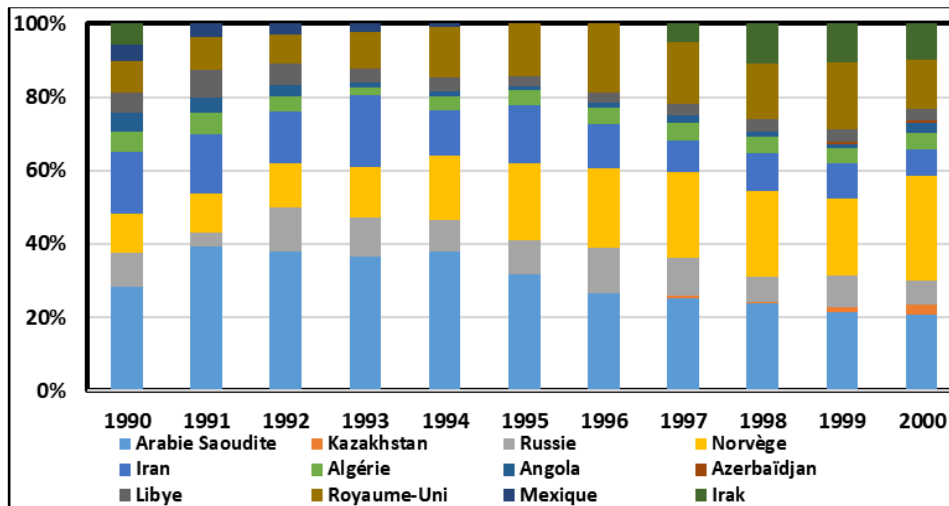


Figure II-22 : Evolution de la répartition de l'origine du pétrole importé en France entre 1990 et 2000

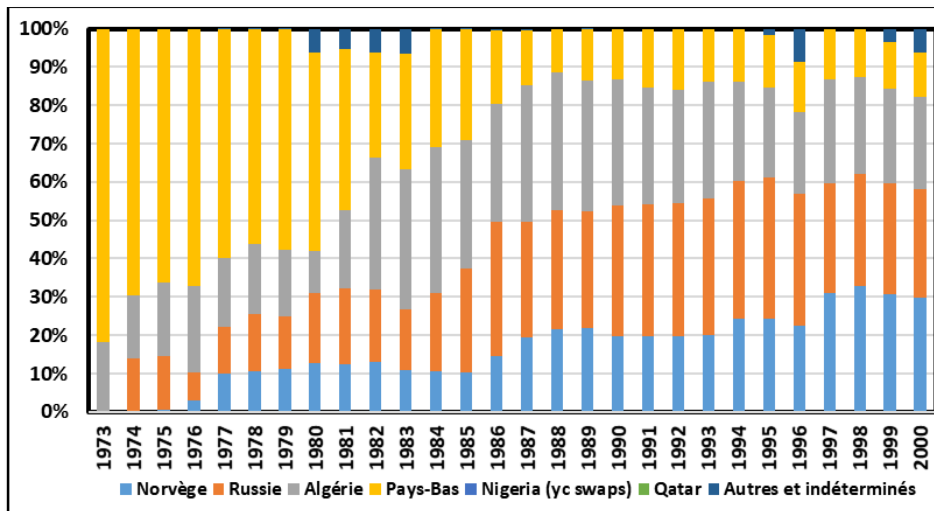


Figure II-23 : Evolution de la répartition de l'origine du gaz importé en France entre 1973 et 2000

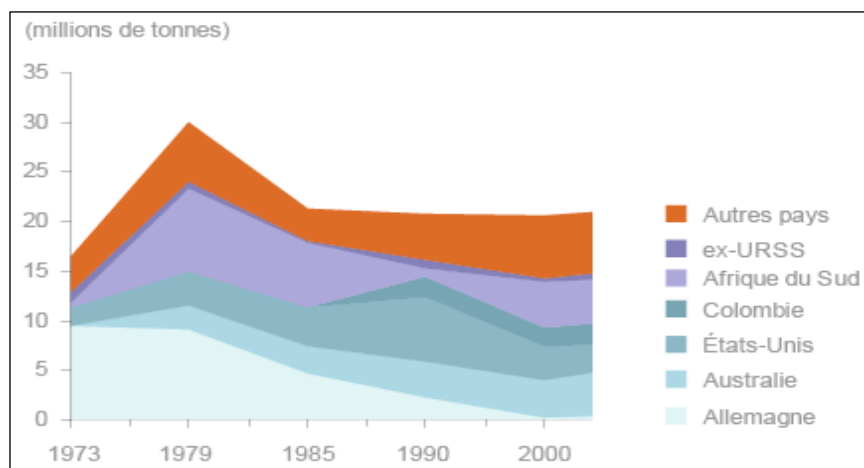


Figure II-24 : Evolution de la répartition de l'origine du gaz importé en France entre 1973 et 2000

Les autres matières premières nécessaires pour la production ont été considérées extraites et fabriquées en France pendant l'année en cours.

Un outil permettant de combiner les résultats d'inventaire dynamique et l'actualisation de la base de données a été développé. Les résultats sont présentés dans Annexe N.

II.4.6.5.4. Emissions de N₂O dans l'usine de Malvési

II.4.6.5.4.1. Description du procédé et intérêt de l'étude

➤ Présentation de l'usine de Malvési

L'usine Orano Malvési est une usine de raffinage et de conversion du yellow-cake en tétrafluorure d'uranium UF₄ située en périphérie de Narbonne. Elle a été exploitée par la Comurhex pendant 39 ans, avant d'être intégrée dans le groupe Areva en 2014.

La zone industrielle de Malvési, d'une superficie de 200 hectares, comprend 31 000 m² de bâti et héberge l'usine d'Orano ainsi que plusieurs petites et moyennes industries. En plus de l'usine proprement dite, le site Orano comprend une douzaine de bassins de décantation, d'évaporation, de lagunage des eaux usées et d'entreposage de plus de 1 000 000 m³ de résidus radioactifs.

Le procédé jusqu'à mi 2016 comprenait les étapes ci-dessous (Pourcelot 2008).

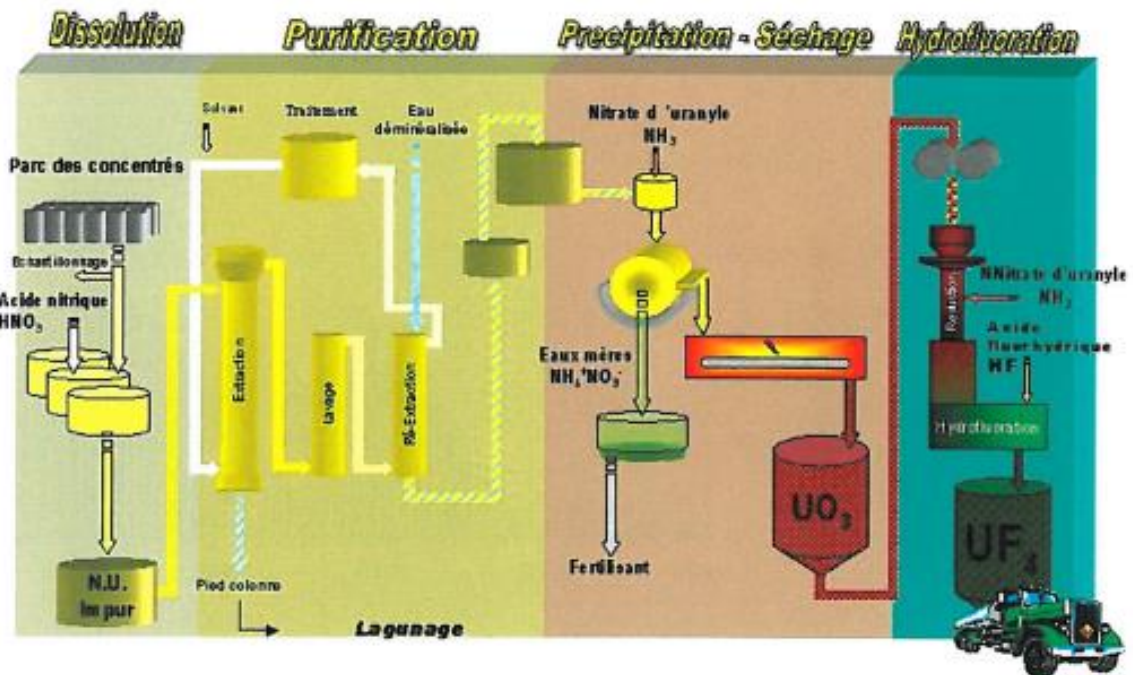
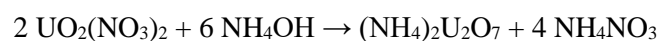


Figure II-25 : Schéma de procédé de l'usine de Malvési

- Précipitation :

L'ammoniac gazeux ajouté dans la solution purifiée de nitrate d'uranyle produit de l'hydroxyde d'ammonium (NH₄OH). Celui-ci réagit avec le nitrate d'uranyle pour former un précipité de diuranate d'ammonium (NH₄)₂U₂O₇ (DUA) selon la réaction suivante :



- Calcination :

Après filtration et séchage, le diuranate d'ammonium est calciné en trioxyde d'uranium UO_3 dans un four à environ $400\text{ }^\circ\text{C}$:

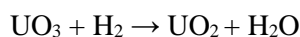


Dans le cadre du projet Comurhex II, l'usine de Malvési a mis en service mi-2016 un procédé de dénitrification thermique nommé « Isoflash » afin de remplacer les étapes de précipitation et calcination du diuranate d'ammonium.

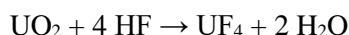
- Réduction et fluoration :

Dans un même four en forme de "L", le trioxyde d'uranium est réduit par le dihydrogène, formé in situ par craquage d'ammoniac, en dioxyde d'uranium (UO_2) vers $650\text{--}800\text{ }^\circ\text{C}$, puis fluoré en tétrafluorure d'uranium (UF_4) par l'acide fluorhydrique entre 350 et $600\text{ }^\circ\text{C}$.

Réduction par l'hydrogène du trioxyde d'uranium en dioxyde d'uranium :



Fluoration en tétrafluorure d'uranium par passage du dioxyde d'uranium dans de l'acide fluorhydrique gazeux :



L' UF_4 est envoyé à l'usine Orano de Pierrelatte, où il est transformé en UF_6 .

➤ **Identification des différentes sources d'émissions de N_2O**

Lors de la compilation des inventaires des usines du cycle électronucléaire, l'usine de Malvési a été identifiée comme celle qui rejette le plus de protoxyde d'azote (N_2O) : 221 t en 2016, mesurées dans les exutoires de l'usine. Le N_2O est considéré comme l'un des gaz les plus pénalisants vis-à-vis du réchauffement climatique, avec un facteur de caractérisation (FC) de $296\text{ kg CO}_2\text{eq/kg N}_2\text{O}$ à l'horizon de 100 ans. En France, les émissions de N_2O représentent 15% de la contribution au réchauffement global, ce qui fait du N_2O le second GES anthropique après le CO_2 (Viard 2013).

D'autre part, les différentes transformations thermiques utilisent une quantité importante de combustibles fossiles et le procédé produit des effluents et résidus riches en nitrates qui sont entreposés à l'air libre : ce sont aussi deux sources émettrices de N_2O .

La principale émission de protoxyde d'azote à l'usine de Malvési se trouve au niveau de l'atelier de précipitation et représente environ 90% des émissions (AREVA 2007). Une estimation des rendements de génération du N_2O au niveau de cet atelier a été réalisée pour la production de 2016 (9027 tU). Les données nécessaires du procédé et les résultats des calculs sont rassemblées dans le Tableau II-8.

Tableau II-8: Données du procédé et émissions de gaz à la calcination

[U] entrée précipitation (g/L)	[H ⁺] (M)	NH ₃ à la précipitation (t/tU)	Humidité du gâteau sortie de filtre (%)
380	0,038	0,227	30
NH ₃ libéré à la calcination de l'ADU (t/an)	Masse NH ₄ NO ₃ dans l'imprégnant (t/an)	NH ₃ libéré à la calcination de l'imprégnant (t/an)	N ₂ O libéré à la calcination de l'imprégnant (t/an)
645	984	209	566

Le calcul du rendement de génération de N₂O s'effectue en comparant les quantités totales théoriques de N₂O libéré par la calcination de l'ADU et de l'imprégnant (854 t/an) par rapport aux valeurs mesurées par l'exploitant : 221 t en 2016, compte tenu du fait que le N₂O est formé essentiellement par la décomposition du nitrate d'ammonium (cf. Tableau II-10, réaction 1).

En outre, l'ammoniac issu de la décomposition thermique de l'ADU peut se transformer en N₂O selon la réaction : $2 \text{NH}_3 + 2 \text{O}_2 \rightarrow \text{N}_2\text{O} + 3 \text{H}_2\text{O}$ (réaction 6), correspondant ainsi à un second apport en N₂O.

Les résultats des rendements obtenus, selon que l'on ne considère que la décomposition directe du nitrate d'ammonium ou celle de l'ammoniac en complément, sont présentés dans le Tableau II-9.

Tableau II-9 :Taux de conversion en N₂O calculés selon deux hypothèses

Hypothèse	Quantité de N ₂ O (t/an)	Taux de conversion en N ₂ O
NH ₃ et NO ₃ sont convertis	2776	8,0%
seul NH ₄ NO ₃ est converti	566	39%

Une autre source indique que le nitrate d'ammonium se vaporise partiellement avant fusion et se décompose à 185 °C (SCF 2017).

Le taux de conversion effectif est lié à la vitesse de montée en température dans le four. Le Tableau II-10 précise les températures de début de différentes réactions de décomposition du nitrate d'ammonium (Brusset 2002).

Tableau II-10: Différentes réactions de décomposition du nitrate d'ammonium

Réaction	Chaleur dégagée	Température
(1) $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2\text{O} + 2\text{H}_2\text{O}$	108 cal/g	320°C
(2) $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow 3/4\text{N}_2 + 1/2\text{NO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	316 cal/g	860°C
(3) $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 1/2\text{O}_2$	354 cal/g	950°C
(4) $8\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow 5\text{N}_2 + 4\text{NO} + 2\text{NO}_2 + 16\text{H}_2\text{O}$	201 cal/g	560°C
(5) $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow 1/2\text{N}_2 + \text{NO} + 2\text{H}_2\text{O}$	86 cal/g	260°C
$\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{NH}_3(\text{g}) + \text{HNO}_3(\text{g})$	-521 cal/g	-

La température du solide dans le tapis de séchage (première partie des fours COMESSA) est de 450 °C. L'ADU entre à température ambiante dans le four et est rapidement chauffée. À 260°C, la réaction (5) se produit sachant que le NO formé ne peut pas générer de N₂O en absence de catalyseur. À 320°C, la réaction (1) démarre et produit du N₂O jusqu'à ce que le solide atteigne 450°C. La réaction (4) ne se produit pas car la température du solide n'atteint pas 560 °C. Le taux de N₂O relativement faible que l'on calcule pour converger vers les 221 t correspond à une montée en température modérée : si la montée en température était très rapide, on aurait 566 t de N₂O émises, soit 2,6 fois la quantité mesurée.

II.4.6.5.4.2. Inventaire Dynamique

➤ Évolution des quantités rejetées par l'usine

La reconstitution des rejets de N₂O par l'usine depuis le début de l'activité industrielle en 1959 se décompose en 3 périodes :

- 2008 à 2016 : les rejets réels sont mesurés depuis la mise en service d'un analyseur en ligne à l'été 2007 (l'analyseur a été définitivement arrêté à l'été 2016 en raison de l'arrêt de la précipitation) ;
- 1990 à 2006 : les valeurs ont été estimées par l'exploitant au moyen de facteurs d'émissions par atelier (AREVA 2007) ;
- 1959 à 1990 : un rapport moyen de 0,104 t N₂O/tU est considéré à partir des estimations précédentes.

La comparaison des valeurs théoriques d'émission de N₂O basées sur le rapport de 0,104 t/tU et des valeurs effectives pour la période 2008-2016 permet de calculer un rendement moyen (Figure II-26). Les valeurs numériques sont reportées en Annexe I.

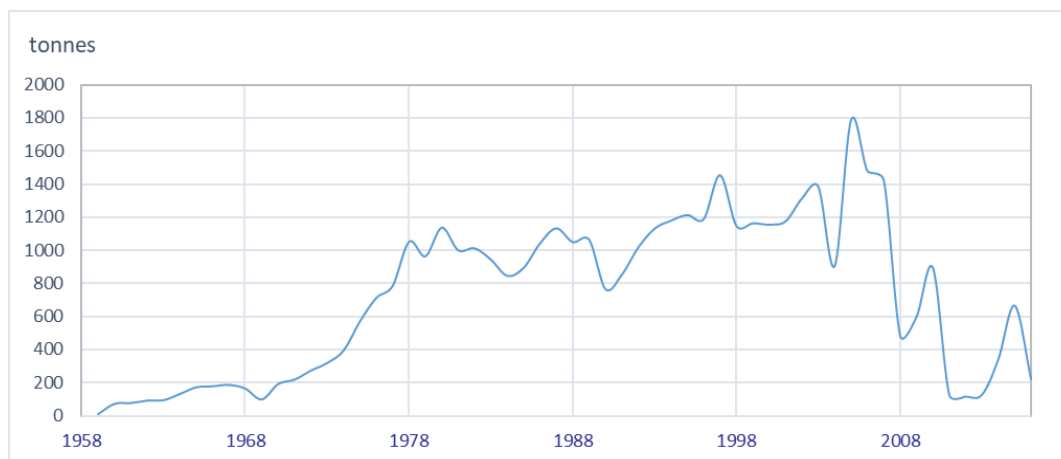


Figure II-26 : Évolution des rejets de N₂O par l'usine de Malvésí

Le cumul des rejets de N₂O de l'usine, hors lagunes, de 1959 à 2016 serait de 42144 t.

➤ **Utilisation de combustibles fossiles**

Pour son fonctionnement, l'usine a besoin d'énergie thermique pour de nombreuses opérations. Or la combustion figure parmi les sources d'émission de N₂O comme le montre le Tableau II-12. La quantité de N₂O émise dépend du combustible utilisé, chacun possédant un coefficient d'émission pour chacun des gaz à effet de serre (CANMET 1993). Les valeurs de l'usine de Malvésí pour l'année 2015 sont rassemblées dans le Tableau II-11.

Tableau II-11: Émissions de N₂O liées à la combustion d'énergies fossiles

Combustible	GJ	Emission de N ₂ O (kg)
Propane	65	0,07
Gaz naturel	56 754	61,3
Gazole	6 000	6,48
Fioul	1 960	2,11
Electricité	39643	42,8
Total	104 422	113

La quantité de N₂O émise pendant la production d'énergie nécessaire pour le fonctionnement de l'installation est donc négligeable devant la quantité émise par le procédé. Seuls les rejets de l'installation seront pris en considération.

II.4.6.5.4.3. Évaluation des facteurs de caractérisation temporels

Les facteurs de caractérisation (FC) servent à évaluer l'impact d'un élément chimique par rapport à l'impact d'un élément de référence (CO₂ pour la catégorie d'impact relative au réchauffement climatique). Ces facteurs ont été estimés sur un horizon temporel bien défini, généralement sur 100 ans.

On retient la méthode d'un inventaire dynamique associé à un FC variable, qui permettra :

- De prendre en considération l'instant précis de l'émission et non pas considérer que toutes les émissions ont été réalisées à l'instant initial ;
- D'affecter l'impact potentiel le plus adapté en prenant en considération la durée passée après le rejet et non pas le cumul sur 100 ans.

La substance étudiée dans cette partie est le protoxyde d'azote qui contribue au réchauffement climatique via l'effet de serre. Son indicateur d'impact est le forçage radiatif intégré. Cet indicateur varie pour chaque substance et il peut être calculé selon la formule suivante :

$$\int_0^T A_i(t) \times c_i(t) \times dt \quad \text{II-41}$$

- $A_i(t)$ = coefficient d'absorption infrarouge spécifique du gaz i au temps t (forçage radiatif instantané au temps t) avec une atmosphère de composition et conditions constantes, en $W.m^{-2}.ppm^{-1}$
- $c_i(t)$ = concentration (en fonction du temps) résiduelle du gaz i dans le volume de contrôle (l'unité de volume dans laquelle a été subdivisée l'atmosphère dans le modèle) issue de l'émission instantanée (Dirac) de 1×10^{12} kg (1 Gt) de gaz i en 1986, dans les conditions chimiques (constantes) de 1986, en ppm.
- T = temps d'intégration, en années.

Le logiciel ALOHA a été utilisé (EPA 2016) : il permet de modéliser les relâchements et la dispersion de gaz en cas d'accident chimique. À chaque instant t , on estime la concentration c du gaz i dans l'atmosphère à partir des conditions initiales, des réactions chimiques et des phénomènes de diffusion-dispersion. Cette concentration est ensuite multipliée par le coefficient relatif $a_i(t)$ estimé en laboratoire pour différentes valeurs de c . Les résultats sont intégrés sur le temps T . La même intégrale est calculée pour 1 Gt de CO_2 émis dans les mêmes conditions. Le rapport entre les deux valeurs obtenues est le potentiel de réchauffement climatique, qui représente le rapport entre les réchauffements dus à l'émission de 1 Gt de gaz i et de 1 Gt de CO_2 .

Les FC de N_2O ont été estimés de deux façons différentes :

- La première est basée sur une extrapolation des 3 valeurs types utilisées par la méthode CML Baseline sur 3 horizons temporels ;

Tableau II-12 : Facteurs de caractérisation de N_2O en fonction de la durée de l'impact

Durée de l'impact (ans)	Facteur de caractérisation de N_2O (kg CO_2 eq/kg N_2O)
20	275
100	296
500	156

- La deuxième méthode est basée sur les coefficients de forçage radiatif du CO₂ et du N₂O en traçant la variation de ce coefficient et en intégrant en fonction du temps entre t et t+1, et en faisant le rapport avec celui du CO₂.

Pour réaliser les calculs, les valeurs disponibles dans les rapports du GIEC ont été utilisées. Puis une intégration a été faite en considérant que les valeurs des forçages radiatifs sont constantes sur toute une année et en utilisant la méthode des moindres carrés.

La Figure II 27 montre la variation temporelle du FC de N₂O obtenue des deux façons.

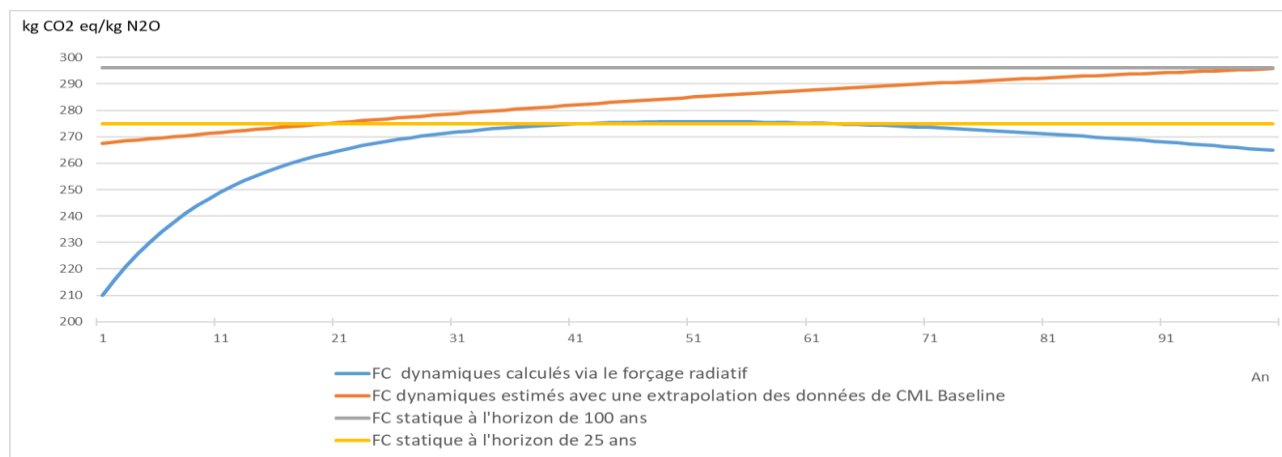


Figure II-27: Comparaison des facteurs de caractérisation statique et dynamique du N₂O

Si l'on se place à 100 ans (valeur communément admise pour les gaz à effet de serre dont le CO₂), la méthode CML Baseline et le forçage radiatif présentent un écart relatif de 10,4% si l'on considère que la première constitue la référence, de valeur identique à la valeur statique.

Les résultats et les données détaillés de ces travaux sont résumés en Annexe I.

II.5. Conclusion

Dans cette partie, une revue des propositions méthodologiques disponibles dans la littérature, relatives à l'intégration de la notion spatiotemporelle dans les études d'ACV, a été faite. Plusieurs niveaux d'intégration temporelle ont été identifiés, puis une méthode globale a été proposée et adaptée aux différentes études de cas traités.

L'évaluation des impacts liés à la transition énergétique a été faite selon une approche d'analyse de cycle de vie prospective, dynamique en prenant en compte une évolution temporelle d'inventaire et une actualisation dynamique de la BDD.

L'étude de cas sur l'évaluation des impacts liés à l'émanation du radon par les résidus de traitement des minerais d'uranium a été effectuée via plusieurs niveaux jusqu'au l'approche dynamique de niveau 3, avec la prise en compte de l'évolution temporelle des facteurs de caractérisation du radon pour la catégorie « Rayonnement ionisant ».

Dans la suite, seule l'étude relative à la transition énergétique sera traitée dans le manuscrit.

Dans l'objectif de bien dimensionner les inventaires du cycle de vie des différents moyens de production et de stockage d'énergie par rapport au contexte français, une étude analytique a été faite pour évaluer les données disponibles dans la littérature et identifier les paramètres clefs.

III. Analyse des moyens de production et de stockage

« Les détails font la perfection, et la perfection n'est pas un détail »

Léonard De Vinci

Sommaire

III.1. Objectifs et contexte	83
III.2. Le mix électrique français en 2018.....	83
III.3. Examen des technologies de production d'électricité	84
III.3.1. Énergie éolienne	85
III.3.1.1. Cycle de vie	86
III.3.1.2. Résultats de l'ACV.....	86
III.3.1.3. Sources de variabilité.....	88
III.3.2. Solaire photovoltaïque	88
III.3.2.1. Cycle de vie	88
III.3.2.2. Résultats de l'ACV.....	90
III.3.2.3. Sources de variabilité.....	90
III.3.3. Hydroélectricité	91
III.3.3.1. Cycle de vie	91
III.3.3.2. Résultats de l'ACV.....	92
III.3.3.3. Sources de variabilité.....	92
III.3.4. Nucléaire.....	92
III.3.4.1. Cycle de vie	93
III.3.4.2. Résultats de l'ACV.....	94
III.3.4.3. Sources de variabilité.....	97
III.3.5. Gaz naturel.....	97
III.3.5.1. Cycle de vie	97
III.3.5.2. Résultats de l'ACV.....	97
III.3.5.3. Sources de variabilité.....	99
III.3.6. Charbon et fioul	100
III.3.6.1. Cycle de vie	100
III.3.6.2. Résultats de l'ACV.....	101
III.3.6.3. Sources de variabilité.....	103
III.3.7. Bioénergies	103
III.3.7.1. Biomasse solide	103
III.3.7.1.1. Cycle de vie	104
III.3.7.1.2. Résultats de l'ACV	104
III.3.7.2. Biogaz.....	106
III.3.7.2.1. Cycle de vie	106
III.3.7.2.2. Résultats de l'ACV	106
III.3.8. Géothermie.....	107
III.3.8.1. Cycle de vie	107
III.3.8.2. Résultats de l'ACV.....	108
III.3.9. Analyse multicritère des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie	109
III.4. Examen des solutions de stockage d'énergie.....	111
III.4.1. Stations de transfert d'énergie par pompage	113
III.4.1.1. Cycle de vie	114
III.4.1.2. Résultats d'ACV	115
III.4.1.3. Sources de variabilité.....	115
III.4.2. CAES (stockage d'énergie par air comprimé)	116
III.4.2.1. Cycle de vie	117
III.4.2.2. Résultats d'ACV	117

III.4.2.3. Sources de variabilité.....	118
III.4.3. Batteries	118
III.4.3.1. Cycle de vie	119
III.4.3.2. Résultats d'ACV	119
III.4.3.3. Sources de variabilité.....	119
III.4.4. Power-to-gas-to-Power (P2G2P)	120
III.4.4.1. Cycle de vie	120
III.4.4.2. Résultats d'ACV	121
III.4.4.3. Sources de variabilité.....	121
III.5. Conclusion du chapitre	121

III.1. Objectifs et contexte

Dans ce chapitre, quatre objectifs ont été fixés :

- Déterminer le mix électrique de la France pour identifier les filières de production à prendre en compte en fonction de leurs parts dans le mix de production et de leurs potentiels futurs.
- Construire un référentiel technique de l'ensemble des technologies de production d'électricité étudiées, sur la base du mix électrique français : fossiles (charbon, gaz naturel, fioul), nucléaire et énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, hydraulique, géothermie, bioénergies).
- Construire une base technique des différents moyens de stockage d'énergie potentiellement utilisables pour remédier à l'intermittence des énergies renouvelables et assurer la stabilité du réseau
- Collecter des résultats d'ACV de la littérature scientifique, comparer leurs impacts puis identifier les paramètres clés de variabilité, afin de bien adapter les inventaires en prenant en compte les différents paramètres du contexte français.

III.2. Le mix électrique français en 2018

Le mix électrique français est fourni par RTE (Réseau français de transport d'électricité) pour une année complète, y compris les échanges avec les pays exportateurs et importateurs. L'année 2018 est la dernière année pour laquelle les données sont complètes au moment de l'étude. Le bilan de l'année 2018 (RTE 2018) est présenté dans le Tableau III-1.

Tableau III-1: Mix électrique français en 2018

Production d'électricité		TWh	Part dans la production totale
Production totale		548,6	100%
Energie nucléaire		393,2	71,7%
Combustibles fossiles		39,4	7,2%
	Charbon	5,8	1,1%
	Fioul	2,2	0,4%
	Gaz naturel	31,4	5,7%
Hydroélectricité		68,3	12,4%
	Hydroélectricité renouvelable	63,1	11,5%
Energie éolienne		27,8	5,1%
Solaire photovoltaïque		10,2	1,9%
Bioénergies		9,7	1,8%
	Biogaz	2,4	0,4%
	Biomasse	2,8	0,5%
	Déchets de papier	0,3	0,1%
	Déchets ménagers non renouvelables	2,1	0,4%
	Déchets ménagers renouvelables	2,1	0,4%

Dans notre étude, nous avons choisi de nous concentrer sur les énergies jugées les plus intéressantes dans le cadre de la transition énergétique. Le choix est basé sur les capacités installées, leurs empreintes carbone, leurs évolutions dans le temps. Les critères de choix sont les perspectives expliquées dans le tableau suivant.

Le Tableau II-2 regroupe les différentes filières de production qui seront analysées en détail. Les énergies marquées en fond blanc dans le tableau ne seront pas considérées dans la suite de l'étude. Par contre celles marquées en fond gris pâle seront détaillées car elles interviendront dans la transition énergétique.

Tableau III-2 : Energies considérées pour le mix électrique français

Énergie	Utilisation	Perspectives
Énergie nucléaire	Filière de production de base	Baisse puis stabilisation de la capacité avec la construction de la nouvelle génération EPR
Charbon	Gestion de l'intermittence	Pas de renouvellement du parc
Fioul		
Gaz naturel	Gestion de l'intermittence	Renouvellement possible du parc avec la technologie CCS
Hydroélectricité	Production et stockage d'énergie	Augmentation des capacités installées des STEP jusqu'à la saturation
Énergie éolienne	Production intermittente avec grand potentiel	Augmentation de la capacité du parc terrestre et offshore
Solaire photovoltaïque	Production intermittente avec grand potentiel	Augmentation de la capacité du parc
Biogaz	Production	Un certain potentiel mais inventaires assez variables selon sources. Indiqué dans l'étude mais sans les avoir détaillés
Biomasse	Production	
Géothermie	Production	Faible potentiel. Indiqué dans l'étude mais sans les avoir détaillés

III.3. Examen des technologies de production d'électricité

On a fait un examen des différentes technologies de production d'électricité pour identifier les sources de variabilité des résultats disponibles dans la littérature afin de les modifier selon le contexte français.

III.3.1. Énergie éolienne

L'énergie éolienne consiste à récupérer l'énergie cinétique du vent via de grandes pales montées sur un mât (50 à 160 m) qui la transforment en énergie mécanique tournante qui déclenche un générateur électrique (Slaoui 2013).

En France, 15 317 MW d'énergie éolienne étaient installés au 31 mars 2019, produisant 28 TWh en 2018, soit 5% de la production annuelle (SDES 2019). Différentes technologies de turbines existent ; (Cycleco 2015) donne un aperçu exhaustif de la flotte française par technologie en 2015.

Tableau III-3: Répartition des éoliennes (nombre de machines) selon la puissance nominale et la technologie

Puissance nominale (MW)	0 - 0,49	0,5 - 0,99	1 - 1,49	1,5 - 1,99	2 - 2,49	2,5 - 2,9	≥ 3	Total
SCIG	266		94		37			397
DFIG				236	1694	282	97	2309
DDSG		26			843			869
DDPMG						61	22	83
Total	266 7,3%	26 0,7%	94 2,6%	236 6,5%	2574 70,4%	343 9,4%	119 3,3%	3658 100%

SCIG : Générateur à induction à cage d'écureuil,

DFIG : Générateur à induction à double alimentation,

DDSG : Générateur synchrone à entraînement direct,

DDPMG : Générateur à aimant permanent à entraînement direct.

On constate qu'en France, seules quelques éoliennes utilisent des aimants permanents qui contiennent des terres rares (2,3% des éoliennes en 2015). Les mêmes proportions seront ensuite extrapolées au nombre de turbines en 2018. L'éolien en France connaît une croissance soutenue, puisque la puissance installée a été multipliée par 10 en 15 ans (Observ'ER 2018), avec plus de 1500 MW installés en 2016 et en 2017.

III.3.1.1. Cycle de vie

Le cycle de vie de la production d'électricité par éolienne a été modélisé par (Arvesen 2012) :

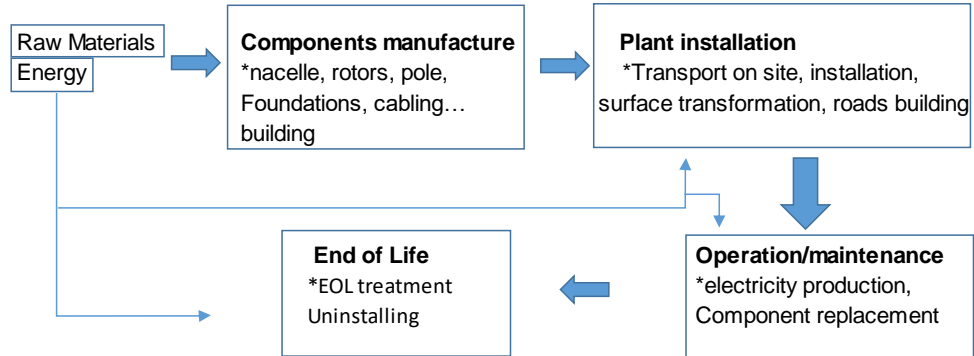


Figure III-1: Cycle de vie de l'électricité d'origine éolienne

Le cycle de vie d'une éolienne se compose de quatre phases importantes. La 1^{ère} concerne la fabrication des différents composants de l'éolienne tels que la nacelle, la fondation, les pales, le rotor, les câbles, etc. La 2^{ème} est l'installation de ces composants sur le site avec la prise en compte du transport de la matière. La 3^{ème} étape est la production d'électricité, qui intègre la maintenance dont le remplacement des équipements. La 4^{ème} phase est le démantèlement des éoliennes et la gestion des différents éléments.

III.3.1.2. Résultats de l'ACV

Plusieurs ACV ont été examinés, mais leurs résultats ne peuvent pas être comparés directement car elles n'ont pas utilisé la même méthode de caractérisation. Certaines études n'ont affiché des résultats que pour quelques catégories (Asdrubali 2015 ; Arvesen 2012) comme le réchauffement climatique et l'acidification. L'étude que nous avons conservée est celle de (Cycleco 2015) évaluant l'ensemble de la flotte française en utilisant la méthode ILCD 2011. Ces résultats sont affichés dans Tableau III-4.

Tableau III-4: Synthèse de l'ACV pour la production d'1 kWh d'énergie éolienne

Catégories d'impact	Unité/kWh	Moyen	Min	Max
Acidification	Mol H ⁺ eq	6,67E-05	6,14E-05	7,19E-05
Potentiel de réchauffement climatique	g CO ₂ eq	1,45E+01	1,07E+01	1,88E+01
Demande cumulée des énergies non-renouvelable	MJ	1,11E+00	1,69E-01	3,88E+00
Demande cumulée des énergies renouvelable	MJ	2,03E+00	1,70E-01	3,88E+00
Écotoxicité en eau douce	CTUe	8,51E-02	8,00E-02	9,01E-02
Eutrophisation de l'eau douce	g P eq	4,97E-03	2,11E-03	7,21E-03
Eutrophisation marine	g N eq	1,52E-02	1,16E-02	1,85E-02
Indicateur de déchets	g	4,16E+00	4,05E+00	4,27E+00
Matières particulaires	g PM _{2,5} eq	9,33E-03	8,36E-03	1,03E-02
Toxicité pour l'homme carcasse	CTUh	6,87E-09	6,21E-09	7,53E-09
Toxicité humaine non carcinogène,	CTUh	5,26E-09	4,79E-09	5,73E-09
Utilisation des ressources en eau	m ³	7,35E-05	6,99E-05	7,71E-05
Utilisation des terres	g C déficit	1,06E+02	1,00E+02	1,11E+02
Formation photochimique d'ozone	g C ₂ H ₄ eq	4,39E-03	4,39E-03	4,39E-03

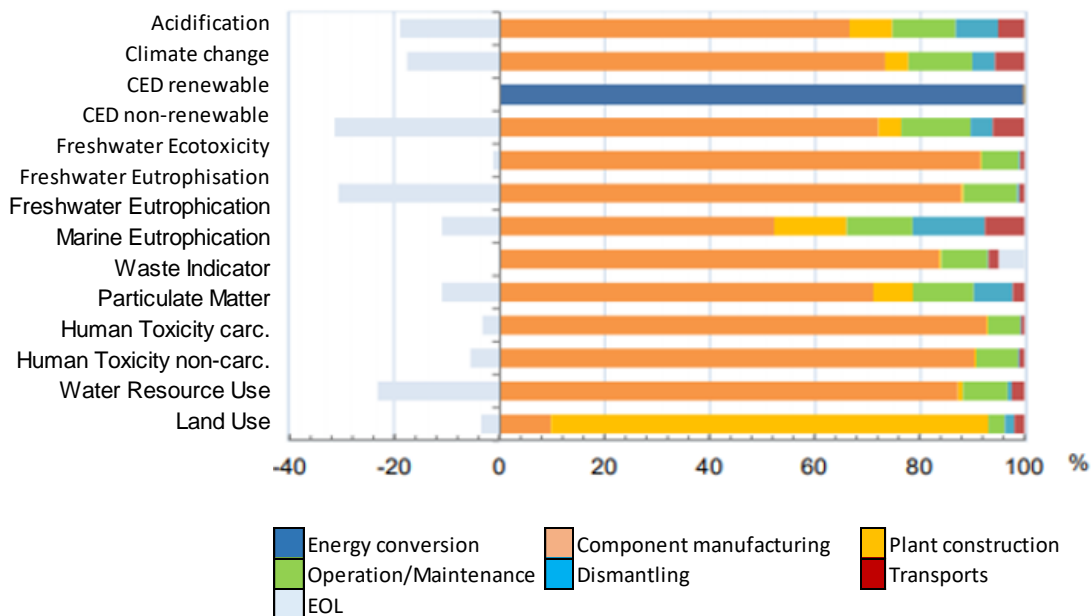


Figure III-2: Impact de chaque phase du cycle de vie pour la production d'1 kWh d'électricité éolienne

On constate que l'essentiel de l'impact se produit pendant les phases de fabrication (transport, fabrication des composants, construction), comme indiqué par (Turconi 2013). La phase de production est la moins marquée parce qu'elle comprend uniquement les impacts dus à la maintenance des pales

et des différents composants électriques. L'impact évité lors de la gestion de la fin de vie dépendra du taux de recyclage et des procédés employés (le traitement des pales n'est pas encore mature).

III.3.1.3. Sources de variabilité

Les différentes études d'ACV de la filière éolienne ont montré une variation des résultats due à la puissance de l'éolienne, la hauteur du mât, le poids de la nacelle et la dimension du rotor (Padey 2013). D'autres facteurs importants ont été identifiés : le facteur de charge, les différents procédés de recyclage des pales dont la performance et le rendement peuvent influencer les impacts évités.

III.3.2. Solaire photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques utilisent l'effet photoélectrique pour produire de l'électricité : les photons du soleil créent une paire électron-trou dans un semi-conducteur, qui crée à son tour des charges libres capturées par une armature métallique, générant un courant électrique (Slaoui 2013). Plusieurs technologies de panneaux photovoltaïques existent, en fonction du matériau utilisé : silicium cristallin (mono ou poly), silicium amorphe (couches minces), CdTe (tellure de cadmium), séléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS) ou même à cellules organiques (polymères).

Les cellules de silicium monocristallin et polycristallin représentant plus de 90% des installations mondiales (Slaoui 2019). Celles-ci ont un rendement moyen de 15%. En France, le solaire photovoltaïque a produit 10,2 TWh en 2018 (RTE 2018) avec une puissance nominale installée de 8917 MW (SDES 2019), ce qui correspond à un facteur de charge moyen de 13%.

III.3.2.1. Cycle de vie

Le cycle de vie du PV solaire a été étudié par (Frischknecht 2015), inspiré de (Jungbluth 2012). Les phases de fin de vie et de recyclage ont été traitées dans les publications de (Lunardi 2018) et (PVCycle 2019).

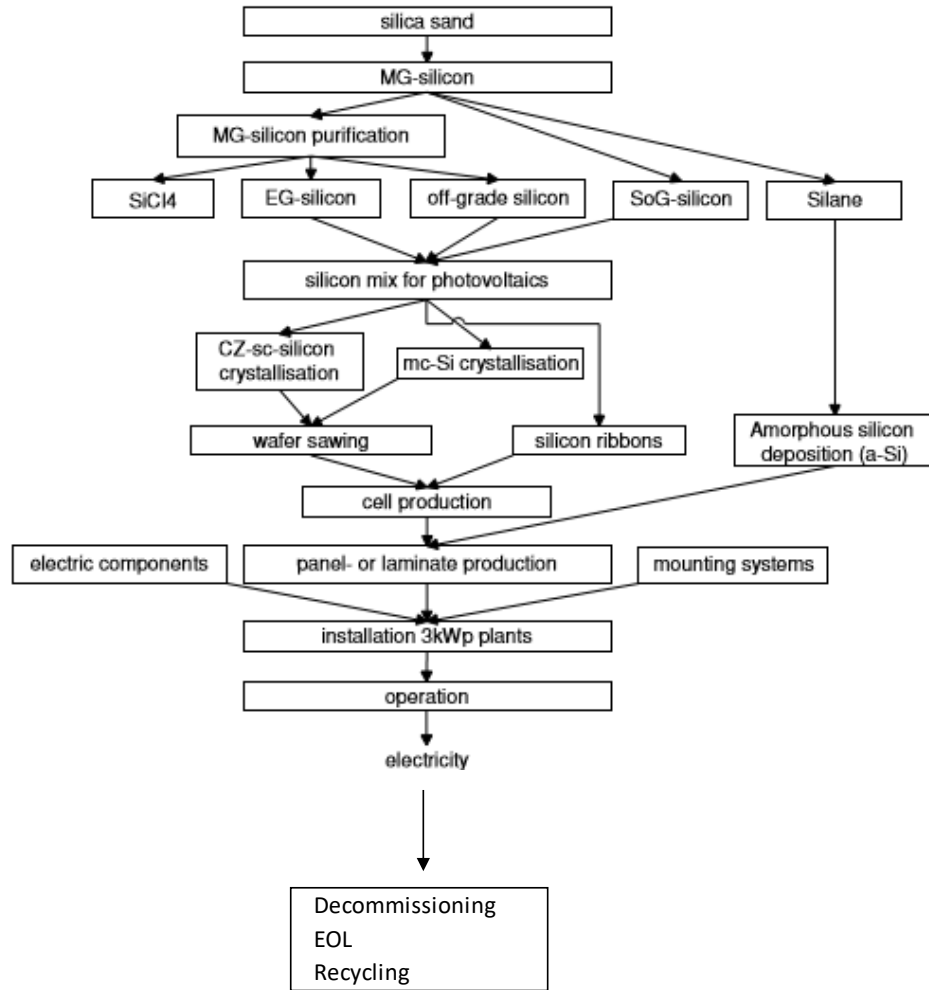


Figure III-3 : Chaîne de production d'électricité photovoltaïque à base de silicium et traitement en fin de vie

Silicium MG : silicium de qualité métallurgique ;

Silicium EG : silicium de qualité électronique ;

Silicium SoG : silicium de qualité solaire ;

A-Si : silicium amorphe ;

CZ : Czochralsky.

Le cycle de vie des panneaux PV contient quatre phases :

- La 1^{ère} est la production des cellules, les étapes et procédés de cette phase dépendent de la technologie choisie.
- La 2^{ème} est l'assemblage des cellules et leur installation, cette phase concerne aussi le câblage des panneaux PV avec les autres équipements comme l'onduleur et les batteries de stockage.
- La 3^{ème} étape est la production d'électricité avec la prise en compte de la maintenance de l'installation PV.

- La 4^{ème} étape est la gestion de fin de vie des panneaux PV, y compris le désassemblage des cellules et le recyclage des composants.

III.3.2.2. Résultats de l'ACV

La revue bibliographique a permis d'identifier les principales sources de variabilité des résultats entre les différentes études d'ACV concernant le PV solaire : mix électrique utilisé pour la fabrication, technologie des panneaux, conditions climatiques qui dimensionnent le facteur de charge, les frontières du domaine considéré (Turconi 2013), durée de vie (Hsu 2012), traitement de fin de vie (Lunardi 2018; Gerbinet 2014; Latunussa 2016; IEA 2012).

Différentes études utilisant différentes méthodes d'ACV ont été passées en revue, sans qu'une comparaison exacte soit possible. Les résultats de (Jungbluth 2012; Asdrubali 2015; Stamford 2018) sont affichés dans le Tableau III-5, sélectionnant les quelques catégories étudiées.

Tableau III-5: Résultats moyens de pour 1 kWh d'électricité produite par PV solaire.

Catégorie d'impact	Unité	Moyenne
Acidification	kg SO ₂ eq	4,08E-04
Eutrophication	kg PO ₄ eq	9,21E-05
Réchauffement climatique	kg CO ₂ eq	5,85E-02
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	4,42E-09
Toxicité humaine	kg 1,4-DB eq	8,29E-02
Toxicité aquatique en eau douce	kg 1,4-DB eq	7,87E-02
Toxicité pour les organismes aquatiques marins	kg 1,4-DB eq	8,82E+01
Toxicité terrestre	kg 1,4-DB eq	4,29E-04
Oxydation photochimique	kg C ₂ H ₄ eq	3,63E-05

III.3.2.3. Sources de variabilité

Plusieurs causes de variabilité ont été identifiées. Comme précédemment, la puissance totale d'un site, celle de chaque module et sa durée de vie sont des éléments dimensionnants. D'autres causes dépendent du mix électrique utilisé lors de la fabrication des modules dont l'obtention des différents métaux.

Des études ont montré que l'aluminium secondaire couvre près de 32% de la production mondiale en 2017 (World Aluminium 2015) et il est bien moins énergivore que l'aluminium primaire.

Outre le type de fixation et d'installation, il faut prendre en considération le lien d'installation des panneaux au sol ou sur les toits, afin de déterminer les masses surfaciques qui sont estimées à 11,5 kg/m² pour un système au sol et 6 kg/m² en toiture (Dome-solar 2019).

Il y a aussi des facteurs d'influence liés à la quantité de câbles dont les données existantes correspondent à des installations de 3 kWc et 570 kWc, la masse de l'onduleur utilisé dans le système PV et qui est estimée dans la base EcoInvent à 18 kg pour 3 kVA et 3 t pour 500 kVA et la quantité de métal utilisé pour lier les cellules entre elles : de l'argent ou du cuivre.

Il faut également considérer les effets liés à la fabrication des cellules comme l'efficacité du procédé de purification et de production des lingots de silicium : les valeurs peuvent atteindre 30 kWh/kg pour un lingot issu d'un réacteur à lit fluidisé (Itten 2015) contre 100-200 kWh/kg pour des procédés moins efficaces et plus anciens (Jungbluth 2012). Les pertes lors de la découpe du silicium (« kerf loss ») sont un autre élément à intégrer : elles s'élevaient à environ 50% avec les anciens procédés de découpe, mais sont aujourd'hui réduites à 30% (Yang 2018) pour les procédés utilisant des diamants.

Un paramètre également important est l'épaisseur des cellules de silicium : 180-200 μm aujourd'hui contre 250-300 μm pour les anciennes cellules (Enfsolar 2019).

Le recyclage influence aussi les résultats d'ACV par son taux et la quantité d'énergie pour l'effectuer. Finalement, il faut considérer les variabilités liées au transport des matières premières, notamment les distances et les modes de transports (maritime, routier et ferroviaire) puisque l'approvisionnement vient essentiellement de Chine actuellement (Besseau 2019).

III.3.3. Hydroélectricité

Le principe de l'hydroélectricité consiste à transformer l'énergie potentielle d'un volume d'eau situé en hauteur en énergie mécanique par sa chute. Cette énergie mécanique est ensuite convertie en électricité grâce à une turbine alimentant un alternateur. La chute peut être artificielle (réservoir et barrage) ou le long de la rivière (au fil de l'eau) (Roger 1978). Ce principe est également utilisé pour le stockage de l'électricité (STEP).

En France, l'essentiel du potentiel hydroélectrique est utilisé, ce qui correspond à une production de 63 TWh en 2018, auxquels il convient d'ajouter 5 TWh de STEP (RTE 2018). Les réservoirs se situent principalement dans les Alpes et les Pyrénées, tandis que le Rhône concentre la plupart des barrages au fil de l'eau.

III.3.3.1. Cycle de vie

Le cycle de vie de l'énergie hydroélectrique comprend la construction de l'infrastructure (barrage, usine), y compris l'extraction des matières premières : ciment, béton, eau et énergie, suivie de la phase d'exploitation-maintenance et de fin de vie. La durée de vie est supposée de 150 ans, voire plus, puisqu'il n'y a pas de cas de démantèlement (Flury 2012) pour les barrages et 80 ans pour les retenues au fil de l'eau. Par exemple, les barrages de Saint-Ferréol (350 ans) ou de Zola (160 ans) ne sont pas encore démantelés. Ceci est basé sur l'hypothèse que chaque paramètre reste le même pendant toute la durée de vie. Le béton armé est recyclé, le béton non armé est mis au rebut et un taux de recyclage de 100% pour les métaux peut être supposé (Flury 2012).

III.3.3.2. Résultats de l'ACV

Comme précédemment, les résultats de l'ACV ne peuvent pas être strictement mis en comparaison, en raison de méthodes ou périmètres différents. Les résultats suivants proviennent de plusieurs études et ont été rassemblés dans la mesure du possible (Flury 2012; Asdrubali 2015; Dewandre 2017).

Tableau III-6 : Résultats moyens des ACV pour 1 kWh d'hydroélectricité

Catégorie d'impact	Unité/kWh	Moyen
Épuisement abiotique	g Sb eq	1,49E-02
Acidification	g SO ₂	2,16E-02
Eutrophisation	g PO ₄ ³⁻ eq	6,70E-03
Réchauffement climatique	g CO ₂ eq	1,44E+01
Appauvrissement de la couche d'ozone	g CFC-11 eq	1,36E-02
Toxicité pour l'homme	g 1,4-DB eq	7,95E+00
Ecotoxicité pour l'eau douce	g 1,4-DB eq	1,23E+02
Écotoxicité marine	kg 1,4-DB eq	3,23E+00
Écotoxicité terrestre	g 1,4-DB eq	2,50E-02
Oxydation photochimique	g C ₂ H ₄	3,16E-03

III.3.3.3. Sources de variabilité

L'analyse des différents résultats d'impacts du cycle de vie de la filière hydraulique a révélé plusieurs facteurs de source de variabilité : certains sont liés à la centrale comme sa puissance nominale et son facteur de charge, d'autres dépendent de la typologie de l'installation (barrage ou au fil d'eau) et les caractéristiques du réservoir telles que son volume, sa surface et de certains facteurs de pollution (facteurs d'émissivité de CO₂, CH₄ et N₂O liés à la décomposition de la biomasse lacustre).

Quelques causes de variabilité dépendent de certaines caractéristiques des barrages, notamment ses dimensions et la quantité d'acier qu'il contient, la stratégie de maintenance, sans oublier la longueur et la section des câbles. La hauteur de chute d'eau et le débit maximum, la masse du générateur, le nombre de turbines, la distance de raccordement au réseau électrique sont évidemment déterminants. On mentionnera enfin la durée de vie des équipements électromécaniques et les distances de transport des matériaux de construction et des équipements jusqu'au barrage.

III.3.4. Nucléaire

La fission nucléaire de l'uranium et du plutonium génère d'énormes quantités d'énergie. Cette énergie est transférée dans l'eau du circuit primaire, qui la cède via un échangeur à un circuit secondaire la transformant en vapeur qui alimente des turboalternateurs pour produire de l'électricité.

En France, l'énergie nucléaire a été initiée par C. de Gaulle en 1945 (création du CEA) et constitue la principale source d'électricité depuis le grand programme civil lancé dans les années 1970. En 2018, 71% de l'électricité produite était d'origine nucléaire. Cette part tend à être réduite à 50% en 2035 (LTECV). Un débat sans fin sur ses risques/avantages en fait un sujet sensible et chaque décision à son sujet a de grandes conséquences énergétiques. Cela peut avoir un impact important sur son développement (réacteurs de 4^{ème} génération reportés après 2060 en France, par exemple).

III.3.4.1. Cycle de vie

Le cycle de vie de l'énergie nucléaire se compose de deux voies principales : cycle du combustible d'uranium et infrastructure (Figure III-4).

Le cycle du combustible comprend l'extraction de l'uranium (1-5 g d'U pour 1 tonne de roche (Lenzen 2008)) et sa première purification pour produire des concentrés miniers, un nouveau raffinage et sa conversion en UF₆, puis l'enrichissement (seul l'U235 est fissile et doit représenter environ 3,5% du mélange isotopique pour être utilisé dans un REP).

Deux voies sont possibles pour l'enrichissement de l'UF₆ : la diffusion gazeuse (très consommatrice d'énergie, elle n'est plus utilisée en France depuis 2012) ou l'ultracentrifugation gazeuse (technologie utilisée en France depuis 2012, 50 fois moins consommatrice d'énergie).

Une fois l'uranium enrichi, le combustible peut être fabriqué. Il est ensuite utilisé dans le réacteur pendant plusieurs années avant d'être récupéré et retraité (1% de plutonium récupéré utilisé dans les combustibles MOX).

Les déchets sont conditionnés selon leur catégorie, entreposés sur les sites ou envoyés dans les centres de stockage adaptés de l'ANDRA. Le France possède la particularité d'avoir défini la catégorie TFA (très faible activité), ne permettant pas pour l'instant de déclasser en déchets conventionnels les déchets de très faible activité (< 100 Bq/g, c'est-à-dire inférieure à la radioactivité naturelle).

L'ACV doit prendre en compte la construction et le démantèlement des réacteurs et des usines du cycle, ainsi que les transports de matières premières et nucléaires. Les inventaires utilisés seront présentés dans le chapitre IV.

Pour bien caractériser l'impact de la filière nucléaire, les données de l'étude de (Poinssot 2014) ont été prises en compte. Les hypothèses et les détails sont présentés dans le chapitre IV.

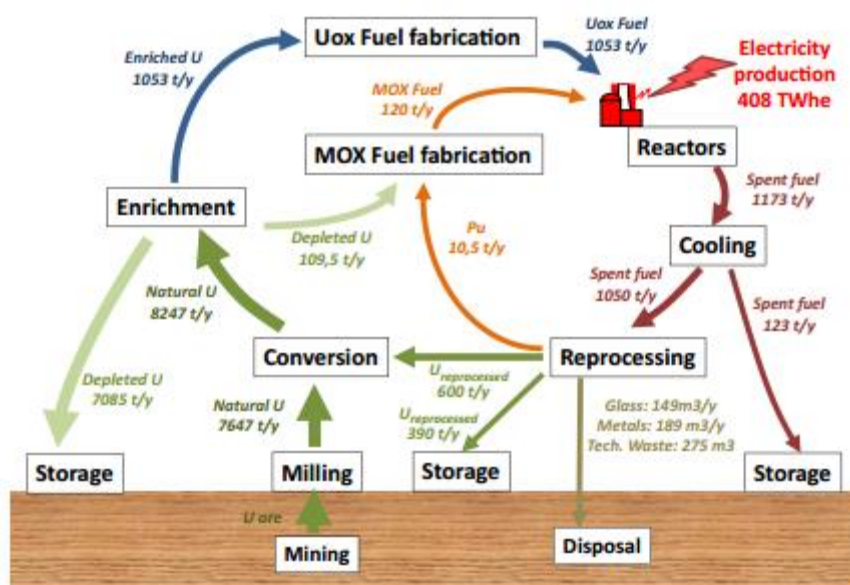


Figure III-4: Cycle du combustible de référence français et ses flux représentatifs

III.3.4.2. Résultats de l'ACV

Le Tableau III-7 et la Figure III-5 : Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impacts environnementaux et technologiques calculés avec NELCAS regroupent les résultats des différents indicateurs environnementaux et technologiques.

Les émissions de GES proviennent principalement de l'exploitation minière, de l'exploitation des réacteurs et des étapes de démantèlement. Ceux générés par les nombreux transports sont négligeables (Poinssot 2014).

Les indicateurs d'émissions de SO_x et de NO_x, de pollution de l'eau et d'utilisation des terres sont déterminés par les opérations minières tandis que les indicateurs de consommation et de prélèvement d'eau et de déchets technologiques sont déterminés par l'étape d'exploitation du réacteur.

Tableau III-7: Résultats NELCAS pour les indicateurs d'impact environnemental et technologique pour 1 kWh d'électricité produite par le nucléaire français (Poinsot 2014)

	GHG (gCO ₂ eq/kWh)	Pollution atmosphérique SOx (mg/kWh)	Pollution atmosphérique NOx (mg/kWh)	Pollution de l'eau (mg/kWh)	L'utilisation des terres (m ² /GWh)	L'utilisation des terres (L/MWh)	Le retrait de l'eau (L/MWh)	Déchets technologiques (g/MWh)
Exploitation minière	1.704	14.242	19.73	263.072	144.1	17.0	17.0	1.5
Conversion	0.278	0.058	1.04	0.087	1.82	4.6	4.6	2.0
Enrichissement	0.626	0.547	1.06	2548.0	1.88	23.0	23	0.65
Fabrication UOX	0.035	0.013	0.05	0.021	0.93	0.2	0.2	0.23
Réacteurs	2.140	0.938	2.84	16.366	45.1	1460.0	72.318	20.15
Retraitement	0.376	0.484	0.50	5433.0	4.98	1.7	1.7	0.63
Fabrication MOX	0.027	0.004	0.035		0.13	0.1	0.1	0.18
Disposition	0.104	0.024	0.097		12.01	0.1	0.1	1.11
Total	5.29	16.276	25.30	287.53	211.0	1507	72.364	26.4

L'unité fonctionnelle considérée est la production d'1 kWh électrique (Poinsot 2014).

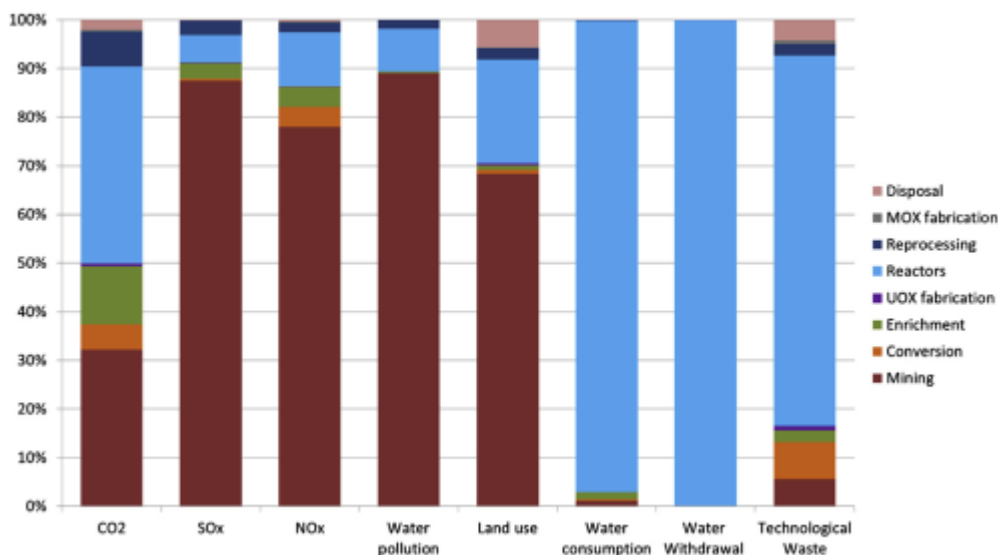


Figure III-5 : Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impacts environnementaux et technologiques calculés avec NELCAS

Les émissions totales de GES pour le cycle mondial du combustible sont estimées à 5,29 gCO₂eq/kWh. Les principales contributions proviennent de l'exploitation des réacteurs (40%), des activités minières (32%) et de l'enrichissement (12%).

Les résultats obtenus pour les indicateurs d'impact potentiel supplémentaires sont présentés dans le Tableau III-8 et la Figure III-6: Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impact potentiel calculé avec NELCAS.

Tableau III-8 : Résultats NELCAS pour les indicateurs d'impact potentiel supplémentaires pour 1 kWh d'électricité produite par le nucléaire (Poinssot 2014)

	Acidification potential (gSO ₂ eq/MWh)	POCP (gC ₂ H ₄ eq/MWhe)	Eutrophication (gPO ₄ eq/MWhe)	Eco-toxicity (g1,4-DCBeq/MWhe)	Human toxicity (g1,4-DCBeq/MWhe)
Mining	28.06	2.436	2.774	637.597	1225.207
Conversion	0.90	0.149	0.148	0.205	1348
Enrichment	1.25	0.055	0.918	0.229	1428
UOX fabrication	0.05	0.002	0.015	0.000	0.064
Reactors	2.89	0.151	0.760	0.005	4331
Reprocessing	0.84	0.039	0.583	0.185	0.779
MOX fabrication	0.03	0.001	0.005	0.000	0.043
Disposal	0.09	0.007	0.013	0.000	0.124
Total	34.10	2.840	5.215	638.221	1233.32

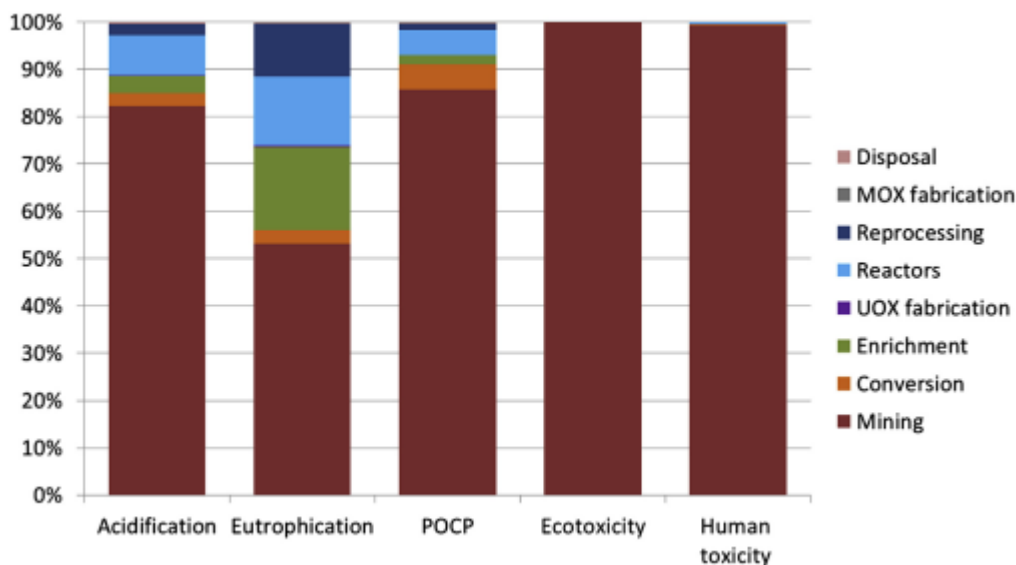


Figure III-6: Contribution relative de chaque étape du cycle du combustible aux indicateurs d'impact potentiel calculé avec NELCAS

Pendant toute la durée du cycle du combustible, de faibles quantités de radionucléides sont libérées dans l'atmosphère et dans les milieux aqueux. Le principal contributeur est le radon, suivi du tritium, puis du C14 et d'autres radionucléides.

Le radon, qui est initialement présent à faible concentration dans le minerai d'uranium naturel, est considéré comme étant uniquement et totalement libéré dans l'atmosphère pendant l'étape d'extraction et de première purification (35 TBq/tUnat). Il représente 53% des émissions gazeuses radioactives (voir chapitre V).

III.3.4.3. Sources de variabilité

Les résultats obtenus des différentes analyses de cycle de vie de la filière nucléaire ont montré une certaine variabilité, due à plusieurs sources dont le type des mines, le procédé d'enrichissement, les caractéristiques du réacteur (REP, EPR ou RNR), la durée de vie, la puissance nominale et le facteur de charge qui varie de 0,7 à 0,9. Le facteur de charge pour cette filière n'est pas imposé par les conditions météorologiques, mais essentiellement par des choix stratégiques du gestionnaire du réseau (durée des arrêts de tranche, effacement devant les EnR intermittentes, coût ponctuel du marché de l'électricité).

L'inventaire de la construction n'est pas proportionnel à la puissance mais dépend de la technologie (Annexe A) et du combustible utilisé dans le réacteur (UOX ou MOX). Les scénarios de démantèlement impactent l'ensemble du cycle, via l'énergie nécessaire et la gestion des déchets radioactifs.

III.3.5. Gaz naturel

En France, le secteur du gaz naturel est composé des technologies TAC (turbine à gaz ou turbine à combustion), TGCC (turbine à gaz avec cycle combiné) et cogénération (chaleur + électricité). La filière du gaz et de la cogénération reste constante à une puissance d'environ 600 MW alors que la technologie TGCC représente 80% de la production, la TAC s'ajustant pendant la journée (pointe de consommation).

Par conséquent, seules les TGCC seront examinées ici (RTE 2018). L'électricité est produite selon deux processus : le gaz est d'abord injecté et brûlé dans la turbine à combustion qui alimente une turbine à gaz, la chaleur produite est ensuite récupérée pour transformer l'eau en vapeur, qui active une turbine à vapeur reliée à un générateur produisant de l'électricité. Lorsqu'elle est utilisée en cogénération, la chaleur résiduelle est récupérée et réinjectée dans le réseau local ou utilisée sur place.

La production d'électricité par combustion de gaz représente 5,7% de la production totale d'électricité en France avec 31,4 TWh produits en 2018 (RTE 2018).

III.3.5.1. Cycle de vie

Les différentes étapes de la production d'électricité par combustion de gaz sont : l'extraction du gaz, le transport du gaz (gazoducs ou conteneurs), le traitement du gaz, la construction des installations, l'exploitation/maintenance et la fin de vie (Singh 2011; Badea 2010).

III.3.5.2. Résultats de l'ACV

Plusieurs études ont été analysées concernant la production d'électricité par combustion de gaz naturel (Badea 2010; Singh 2011; Atilgan 2015). Les résultats de Badea et Singh ont pu être mis en parallèle mais n'étaient pas comparables à ceux d'Atilgan car la méthode que ce dernier a utilisée est basée sur des catégories d'impact et des unités différentes de celles des auteurs précédents.

Tableau III-9: Résultats d'ACV pour la production de 1 kWh d'électricité par le gaz naturel

Catégories d'impact	Unité/kWh	Singh 2011		Badea 2010	Moyenne
		Sans CCS	Avec CCS		
Changement climatique	kg CO ₂ eq	4,59E-01	1,67E-01	5,17E-01	4,88E-01
Acidification	kg SO ₂ eq	4,53E-04	6,48E-04	6,43E-04	5,48E-04
Eutrophisation marine	kg N eq	6,57E-05	8,85E-05		6,57E-05
Formation d'oxydants photochimiques	kg NMVOC	7,01E-04	8,51E-04	4,90E-05	3,75E-04
Formation de particules en suspension	kg PM10 eq	1,74E-04	2,31E-04	-	1,74E-04
Toxicité pour l'homme	kg 1,4-DB eq	1,39E-03	3,11E-03	1,28E-02	7,10E-03
Écotoxicité terrestre	kg 1,4-DB eq	8,72E-07	2,12E-06	1,19E-04	5,99E-05
Écotoxicité en eau douce	kg 1,4-DB eq	4,96E-06	1,32E-05	9,30E-05	4,90E-05
Écotoxicité marine	kg 1,4-DB eq	9,44E-06	2,36E-05	3,94E-02	1,97E-02
Épuisement abiotique	kg Sb eq	-	-	3,19E-03	3,19E-03
Eutrophisation	kg PO ₄ eq	-	-	9,00E-05	9,00E-05

Les moyennes citées dans le tableau ont été calculées à partir des deux études sans système CCS. (Singh 2011) n'a pas fourni de résultats pour les deux dernières catégories (épuisement abiotique et eutrophisation), à l'inverse de (Badea 2010) dont nous prendrons les résultats comme une moyenne. De même pour la catégorie « formation de particules en suspension », la moyenne est calculée avec les résultats de (Singh 2011) suite à l'absence de ceux de (Badea 2010). L'étude de (Singh 2011) comprenait un scénario avec la technologie CCS. Bien qu'il améliore les résultats pour les émissions de GES, les résultats sont aggravés pour toutes les autres catégories (infrastructure, énergie, pipelines, etc.) : c'est un exemple très clair de transfert de pollution.

(Badea 2010) a fourni des résultats en fonction des phases du cycle de vie, à partir d'une TGCC de 55% d'efficacité, Figure III-7. La partie « treatment » correspond à la phase de la purification du gaz naturel.

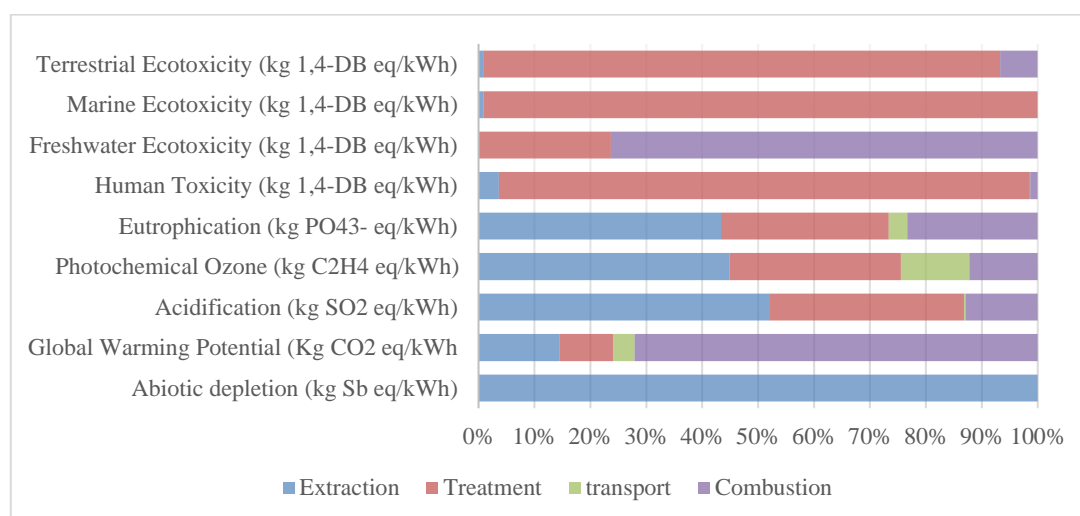


Figure III-7: Résultats de l'ACV en fonction des étapes du cycle de vie de la production d'électricité à partir de gaz naturel

La construction et la déconstruction de l'usine ne représentent pas des impacts élevés ; la majorité des impacts sont principalement dus aux phases d'exploitation et d'extraction. L'approvisionnement représente jusqu'à 30% des émissions totales de GES, principalement en raison des émissions fugitives de méthane (1 à 2%) et de la consommation d'énergie pendant l'extraction et le transport du gaz (Turconi 2013).

Dans son étude, (Atilgan 2015) a fourni des résultats pour le gaz, la houille et le lignite. Les résultats pour le gaz sont affichés dans le Tableau III-10.

Tableau III-10: Résultats ACV pour la production d'1 kWh d'électricité via le gaz naturel

Catégorie d'impact	Unité/kWh	Gaz naturel
Déplétion abiotique Éléments potentiels d'appauvrissement	kg Sb eq	2.40E-08
Potentiel d'appauvrissement abiotique fossile	MJ	8.80E+00
Potentiel d'acidification	kg SO ₂ eq	8.00E-04
Potentiel d'eutrophisation	g PO ₄ eq	1.00E-04
Ecotoxicité en eau douce	kg DCB eq	4.00E-03
Potentiel de réchauffement climatique	kg CO ₂ eq	5.00E-01
Potentiel de toxicité pour l'homme	kg DCB eq	6.00E-03
Potentiel d'écotoxicité aquatique marine	kg DCB eq	7.00E-03
Potentiel d'appauvrissement de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	9.20E-08
Potentiel d'oxydation photochimique	kg C ₂ H ₄ eq	1.80E-04
Potentiel d'écotoxicité terrestre	kg DCB eq	3.00E-04

III.3.5.3. Sources de variabilité

(Badea 2010; Singh 2011) ont donné des résultats très différents pour la toxicité humaine (facteur 1000) et l'écotoxicité marine (facteur 10000), mais les résultats des autres catégories sont proches. Les différences peuvent s'expliquer par plusieurs facteurs, selon les hypothèses et les inventaires pris en compte dans les différentes études tels que le rendement, la durée de vie de la centrale à gaz avec ou sans CCS, la source du combustible selon s'il s'agit de gaz naturel ou de méthane provenant d'un procédé de méthanisation et enfin si la centrale fonctionne selon un système de cogénération ou non.

Le taux d'utilisation est un paramètre essentiel car il est éminemment variable, selon que la centrale thermique fonctionne en continu ($K_p = 0,8$) ou seulement sur des courtes périodes pour pallier une surconsommation (hivers froids) ou un manque de production ponctuel des EnR.

III.3.6. Charbon et fioul

En France, l'électricité produite par la combustion du charbon ne représente que 1% de la production totale et devrait disparaître en 2022. Elle sera encore examinée dans cette étude en tant que référence à des fins de comparaison à l'international, car il s'agit d'une technologie importante de production électrique historique et elle est encore largement utilisée dans des pays comme l'Allemagne, les USA, la Chine et l'Australie.

Le fioul représente moins de 0,40% de la production totale et est utilisé en appoint extrême (EDF 2015). En raison des similitudes de principe entre la production d'électricité à partir du charbon et du fioul, elles seront examinées conjointement dans cette section.

Les centrales au charbon et au fioul fonctionnent comme les centrales au gaz traditionnelles, seul le combustible est différent. Afin d'atteindre des rendements plus élevés, le charbon est pulvérisé avant d'être brûlé. Les gaz de combustion sont filtrés/épurés (technologies plus récentes) et le CCS peut être utilisé, ce qui aboutit aux mêmes résultats en terme d'efficacité que dans le secteur du gaz.

III.3.6.1. Cycle de vie

Le cycle de vie de la production d'électricité brûlant du charbon a été déterminé par (Koornneef 2008) dans la Figure III-8. Il comprend des étapes de CCS qui sont facultatives.

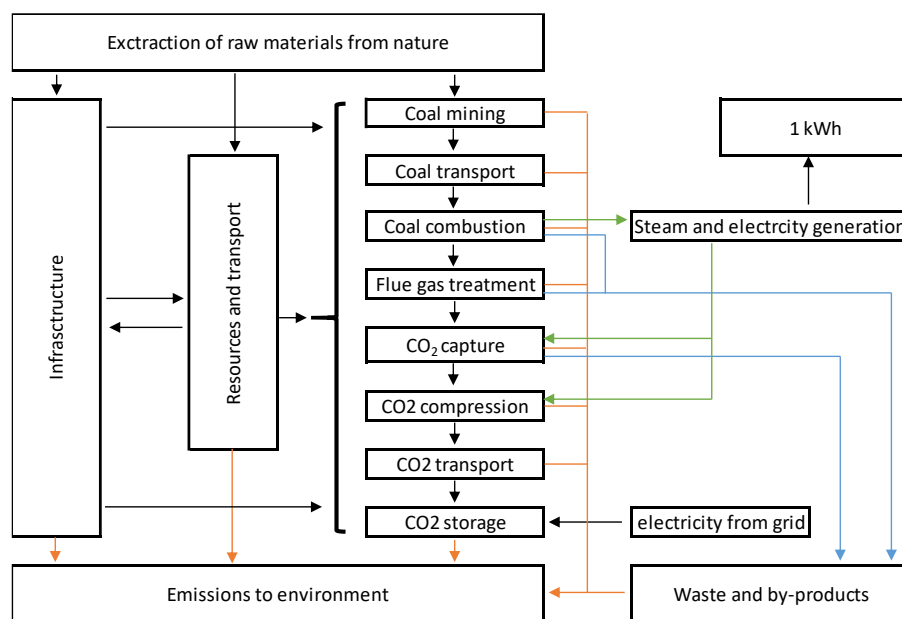


Figure III-8: Cartographie du cycle de vie de la production d'électricité à partir du charbon, y compris les étapes du CCS

Le cycle de vie de production de la filière charbon et fioul se compose de deux parties distinctes : la première concerne le cycle de combustible qui commence par l'extraction du gisement, puis le conditionnement des combustibles et finalement la capture partielle des GES par un système CCS. La deuxième partie concerne l'infrastructure et elle regroupe la phase de construction de la centrale au fioul ou au charbon, l'exploitation de la centrale (production d'électricité) et le

démantèlement en fin de vie. L'impact du transport des combustibles est considéré dans l'étude de ce cycle de vie.

Il est très important de noter que pour le fioul, une étape de raffinage du combustible s'ajoute avant leur transport.

III.3.6.2. Résultats de l'ACV

Pour le charbon, les résultats de (Koorneef 2008 ; Badea 2010) ont été regroupés alors que les résultats d'(Atilgan 2015) n'ont pas pu être comparés ; ils sont donc affichés séparément. Dans son étude, Koorneef compare une centrale à charbon classique, une centrale utilisant les dernières technologies en 2008, qui seront considérées comme la norme en France et également une centrale avec l'utilisation du CCS, ce qui nous amène à la même conclusion que celle que nous avons obtenue à la section précédente.

Tableau III-11: Résultats de l'ACV pour le charbon de concernant la production de 1 kWh d'électricité.

Catégories d'impact	Unité/kWh	Koorneef 2008			Badea 2010	Moyenne
		Classique	Avec les dernières technologies	Avec les dernières technologies + CCS		
Appauvrissement abiotique	kg Sb eq	8,25E-03	6,32E-03	8,45E-03	6,53E-03	7,39E-03
Réchauffement climatique	kg CO ₂ eq	1,09E+00	8,37E-01	2,43E-01	1,04E+00	8,03E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	8,52E-09	6,41E-09	9,93E-09		8,29E-09
Toxicité pour l'homme	kg 1,4-DB eq	1,06E-01	5,84E-02	1,64E-01	3,40E-02	9,06E-02
Écotoxicité en eau douce	kg 1,4-DB eq	1,19E-02	9,17E-03	1,34E-02	6,80E-04	8,79E-03
Écotoxicité marine	kg 1,4-DB eq	5,13E+02	7,55E+01	5,50E+01		2,15E+02
Écotoxicité terrestre	kg 1,4-DB eq	8,03E-04	3,26E-04	5,11E-04	2,19E-04	4,65E-04
Oxydation photochimique	kg C ₂ H ₄ eq	9,06E-05	5,13E-05	6,49E-05	4,27E-04	1,58E-04
Acidification	kg SO ₂ eq	2,76E-03	1,44E-03	2,10E-03	9,87E-03	4,04E-03
Eutrophication	kg PO ₄ eq	2,88E-04	1,61E-04	2,90E-04	4,76E-04	3,04E-04

L'étude de (Badea 2010) a également fourni des résultats d'ACV en fonction de l'étape du cycle de vie, comme présenté sur la figure suivante.

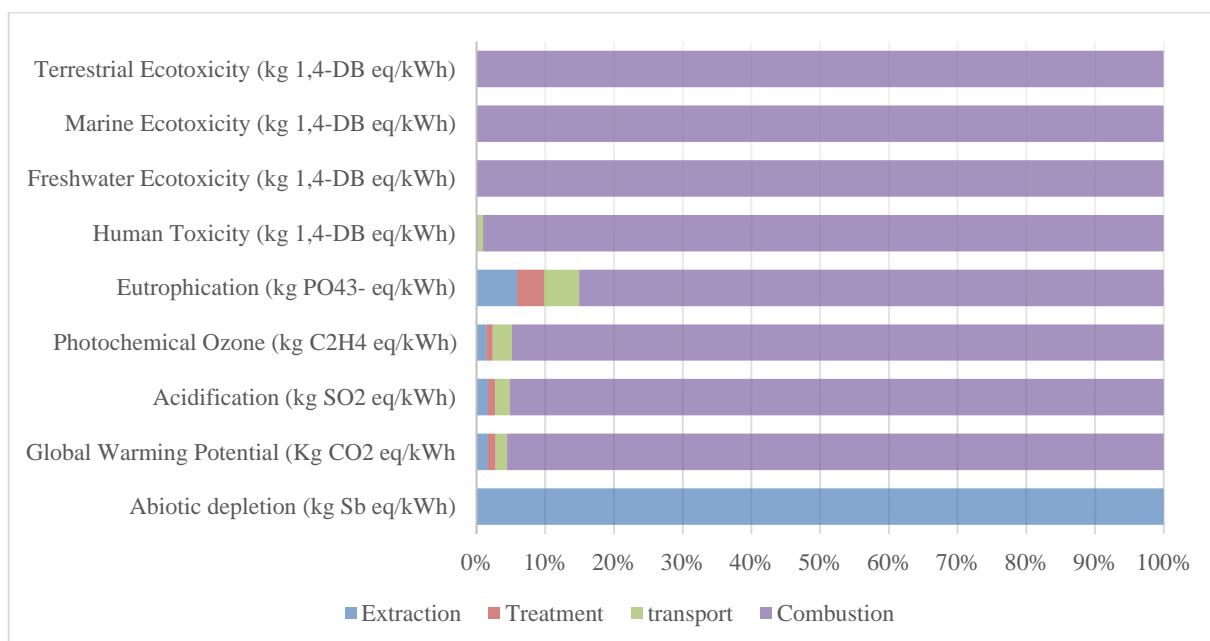


Figure III-9: Résultats de l'ACV par étape du cycle de vie pour la production de 1 kWh d'électricité à partir du charbon

On constate que la quasi-totalité des impacts proviennent de l'étape de combustion (production d'électricité) pour toutes les catégories sauf pour l'épuisement abiotique qui est majoritairement impacté par l'extraction du charbon.

Les résultats de (Atilgan 2015) sont affichés dans le

Tableau III-12.

Tableau III-12: Résultats de l'ACV pour le charbon de concernant la production de 1 kWh d'électricité

Catégorie d'impact	Unité/kWh	Charbon
Déplétion abiotique	kg Sb eq	8,10E-08
Potentiel d'épuisement des ressources fossiles	MJ	1,35E+01
Potentiel d'acidification	kg SO ₂ eq	6,00E-03
Potentiel d'eutrophisation	g PO ₄ eq	2,30E-03
Écotoxicité en eau douce	kg DCB eq	4,00E-01
Potentiel de réchauffement climatique	kg CO ₂ eq	1,13E+00
Potentiel de toxicité pour l'homme	kg DCB eq	3,00E-01
Potentiel d'écotoxicité aquatique marine	kg DCB eq	1,40E+00
Potentiel d'appauvrissement de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	8,00E-09
Potentiel d'oxydation photochimique	kg C ₂ H ₄ eq	3,30E-04
Potentiel d'écotoxicité terrestre	kg DCB eq	1,90E-02

Les résultats d'Atilgan sur le charbon révèlent que sa contribution est plus importante dans la catégorie du réchauffement climatique que les autres moyens de production comme l'éolien, le solaire et le nucléaire. De plus, le charbon participe fortement à l'appauvrissement des ressources fossiles.

En ce qui concerne le fioul, (Turconi 2013) fournit des résultats partiels d'ACV, passant en revue plusieurs études. Comme pour le charbon, les émissions de NOx et de GES proviennent des phases d'exploitation, tandis que l'approvisionnement en combustible représentait jusqu'à 20% des émissions de SO₂. L'efficacité énergétique et celle des systèmes CCS étaient les principales sources de variabilité des émissions de GES (de 0,53 kg eq CO₂/kWh à 0,9 kg eq CO₂/kWh). Les émissions de NOx varient de 0,5 à 1,5 g/kWh selon le système de filtration des gaz.

III.3.6.3. Sources de variabilité

Plusieurs sources ont été identifiées lors de l'analyse de cycle de vie du charbon et du fioul, dont surtout le rendement énergétique de la centrale qui varie de 10 à 50% pour la même quantité de matières premières. Le facteur de charge est un paramètre important qui peut varier de 10 à 90%, ainsi que la durée de vie de 20 à 40 ans.

III.3.7. Bioénergies

Les "bio-énergies " est un terme générique comprenant plusieurs technologies : combustion directe de biomasse solide (bois ou déchets urbains), gazéification de biomasse (bois) et combustion de biogaz, méthanisation (déchets ménagers, agricoles ou boues biologiques). Les centrales associées fonctionnent souvent en cogénération (Slaoui 2019; Observ'ER 2018). Le biogaz peut également être injectés dans le réseau.

Seules la combustion de biomasse solide (bois) et le biogaz seront examinés. Les autres composantes de la bioénergie ne sont pas traitées dans cette étude en raison de l'absence de leurs inventaires détaillés à ce jour et de leur très faible part dans le mix actuel.

III.3.7.1. Biomasse solide

En France, l'électricité produite à partir de la biomasse solide représente 0,5% de la production totale (2,8 TWh en 2018), mais est promise à une expansion selon la « PPE » ; il est donc pertinent de l'étudier ici. (Mirgaux 2016) a fourni des données sur la combustion directe du bois (rendement électrique de 18%) et la gazéification + combustion du bois (rendement électrique atteignant 32%).

L'étude ACV était une étude du « berceau à la porte » avec une unité fonctionnelle de 1 kWh de chaleur + 0,4 kWh d'électricité obtenue par gazéification. (Guest 2011) a également fourni une étude exhaustive de l'ACV sur la biomasse solide (bois) en Norvège. Guest a réalisé une étude dans le contexte norvégien, mais il a expliqué les différents paramètres et hypothèses à déployer afin de les modifier selon le contexte français.

La production d'électricité par la biomasse solide est similaire à celle des centrales à charbon. Au lieu d'utiliser du charbon, le bois est utilisé comme combustible. Les émissions de CO₂ qui en résultent sont en principe compensées par le CO₂ absorbé par les arbres pendant leur croissance. Il est

important de souligner que les forêts doivent être gérées de manière durable pour que cette énergie soit considérée comme renouvelable.

III.3.7.1.1. Cycle de vie

Le cycle de vie de la combustion de la biomasse solide a été tiré de (Guest 2011) dans la Figure III-10.

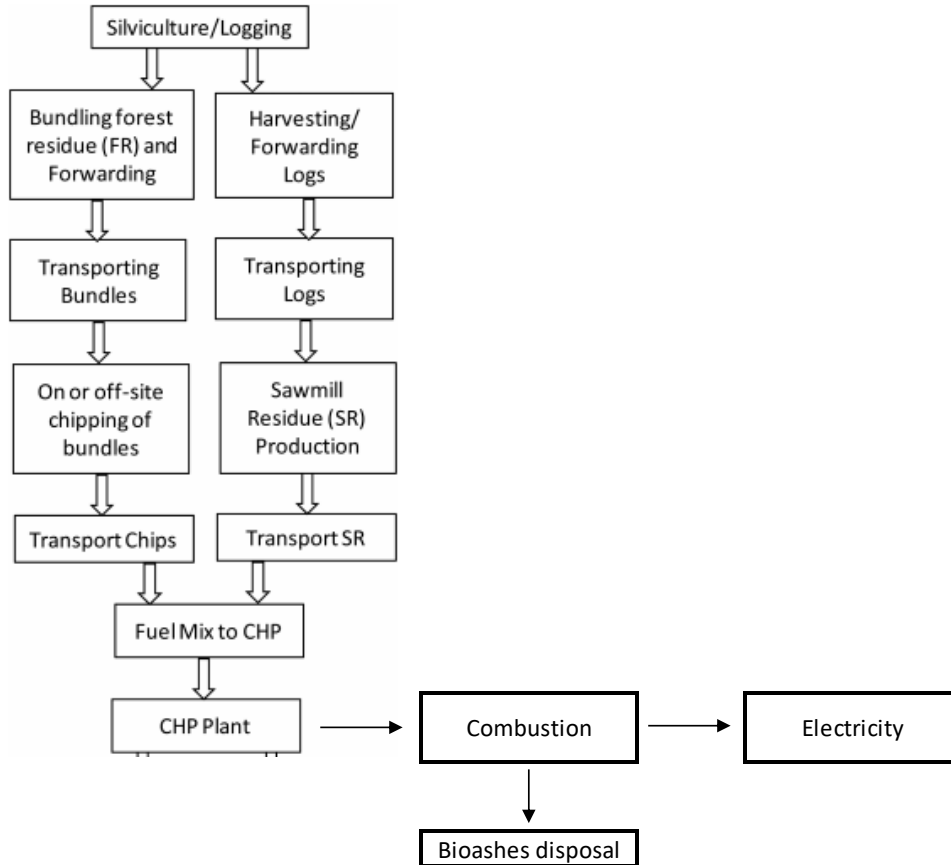


Figure III-10: Combustion de biomasse solide pour la production d'électricité tout au long du cycle de vie (Guest 2011)

III.3.7.1.2. Résultats de l'ACV

(Guest 2011) a fourni des résultats exhaustifs de l'ACV avec le détail des différentes étapes du cycle de vie qui sont présentées dans le Tableau III-13 et la Figure III-11.

Tableau III-13: L'ACV résulte de la production de 1 kWh d'électricité par combustion de biomasse bois

Catégorie d'impact	Unité/ kWh	Production de bio-combustible	Transport de la biomasse	Infra-structure	Opération	Elimination des cendres	TOTAL
Appauvrissement abiotique	kg Sb eq	3,66E-06	6,44E-06	2,60E-07	4,95E-08	6,48E-08	1,05E-05
Acidification	kg SO ₂ eq	2,61E-06	4,07E-06	4,66E-07	7,14E-06	6,76E-08	1,44E-05
Eutrophication	kg PO ₄ eq	6,52E-07	9,13E-07	3,04E-08	1,85E-06	1,49E-07	3,59E-06
Changement climatique	kg CO ₂ eq	4,91E-04	7,78E-04	4,70E-05	1,29E-03	8,44E-06	2,61E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	1,70E-11	4,17E-11	2,34E-12	6,11E-13	1,60E-12	6,32E-11
Toxicité humaine	kg 1,4-DB eq	3,37E-04	1,85E-04	3,14E-04	3,22E-05	3,74E-05	9,05E-04
Écotoxicité en eau douce	kg 1,4-DB eq	6,56E-05	3,32E-05	2,33E-05	1,47E-06	3,19E-04	4,42E-04
Écotoxicité marine	kg 1,4-DB eq	8,21E-02	1,07E-01	2,48E-02	1,72E-03	1,71E-01	3,87E-01
Écotoxicité terrestre	kg 1,4-DB eq	1,81E-06	1,67E-06	3,81E-05	1,21E-06	6,33E-08	4,28E-05
Oxydation photochimique	kg C ₂ H ₄ eq	1,08E-07	1,28E-07	2,35E-08	1,04E-06	3,27E-09	1,30E-06

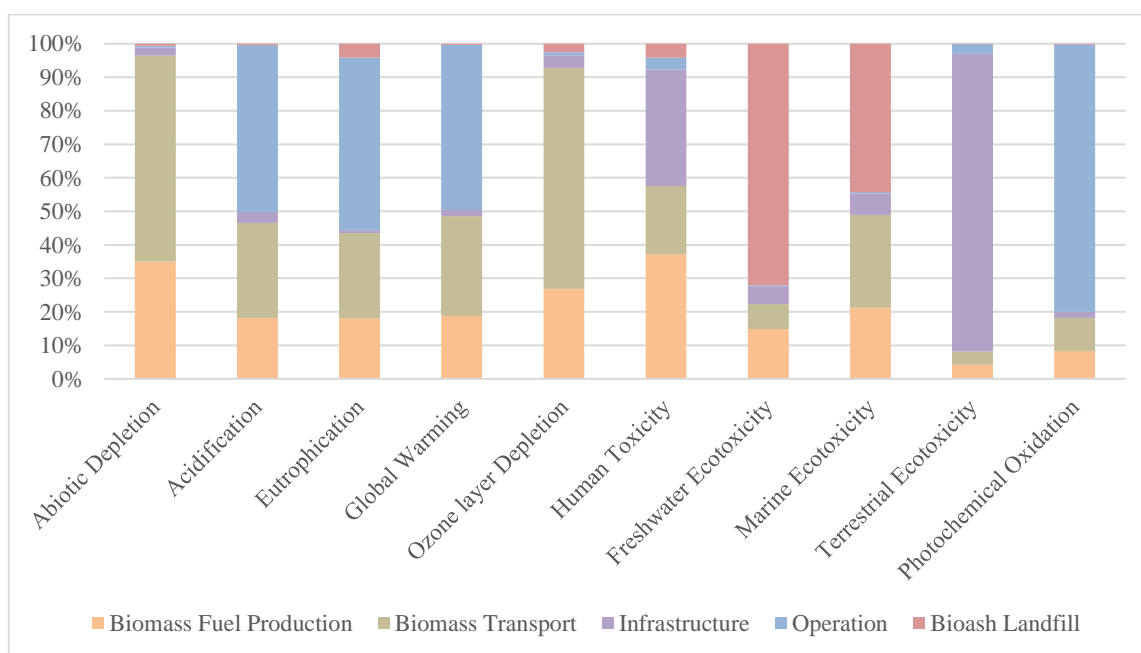


Figure III-11: ACV de la production de 1 kWh d'électricité par la combustion de biomasse bois, par étape de cycle de vie

On peut noter que le transport représente un impact élevé dans plusieurs catégories alors que les autres opérations ont un impact sur 4 catégories : acidification, eutrophisation, réchauffement climatique et formation d'oxydants photochimiques.

III.3.7.2. Biogaz

Le biogaz est un gaz, composé à environ 60% de méthane, mais aussi de CO₂ et de quantités variables de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène (H₂S), obtenues par digestion anaérobie de déchets organiques et/ou de déchets de biomasse, comme les déchets agricoles. Ce biogaz peut alors être utilisé dans un réacteur TGCC classique ou être injecté dans le réseau de gaz urbain. L'électricité issue du biogaz représente 2,4 TWh (0,4%) de la production française d'électricité en 2018 (RTE 2018).

III.3.7.2.1. Cycle de vie

Le cycle de vie du biogaz commence avec la décomposition des déchets organiques et/ou agricoles. Cette matière est ensuite enfermée dans un réacteur hermétique avec addition de bactéries pour la digestion anaérobie. Le méthane émis est récupéré avant d'être utilisé comme combustible pour la production d'électricité/de chaleur ou comme gaz « vert » pour les transports ou l'usage domestique.

III.3.7.2.2. Résultats de l'ACV

(Stucki 2011) a fourni une étude ACV pour la production d'électricité à partir du biogaz et de différents bio-déchets (agricoles, boues d'épuration,...). Cet auteur a utilisé la méthode de la rareté écologique pour son calcul. Les résultats sont exprimés en EP (« ecopoints ») pour chaque catégorie. Par exemple, pour la catégorie changement climatique, 1 EP correspond à 460 kg eq CO₂.

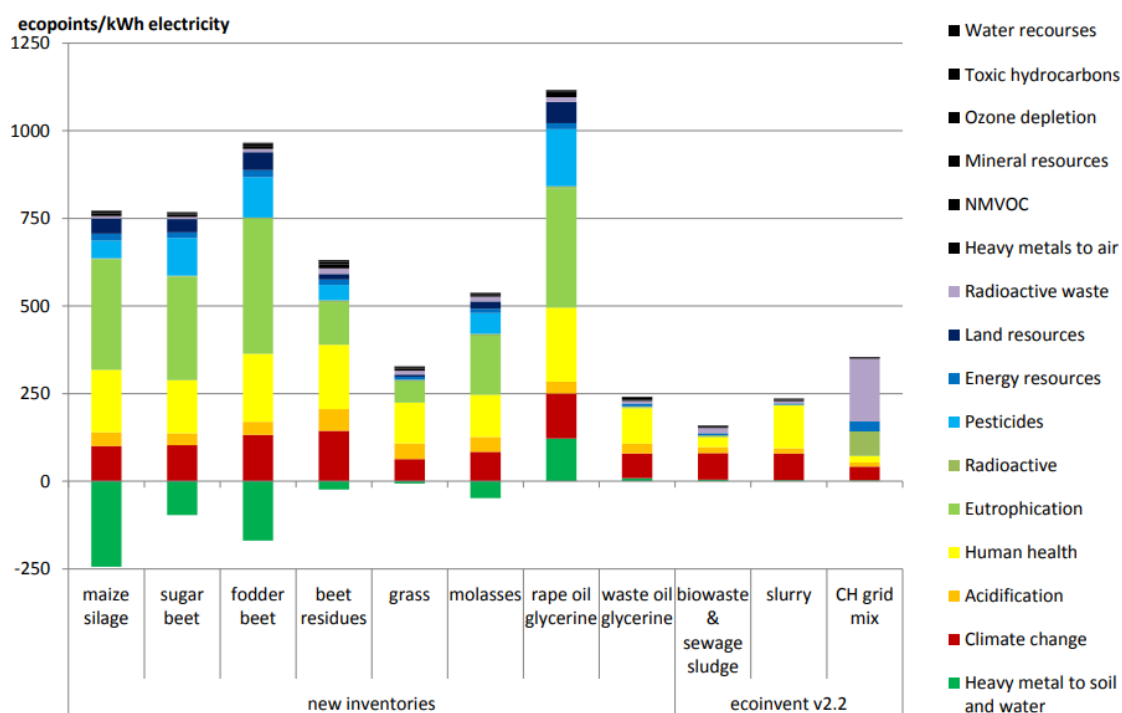


Figure III-12 : Pénurie écologique (2006)- Résultats de l'ACV pour 1 kWh d'électricité issue du biogaz selon la source de biogaz

III.3.8. Géothermie

Historiquement, les centrales géothermiques sont utilisées pour la production et la distribution de chaleur, mais elles peuvent également être utilisées pour la production d'électricité par cogénération en utilisant la chaleur pour activer les turbines à vapeur. En France, la production d'électricité géothermique est très faible, mais pourrait représenter une part plus importante dans un avenir proche (Observ'ER 2018), d'où son examen dans cette étude. Seules deux centrales géothermiques sont actives à l'échelle industrielle en France : Bouillante (Guadeloupe) et Soultz-sous-Forêts (Alsace). Cette dernière est une usine pilote destinée à perfectionner la technique « enhanced geothermal system » (EGS). Plusieurs sites ont le potentiel d'accueillir des installations industrielles pour ce type de production d'électricité, en lien avec un sous-sol d'origine volcanique.

Le diagramme ci-après présente le fonctionnement d'une centrale géothermique.

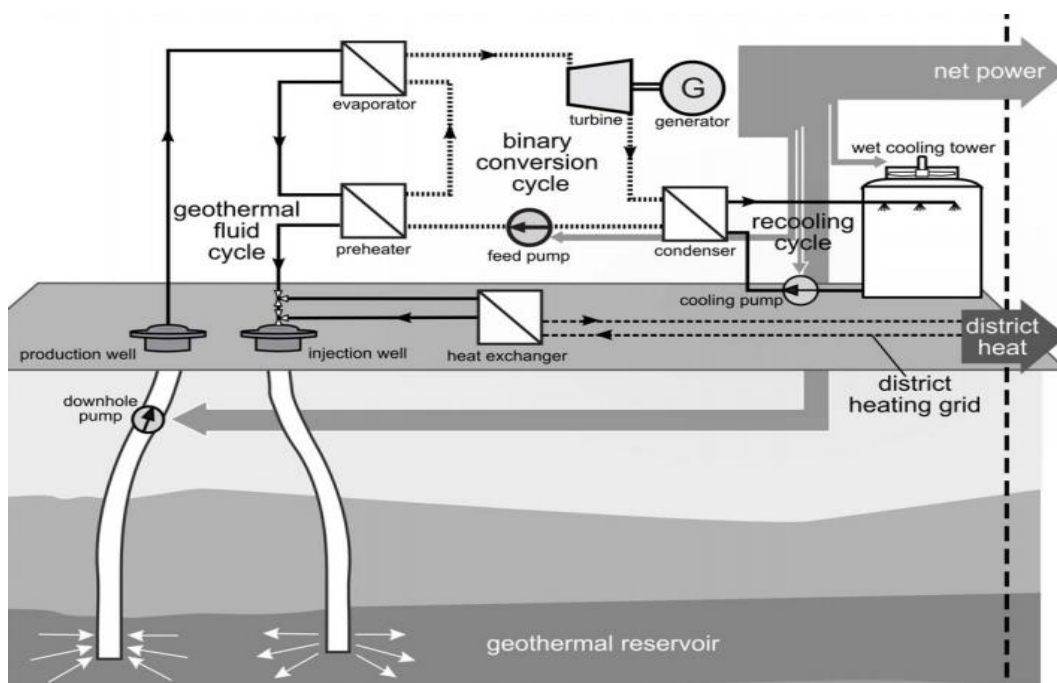


Figure III-13 : Figure de principe pour la production d'électricité géothermique

Le fonctionnement d'une centrale géothermique repose sur la chaleur souterraine qui chauffe les eaux qui s'infiltrent en profondeur. Ces eaux chaudes sont pompées vers la surface via des conduites forées dans le sous-sol. Arrivées en surface, elles se transforment en vapeur par détente. Cette vapeur fait finalement tourner la turbine qui produit de l'électricité.

III.3.8.1. Cycle de vie

La première étape consiste à trouver la zone à potentiel géothermique, avec des puits d'exploration. Une fois l'endroit trouvé, les puits de production sont forés. L'usine est construite autour de ces puits. Suit la phase d'exploitation/maintenance jusqu'au déclassement (Marchand 2015).

III.3.8.2. Résultats de l'ACV

Les résultats de plusieurs études d'ACV ont été regroupés dans le Tableau III-14 et la Figure III-14 (Lacirignola 2017; Asdrubali 2015; Marchand 2015).

Tableau III-14: Résultats de l'ACV pour la production de 1 kWh d'électricité géothermique

Catégorie d'impact	Unité	Min	Moy	Max
Réchauffement de la planète	kg CO ₂ eq	3,54E-02	4,42E-02	5,24E-02
Eutrophisation de l'eau douce	kg P eq	1,44E-06	9,65E-06	1,89E-05
Eutrophisation marine	kg N eq	1,33E-06	1,72E-04	6,42E-04
Eutrophisation terrestre	kg PO ₄ ³⁻ eq	8,04E-06	7,66E-05	2,80E-04
Transformation naturelle des terres	m ²	3,56E-06	4,17E-06	4,70E-06
Écotoxicité en eau douce	CTUe	2,12E-02	2,54E-02	2,80E-02
Épuisement abiotique	kg Sb eq	3,36E-05	1,32E-02	3,96E-02
CED non renouvelable	MJ	7,35E-02	4,08E-01	8,60E-01
CED renouvelable	MJ	8,17E-04	9,79E-04	1,20E-03
Occupation agricole et urbaine	m ² a	3,74E-04	4,29E-04	5,22E-04
Toxicité pour l'homme (voiture)	CTUh	1,67E-13	2,31E-13	3,04E-13
Toxicité pour l'homme (non carc.)	CTUh	1,13E-12	1,24E-12	1,43E-12
Acidification	kg SO ₂ eq	3,82E-04	1,39E-03	1,95E-03

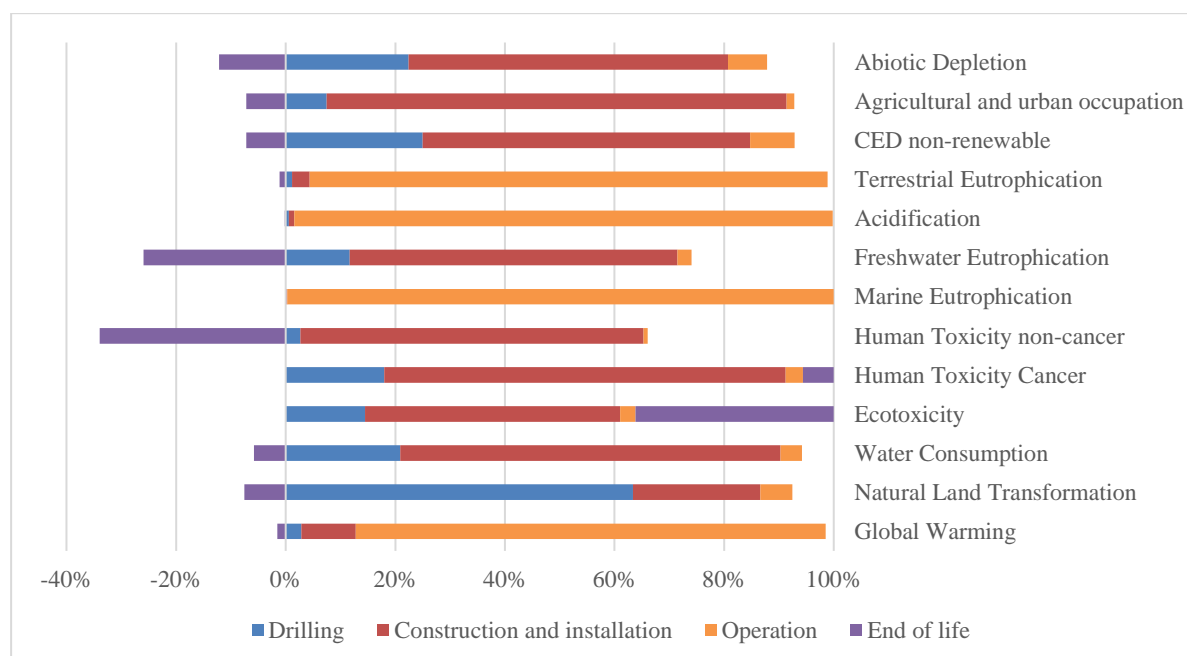


Figure III-14: Impacts par étape du cycle de vie de la centrale géothermique de Bouillante, pour la production de 1 kWh d'électricité

III.3.9. Analyse multicritère des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie

Cette caractérisation d'impact a été basée sur les fiches d'inventaire disponibles dans la base de données EcoInvent 3.5 pour les filières de production française, sans aucune modification. La méthode de caractérisation Impact 2002+ a été utilisée.

La filière éolienne est représentée seulement par les éoliennes terrestres de type 2 MW avec une durée de vie estimée à 25 ans et un facteur de charge moyen de 20%.

La production photovoltaïque est considérée avec une ferme de production unitaire de 570 kWc avec un facteur de conversion qui correspond à la moyenne d'ensoleillement entre Paris et Marseille de 1000 kWh/kWc annuelle (Stoppato 2008), soit un facteur de charge moyen de 15%. La durée de vie a été estimée à 20 ans.

La production hydraulique est considérée avec le mix français réel entre les barrages et les rivières.

Les impacts environnementaux de la filière nucléaire sont estimés à partir du jeu de données « electricity production, nuclear, pressure water reactor (kWh, FR) » de la base de données EcoInvent. Ces impacts ne considèrent que les seules émissions en fonctionnement normal hors accident.

Les énergies fossiles sont supposées sans système de séquestration du carbone.

Une comparaison de 14 catégories d'impact des différentes filières de production d'énergie est illustrée dans la Figure III-15: Impact de la production d'un kWh de chaque filière pour les différentes catégories. Il s'agit d'une comparaison, réalisée avec SimaPro, des impacts relatifs de chaque filière de production d'électricité.

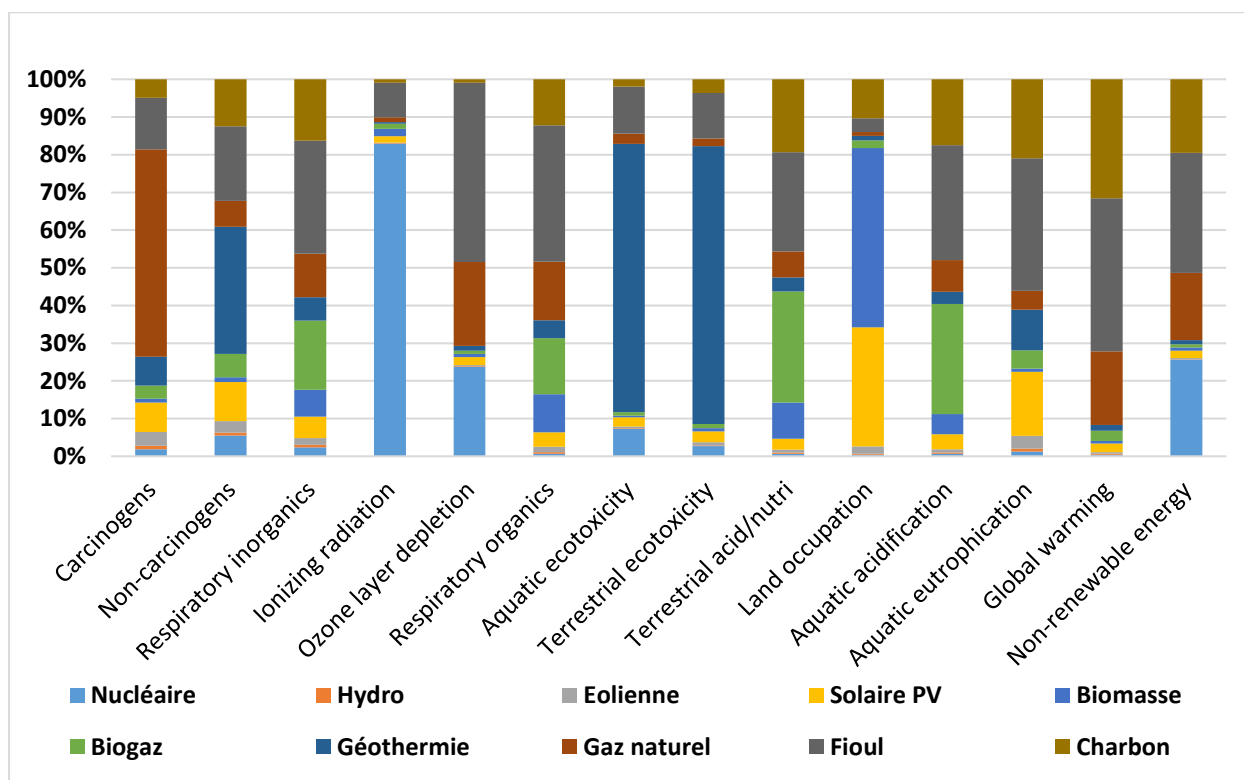


Figure III-15: Impact de la production d'un kWh de chaque filière pour les différentes catégories

On remarque que dans la plupart des catégories d'impacts concernées, les filières fossiles présentent des impacts environnementaux supérieurs aux alternatives renouvelables et au nucléaire.

La production d'électricité à partir de gaz présente des impacts significativement inférieurs à la production à partir de fioul et de charbon, en raison d'un rendement supérieur et d'une moindre émission de particules polluantes. L'empreinte carbone de la filière gaz fossile reste néanmoins élevée ; c'est pourquoi l'utilisation d'un système CCS est recommandée pour réduire d'un facteur de 3 les émissions de GES.

La filière nucléaire présente, sur son cycle de vie, une empreinte environnementale faible à l'exception des catégories des rayonnements ionisants, de l'appauvrissement de la couche d'ozone et de l'épuisement de ressources non-renouvelables (uranium).

Les impacts environnementaux des filières EnR sont également faibles dans la majorité des catégories, à l'exception de l'utilisation des terres pour les centrales PV au sol.

L'empreinte carbone de l'énergie hydroélectrique représentée sur la Figure III-15 ne tient pas compte des possibles émissions de GES des réservoirs. Ils ont le potentiel, dans les cas de figure défavorables, de rendre l'énergie hydroélectrique aussi émettrice en GES. Ainsi, ces émissions, dont la modélisation est complexe et incertaine, doivent faire l'objet d'une étude spécifique et approfondie (Besseau 2019).

Le choix des technologies et les filières de production optimaux pour le mix du futur n'est pas évident puisqu'on trouve un optimum différent pour chaque catégorie d'impact. La possibilité de regrouper les impacts en passant aux EndPoints peut résoudre cette problématique (ISO 2006).

III.4. Examen des solutions de stockage d'énergie

Le stockage d'énergie fournit une solution technique au gestionnaire du réseau pour assurer en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation et permet une meilleure exploitation des ressources renouvelables (Robin 2004).

Les différents moyens de stockage peuvent être classés selon trois grandes catégories :

- Mécaniques notamment les STEP (marines et terrestres), le stockage d'énergie par air comprimé (CAES, conventionnel ou adiabatique) et le volant inertiel ;
- Electrochimiques qui regroupent les batteries et le système « power to gas to power » (P2G2P) qui comprend un électrolyseur, un stockage d'hydrogène comprimé et une pile à combustible pour transformer le gaz en électricité ;
- Electromagnétiques constitués par les supraconducteurs et supercondensateurs.

Chaque moyen se caractérise par plusieurs avantages et inconvénients comme le montre le Tableau III-15

Tableau III-15: Avantages et inconvénients de chaque moyen de stockage

Moyen de stockage	Avantages	Inconvénients
STEP terrestres	<ul style="list-style-type: none"> - Mature - Bon rendement - Durée de vie (+40 ans) 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrainte d’emplacement - Impact environnemental - Acceptabilité du public
STEP marines	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de besoin de prélèvement d’eau en rivière ou en lac. 	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion probable des matériaux en contact avec l’eau de mer. - Potentiel ultra limité sur les côtes françaises, en raison du peu de falaises et de la loi « littoral » empêchant toute nouvelle construction
CAES	<ul style="list-style-type: none"> - Emissions CO₂ faibles (CAES adiabatique) (Kapila 2019) - Grande puissance et très grandes capacités 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d’investissement - Site de stockage géologique adapté
Volant d’inertie	<ul style="list-style-type: none"> - Temps de réponse très court - Très bon rendement - Longue durée de vie - Peu de maintenance - Nombreux constructeurs 	<ul style="list-style-type: none"> - Forte autodécharge - Coût
Electrolyseur	<ul style="list-style-type: none"> - Transportabilité 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût - Durée de vie courte - Rendement faible
Batteries Li-ion	<ul style="list-style-type: none"> - Haute densité énergétique - Bon rendement - Durée de vie, cyclage 	<ul style="list-style-type: none"> - Sécurité - Besoin d’une régulation thermique - Coût
Batterie à circulation ou « Redox »	<ul style="list-style-type: none"> - Haute modularité - Large plage des ratios Puissance/Energie - Durée de vie - Faible autodécharge 	<ul style="list-style-type: none"> - Architecture compliquée (surtout lorsqu’il y a deux cuves) - Risque de fuite de l’électrolyte - Coût de maintenance - Faible densité énergétique
Supraconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> - Excellent temps de réponse - Haut rendement - Adapté pour fournir de l’énergie rapidement - Durée de vie - Charge et décharge rapide 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible densité énergétique - Processus cryogénique nécessaire (pénalise par conséquent le bilan énergétique) - Autodécharge - Ondes électromagnétiques
Super-condensateurs	<ul style="list-style-type: none"> - Temps de réponses courts - Grande durée de vie 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût - Capacité limitée

Chaque moyen de stockage a ses propres caractéristiques qui dépendent du rendement, du coût et de la durée de vie. L’ensemble de ces paramètres sont regroupés dans le Tableau III-16.

Tableau III-16: Caractéristiques de chaque moyen de stockage

Moyen de stockage	Rendement (%)	Densité énergétique	Investissement (€/kW)	Durée de vie (ans)
STEP	65 à 80	1 kWh /m3	500 à 1500	80 à 150
CAES	C-CAES : 54 A-CAES : 70	2 kWh/ m3	450 à 650	40
Batteries	70 à 75	Plomb : 33 kWh/t Li-ion : 100 kWh/t	Plomb : 300 Li-ion : 3000	10 à 15
P2G	60 à 80	300 à 600 Wh/kg	600	5 à 10
Volant inertiel	85 à 95	1 à 5 Wh/kg	150 à 3000	20
Super-condensateurs	90 à 95	10 à 60 Wh/kg	100 à 500	500000 cycles
Supraconducteurs	75 - 80	1 à 5 Wh/kg	100 à 500	15 à 20

Ces caractéristiques ont été analysées afin d’identifier les meilleurs moyens de stockage pour assurer la réussite de la transition en réduisant les impacts environnementaux :

- Les STEP, puisqu’elles représentent une capacité importante déjà installée, fournissent un bon rendement et leurs impacts sont faibles ;
- Les CAES car ils sont faciles à mettre en place. Les A-CAES présentent un bon rendement, leurs impacts sont faibles en raison de leur densité de puissance très importante ;
- Les batteries car il s’agit d’une technologie mature, adaptée pour les sollicitations rapides. Leur rendement est élevé et la plupart de leurs matériaux sont recyclables, ce qui compense leurs impacts parfois non négligeables ;
- Le « power-to-gas » grâce à son utilisation de gaz pour d’autres applications comme les réseaux de chaleur urbaine ou le GPL pour les véhicules.

Ces quatre types sont traités dans les paragraphes suivants.

III.4.1. Stations de transfert d’énergie par pompage

En France, la technologie des STEP est très mature et représente une capacité de 7 MW, la première en Europe. Elles fonctionnent en cycles pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbopompes réversibles (Gimeno-Gutiérrez 2013). Une étude a montré que, hors considérations de coût, de faisabilité et d’environnement, elles pourraient pallier complètement le problème de l’intermittence des énergies (Futura 2019).

Le principe général des STEP est représenté dans le schéma suivant.

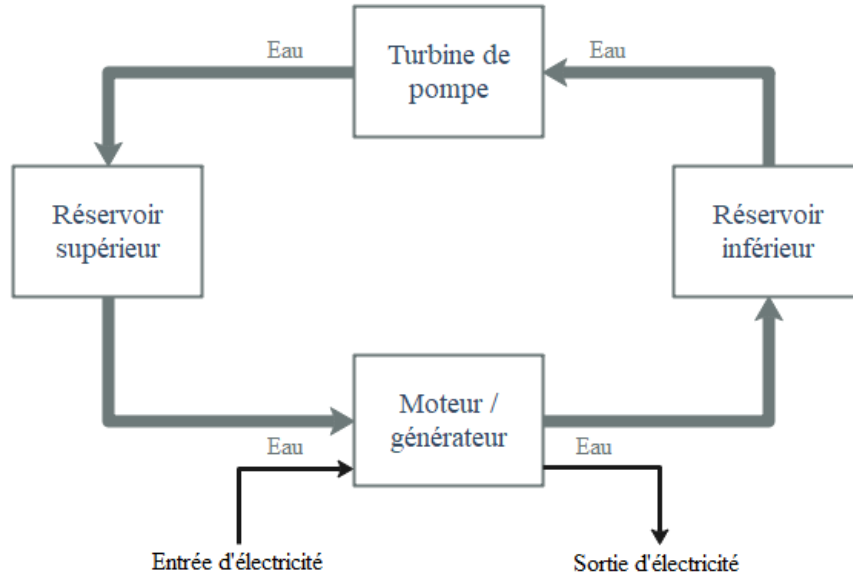


Figure III-16: Schéma de principe d'une STEP

Le cycle de fonctionnement d'une STEP avec les flux d'énergie entrant et sortants a été illustré par un diagramme de Sankey, en considérant les différentes pertes et rendement lors de son fonctionnement (Denholm 2004):

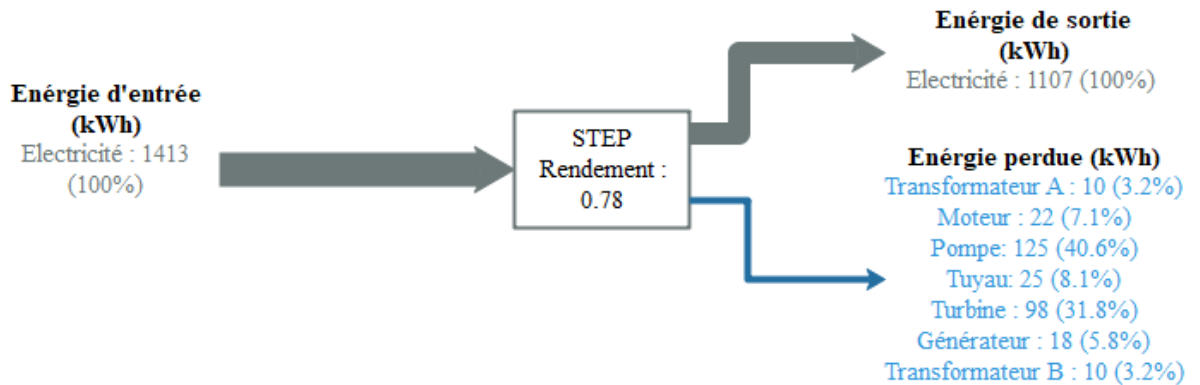


Figure III-17 : Diagramme de flux d'énergie pour un cycle d'une STEP

III.4.1.1. Cycle de vie

Le cycle de vie général d'une STEP est illustré dans la figure suivante :

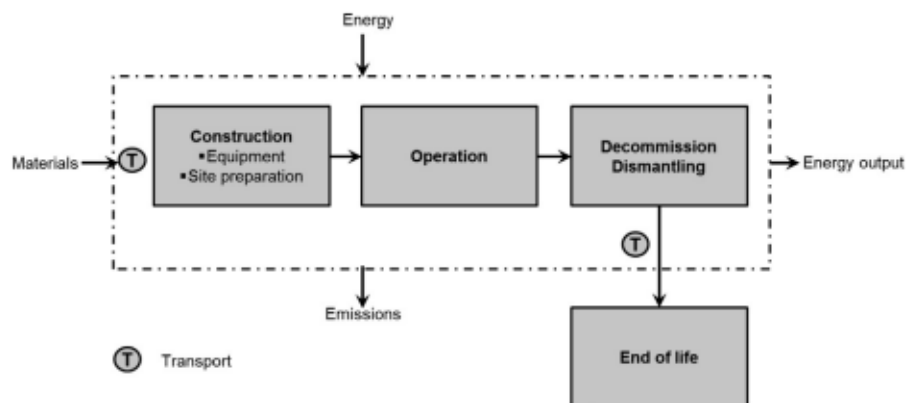


Figure III-18 : Frontière considérée du système pour une STEP

Trois phases du cycle de vie des systèmes de stockage ont été prises en compte : la construction, l'exploitation et le déclassé. La phase de construction comprend l'équipement et l'énergie nécessaires pour construire l'usine de stockage, la préparation du site et le transport de l'équipement sur le site. La phase opérationnelle comprend l'entrée et la sortie d'énergie des systèmes de stockage et la phase de déclassé implique le démantèlement des équipements et la restauration du site dans son état d'origine (Energy Center 2000). L'élimination /recyclage de l'équipement retiré sort du cadre de cette étude.

III.4.1.2. Résultats d'ACV

Plusieurs études ont été menées afin d'estimer les contributions des STEP aux émissions de GES dans l'ensemble de leur cycle de vie. Les résultats obtenus ont montré de faibles émissions, ce qui confère aux STEP un aspect environnemental avantageux. Les STEP offrent une solution de stockage avec un bon rendement et durant des dizaines d'heures voire au-delà dans certains cas.

Les études de (Denholm 2004) ont montré que les émissions de GES du cycle de vie des STEP est estimé de 5,65 g CO₂ eq/kWh. (Oliveira 2015) a calculé les émissions de construction pour les STEP à 5 g CO₂ eq/kWh.

III.4.1.3. Sources de variabilité

Lors de l'analyse du cycle de vie des STEP, plusieurs résultats d'impacts se sont avérés différents à cause de plusieurs sources de variabilité. Certaines sont communes avec la filière hydraulique et qui sont liées au réservoir telles que son volume, sa surface et son facteur d'émissivité en CO₂, CH₄ et N₂O, d'autres dépendent du barrage à savoir la part d'acier contenu, ses dimensions et les différents scénarios et stratégies de maintenance. S'y ajoutent des causes liées à la durée de vie, la durée de stockage, le rendement et le taux d'utilisation.

III.4.2. CAES (stockage d'énergie par air comprimé)

Il s'agit de comprimer puis stocker de l'air grâce à un compresseur dans des cavités souterraines, comme d'anciennes mines de sel ou dans des enceintes en acier, la libération de l'air comprimé permettant de faire tourner des turbines afin de produire de l'électricité.

On distingue deux types de CAES : conventionnel (C-CAES) et adiabatique (A-CAES).

Dans le système conventionnel, l'air comprimé à la sortie du compresseur est directement envoyé et stocké dans la chambre, contrairement au système adiabatique qui n'échange pas la chaleur qui sort du compresseur avec l'environnement extérieur car il inclut un réservoir supplémentaire dédié au stockage de cette chaleur. La compression dans un C-CAES s'effectue avec une pression qui varie entre 45 et 70 bar et pour un A-CAES, elle varie entre 140 et 160 bar.

Le principe général de fonctionnement de chaque typologie est représenté dans les deux schémas suivants (Connaissance des énergies 2013) :

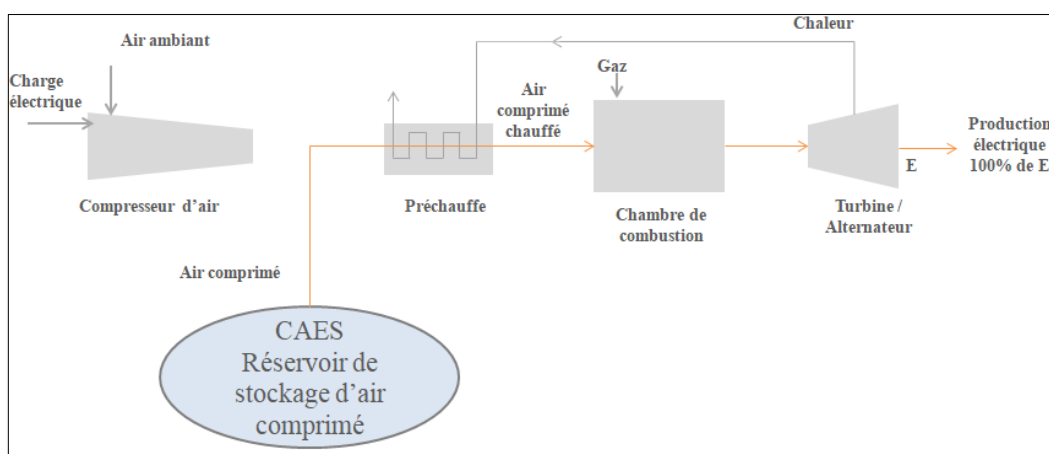


Figure III-19 : Schéma du système de stockage d'énergie à air comprimé conventionnel

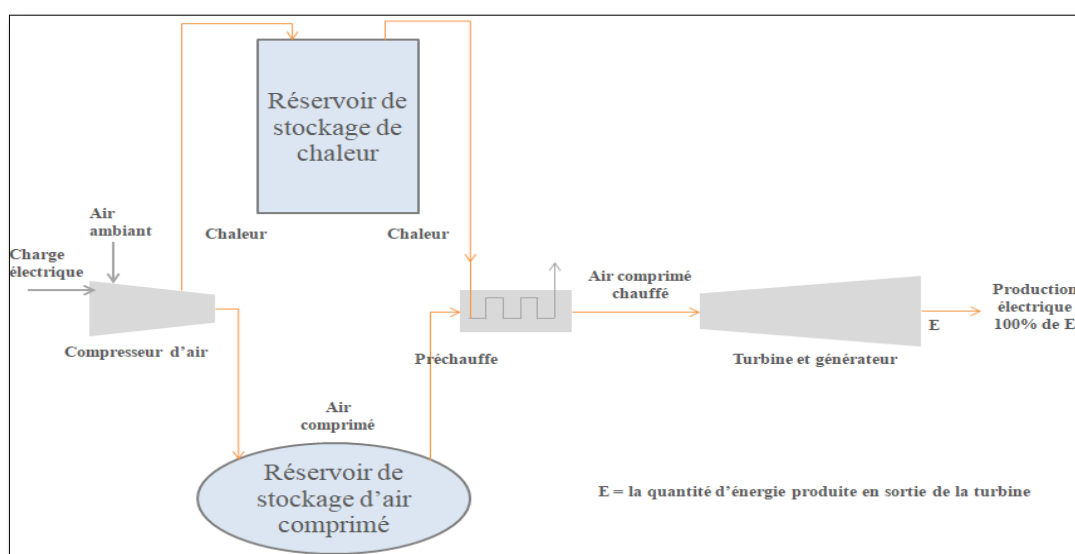


Figure III-20: Schéma du système de stockage d'énergie comprimé adiabatique

Les flux d'énergie entrant et sortant ont été illustrés par le schéma de Sankey ci-dessous (Denholm 2004):

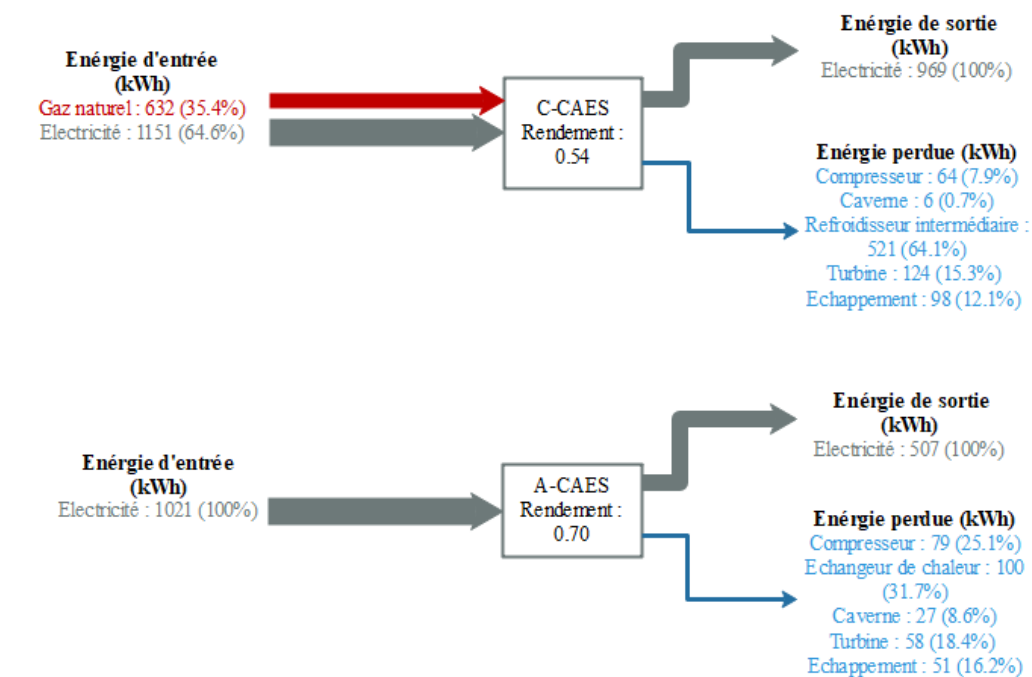


Figure III-21 : Diagramme de flux d'énergie pour un cycle C-CAES et A-CAES

Ce diagramme montre que le rendement des A-CAES atteint 70%, supérieur à celui des C-CAES qui est limité à 54% (Denholm 2004), en raison des pertes dues à l'échauffement qui accompagne la compression d'air.

III.4.2.1. Cycle de vie

Le cycle de vie d'un système CAES se compose de trois phases : la construction, l'exploitation et le démantèlement. La phase de construction concerne l'installation de tous les équipements du système notamment le compresseur, le réservoir et la turbine, en plus du transport des équipements et matériaux nécessaires pour l'installation et l'étanchéification de la chambre de stockage. Concernant la phase d'exploitation, elle comprend les entrées et sorties du système lors de son fonctionnement. Quant à la phase de démantèlement, elle concerne la désinstallation des équipements, la restauration du site et le transport nécessaire pour évacuer les éléments à valoriser et les déchets.

III.4.2.2. Résultats d'ACV

Le C-CAES a une contribution importante aux émissions de GES qui est due à l'utilisation de gaz naturel pour répondre aux spécifications de la turbine à gaz afin de produire de l'électricité, contrairement au A-CAES où le gaz est remplacé par la chaleur due au travail de compression pour préchauffer l'air comprimé.

Le stockage adiabatique par air comprimé engendre moins d'impacts environnementaux que d'autres alternatives de stockage sauf les STEP dont les impacts sont équivalents au CAES

adiabatique. Cela reste vrai tant que l'air comprimé est stocké en cavité souterraine, ce qui représente une importante contrainte au déploiement de cette solution.

Plusieurs résultats ont été analysés pour leur contribution au réchauffement climatique : pour C-CAES, l'impact varie entre 397 et 403 g CO₂ eq/kWh, alors qu'il se situe entre 296 et 308 g CO₂ eq/kWh par contre pour les A-CAES (Kapila 2019).

III.4.2.3. Sources de variabilité

Plusieurs facteurs de variabilité ont été soulignés lors des différentes études d'ACV réalisées. Certains dépendent de la puissance de l'installation et l'existence ou non de système de stockage de chaleur. D'autres facteurs sont liés aux caractéristiques de la centrale telles que son rendement, sa capacité de stockage et sa durée de vie, ainsi que le volume et la pression maximale du réservoir et sa typologie (réservoir en acier ou en cavité souterraine). Les éléments relatifs aux turbomachines, au stockage thermique et à la distance de raccordement au réseau électrique influencent les résultats de l'ACV.

III.4.3. Batteries

Concernant le stockage par batterie, il s'agit de la solution présentant le meilleur rendement. Selon (Mayé 2010), elles sont conçues par empilement de compartiments composés d'éléments chimiques. Plusieurs technologies de batteries ont été conçues : PbA basée sur le plomb et l'acide sulfurique, NiCd basée sur le nickel et le cadmium, NiMH basée sur du nickel et un hydrure métallique, Li-ion basée sur un alliage LiNiCoMn et Na/S basée sur le sodium et le soufre.

Les batteries sont plus utilisées avec les installations PV qu'avec d'autres moyens de production électriques.

Le Tableau III-17 montre les caractéristiques de chaque technologie.

Tableau III-17: Propriétés clés de diverses technologies de batteries

Technologie	Energie spécifique (Wh/kg)	Nombre de cycles	Rendement%
PbA	20-32	700-1500	70-84
NiCd	22-30	1200-5500	65-85
NiMH	35-55	1000-2900	65-85
Li-ion	80-120	6000-8500	85-95
Na/S	103-116	4700-7200	75-83

Les caractéristiques des batteries varient d'une technologie à une autre et leur choix dépend du besoin. Les batteries Li-ion peuvent atteindre une énergie spécifique maximale égale à 120 Wh/kg, qui est la plus grande valeur parmi tous les autres. Elles permettent aussi d'effectuer le plus grand nombre de cycles de vie et leur rendement peut atteindre 95%. Les autres technologies ont des valeurs inférieures sauf la Na/S dont les caractéristiques sont assez proches du Li-ion.

III.4.3.1. Cycle de vie

Le cycle de vie d'une batterie passe par trois étapes : fabrication, exploitation et recyclage en fin de vie. La phase de fabrication passe d'abord par la production des matériaux nécessaires, qui dépendent de la technologie de la batterie. Cette étape consiste à récupérer les matières premières soit d'un flux sortant du recyclage d'une batterie identique, soit de l'extraction. Les matières obtenues sont ensuite enrichies et préparées par fusion et raffinage. Le transport de ces matériaux entre la production et l'utilisation est pris en compte lors de l'étude d'ACV. Vient ensuite l'étape de fabrication des batteries qui englobe toutes les opérations nécessaires pour convertir les matériaux produits en composants de batterie, notamment les anodes, les cathodes et les électrolytes. Le processus d'assemblage des composants conclut l'étape de fabrication. Les procédés de recyclage des éléments de ces batteries ne sont pas encore matures.

III.4.3.2. Résultats d'ACV

Les différentes études qui ont été menées sur les émissions de CO₂ des batteries ont révélé que la technologie PbA a le plus grand impact (Sullivan 2012). Les valeurs moyennes de CO₂ pour le Li-ion, Na/S et NiMH sont considérées comme statistiquement équivalentes.

Tous les types de batteries ont des impacts de moins de 20 g/kg pour les émissions de COV, CO et NOx, à l'exception des émissions de SOx où le NiMH et le Na/S ont un impact plus élevé. Les résultats illustrés dans Tableau III-18 (Sullivan 2012) montrent aussi que le PbA enregistre la contribution la plus faible pour toutes les catégories d'émissions.

Tableau III-18 : Moyenne des résultats d'émissions obtenus pour chaque technologie de batteries

Technologie	COV (g/kg)	CO (kg/kg)	NOx (mg/kg)	PM (g/kg)	SO_x (g/kg)	CH₄ (g/kg)	N₂O (g/kg)	CO₂ (g/kg)
NiMH	1,2	4,5	17,6	18,0	23,3	19,6	0,2	13,6
PbA	1,7	5,7	21,2	27,1	38,8	27,8	0,24	18,7
NiCd	2,5	4,0	19,2	12,3	18,3	8,6	0,1	9,6
Na/S	1,3	4,9	16,0	23,7	29,3	21,4	0,2	14,3
Li-ion			22,5		17,5			18,2

III.4.3.3. Sources de variabilité

Les résultats d'impact reposent sur la capacité spécifique de stockage, la technologie de batterie (Li-ion, NCA, LFP, LTO), la quantité d'énergie pour la fabrication des batteries, avec la part d'électricité, de chaleur et du mix électrique utilisés. La durée de vie et le taux de sollicitation sont également des facteurs cités à considérer pour les études d'ACV.

III.4.4. Power-to-gas-to-Power (P2G2P)

Cette méthode se base sur la décomposition par électrolyse des molécules d'eau en hydrogène et oxygène, avec un rendement variant entre 60 et 80%. L'hydrogène est ensuite stocké sous forme d'hydrure, liquide cryogénique ou gaz à haute pression dans des réservoirs qui ont un rendement qui varie de 50 à 95%. La valorisation de l'hydrogène stocké afin d'obtenir de l'électricité se fait au moyen d'une pile à combustible qui a un rendement moyen de 50% (Muhon 2003).

Deux types des systèmes P2G existent : P2H (power to hydrogen) et P2M (power to methane). La réaction de méthanation limite le rendement à 74%. Alors que l'hydrogène ne pas dépasser 20% dans les réseaux de gaz urbains, la solution P2M représente un avantage de ne pas posséder de limite pour son taux de mélange avec le gaz naturel dans les réseaux.

III.4.4.1. Cycle de vie

Le cycle de vie d'un système P2G passe par plusieurs étapes, commençant par l'extraction, le traitement des ressources et la fabrication des produits, passant par la construction, des cycles de fonctionnement, d'entretien et de remplacement jusqu'à l'élimination des matériaux lors du démantèlement. La limite du système utilisée pour le calcul de l'impact environnemental est illustrée dans la Figure III-22 (Mehmeti 2016), centrée sur la partie « Gas-to-Power ».

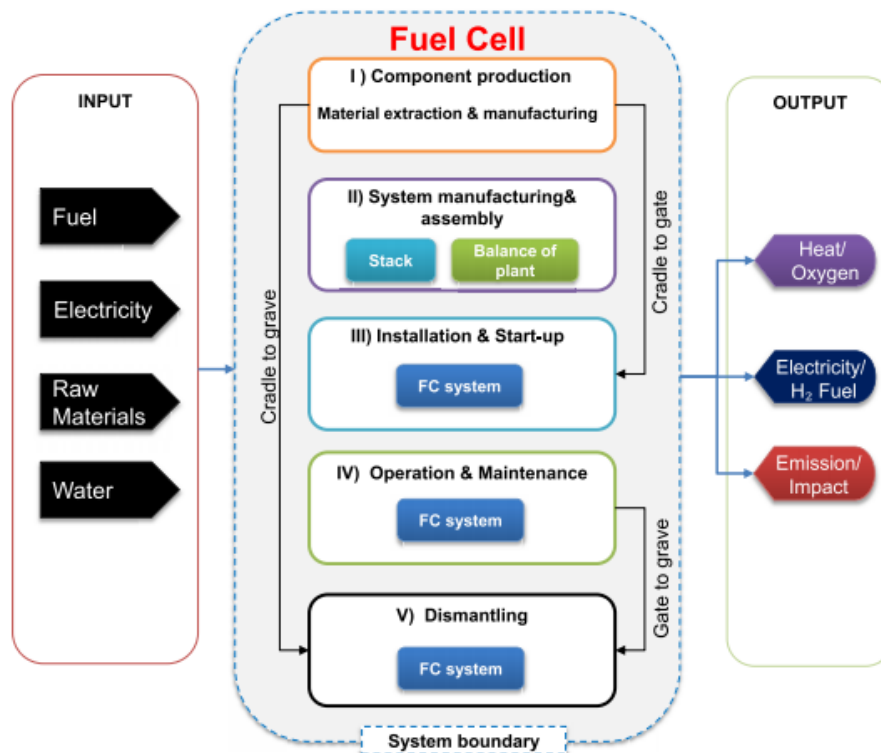


Figure III-22: Représentation schématique de la limite générique

L'unité fonctionnelle est la « production d'une certaine quantité d'électricité et d'énergie thermique utile dans un nombre d'années donné », exprimée en kWh (Masoni 2011). Si la puissance thermique de la pile à combustible n'est pas utilisée, l'unité fonctionnelle n'est que la production d'électricité, exprimée en kWh. L'unité fonctionnelle la plus adaptée pour une pile à combustible est la puissance installée, exprimée en kW (Masoni 2011), ce qui permet de s'affranchir du taux de fonctionnement. En mode électrolyse, l'unité fonctionnelle est la production de 1 kg H₂ à la sortie de l'usine.

III.4.4.2. Résultats d'ACV

Le P2H présente une meilleure performance environnementale que le P2M qui nécessite la mise en place d'infrastructures supplémentaires, notamment le réacteur de méthanation et la capture du CO₂. Pour le futur, l'augmentation de la durée de vie des piles et de leur densité énergétique peut réduire l'empreinte environnementale de cette technologie.

III.4.4.3. Sources de variabilité

Les différentes analyses de cycle de vie réalisées ont révélé que la variabilité des résultats pour un système P2H est due à deux facteurs importants : la durée de vie des piles et le facteur de charge de l'électrolyseur (Schmidt 2017). Concernant le système P2M, on trouve les mêmes facteurs de variabilité en ajoutant les caractéristiques du réacteur de méthanisation.

III.5. Conclusion

La plupart des études d'ACV sont focalisées sur les GES ou sur quelques catégories d'impact, ce qui ne permet pas d'analyser tous les impacts liés à ces filières. L'exemple phare est le transfert de pollution de la technologie CCS en aval des centrales au gaz naturel à cycle combiné.

Cette revue bibliographique nous a permis de recueillir les paramètres et les facteurs influençant les résultats d'ACV, qui seront utiles pour bien dimensionner les filières de production et de stockage dans le contexte français de la transition énergétique (cf. chapitre IV).

Dans la suite, une application de la méthode proposée au chapitre II sera effectuée pour caractériser les impacts d'un scénario considéré comme référence, en prenant en compte une évolution dynamique des différents paramètres clés identifier dans ce chapitre.

IV. Application de la méthodologie : étude de la transition énergétique

« Il n'y a rien de négatif dans le changement, si c'est dans la bonne direction »

Winston Churchill

Sommaire

IV.1. Introduction.....	124
IV.2. Cadre et objectif de l'étude	125
IV.3. Evaluation de l'inventaire du cycle de vie	126
IV.3.1. Modélisation des inventaires élémentaires	126
IV.3.1.1. Solaire PV	126
IV.3.1.1.1. Inventaire de fabrication.....	127
IV.3.1.1.2. Inventaire de production.....	127
IV.3.1.1.3. Inventaire de démantèlement	128
IV.3.1.1.4. Evolution temporelle de l'inventaire	129
IV.3.1.1.4.1. Dégradation des performances du PV	129
IV.3.1.1.4.2. Evolution technologique de la filière PV	130
IV.3.1.1.4.3. Evolution des proportions des technologies de PV	132
IV.3.1.1.4.4. Evolution des réglementations liées au marché du PV.....	133
IV.3.1.2. Eolien	134
IV.3.1.2.1. Inventaire de construction	134
IV.3.1.2.2. Inventaire de maintenance pendant production	135
IV.3.1.2.3. Inventaire de fin de vie.....	136
IV.3.1.2.4. Estimation de l'évolution temporelle de l'inventaire	139
IV.3.1.2.4.1. Evolution des proportions des technologies d'éolienne	139
IV.3.1.2.4.2. Evolution des technologies.....	140
IV.3.1.2.4.3. Evolution des puissances unitaires	141
IV.3.1.3. Nucléaire	141
IV.3.1.3.1. Inventaire de construction	141
IV.3.1.3.2. Inventaire de production.....	142
IV.3.1.3.3. Inventaire de démantèlement	142
IV.3.1.4. Hydroélectricité	144
IV.3.1.5. Biomasse solide	144
IV.3.1.6. Gaz naturel	144
IV.3.1.7. Charbon de houille	145
IV.3.1.8. Fioul	145
IV.3.1.9. Géothermie	145
IV.3.1.10. Biogaz.....	145
IV.3.1.11. Déchets	145
IV.3.1.12. STEP.....	146
IV.3.1.12.1. Inventaire de construction	146
IV.3.1.12.2. Inventaire de production.....	146
IV.3.1.12.3. Inventaire de démantèlement	146
IV.3.1.12.4. Evolution temporelle de l'inventaire :	146
IV.3.1.13. CAES.....	147
IV.3.1.13.1. Inventaire de construction	147
IV.3.1.13.2. Inventaire de production.....	147
IV.3.1.13.3. Inventaire de démantèlement	147
IV.3.1.13.4. Evolution temporelle de l'inventaire	147

IV.3.1.14. Batteries.....	148
IV.3.1.14.1. Inventaire de construction	148
IV.3.1.14.2. Inventaire de production.....	148
IV.3.1.14.3. Inventaire de démantèlement	148
IV.3.1.14.4. Evolution temporelle de l'inventaire	150
IV.3.1.15. Power to gas (P2G).....	150
IV.3.1.15.1. Inventaire de construction	150
IV.3.1.15.2. Inventaire de fonctionnement.....	151
IV.3.1.15.3. Inventaire de démantèlement	151
IV.3.1.15.4. Evolution temporelle de l'inventaire	151
IV.3.2. Modélisation des inventaires dynamiques	152
IV.3.2.1. Inventaire dynamique de la construction	154
IV.3.2.2. Inventaire dynamique de la production	156
IV.3.2.3. Inventaire dynamique du démantèlement	157
IV.3.2.4. Inventaire dynamique de gestion de la stabilité du réseau.....	158
IV.3.2.5. Inventaire dynamique de l'énergie importée	159
IV.3.3. Synthèse de l'évaluation dynamique des inventaires.....	159
IV.4. Caractérisation d'impact de cycle de vie.....	160
IV.4.1. Méthodologie.....	160
IV.4.2. Résultats d'impacts.....	160
IV.4.2.1. Evaluation d'impacts pour une unité d'énergie	160
IV.4.2.1.1. Solaire PV	160
IV.4.2.1.2. Nucléaire	161
IV.4.2.1.3. Eolien	163
IV.4.2.2. Evaluation d'impacts pour le scénario choisi	163
IV.4.2.2.1. Réchauffement climatique :	164
IV.4.2.2.2. Santé humaine :	165
IV.4.2.3. Analyse des coûts de la transition énergétique	168
IV.5. Conclusion.....	170

IV.1. Introduction

Ce chapitre présente une étude qui met en valeur la méthodologie présentée au chapitre II en caractérisant les impacts environnementaux d'un scénario de transition énergétique en appliquant l'outil ACV selon les normes ISO 14040/14044 avec une approche dynamique prospective.

Plusieurs outils logiciels sont développés implémentant cette approche dynamique de l'ACV comme le VBA dans l'environnement Excel qui a été adopté pour notre étude de caractérisation.

Cet outil permet d'évaluer les résultats d'impacts environnementaux sur plusieurs niveaux (MidPoint, EndPoint), d'identifier la contribution de chaque phase dans le résultat global (construction, production, démantèlement, stockage)

Cet outil est paramétré pour correspondre au contexte évolutif dans le temps, en attribuant les données intrinsèques à chaque filière de production et de stockage, l'évolution technologique, les évolutions des mix électriques des pays limitrophes et la part d'énergie importée associée.

Pour répondre à cette variabilité temporelle, une unité fonctionnelle dynamique a été utilisée, qui ne correspond pas seulement à l'impact de l'énergie totale produite, mais aussi aux différents moyens d'assurer la stabilité du réseau et la continuité du service de fourniture d'électricité.

Des inventaires de cycle de vie ont été proposés dans cette étude, qui ont été corrigés par rapport aux sources de variabilité (cf. chapitre III) dans l'objectif de correspondre au contexte français. Ces inventaires ont ensuite été décomposés en différentes phases au moment réel de l'impact avec le mix de l'année en cours. Des évolutions potentielles de ces inventaires dans le futur ont été prises en considération de façon paramétrique, ce qui offre à terme aux utilisateurs la possibilité de modéliser les scénarios avec d'autres inventaires.

L'estimation des besoins énergétiques nécessaires à la stabilité de réseau a été faite selon la méthode statistique décrite dans le chapitre II. Cette méthode est discutable puisqu'elle dépend de tendances prospectives : la transition énergétique va sûrement changer les profils de production ainsi que le mode de vie des consommateurs, qui va influencer d'une manière significative la consommation annuelle. Pour répondre à cette limitation de l'analyse prospective, une analyse d'incertitude dynamique a été faite au chapitre V, qui considère une évolution temporelle de l'intervalle de confiance en fonction du temps, les incertitudes augmentant en s'éloignant du point de calcul initial.

Plusieurs moyens sont susceptibles de remédier aux problèmes de stabilité du réseau, notamment l'effacement, l'importation, le stockage et les centrales à démarrage rapide. Dans notre étude, nous avons privilégié les moyens dans cet ordre :

- 1- Effacement : cette solution ne représente aucun impact supplémentaire
- 2- Importation : on profite largement du réseau européen interconnecté pour limiter le recours aux deux solutions suivantes.

- 3- Les centrales à gaz TGCC : elles sont utiles pour des démarrages rapides et pour profiter jusqu'à leur fin de vie estimée à 40 ans des installations existantes
- 4- Les moyens de stockage, en dernier recours en raison des investissements élevés.

Chaque solution est choisie par le gestionnaire de réseau selon plusieurs critères, y compris le coût. Il fait appel en premier lieu au mécanisme le moins cher et qui est rapide à activer. Cet ordre est évidemment modifiable par l'utilisateur.

L'estimation de la consommation a été basée sur la démarche présentée au chapitre II. On considère une consommation électrique moyenne de la France, qui sera la référence pour les études de sensibilité au chapitre V.

Dans cette partie, la méthodologie globale sera appliquée à un scénario réaliste qui répond aux différentes exigences des lois successives édictées dans le cadre de transition énergétique, avec des hypothèses qui sont justifiées pour expliquer la nature des résultats obtenus avec l'outil développé.

IV.2. Cadre et objectif de l'étude

Selon la norme NF EN ISO 14040 (ISO 2006), cette étape consiste à déterminer l'objectif ainsi que les limites de l'étude. En l'occurrence, il s'agit de caractériser les impacts des scénarios de transition énergétique en prenant en compte les différentes étapes de cycle de vie et les moyens associés.

L'unité fonctionnelle (UF) en ACV statique serait une unité d'énergie produite. Cependant, pour répondre aux exigences de l'ACV dynamique, une unité fonctionnelle dynamique a été adoptée, qui regroupe les impacts liés non seulement aux moyens de production mais aussi aux différents moyens d'équilibrer le réseau électrique, avec la prise en compte des durées réelles de construction, de fabrication et estimées de démantèlement.

Le Tableau IV-1 regroupe les différences entre l'UF adoptée et l'UF statique généralement utilisée :

Tableau IV-1 : Différences entre une ACV statique et dynamique pour la transition énergétique

	ACV statique	ACV dynamique
Unité fonctionnelle	<ul style="list-style-type: none"> ● Production de 1 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> ● Satisfaire les besoins énergétiques en prenant en compte l'état de référence pour la France (2018)
Inventaire	<ul style="list-style-type: none"> ● Inventaire de la production ● Inventaire de la construction et le démantèlement moyenné sur la durée de vie 	<ul style="list-style-type: none"> ● Inventaire de la production ● Inventaire du stockage d'énergie ● Inventaire de la construction ● Inventaire du démantèlement ● Inventaire d'importation électrique
Caractérisation d'impact	<ul style="list-style-type: none"> ● Méthode : Impact 2002+ MidPoint et EndPoint ● BDD : EoInvent3.5 	<ul style="list-style-type: none"> ● Méthode : Impact 2002+ MidPoint et EndPoint ● BDD : EoInvent 3.5 actualisée

IV.3. Evaluation de l'inventaire du cycle de vie

L'inventaire de chaque énergie a été modélisé à partir de la littérature, avec des ajustements des différents paramètres identifiés dans le chapitre III afin de correspondre à la réalité française (capacité installée, facteurs de charge réels, mix électrique et origine des matériaux pour la construction).

Ces inventaires ont ensuite été décomposés sur les différentes phases pour les comptabiliser indépendamment et pendant la durée réelle de la phase considérée et non pas les moyenné sur la durée de vie.

Les inventaires dynamiques ont été déterminés en fonction de l'état du parc français en 2018 qui est pris comme référence, ainsi que les caractéristiques intrinsèques de chaque filière de production et de stockage.

IV.3.1. Modélisation des inventaires élémentaires

L'outil développé permet d'intégrer tous les inventaires du cycle de vie de chaque moyen de production électrique, de la construction jusqu'à la fin de vie. Les inventaires cités dans les parties qui suivent sont retenus pour cette étude. L'outil développé étant souhaité flexible il reste possible de changer les données correspondantes et d'adapter les hypothèses selon les paramètres de l'utilisateur.

IV.3.1.1. Solaire PV

Les technologies au silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) représentent environ 95% des installations photovoltaïques en France en 2018, avec deux types d'installations : les

installations en toiture inclinée (simple ou multi) et les installations en terrain découvert (avec une combinaison des multi et monocristallin qui évolue dans le temps).

IV.3.1.1.1. Inventaire de fabrication

Les différents composants qui sont intégrés dans le processus de construction des panneaux PV dépendent de leur technologie ainsi que de la puissance et les dimensions du module.

Les panneaux PV en silicium cristallin ont un rendement relativement élevé avec une longue durée de vie, ce qui rend leur utilisation rentable. En outre, cette technologie est mature et très répandue sur le marché, contrairement aux autres technologies comme le CdTe, qui est défavorisé par un rendement faible et la présence de matériaux toxiques dans sa composition, et le CIGS, qui semble prometteur mais dispose d'un rendement plus faible (Mauguit 2015).

Cette étude va considérer uniquement le mono-Si et poly-Si car ce sont les seuls dont les inventaires sont complets, même s'ils sont un peu anciens (Jungbluth 2012). Annexe A détaille les corrections réalisées sur les inventaires ou les paramètres de procédé pour prendre en considération les évolutions à venir.

D'après (Jungbluth 2012), le silicium poly- et monocristallin sont composés des mêmes matériaux avec les mêmes quantités pour 1 m², mais il y a une différence au niveau des consommables et de l'énergie nécessaires pour la fabrication : le monocristallin consomme plus de gaz et d'énergie que le polycristallin. Cette différence est due au fait que son procédé de fabrication est basé sur une recristallisation du silicium à haute température et d'un mécanisme de découpage qui demande plus d'énergie, contrairement au procédé de fabrication des cellules en silicium polycristallin, basé sur le refroidissement du silicium sans avoir besoin d'un découpage (L'Annexe A).

En plus des panneaux PV, une installation solaire contient aussi les infrastructures nécessaires pour assurer la connexion avec le réseau électrique :

- L'onduleur ou convertisseur pour convertir la tension à la tension du secteur.
- Des câbles.

En outre, il faut ajouter les impacts des différents transports tout au long de la phase de fabrication.

Dans cette étude, on ne considère que les fermes PV liées au réseau et pas les installations isolées qui nécessitent un système de stockage. La stabilité électrique est gérée par un système de stockage global pour tout le réseau.

IV.3.1.1.2. Inventaire de production

Le fonctionnement des panneaux PV ne nécessite pas de combustibles pour produire l'électricité ; il n'y a donc pas d'inventaire de matières entrantes et sortantes pendant la production

solaire. Par contre, les modules PV exigent une politique de maintenance afin de prolonger leur durée de vie.

Il y a deux types de maintenance des installations solaires pendant la phase de production : préventive et corrective (Benkaddour 2008). La prévention permet d'anticiper les dysfonctionnements et les dégradations : elle recourt à la protection des composants (Solarpedia 2019), au contrôle et vérification de leur état (Falk 2006) et au nettoyage de la surface des modules (Abdoulaye 2009). Quant à la méthode corrective, elle comprend un ensemble d'interventions qui ont pour but de remettre en conformité les composants défectueux en les réparant ou les remplaçant.

Les différents travaux effectués par les techniciens de maintenance ne seront pas comptabilisés dans l'inventaire de cycle de vie ; seul le remplacement des composants défectueux sera pris en compte. On considère que pendant toute la durée de vie de l'installation, seuls les onduleurs et la partie électronique vont être remplacés au maximum deux fois (EcoInvent 3.5).

IV.3.1.1.3. Inventaire de démantèlement

Cette filière est considérée comme la filière qui génère le plus de déchets pour une puissance donnée : 1 MWc correspond à 85 t de déchets pour la technologie des panneaux PV cristallin (Billard 2012).

Les fermes de production photovoltaïque ont des durées de vie assez limitées qui varient de 20 à 30 ans pour les technologies de silicium cristallin (Billard 2012), et beaucoup moins pour le CdTe.

Plusieurs façons de traiter les déchets de cette filière ont été proposées, notamment la réutilisation, la valorisation énergétique ou bien le recyclage après traitement des composants.

Le plus intéressant d'un point de vue environnemental et surtout économique est le recyclage, qui fait l'objet de plusieurs études et brevets, dont « Pyrolyse par chauffage micro-ondes / radiations » (Billard 2012), « Dissolution des modules dans un réacteur chimique alimenté par le tri-éthylène-glycol entre 220°C et 290°C » (Doi 2001), « Immersion dans l'acide nitrique chaud » (Bruton 1994), « Séparation par jet d'eau à haute pression » (Okopol 2011). Mais le procédé le plus utilisé au niveau industriel est celui nommé « FRELP » (Full Recovery End-of-Life Photovoltaic) (Komoto 2018), développé par l'entreprise SASIL, qui permet le recyclage des panneaux PV en Si cristallin avec des rendements de 90% pour les métaux et presque à 100% pour le verre.

Les données d'inventaire qui sont communiquées par le projet FRELP concernent une quantité de déchets estimée de 1 t (Latunussa 2016). Ce procédé comporte plusieurs étapes : après la collecte des déchets, ils sont transportés vers le site de recyclage par camion. Le premier traitement correspond à une décomposition mécanique afin de séparer le cadre en aluminium et les câbles, afin d'obtenir des cellules brutes. Le plastique et polymère récupérés des câbles sont

valorisés ultérieurement en incinération pour produire de la chaleur. L'ensemble des cellules est dirigé vers un traitement thermique pour détacher les couches et les "Sandwich PV" pour les découper et obtenir des petits morceaux qui seront dirigés vers une usine d'incinération. Trois types de sorties sont ainsi obtenues : des cendres valorisées sous forme de chaleur et d'électricité, des cendres volantes éliminées comme déchets dangereux et des cendres de faible granulométrie qui sont tamisées pour récupérer l'aluminium, le reste étant traité par une série de procédés chimiques pour obtenir du silicium pur (cf. schéma détaillé en Annexe D).

Afin de bien valoriser ce démantèlement dans le contexte de la transition énergétique, une approche en économie circulaire a été proposée, qui consiste à passer d'une ferme PV d'une puissance 1 MWe à la fin de sa durée de vie à une ferme de capacité équivalente neuve. Le schéma de principe proposé est présenté dans la Figure IV-1, inspiré de (Latunussa 2016) et (Jungbluth 2012) et complété pour fermer la boucle.

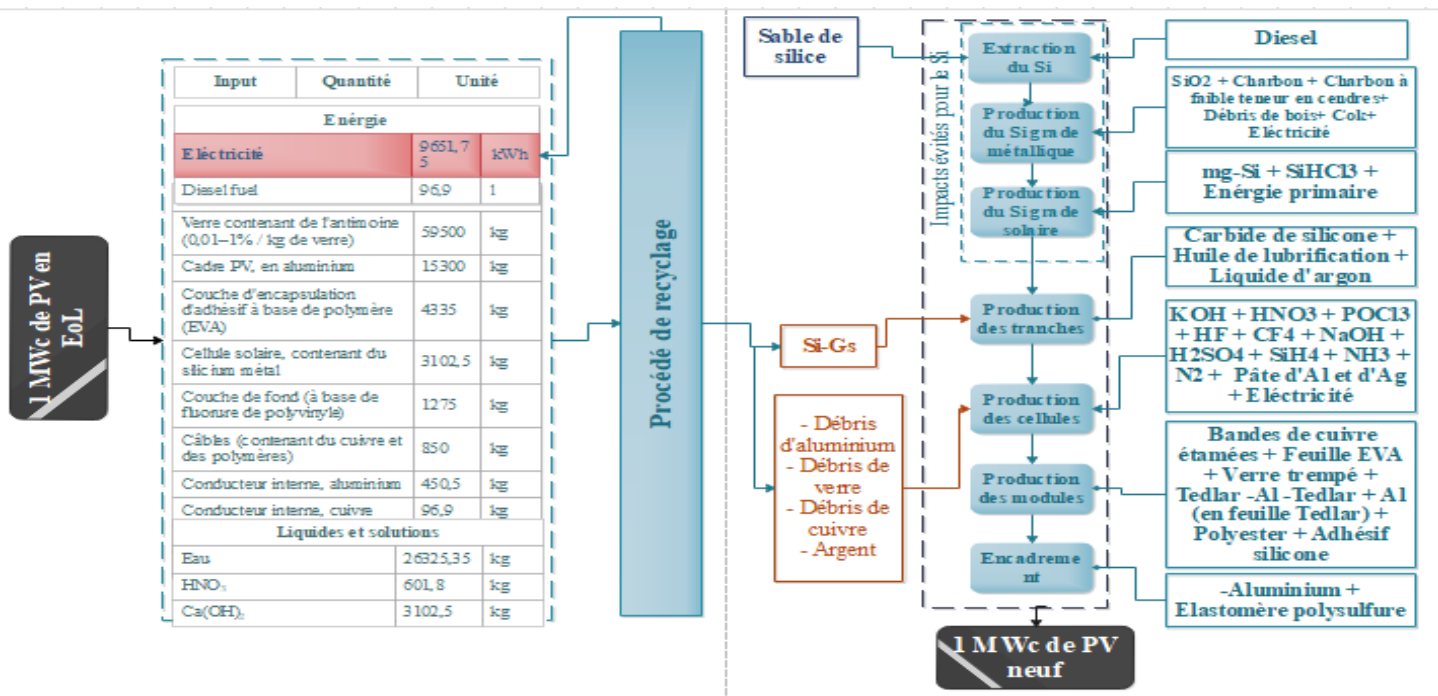


Figure IV-1 : Fabrication de 1 MWe de panneaux PV neufs à partir de 1 MWe de panneaux recyclés

IV.3.1.1.4. Evolution temporelle de l'inventaire

L'analyse de cycle de vie prospective, qui consiste à prédire les évolutions des inventaires et les paramètres intrinsèques de la filière, peut se décomposer en deux étapes : une partie qui évalue l'évolution des performances en fonction du vieillissement et une deuxième partie qui estime l'évolution technologique, permettant l'amélioration des propriétés intrinsèques de la filière.

IV.3.1.1.4.1. Dégradation des performances du PV

Selon (Jordan 2013), les performances des panneaux PV se dégradent avec le temps. Le taux de dégradation est évalué à 0,36%/an pour le mono-Si et 0,64%/an pour le multi-Si. Les

installations à toit incliné sont considérées comme des installations de 3 kWc, tandis que les installations en terrain découvert sont des installations de 570 kWc (estimation proposée par Jungbluth et reprise dans EcoInvent).

Le nombre d'unités nécessaires à la production de 1 kWh est calculé en prenant en compte le taux de dégradation sur 25 ans :

$$\text{unité finale/kWh} = \text{valeur moyenne} \left(\sum_{n=1}^{25} \frac{\text{unité}}{\text{kWh}} (1 + \text{taux de dégradation annuelle})^{n-1} \right) \quad \text{IV-1}$$

Avec : $n = \text{année}$.

La Figure IV-2 montre l'hypothèse de dégradation pour la technologie mono PERC (« passivated emitter rear contact »), qui semble être la technologie la plus performante en 2020. Le processus de dégradation dans le PERC est important au cours de la première année d'exposition, puis ralentit (Chen 2016). Nous supposons dans nos calculs le pire des cas pour le PERC, que le taux de dégradation est de 2,5% pendant la première année puis de 0,5% par an pendant le reste de la durée de vie (Sopori 2012) pendant 30 ans.

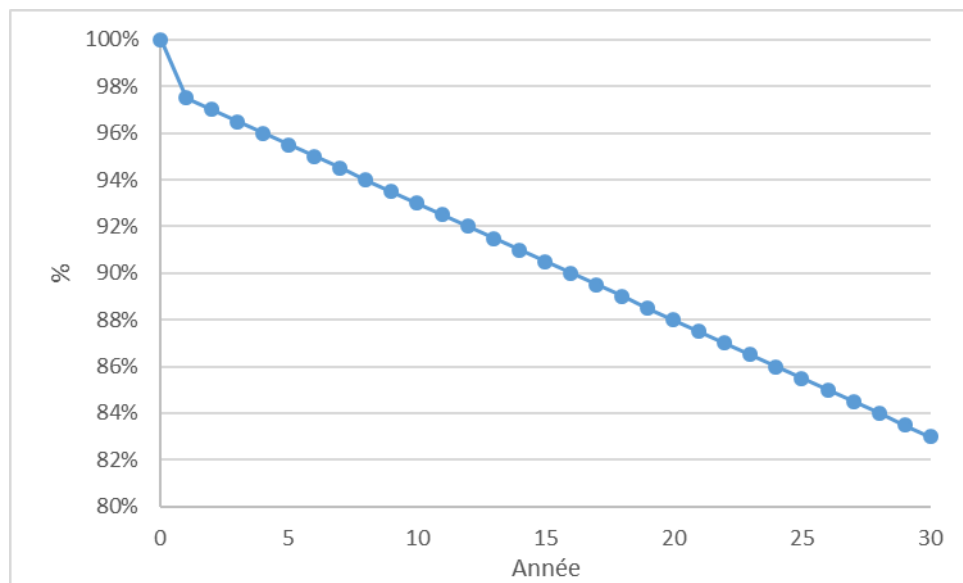


Figure IV-2 : Dégradation de la performance des panneaux PV durant leur durée de vie en fonction du rendement initial

IV.3.1.1.4.2. Evolution technologique de la filière PV

Dans l'objectif d'estimer des inventaires prospectifs pour la filière PV, une analyse des différentes évolutions technologiques possibles dans le futur a été réalisée. Ces évolutions sont supposées apporter des gains au niveau de certaines caractéristiques des panneaux PV comme la durée de vie des installations solaires qui a évolué depuis les années 1990 où a été conçu le premier panneau PV avec 10 ans de garantie, alors qu'aujourd'hui, cette durée est estimée à 25 ans (Florian

2020). Il y a aussi le poids de l'onduleur qui pèse actuellement 3000 kg avec une puissance multipliée par 4 ou 6 par rapport à 2005 et qui atteint désormais 2,2 à 3 MVA (Besseau 2019).

Le rendement a aussi évolué depuis 2005 : il était de 13% pour un panneau de 210 Wp avec 60 cellules (156*156 cm²) ; aujourd'hui un panneau de même surface a une puissance de 280 voire 320 Wp, avec une épaisseur de cellule qui est passée de 270-300 µm en 2005 à 180-200 µm actuellement.

D'autres gains ont été aussi obtenus après l'évolution des mécanismes utilisés lors de la fabrication des cellules, notamment la méthode du découpage qui était basée sur des fils en acier jusqu'à 2005 ; aujourd'hui, un nouveau procédé utilisant du diamant permet un sciage plus fin des cellules tout en minimisant les pertes.

Ainsi, plusieurs améliorations ont été appliquées au niveau de l'énergie électrique nécessaire pour produire des modules PV : en 2005, il fallait environ 19 kWh pour 1 kg de lingot de silicium polycristallin ; aujourd'hui, cette quantité est réduite à seulement 8-15 kWh pour produire des cellules quasi-monocristallines, des producteurs ont annoncé une consommation égale à 10 kWh/kg et d'autres ont indiqué 11 kWh/kg contre 110 kWh/kg dans l'inventaire initial (Besseau 2019).

L'évolution des besoins en Si pour produire la même puissance a été caractérisée entre les années 2004 et 2019, une extrapolation a été faite pour estimer ces besoins de matières jusqu'en 2050, en supposant qu'il n'y ait pas d'asymptote.

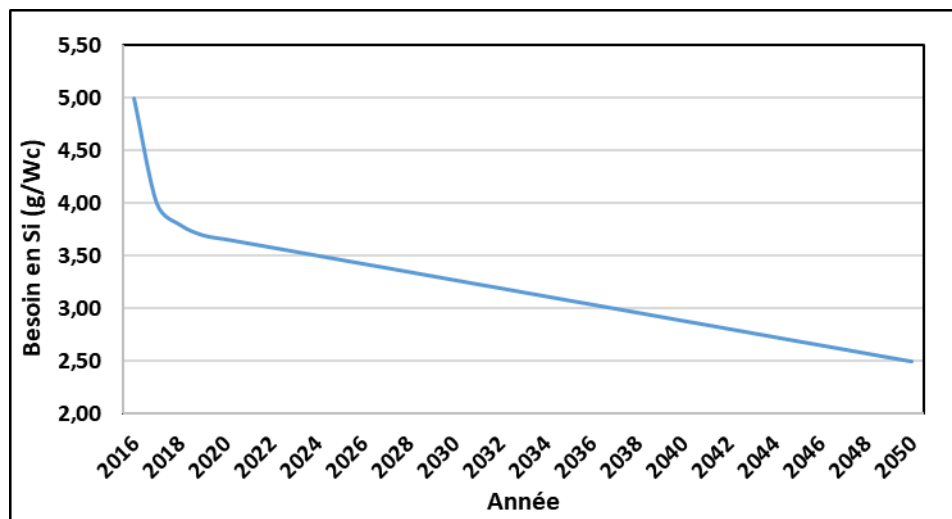


Figure IV-3: Evolution temporelle du besoin en Si jusqu'à 2050 pour la fabrication d'une cellule PV

Les diminutions des besoins en aluminium et en argent sont estimées selon les courbes des Figure IV-4 et Figure IV-5 :

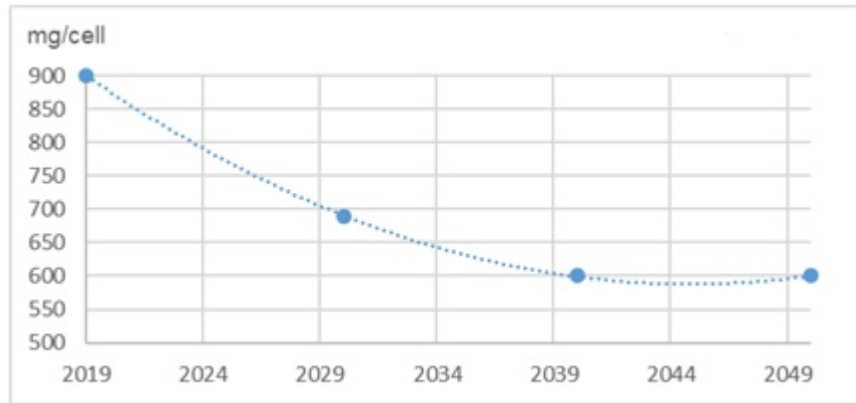


Figure IV-4 : Evolution temporelle du besoin en aluminium jusqu'au 2050 pour la fabrication d'une cellule PV

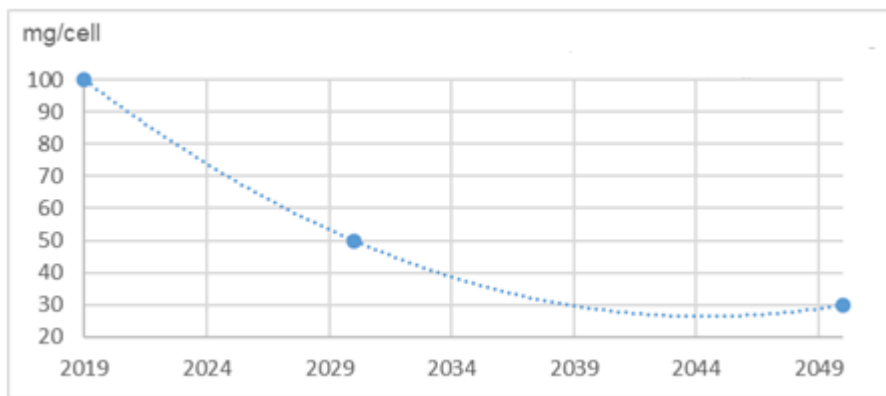


Figure IV-5 : Evolution temporelle du besoin en argent jusqu'à 2050 pour la fabrication d'une cellule PV

IV.3.1.1.4.3. Evolution des proportions des technologies de PV

La répartition de la production d'électricité a été calculée sur la base de la production d'installations réelles en France (SDES 2019) et se présente comme suit : 30,3% de mono-Si (toit incliné), 16,4% de poly-Si (toit incliné) et 53,3% de multi-Si (terrain découvert).

La difficulté consiste à estimer l'évolution temporelle des technologies, qui ne peuvent être modélisées qu'avec des inventaires connus. On suggère de faire augmenter progressivement la part du mono-Si, tout en négligeant les quelques pourcents de « couche mince », qui sont en fait un mélange de 3 technologies (CdTe, Si amorphe, CIGS). En effet, pour les « couches minces », seule la composition est connue, mais pas les inventaires des procédés de fabrication et de recyclage.

Pour la suite de cette étude, on propose de ne garder que les mono-Si et les poly-Si en prenant en compte une évolution temporelle qui extrapole le profil de la première courbe (Philipps 2020).

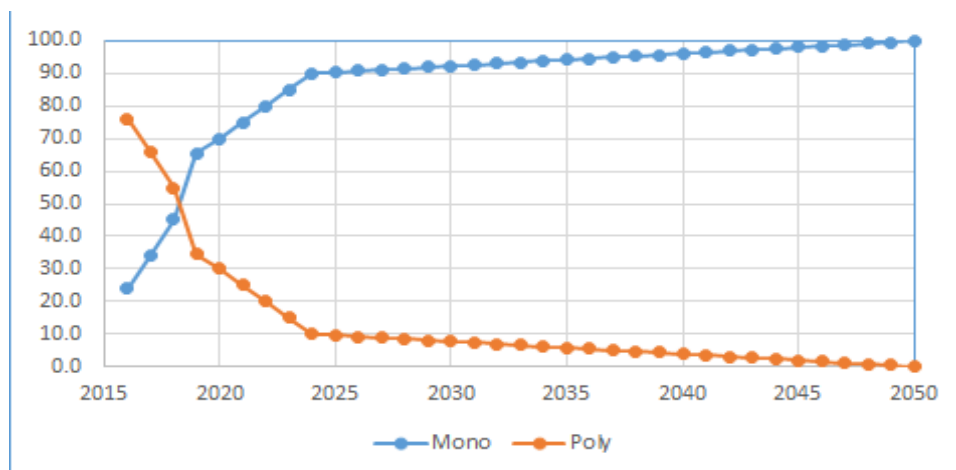


Figure IV-6 : Estimation temporelle de l'évolution de la répartition des technologies PV mono et poly Si jusqu'à 2050

La répartition des technologies de PV a été identifiée en cohérence avec le marché d'aujourd'hui et de demain. Depuis 2017, le marché PV s'est orienté vers le mono-Si PERC (en 2019, on est à plus de 65% de mono-Si, 29% de multi-Si et 5% de CdTe alors qu'en 2017, on était respectivement à 25%, 70% et 5%). On s'orienterait plutôt vers une disparition du poly et une domination du mono-Si.

IV.3.1.1.4.4. Evolution des réglementations liées au marché du PV

Les nouvelles réglementations chinoises exigent que les fabricants se concentrent sur les technologies innovantes à haute performance et à faibles coûts de production. Comme 80% du marché PV est chinois, la tendance ira vers des technologies silicium innovantes à haut rendement comme Hétérojonction, PERC+, TopCON, modules bifaces (Reaux 2017 ; Zeng 2017 ; Dullweber 2020 ; Soria 2014).

Ces technologies sont déjà industrialisées et seront en production massive dans les prochaines années d'après les annonces des grands fabricants. Il faut bien noter que les fabricants travaillent aujourd'hui sur l'augmentation de la puissance et la baisse des coûts en recherchant des techniques de fabrication plus innovantes. Sinon, concernant le CdTe et le CIGS, depuis 2012, le volume de production n'a pas dépassé les 12%. Il n'est guère envisageable qu'une augmentation de cette part se produise dans le futur, d'autant que le top 10 des fabricants s'est engagé dans la production de modules Si pour les prochaines années.

Jusqu'à aujourd'hui, il n'existe aucun inventaire détaillé public pour ces technologies qui sont toujours en phase de recherche. Lorsqu'ils seront disponibles, l'utilisateur de cet outil pourra les intégrer dans la base de données et effectuer les modélisations souhaitées.

IV.3.1.2. Eolien

IV.3.1.2.1. Inventaire de construction

En France, les éoliennes de 2 MW sont les plus installées dans les parcs terrestres : elles sont de technologie asynchrone à double alimentation (DFIG) et bénéficient d'un facteur de disponibilité (FD) de 97% en phase de production. Il y a aussi des éoliennes de 3,6 MW qui sont basées sur la technologie synchrone à aimants permanents (DDPMG). Les données d'inventaire utilisées dans ce document ont été fournies par l'étude de l'ADEME (ADEME 2016).

Le transport des équipements jusqu'au site d'installation se fait par camion. Selon l'étude de l'ADEME, la distance d'importation des composants sur le site des assembleurs est de 600 km. Pour l'acheminement de chaque composant jusqu'au site d'installation, les distances sont les suivantes : 1025 km pour la nacelle et le rotor; 600 km pour la tour, 50 km pour la fondation et 600 km pour le reste (ADEME 2016). Concernant l'énergie d'installation consommée (ADEME 2016), elle est estimée à 0,5 kWh par kilogramme assemblé d'éolienne (Burger 2007).

Le raccordement au réseau de l'ensemble des éoliennes terrestres en France nécessite un total de 3658 km de câbles, pris à un équivalent de 3658 tonnes (ADEME 2016).

Les données d'inventaire des éoliennes offshore ont été extraites des bilans des parcs de Fécamp (Bilan Fécamp 2013) et de Saint Nazaire (Bilan St Nazaire 2013) avec 41% comme facteur de charge pour les deux. Ces inventaires concernent une éolienne maritime de type Adwen de 8 MW.

Pour l'installation, le transport des composants se fait par voie maritime via des bateaux avec une consommation de fioul qui atteint 13 500 tonnes pour les petits navires et 22 000 tonnes pour les gros navires (Bilan Fécamp 2013; Bilan St Nazaire 2013). Concernant le raccordement au réseau, 20 km de câbles jusqu'au poste de transformation sont nécessaires par parc et 1 km par éolienne pour les câbles qui les relient au poste de transformation (Bilan Fécamp 2013; Bilan St-Nazaire 2013).

Afin de s'assurer de la fiabilité des données issues des inventaires des éoliennes cités ci-dessus, une étude comparative a été faite avec d'autres ICV fournis par (Bonou 2016). Une autre comparaison a été effectuée avec les fichiers d'EcoInvent préexistants qui ont été donc utilisés pour des turbines de 800 kW (<1 MW), 2 MW (1-3 MW) et 4,5 MW (>3 MW).

L'étude de (Bonou 2016) a traité des éoliennes terrestres et offshore dont les caractéristiques diffèrent selon le type de technologie des générateurs : à entraînement (D) et à engrenages (G).

L'ensemble de ces caractéristiques sont regroupées dans le Tableau IV-2 : Caractéristiques des éoliennes de type G2, D3, G4 et D6.

Tableau IV-2 : Caractéristiques des éoliennes de type G2, D3, G4 et D6

Technologie d'éolienne	Type	Puissance (MW)	Énergie annuelle (MWh)	Facteur de charge	Durée de vie (ans)
G2	Terrestre	2,3	11,169	0,2 – 0,25	20
D3	Terrestre	3,2	14,4	0,2 – 0,25	20
G4	Offshore	4	20,523	0,35 – 0,40	20
D6	Offshore	6	31,045	0,35 – 0,40	25

Les inventaires détaillés de ces deux typologies (Bonou 2016) sont disponibles en Annexe A. Ils ont été corrigés pour convenir aux caractéristiques du contexte français telles que le mix énergétique, le transport et le facteur de charge.

On rappelle que les éoliennes françaises n'utilisent quasiment pas d'aimants permanents (avec des terres rares), comme décrit dans l'étude (Cycleco 2015). Seules 2,3% (83) du nombre total de turbines (3658) sont concernées en France, en 2015.

IV.3.1.2.2. Inventaire de maintenance pendant production

Tout comme la filière PV, l'éolien ne demande pas l'utilisation des combustibles pendant la production électrique, ce qui justifie l'absence d'un inventaire de matières entrantes et sortantes durant cette phase.

La durée de vie d'une éolienne peut être prolongée jusqu'à 40 ans si ses composants sont entretenus régulièrement, surtout les équipements électroniques qui représentent 80% des pannes. Concernant les défaillances mécaniques, elles apparaissent généralement au bout de 5 à 10 ans. Tous les composants d'une éolienne peuvent être réparés de façon récurrente mais ce choix n'est pas pertinent au bout d'une certaine durée (généralement 20 ans) car il devient non rentable (Duchesne 2019).

Quatre types de scénarios de maintenance des éoliennes ont été élaborés dans la littérature industrielle selon (Frydendal 2005; Garrett 2011; Razdan 2015; Lantz 2013), dans des études précédentes sur l'évaluation de la fiabilité des composants éoliens (Lantz 2013) ou dans la littérature scientifique (Ragheb 2010; Liu 2017).

Le Tableau IV-3: Les scénarios de maintenance des éoliennes regroupe les trois scénarios avec les composants visés par chacun :

Tableau IV-3: Les scénarios de maintenance des éoliennes

Scénario	Description
Constructeur d'éolienne	Remplacement de la boîte à vitesse et une pale durant la durée de vie d'une éolienne
Évaluation de la fiabilité des composants éoliens	Remplacement de 5% des boîtes à vitesse de la totalité des éoliennes et 3% de leurs pales
Littérature scientifique	Remplacement de la boîte à vitesse 3 fois pendant toute la durée de vie, c'est à dire tous les 5 ans + réparation des pales en cas de vieillissement
Maintenance éolien offshore et terrestre selon l'ADEME	Eolien terrestre : Changement de 15% de la nacelle et d'une pale au cours de sa durée de vie (Padey 2013) avec une distance annuelle de 2160 km en camionnette (Burger 2007) pour le transport des équipements remplaçants. Eolien offshore : Transport des équipements par voie marine avec des navires de petite taille qui consomment 7500 L de fioul par éolienne et par an (Bilan Fécamp 2013; Bilan St Nazaire 2013)

Il faut ajouter à cela les lubrifiants et liquides de refroidissement, qui constituent un élément important de la maintenance pendant la phase d'exploitation.

Dans la suite de cette étude, on considère le 4^{ème} scénario de maintenance, supposé être représentatif de la réalité française à venir (mélange d'éolien terrestre et offshore).

IV.3.1.2.3. Inventaire de fin de vie

Les premiers parcs éoliens installés en France, plus particulièrement en Champagne-Ardennes atteignent déjà leur fin de vie en 2020 ; la question de la gestion des composants issus du processus de démantèlement se posait déjà par anticipation (ADEME 2016).

Une étude de l'ADEME a été réalisée en 2015 dans le but d'estimer le flux des matières sortant d'un parc éolien terrestre après le démantèlement dans les 20 ans suivants. Les résultats ont montré que la quantité des déchets éoliens atteindra son pic en 2030 avec plus de 900 kt, ce qui nécessite un programme de valorisation à élaborer. Le graphe ci-dessous montre l'évolution des déchets issus du démantèlement des parcs éoliens, fondations comprises, à partir de 2019 :

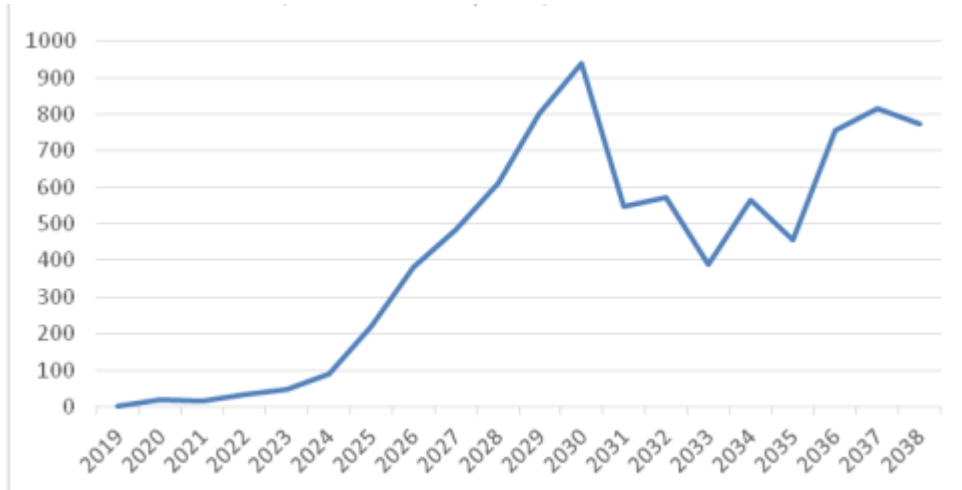


Figure IV-7: Evolution temporelle de la masse totale des matières issues du démantèlement des éoliennes (kt)

L'énergie nécessaire pour le démontage est estimée à 0,5 kWh/kg d'éolienne désassemblée, avec l'hypothèse que tous les composants de l'installation sont recyclés à une distance de 200 km du site de l'installation, à l'exception du béton (50 km) (ADEME 2016).

Le démantèlement d'une éolienne passe par plusieurs étapes qui sont illustrées dans la Figure IV-8.

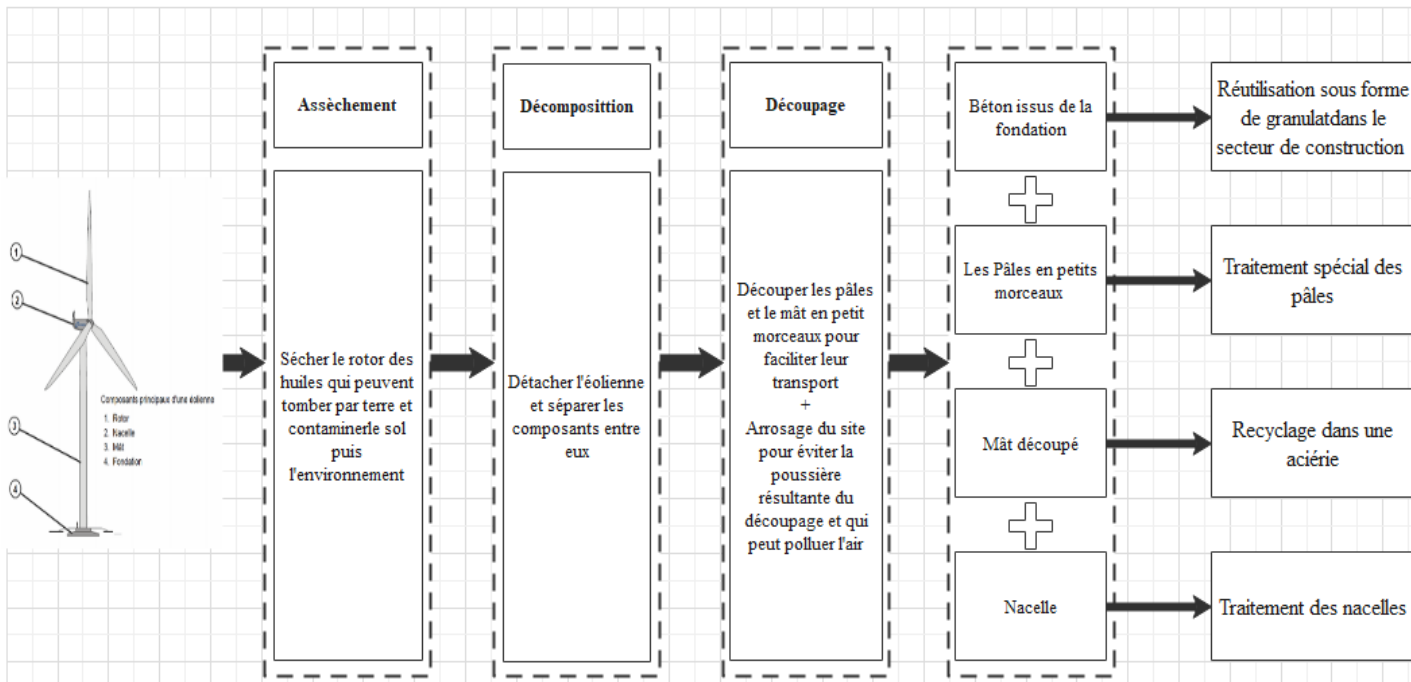


Figure IV-8 : Les étapes de démantèlement des éoliennes

Plusieurs solutions de traitement des équipements issus du démantèlement des éoliennes existent, à savoir : réemploi, marché de seconde main et recyclage (cf. Annexe E).

Pour cette étude on considère que les métaux ferreux et non ferreux sont recyclés à hauteur de 90%, le reste est enfoui.

Le Tableau IV-4: Les procédures de traitement de chaque matière issue du démantèlement des éoliennes montre les procédures communes suivies pour chaque matière selon ISO 14044 :

Tableau IV-4: Les procédures de traitement de chaque matière issue du démantèlement des éoliennes

Matériaux	Scénario
Acier	90% recyclé, 10% enfoui (Eslam engineering 2004)
Fonte	90% recyclé, 10% enfoui (Martinez 2009)
Cuivre	90% recyclé, 10% enfoui (Vestas 2006)
Aluminium	90% recyclé, 10% enfoui (Vestas 2006)
Plastiques	100% incinéré (Schleisner 2000)
Béton	100% recyclé (Martinez 2009)
Fibre de verre, époxy	100% incinéré (Milanaise 2009)
Aimant permanent	100% enfoui (Cycleco 2015)

● **Le béton**

Le béton issu de la fondation peut être dirigé vers des chantiers de travaux publics où il va être utilisé sous forme de sous-couches routières, remblais et matériaux de remblai des carrières. Les acteurs du secteur ont envisagé d'autres méthodes qui consistent à réutiliser les granulats issus du concassage pour fabriquer un autre béton neuf avec les mêmes performances techniques. Ainsi, certains constructeurs réutilisent le béton directement après démontage à condition que sa tenue mécanique soit vérifiée.

● **Les pales**

La problématique qui se pose au niveau du recyclage concerne les pales car elles sont fabriquées avec des matières composites qui nécessitent un traitement particulier. Plusieurs scénarios de traitement ont été développés tels que : l'enfouissement, la valorisation dans le béton (Correia 2011) et l'incinération en cimenterie (Bédard 2018). Le choix du scénario optimal dans notre étude dépend de plusieurs facteurs, étant donné que les pales contiennent 10% de composites dont le recyclage est trop cher. Elles vont être utilisées comme combustible afin de produire de la chaleur utilisable dans l'industrie.

Le scénario choisi pour le reste de l'étude est l'incinération avec un contenu énergétique équivalent de 14 MJ/kg, ce qui représente environ la moitié de celui du charbon (Schmidl 2010). Les différentes étapes de ce scénario sont illustrées dans le schéma ci-dessous, en combinant les données des trois auteurs cités :

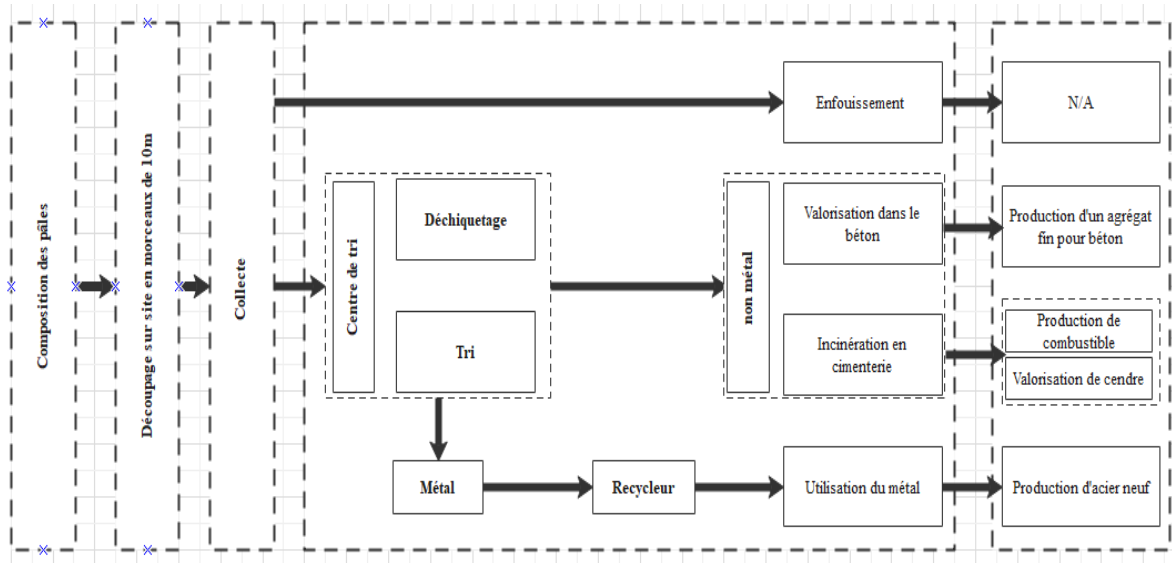


Figure IV-9: Etapes de valorisation des pales d'éoliennes

● Les métaux

La fonte, l'acier, l'aluminium et le cuivre sont recyclés dans les aciéries électriques pour les éléments ferreux et dans les fonderies pour les éléments non ferreux.

● Les aimants permanents

Ils sont issus des génératrices synchrones à aimants permanents (NdFeB) qui font partie des éoliennes de grande puissance. Selon (Alexandre 2019), trois méthodes de recyclage sont envisagées pour les aimants permanents : la première consiste en une réutilisation directe, la deuxième concerne une régénération de l'alliage par pyrométallurgie, et la troisième procède à une séparation chimique des terres rares par un traitement hydrométallurgique.

IV.3.1.2.4. Estimation de l'évolution temporelle de l'inventaire

IV.3.1.2.4.1. Evolution des proportions des technologies d'éolienne

Deux déclinaisons de la filière éolienne sont en exploitation à l'heure actuelle. La plus répandue est l'éolien terrestre, caractérisé par un rendement relativement faible de 20-25% mais une durée de vie assez longue, allant jusqu'à 30 ans. Cependant dans les dernières années, on se dirige vers les technologies dites offshore dans l'objectif d'exploiter les zones plus régulièrement ventées à proximité des côtes. Deux technologies ont été développées : l'éolien posé, lorsque la profondeur de la mer est faible, et l'éolien flottant ancré dans le cas contraire. L'éolien offshore se caractérise principalement par un facteur de charge qui peut atteindre 45%, contrebalancé par des durées de vie plus faibles, estimées actuellement entre 15 et 20 ans, essentiellement pour des problèmes de corrosion.

La France envisage d’investir dans les éoliennes offshore de type posé. Actuellement deux parcs sont en cours d’installation, à St-Nazaire et Fécamp par EDF Renouvelables.

Pour notre étude, plusieurs scénarios vont être testés, dont un scénario équilibré qui considère une augmentation en puissance installée identique pour les deux filières. Cette proportionnalité est conditionnée par plusieurs facteurs, notamment la rentabilité économique (l’offshore est nettement plus coûteux en investissement) et l’acceptabilité sociale (occupation d’importantes surfaces agricoles ou marines à terme). La Figure IV-10 illustre une estimation des capacités installées pour les deux filières Offshore et terrestre jusqu’à 2050.

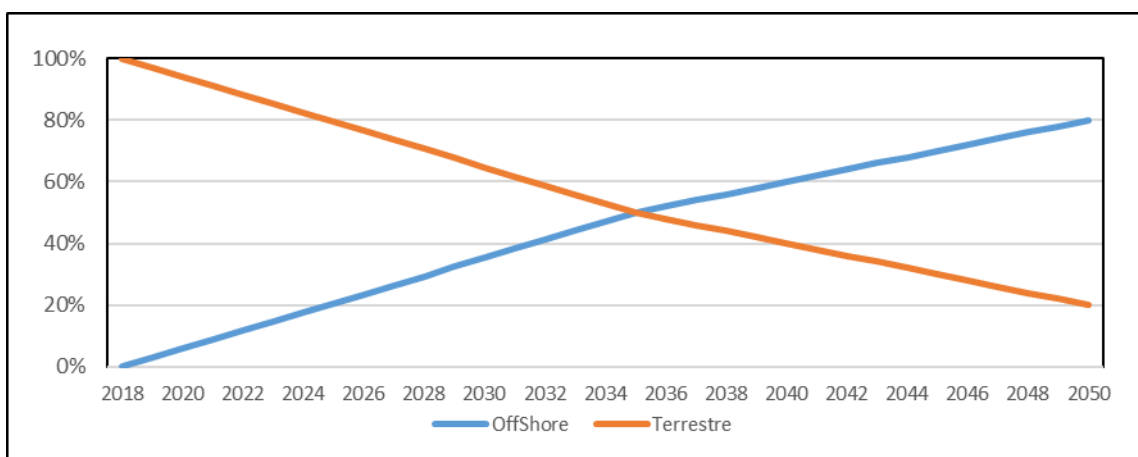


Figure IV-10 : Hypothèse liée à la répartition des technologies éoliennes

IV.3.1.2.4.2. Evolution des technologies

Les hypothèses sur les évolutions technologiques des deux types de la filière éolienne considérées par la suite, sont présentées dans le Tableau IV-5.

Tableau IV-5: Hypothèses sur les évolutions technologiques des deux types de filières éoliennes

Technologie des génératrices	Offshore		Terrestre	
	Synchrone à aimant permanent		Asynchrone avec moyenne rotor à cage et bobiné	
Année	Durée de vie (ans)	Kp (%)	Durée de vie (ans)	Kp (%)
2020	15	40	25	20
2050	25	45	30	25

Avec Kp : facteur de charge.

On estime que les évolutions vont améliorer les paramètres système de la filière et notamment le facteur de charge et la durée de vie. Le premier paramètre est loin d'être évident : il repose sur une amélioration technique des rotors, en particulier à faible vitesse de vent, alors que les meilleurs sites terrestres auront déjà été équipés. Les changements du besoin en matière première et en énergie dans le futur ne sont pas pris en compte dans cette étude, en l'absence de données disponibles actuellement.

IV.3.1.2.4.3. Evolution des puissances unitaires

L'impact dû à la production éolienne réside principalement pendant la phase de la construction et de l'installation. Ces impacts ne sont proportionnels ni à la puissance nominale ni à l'énergie produite : le fait de construire des éoliennes avec une puissance unitaire plus élevée réduira significativement les impacts par rapport à une multitude de petites éoliennes pour la même capacité.

IV.3.1.3. Nucléaire

La filière nucléaire en France représente 71% de la production électrique en 2018, assurée avec les centrales de production de type REP, dont la durée de vie a été garantie à 40 ans minimum, prolongeable sur la base de visites décennales approfondies. Pour cette étude, deux hypothèses sur la durée de vie moyenne de REP vont être effectuées : 50 et 60 ans.

La France commence à construire une nouvelle technologie de réacteurs de 3^{ème} génération, les EPR, avec le réacteur de Flamanville FLA3 comme tête de série. Au niveau mondial, une réflexion s'est engagée et des concepts sont d'ores et déjà disponibles pour de plus petits réacteurs de type SMR (« small modular reactor »), qui sont toujours en phase de recherche. Ces derniers, dont l'inventaire n'est pas suffisant mûr, ne seront pas pris en compte dans cette étude.

IV.3.1.3.1. Inventaire de construction

L'élaboration de l'inventaire de construction d'une centrale EPR dans notre étude a été effectuée suivant trois étapes :

- La 1^{ère} étape consiste en la compréhension des différentes contraintes de fonctionnement et les exigences de la sûreté nucléaire ;
- La 2^{ème} étape est consacrée à une étude des différents matériaux utilisés pour la fabrication des éléments qui constituent chaque composant de la centrale. L'ensemble des résultats retenus de la littérature est représenté dans Annexe A;
- La 3^{ème} étape est une détermination des masses des composants de la centrale selon les puissances indiquées dans Annexe A.

La durée de construction a été initialement prévue à 7 ans mais au-delà des difficultés de Flamanville et Olkiluoto (Finlande) explicables pour des têtes de série, elle a été fixée à 10 ans

(durée de construction des deux EPR chinois de Taïshan). Les données de marché ont été corrigées pour la situation française en 2018, mais les données relatives aux évolutions probables de la provenance des matières premières ne sont pas prévisibles ; elles ont été considérées stables dans le temps pour des raisons de simplification. Les besoins en électricité ont été séparés de l'inventaire global de la construction pour les caractériser indépendamment en fonction du mix de l'année en cours.

IV.3.1.3.2. Inventaire de production

Plusieurs études sont focalisées sur le cycle de combustible nucléaire français (Poinssot 2014 ; Orano 2020), qui ont détaillé les différents inventaires des usines nécessaires à l'ensemble du cycle électronucléaire. Dans la suite de cette étude, les inventaires utilisés dans la réponse à l'article 9 du PNGMDR 2016-2018 (Orano 2020) ont été utilisés car ils ont été détaillés par les exploitants et prennent en compte les nouveaux procédés (usine d'enrichissement GB2 entre autres).

IV.3.1.3.3. Inventaire de démantèlement

Le 30 juin 2020, EDF a arrêté définitivement le réacteur 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin), après le réacteur 1, mis à l'arrêt le 22 février.

Le démantèlement proprement dit ne commencera, au plus tôt, qu'en 2025, après publication d'un décret d'autorisation. Il devrait durer 15 ans en théorie. EDF ne possède l'expérience de démantèlement que d'un réacteur de type REP à Chooz (Ardennes), plus petit (305 MWe), en dehors des réalisations sur la filière UNGG.

Fessenheim sera donc la véritable tête de série du démantèlement des réacteurs de 900 MW. Dix à douze réacteurs de ce type devraient être arrêtés d'ici à 2035.

Le démantèlement d'une centrale nucléaire comporte de nombreuses étapes, décrites sur la Figure IV-11.

On se base sur l'étude du démantèlement d'un réacteur de Greifswald-Lubmin (KGR) en Allemagne de 408 MW (Seier 2014), qui est achevé. Ces données ont été corrigées par rapport à la puissance unitaire de chaque centrale, en supposant que cet inventaire est proportionnel à cette puissance.

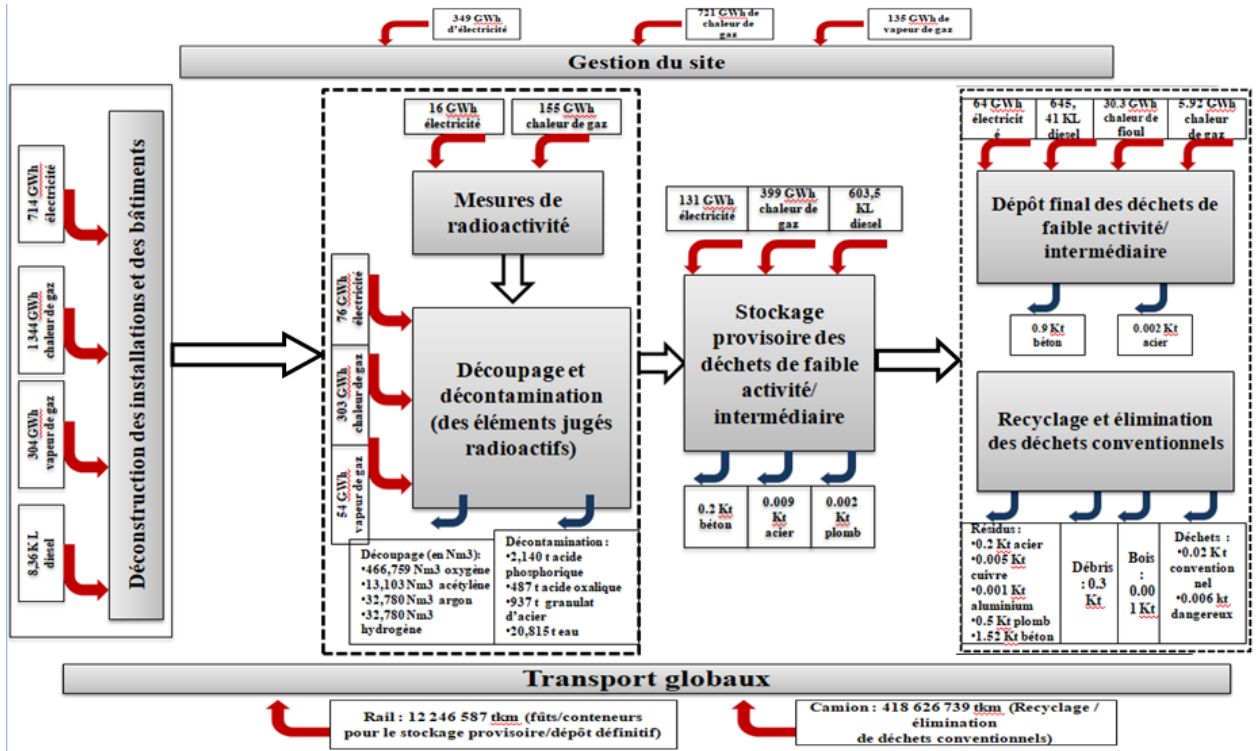


Figure IV-11: Etapes du démantèlement d'une centrale nucléaire REP

Les besoins en énergie pour assurer la phase de démantèlement sont 6 fois supérieurs à ceux de la construction.

L'estimation de la durée de chaque phase est un exercice délicat puisqu'elle dépend de plusieurs paramètres, dont les scénarios de démantèlement et l'état final des installations et des déchets. On considèrera les durées proposées par EDF (Mayer 2017), avec une évolution temporelle qui suppose une réduction de la durée de chaque phase, sauf la phase d'attente, de 20% en 2035 et 40% en 2050 par rapport aux données de 2020.

Tableau IV-6: Durées considérées des différentes étapes de démantèlement d'un REP

Phase	Durée (ans)		
	2020	2035	2050
Attente	5	5	5
Déconstruction des bâtiments	5	4	3
Découpage et décontamination + mesures de radioactivité	10	8	6
Stockage provisoire des déchets	5	4	3
Dépôt final et recyclage	5	4	3
Transport des déchets	25	20	15
Management du site	25	20	15
Total	30	25	20

Le modèle de réacteur pour le renouvellement du parc devrait être un EPR 2 (simplifié par rapport au type 1), qui s'appuiera largement sur le retour d'expérience tiré des EPR en fonctionnement (Taishan 1 & 2 en Chine) et en construction (Olkiluoto 3 en Finlande, Flamanville 3 en France et Hinkley Point C au Royaume-Uni). En l'absence d'information sur les données de construction d'un EPR de type 1, on prendra les inventaires d'un REP, avec une proportionnalité liée à la puissance (hypothèse néanmoins assez peu satisfaisante).

IV.3.1.4. Hydroélectricité

Comme indiqué précédemment, l'hydroélectricité à accumulation par pompage n'est pas prise en compte ici car il s'agit d'un stockage et non d'une production d'électricité.

On distingue les grands réservoirs (barrages), les petits réservoirs et les centrales au fil de l'eau, avec une durée de vie de 100 ans pour les réservoirs et de 80 ans pour les centrales au fil de l'eau (Flury 2012).

Encore une fois, le mix français hydroélectrique est réalisé à partir des données de (Observ'ER 2018) : centrales de lac (40%), centrales de type éclusée (16%), centrales au fil de l'eau (26%) et STEP (18%). Les plus grandes puissances hydroélectriques sont réparties selon trois régions : Auvergne-Rhône-Alpes avec >45% de la puissance installée, Occitanie avec 21% et Provence-Alpes-Côte d'Azur avec >12%. Ces trois régions couvrent respectivement 40%, 32% et 26% de la consommation (France-hydro-électricité).

Dans la suite de l'étude, seul l'impact de la production sera pris en compte car il n'y aura pas de barrage à construire, le potentiel français étant déjà saturé.

Pendant la production seule, les opérations de maintenance et les émissions du barrage ont été prises en compte, ces données ont été extraites de la base de données EcoInvent et le mix de chaque type a été respecté.

IV.3.1.5. Biomasse solide

Nous avons choisi d'étudier la biomasse solide en tant qu'incinération du bois. Elle est considérée comme une énergie renouvelable si les forêts sont gérées de manière durable pendant le cycle de vie du bois. Les inventaires sont tirés de (Guest 2011) couplés à EcoInvent. La construction de l'usine se fait à partir des fichiers EcoInvent tandis que le nombre d'unités/kWh est calculé. Par souci de simplification et comme sa part dans le mix demeurera assez limitée, l'impact de la construction sera moyenné (exception par rapport à l'approche d'ACV dynamique) et inclus dans l'impact d'un kWh produit avec une estimation de la durée de vie de 50 ans.

IV.3.1.6. Gaz naturel

En France, seules les turbines à cycle combiné sont prises en compte. Les inventaires proposés par (Singh 2011) ont été adaptés avec une durée de vie estimée à 30 ans. Les scénarios

qui nécessitent la mise en place de nouvelles capacités seront munis de la technologie CCS. Cette filière servira en soutien (donc avec un fonctionnement épisodique en France) pour remédier à l'intermittence des ENR.

IV.3.1.7. Charbon de houille

Les inventaires proviennent (Koornneef 2008) d'une usine à la pointe de la technologie avec quelques ajouts d'EcoInvent (turbines...). Cette filière s'arrêtera dans les années à venir en France. Seul l'impact pendant la phase de la production est pris en compte.

IV.3.1.8. Fioul

Les inventaires sont issus d'EcoInvent, le calcul des unités/kWh se fait avec les chiffres exacts du CETAC (Centre d'Exploitation des Turbines à Combustion) (EDF 2018) sur le facteur de capacité, la production des différentes usines.

IV.3.1.9. Géothermie

Les données d'inventaires proviennent de (Lacirignola 2017). L'inventaire exact de la seule centrale du système géothermique installé en France (Soultz-sous-Forêts 1,7 MW, 12 GWh/an) est susceptible de surestimer l'impact car des complications pour le forage des puits se sont produites. Cette forme d'énergie est encore négligeable dans le mix français mais pourrait être amenée à se développer dans les 10 prochaines années (Observ'ER 2018). Elle est également utilisée en cogénération. La durée de vie a été estimée à 30 ans.

IV.3.1.10. Biogaz

Le biogaz est principalement du méthane émis par fermentation anaérobie de résidus biologiques. Les inventaires sont tirés de (Stucki 2011) uniquement pour le maïs. Le calcul du volume de biogaz pour 1 kWh d'électricité provient de la même étude, tandis que le calcul pour l'unité/kWh est tiré des données de RTE (RTE 2018).

IV.3.1.11. Déchets

Les déchets représentent une production de 4,5 TWh en 2018, qui est assurée par trois types de déchets : déchets de papier (0,3 TWh), déchets domestiques non renouvelables (2,1 TWh) et déchets domestiques renouvelables (2,1 TWh). Cette proportionnalité entre ces trois sources de déchets a été supposée constante dans le futur. Les inventaires sont tirés des données de d'EcoInvent 3.5 : ils sont disponibles en Annexe A.

IV.3.1.12. STEP

Le pompage hydraulique reste la technologie dominante de stockage sur plusieurs dizaines d'heures dans le monde. Mais les potentiels exploitables restent limités en Europe. En France, ce potentiel est de l'ordre de 5 GW. La production de 6,5 TWh en 2018 (ERN 2018) correspond à un facteur de charge moyen de 14%.

IV.3.1.12.1. Inventaire de construction

L'inventaire fourni porte sur un système STEP de 78 % de rendement et composé de (Kapila 2019) : deux réservoirs d'un volume de 518 400 m³ chacun, un barrage pour le réservoir supérieur de 35 m de hauteur et 50 m de largeur et un autre pour le réservoir inférieur de 25 m de hauteur et 40 m de largeur, une pompe-turbine d'une puissance de 118 MW, un moteur / générateur, une conduite forcée d'une longueur de 424 m et diamètre de 3 m (Iron 1992), et finalement des ancrages en béton dont chacun a un volume de 80 m³ (Norge 2012). Tous les matériaux et équipements de construction sont transportés sur le site de l'usine par camion et train (Flury 2012).

Le résumé des besoins en matières et en énergie pour une installation STEP est présenté en Annexe B.

IV.3.1.12.2. Inventaire de production

Pendant la production seule, les opérations de maintenance et les émissions du barrage ont été prises en compte ; ces données ont été extraites de la base EcoInvent. Les pertes dues au rendement seront comptabilisées comme un impact supplémentaire en prenant le mix de l'année en cours, ajoutant à cela les impacts liés au facteur d'émissivité intrinsèque du barrage (EcoInvent 3.5).

IV.3.1.12.3. Inventaire de démantèlement

Dans la période étudiée (2020-2050), aucune fermeture de barrage n'est prévue. Il est néanmoins possible de modifier ce paramètre dans l'outil développé, en prenant en compte l'énergie dépensée et la gestion des déchets générés.

IV.3.1.12.4. Evolution temporelle de l'inventaire :

Le déploiement des EnR intermittentes nécessitent dans certains scénarios une grande capacité de stockage. 43% du potentiel des STEP étant déjà utilisé en 2017 (il reste encore 6 GW à exploiter) (Barboux 2017). L'utilisation de STEP marines côtières pourrait résoudre partiellement cette problématique lorsque cela est possible, mais avec des difficultés (Loi littoral). On considèrera que les nouvelles constructions seront des STEP terrestres jusqu'à saturation, ensuite les STEP marines vont prendre le relais : SEPMERI a lancé un projet de construction d'une STEP marine de 50 MW en Guadeloupe (Brun 2015).

IV.3.1.13. CAES

IV.3.1.13.1. Inventaire de construction

L'inventaire de construction des systèmes CAES (Compressed air energy storage) se compose de plusieurs équipements. Le C-CAES (Conventional compressed air energy storage) dispose de trois compresseurs, chacun avec un taux de compression de 4 : 1 et des puissances nominales de 17,25, 17,57 et 17,89 MW avec deux turbines avec des capacités de puissance de 28 MW et 53 MW. L'A-CAES (Adiabatic compressed air energy storage) dispose de deux compresseurs avec un rapport de compression de 13 : 1, des puissances nominales de 39,69 MW et 45,36 MW et avec deux turbines de 27 MW et 33 MW pour les puissances (EcoInvent 3.3 2017). Il y a aussi une caverne souterraine pour chaque type, des échangeurs de chaleur avec une température de fonctionnement inférieure à 200°C en C-CAES et supérieure à 200°C en A-CAES (Waheed 2015), des générateurs avec des capacités respectivement de 81 MW pour le C-CAES et 60 MW pour l'A-CAES (Kapila 2019), une infrastructure de gaz naturel et des réservoirs de stockage. L'ensemble des matériaux de construction et d'installation du système sont transportés par camion (Kapila 2019).

Les inventaires C-CAES et A-CAES sont présentés en Annexe B. Pour des raisons de réductions des impacts environnementaux, seulement l'A-CAES sera utilisé dans l'étude.

IV.3.1.13.2. Inventaire de production

Pendant la phase de l'exploitation des CAES, seuls les impacts liés aux différentes opérations de maintenance et la compensation des pertes énergétiques dues au rendement ont été pris en compte. Cette compensation est modélisée avec le mix électrique de l'année en cours.

IV.3.1.13.3. Inventaire de démantèlement

La durée de vie estimée du système CAES dépend de la sollicitation mais aussi des politiques de maintenance : elle varie généralement entre 30 et 40 ans. Dans la période temporelle considérée pour cette étude, aucune opération de démantèlement de ce vecteur n'est prise en compte.

IV.3.1.13.4. Evolution temporelle de l'inventaire

Le CAES est un système relativement simple à concevoir : son principe est simple, il ne contient pas de technologies très sophistiquées et ses composants sont disponibles. Le seul changement qui peut l'affecter concerne l'utilisation d'une mine qui atteindrait sa fin de vie et contribuerait à l'économie de la construction d'un réservoir de stockage, bien qu'il faille encore l'étanchéifier.

IV.3.1.14. Batteries

Concernant les nouvelles technologies de stockage, les batteries de type lithium-ion pour des usages stationnaires deviennent relativement matures, mais leur utilisation en soutien à l'intermittence reste limitée à 8 heures maximum (Battke 2013).

IV.3.1.14.1. Inventaire de construction

La composition des batteries diffère selon leurs technologies. Le type retenu dans notre étude est le Li-ion en raison de sa performance élevée par rapport aux autres, avec une efficacité estimée moyenne de 90% (Battke 2013), ainsi leur densité énergétique de 140 Wh/kg (Majeau-Bettez, 2011). Les inventaires seront présentés pour les trois catégories de la technologie Li-ion : lithium-phosphate de fer (LFP), le nickel-cobalt-manganèse (NCM) et l'oxyde de manganèse (LMO). Leur composition et les différentes données concernant leur fabrication ont été collectées par (Majeau-Bettez 2011), à l'exception des matériaux de l'électrode positive des batteries LMO dont les informations sont tirées de (Notter 2010). Les deux études de Majeau-Bettez et Notter utilisent la base de données EcoInvent 2.2. L'ensemble de ces données sont présentées en Annexe B.

IV.3.1.14.2. Inventaire de production

Pendant la phase de production, les batteries ne nécessitent pas spécialement d'opérations de maintenance, donc seules les pertes d'énergie dues au rendement ont été prises en compte.

IV.3.1.14.3. Inventaire de démantèlement

Les batteries Li-ion ont une durée de vie qui varie entre 5000 et 15000 cycles (Battke 2013). A la fin de leur vie, les batteries sont collectées et dirigées vers un processus de recyclage.

Ces batteries se composent de matières dangereuses qui nécessitent des procédures délicates. La réaction de leur électrolyte avec l'eau risque de produire des gaz toxiques comme le fluorure d'hydrogène, ou entraîner des explosions. Les autres constituants sont susceptibles de polluer l'eau et le sol (Gauthier 2018).

Actuellement, la capacité de batteries destinées au stockage est de l'ordre de quelques MWh seulement. Le premier système de stockage par batteries lithium a été installé en soutien d'un parc éolien à Hornsdale (Australie), avec une capacité de 150 MW (Hasday 2020).

La chaîne de recyclage des batteries Li-ion commence d'abord par un traitement mécanique suivi par un raffinage hydrométallurgique, pyrométallurgique ou une combinaison des deux (Velázquez-Martínez 2019).

- Traitement mécanique :

Cette étape comprend la libération des matériaux et leur classement selon plusieurs caractéristiques physiques comme la densité, la taille ou la forme (Wills 2016 ; Clarck 2016).

- Traitement pyrométallurgique :

Il permet de fondre et purifier les métaux précieux grâce à des réactions redox générées à haute température (Heelan 2016; Xu 2008).

- Traitement hydrométallurgique :

Il s'agit d'une lixiviation des métaux stratégiques afin de les séparer et les purifier en utilisant des réactifs chimiques (Wills 2006).

Plusieurs procédés de recyclage ont été développés et discutés par (Velázquez-Martínez 2019) comme ceux d'Umicore, Sumitomo–Sony, Retrieval Technologies, Recupyl, Akkuser, Accurec, Battery Resources, Lithorech, OnTo et Aalto University. Certains de ces procédés regroupant deux types ou plus de traitement permettent la récupération de lithium avec un rendement élevé mais sont trop énergivores pour être rentables selon l'étude de (Velázquez-Martínez 2019).

Le Tableau IV-7: Résumé des procédés de recyclage des batteries Li-ion regroupe ces procédés avec leur typologie, leurs rendements, les différents métaux récupérables ainsi leur utilisation.

Tableau IV-7: Résumé des procédés de recyclage des batteries Li-ion

Nom du procédé	Traitement mécanique	Traitement pyrométallurgique	Traitement hydrométallurgique	Rendement de récupération Li (%)	Éléments récupérés	Utilisation
Aalto University	Déchiquetage, tamisage	Fonduir en aluminium	Lixiviation	93-97	CoC ₂ O ₄ , Al	Retraitement requis
Retriev Technologie	Fragmentation humide, criblage, table d'agitation, filtration	-	Précipitation	90	Li ₂ CO ₃ MeO	Production de cathodes, industrie métallurgique
Accurec	Fraisage, séparation, agglomération, filtration, température ambiante	Traitement thermique sous vide, réduction	H ₂ SO ₄	76-90	Li ₂ CO ₃ alliage de Co	Production de matériau cathodique
Battery Resources	Broyage, séparation magnétique, tamisage, milieux denses; ambiant	Frittage	Lixiviation par: NaOH, H ₂ O ₂ , H ₂ SO ₄ et Na ₂ CO ₃	67-80	Li ₂ CO ₃ NMC(OH) ₂	Production de cellules de batterie
LithoRec	Concassage en deux étapes, classification de l'air en deux étapes; inerte	Séchage, calcination	Agent de lixiviation non divulgué	85-95	Li ₂ CO ₃ oxydes métalliques	Production de cellules de batterie

Le procédé retenu est celui d'Aalto University (Finlande) car il comprend un prétraitement mécanique des batteries, suivi d'un traitement pyrométallurgique et hydrométallurgique afin de récupérer 99% des métaux (Porvali 2019 ; Velázquez-Martínez 2019).

IV.3.1.14.4. Evolution temporelle de l'inventaire

On ne considérera pas d'évolution de l'inventaire durant la période 2020-2050, bien que d'autres technologies de batteries pourraient être développées d'ici le milieu du siècle.

IV.3.1.15. Power to gas (P2G)

IV.3.1.15.1. Inventaire de construction

L'électrolyse de l'eau permet la production d'hydrogène à quelques bars, qu'il faut ensuite comprimer à 300-700 bars pour un stockage limité en volume. On utilise un électrolyseur alcalin de 300 kW ou un électrolyseur PEM de 100 kW (Mehmeti 2016). Les inventaires de construction pour chaque type sont disponibles en Annexe B.

Une fois que l'énergie a été stockée sous forme d'hydrogène, la question se pose de savoir quelle est la meilleure solution à mettre en place pour restituer cette énergie sous forme électrique.

La première méthode consiste à convertir l'hydrogène en méthane de synthèse via un processus thermochimique, qui nécessite la mise en place d'une unité de méthanation par la réaction de Sabatier (Müller 2013). L'inventaire de cette méthode est présenté en Annexe B. Le méthane obtenu est ensuite stocké et brûlé dans des centrales à gaz.

La seconde méthode consiste à utiliser l'hydrogène dans une pile à combustible (PAC), technologie bien avancée mais qui doit encore gagner en maturité pour un déploiement industriel.

Une troisième façon d'assurer la restitution de l'énergie stockée dans le vecteur hydrogène est d'utiliser directement une turbine à hydrogène ; cette technologie est toujours en phase d'essais de laboratoire.

Dans la suite, on considère la technologie assurée par les PAC, dont les inventaires associés pour la phase de construction proposés par (Zhang 2017), sont disponibles en Annexe B.

IV.3.1.15.2. Inventaire de fonctionnement

La ressource en eau est de 1,1 kg/Nm³ de H₂ pour les deux types d'électrolyseurs. Les besoins énergétiques pour produire 1 Nm³ de dihydrogène ont été estimés à 5,48 kWh pour le type alcalin et 5,19 kWh pour PEM (Cianelli 2014).

Les pertes énergétiques dues aux différents rendements de transfert et de conversion ont été modélisées avec le mix électrique de l'année en cours. Les données sur la maintenance des électrolyseurs ne sont pas disponibles dans la littérature, donc elles ne seront pas prises en compte dans cette étude.

Pour la méthanation, un catalyseur à base de nickel a été ajouté ; ainsi lors de la capture de CO₂, un impact évité a été pris en considération à hauteur de 1,84 kg de CO₂/Nm³ de CH₄ (Zhang 2017).

Les inventaires détaillés sont disponibles en Annexe B.

IV.3.1.15.3. Inventaire de démantèlement

Pendant la période considérée, aucun démantèlement ne sera pris en compte.

IV.3.1.15.4. Evolution temporelle de l'inventaire

Les travaux de recherches qui traitent cette filière prévoient plusieurs améliorations technologiques possibles pour atteindre des plages de rendement compétitif par rapport aux autres moyens de stockage. Une estimation des gains potentiels a été faite et les données considérées sont présentées dans le tableau suivant. Les données du Tableau IV-8 sont fournies par (Muhon 2003).

Tableau IV-8 : Evolution temporelle supposée du rendement du P2G jusqu'à 2050

	2018	2050
P2G	60%	80%
Stockage d'hydrogène	50%	95%
Pile à combustible	50%	70%

IV.3.2. Modélisation des inventaires dynamiques

Dans un objectif pédagogique, la modélisation est décrite en détail pour un scénario choisi comme réaliste pour répondre aux différentes exigences de la transition énergétique française.

La consommation considérée pour la France correspond à l'hypothèse moyenne (cf. chapitre II), correspondant à 630 TWh en 2050.

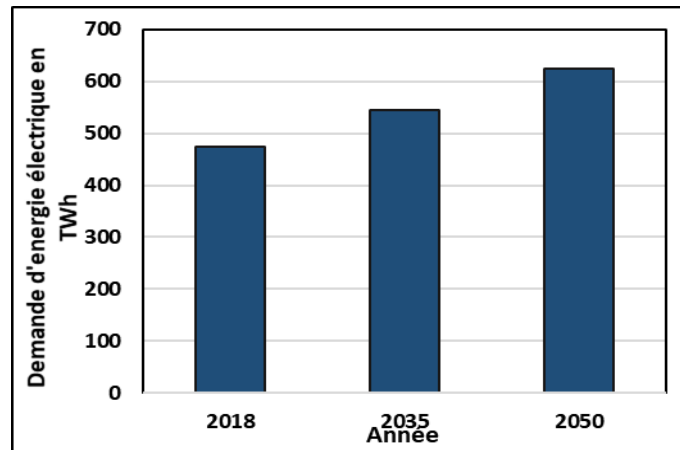


Figure IV-12: Augmentation de la demande en électricité en 2035 et 2050

Tableau IV-9: Détail des moyens de production pour le scénario « stabilité du nucléaire après 2035 » (TWh)

Année	Nucléaire	Renouvelables						Combustibles fossiles			Total production
		Hydro	Eolien	PV	Biomasse	Biogaz	Déchets	Gaz naturel	Fioul	Charbon	
2018	393	63.1	27.8	10.2	2.8	2.4	4.5	31.4	2.2	5.8	543.4
2035	290	65	130	50	2.8	2.4	4.5	31.4	0	0	576.1
2050	290	65	218	80	5	5	5	0	0	0	668.0

Ce scénario comporte une part de production nucléaire décroissante jusqu'en 2035, puis qui se stabilise à 50% selon la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTCE 2015). Les filières de production fossile voient leur part décroître puis disparaître en 2035, cette production servant seulement en « back up », avec une augmentation de la production renouvelable pour compenser les capacités supprimées.

En ce qui concerne la filière hydraulique dont le potentiel est presque saturé, sa production est considérée constante pendant la période étudiée à 65 TWh/an.

La filière de production PV voit sa production augmenter considérablement, jusqu'à 100 TWh en 2050. Pour l'éolien, on considère dans les nouvelles constructions une proportion égale de

production électrique entre les modes terrestre et offshore, ce qui constitue une hypothèse paramétrable.

Le taux d'importation a été considéré fixe à 3% contre une valeur calculée de 5,4% en 2018 (RTE 2019), tandis que le potentiel d'effacement a été fixé à 1% de la demande totale. Cette valeur peut augmenter si on considère un déploiement rapide des voitures électriques et les réseaux intelligents : une étude montre que cette valeur peut atteindre 10 TWh/an (SFEN 2020). Ces deux hypothèses ont été analysées dans le chapitre V.

L'estimation des impacts liés à l'importation d'électricité est un exercice difficile : RTE considère une interconnexion de la France avec 19 pays européens, donc bien au-delà des 7 pays limitrophes de la France métropolitaine. Les échanges d'électricité se font au gré des marchés et évoluent en permanence (<https://www.rte-france.com/eco2mix/la-production-deelectricite-par-filiere>).

En l'absence de vision claire sur l'évolution du mix des pays limitrophes ni de la part importée dans le futur, on considérera une importation à part égale entre deux pays, un avec un mix nucléarisé et qui prévoit toujours conserver cette technologie (le Royaume-Uni) et un pays qui s'oriente vers les énergies renouvelables tout en gardant une part d'énergie fossile pour stabiliser son réseau (l'Allemagne). Les évolutions des mix électriques de ces deux pays sont sur les Figure IV-13: Evolution du mix électrique de l'Allemagne considéré en 2018, 2035 et 2050 et Figure IV-14.

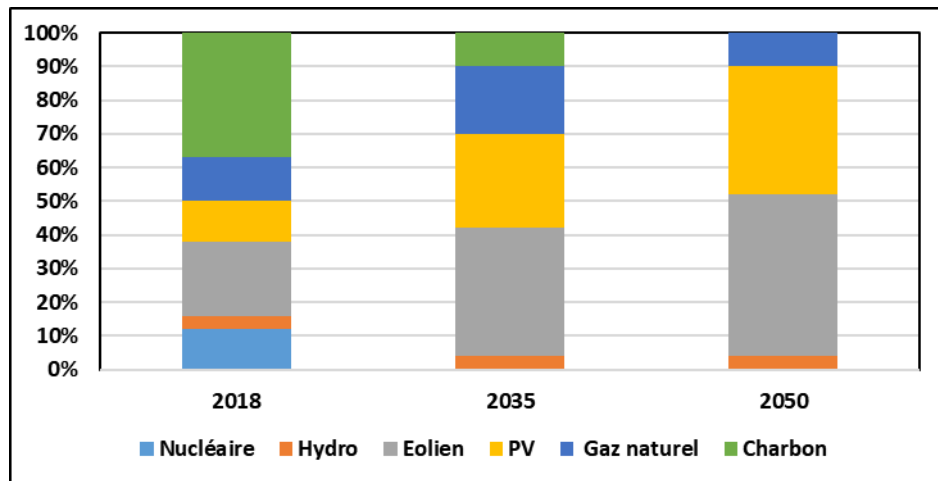


Figure IV-13: Evolution du mix électrique de l'Allemagne considéré en 2018, 2035 et 2050

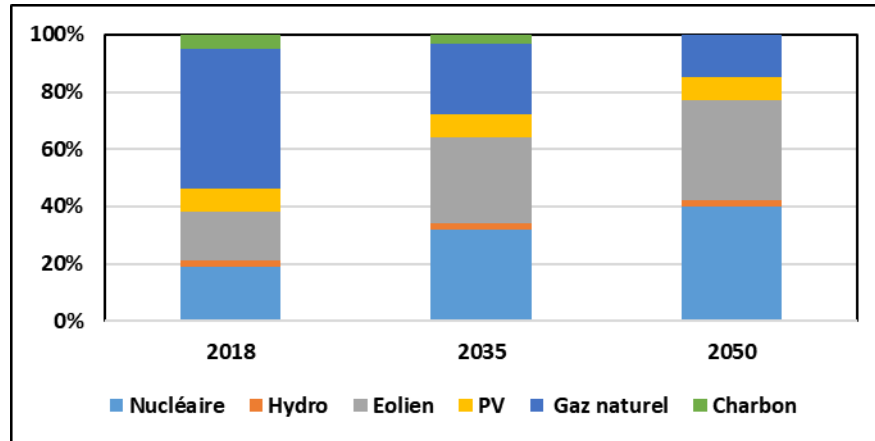


Figure IV-14 : Evolution du mix électrique du Royaume-Uni considéré en 2018, 2035 et 2050

D’après la méthode présentée dans le chapitre II, les moyens de stockage sont utilisés pour remédier à l’intermittence, les filières adoptées étant choisies en prenant en compte l’étude comparative (cf. chapitre III). Les données associées pour le scénario considéré sont disponibles dans le Tableau IV-10.

Tableau IV-10: Répartition de différents moyens de stockage en 2035 et 2050

Année	STEP	Batteries	P2G2P	CAES
2035	80%	10%	5%	5%
2050	50%	20%	10%	20%

Les rendements présents dans le chapitre III ont été considérés sans aucune évolution dans le futur, sauf pour le P2G2P dont les évolutions technologiques peuvent encore améliorer le rendement.

IV.3.2.1. Inventaire dynamique de la construction

L’inventaire de la construction est établi en fonction des capacités installées de chaque filière, pour assurer le remplacement des installations en fin de vie, ainsi qu’augmenter les capacités de chaque filière pour suivre les exigences de la consommation et des stratégies énergétiques (cf. chapitre II).

Pour les hypothèses adoptées pour ce scénario, les capacités à installer sont présentées sur la Figure IV-15 pour les trois filières dimensionnantes de la transition énergétique.

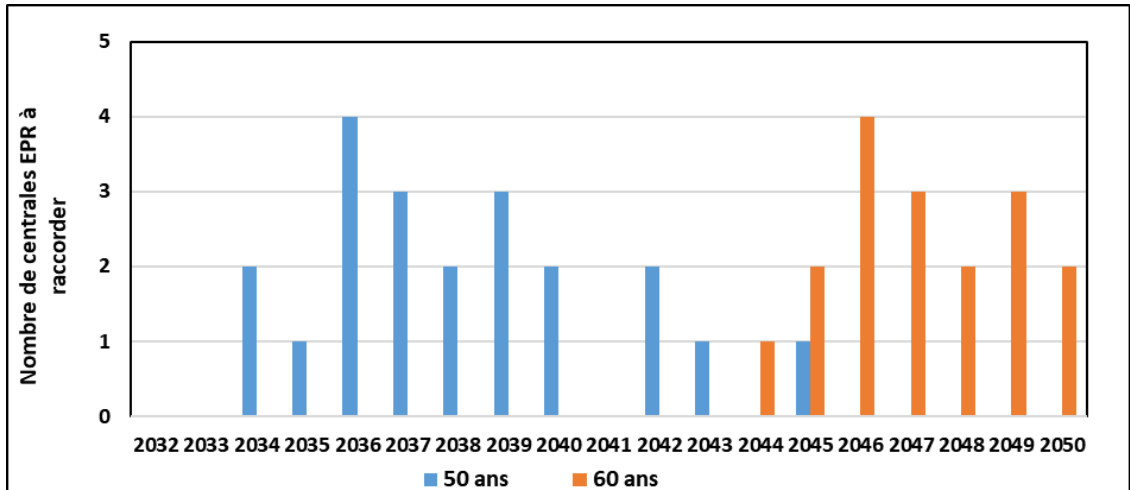


Figure IV-15: Nombre de centrales nucléaires EPR à raccorder au réseau entre 2032 et 2050

Pour le nucléaire, un paramétrage a été effectué par rapport à la durée de vie du parc REP existant : 50 (objectif EDF) ou 60 ans (maximum raisonnable).

La puissance nominale pour un réacteur EPR est de 1650 MW avec un facteur de charge qui peut atteindre 83%, ce qui permet de fournir une énergie de 12,4 TWh/an, sans prendre en considération le fait que la production nucléaire aura tendance à s’effacer devant les ENR ; cette partie sera traitée ensuite dans l’étude des scénarios réalistes (chapitre V).

Ce scénario « nucléaire stable après 2035 » nécessite, pour assurer une part de production de 50% pour un profil de consommation moyenne (630 TWh en 2050), de raccorder 21 EPR dans le cas d’une durée de vie des REP de 50 ans et « seulement » 17 EPR si la durée de vie des REP actuels peut être allongée à 60 ans. On perçoit donc que le maintien d’une part nucléaire à 50% nécessite un effort considérable de construction de nouveaux réacteurs, compte tenu des nombreux arrêts de REP en fin de vie. Pour le PV, la Figure IV-16 présente la puissance à raccorder en fonction du temps.

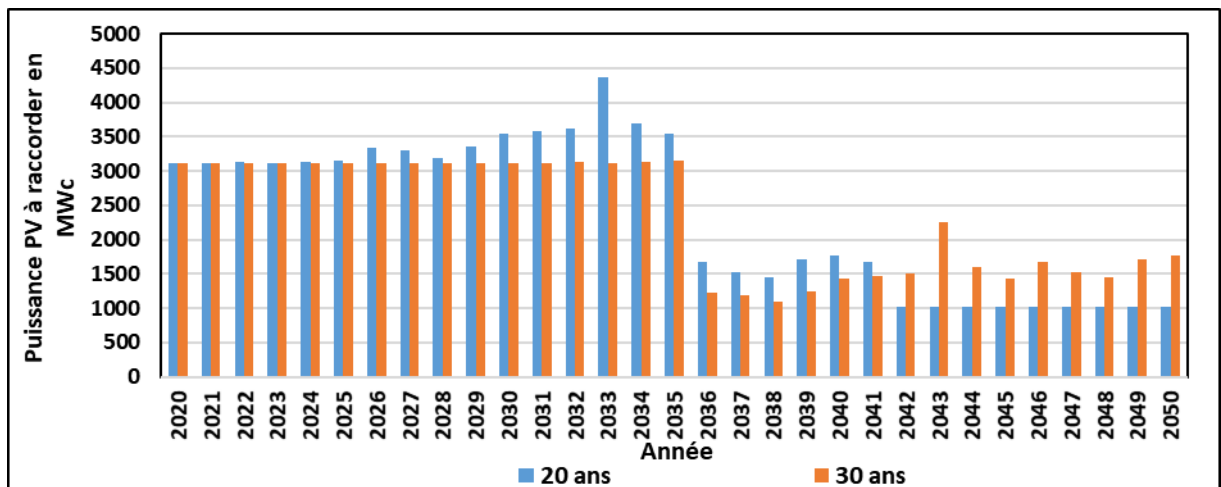


Figure IV-16 : Puissance PV à raccorder entre 2020 et 2050

De même que pour le nucléaire, les inventaires nécessaires pour le PV et l'éolien dépendent des durées de vie considérées.

Pour l'éolien, la Figure IV-17 présente l'évolution du nombre d'éoliennes à raccorder chaque année pour produire 140 TWh en 2035 et 180 TWh en 2050 : les chiffres parlent d'eux-mêmes, mettant en lumière l'effort considérable qui serait nécessaire.

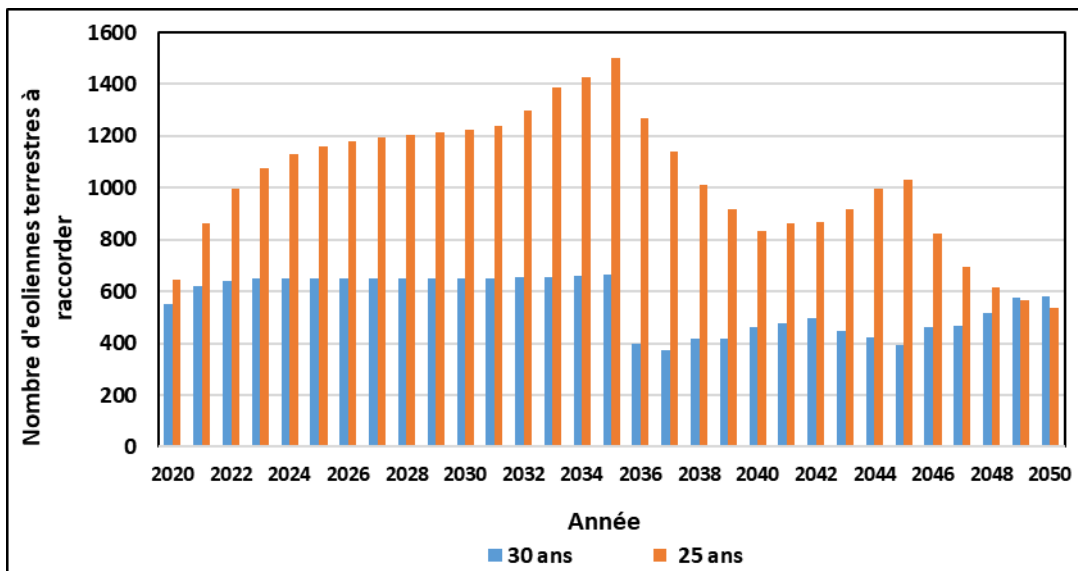


Figure IV-17 : Nombre d'éoliennes terrestres de 3,6 MW à raccorder entre 2020 et 2050

IV.3.2.2. Inventaire dynamique de la production

La quantité d'énergie produite par chaque filière pendant une année dépend de plusieurs paramètres :

- Le besoin en énergie (évolution de la consommation)
- Les conditions météorologiques (évolution des facteurs de charge pour les renouvelables)
- Les choix stratégiques (selon l'évolution des objectifs des lois successives de transition, marge éventuelle d'exportation pour des recettes économiques)
- Les capacités installées (si une installation existe, il faut la rentabiliser)
- Les coûts des énergies (pour choisir quelles filières privilégier, sinon importer une certaine proportion d'électricité).

Pour les énergies non intermittentes dites « pilotables » comme l'hydraulique et le nucléaire, la quantité produite est considérée constante sur toute l'année pour assurer une énergie de base suffisante (pour l'hydraulique, il y a une évolution saisonnière qui ne sera pas abordée par souci de simplification). Par contre, les énergies renouvelables intermittentes fournissent une production non pilotable, difficile à planifier au-delà de quelques jours.

Les centrales à combustibles fossiles ne sont plus considérées comme des moyens de production mais des moyens de gestion de la stabilité (« back up »).

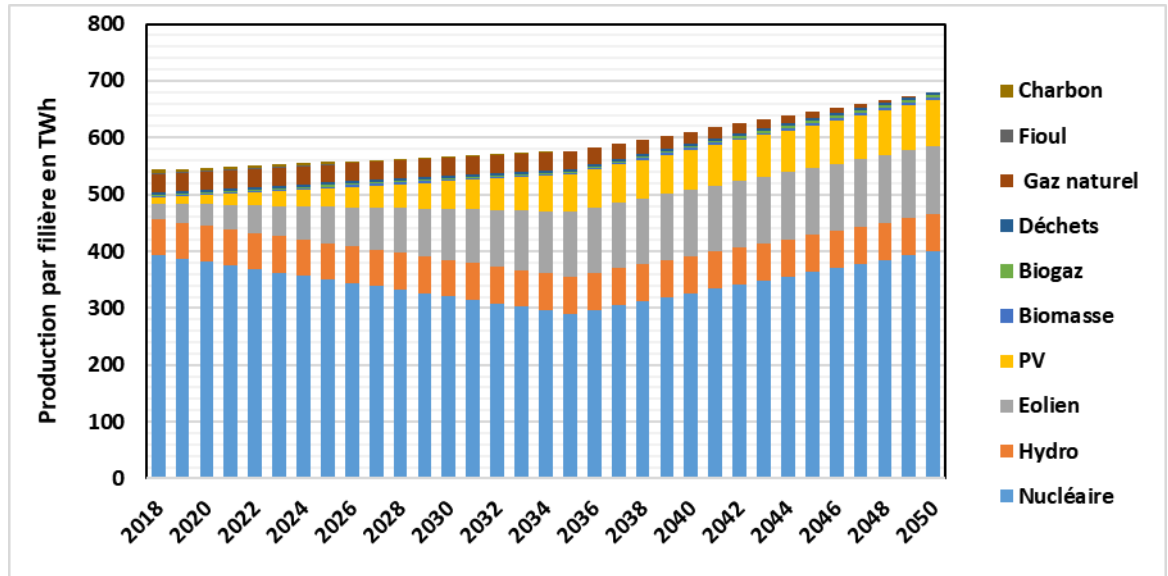


Figure IV-18: Production électrique par filière entre 2018 et 2050

IV.3.2.3. Inventaire dynamique du démantèlement

L'évaluation de l'inventaire de démantèlement est basée sur les données RTE ; il dépend globalement de l'espérance de vie de chaque filière. La procédure adoptée est celle décrite dans le chapitre II.

Il concerne la totalité du parc électronucléaire français des REP (58 réacteurs), puisque le dernier réacteur construit est Civaux 2 mis en service fin 1999, en prenant une espérance de vie moyenne de la flotte à 50 ans.

Cette phase dont les inventaires associés sont disponibles dans Annexe C, se fait en plusieurs étapes sur une durée totale de 25 ans (cf. IV.3.1.3.3). Or pendant la période de temps considérée, les impacts associés ne seront pas pris en totalité puisqu'il existera une partie qui se fera après 2050 et notamment toutes les centrales dont cette phase commencera après 2025, ce qui correspond presque à la totalité de la capacité à démanteler. Pour faire face à cette problématique, la méthode proposée, d'ACV prospective dynamique (voir chapitres 1 et 2) va permettre d'identifier les impacts restants pour finaliser le démantèlement de ces installations, même si cela se fait au-delà de 2050.

Pour les filières PV et éoliennes, on considère que la durée de la phase de démantèlement et recyclage se fera sur une période d'environ un an, donc la problématique liée à l'horizon temporel choisi n'est pas rencontrée.

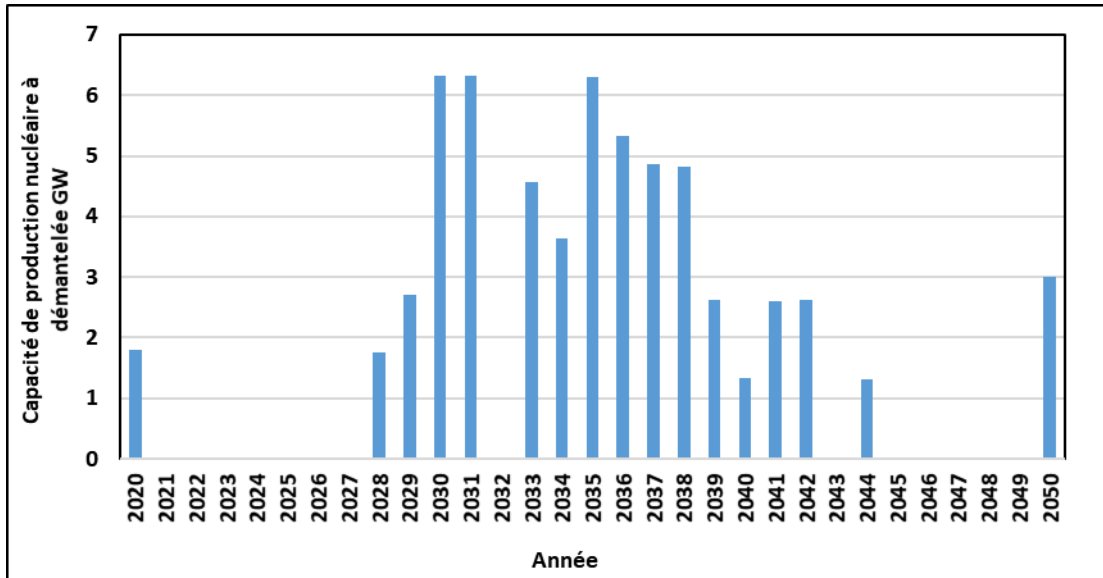


Figure IV-19: Capacité nucléaire entrant en phase de démantèlement entre 2020 et 2050

IV.3.2.4. Inventaire dynamique de gestion de la stabilité du réseau

La méthodologie suivie pour dimensionner les besoins nécessaires en énergie pour équilibrer le réseau est détaillée dans le chapitre II. Dans ce scénario, comme énoncé précédemment dans ce chapitre, le choix des moyens de stabilité de réseau a été fait selon l'ordre suivant : l'effacement en 1^{er} lieu, l'interconnexion en 2^{ème} lieu, les centrales à démarrage rapide en 3^{ème} lieu et le stockage en 4^{ème} lieu. La répartition des technologies de stockages considérées par la suite est sur la Figure IV-20.

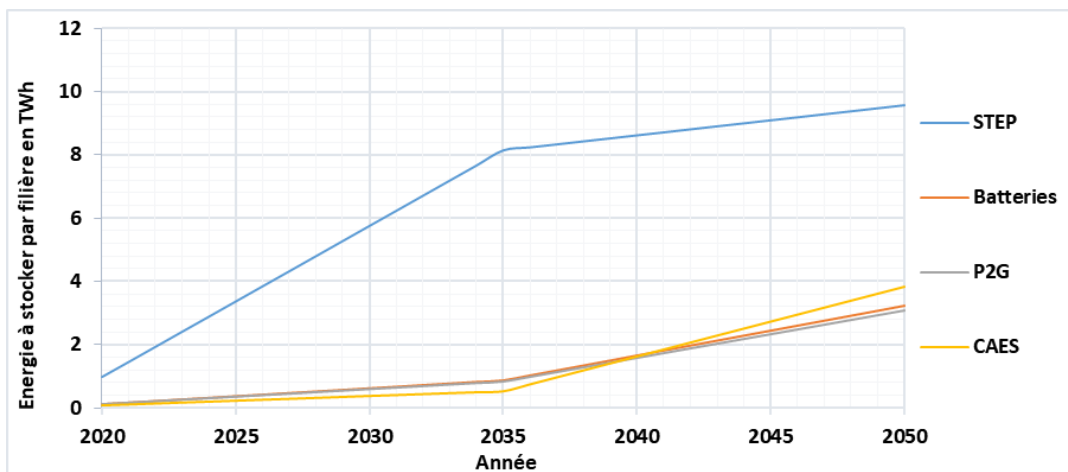


Figure IV-20: Energie à stocker par filière entre 2020 et 2050

IV.3.2.5. Inventaire dynamique de l'énergie importée

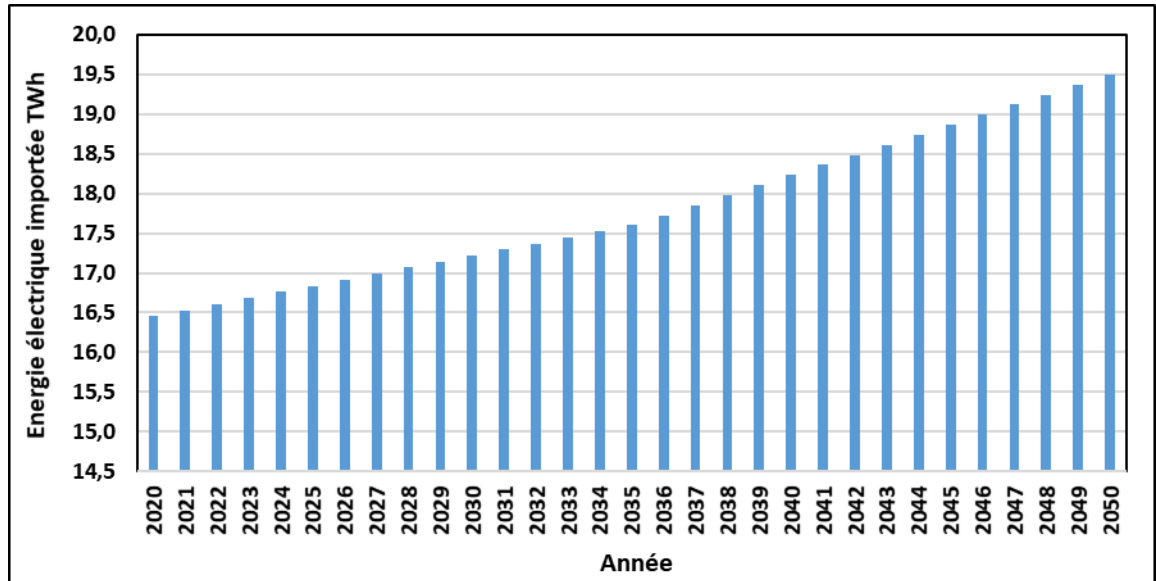


Figure IV-21: Profil de l'énergie électrique à importer par la France entre 2020 et 2050 pour le scénario « nucléaire stable après 2035 »

L'estimation de l'énergie à importer a été faite avec un taux constant de 3% de la consommation française. Ce taux a été estimé par rapport à l'année 2018 dont les importations ont été 26 TWh pour une consommation de 474 TWh, correspondant à une proportion de 5,5%. Ce taux dépend en réalité de l'évolution de l'équilibre entre la production nationale et la consommation pendant la période considérée. La tendance va dans le sens d'une plus grande intégration des EnRI, qui entraînera une augmentation des échanges internationaux d'électricité : RTE prévoit que les réseaux d'interconnexions européens passeront de 225 GW en 2015 à 439 GW en 2050 (RGN 2020). Néanmoins, l'ensemble des pays européens ne peut pas compter, potentiellement au même moment, sur une importation de ses voisins. Dans l'hypothèse où la France conserve une composante nucléaire importante, donc pilotable, elle aura tendance à limiter les périodes d'importation, d'où le taux assez faible retenu. Ce paramètre peut être fixé à d'autres valeurs pour évaluer sa sensibilité (cf. chapitre V).

IV.3.3. Synthèse de l'évaluation dynamique des inventaires

Dans cette partie, une évaluation des inventaires élémentaires a été réalisée pour l'ensemble des moyens de production et stockage d'énergie en prenant en considération les spécificités du contexte français et les différentes évolutions temporelles des technologies. Certes, les hypothèses considérées génèrent des incertitudes d'autant plus importantes qu'on s'éloigne de l'instant présent. Elles ont toutes été justifiées et aisément modifiables dans notre outil ; une étude relative la qualité de ces données a été faite dans le chapitre V.

Ensuite une modélisation des inventaires dynamique a été effectuée pour prendre en compte les durées réelles de chaque phase en se basant sur l'état de référence retenu en 2018.

IV.4. Caractérisation d'impact de cycle de vie

IV.4.1. Méthodologie

L'analyse du cycle de vie est réalisée à l'aide de la méthode de calcul IMPACT 2002+ (Joliet 2003), sur l'outil de caractérisation SimaPro 9.0 version développeur. La méthode Impact 2002+ a été choisie pour deux raisons :

- Elle permet de récupérer les données sous deux formes MidPoint (15 indicateurs) ou EndPoint (4 indicateurs agrégés), contrairement à la méthode ILCD recommandée par la Commission européenne qui s'arrête aux MidPoints ;

- Les EndPoints conservent la catégorie d'impact « réchauffement climatique » indépendante, souvent mise en exergue pour la communication, alors que pour d'autres méthodes, dont ReCiPe (Maj 2016), cette catégorie est répartie entre la santé humaine et la qualité des écosystèmes.

IV.4.2. Résultats d'impacts

IV.4.2.1. Evaluation d'impacts pour une unité d'énergie

Dans cette partie, une évaluation statique sera faite en se basant sur les différentes hypothèses et inventaires déjà identifiés, afin de pouvoir comparer avec les données existantes de la littérature scientifique.

La catégorie d'impact la plus traitée est le réchauffement climatique ; pour cette raison, seuls les résultats associés seront affichés, les autres catégories sont disponibles en Annexe M.

IV.4.2.1.1. Solaire PV

La filière de production photovoltaïque présente des évolutions potentielles considérables dans le futur, notamment sur les rendements, la durée de vie et la répartition des différentes technologies, qui vont impacter notablement l'empreinte carbone associée. La Figure IV-22 montre l'évolution de l'empreinte carbone de la filière PV en France jusqu'en 2050, en prenant comme référence l'année 2012 qui correspond aux données disponibles dans la base de données EcoInvent ; les autres estimations prospectives sont basées sur les différentes hypothèses citées dans la partie IV.3.1.1.

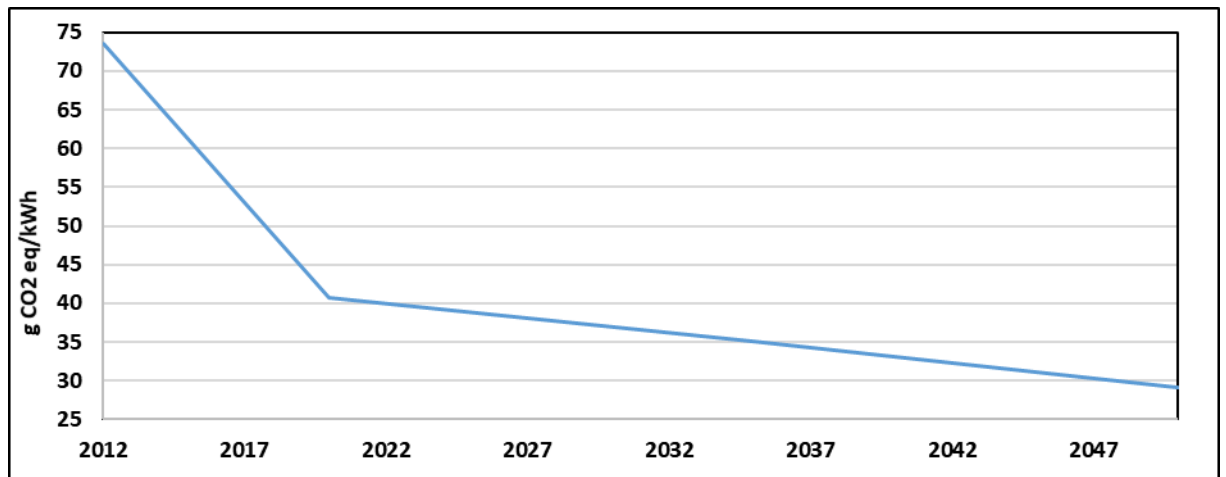


Figure IV-22 : Evolution de l'empreinte carbone de la filière PV selon nos hypothèses

Comme nous l'avons montré dans la partie IV.3.1.1, le rendement des panneaux PV monocristallin se dégrade de 2,5% pendant la première année puis de 0,5% par an ensuite. Cette dégradation entraîne une augmentation de l'empreinte carbone associée comme montre le graphe ci-dessous pour un panneau dont l'empreinte initiale est de 40,72 g CO₂ eq/kWh (panneau fabriqué dans les conditions de 2020).

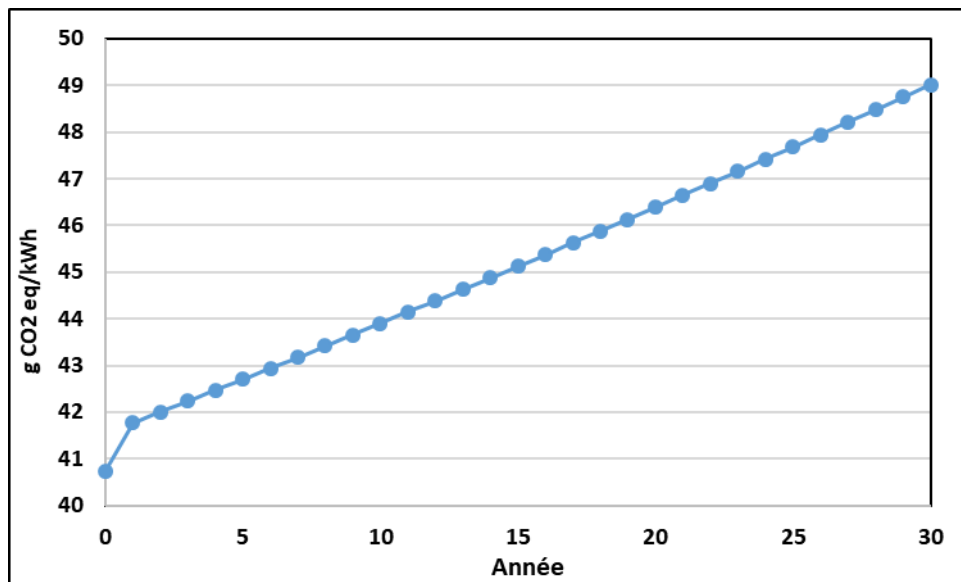


Figure IV-23: Augmentation de l'empreinte carbone d'un panneau PV mono-Si fabriqué en 2020 pendant sa durée de vie

IV.4.2.1.2. Nucléaire

On reprend les inventaires mis à jour par (Orano 2020) avec le concours des exploitants Orano et EDF, qui comprenaient certaines lacunes : l'inventaire de la chaîne de fabrication du zircaloy des gaines de combustibles a été estimé par analogie avec la métallurgie du chrome et

surtout il subsiste une incertitude non négligeable concernant les quantités de matériaux et l'énergie pour la construction des usines. De plus, les calculs réalisés à partir de l'inventaire détaillé du démantèlement de la centrale allemande de Greifswald-Lubmin (Seier 2014) montrent que l'énergie nécessaire est nettement supérieure à celle de la construction.

Même si certains pourraient considérer que les calculs de (Seier 2014) sont pessimistes (trop d'énergie pour une première opération de démantèlement non optimisée), le cas du démantèlement des installations nucléaires françaises est probablement sous-estimé, dans la mesure où plusieurs usines très compliquées nécessiteront beaucoup plus d'énergie que pour leur construction (La Hague, Mélox). Ces points seront à compléter par les exploitants pour affiner l'inventaire du nucléaire français. Les hypothèses utilisées sont représentées dans le Tableau IV-11.

Tableau IV-11: Les hypothèses utilisées dans l'étude

Hypothèses	Valeur
Inventaire	Article 9 PNGMDR 2016-2018 (Orano 2020) pour les usines du cycle (sauf pour les réacteurs)
Construction des réacteurs	Techniques de l'ingénieur pour EPR
Démantèlement des réacteurs	REP 408 MW (Seier 2014)
Durée de vie des REP	60 ans
Facteur de charge	0.83

En définitive, les différentes composantes de l'empreinte carbone du nucléaire français sont rassemblées dans la Figure IV-24 :

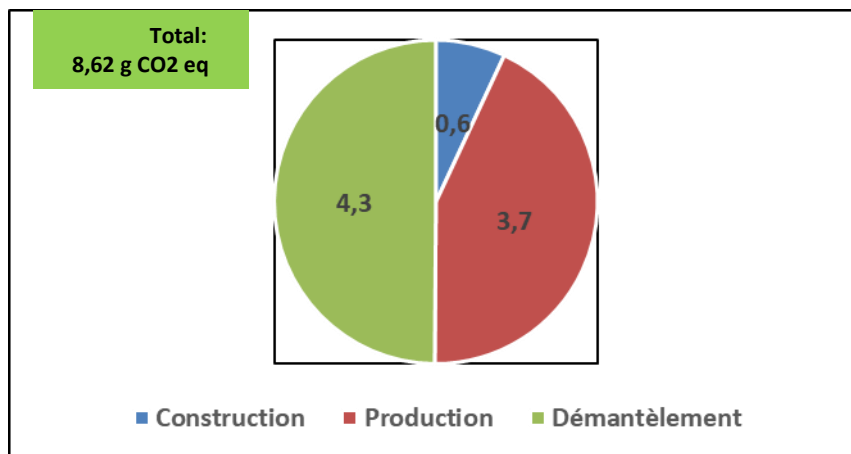


Figure IV-24: Répartition de l'empreinte carbone la filière électronucléaire française

L'impact associé se fait principalement pendant la phase de la production et démantèlement. Les impacts dus au démantèlement sont conditionnés par l'inventaire retenu (cf. Figure IV-11) considéré totalement proportionnel à la puissance. Dans le cas où l'impact du démantèlement est indépendant de la puissance, l'empreinte carbone associée serait de 1,7 g CO₂ eq/kWh. En réalité la taille de certains composants d'une centrale n'est pas strictement proportionnelle à la puissance ; la contribution exacte à l'effet de serre se situe entre 1,7 et 4,3 g CO₂ eq/kWh. Sans une analyse

approfondie de la taille des composants à démanteler, nous retiendrons la valeur maximaliste de 4,3 g CO₂ eq/kWh.

IV.4.2.1.3. Eolien

La filière éolienne représente un potentiel d'évolution notable et notamment en ce qui concerne l'évolution du rendement, les rendements de recyclage et la répartition entre les différentes technologies. En prenant en compte les différentes hypothèses de l'inventaire prospectif citées dans la partie IV.3.1.2, la caractérisation de l'évolution de l'empreinte carbone est représentée sur la Figure IV-25.

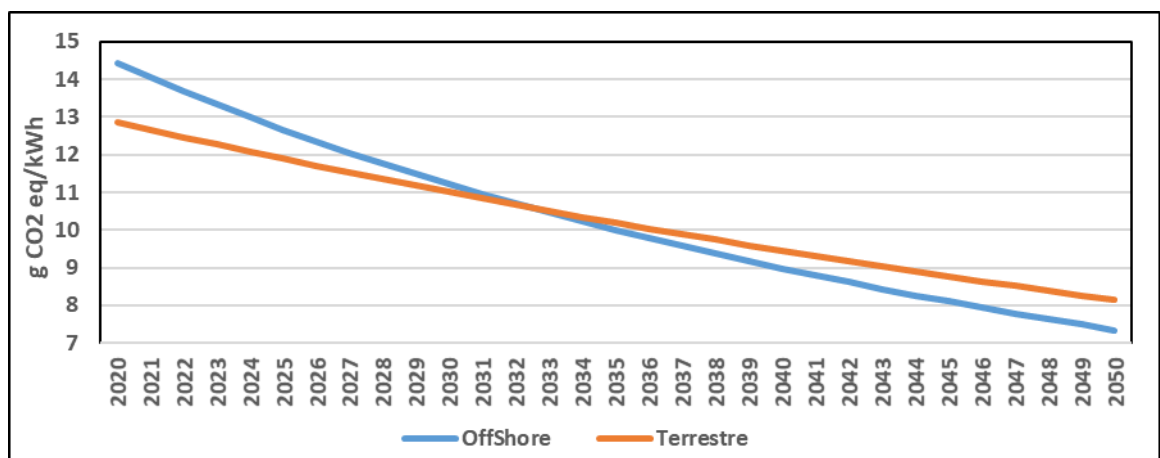


Figure IV-25 : Evolution de l'empreinte carbone de la filière éolienne selon nos hypothèses

IV.4.2.2. Evaluation d'impacts pour le scénario choisi

La caractérisation a été faite selon plusieurs niveaux et pour toutes les catégories d'impact (**Annexe M**). Cependant pour des raisons de simplification, seuls deux EndPoints seront présentés dans la suite, les MidPoints étant disponibles dans les annexes. Un recours aux MidPoints pour bien expliquer les évolutions des EndPoints a été fait en cas de besoin, la conservation du lien entre ces deux types d'indicateurs étant indispensable.

IV.4.2.2.1. Réchauffement climatique :

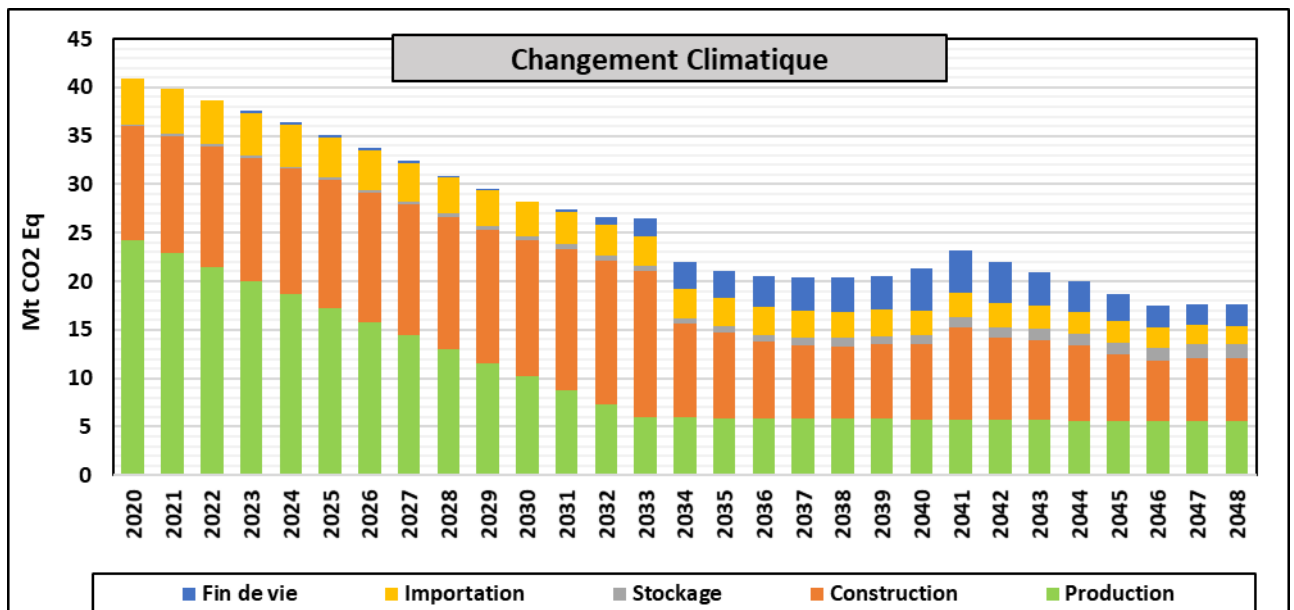


Figure IV-26 : Evolution de l'impact changement climatique dû aux moyens de production électrique, de stockage et d'interconnexion

L'impact de la production diminue significativement entre 2020 et 2035, en passant de 24,3 à 5,9 Mt CO₂eq en raison de la décroissance progressive de la production des filières fossiles qui s'arrêteront en 2035, puis a tendance de se stabiliser autour de 5 Mt CO₂eq /an. Cela est dû principalement à l'augmentation de la production EnR intermittente PV et éolienne pour répondre à la hausse de la consommation puisque la part du nucléaire est restée stable durant cette période.

L'impact de la construction est dû principalement à l'augmentation de la capacité de production renouvelable pour compenser la décroissance naturelle des centrales nucléaires, ensuite c'est le renouvellement du parc nucléaire qui cause la totalité de l'impact afin d'assurer la stabilité de sa production jusqu'en 2050.

L'impact du stockage est relativement faible par rapport à l'importation, et augmente doucement en fonction du temps pour assurer les besoins de stockage en augmentation, causés par le déploiement massif des EnR intermittentes. L'impact de l'importation diminue : cela peut s'expliquer par l'évolution des mix des pays limitrophes considérés qui se décarbonent progressivement.

Les scénarios de fin de vie considérés permettent d'éviter des impacts lors de recyclage des panneaux PV et des éoliennes, mais cela reste négligeable devant l'impact important du démantèlement des centrales nucléaires, ce qui explique l'augmentation de l'impact associé à partir de 2034.

IV.4.2.2.2. Santé humaine

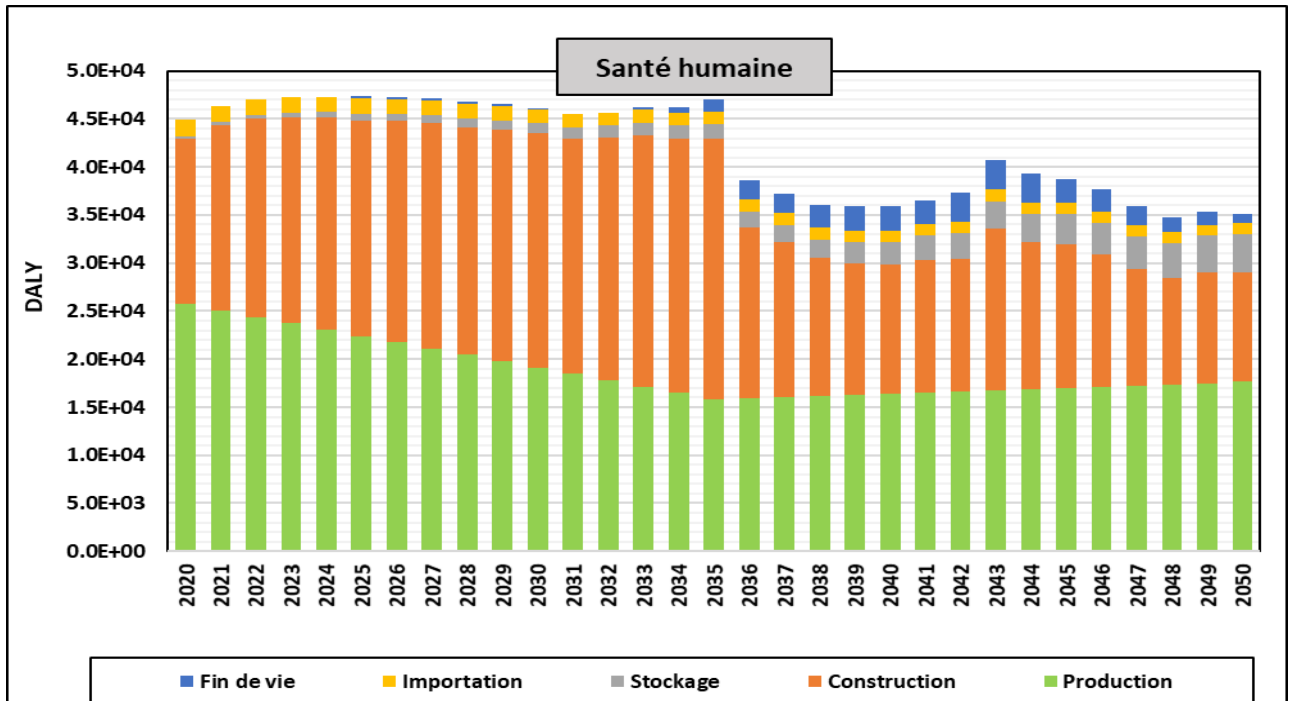


Figure IV-27 : Evolution de l'impact sur la santé humaine dû aux différentes phases du cycle de vie

Les phases de construction et production représentent environ 90% de l'impact total, Afin de bien identifier le contributeur principal pour cette catégorie d'impact pour ces deux phases, une analyse des MidPoints a été faite. La Figure IV-28 montre les principaux MidPoints qui impactent la santé humaine, pondérés par les coefficients de correction pour la phase de construction de toutes les installations nécessaires à la production du mix électrique pour la période entre 2020 et 2050, notamment les poussières (« Respiratory inorganics ») qui représentent plus de 90% de l'impact.

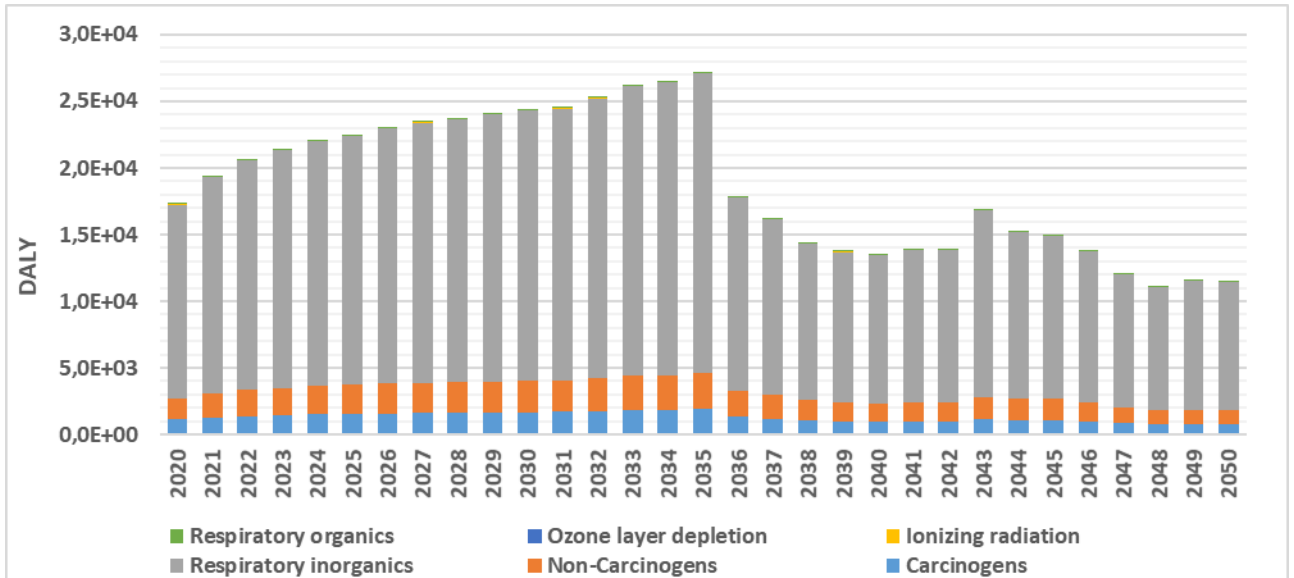


Figure IV-28: Evolution de la contribution de chaque MidPoint à la santé humaine pour la phase de construction

L'impact de la phase de production est stable à partir de 2035, cependant il contribue d'une manière significative aux impacts sur la santé humaine. La Figure IV-29 identifie les principaux MidPoints responsables de cet impact.

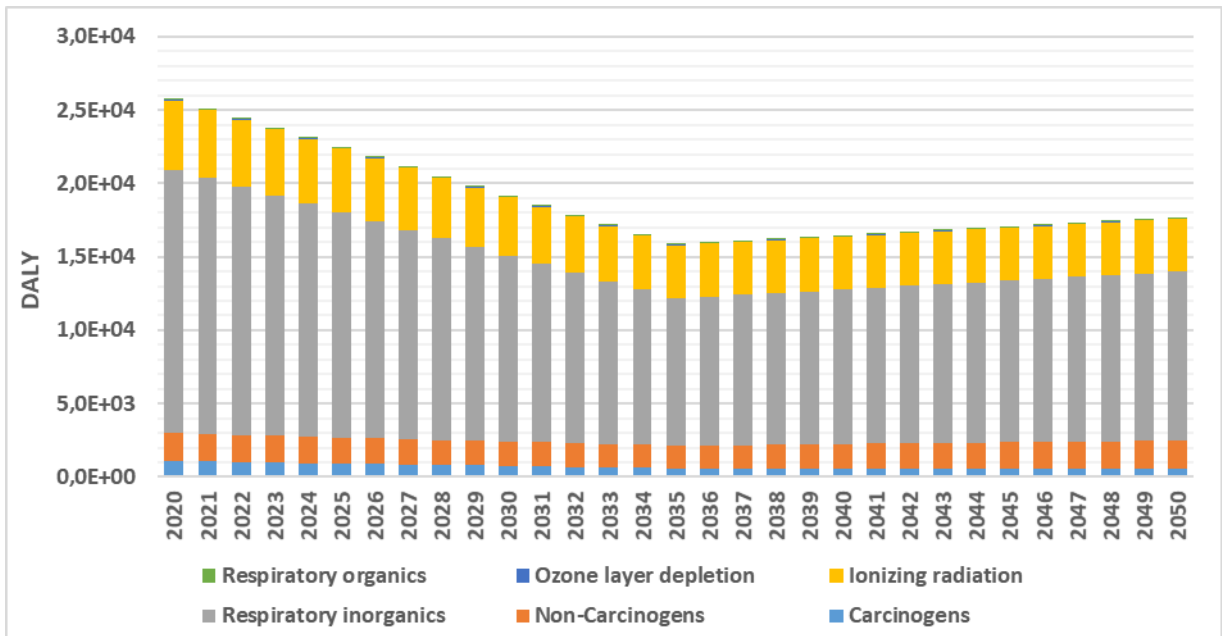


Figure IV-29 : Evolution de la contribution de chaque MidPoint à la santé humaine pour la phase de la production

La catégorie « Respiratory inorganics » représente plus de 60% de l'impact total sur la santé humaine, tandis que le rayonnement ionisant contribue à la hauteur de 20%. Les filières de production responsables sont présentées sur la Figure IV-30.

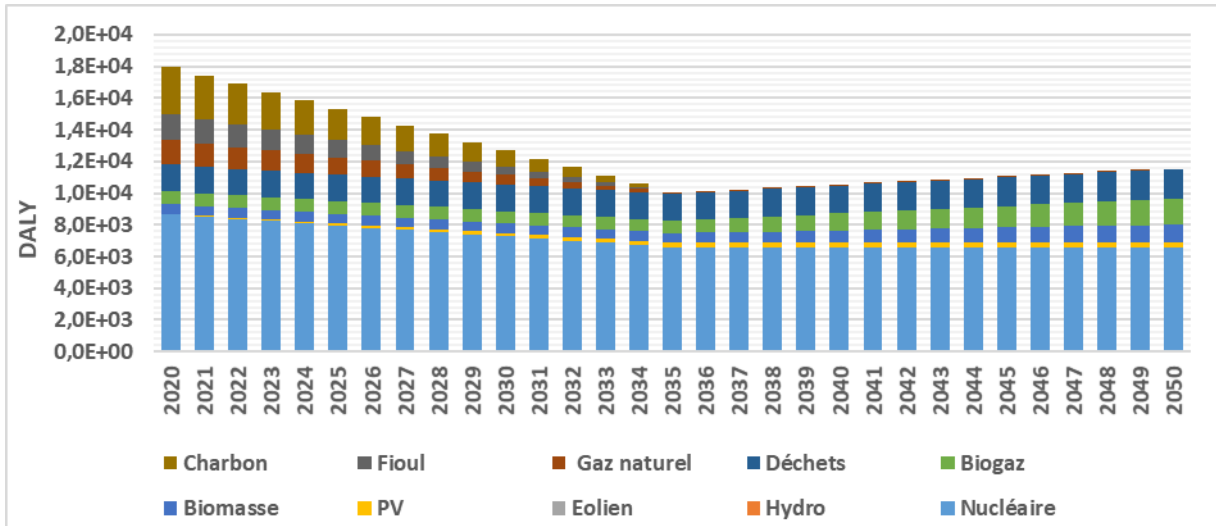


Figure IV-30 : Evolution de la contribution de chaque filière à la catégorie d'impact « Respiratory inorganics » pendant la phase de production

Les filières qui contribuent le plus à l'impact total sont celles qui recourent à des combustibles fossiles pendant leur phase de production comme le montre le graphe précédent. La filière nucléaire est la plus impactante, mais le scénario choisi exige une grande production nucléaire. Afin de bien visualiser l'impact de chaque filière, l'impact par unité d'énergie a été calculé ; les résultats sont présentés sur la Figure IV-31.

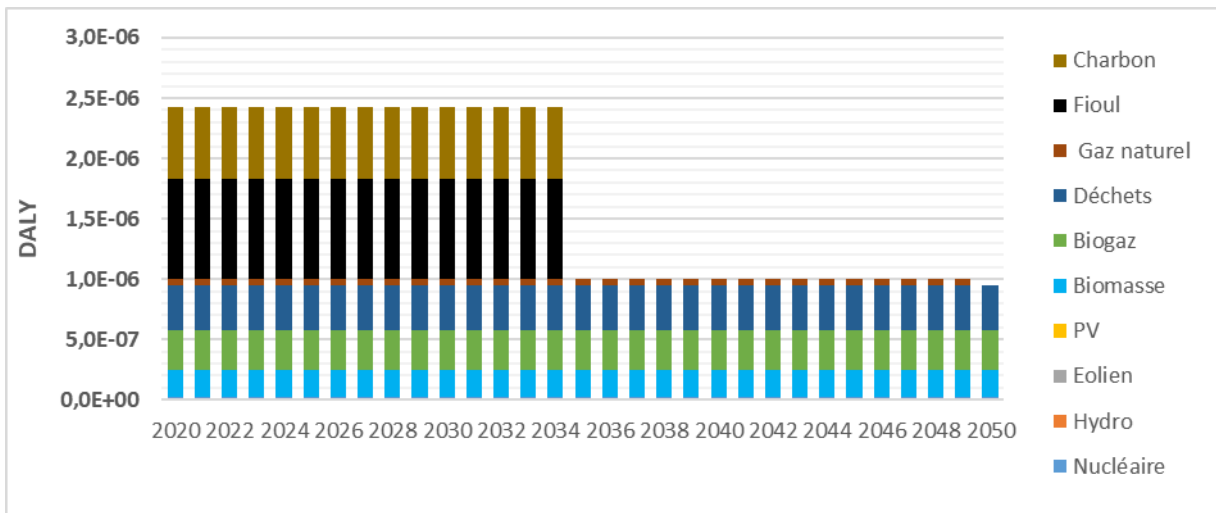


Figure IV-31 : Evolution de la contribution de chaque filière à la catégorie d'impact « Respiratory inorganics » par kWh produit

La Figure IV-31 montre que l'impact de la filière nucléaire par unité de production est négligeable devant les autres filières de production fossiles.

Les plus contributeurs sont les TàG, centrales à charbon et fioul, mais lorsqu'ils auront disparu en 2035, ce seront la biomasse et l'incinération des déchets qui prendront le relai comme contributeurs.

La même procédure a été appliquée pour la catégorie du rayonnement ionisant, qui met en évidence que la source principale est la production nucléaire, représentée sur la Figure IV-32.

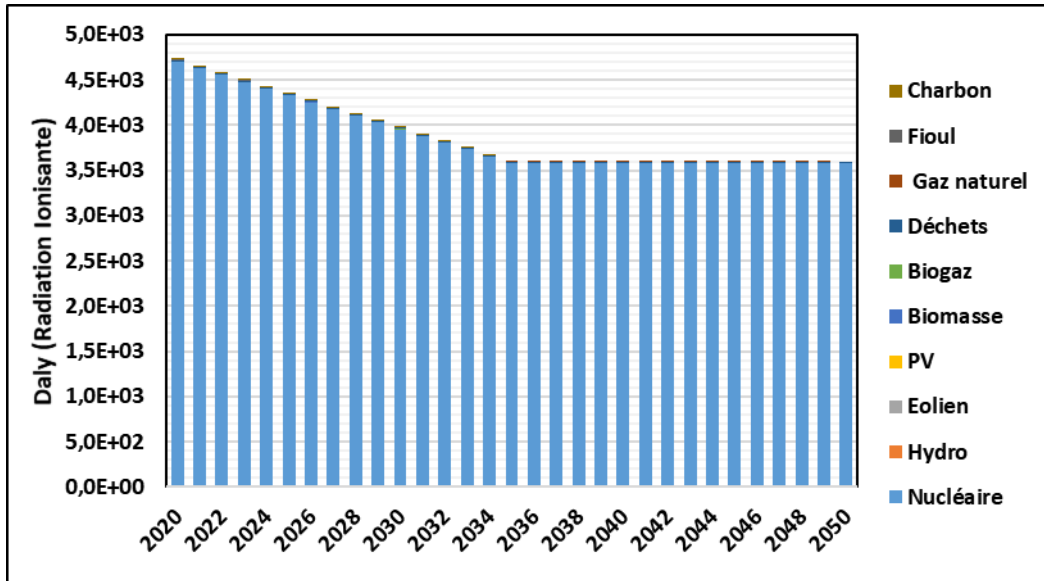


Figure IV-32 : Evolution de différents contributeurs au rayonnement ionisant pendant la phase de production

L'approche prospective dynamique appliquée dans cette partie permet d'identifier l'évolution des différents contributeurs à l'impact environnemental total du scénario traité. Cependant les résultats obtenus sont différents de ceux issus d'une approche statique simplifiée ; l'écart dépend considérablement du scénario traité. Pour cette raison, une étude comparative a été effectuée pour quelques scénarios de transition énergétique dans le chapitre V.

IV.4.2.3. Analyse des coûts de la transition énergétique

La démarche adoptée pour évaluer les coûts a été présentée dans le chapitre II ; elle est basée sur une analyse prospective des coûts d'investissement (CAPEX) dans le futur pour chaque filière de production et de stockage en fonction des technologies qui seront disponibles.

Ce scénario qui est considéré comme un scénario de référence comporte une part de production nucléaire stable après 2035. Cependant, pour assurer le déploiement massif des énergies renouvelables, de lourds investissements doivent être consentis, notamment pour les éoliennes.

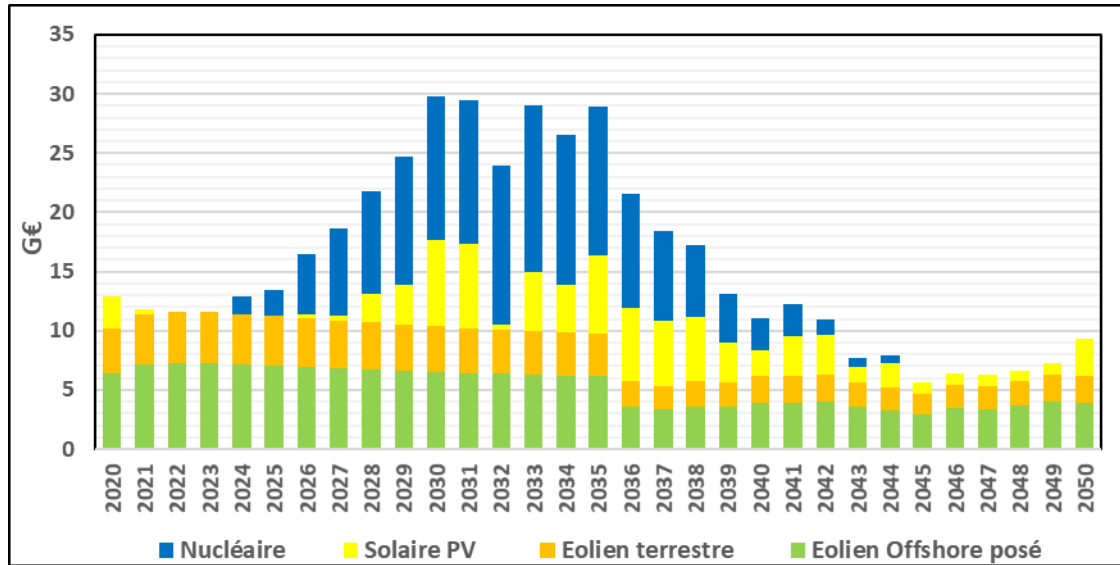


Figure IV-33 : Estimation des coûts d'investissement pour les moyens de production du scénario « nucléaire stable après 2035 »

Pendant la période de renouvellement du parc électronucléaire (2024-2044), la construction de la première centrale commencerait en 2024 pour un démarrage prévu en 2034.

Les investissements atteignent un montant total de 527 G€, avec une moyenne de 17 G€/ an et un investissement annuel maximal de 30 G€ en 2030.

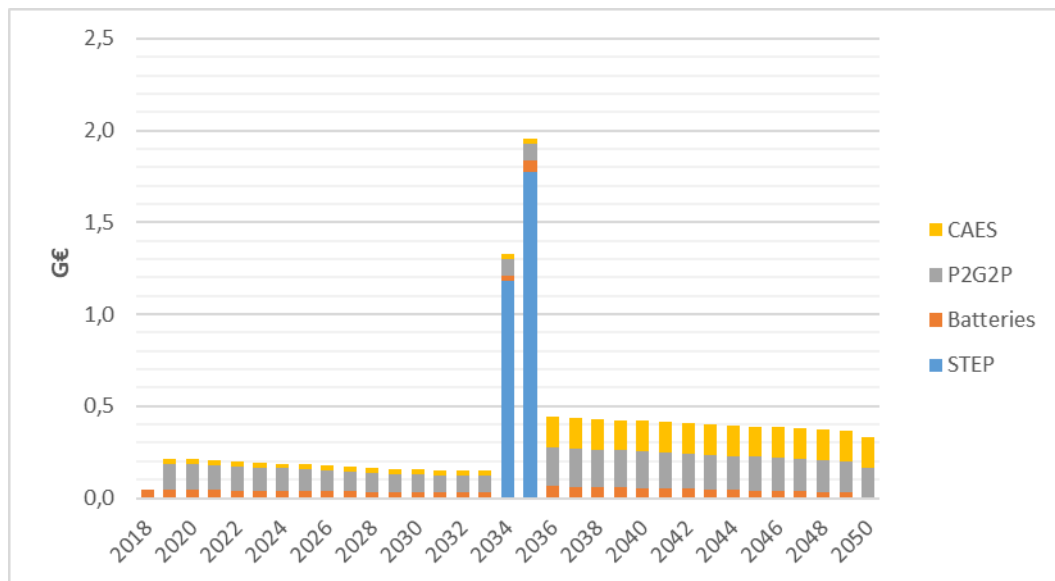


Figure IV-34 : Estimation des coûts d'investissement pour les moyens de stockage du scénario « nucléaire stable après 2035 »

Les investissements relatifs aux moyens de stockage (Figure IV-34) sont négligeables par rapport à ceux de la production. Cependant cette évolution représente un pic en 2034 et 2035 qui s'explique principalement par l'arrêt du gaz en 2035 et qu'il faut compenser en installant des capacités de stockage supplémentaires notamment des STEP (supposées à 80% de la fourniture d'énergie issue du stockage en 2035).

IV.5. Conclusion

Ce chapitre dont l'objectif était d'appliquer la méthodologie d'analyse de cycle de vie dynamique à un scénario de transition énergétique, a permis d'identifier les principaux contributeurs pour chaque phase de cycle de vie et pour chaque catégorie d'impact.

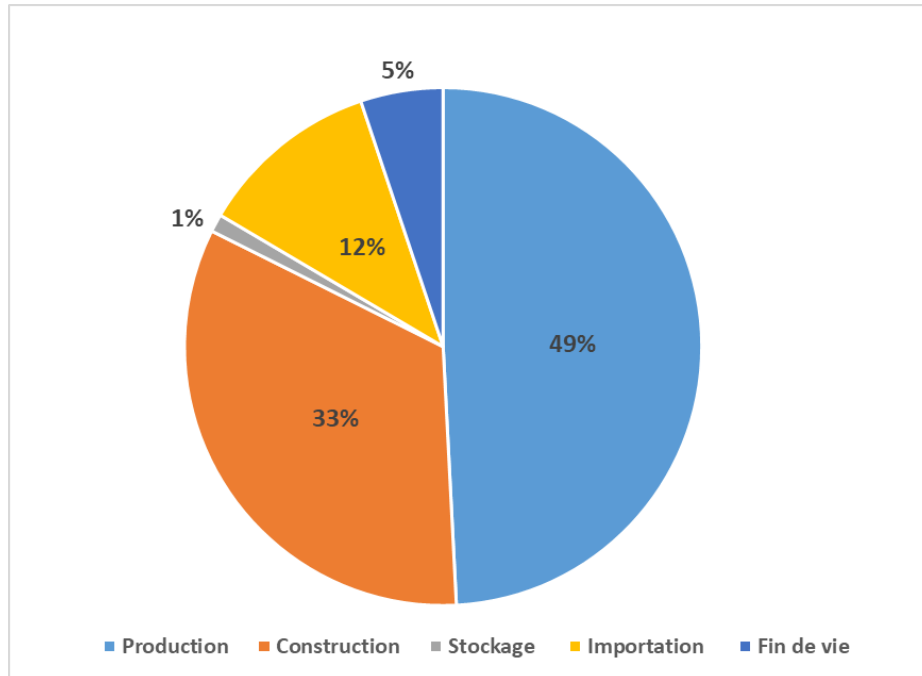


Figure IV-35 : Contribution des différentes phases à l'empreinte carbone cumulée 2018-2050

Ces impacts prennent en considération non seulement la construction des infrastructures, la production mais aussi les moyens de stockage pour garantir la stabilité du réseau électrique et la continuité du service ; enfin le démantèlement est également inclus.

L'approche temporelle a permis d'avoir une vision précise des impacts année par année au cours de la période de transition électrique, donc à la fois sur la trajectoire et l'objectif de 2050. Cette vision est intéressante pour prédire les impacts environnementaux et les investissements relatifs aux différents installations nécessaires pour satisfaire les besoins du scénario traité.

L'étude a révélé plusieurs paramètres incertains dans le contexte prospectif, notamment ceux liés à l'évolution de l'inventaire en fonction des différentes technologies possibles dans le futur et aussi sur les besoins en stockage en fonction du taux d'importation et d'effacement. Une étude d'incertitudes semble donc indispensable pour analyser d'une manière rigoureuse la qualité des résultats obtenus (cf. chapitre V).

Le chapitre V va être consacré à la comparaison de différents scénarios, qui font intervenir de très nombreux paramètres. Une étude de sensibilité sera menée sur chaque classe de paramètres, puis plusieurs scénarios représentatifs seront élaborés et analysés pour leurs impacts environnementaux.

V. Etude de scénarios de transition énergétique

*« Les lois claires en théorie sont
souvent un chaos à l'application »*

Napoléon Bonaparte

Sommaire

V.1. Introduction	172
V.2. Traitement des incertitudes dans les études d'ACV	172
V.2.1. Approches de traitement des incertitudes.....	173
V.2.1.1. Sources, types et caractérisation de l'incertitude	173
V.2.1.2. Matrice de Pedigree	177
V.2.1.3. Approche de Pedigree & EcoInvent	177
V.2.1.4. Analyse de sensibilité	181
V.2.1.5. Incertitude sur les méthodes de calculs d'impact.....	183
V.2.1.6. Focus sur les incertitudes pour des études comparatives	184
V.2.1.7. Conclusion	184
V.3. Analyse de sensibilité pour les scénarios de transition énergétique	185
V.3.1. Schéma global.....	185
V.3.2. Etude paramétrique	185
V.3.2.1. Etude n°1 : la consommation électrique	185
V.3.2.2. Etude n°2 : la part de chaque filière dans le mix électrique.....	188
V.3.2.3. Etude n°3 : la part de chaque technologie dans le mix électrique	190
V.3.2.4. Etude n°4 : la gestion de la stabilité du réseau.....	191
V.3.2.5. Etude n°5 : le stockage d'énergie.....	194
V.3.2.6. Sensibilité des résultats en fonction de la qualité des données d'entrée	197
V.3.2.6.1. Inventaire du nucléaire	197
V.3.2.6.2. Inventaire PV	199
V.3.2.6.3. Inventaire Eolien	200
V.4. Résultats d'impacts pour les scénarios considérés.....	200
V.4.1. Présentation du scénario de référence	200
V.4.2. Résultats d'impacts	202
V.5. Incertitude dans les études d'ACV	205
V.5.1. Incertitudes sur la qualité des données utilisées	205
V.5.1.1. Inventaires et incertitudes	206
V.5.1.2. Inventaires non issus d'EcoInvent	207
V.5.1.3. Intégration dans l'outil de calcul.....	207
V.5.2. Incertitudes liés aux paramètres système	208
V.5.2.1. Analyse d'incertitude pour chaque paramètre.....	208
V.5.2.2. Simulations de Monte-Carlo.....	208
V.5.2.3. Evolution du système électrique	208
V.5.2.4. Construction.....	209
V.5.2.5. Production.....	210
V.5.2.6. Fin de vie	210
V.5.2.7. Stockage.....	211
V.5.2.8. Interconnexion	212
V.5.3. Incertitude liée aux facteurs de caractérisation/pondération	213
V.5.4. Résultats.....	214
V.5.4.1. Synthèse d'analyse des incertitudes	214
V.5.4.2. Etude des coûts d'investissement (CAPEX).....	218
V.5.4.3. Surfaces occupées par les installations	219
V.6. Comparaison entre les approches d'ACV	221
V.7. Conclusion.....	224

V.1. Introduction

Dans ce chapitre, la transition énergétique sera étudiée en prenant en compte plusieurs éléments importants, à savoir : l'adéquation temporelle entre la consommation et la production, l'évolution des technologies notamment celle des panneaux PV, des éoliennes, et des batteries pour le stockage. Il convient également de prendre en compte les différents procédés de recyclage des composants en fin de vie, que ce soit pour la fabrication de nouveaux modules PV ou la refabrication d'aimants permanents pour les éoliennes.

Un autre point sera considéré lors du traitement de la transition énergétique, c'est la décomposition du cycle de vie sur les trois phases : construction, exploitation et démantèlement. L'analyse aura comme but de comparer la production souhaitée avec la capacité de production, afin de déterminer précisément les périodes de construction de nouvelles installations en remplacement de celles arrivées en fin de vie, selon les scénarios envisagés.

L'objectif de ce chapitre consiste d'abord à identifier les paramètres qui influencent les résultats d'impacts des scénarios de transition énergétique en appliquant une analyse de sensibilité, réalisée en faisant varier à chaque fois un seul paramètre. Les paramètres de cette analyse sont la consommation électrique nationale, la part de chaque filière de production dans le mix, la part de chaque technologie dans le mix de la filière, la priorité des moyens de gestion de stabilité du réseau, l'ordre des moyens de stockage à mobiliser et les scénarios de traitement des filières de production à la fin de leur durée de vie.

Le deuxième objectif s'attache à identifier et mettre en application une méthode pour traiter les incertitudes en ACV. La prise en compte des incertitudes devait permettre de répondre à la question : la différence obtenue entre les scénarios est-elle significative, ou est-elle inférieure aux incertitudes de l'étude ?

La prise en compte des incertitudes lors d'une étude d'ACV dynamique a été réalisée à l'aide de simulations de Monte-Carlo sur les distributions de probabilité des données d'arrière-plan et des paramètres système. Cette analyse a ensuite été appliquée à 3 scénarios de mix électrique après 2035 : une stabilisation du nucléaire à 50% de la production après 2035, un scénario avec arrêt du nucléaire en 2050 et un scénario intermédiaire dit « N1 RTE » correspondant à 25% de nucléaire en 2050.

V.2. Traitement des incertitudes dans les études d'ACV

Cette première partie propose une revue de la gestion des incertitudes en ACV. L'intérêt est d'avoir une vision complète, qui assure une utilisation pertinente et critique des méthodes.

Avant toute chose, il convient de définir ce que signifie le terme « incertitude » en ACV. (Igos 2015) se basent sur la définition du dictionnaire Larousse « caractère de ce qui est incertain » et les différentes définitions du terme « incertain » pour classer les incertitudes en trois types : systématique, stochastique et épistémique.

(Heijungs 2004) remarquaient que la terminologie utilisée dans les publications liées au traitement des incertitudes prêtait à confusion, car cette terminologie n'est pas standardisée. Certains termes utilisés ici peuvent avoir une sémantique différente selon les publications scientifiques.

Le terme général d'incertitude ne doit pas être confondu avec l'analyse d'incertitude, défini par la norme ISO 14040 (ISO 14040, 2006) comme « procédure systématique permettant de rechercher, puis de quantifier, l'incertitude introduite dans les résultats d'un inventaire du cycle de vie par les effets cumulés de l'imprécision du modèle, de l'incertitude sur les intrants et de la variabilité des données ».

V.2.1. Approches de traitement des incertitudes

(Heijungs 2004) a distingué quatre approches pour traiter les incertitudes :

- L'approche scientifique, qui consiste à faire plus de recherches dans la littérature ou de mener des expériences supplémentaires en laboratoire.
- L'approche « constructiviste », qui consiste à inclure les parties prenantes pour décider de manière consensuelle d'un élément incertain (par exemple, la valeur d'un facteur de caractérisation).
- L'approche légaliste consiste à suivre les recommandations d'organismes comme l'ISO (International Standard Organization) ou US EPA (United States Environmental Protection Agency), susceptibles de diminuer les incertitudes. Par exemple, l'ISO rejette l'utilisation du score unique en ACV, non fondée scientifiquement. Un utilisateur qui suit cette recommandation aura moins d'incertitudes que celui qui utilise le score unique, car les pondérations pour passer des EndPoints au score unique rajoutent des incertitudes aux résultats d'impact.
- L'approche statistique, qui consiste à utiliser des méthodes pour déterminer des intervalles de confiance, ou d'autres indicateurs qui représentent la fiabilité des résultats.

Seule l'approche statistique semble applicable dans le contexte de notre étude.

V.2.1.1. Sources, types et caractérisation de l'incertitude

(Igos 2015) fait une synthèse des méthodes de traitement des incertitudes en ACV, donne les résultats d'une enquête auprès des réalisateurs d'ACV et fait des recommandations relatives aux méthodes à utiliser.

Les éléments importants de cette publication sont synthétisés ci-après :

- La Figure V-1 décrit les sources, types et caractérisation des incertitudes ;
- Le Tableau V-1 donne les caractéristiques de chaque type d'analyse d'incertitude : échantillonnage de données statistiques, logique floue, approche hybride et résolution analytique.

Brièvement, les sources d'incertitude (Figure V-1) proviennent soit des paramètres (les valeurs d'entrée), soit des arbres de processus (la définition des scénarios étudiés), soit des modèles (les relations et hypothèses mathématiques). Selon les trois types énoncés, l'incertitude est :

- Systématique : c'est l'erreur de mesure, qui est l'écart entre la valeur mesurée et la valeur réelle que l'on veut mesurer. Elle est liée à un manque de précision de l'expérimentateur et de l'instrument de mesure.
- Stochastique : ce sont les variations intrinsèques au sein du système étudié, qui relèvent du hasard.
- Epistémique : c'est le manque de connaissance et de compréhension du système étudié, qu'on retrouve dans les données, les modèles ou les règles utilisées pour décrire le système.

On peut ainsi catégoriser les incertitudes en neuf classes selon leurs sources et leurs types. (Huijbregts 2001) conclue qu'inclure les 3 sources d'incertitudes (paramètre, scénario et modèle) est important, même si les incertitudes liées aux paramètres sont généralement plus élevées.

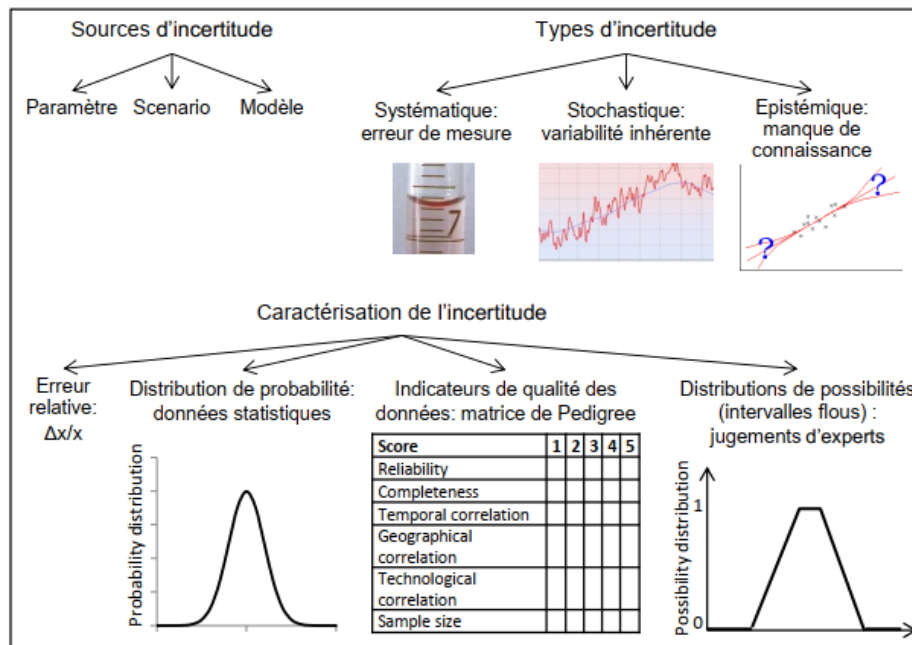


Figure V-1: Sources, types et caractérisation de l'incertitude

Tableau V-1: Vue d'ensemble des approches de propagation d'incertitude en ACV

Approche de propagation	Echantillonnage de données statistiques			Logique floue		Approche hybride	Résolution analytique		
	Monte Carlo	Latin Hypercube	MC Bayésien	Arithmétique	Inférence floue	Set aléatoire indépendant	Matrice	Log-normale	
Caractérisation de l'erreur	Systématique	Transformation en distribution de probabilités			Transformation en support/noyau		Transformation en support/noyau	Variance	
	Stochastique	Distribution de probabilités			Transformation des probabilités en distribution de possibilités		Distribution de probabilités	Variance	
	Epistémique	Transformation des indicateurs de qualité en distribution log-normale			Intervalles flous		Intervalles flous		
Applications en ACV	Nombreuses	Plusieurs	Une	Plusieurs simples	Une	Une	Plusieurs simples	Deux	
Sources d'incertitudes étudiées	Inventaire	X	X	X	X	X	X	X	
	Impact	X	X			X		X	
Collecte de données	Fastidieuse, bonne connaissance nécessaire			Assez facile (subjectif)		Adaptée aux données	Facile		
Prise en compte de la corrélation	Oui pour un cas d'étude			Possible mais pas appliquée			Paraît infaisable		
Intensité de calcul	Elevée			Faible		Elevée	Faible		
Implémentation logiciels ACV	Courante	Non	Non	Non	FALCADE	Non	CMLCA	Non	
Fiabilité des résultats	Elevée si beaucoup d'échantillons	Elevée	Elevée	Sous conditions mathématiques	Moyenne	Elevée	Moyenne	Moyenne	
Type de résultats	Distribution de probabilité			Intervalles flous/distribution de possibilité		Distributions de plausibilité/nécessité, indice de confiance	Variance		
Principales références	Hertwich (1999), Sonnemann (2003), Corrélations: Bojaca & Schrevens (2010)	Huijbrets (1998), Geisler et al. (2005), Thabrew et al. (2008), de Koning et al. (2010)	Lo et al. (2005)	Weckenmann & Schwan (2001), Tan (2008), Heijungs & Tan (2010), Cruze et al. (2013)	Ardente et al. (2004)	Clavreul et al. (2013)	Heijungs (1994), Heijungs & Suh (2002), Heijungs & Lenzen (2014)	Hong et al. (2010), Imbreault-Tétrault et al. (2013)	

Les principales recommandations de ce rapport sont :

- La nécessité de faire une analyse de sensibilité et d'incertitude dans toutes les études comparatives ;
- D'utiliser les distributions de probabilité en priorité, car c'est le plus précis, avec la possibilité d'utiliser une matrice de Pedigree pour calculer l'écart-type.
- De fixer à 20 le nombre maximal de variables à étudier et prioriser celles qui ont la contribution la plus importante aux résultats ;
- Ils déconseillent d'utiliser la logique floue, pas assez développée d'après eux. Les principales références sur le sujet sont spécifiées dans le Tableau V-7. Très brièvement, la méthode des distributions de probabilité consiste à attribuer différents niveaux de valeurs à des intervalles de valeurs, avec des lois à définir (norme, log-normal, triangle, uniforme). Ensuite, les impacts sont calculés à partir des variations de valeurs dans ces intervalles (Clavreul 2013).
- Les différentes méthodes de caractérisation de l'incertitude sont synthétisées dans la Figure V-2 : Classification des méthodes de caractérisation de l'incertitude, ainsi que de l'analyse d'incertitude et de sensibilité en fonction du type de caractérisation, de la quantité d'information fournie, de l'implémentation dans les logiciels d'ACV, du travail requis et de la fiabilité de la méthode. Cette figure est parfois proche de celle de (Igos 2015), mais plus visuelle et synthétique.

La classification des méthodes de caractérisation de l'incertitude est présentée dans la Figure V-2. A côté du nom de la méthode, le type de caractérisation possible est spécifié entre parenthèses : il

correspond aux lettres P (distribution de probabilité), V (variance), F (analyse floue) ou S (scénarios multiples).

La signification des icônes est la suivante :

- « Information provided » : lorsqu'il y a trois icônes de ce type, cela signifie que la méthode fournit beaucoup d'information, et inversement, peu lorsqu'il n'y a qu'une icône.
- « Implemented in LCA software » : lorsqu'il y a trois icônes de ce type, cela signifie que la méthode est utilisable dans tous les logiciels d'ACV classiques (SimaPro, Gabi, openLCA, CMLCA). Lorsqu'il n'y a qu'une icône, cela signifie qu'il faut utiliser des logiciels spécialisés pour le traitement d'incertitudes (les auteurs mentionnent Oracle Crystal Ball, MATLAB et SimLab) ou de la programmation (par exemple en R).
- « Effort/time required » : trois icônes signifient que les efforts et le temps nécessaire pour utiliser cette méthode sont importants, et inversement, une seule icône signifie que sa mise en application est rapide.
- « Reliability/validity » : plus il y a d'icônes, plus la fiabilité et la validité de cette méthode sont reconnues.

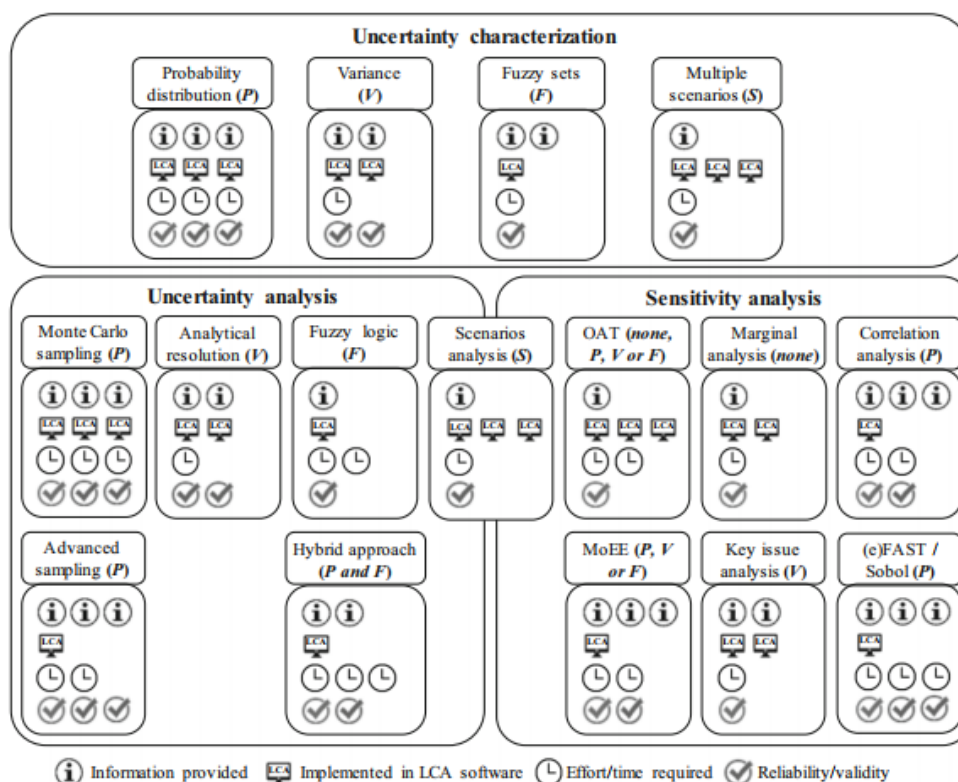


Figure V-2 : Classification des méthodes de caractérisation de l'incertitude, ainsi que de l'analyse d'incertitude et de sensibilité

Ainsi, on comprend pourquoi l'utilisation de distributions de probabilités avec la méthode de Monte-Carlo est la plus pratiquée. Elle fournit une quantité importante de données, la méthode est présente dans les logiciels d'ACV et est jugée fiable. Le temps et les efforts nécessaires à cette méthode seraient cependant élevés, ce qui est à relativiser selon la complexité des cas d'application.

Le choix de la méthode de caractérisation dépend fortement des outils utilisés, logiciels d'ACV ou non, du temps consacré, et de la volonté d'avoir une approche approfondie ou non. (Igos 2019) fait des recommandations sur la démarche à suivre selon 3 niveaux d'approches (basique, intermédiaire ou avancé), sachant que le niveau avancé nécessite l'utilisation de logiciels spécialisés en statistiques (pour l'analyse d'incertitude, l'analyse de sensibilité etc.) ou des logiciels de programmation (R, Python, etc).

V.2.1.2. Matrice de Pedigree

(Weidema 1996) a défini une matrice de Pedigree, qui permet d'estimer la qualité des données utilisées, à partir de 5 indicateurs. Ces indicateurs sont la justesse, l'exhaustivité, la corrélation temporelle, la corrélation géographique et la corrélation technologique. Pour chaque indicateur, un score lui est attribué en fonction de critères prédéfinis. Enfin, l'auteur met en place et illustre comment utiliser ces incertitudes pour les cumuler avec l'incertitude intrinsèque (définie plus loin). La matrice de Pedigree utilisée par la version 3 d'EcoInvent est disponible en annexe G.

V.2.1.3. Approche de Pedigree & EcoInvent

Pour estimer les incertitudes sur les données d'inventaire, EcoInvent utilise la méthode dite « approche par matrice de Pedigree ». Elle utilise une matrice de Pedigree pour obtenir une incertitude quantifiée pour chaque donnée, alors que la matrice de Pedigree servait initialement uniquement à indiquer la qualité des données, sans quantifier l'incertitude (Ciroth 2016).

(Frischknecht 2005) donne un aperçu des choix méthodologiques faits pour la base de données EcoInvent v2. Si l'écart-type ne peut pas être calculé à partir des données disponibles, il conseille d'utiliser une matrice de Pedigree avec 6 indicateurs (Annexe G). L'indicateur taille de l'échantillon a été ajouté par rapport à (Weidema 1996), puis a été supprimé dans EcoInvent v3. L'écart-type est calculé grâce à des facteurs liés à chaque indicateur, qui sont basés sur des jugements d'experts (donc subjectifs), sans que la source soit précisée.

(Ciroth 2016) a développé une méthode intéressante pour déterminer ces facteurs de manière empirique, plutôt que de se fier uniquement aux jugements d'expert. Cependant, ce sont toujours les facteurs définis par les jugements d'expert qui sont utilisés, ce qui fait dire à Giroth (2016) qu'utiliser ces anciens facteurs pour une analyse d'incertitude est au mieux un exercice intéressant, mais que ceci doit être utilisé avec précaution.

De plus, (Frischknecht 2005) ajoute un facteur lié à l'incertitude intrinsèque de la donnée (Tableau V-14), estimée également par des jugements d'experts, sans que la source de ces jugements soit précisée (avec c : émissions de combustion, p : émissions des procédés et a : émissions de l'agriculture).

Ces facteurs permettent de déterminer l'écart-type géométrique à l'aide de la formule du paragraphe suivant. Un facteur 1 signifie qu'il n'y a pas d'incertitude associée à ce critère : ceci se traduit dans la formule suivante par une composante $\ln(1) = 0$.

Enfin, la variance géométrique est obtenue à partir de la formule suivante (Frischknecht 2005) :

$$SD_{95} = \sigma_g^2 = \exp^{\sqrt{\ln(U_1)^2 + \ln(U_2)^2 + \ln(U_3)^2 + \ln(U_4)^2 + \ln(U_5)^2 + \ln(U_6)^2 + \ln(U_b)^2}}$$

Avec :

U₁ : facteur d'incertitude de fiabilité

U₂ : facteur d'incertitude d'exhaustivité

U₃ : facteur d'incertitude de corrélation temporelle

U₄ : facteur d'incertitude de corrélation géographique

U₅ : facteur d'incertitude de corrélation technologique

U₆ : facteur d'incertitude de la taille de l'échantillon

U_b : facteur d'incertitude intrinsèque.

Il est important de signaler que c'est l'écart type géométrique σ_g qui est utilisé ici, car il correspond bien à la description des intervalles de confiance de la distribution log-normale par défaut, souvent observée dans des phénomènes physiques.

D'après (Igos 2015), l'approche de Pedigree fait maintenant référence pour l'utilisation de critères de qualité et est largement utilisée car très pratique. Cette approche est cependant limitée par les jugements d'experts qui sont subjectifs, par la non-prise en compte d'informations manquantes ou des erreurs des praticiens dans la modélisation.

Le guide rédigé par (Weidema 2013) donne le détail des méthodes d'EcoInvent pour traiter la qualité des données. En particulier, il précise que le choix d'un type de distribution de probabilité (normale, log-normale, triangulaire, uniforme etc.) a une influence limitée sur l'incertitude totale du système, d'après le théorème central limite. Ce théorème formule que dans un système, lorsque l'on a une augmentation du nombre de variables indépendantes représentées sous la forme de distribution de probabilité, l'agrégation de ces variables va tendre vers une distribution normale.

Les auteurs conseillent de calculer directement les distributions de probabilité et l'écart-type de l'échantillon à partir des données disponibles, lorsque c'est possible. Si l'échantillon est petit, ils conseillent d'utiliser l'amplitude entre la plus grande et la plus petite valeur, puis de considérer que l'écart-type est 3, 4 ou 5 fois inférieur à l'amplitude (respectivement pour 10, 30 et 100 valeurs dans l'échantillon). Enfin, si les données sont insuffisantes, ils conseillent d'utiliser l'approche de Pedigree pour déterminer un écart-type, et de considérer une distribution log-normale.

Pour cette approche de Pedigree, (Weidema 2013) a défini les valeurs correspondantes aux indicateurs de qualité de données Tableau V-2. Ces facteurs sont basés sur des jugements d'experts, sans plus de précision.

Tableau V-2 : Facteurs d'incertitude utilisés par la matrice de Pedigree d'EcoInvent 3

Indicator score	1	2	3	4	5
Reliability	0.000	0.0006	0.002	0.008	0.04
Completeness	0.000	0.0001	0.0006	0.002	0.008
Temporal correlation	0.000	0.0002	0.002	0.008	0.04
Geographical correlation	0.000	2.5e-5	0.0001	0.0006	0.002
Further technological correlation	0.000	0.0006	0.008	0.04	0.12

Il est important de noter qu'EcoInvent v3 affiche par défaut une valeur d'incertitude appelée « Standard deviation », qui est égale à $exp(\sqrt{Variance\ of\ logtransformed\ data})^2$, et comprend donc uniquement l'incertitude intrinsèque.

D'après (Henriksson 2014), les données primaires sont celles récoltées spécifiquement pour l'étude. Les données secondaires sont celles issues de la littérature. Ils ont mis en place l'arbre de décision suivant pour le traitement des données primaires et secondaires, au niveau d'un procédé :

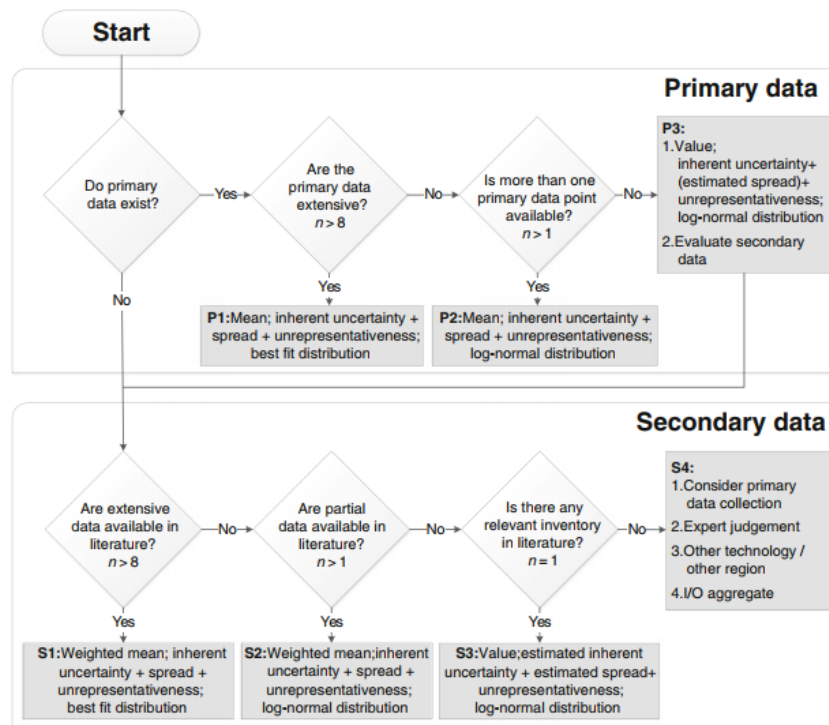


Figure V-3: Arbre de décision du traitement des données en fonction de leurs sources

Ils insistent sur le fait que l'incertitude totale se compose de :

- L'incertitude intrinsèque (liée aux mesures)
- L'incertitude liée à la distribution, c'est-à-dire les variations autour d'une moyenne calculée
- L'incertitude liée à la représentativité des données.

L'incertitude liée à la représentativité des données peut être calculée par une matrice de Pedigree (Frischknecht 2005), mais ne doit pas faire oublier de prendre en compte les incertitudes

intrinsèques et liées à la répartition. Pour (Henriksson 2014), bien définir et inclure ces trois sources d'incertitudes est plus important que le choix de la méthode de propagation.

Enfin, ils invitent à limiter autant que possible la réalisation de moyennes qui augmentent l'incertitude liée à la répartition, même s'ils disent que l'utilisation de ces moyennes est en principe souvent nécessaire. Le cas échéant, ils détaillent les différentes méthodes de calcul de moyenne et d'écart-type pour les données secondaires, selon si les moyennes utilisées sont arithmétiques ou géométriques et selon les données utilisées.

(Huijbregts 2003) a mis en place une méthodologie pour quantifier simultanément les incertitudes liées aux paramètres, aux modèles et aux scénarios :

Pour les incertitudes des paramètres, il a d'abord défini de larges distributions de probabilité, puis réalisé une analyse des principaux contributeurs aux incertitudes. Les paramètres qui contribuent à plus de 1% de l'incertitude du résultat sont considérés comme significatifs, et sont donc détaillés. Cette démarche est réalisée plusieurs fois jusqu'à avoir détaillé tous les paramètres importants. Puis des simulations de Monte Carlo (MC) sont réalisées.

Pour les incertitudes du modèle comme pour celles des scénarios, toutes les possibilités sont listées, puis les plus importantes font l'objet de plusieurs alternatives avec des probabilités d'être choisies, qui reflètent les préférences des décideurs. Enfin, des simulations de MC sont réalisées.

Dans la figure suivante, on observe les résultats des simulations de MC du rapport A/B (A correspond aux résultats d'impact du premier scénario et B à ceux du deuxième scénario) pour 10 catégories d'impact. Le rond central est la médiane, les bords de l'intervalle représentent le 5ème et 95ème centile.

Les auteurs considèrent qu'un écart est significatif si l'intervalle entre le 5ème et 95ème centile n'inclut pas la valeur 1, c'est-à-dire si les bornes de l'intervalle ne comprennent pas la valeur 1. Dans cet exemple, seulement trois catégories (Global Warming, Terrestrial Eutrophication et Aquatic Eutrophication) ont des résultats significatifs, qui permettent de dire que l'impact du scénario A est supérieur au scénario B dans ces catégories.

Ils font remarquer que faute de prendre en compte toutes les sources d'incertitudes, celles calculées sont probablement sous-estimées.

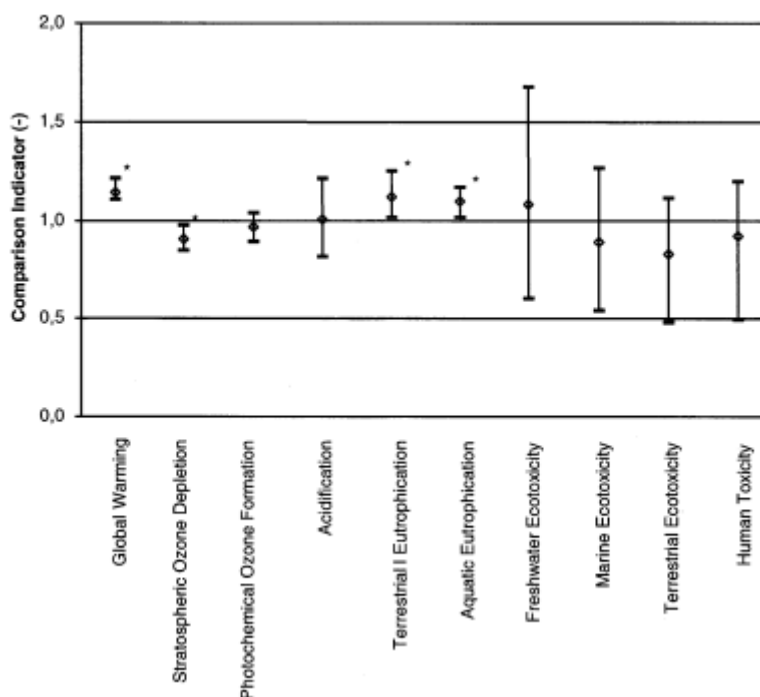


Figure V-4 : Résultats d'une ACV comparative, avec les incertitudes représentées par des intervalles de confiance

V.2.1.4. Analyse de sensibilité

(Igos 2015) décrit les caractéristiques des différentes approches d'analyse de sensibilité dans le tableau suivant.

Tableau V-3 : Vue d'ensemble des approches d'analyse de sensibilité en ACV

Approche d'analyse	Approche locale			Approche globale				
	Un à la fois	Scénarios	Dérivées	Effets élémentaires	Corrélation s	Taylor	Fourier	Sobol
Applications en ACV	Nombreuses	Nombreuses	Plusieurs simples	Trois	Deux	Une simple	Trois	Une
Sources d'incertitudes étudiées	Inventaire	X	X	X	X	X	X	X
	Impact	X	X	X	X	X	X	X
Collecte des données	Facile (choix arbitraires)			Facile (min et max)	Fastidieuse (distributions requises)	Facile (variance)	Fastidieuse (distributions requises)	Fastidieuse (distributions requises)
Intensité de calcul	Elevée pour systèmes larges	Faible	Faible	Moyen	Elevée	Faible	Elevée	Elevée
Implémentation logiciels ACV	Courante	Courante	CMLCA	Non	Non	CMLCA	Non	Non
Fiabilité des résultats	Faible	Faible	Moyenne	Elevée	Elevée	Moyenne	Elevée	Elevée
Type de résultats	Variations des résultats à partir de variations d'entrées			Importance et non-linéarité des entrées	Contribution à la variance	Contribution à la variance	Indice de sensibilité du 1 ^{er} ordre (FAST) et total (eFAST)	Indice de sensibilité du 1 ^{er} ordre et total
Références	Heijungs & Kleijn (2001)	Heijungs (1994, 2002, 2010), Sakai & Yokoyama (2002)		de Koning et al. (2010), Mutel et al. (2013), Mery et al. (2014)	Geisler et al. (2005), Mutel et al. (2013)	Heijungs (2010)	de Koning et al. (2010), Cucurachi & Heijungs (2014), Groen et al. (2014)	Padey (2012), Wei et al. (2014)

(Igos 2019) détaille les méthodes d'analyses de sensibilité qui permettent d'identifier les principales sources d'incertitudes pour affiner le modèle ou les données et qui permettent de connaître

les paramètres dont la variation influence le plus les résultats. Il décrit les méthodes locales, intermédiaires et globales, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

(Groen 2017) a étudié le risque de ne pas prendre en compte les corrélations entre paramètres d'entrée, lors de la propagation d'incertitude, et lors d'une analyse globale de sensibilité (GSA). Il a montré :

- qu'ignorer ces corrélations peut mener à une sous-estimation ou surestimation de la variance du résultat ;
- que la prise en compte des corrélations par l'approche analytique et l'approche d'échantillonnage donne le même résultat ;
- qu'il existe deux possibilités : la première où les corrélations sont faibles et peuvent donc être ignorées. La seconde où elles sont importantes : dans ce cas, il est donc nécessaire de les prendre en compte et de calculer des coefficients de corrélation précis ;
- qu'il est possible de quantifier cette sous-estimation ou surestimation comme une fonction du coefficient de corrélation et du coefficient de variation (rapport écart-type/moyenne).

Il signale que leur méthode est applicable pour toute étude d'ACV basée sur du calcul matriciel.

(Wei 2015) a étudié la méthode pour réaliser une analyse de sensibilité robuste. Pour cela, il faut prendre en compte les corrélations entre les paramètres d'entrée, et les interactions liées dans les modèles de calcul. Il compare une analyse de sensibilité locale (LSA), une analyse globale (GSA) qui considère les paramètres comme indépendants, et enfin une approche globale qui prend en compte les corrélations entre paramètres. Dans cette dernière méthode, il est d'abord réalisé un groupement par grappes de paramètres dépendants, puis le calcul des indices de Sobol, qui expriment la sensibilité d'une variable de sortie à une variable d'entrée qui permettent d'estimer la sensibilité des paramètres.

La dernière méthode permet en plus de prendre en compte les corrélations entre paramètres d'entrée. Les deux méthodes montrent des résultats bien différents. Leurs caractéristiques sont résumées dans le Tableau V-4.

Tableau V-4 : Performance de différentes méthodes d'analyse de sensibilité en ACV

characterization of the method in relation to the nature of the LCI input data	LSA (relative sensitivity coefficient)	independent GSA (Sobol indices)	proposed approach (multidimensional index)
accounts for interaction within LCA calculation model	N	Y	Y
accounts for correlation within LCA inputs (i.e., adapted for correlated input variables)	N	N	Y
accounts for uncertainty over the entire domain of variation (i.e., away from "design point")	N	Y	Y
adapted for LCI data with high magnitude of uncertainty	N	Y	Y
adapted to a large number of uncertainties	Y	N	N
computational resource needed for sensitivity analysis	+	+++	++

“Legend: Y = yes, N = no, +++ = high, ++ = medium, + = low. Design point: Chosen values. LCI: Life cycle inventory.

Enfin, il met en avant que le choix d'une méthode doit être réalisé en fonction des besoins de l'étude. Ses recommandations sur le choix des méthodes sont représentées dans la Figure V-5 qui met

en avant 2 critères principaux : le nombre de paramètres incertains et les corrélations entre paramètres. Si le nombre de paramètres incertains est trop élevé, il conseille de réaliser un tri entre ces paramètres selon leur sensibilité (screening), éventuellement à l'aide d'une analyse de sensibilité locale (LSA). La présence ou non de corrélations entre paramètres d'entrée conditionne ensuite le choix de la méthode d'analyse de sensibilité.

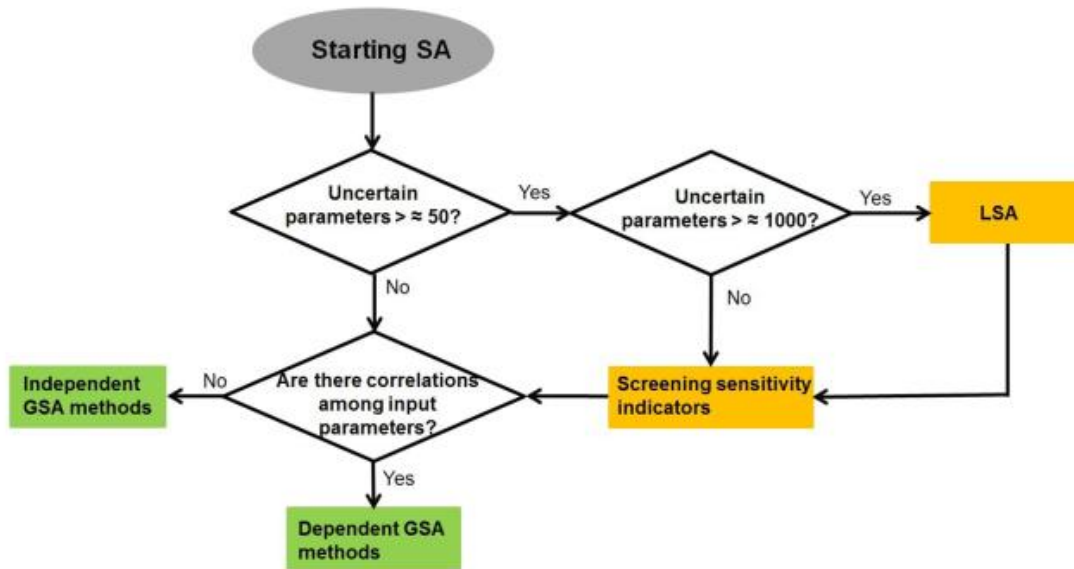


Figure V-5 : Logigramme de l'utilisation de différentes méthodes pour réaliser une analyse de sensibilité

V.2.1.5. Incertitude sur les méthodes de calculs d'impact

(Alyaseri 2019) compare brièvement différentes méthodes de calcul d'impact, sans détailler comment les prendre en compte dans un calcul d'incertitude global. Il montre dans leur étude de cas que le choix de la méthode de calcul influence la probabilité que, dans une catégorie donnée, l'impact d'un scénario A soit plus important que celui d'un scénario B.

(Igos 2019) recommande de justifier le choix des catégories d'impacts et de la méthode de calcul d'impact, en montrant leur pertinence vis-à-vis des frontières et du but de l'étude.

(Hung 2008) a développé une méthode pour évaluer la contribution de différentes étapes d'une ACV à l'incertitude globale. Il montre que les incertitudes liées à l'inventaire sont les plus importantes. Ensuite, le choix de la méthode de calcul d'impact ajoute une incertitude parfois non négligeable. De plus, les incertitudes dans les étapes de normalisation et de pondération se sont révélées moins importantes. Enfin, les catégories d'impact Global Warming Potential (GWP), Eutrophication et Acidification ont montré des incertitudes inférieures à Ecotoxicity, Photochemical smog et Human Health.

Une autre solution pourrait être de réaliser l'étude avec plusieurs méthodes de calcul d'impact et ensuite d'analyser si les conclusions sont similaires ou non.

V.2.1.6. Focus sur les incertitudes pour des études comparatives

Certains auteurs s'intéressent plus particulièrement à la prise en compte des incertitudes lorsque l'on compare plusieurs alternatives, pour pouvoir exprimer si la différence obtenue est significative ou non.

La norme ISO 14044 (ISO 14044, 2006) exige une analyse des résultats en termes de sensibilité et d'incertitude lorsqu'une étude comparative est divulguée au public. Sous un logiciel classique comme SimaPro, il est conseillé d'exprimer les résultats d'une étude comparative de 2 manières :

- sous la forme de probabilité de distribution de la différence, également appelées « pairing simulations ». Elles permettent de ne pas réaliser un échantillonnage indépendant, qui serait source d'erreur (Alyaseri 2019 ; Igos 2015 ; Lesage 2018) ;
- par la caractérisation du pourcentage de simulations de Monte-Carlo où le scénario A est inférieur/supérieur au scénario B (Alyaseri 2019), (Igos 2015).

(Igos 2019) propose directement de ne pas propager les incertitudes communes à deux alternatives, notamment issues des données d'arrière-plan. Il est conseillé de propager uniquement les incertitudes qui diffèrent d'une alternative à l'autre, ce qui en réduit l'amplitude.

V.2.1.7. Conclusion

La littérature scientifique sur les incertitudes en ACV est vaste. Certaines sources d'incertitudes n'ont pas fait l'objet d'une synthèse, mais ne doivent pas être négligées, notamment les incertitudes liées :

- Aux méthodes de calcul d'impact : les facteurs de caractérisation sont le plus souvent des valeurs discrètes, auxquelles il serait intéressant d'associer des incertitudes. De plus, les facteurs de pondération pour passer des MidPoints aux EndPoints rajoutent des incertitudes sur les impacts calculés.
- A l'horizon temporel : par exemple, les impacts sur le changement climatique sont différents si on considère l'indicateur GWP20 (horizon de 20 ans), GWP100 (horizon 100 ans), ou même l'indicateur GTP100 (Global Temperature change Potential, à l'horizon 100 ans).
- Au contexte de l'étude : par exemple, le choix des frontières du système, de l'unité fonctionnelle et de la méthode d'allocation va avoir une influence sur les impacts et leurs incertitudes.

V.3. Analyse de sensibilité pour les scénarios de transition énergétique

V.3.1. Schéma global

Les différents scénarios de transition énergétique qui seront discutés par la suite seront bâtis sur plusieurs paramètres : la consommation électrique, les différents moyens de production qui constituent l'ensemble du mix électrique, les scénarios de gestion de stabilité du réseau, des moyens de stockage et de gestion de la fin de vie incluant le recyclage.

A partir de ces paramètres, on a construit plusieurs matrices dont chaque point représente la part du paramètre d'une filière électrique dans un scénario donné. Le schéma suivant illustre l'ensemble de ces matrices, chacun de ces paramètres sera abordé et étudié dans les paragraphes suivants.

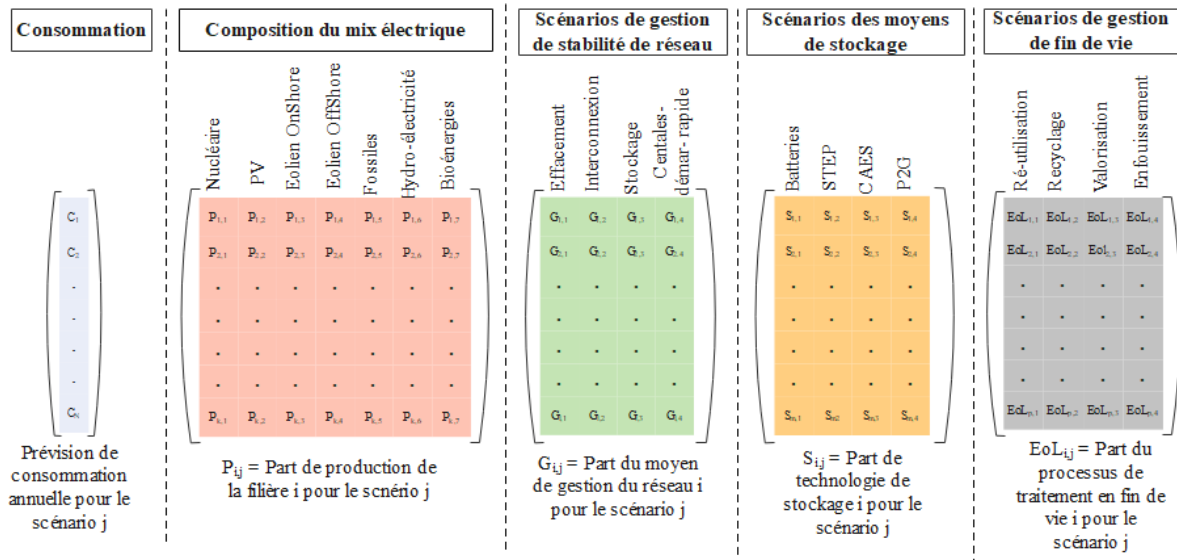


Figure V-6 : Schéma matriciel des paramètres de l'étude des scénarios

V.3.2. Etude paramétrique

Faire combiner les cinq différents paramètres cités ci-dessus va nous donner un très grand nombre de scénarios possibles. Pour cela, nous avons adopté plusieurs études paramétriques pour pouvoir mettre en place nos scénarios de transition.

Avant de commencer la discussion à propos de ces études, il est important de souligner qu'on ne cherche pas à trouver le scénario optimal d'un point de vue mathématique, mais il s'agit plutôt de comparer divers scénarios sur la base de différents critères que sont les catégories d'impact.

V.3.2.1. Etude n°1 : la consommation électrique

La consommation électrique est un paramètre essentiel lors de l'étude de la transition énergétique, qui varie beaucoup avec le temps selon plusieurs facteurs. On va se baser sur les hypothèses provenant de la littérature avant de choisir quelques scénarios. La stratégie de la France

tend généralement à diminuer sa consommation électrique d'ici 2050 pour être conforme avec les objectifs inscrits dans les lois LTECV et PPE qui incitent à diminuer la consommation de 50% par rapport à 2012 avec une réduction de 20%, intermédiaire en 2030 (Alazard-Toux 2017). Une étude a été réalisée par (ADEME 2017) en respectant les objectifs décrits par la LTECV et la PPE afin de proposer certains scénarios énergétiques.

Dans la suite, trois profils de consommation ont été étudiés : basse, moyenne et haute qui correspondent respectivement à 500, 625 et 750 TWh en 2050.

L'évaluation des impacts a été faite selon la méthode présentée dans le chapitre IV, avec une analyse de cycle de vie dynamique ; les résultats obtenus permettront non seulement de voir les impacts en 2050 mais aussi le chemin pour y arriver. La Figure V-7 montre l'évolution des impacts environnementaux pour ces trois scénarios. On remarque logiquement que lorsque la consommation augmente, les impacts associés vont aussi augmenter, mais l'intérêt de cet exemple de sensibilité est de démontrer l'intérêt de l'ACV dynamique.

Les scénarios de consommation basse et haute correspondent à une augmentation de 50%, l'impact sur le réchauffement climatique augmente de 59% (on passe respectivement de 17 à 27 Mt CO₂ eq) car pour une approche d'ACV statique les impacts seraient parfaitement proportionnels à la production.

Les hypothèses prises en considération lors de l'étude de sensibilité sur la consommation pour les trois scénarios sont présentés dans le Tableau V-5.

Tableau V-5 : Hypothèses des trois scénarios traités pour l'étude de sensibilité sur la consommation (TWh)

	Année	Nucléaire	Renouvelables						Combustibles fossiles			Total production
			Hydro	Eolien	PV	Biomasse	Biogaz	Déchets	Gaz naturel	Fioul	Charbon	
	2018	393,2	63,1	27,8	10,2	2,8	2,4	4,5	31,4	2,2	5,8	543
Basse	2035	250	65	90	35	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0	481
	2050	250	65	155	60	5	5	5	0	0	0	545
Moyenne	2035	290	65	130	50	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0	576
	2050	290	65	218	80	5	5	5	0	0	0	668
Haute	2035	290	65	177	65	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0	638
	2050	290	65	300	130	5	5	5	0	0	0	800

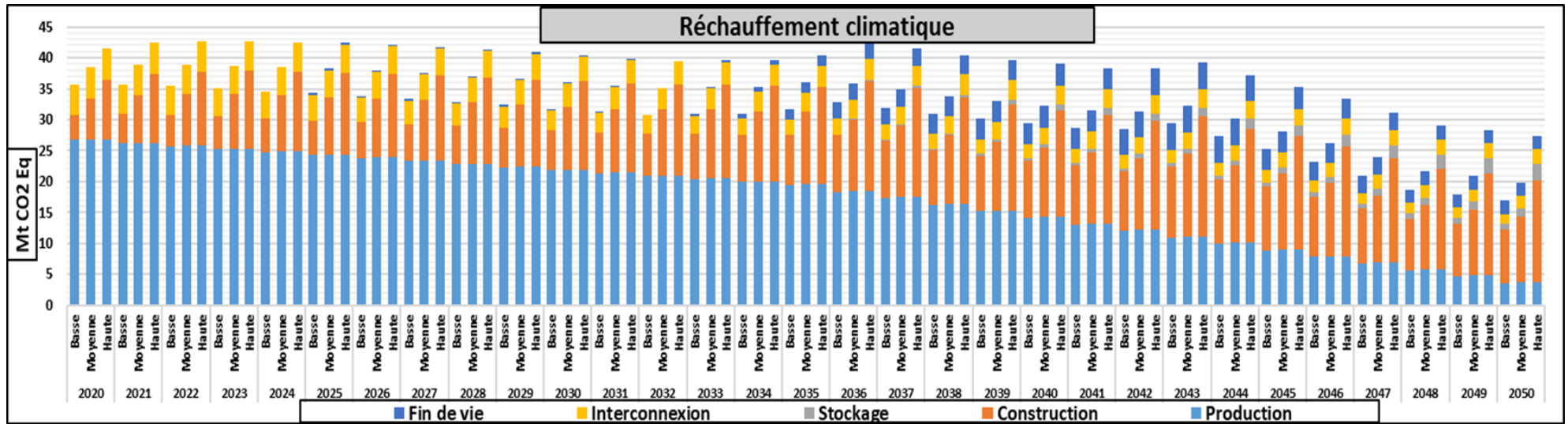


Figure V-7: Evolution d'empreinte carbone pour trois niveaux de consommation : basse, moyenne et haute

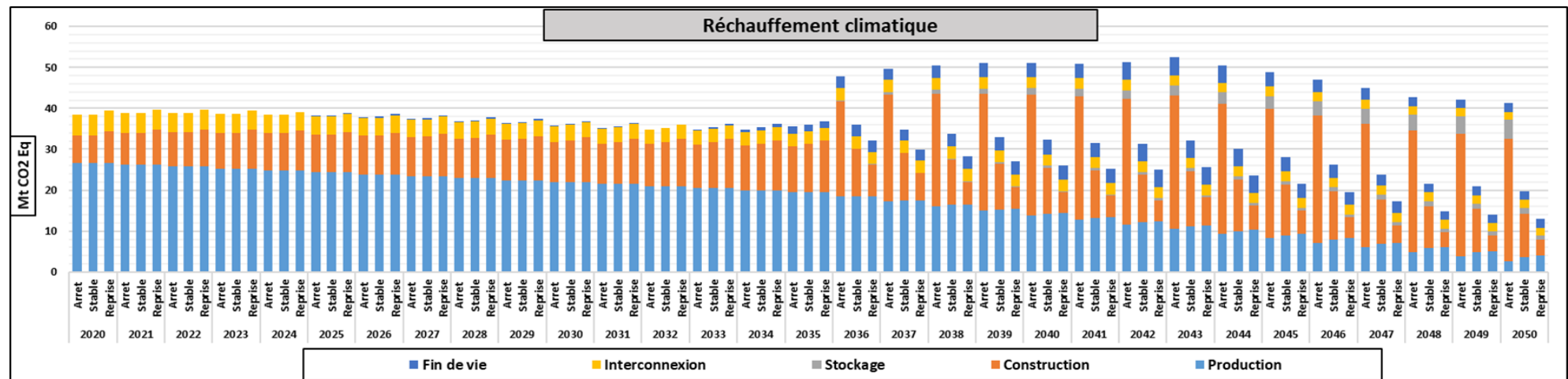


Figure V-8: Evolution de l'empreinte carbone pour trois scénarios nucléaires : stable, arrêt et reprise, pour une consommation moyenne

V.3.2.2. Etude n°2 : la part de chaque filière dans le mix électrique

Les scénarios de transition énergétique doivent respecter certaines lois qui définissent des tendances ou jalons pour les principaux moyens de production à l'horizon de 2030. Plusieurs législations ont été votées par le Parlement français et qui influencent le mix énergétique à venir.

Plusieurs scénarios ont été proposés comme l'ADEME qui a représenté dans son étude (ADEME 2017) trois variantes de mix énergétiques en 2050 : un mix « 2050 – 80% d'électricité renouvelable », un mix « 2050 – 90% d'électricité renouvelable et power-to-gas » et un mix « 2050 – 50% d'électricité nucléaire ». RTE a proposé quatre scénarios qui portent sur 2025, 2035 et 2050 en se basant sur l'hypothèse de la fermeture des centrales au charbon et l'impossibilité d'en construire de nouvelles. Ces quatre scénarios sont décrits en 2035 comme suit (RTE 2017) :

- Ampère vise une diminution de 14,5 GW de la capacité nucléaire dans le mix électrique tout en développant les EnR. Ce scénario propose un mix composé de 50% nucléaire, 46% EnR et 4% thermique ;
- Hertz a comme objectif d'atteindre 50% de nucléaire dans la production d'électricité. Ce scénario propose un mix composé de 47% nucléaire, 45% EnR et 8% thermique ;
- Volt incite à une accélération du développement des énergies renouvelables. Ce scénario propose un mix composé de 56% nucléaire, 40% EnR et 4% thermique.
- Watt vise un arrêt des réacteurs nucléaires. Ce scénario propose un mix composé de 11% nucléaire, 71% EnR et 18% thermique.

Notre étude paramétrique se présente sous la forme d'une comparaison de plusieurs scénarios pour un seul niveau de consommation électrique, en modifiant la part de production de chaque filière.

Le Tableau V-6 représente un exemple de résultats d'ACV dynamique, qui est l'évolution annuelle des impacts sur le changement climatique de trois scénarios du système électrique français. Sans entrer pour l'instant dans le détail de ces scénarios et de l'interprétation, on observe que les impacts associés aux 3 scénarios sont différents.

Tableau V-6: Hypothèses de production des trois scénarios étudiés pour l'étude de sensibilité de la part du nucléaire dans le mix futur (TWh)

		Arrêt nucléaire en 2050								
	Nucléaire	Renouvelables						Combustibles fossiles		
		Hydro	Eolien	PV	Biomasse	Biogaz	Déchets	Gaz naturel	Fioul	Charbon
2018	393	63,1	27,8	10,2	2,8	2,4	4,5	31,4	2,2	5,8
2035	290	65	130	50	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0
2050	0	65	409	150	5	5	5	0	0	0
		Nucléaire stable après 2035								
	Nucléaire	Renouvelables						Combustibles fossiles		
		Hydro	Eolien	PV	Biomasse	Biogaz	Déchets	Gaz naturel	Fioul	Charbon
2018	393	63,1	27,8	10,2	2,8	2,4	4,5	31,4	2,2	5,8
2035	290	65	130	50	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0
2050	290	65	218	80	5	5	5	0	0	0
		Reprise nucléaire après 2035								
	Nucléaire	Renouvelables						Combustibles fossiles		
		Hydro	Eolien	PV	Biomasse	Biogaz	Déchets	Gaz naturel	Fioul	Charbon
2018	393	63,1	27,8	10,2	2,8	2,4	4,5	31,4	2,2	5,8
2035	290	65	115	65	2,8	2,4	4,5	31,4	0	0
2050	400	65	120	80	5	5	5	0	0	0

Les 3 scénarios étudiés ont la même évolution de la demande d'électricité entre 2018 et 2050 et la même trajectoire d'arrêt de l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité (arrêt progressif du fioul et charbon jusqu'en 2035, arrêt progressif du gaz naturel entre 2035 et 2050). Le détail de ces hypothèses se trouve dans le Tableau V-6. La principale différence entre les scénarios réside dans le choix de produire de l'électricité d'origine nucléaire ou non après 2035. La production électrique nucléaire diminue entre 2018 (393,2 TWh/an) et 2035 (290 TWh) pour être conforme à la LTECV, qui fixe l'objectif de 50% d'électricité d'origine nucléaire en 2035. Après 2035, les hypothèses des scénarios sont les suivantes :

- Scénario « Nucléaire stable après 2035 » : la production d'électricité d'origine nucléaire reste constante à 290 TWh jusqu'en 2050. Sa part diminue progressivement dans le mix électrique français car la demande augmente jusqu'en 2050, pour atteindre 43% d'électricité d'origine nucléaire en 2050. Ce scénario consiste à remplacer progressivement les réacteurs REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) en fin de vie par des réacteurs EPR (European Pressurized Reactor). En parallèle, la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque augmente.
- Scénario « Arrêt nucléaire en 2050 » : la production d'électricité d'origine nucléaire diminue lorsque les réacteurs nucléaires arrivent en fin de vie, pour atteindre 0 TWh en 2050. Ce scénario demande donc une importante installation de capacités photovoltaïque et éolienne, ainsi que les stockages associés pour pallier leur intermittence.

- Scénario « Reprise nucléaire en 2050 » : la production d'électricité d'origine nucléaire réaugmente après 2035, pour atteindre 400 TWh en 2050, proche des valeurs atteintes dans les années 2010-2015 (417 TWh en 2015). La production d'énergie d'origine éolienne et photovoltaïque est donc plus faible que dans les autres scénarios.

L'évolution de l'empreinte carbone pour les trois scénarios nucléaire pour un niveau de consommation moyen est illustrée dans la Figure V-8.

V.3.2.3. Etude n°3 : la part de chaque technologie dans le mix électrique

Pour la 3^{ème} étude, on va évaluer l'influence de la part des différentes technologies dans chaque filière. Comme démontré dans le chapitre IV, l'évolution des parts du marché pour la filière PV tend vers la technologie mono-Si de type PERC qui va prendre la totalité du marché dans les années qui viennent.

En ce qui concerne la filière nucléaire, les autorités prévoient un déploiement de la filière EPR (3^{ème} génération) dans le futur, sans aucune précision à ce stade sur une cinétique de construction. Les autres technologies, à savoir les SMR et les RNR, ne démarreront vraisemblablement pas avant 2050.

La filière éolienne va sans doute évoluer de manière significative vers davantage d'installations offshore (il n'y en a pas encore actuellement en France), en raison de leurs facteurs de charge meilleurs que pour les installations terrestres. Seule une étude de sensibilité en fonction la proportion terrestre / marine pour la filière éolienne a été prise en compte. Les résultats obtenus pour l'empreinte carbone sont présentés dans la Figure V-9. Les autres MidPoints et EndPoints de cette étude sont disponibles dans l'Annexe M.

Les résultats présentés correspondent à une consommation moyenne de 625 TWh en 2050, une production nucléaire stable après 2035 et un déploiement des EnRI à 100% d'éoliennes, terrestres ou marines. Ce choix a été fait pour essayer d'exacerber la différence entre les deux cas de figure.

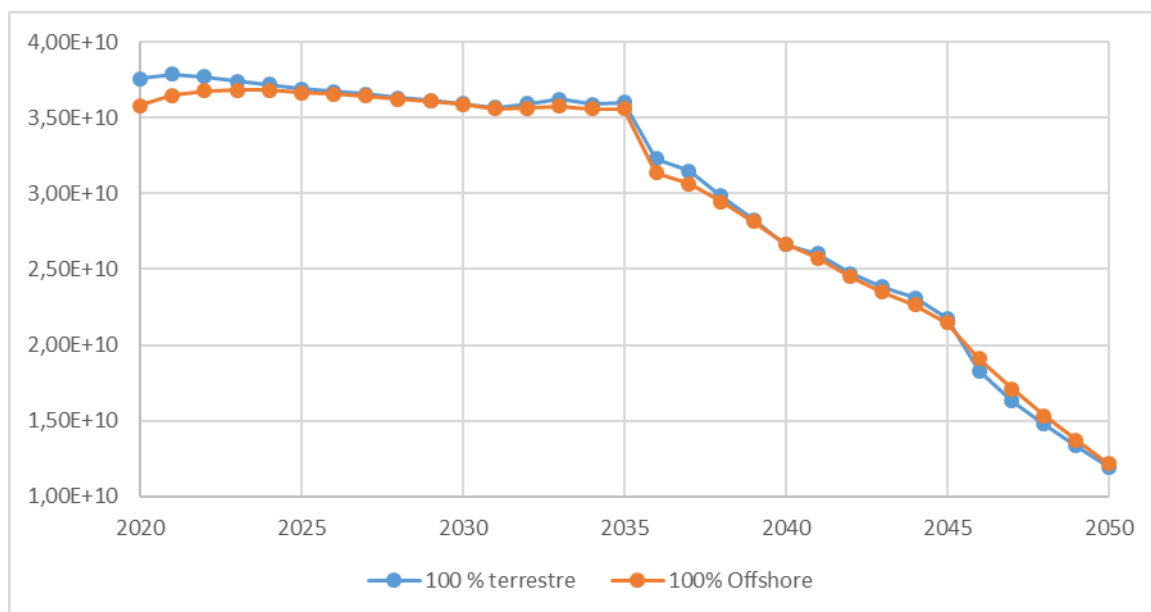


Figure V-9 : Evolution de l'empreinte carbone en kg de CO₂ eq du scénario « nucléaire stable après 2035 » avec l'éolien comme seule EnRI

La Figure V-9 : Evolution de l'empreinte carbone en kg de CO₂ eq du scénario « nucléaire stable après 2035 » avec l'éolien comme seule EnRI montre que les deux filières présentent des empreintes carbonées assez proches. On remarque que dans les deux cas, l'empreinte du scénario est de 12 Mt CO₂eq en 2050, qu'il convient de comparer aux résultats des scénarios mettant en œuvre un mix d'éolien et de PV (cf. V.5.4).

V.3.2.4. Etude n°4 : la gestion de la stabilité du réseau

L'élaboration des scénarios dans ce chapitre va être définie aussi selon la manière avec laquelle le réseau électrique est géré. L'objectif de cette étude est d'identifier les scénarios de gestion du réseau électrique optimaux d'un point de vue environnemental pour réussir la transition énergétique française.

La gestion du réseau nécessite l'étude des différentes possibilités d'équilibrage à chaque instant. Une évolution des capacités de stockage, d'effacement et d'interconnexion est prévue d'ici 2050 (Alazard-Toux 2017).

La meilleure façon de gérer l'intermittence est l'effacement, mais cette solution n'est pas toujours applicable à grande échelle car nécessitant un réseau intelligent interconnecté et des utilisations plus maniables et effaçables. La capacité effaçable devrait augmenter de 2 GW en 2050 par rapport à 2015 pour atteindre 6 GW (Alazard-Toux 2017).

De même pour l'interconnexion, avant de préciser la capacité à importer ou exporter, il faut prendre en considération les différents projets et liaisons que compte la France établir avec les pays voisins. La capacité d'interconnexion doit atteindre environ 15 GW en 2050 contre 5 GW en 2015. RTE a présenté dans son bilan prévisionnel (RTE 2019) plusieurs scénarios qui recourent à environ

30 GW d'interconnexion avec la mise en place de nouvelles liaisons avec les pays voisins comme le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Italie, la Suisse, la Belgique, l'Espagne et l'Irlande. Les différents scénarios de consommation et de mix électrique ont été pris en compte pendant l'élaboration des scénarios d'interconnexion.

Concernant les moyens de stockage, il faut étudier la possibilité d'ajouter d'autres infrastructures en considérant celles déjà installées comme les STEP. (Alazard-Toux 2017) propose une augmentation des capacités de stockage à 30 GW en 2050 contre moins de 5 aujourd'hui et l'intégration des véhicules électriques dans le réseau de stockage à partir de 2030. A partir de 2040, les batteries stationnaires, les nouvelles technologies de stockage comme les STEP marines et l'hydrogène devraient faire partie du parc de stockage d'électricité.

Quant aux centrales à gaz à démarrage rapide, il est possible de les éliminer si l'optimum des trois autres solutions est atteint. Mais dans le cas échéant, il faut prévoir une capacité assurée par ces centrales avec un système CCS afin de réduire leur empreinte carbone. Pour cela, il est très important d'étudier un scénario qui ne contient que les centrales à démarrage rapide comme moyen de stockage.

Dans la suite plusieurs scénarios de stabilité de réseau vont être étudiés pour essayer de traiter tous les cas de figure possible.

Scénario 1 : un scénario qui correspond à un réseau plus maniable avec l'intégration de « smart grids » de telle sorte qu'en se basant seulement sur l'effacement global (industriels et ménages), la stabilité du réseau soit assurée. Ce scénario ne sera pas présenté car il correspond à une économie ou une consommation différée, qui n'ajoute pas d'impact environnemental.

Scénario 2 : un scénario où la gestion serait assurée seulement par interconnexion, avec des capacités d'échange qui vont être développées dans les années qui viennent. Afin de simplifier les possibilités infinies des mix des 19 pays avec laquelle la France est interconnectée, surtout avec une forte incertitude prospective concernant la cinétique de chacune de leur transition énergétique, nous n'avons envisagé que deux cas de figure en prenant deux pays limitrophes avec lesquels nous échangeons beaucoup d'électricité et qui ont ou auront des mix assez différents : l'Allemagne et le Royaume-Uni. Les profils de production de ces deux pays sont exposés dans le chapitre IV.

Scénario 3 : on ne va opter que pour le stockage seulement. Dans ce cas, on va considérer que l'effacement est impossible si on prend en compte que les entreprises ne peuvent pas arrêter leurs activités. D'autre part, on suppose également que les pays européens avec lesquels le réseau électrique de la France est interconnecté ne sont pas en mesure d'exporter de l'électricité à la France au moment où elle en a besoin, sachant qu'ils vont aussi déployer massivement des EnRI. Il s'agit évidemment d'un cas extrême mais possible car il dépend des consommations des populations des différents pays (certains pays pourraient exporter pour des raisons financières à un moment où la demande est très forte chez eux, quitte à imposer de l'effacement à certains de leurs industriels, sans imaginer des coupures provoquées chez des particuliers).

Scénario 4 : Un scénario, qui met en place seulement des centrales à démarrage rapide, donc les centrales à gaz muni d'un CSC, complément adopté pour réduire l'empreinte carbone, même si cela a un effet négatif sur les autres catégories d'impacts (Singh 2011), ce qui correspond à un transfert de pollution.

Un profil de consommation moyen (625 TWh en 2050) a été considéré dans la suite de cette étude de sensibilité. L'hypothèse de l'arrêt du nucléaire en 2050 a été retenue pour montrer l'importance des besoins de stockage pour stabiliser le réseau.

Les besoins énergétiques en stockage dans ces conditions sont respectivement 32,6 TWh et 64,3 TWh en 2035 et 2050, soit pour cette dernière date l'équivalent de la production de plus de 5 réacteurs EPR.

Les résultats obtenus pour l'empreinte carbone sont montrés dans la Figure V-11. Les résultats d'impacts pour les autres catégories sont disponibles en Annexe M.

On remarque, que de 2020 à 2030, le scénario avec l'importation est plus pénalisant puisque les mix des pays considérés sont moins décarbonés que celui du gaz. Par contre à partir de 2030, la solution avec les TàG devient la plus impactante, car les mix de ces pays tendent vers une décarbonation en intégrant plus de filières éolienne et PV en remplacement d'une partie de la capacité liée aux énergies fossiles.

La configuration qui consiste à intégrer l'effacement massif de la consommation reste de loin la solution optimale pour gérer le réseau, mais sans prendre en compte les installations et les équipements nécessaires pour assurer cette gestion intelligente du réseau. Cette solution n'est pas forcément très réaliste, en raison des fortes contraintes sur les industriels ou les ménages.

Pour le scénario avec les moyens de stockage, l'évolution de la répartition de chaque technologie dans le mix du vecteur de stockage est présentée sur la Figure V-10, cette répartition a été choisie en fonction des estimations des évolutions des technologies, leurs maturités ainsi que leurs coûts dans le futur. Ce choix est subjectif, mais aisément paramétrable dans l'outil développé.

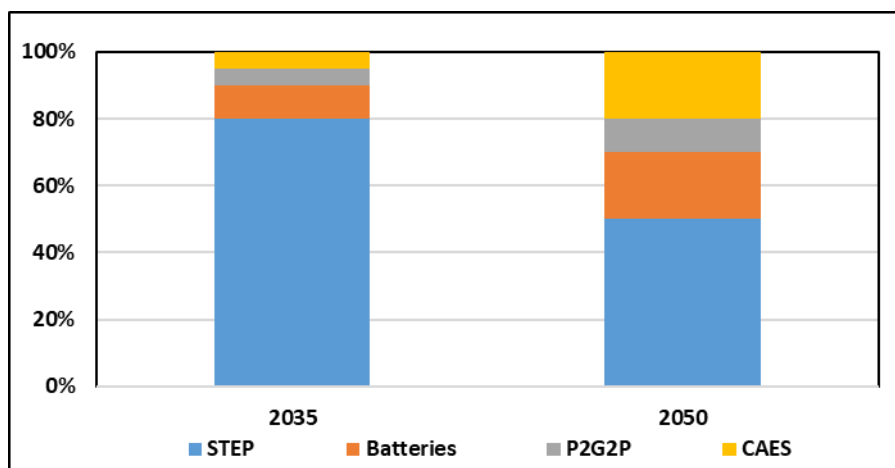


Figure V-10: Evolution considérée de la répartition de chaque technologie de stockage

Le Tableau V-7 récapitule les résultats obtenus, cumulés de 2018 à 2050 :

Tableau V-7: Synthèse de la comparaison entre les différents moyens de gestion du réseau

	Empreinte carbone cumulée (Mt CO2 eq)	Unité réduite par rapport à l'effacement
Effacement	798	1
Stockage	883	1,11
Importation	1197	1,50
TàG	1375	1,72

Le Tableau V-7 montre que la mise en place des systèmes de stockage pour gérer le réseau augmenterait les impacts cumulés de 10% par rapport à une gestion intelligente par l'effacement, contre 50% pour l'importation et de 72% pour les centrales à démarrage rapide.

V.3.2.5. Etude n°5 : le stockage d'énergie

Le choix d'un scénario de transition énergétique dépend des moyens de stockage installés pour gérer l'intermittence inhérente aux moyens de production renouvelables qui contribuent au mix électrique. Afin de dimensionner la capacité de stockage à installer en 2050, il faut étudier les différents scénarios possibles à prévoir, tout en considérant les infrastructures déjà existantes comme les STEP qui est une technologie bien développée. Plusieurs combinaisons des différents moyens de stockage sont présentées :

Scénario 1 : Un réseau avec seulement des capacités de stockage en STEP, compte tenu du potentiel existant encore en France.

Scénario 2 : Un scénario qui prévoit une grande évolution des capacités installées de batteries avec une gestion de réseau assurée à 100% par cette filière.

Scénario 3 : ce scénario est basé sur les CAES seulement, là on va montrer qu'on peut élargir la capacité de stockage par cette technologie si on utilise les caves des mines pour stocker l'air comprimé.

Le scénario qui reposerait uniquement sur la filière P2G2P est très incertain car cette technologie évolue d'une manière significative et plusieurs configurations sont possibles pour assurer la conversion du « gas to power » : conversion de l'hydrogène en électricité par une pile à combustible, injection dans le réseau de gaz, passage par la méthanation avec du méthane qui serait brûlé dans des centrales à gaz. Cette solution ne sera pas traitée dans ce manuscrit.

Les résultats obtenus sont montrés dans la Figure V-12.

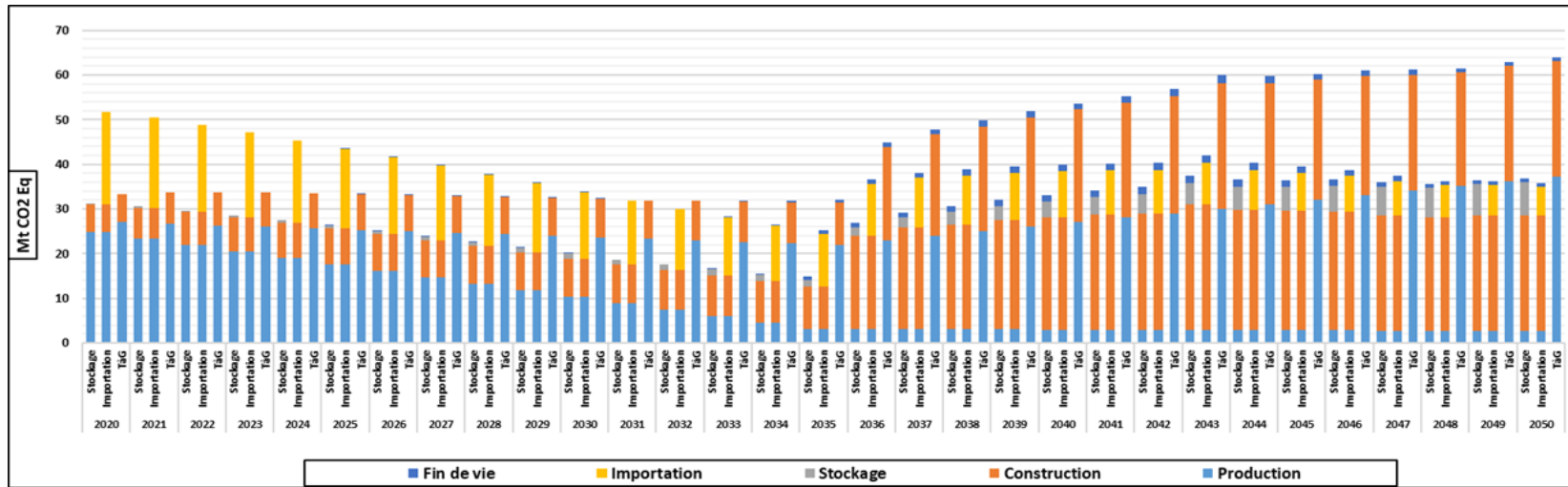


Figure V-11 : Evolution de l’empreinte carbone pour les trois solutions de gestion de stabilité du réseau (stockage, importation, turbine à gaz)

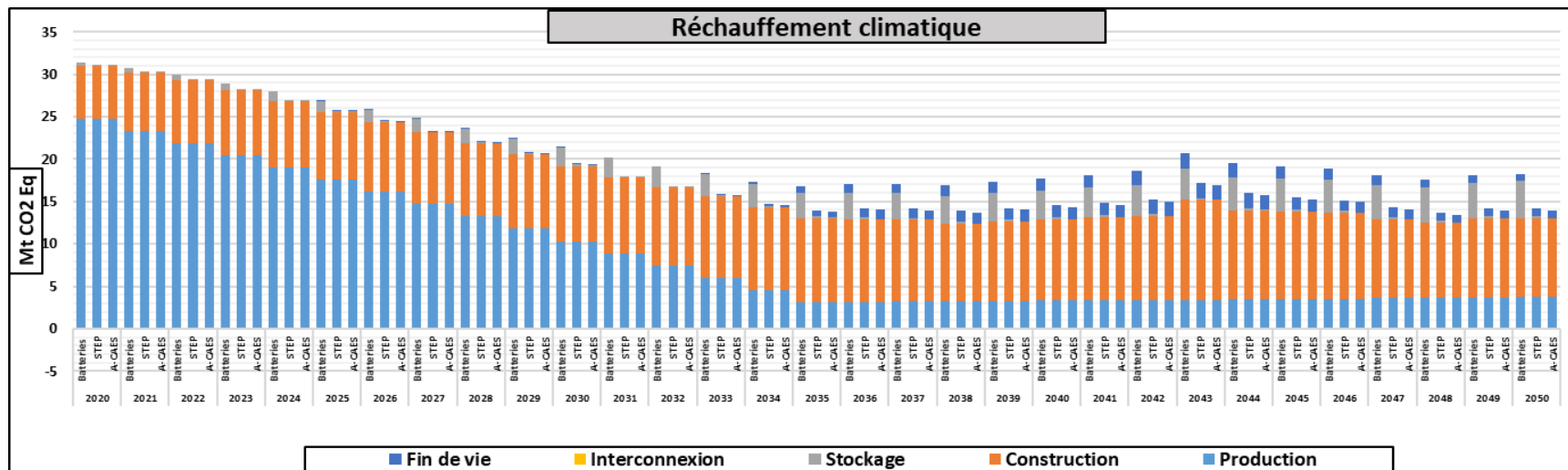


Figure V-12 : Evolution de l’empreinte carbone pour les trois solutions du stockage considérées (batteries, STEP, CAES)

Les résultats montrent que le scénario qui considère une utilisation de la technologie des batteries dans le secteur d'énergie est la plus pénalisante par rapport à des solutions de stockage en STEP ou en CAES adiabatique.

Le choix adopté dans cette étude consiste à utiliser la technologie des batteries avec une fonction unique de stockage d'énergie. D'autres configurations sont aussi possibles, dont l'utilisation des batteries des voitures électriques pour équilibrer le réseau comme fonction secondaire, ou en seconde vie même avec des performances moindres. Cette configuration est plus compliquée à prendre en compte en raison des choix d'allocations des impacts évités entre les deux utilisations.

V.3.2.6. Sensibilité des résultats en fonction de la qualité des données d'entrée

V.3.2.6.1. Inventaire du nucléaire

Les données utilisées aux niveaux de l'inventaire impactent d'une manière significative les résultats d'impacts du scénario. L'empreinte carbone du scénario de référence a été déterminée pour deux types d'inventaire de la filière nucléaire : le premier est une correction de celui proposé par la base de données EcoInvent pour prendre en compte le contexte français (14,2 g CO₂ eq/kWh), tandis que le deuxième est une étude exhaustive du cycle du combustible nucléaire en réponse à l'article 9 du PNGMDR 2016-2018 (Orano 2020) (8,62 g CO₂ eq/kWh). Les résultats sont affichés dans la Figure IV-13 et la Figure IV-14.

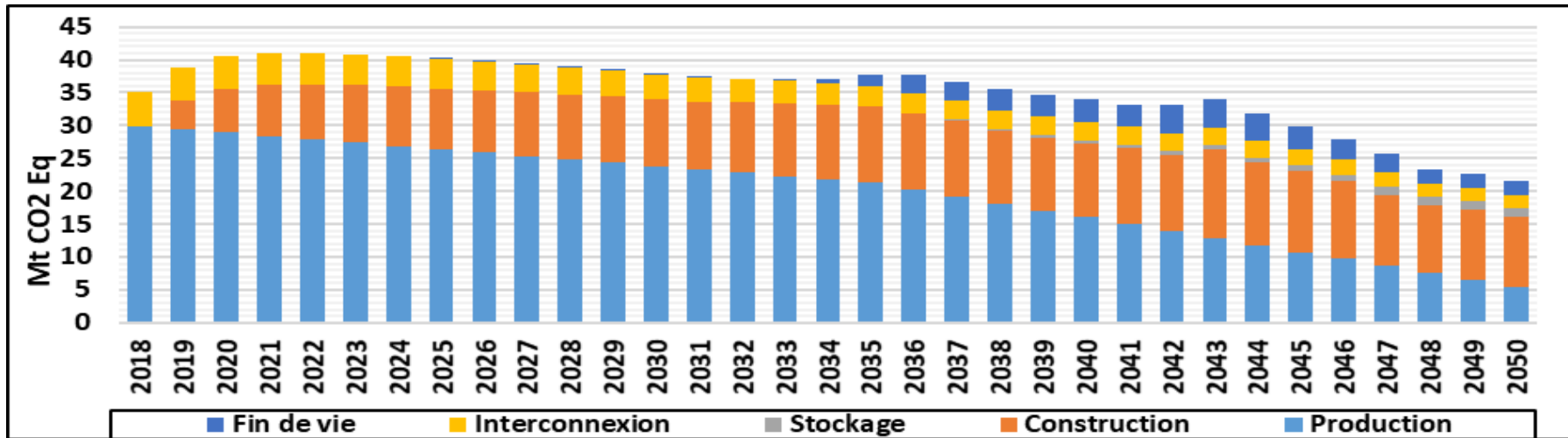


Figure V-13 : Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en prenant en compte l'inventaire EcoInvent modifié pour la filière nucléaire

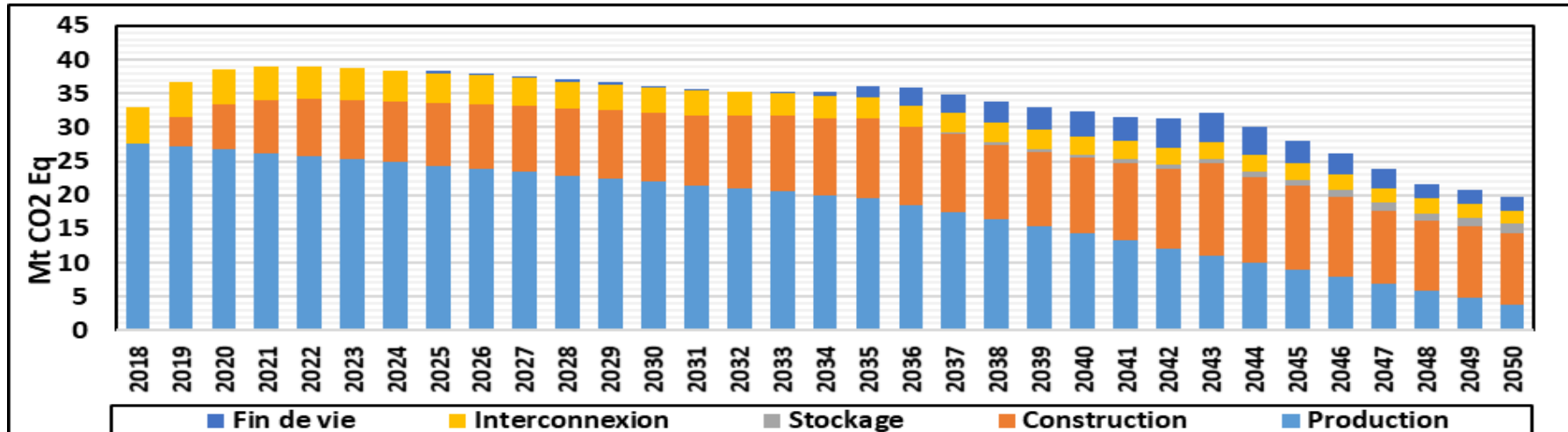


Figure V-14 : Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en prenant en compte l'inventaire de l'article 9 du PNGMDR 2016-2018 pour la filière nucléaire

Les résultats de l'impact sur le réchauffement climatique cumulé entre 2020-2050 présenté dans l'inventaire EcoInvent et l'article du PNGMDR ont été comparé dans le Tableau V-8: Synthèse de la comparaison de l'impact sur le réchauffement climatique cumulé entre 2020-2050 entre l'inventaire EcoInvent modifié et celui de « l'article 9 » du PNGMDR 2016-2018

Tableau V-8: Synthèse de la comparaison de l'impact sur le réchauffement climatique cumulé entre 2020-2050 entre l'inventaire EcoInvent modifié et celui de « l'article 9 » du PNGMDR 2016-2018

Inventaire	Empreinte carbone cumulée Mt CO ₂ eq
EcoInvent	1158
Article 9	1099
Ecart relatif	5%

V.3.2.6.2. Inventaire PV

Les inventaires prospectifs de la filière sont les plus incertains dans le futur sachant que les projets de recherche sur cette filière ne cessent de trouver de nouvelles technologies pour améliorer les performances tout en réduisant les besoins en matières premières. Toutefois, les estimations proposées dans le chapitre IV se basent sur une vision optimiste des évolutions technologiques. Afin d'identifier l'effet du choix de l'inventaire prospectif par rapport à un inventaire statique simplifié, qui considère seulement les hypothèses de 2020 (sans évolution technologique ni des quantités de matières premières), une étude de sensibilité a été réalisée.

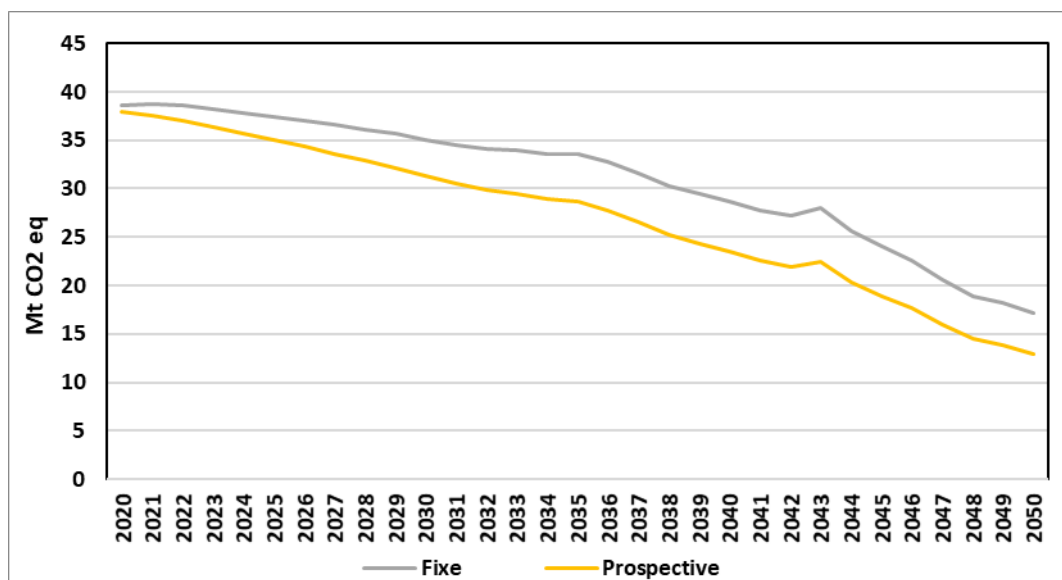


Figure V-15: Evolution de l'empreinte carbone pour le scénario de référence en fonction de la nature de l'inventaire de la filière PV

Les résultats de cette étude présentent un écart relatif cumulé de 13% entre 2020 et 2050 pour un scénario qui produit au total pour la filière PV 1502 TWh. Cette évolution significative s'explique par une empreinte carbone du PV qui est censée diminuer considérablement entre 2020 (60 CO₂ eq/kWh) et 2050 (37 CO₂ eq/kWh) (voir Figure V-15).

V.3.2.6.3. Inventaire Eolien

Les spécialistes prévoient une amélioration continue des performances de cette filière. Nous avons déterminé avec certaines hypothèses dans le chapitre IV que l’empreinte carbone associée passerait de 13-15 g CO₂ eq/kWh actuellement à 7-8 g CO₂ eq/kWh à l’horizon 2050. Cette étude a pour objectif d’identifier la sensibilité des résultats obtenus pour un scénario en fonction de la nature de l’inventaire élémentaire.

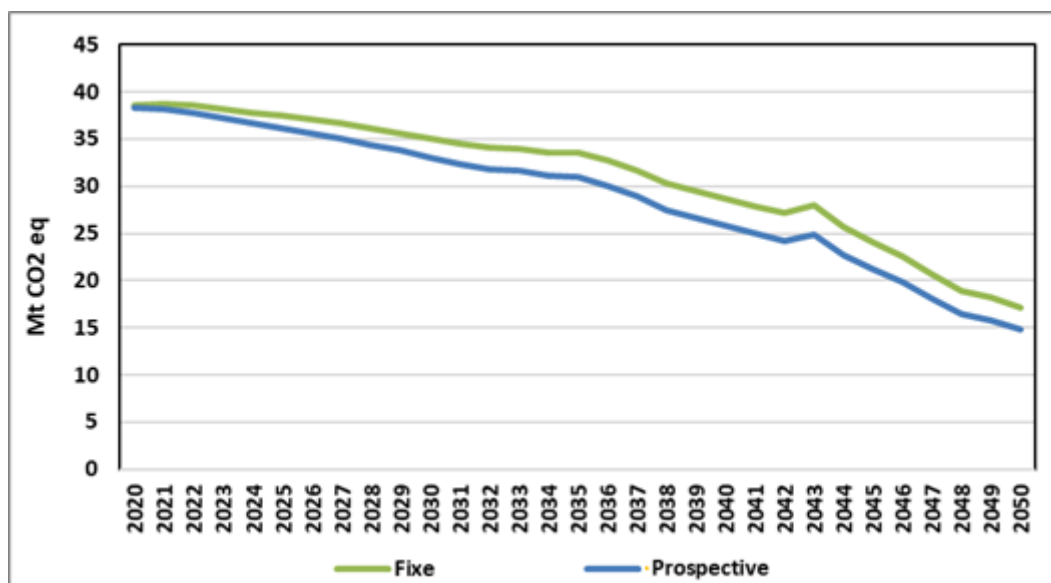


Figure V-16 : Evolution d'empreinte carbone pour le scénario de référence en fonction de la nature de l'inventaire éolien

Les résultats de cette étude montrent un écart relatif cumulé de 7% pour un scénario qui produit au total pour la filière éolienne 4015 TWh. L’effet de l’inventaire éolien est minime, ce qui signifie que les améliorations technologiques de l’énergie éolienne ont peu d’effet globalement dans un scénario qui compte pourtant 32% d’éolien en 2050. Cela s’explique par la faible évolution de l’empreinte carbone de l’éolien entre 2020 (13 ou 15 CO₂ eq/kWh pour respectivement le terrestre et maritime) et 2050 (7 ou 8 CO₂ eq/kWh) (voir Figure V-16).

V.4. Résultats d’impacts pour les scénarios considérés

V.4.1. Présentation du scénario de référence

Nous avons convenu de prendre deux scénarios aussi réalistes que possible : l’un maintenant la part du nucléaire à 50% après 2035, échéance de la loi LTECV de 2015, et le second correspondant à un arrêt du nucléaire en 2050, qui serait dû au non renouvellement des centrales et que la ministre Elisabeth Borne a demandé d’envisager (Capital 2019). Un troisième scénario intermédiaire a été considéré, issu du panel de scénarios élaborés par RTE.

Les deux scénarios « nucléaire stable après 2035 » et « arrêt du nucléaire en 2050 » ont été décrits (cf. V.3.2).

Il convient de détailler le scénario « N1 RTE ». Dans le cadre du groupe de travail n°3 « Cadrage et scénarisation » de la concertation sur les scénarios 2050 (RTE 2020), RTE envisage de nombreuses variantes de scénarios prospectifs pour la France. Parmi 3 scénarios « EnR + nouveau nucléaire », le scénario N1 a retenu notre attention pour son positionnement intermédiaire, correspondant à environ 20-25% de part du nucléaire. RTE présente actuellement ce scénario en termes de puissances installées à l’horizon 2050 pour le nucléaire, l’éolien et le PV, mais précise que l’ensemble de ses scénarios ne sont pas encore complètement construits.

En effet, pour notre application au calcul d’impacts environnementaux, il est nécessaire de transcrire les puissances en énergie produite et de décider du fonctionnement du reliquat des énergies fossiles qui subsistent dans le scénario, donc avec des facteurs de charge réalistes.

Le Tableau V-9 récapitule la déclinaison qui a été faite dans notre étude.

Tableau V-9: Déclinaison du scénario « N1 RTE » en énergie produite

	Nucléaire REP	Nucléaire EPR	Hydraulique	Eolien offshore	Eolien terrestre	PV	Gaz	TOTAL
Puissance unitaire (MW)	1000	1650		6,7	2,1	dépend de la surface	300-400	
Puissance installée fin 2019 (GW)	63,2		25,6		16,5	9,435		
Objectif PPE 2028 (GW)				34		35,6		
Puissance installée en 2050 (GW)	15	13	25,6	40	75	110	6	278,6
Nombre d'unités en 2050	14	8		160	8000			
Facteur de charge Kp	0,70	0,75	0,30	0,4	0,23	0,16	0,1	
Energie produite en 2050 (TWh/an)	92	85	68	140	151	154	5,3	696
	177			291				
% de la production 2050	25%		10%	42%		22%	0,8%	100%

On notera les valeurs des facteurs de charge plus faibles que les valeurs nominales (Kp prévus par EDF en base : 0,78 et 0,83 pour les REP et les EPR respectivement) en raison de l’effacement vraisemblable du nucléaire, énergie pilotable, derrière les énergies renouvelables.

Ce Tableau V-9 est incomplet car il ne prend pas en compte les besoins de stockage nécessités par le fort taux d’EnR intermittentes (80%). Les stockages seront dimensionnés lors des calculs, en fonction du taux d’intermittence constaté sur la période 2015-2018 par RTE avec un pas de temps de 30 min (cf. chapitre II).

V.4.2. Résultats d'impacts

Les résultats d'impact dans les 4 EndPoints de la méthode IMPACT2002+ choisie sont présentés sur les Figure V-17, Figure V-18, Figure V-19 et Figure V-20.

On observe d'abord que les 3 scénarios ont quasiment les mêmes impacts pour la période 2018-2034 pour les 4 EndPoints (cf. Annexe M pour les tableaux de valeurs).

Pour le 4^{ème} EndPoint « épuisement des ressources », on observe un classement inversé des scénarios. L'impact en 2050 est d'autant plus important que la part de nucléaire est élevée : cela signifierait que l'uranium, ressource épuisable, compte beaucoup plus que la silice et les terres rares pour les énergies renouvelables.

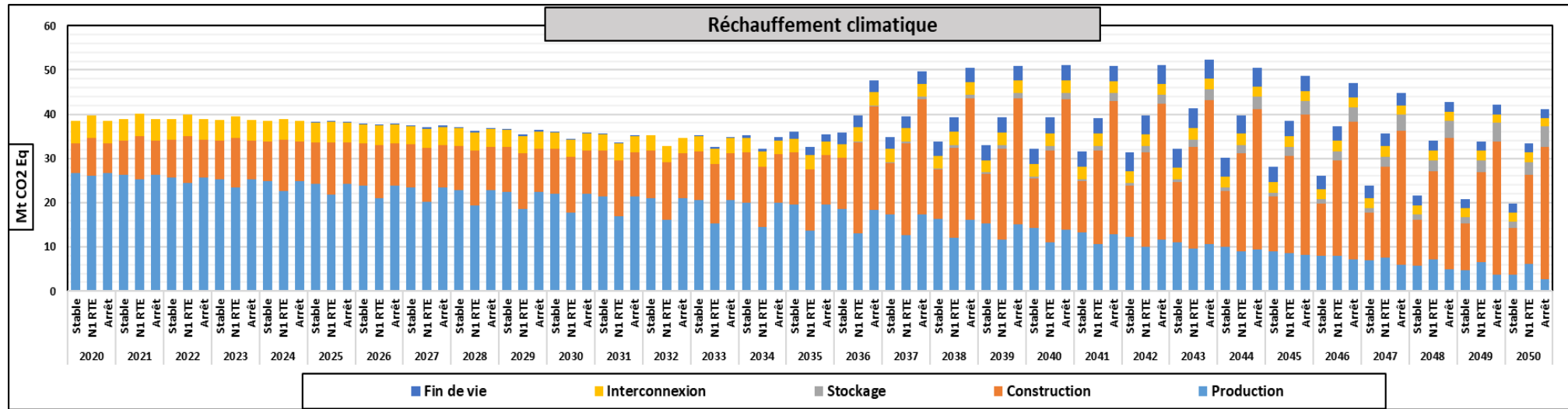


Figure V-17: Résultats d'impact pour la catégorie « changement climatique » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050

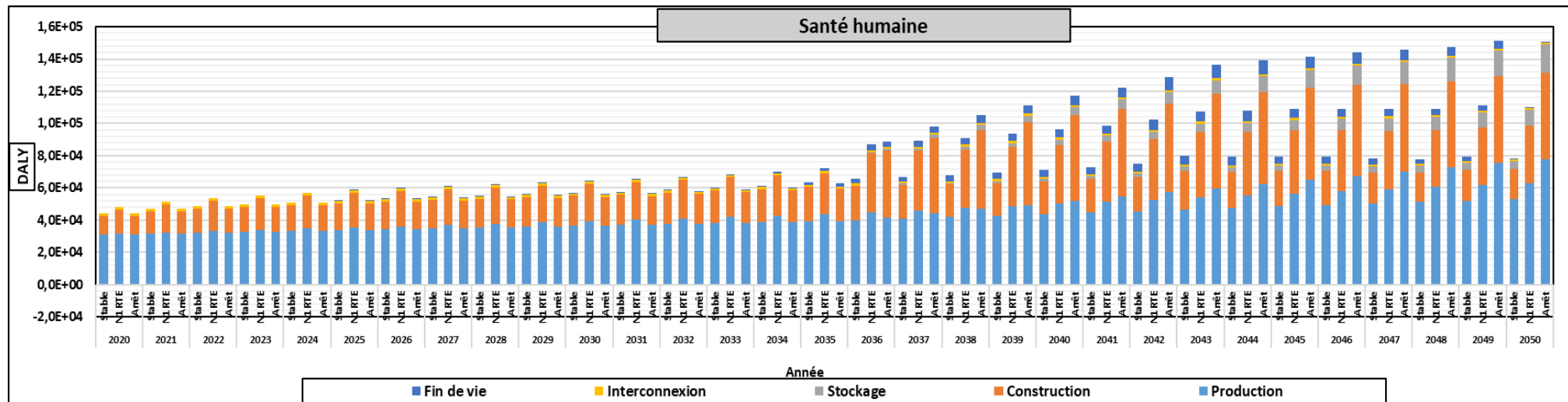


Figure V-18 : Résultats d'impact pour la catégorie « Santé humaine » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050

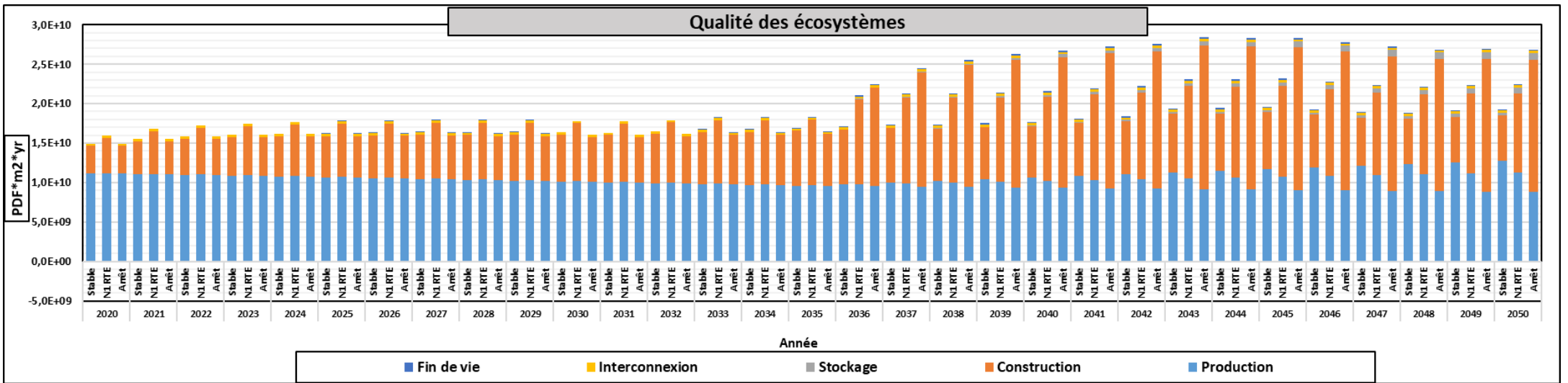


Figure V-19 : Résultats d'impact pour la catégorie « Qualité des écosystèmes » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050

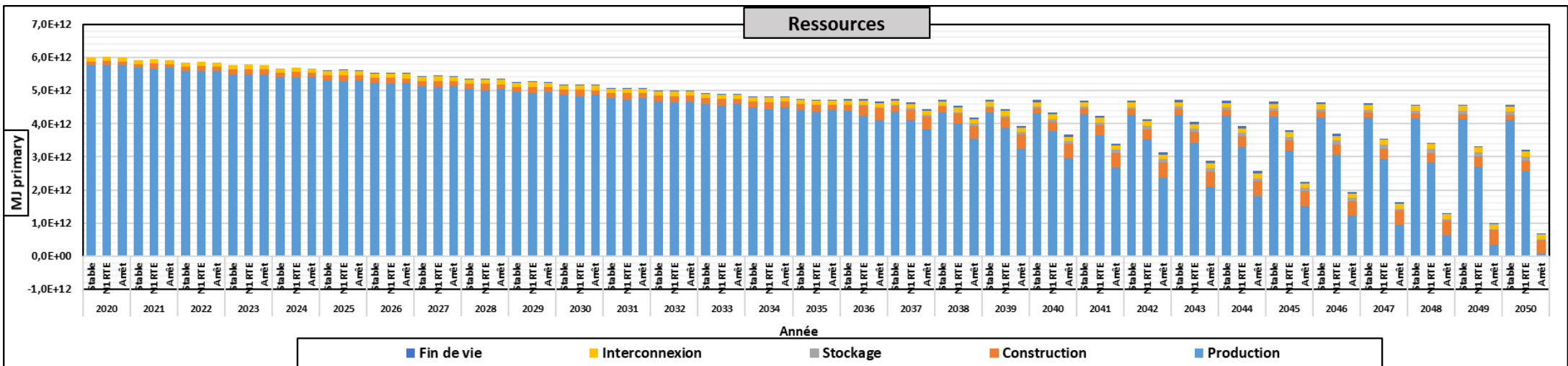


Figure V-20 : Résultats d'impact pour la catégorie « Ressources » de 3 scénarios du système électrique français entre 2020 et 2050

Pour mieux comprendre, nous avons donc testé, pour les inventaires non modifiés d'EcoInvent, d'autres méthodes de calcul d'impact, en limitant à une comparaison entre le PV, le nucléaire et l'éolienne. Les résultats sont résumés dans le Tableau V-13.

Tableau V-10 : Comparaison de l'épuisement de ressources pour 1 kWh entre le PV et le nucléaire selon différentes méthodes

	Catégorie	Unité	PV	Nucléaire	Eolien on	Eolien Off	Rapport PV/Nucléaire	Rapport Eolien on/Nucléaire	Rapport Eolien off/Nucléaire
Impact 2002+	Non ren Energy	MJ primary	1,1E+00	1,4E+01	2,1E-01	1,9E-01	0,1	0,0	0,0
	Mineral extraction	MJ surplus	1,7E-02	1,3E-03	5,4E-03	7,0E-03	12,6	4,0	5,2
ILCD 2011	Mineral, fossil & ren resource depletion	kg Sb eq	5,2E-05	5,7E-06	5,2E-06	6,8E-06	9,1	0,9	1,2
Recipe 2016	Mineral resource scarcity	USD 2013	2,1E-04	1,7E-04	1,0E-04	1,3E-04	1,2	0,6	0,8
	Fossil resource scarcity	USD 2013	5,1E-03	8,0E-04	1,2E-03	1,1E-03	6,4	1,5	1,3
EPSdx 2015	Depletion of abiotic resource	kg	3,5E-01	1,6E-02	4,3E-02	5,7E-02	22,6	2,8	3,7
CML IA baseline V3.05	Abiotic depletion	kg Sb eq	2,9E-06	8,9E-08	3,4E-07	3,7E-07	33,0	3,8	4,2
	Abiotic depletion fossil fuels	MJ	9,0E-01	1,2E-01	1,8E-01	1,6E-01	7,4	1,5	1,3

Cet exemple est fort instructif car seul l'indicateur « non renewable energy » de la méthode IMPACT2002+ est plus favorable au PV. Pour l'indicateur « mineral extraction » de cette méthode et tous les autres indicateurs des quatre autres méthodes testées, on trouve que le PV est plus impactant que le nucléaire pour cet aspect d'épuisement des ressources. On constate donc pour cet exemple un effet important de la méthode

V.5. Incertitude dans les études d'ACV

V.5.1. Incertitudes sur la qualité des données utilisées

Les logiciels d'ACV standard ne permettent pas de prendre en compte cette évolution temporelle. Il est donc choisi d'utiliser deux outils différents. Pour les calculs d'impacts statiques, SimaPro est l'outil utilisé. Pour intégrer les aspects dynamiques, l'outil choisi est Excel, alimenté par les données obtenues sous SimaPro.

Les calculs d'impact du système électrique ont été bien élaborés dans le chapitre II.

A tous les niveaux de l'étude, il s'agit également de considérer les incertitudes des données, des hypothèses, que ce soit pour les aspects statique ou dynamique.

Le logiciel de référence SimaPro est utilisé pour calculer les impacts pour les différentes catégories. La méthode de calcul utilisée est IMPACT2002+, qui comporte 15 catégories d'impacts (MidPoints) et 4 EndPoints.

V.5.1.1. Inventaires et incertitudes

Le choix des inventaires a été détaillé dans le chapitre IV, pour les données d'arrière-plan. Le plus souvent, les fiches d'EcoInvent ont été utilisées, malgré leurs lacunes (données anciennes, inventaires globalisés, etc.).

Les données d'EcoInvent ont l'avantage d'être toujours fournies avec des incertitudes dans les procédés de type « Allocation at Point of Substitution – unit ». En effet, un procédé de ce type va faire appel à d'autres procédés, et ainsi de suite, ce qui crée un réseau avec tous les procédés utilisés pour calculer les impacts du produit nécessaire. Le réseau contient parfois plus de 10 000 procédés. Le lien entre chaque procédé est assuré par un flux, dont la valeur est souvent associée à une incertitude et une distribution de probabilité. C'est ce que l'on appelle les incertitudes d'arrière-plan, qui vont générer une incertitude lorsqu'on les prend en compte dans les calculs d'impact du produit. A chaque simulation lancée, les valeurs utilisées pour le calcul vont dépendre à la fois de la valeur de référence, mais aussi de l'incertitude et du type de distribution de probabilité.

Pour un produit donné, 1000 simulations de Monte-Carlo sont effectuées sous SimaPro pour générer des distributions de probabilité pour chaque catégorie d'impact (exemple du changement climatique, Figure V-21). On récupère uniquement les données statistiques (Tableau V-11). La moyenne et l'écart-type de cette distribution sont ensuite intégrés au tableur Excel, qui les utilisera pour modéliser une incertitude sur ces données.

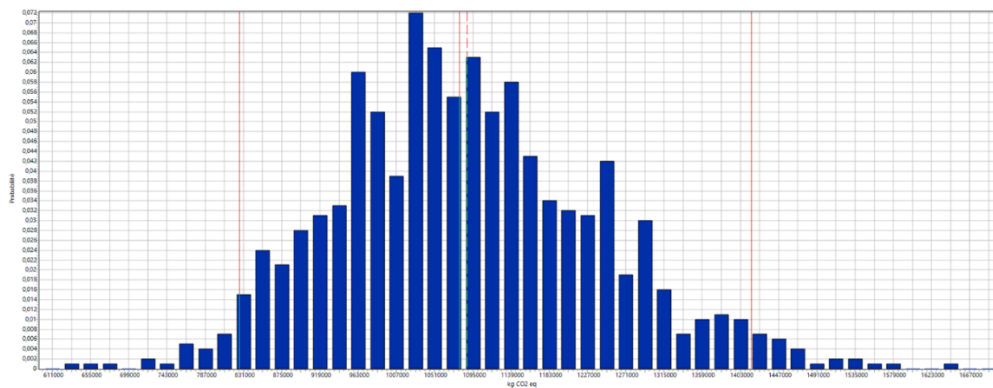


Figure V-21 : Distribution de probabilité de l'impact sur le changement climatique, affichée sur SimaPro à partir de 1000 simulations de Monte-Carlo, pour la phase de construction d'une éolienne terrestre et sans les besoins en électricité

Tableau V-11: Statistiques issues des simulations de Monte-Carlo, affichées sur SimaPro, pour la phase de construction d'une éolienne terrestre et sans les besoins en électricité

Catégorie d'impact /	Unité	Moyenne	Médiane	SD	CV	2,5%	97,5%	SEM
Aquatic acidification	kg SO2 eq	6,19E3	6,09E3	873	14,1 %	4,71E3	8,05E3	27,6
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	1,41E8	1,36E8	3,08E7	21,9 %	9,28E7	2,08E8	9,75E5
Aquatic eutrophication	kg PO4 P-lim	697	366	1,01E3	145 %	100	3,92E3	32
Carcinogens	kg C2H3Cl eq	6,01E4	5,92E4	9,68E3	16,1 %	4,37E4	8,11E4	306
Global warming	kg CO2 eq	1,09E6	1,08E6	1,51E5	13,9 %	8,26E5	1,42E6	4,78E3
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	6,43E6	5,18E6	4,94E6	76,7 %	2,67E6	1,68E7	1,56E5
Land occupation	m2org.arable	8,37E4	8,3E4	1,03E4	12,3 %	6,41E4	1,07E5	325
Mineral extraction	MJ surplus	4,26E5	4,19E5	6,84E4	16,1 %	3,05E5	5,75E5	2,16E3
Non-carcinogens	kg C2H3Cl eq	5,48E4	5,23E4	1,63E4	29,7 %	3,2E4	9,45E4	515
Non-renewable energy	MJ primary	1,47E7	1,45E7	2,03E6	13,8 %	1,11E7	1,91E7	6,42E4
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	0,0909	0,0856	0,0278	30,6 %	0,0563	0,161	0,00088
Respiratory inorganics	kg PM2.5 eq	1,85E3	1,84E3	271	14,7 %	1,38E3	2,43E3	8,57
Respiratory organics	kg C2H4 eq	789	735	256	32,4 %	484	1,41E3	8,09
Terrestrial acid/nutri	kg SO2 eq	2,22E4	2,2E4	3,12E3	14,1 %	1,67E4	2,89E4	98,6
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	5,43E7	5,31E7	1,09E7	20,1 %	3,75E7	7,9E7	3,46E5

Avec :

SD = Standard Deviation (écart-type)

CV = Coefficient of Variation (coefficient de variation)

SEM = Standard Error of the Mean (erreur-type de la moyenne).

V.5.1.2. Inventaires non issus d'EcoInvent

Dans cette étude, lorsque les données sont issues de la littérature scientifique, seules les incertitudes d'arrière-plan ont été considérées. Dans le cas d'une étude majoritairement composée de données fournies sans incertitudes associées, il faudrait les calculer ou les estimer en suivant la méthode proposée par (Alyaseri et Zhou, 2019) ou (Henriksson et al, 2014).

V.5.1.3. Intégration dans l'outil de calcul

Les impacts utilisés dans la partie dynamique doivent varier selon les distributions obtenues dans la partie précédente. Pour cela, on utilise la moyenne et l'écart-type obtenus. On considère que la distribution est toujours normale, étant donné le grand nombre de simulations de Monte-Carlo, et on réalise une troncature des valeurs négatives, car celles-ci ne sont pas réalistes, sauf dans le cas de la fin de vie en raison de l'impact négatif sur les ressources dû au recyclage.

Dans l'outil, toutes les fonctionnalités précitées sont introduites à l'aide des fonctions d'Excel comme par exemple la fonction LOI.NORMALE.INVERSE.N(probabilité ; moyenne ; écart-type). La probabilité est issue de la fonction ALEA() qui génère une valeur aléatoire entre 0 et 1. La fonction LOI.NORMALE.INVERSE.N() va alors générer une valeur d'impact selon la loi de probabilité normale dont on a calculé la moyenne et l'écart-type.

V.5.2. Incertitudes liés aux paramètres système

Les paramètres dits « système » sont les paramètres globaux du système électrique, qui peuvent varier entre les scénarios et en fonction du temps. Dans cette étude, les paramètres considérés vont être cités dans la phase de cycle de vie correspondante.

V.5.2.1. Analyse d'incertitude pour chaque paramètre

Cette analyse permet d'identifier les sources d'incertitudes qui sont capables d'influencer les résultats obtenus. Une analyse d'incertitude a été lancée en faisant varier à chaque fois un seul paramètre. La simulation de Monte-Carlo a été adoptée pour 1000 itérations, avec une distribution uniforme car c'est le type de distribution qui génère le plus d'impact sur les résultats.

Pour une distribution de probabilité uniforme, l'intervalle de variation d'un paramètre est défini pour l'année 2018, l'année 2035 et l'année 2050, avec l'hypothèse d'une évolution linéaire entre chacun de ces pas de temps. Par exemple, le rendement du PV est défini dans l'intervalle étroit [0,13 ; 0,15] en 2018, car la moyenne actuelle est de 0,14. On considère qu'il va augmenter grâce aux améliorations technologiques mais de manière incertaine. L'intervalle choisi est donc de [0,14 ; 0,18] en 2035 et de [0,14 ; 0,22] en 2050. Pour chaque simulation de Monte-Carlo, on va générer une valeur aléatoire entre 0 et 1. Elle définit le « curseur » où on se situe sur les intervalles. Ainsi, avec une valeur de 0,7, on aura donc un facteur de charge de 0,144 en 2018, de 0,168 en 2035 et de 0,196 en 2050. Par interpolation, sa valeur est de 0,177 en 2040.

De plus, les intervalles choisis sont différents selon les scénarios. Par exemple, le taux d'électricité importée est considéré comme plus important dans le scénario « Arrêt nucléaire en 2050 » que dans le scénario « Nucléaire stable après 2035 », pour pallier l'intermittence de l'éolien et du PV.

Pour chaque scénario et pas de temps (2018, 2035 et 2050), le détail des hypothèses sur ces paramètres se trouve en Annexe H Hypothèses sur les paramètres système, avec leur justification.

V.5.2.2. Simulations de Monte-Carlo

Comme expliqué précédemment, Excel est utilisé pour réaliser des simulations de Monte-Carlo. Une fois un scénario défini avec ses paramètres (variables ou non) et les impacts calculés, ceux-ci vont changer à chaque actualisation du tableur Excel. Avec une macro dans Excel, les impacts totaux pour les 4 EndPoints sont récupérés pour chacune des 1000 actualisations de données variables.

V.5.2.3. Evolution du système électrique

En ACV dynamique, un point principal de cette étude est de prendre en compte l'évolution du système électrique français. L'évolution de la capacité nucléaire, éolienne terrestre, éolienne maritime et photovoltaïque a été étudiée, car ces technologies représentent la majeure partie des capacités futures de production.

On a fixé pour chaque scénario des objectifs de production électrique pour chaque technologie en 2035 et 2050. On considère que pour atteindre ces objectifs, la production électrique de chaque technologie suit une évolution linéaire entre 2018 et 2035 puis entre 2035 et 2050. Ainsi, le nombre de nouvelles installations de chaque technologie dépend de la différence entre l'objectif de production électrique et ce que peuvent produire les installations existantes. Par exemple, si les panneaux PV doivent augmenter leur production électrique de 2 TWh en un an, on calcule le nombre de fermes PV de 1 MW nécessaires par la formule :

$$\text{Nouvelles fermes PV de 1 MW} = \frac{2 \text{ TWh}}{\{\text{Rendement/Facteur de charge}\} * (365,25 * 24) \text{ h/an} * \frac{1 \text{ MW/ferme}}{1\,000\,000}}$$

Cette valeur peut paraître à première vue constante car l'augmentation de production électrique évolue de manière linéaire entre les dates des objectifs. Cependant, le facteur de charge évolue, et on doit considérer que certaines installations sont en fin de vie, donc doivent être remplacées. L'ensemble de ces données variables crée un système dynamique.

Enfin, pour le scénario « Arrêt du nucléaire en 2050 », la fermeture des réacteurs REP à la fin de leur durée de vie entraîne parfois une diminution de la production nucléaire plus rapide que la valeur interpolée linéairement. Dans ce cas, pour respecter le choix de l'arrêt du nucléaire, davantage d'éoliennes et de surfaces PV sont construites pour compenser cette fermeture.

V.5.2.4. Construction

Deux aspects dynamiques sont liés à la construction. Le premier aspect est l'ajout d'une durée de construction de 10 ans pour les réacteurs EPR, en prenant les impacts liés à la construction sur les durées réelles de chaque phase. Pour l'éolien et le PV, on a considéré que la construction se déroule dans l'année où l'augmentation de capacité est nécessaire car la durée de ces projets est plus liée à la conception qu'à la construction, malgré les bémols qu'il faudrait apporter aux parcs éoliens maritimes. Le second aspect est le calcul des impacts de la construction, qui est la somme :

- des impacts liés aux matières premières nécessaires pour la construction
- du produit entre les besoins en électricité et les impacts de la production électrique de l'année de construction.

Les paramètres qui interviennent dans cette phase sont :

- Le facteur de charge/rendement de certaines technologies : réacteur REP, réacteur EPR, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque. On a choisi de regrouper dans ce même paramètre les évolutions liées au facteur de charge et au rendement, bien qu'ils soient de nature différente.

- La durée de vie des installations : réacteur REP, réacteur EPR, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque
- La puissance moyenne par installation pour un réacteur REP, un réacteur EPR, une éolienne terrestre, une éolienne maritime et un champ photovoltaïque
- La répartition des nouvelles constructions entre éolien terrestre et éolien maritime
- La durée de construction d'un réacteur EPR, d'une éolienne et d'un champ PV.

V.5.2.5. Production

La quantité d'énergie à produire est dimensionnée par le scénario considéré. Ses impacts seront calculés pour toutes les énergies requises, y compris les stockages, pendant les différentes phases : construction, production incluant l'interconnexion (importations d'électricité) et fin de vie.

Les paramètres système qui interviennent dans cette phase sont :

- Le facteur de charge/rendement de certaines technologies : réacteur EPR, réacteur REP, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque. On a choisi de mettre dans ce même paramètre les évolutions liées au facteur de charge et au rendement, bien qu'ils soient de nature différente ;
- La répartition des nouvelles constructions entre les différentes technologies de la même filière : exemple (terrestre/maritime pour la filière éolienne) ;
- Le rendement de chaque technologie de stockage (STEP, batteries et A-CAES), ce qui permet de dimensionner les pertes énergétiques que la production doit compenser.

V.5.2.6. Fin de vie

Deux aspects dynamiques par rapport à la fin de vie ont été pris en compte pour les réacteurs nucléaires. D'abord, il est considéré que le démantèlement d'un réacteur débute 5 ans après son arrêt, le temps de préparer réglementairement, techniquement et logistiquement ce projet. Ensuite, 5 opérations sont distinguées dans les calculs d'impact : elles ont été décrites et leur durée définie au chapitre IV.

Pour l'éolien et le PV, il a été considéré que le démantèlement se déroule intégralement dans l'année d'arrêt de production, ce qui constitue une simplification (probablement non respectée pour les grandes installations éoliennes en mer).

Les paramètres système qui interviennent dans cette phase sont :

- La durée de démantèlement des installations suivantes : réacteur EPR, réacteur REP, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque
- Le délai, après l'arrêt définitif d'exploitation, qui s'écoule avant de débiter la phase de fin de vie d'un réacteur nucléaire, d'une éolienne et d'un champ PV (autorisations administratives, organisation du chantier).

V.5.2.7. Stockage

Les besoins de stockage des années 2035 et 2050 ont été calculés à partir de l'écart entre les données de production et de consommation électrique de l'année 2018, par pas de temps de 30 min. Les données de production ont été adaptées à l'évolution du système électrique. On obtient donc une quantité annuelle d'énergie qui doit être assurée soit par les combustibles fossiles, soit par l'énergie importée, soit par l'effacement de consommation, soit par le stockage. Les trois premières valeurs étant obtenues à partir des paramètres du système, le stockage réalise l'écart supplémentaire entre production et consommation. Cette modélisation se base sur l'hypothèse que le stockage de l'électricité survient en dernier recours. Ainsi, en priorité il serait choisi (pour des critères économiques, techniques, politiques etc.) d'utiliser des combustibles fossiles, d'importer de l'électricité ou d'effacer de la consommation, sans distinguer lequel de ces trois choix est privilégié.

La répartition des capacités de stockage entraîne une subtilité lors de la prise en compte des incertitudes. En effet, considérons un système avec 70% de stockage STEP, 15% de stockage par batteries et 15% de stockage A-CAES. En ajoutant des intervalles d'incertitudes, respectivement [65% ; 75%], [13% ; 17%] et [13% ; 17%], puis en choisissant des valeurs aléatoires, on peut obtenir une répartition du stockage supérieure à 100%. Pour pallier ce problème, on définit un intervalle d'incertitude pour les deux premières technologies, et la répartition de la troisième est le complément à 100%.

Enfin, les impacts du stockage par batteries ont été calculés sous SimaPro pour 1 kg de batterie. Les impacts pour 1 kWh sont calculés à partir de deux paramètres supplémentaires variables, selon la formule :

$$\text{Impact par kWh} = \frac{\text{Impact par kg}}{\text{Energie massique (kWh/kg)} * \text{Nombre de cycles de charge}}$$

Les impacts du stockage par A-CAES ont été calculés sous SimaPro pour une installation de 60 MW. Les impacts pour 1 kWh sont calculés à partir de deux paramètres supplémentaires variables, selon la formule :

$$\text{Impact par kWh} = \frac{\text{Impact par installation}}{60\ 000\ \text{kW} * \text{Facteur de charge} * \text{Durée de vie (h)}}$$

Les paramètres système qui interviennent dans cette phase sont :

- Le facteur de charge/rendement de certaines technologies : réacteur REP, réacteur EPR, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque. On a choisi de mettre dans ce même paramètre les évolutions liées au facteur de charge et au rendement, de même que pour la production ;
- La répartition des nouvelles constructions entre éolien terrestre et éolien maritime ;
- Le taux d'électricité importée ;
- Le pourcentage d'effacement de consommation ;

- La proportion du stockage réalisée par chaque technologie ;
- Le mix d'interconnexion
- L'énergie massive des batteries et leur durée de vie en nombre de cycles.
- Le facteur de charge du stockage A-CAES et la durée de vie des installations associées.

V.5.2.8. Interconnexion

Le mix d'interconnexion est défini en 2018, 2035 et 2050, avec des évolutions linéaires entre ces dates. Il est défini à partir de deux mix électriques volontairement différents pour simplifier : celui du Royaume-Uni (avec une forte production nucléaire et éolienne dans le futur, ainsi qu'une décroissance du gaz naturel) et le mix de l'Allemagne (avec une forte production éolienne et PV dans le futur, ainsi qu'une décroissance du charbon et l'arrêt du nucléaire), même si cela ne traduit pas la réalité des importations françaises, du moins en 2019, puisqu'après la zone « Central West Europe » (Allemagne/Benelux), c'est de la Suisse que la France importe le plus d'électricité (cf. Figure V-22). Il a été considéré une répartition équivalente de l'énergie importée de ces deux mix, mais cela est paramétrable.

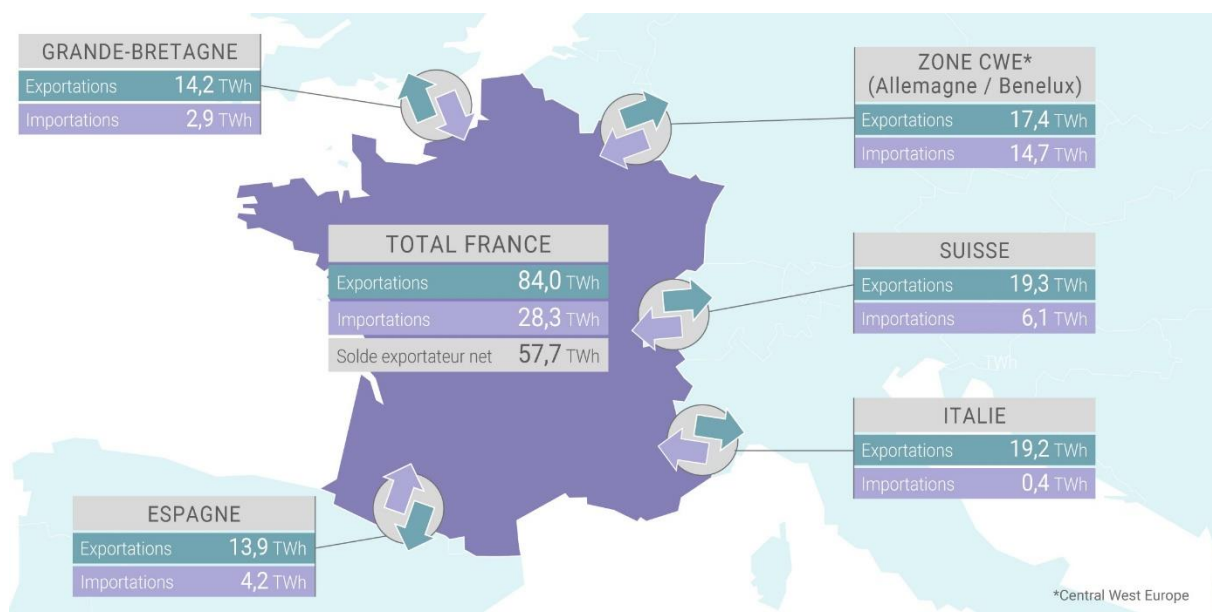


Figure V-22 : Solde des échanges d'électricité de la France avec les pays voisins en 2019

Pour prendre en compte les incertitudes sur la répartition du mix électrique de ces deux pays et conserver une somme de répartition de 100%, une distribution autour de la valeur moyenne de la part des énergies est définie pour les deux technologies qui vont le plus évoluer au cours du scénario. La répartition des autres technologies évolue proportionnellement à la répartition de leurs valeurs moyennes. Pour le Royaume-Uni, les incertitudes ont été évaluées sur l'éolien et le gaz naturel, dont l'évolution est inversement proportionnelle. Pour l'Allemagne, les incertitudes ont été ajoutées sur l'éolien et le charbon, pour les mêmes raisons. Dans l'exemple du Tableau V-12, la part de l'éolien avec incertitude pour l'aléa considéré est plus importante (45%) que la moyenne. Le charbon a une

part de 12% dans cet exemple. Par conséquent, la part de l'hydraulique, du PV et du gaz naturel diminue proportionnellement à leur importance dans la répartition moyenne.

Tableau V-12: Exemple de prise en compte des incertitudes dans le mix électrique de l'Allemagne en 2035

	Hydraulique	Eolien	PV	Gaz naturel	Charbon
Valeur moyenne	4,0%	38%	28%	20%	10%
Valeur minimum		30%			7,0%
Valeur maximum		50%			13%
Valeur avec incertitude pour l'aléa considéré	2,5%	45%	24%	17%	12%

Les paramètres qui interviennent dans cette phase sont les suivants :

- Le facteur de charge/rendement de certaines technologies : réacteur EPR, réacteur REP, éolien terrestre, éolien maritime et photovoltaïque. On a choisi de mettre dans ce même paramètre les évolutions liées au facteur de charge et au rendement, bien qu'ils soient de nature différente.
- La répartition des nouvelles constructions entre éolien terrestre et éolien maritime
- Le taux d'électricité importée
- Le mix d'interconnexion.

V.5.3. Incertitude liée aux facteurs de caractérisation/pondération

Les facteurs de caractérisation qui permettent de relier les inventaires aux impacts environnementaux pour une catégorie donnée ont été estimés selon plusieurs hypothèses simplificatrices et selon des conditions dépendant de la zone géographique et de l'horizon temporel choisi, ce qui génère des incertitudes. Celles-ci ne sont pas facilement estimables et ne seront pas prises en compte dans le cadre de notre étude.

Les facteurs de caractérisation de la méthode Impact 2002+ ont été utilisés pour évaluer les MidPoints.

Le passage aux EndPoints a été réalisé dans l'outil Excel, pour pouvoir garder facilement la traçabilité des MidPoints, ce qui est important en ACV. La méthode de calcul IMPACT 2002+ propose 4 EndPoints qui résultent de l'agrégation de 13 MidPoints parmi les 15 de la méthode, dont les facteurs de conversion utilisés avec la méthode v2.14 de IMPACT2002+ sous SimaPro sont disponibles dans le Tableau V-13.

Tableau V-13: Facteurs de pondération utilisés entre les MidPoints et les EndPoints de la méthode IMPACT 2002+

Damage Category (Endpoint)	Impact Category (Midpoint)	Conversion Factor	Unit
Human Health (DALY)	Carcinogens	2,80E-06	DALY / kg C2H3Cl eq
	Non-Carcinogens	2,80E-06	DALY / kg C2H3Cl eq
	Respiratory inorganics	7,00E-04	DALY / kg PM2,5 eq
	Ionizing radiation	2,10E-10	DALY / Bq C-14 eq
	Ozone layer depletion	1,05E-03	DALY / kg CFC-11 eq
	Respiratory organics	2,13E-06	DALY / kg C2H4 eq
Ecosystem quality (PDF*m ² *yr)	Aquatic ecotoxicity	5,02E-05	PDF*m ² *yr / kg TEG water
	Terrestrial ecotoxicity	7,91E-03	PDF*m ² *yr / kg TEG soil
	Terrestrial acid/nutri	1,04E+00	PDF*m ² *yr / kg SO2 eq
	Land occupation	1,09E+00	PDF*m ² *yr / m ² org,arable
Climate change (kg CO2eq)	Global warming	1,00E+00	kg CO2 eq / kg CO2 eq
Resources (MJ primary)	Non-renewable energy	1,00E+00	MJ primary / MJ primary
	Mineral extraction	1,00E+00	MJ primary / MJ surplus

Les deux MidPoints *Aquatic acidification* et *Aquatic eutrophication* ne sont pas utilisés pour le calcul des EndPoints. Le choix a été fait d'étudier les résultats uniquement sur les EndPoints, pour plusieurs raisons :

- les EndPoints sont reconnus par la communauté des praticiens en ACV (ISO 14040, 2006), l'essentiel étant de couvrir les différents compartiments de l'environnement ;
- dans notre cas, ils permettent de réduire le temps de calcul par rapport à l'étude qu'il aurait fallu mener sur les MidPoints ;
- enfin, l'interprétation des EndPoints est plus facile, car il y a moins d'informations à prendre en compte.

Nous n'avons pas considéré d'incertitude liée aux facteurs de pondération pour passer des mid- aux EndPoints, ceux-ci étant fixés par la méthode considérée.

V.5.4. Résultats

V.5.4.1. Synthèse d'analyse des incertitudes

Une fois que les différentes incertitudes élémentaires liées à la qualité de données en provenance de SimaPro sont intégrées dans l'outil et que les plages de variation de chaque paramètre système pour chaque scénario sont fixées, une analyse de Monte-Carlo est réalisée avec 1000

itérations. Les résultats obtenus sont traduits en incertitude relative ; le Tableau V-14 regroupe les différents résultats pour deux types de distributions, appliqués pour les trois scénarios retenus.

Tableau V-14: Synthèse d'étude d'incertitude pour les différents paramètres et deux types de distributions

		Scénario 1 : Nucléaire stable				Scénario 2 : Nucléaire à 25%				Scénario 3 : Arrêt du nucléaire			
Nature d'impact		Cumulé 2020-2050		Impact en 2050		Cumulé 2020-2050		Impact en 2050		Cumulé 2020-2050		Impact en 2050	
Type de distribution		Uniforme	Log normal	Uniforme	Log normal	Uniforme	Log normal	Uniforme	Log normal	Uniforme	Log normal	Uniforme	Log normal
Facteur de charge moyen	EPR	12,0%	4,7%	0,9%	0,5%	6,5%	2,6%	0,5%	0,3%	1,0%	0,5%	0,0%	0,0%
	REP	14,0%	5,6%	1,2%	0,3%	6,7%	2,8%	0,7%	0,5%	4,4%	1,6%	0,0%	0,0%
	Eolien offshore	7,8%	4,1%	1,0%	0,5%	12,4%	6,2%	1,1%	0,8%	17,0%	8,3%	1,2%	1,0%
	Eolien terrestre	7,3%	3,8%	0,8%	0,4%	11,8%	5,8%	0,9%	0,6%	16,3%	7,8%	1,1%	0,8%
	PV	8,1%	3,5%	0,8%	0,5%	10,3%	4,1%	0,8%	0,6%	12,6%	4,6%	0,9%	0,7%
Durée de vie des installations (années)	EPR	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	REP	16,4%	8,5%	1,2%	0,6%	11,3%	5,8%	0,6%	0,3%	6,1%	3,1%	0,0%	0,0%
	Eolien offshore	5,4%	2,0%	0,9%	0,3%	11,4%	4,8%	1,6%	0,7%	17,3%	7,6%	2,3%	1,1%
	Eolien terrestre	5,8%	2,0%	1,1%	0,4%	12,3%	5,0%	1,8%	0,8%	18,6%	8,0%	2,6%	1,2%
	PV	5,0%	1,8%	0,9%	0,4%	10,9%	4,5%	2,0%	0,9%	16,7%	7,1%	3,1%	1,5%
Réseau électrique	Taux d'importation	1,5%	0,8%	0,3%	0,1%	4,8%	2,0%	0,6%	0,3%	8,1%	3,2%	0,8%	0,4%
	Effacement	1,1%	0,5%	0,4%	0,2%	4,2%	1,0%	0,4%	0,2%	7,3%	1,5%	0,4%	0,2%
Stockage		2,1%	1,2%	0,5%	0,1%	6,2%	2,7%	0,8%	0,4%	10,2%	4,1%	1,1%	0,6%
Mix d'importation		1,9%	0,9%	0,3%	0,1%	5,6%	2,3%	0,6%	0,3%	9,3%	3,8%	0,9%	0,6%
Consommation		1,3%	0,6%	0,5%	0,2%	5,0%	1,2%	0,5%	0,2%	8,7%	1,8%	0,4%	0,3%
Evolution de Kp		2,1%	0,5%	0,7%	0,2%	7,5%	3,2%	0,9%	0,5%	8,0%	2,1%	1,9%	0,9%
Qualité des données			13,1%		0,7%		12,9%		0,5%		13,8%		0,8%

La synthèse montre que les incertitudes varient significativement en fonction du type de distribution : une distribution log normal permet de les réduire d'un facteur trois par rapport à une distribution uniforme.

Les distributions d'incertitudes pour les paramètres relatifs à la filière nucléaire ont généré plus d'incertitude pour les scénarios 1 et 2, cependant les paramètres liés aux énergies renouvelables intermittentes impacteront plus le scénario 3. Les paramètres liés à la gestion de réseau impactent principalement le scénario 3 puisque son mix contient plus de filières intermittentes de production.

La première centrale EPR en France (Flamanville 3) ne serait probablement pas démantelée avant 2050, donc la distribution d'incertitudes sur la durée de vie des EPR ne va pas influencer les résultats d'impact durant l'horizon temporel considéré.

Finalement les incertitudes sur la qualité des données extraites de la simulation de Monte-Carlo de SimaPro ont généré un impact qui ne varie pas en fonction du scénario choisi. Cela est dû aux coefficients de la matrice de Pedigree qui sont presque équivalents pour tous les processus.

A partir des 1000 simulations de Monte-Carlo réalisées sous Excel, il s'agit d'interpréter les résultats obtenus. A chaque fois, on s'intéresse à plusieurs dimensions :

- La somme des impacts sur la période 2018-2050, car elle représente les conséquences globales sur les 4 aires de dommages (EndPoints) ;

- La valeur des impacts pour la ou les dernières années (2049-2050), car les Etats se fixent parfois des objectifs précis à l'horizon 2050. La France affiche par exemple l'ambition d'être neutre en carbone en 2050 ;
- La dynamique des évolutions : est-ce qu'il y a des scénarios dont l'évolution des impacts n'est pas linéaire ? Ceci peut-être par exemple une période de transition avec des impacts élevés (ou faibles), le passage par un point haut (ou bas) pour une année donnée.

Pour la suite, on s'intéresse à la période 2020-2050. Le cumul des impacts des 3 scénarios sur la période 2020- 2050 est présenté sur la Figure V-23 pour le changement climatique.

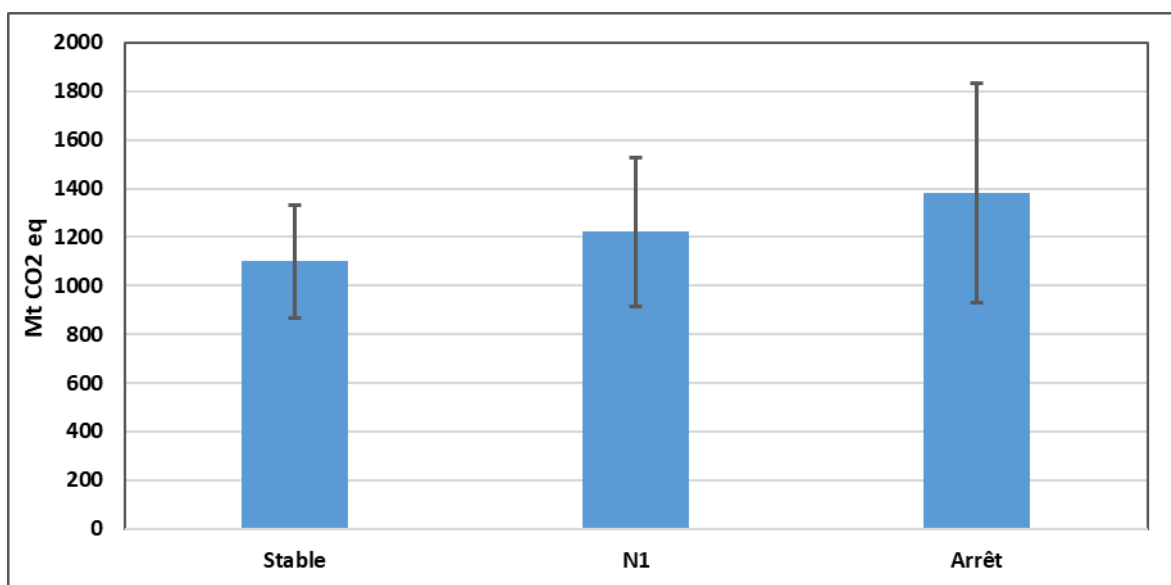


Figure V-23: Cumul des impacts sur le changement climatique des 3 scénarios sur la période 2020-2050

L'observation des valeurs moyennes et les barres d'incertitude pour la somme des impacts sur 2020-2050 montre que les intervalles de confiance se superposent largement, ce qui peut laisser penser à première vue qu'il n'y a pas d'écart significatif entre les scénarios. Cette méthode ne permet pas de discriminer correctement les scénarios.

Pour remédier à cette problématique, une autre méthode a été utilisée, qui consiste à appliquer des tests statistiques aux résultats de Monte-Carlo obtenus. Ceci va permettre de déterminer si les écarts entre les moyennes des scénarios sont statistiquement significatifs. La méthodologie générale est expliquée ci-après.

Pour choisir le bon test, il faut réaliser les étapes suivantes (STHDA, 2020) :

1. Les échantillons sont-ils de distribution normale ?
 - Méthode 1 : on observe les histogrammes de chaque échantillon pour estimer la normalité ou non
 - Méthode 2 : on utilise un test de normalité, comme le test de Shapiro-Wilk (STHDA 2020). Choix du test :

- i. Si la distribution n'est pas normale, le test utilisé est un test de Wilcoxon (Wilcoxon 1945).
 - ii. Si la distribution est normale, on passe à l'étape 2.
2. Les échantillons ont-ils la même variance ?
- Méthode 1 : on regarde les écarts relatifs entre les écart-types des échantillons.
 - Méthode 2 : on utilise un test de Fisher.
 - i. Si les variances sont différentes, le test utilisé est un t-test de Welch (STHDA 2020).
 - ii. Si les variances sont égales, le test utilisé est un t-test de Student pour 2 échantillons.

Cette méthode a été appliquée pour les impacts cumulés 2020-2050 sur les quatre EndPoints. On conclut que les moyennes des 3 scénarios sont statistiquement différentes entre elles d'après le t-test de Welch. Cette conclusion est clairement différente de la comparaison graphique des intervalles d'incertitude qui se superposent largement. Ainsi, les tests statistiques sont plus discriminants entre les scénarios que l'interprétation graphique. Néanmoins, on peut dire que ces interprétations s'intéressent à des éléments différents : l'interprétation graphique s'intéresse à tout l'intervalle d'incertitude alors que les tests statistiques s'intéressent aux moyennes à partir des simulations de Monte-Carlo.

Afin d'identifier la probabilité qu'un scénario A soit moins impactant qu'un scénario B, et sous quelles conditions, une analyse discriminante a été réalisée, selon l'approche proposée par (Beltran 2018). Elle compare le nombre de simulations pour lesquelles un scénario est meilleur que les autres. Pour cela, les valeurs aléatoires d'entrée de Monte-Carlo doivent être les mêmes pour les 3 scénarios. Pour une simulation de Monte-Carlo, on doit utiliser les mêmes aléas pour les calculs d'impact des 3 scénarios, à la fois sur les paramètres système et sur les impacts calculés à partir des moyennes et écarts-types issus de SimaPro. Les résultats obtenus sont affichés dans le Tableau V-15.

Tableau V-15: Synthèse des résultats d'analyse discriminante pour les trois scénarios considérés relatifs au changement climatique

	A>max(B,C)	B>Max(A,C)	C>Max(A,B)	A>B	A<B
Uniforme	0,8%	0,4%	98,8%	3,7%	96,3%
Log-Normal	0,2%	0,1%	99,7%	2,3%	97,7%

Cette synthèse montre que dans 98,8% des cas pour une distribution uniforme, le scénario « arrêt nucléaire » (C) est le plus impactant des trois scénarios étudiés pour la catégorie réchauffement climatique. Le reste des cas (1,2%) correspond à des cas limites difficilement réalisables en même temps : ils représentent les conditions optimales pour les EnRI (durée de vie, facteur de charge) et les pires pour la filière nucléaire, ainsi qu'un mix d'importation décarboné fort peu probable statistiquement sur le cumul 2020-2050.

La comparaison entre les scénarios « Nucléaire stable » et « N1 RTE » montre que dans 96% des cas, le scénario N1 est le plus impactant contre seulement 4% pour le premier ; les conditions les plus défavorables sur la filière nucléaire sont responsables de ces cas.

V.5.4.2. Etude des coûts d'investissement (CAPEX)

L'aspect économique joue un rôle très important dans les choix des scénarios de transition énergétique. La méthode proposée dans le chapitre II a été appliquée pour les 3 scénarios traités dans cette étude pour évaluer leurs CAPEX.

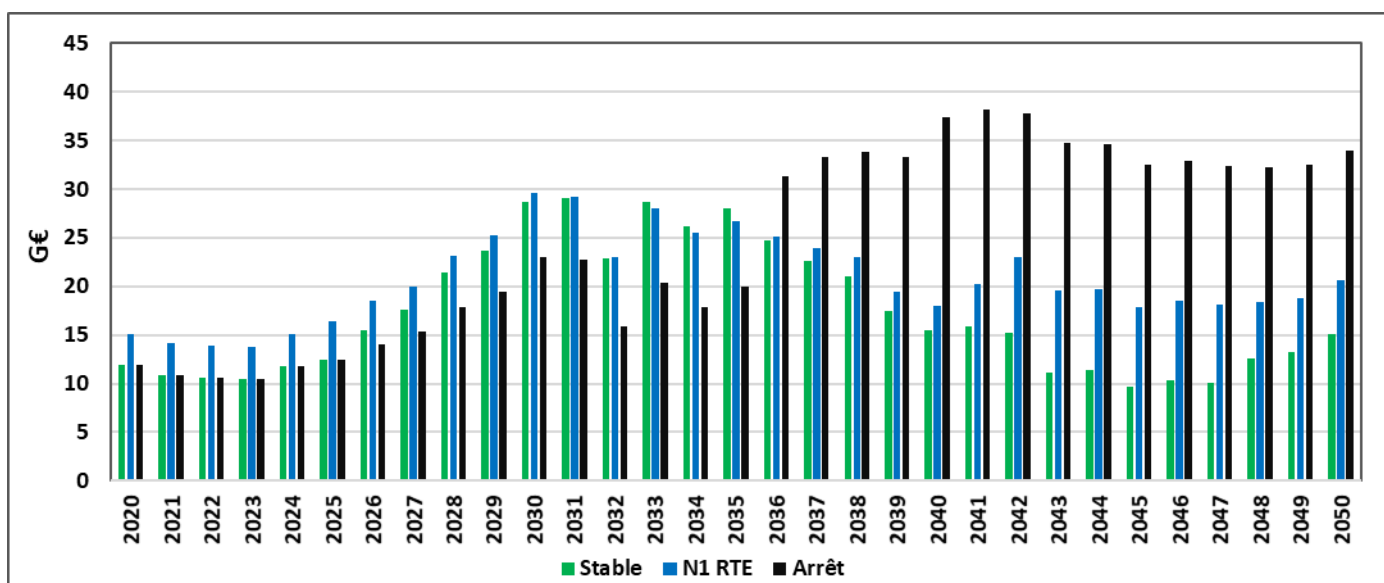


Figure V-24: Evolution des coûts d'investissement pour les 3 scénarios étudiés

La Figure V-24 montre que le scénario qui correspond à l'arrêt du nucléaire en 2050 est celui qui demande le plus d'investissements : cela est dû principalement au déploiement de la filière éolienne marine dont le coût de la mise en place est élevé et la mise en place des moyens de stockage pour remédier au problème d'intermittence.

Le Tableau V-16 donne une synthèse des investissements globaux cumulés et leurs répartitions pour les moyens de production et de stockage.

Tableau V-16: Coûts d'investissement cumulés 2020-2050 pour les 3 scénarios étudiés (G€) et répartition des coûts de construction par filière (%)

	Eolien offshore	Eolien terrestre	Solaire PV	Nucléaire	STEP	Batteries	CAES	Total
Nucléaire stable	182,3	106,6	77,9	146,6	6,8	1,0	2,8	524,1
	34,8%	20,3%	14,9%	28,0%	1,3%	0,2%	0,5%	
N1 RTE	242,8	141,9	77,9	112,1	43,7	2,1	5,8	626,3
	38,8%	22,7%	12,4%	17,9%	7,0%	0,3%	0,9%	
Arrêt du nucléaire	326,8	189,9	77,9	63,5	83,2	3,3	9,1	753,8
	43,4%	25,2%	10,3%	8,4%	11,0%	0,4%	1,2%	

La filière éolienne marine représente la grande partie des investissements pour les 3 scénarios considérés. Même pour le scénario N1 RTE dans lequel la proportion d'éoliennes offshore est de 50% (alors qu'elle est de 80% pour les deux autres scénarios), le CAPEX atteint encore 39% en raison d'une importante capacité à installer. Le déploiement de cette filière est conditionné par la réduction importante des coûts dans le futur, afin de réduire la facture de la transition.

V.5.4.3. Surfaces occupées par les installations

C'est un paramètre important que la montée en puissance des ENR doit intégrer, dans le cadre de la protection de l'environnement (dont la biodiversité) mais aussi pour l'acceptation sociétale.

Pour le nucléaire, si l'on ne comptabilise que les surfaces des 19 sites d'EDF où sont implantés les 58 réacteurs en fonctionnement en 2018 (1840 ha), on obtient une surface unitaire de 2,91E-04 km²/MW. Il nous semble plus logique de comptabiliser toutes les installations du cycle, y compris les mines situées à l'étranger, mais de façon simplifiée : les 3 mines-type gérées par Orano sont prises en compte (Cominak, Somaïr et Katco), sachant qu'elles produisent de l'uranium pas seulement pour les besoins du parc d'EDF, et sans comptabiliser la totalité de l'emprise des permis miniers, qui ne sont pas exploitées. Comme la puissance nucléaire installée va diminuer au cours de la transition en France, la surface unitaire, exprimée en km²/MW, va augmenter au cours du temps.

La situation est un peu plus compliquée pour les éoliennes.

Pour les installations terrestres, nous considérerons la fraction occupée de l'ensemble du territoire, en négligeant les zones non disponibles comme les villes, vallons et hautes montagnes. Le taux d'occupation sera donc exprimé de façon parlante par rapport à la surface totale.

Pour les éoliennes maritimes en France, une première approche consiste à considérer que toute la zone d'implantation d'un parc est occupée, dans la mesure où l'espace n'est pas totalement libre pour la navigation et qu'il existe un risque de collision lors du franchissement des rangées d'éoliennes, surtout par mer agitée, qui rentre en compte dans l'acceptation sociétale.

On supposera que la surface maximale occupable est constituée de 20 rangées espacées de 500 m chacune (soit une bande de 10 km de large), sur 2721 km de littoral à la limite des eaux territoriales métropolitaines, comprenant le continent et la Corse (largeur maximale fixée à 12 milles marins, soit 22,2 km), ce qui correspond à 27200 km². La largeur de cette bande est un peu supérieure à celle du projet de parc de 80 éoliennes de 6 MW au large de St-Nazaire, qui est d'environ 6 km, afin de prendre en considération de futurs très grands parcs¹. Evidemment, cette largeur est dimensionnante dans la surface disponible pour l'implantation future de nombreux parcs.

Cela est basé sur l'hypothèse que de grandes zones ne peuvent pas être remplies par d'immenses parcs éoliens, à l'opposé de la politique allemande, en raison d'un important trafic maritime international au voisinage des côtes françaises, ainsi que d'une intense activité nautique de loisir à la belle saison. Ce potentiel semble raisonnable car s'il occupe la totalité des côtes françaises avec un évident problème d'acceptation par les pêcheurs, il laisse néanmoins la place pour le passage des bateaux au sein des parcs éoliens. Pour le passage des grands navires au voisinage des ports, une partie de la surface éligible devrait être retranchée pour permettre un accès sécurisé.

Une autre approche consiste à ne comptabiliser que la surface réellement occupée par les mâts d'éoliennes, le poste électrique et les zones d'exclusion (pour le projet au large de St-Nazaire, elles constituent respectivement des cercles de rayons 50 et 200 m). On détermine ainsi un rapport zone interdite/surface d'implantation de 17%. En généralisant cette valeur aux futurs parcs maritimes français, la surface réellement occupée par un parc offshore serait de $78 \times 0,17 / 480 = 2,78E-02$ km²/MW.

Nous avons choisi de privilégier la première approche par rapport à l'approche sociétale d'une occupation globale de toute la zone d'implantation par un parc éolien, qui dépasse le cadre de cette thèse. Les données de référence sont rassemblées dans le Tableau V-17.

Tableau V-17: Synthèse des hypothèses utilisées pour l'estimation des surfaces nécessaires

Surfaces unitaires occupées	(km²/MW)
Eolien offshore	1,63E-01
Eolien terrestre	5,40E-02
PV plein champ	4,30E-03
Nucléaire (2018)	1,30E-03
Nucléaire (2035)	2,59E-03
Superficie de la France métropolitaine (km²)	551695
Superficie de la surface maritime métropolitaine accessible pour l'éolien offshore (km²)	27200

Pour la filière nucléaire, la diminution de la puissance installée pour respecter la LTECV entrainerait une augmentation de la surface unitaire, dans la mesure où toutes les usines du cycle

¹ <http://parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire.fr/>

demeurent nécessaires. On notera que pour les éoliennes et le PV, les surfaces des usines de transformation n'ont été pas prises en compte.

Tableau V-18: Synthèse des taux d'occupation des surfaces disponibles pour les trois scénarios étudiés

Scénario	Nucléaire stable		N1 RTE		Arrêt nucléaire	
	Terrestre	Maritime	Terrestre	Maritime	Terrestre	Maritime
2035	0,03%	9,3%	0,05%	12%	0,03%	9,3%
2050	0,05%	26%	0,07%	35%	0,05%	50%
	Terrestre	Maritime	Terrestre	Maritime	Terrestre	Maritime

Comme le montre le Tableau V-18, les surfaces terrestres occupées sont faibles dans tous les scénarios. A l'opposé, les surfaces occupées par les éoliennes maritimes sont considérables, allant de 26% à 50% de la surface maximale disponible telle qu'estimée. Le cas du scénario N1 RTE est intéressant car il prévoit une répartition quasi-équilibrée en production d'énergie entre les composantes offshore (140 TWh) et terrestre (151 TWh) à l'horizon 2050. On en conclut qu'il sera probablement difficile de faire accepter une forte montée en puissance de l'éolien maritime, même dans les scénarios qui conservent une place importante au nucléaire (nucléaire stable à 50% après 2035).

V.6. Comparaison entre les approches d'ACV

Dans l'objectif d'identifier l'intérêt de passer à une caractérisation d'impacts environnementaux avec une approche dynamique, par rapport à une évaluation statique simplifiée, une estimation statique a été entreprise. On rappelle que l'approche statique ne prend pas en considération l'adéquation temporelle entre la production et la consommation, et se focalise seulement sur l'impact de la production en intégrant l'impact de la construction moyenné sur toute la durée de vie.

Cette caractérisation a été faite avec l'outil SimaPro et la méthode Impact2002+ appliquée sur les inventaires déjà cités dans le chapitre IV. Le Tableau V-19 regroupe les différents résultats obtenus pour la production d'un kWh par chaque filière de production.

La caractérisation d'impacts d'un scénario revient à multiplier l'impact moyen d'un kWh dans le mix par la production totale du scénario pour chaque année.

L'impact moyen du mix pour une catégorie d'impact pour produire 1 kWh avec le mix énergétique de l'année n s'écrit :

$$Imp(1kWh, t) = \sum \eta_i(t) * Imp_i(1kWh)$$

Avec η_i est la proportion de la filière i dans le mix.

Les résultats d'impacts unitaires sont rassemblés dans le Tableau V-19.

Tableau V-19: Impact pour la production d'un kWh pour chaque filière pour les 15 catégories d'impacts proposée par la méthode Impact 2002+

Catégorie d'impact	Unité	Nucléaire	Hydraulique	Eolienne	Solaire PV	Biomasse	Biogaz	Géothermie	Gaz naturel	Fioul	Charbon
Carcinogens	kg C2H3Cl eq	4,16E-04	2,05E-04	8,17E-04	1,73E-03	2,26E-04	7,83E-04	1,70E-03	1,22E-02	3,03E-03	1,10E-03
Non-carcinogens	kg C2H3Cl eq	1,14E-03	1,59E-04	6,37E-04	2,17E-03	2,64E-04	1,30E-03	7,02E-03	1,43E-03	4,14E-03	2,59E-03
Respiratory inorganics	kg PM2.5 eq	3,67E-05	1,01E-05	2,69E-05	8,68E-05	1,09E-04	2,81E-04	9,49E-05	1,78E-04	4,59E-04	2,49E-04
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	7,11E+01	1,21E-01	9,97E-02	1,44E+00	1,69E+00	1,14E+00	3,59E-01	1,09E+00	7,89E+00	7,67E-01
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	1,06E-07	8,49E-10	1,23E-09	9,18E-09	3,96E-09	3,85E-09	5,42E-09	9,92E-08	2,12E-07	4,09E-09
Respiratory organics	kg C2H4 eq	4,36E-06	3,05E-06	9,66E-06	2,64E-05	6,89E-05	1,01E-04	3,22E-05	1,06E-04	2,46E-04	8,32E-05
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	2,50E+01	5,20E-01	1,71E+00	8,46E+00	1,46E+00	3,14E+00	2,45E+02	9,35E+00	4,31E+01	6,51E+00
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	2,16E+00	1,95E-01	6,74E-01	2,32E+00	6,62E-01	9,39E-01	5,96E+01	1,64E+00	9,75E+00	2,97E+00
Terrestrial acid/nutri	kg SO2 eq	2,65E-04	1,49E-04	2,82E-04	1,18E-03	3,85E-03	1,18E-02	1,52E-03	2,76E-03	1,06E-02	7,78E-03
Land occupation	m2org.arable	2,22E-04	1,42E-04	1,05E-03	1,71E-02	2,57E-02	1,11E-03	6,45E-04	5,64E-04	1,96E-03	5,61E-03
Aquatic acidification	kg SO2 eq	6,81E-05	3,11E-05	8,34E-05	3,84E-04	5,26E-04	2,84E-03	3,17E-04	8,16E-04	2,97E-03	1,70E-03
Aquatic eutrophication	kg PO4 P-lim	3,53E-06	2,02E-06	9,33E-06	4,68E-05	2,32E-06	1,32E-05	2,97E-05	1,37E-05	9,68E-05	5,77E-05
Global warming	kg CO2 eq	8,4E-03	6,90E-03	1,35E-02	6,38E-02	1,91E-02	7,58E-02	4,27E-02	5,51E-01	1,15E+00	8,89E-01
Non-renewable energy	MJ primary	1,41E+01	7,80E-02	1,94E-01	1,10E+00	4,86E-01	4,76E-01	5,76E-01	9,90E+00	1,76E+01	1,08E+01

Les deux approches d'ACV ont été appliquées aux 3 scénarios réalistes traités. Les résultats obtenus sont disponibles dans la Figure V-25, Figure V-26 et Figure V-27.

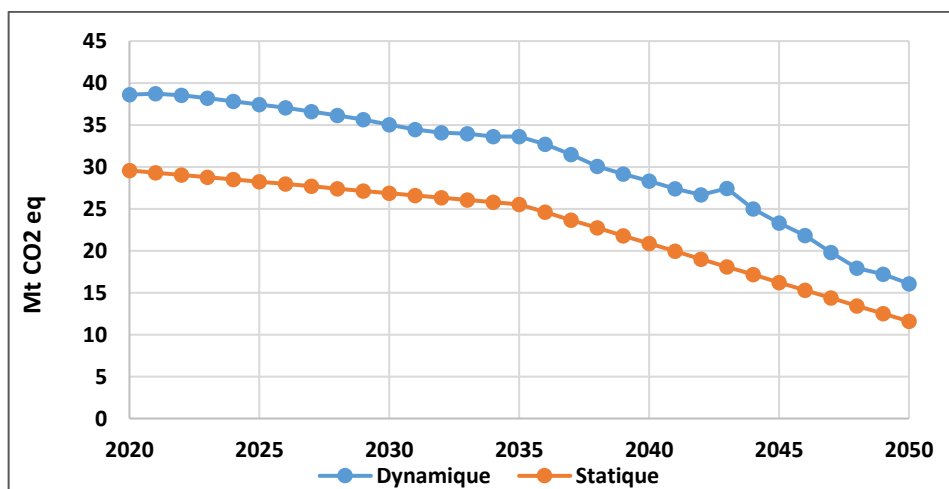


Figure V-25 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "Nucléaire stable après 2035"

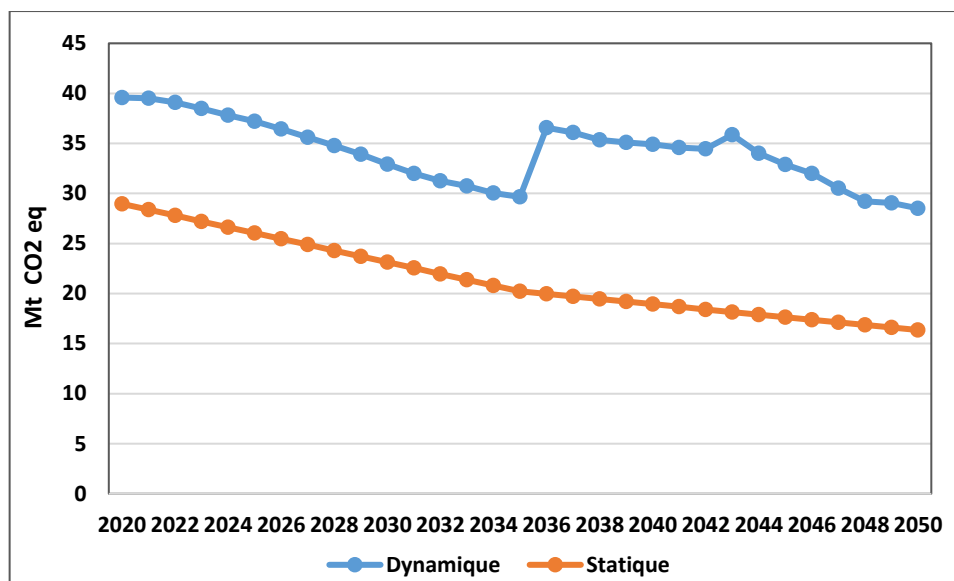


Figure V-26 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "NI RTE"

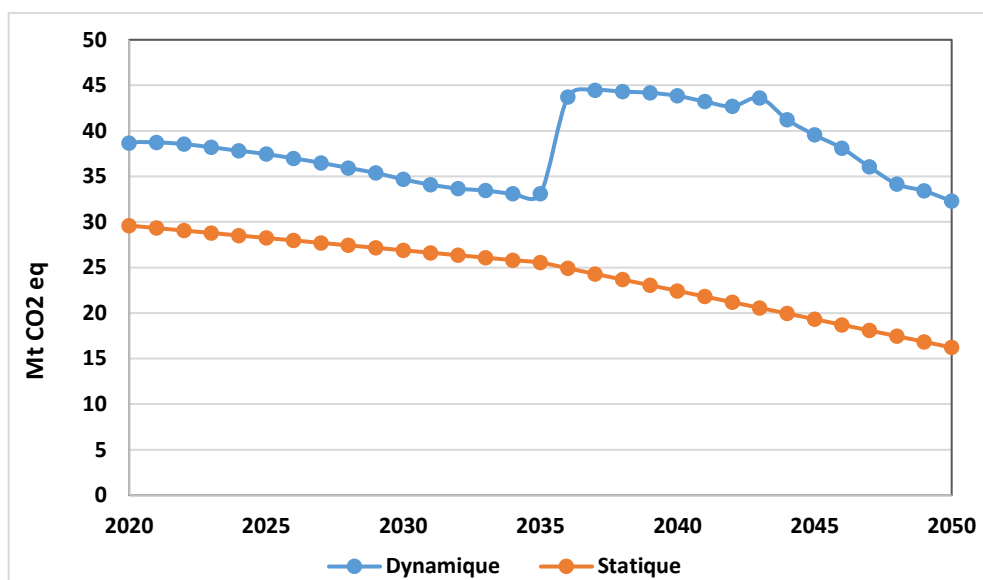


Figure V-27 : Comparaison entre ACV statique et dynamique pour le scénario "Arrêt nucléaire en 2050"

Les résultats obtenus pour les trois scénarios avec les approches statique simplifiée et dynamique montrent que l'écart entre les deux approches évolue en fonction du temps : cela est dû principalement au besoin de construction de l'ensemble des filières de production et aux impacts liés à la gestion de stabilité du réseau.

A contrario, l'approche statique évolue proportionnellement au mix de production. L'impact sur le réchauffement climatique de l'approche statique est sous-estimé puisqu'il ne prend pas en considération la gestion de la stabilité du réseau (stockage pour les ENRI) et les impacts de la construction sont moyennés sur toute la durée de vie.

L'écart entre les deux approches dépend du scénario choisi, comme le montre le tableau suivant : l'écart relatif des cumuls d'empreinte carbone sur la période 2020-2050 atteint 58 à 59% pour

les scénarios où la filière nucléaire est toujours utilisée, alors que pour le scénario prévoyant l'arrêt de nucléaire en 2050, cet écart est de l'ordre seulement 34%. Cela est dû principalement à l'impact de la construction des capacités de production nucléaire, qui est pris totalement en compte pour l'approche dynamique.

On conclut que plus la part des EnRI est grande, plus l'écart entre les deux approches d'ACV est important.

Tableau V-20 : Synthèse des résultats cumulés 2020-2050 (Mt CO₂ eq) de contribution au réchauffement climatique pour les 3 scénarios considérés, en approches d'ACV statique et dynamique

	Arrêt nucléaire en 2050	N1 RTE	Nucléaire stable après 2035
Dynamique	1181	1058	954
Statique	750	666	712
Ecart Relatif	58%	59%	34%

V.7. Conclusion

L'évaluation des impacts environnementaux des scénarios de transition énergétique dépend de nombreux paramètres, dont l'évolution prospective comporte des degrés variables d'incertitude. Une étude de sensibilité relative à la majorité des paramètres a été réalisée : les résultats obtenus montrent que le modèle est très sensible aux paramètres liés à la qualité des données d'inventaires utilisées.

Dans un deuxième temps, la prise en compte des incertitudes lors de l'étude d'ACV dynamique a été réalisée à l'aide de simulations de Monte-Carlo sur les distributions de probabilité des données d'arrière-plan et les paramètres système. Lors de la comparaison de trois scénarios de mix électrique après 2035, il a été établi que les scénarios sont d'autant plus impactants sur le réchauffement climatique que la part du nucléaire diminue, ce qui n'était pas évident compte tenu de l'impact plus marqué de la construction des réacteurs nucléaires, qui est contrebalancé par la puissance considérable d'ENRI à installer, avec leurs capacités de stockage associées.

L'étude économique des coûts associés à la transition énergétique et celle concernant l'estimation des surfaces occupées ont révélé la même tendance : les scénarios qui font décroître la part du nucléaire de façon très marquée sont plus défavorables vis-à-vis ces paramètres.

VI. Conclusion & perspectives

VI.1. Conclusion générale

La méthodologie d'ACV dynamique proposée dans ce document a permis d'intégrer la dimension temporelle au niveau de trois éléments essentiels de notre étude : les inventaires dynamiques, les facteurs de caractérisation dynamiques et l'actualisation dynamique de la base de données. Les cas d'application envisagés correspondent à des scénarios évolutifs pour lesquels l'ACV statique, avec des inventaires moyennés dans le temps et une simplification des impacts des phases de construction-déconstruction, moyennés sur toute leur durée, n'est manifestement pas adaptée. Un des objectifs de notre étude a consisté à déterminer les écarts entre les approches statique et dynamique(s).

Après avoir traité la problématique de la transition énergétique, l'impact de chaque étape du cycle de vie des moyens de production a été évalué indépendamment des autres. Les résultats ont été obtenus pour la phase de construction après avoir étudié le renouvellement du parc électrique suite à l'intégration d'une part croissante d'énergies renouvelables et pour la phase de gestion de leur fin de vie. Les impacts liés aux moyens de stockage d'électricité, indispensables pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables, ont été également évalués en détail.

Les résultats obtenus dans cette étude présentent un intérêt méthodologique en mettant en valeur la différence entre une ACV statique, qui utilise les données de second plan de la base de données EcoInvent sans considérer les corrections qu'il faudrait apporter sur le mix électrique de l'année en cours, et les données de marché. En corrigeant ces deux paramètres et en actualisant les données, l'ACV dynamique s'avère plus proche de la réalité, les écarts entre les deux méthodes étant variables et parfois assez importants.

Les résultats obtenus pour les différentes études de cas traités sont récapitulés ci-après :

- Pour la transition qui utilise une approche d'ACV prospective hybride, les écarts obtenus sont scénario-dépendants comme montre le tableau suivant :

Tableau VI-1 : Ecart entre les approches d'ACV pour les 3 scénarios de transition énergétique

	Arrêt nucléaire en 2050	N1 RTE	Nucléaire stable après 2035
Ecart relatif	58%	59%	34%

- L'étude concernant l'évaluation des impacts liés aux émissions du protoxyde d'azote (N₂O) par l'usine Orano de Malvési, a mis en œuvre une approche d'ACV dynamique de niveau deux, en combinant une évolution dynamique d'inventaire et des facteurs de caractérisation. Cette approche a été appliquée aux différentes phases de cycle de vie séparément ; les résultats obtenus sont disponibles dans le tableau suivant.

Tableau VI-2 : Ecart relatif pour les trois phases du cycle de vie

	Construction	Exploitation	Déconstruction
Ecart relatif	13%	17%	7%

Les données d'inventaire ont été estimées en fonction de la production depuis le démarrage de l'usine en 1959. Ce qui permet de calculer l'impact au réchauffement climatique cumulé de ce gaz à effet de serre.

- L'évaluation de l'impact du radon des résidus miniers d'uranium pour la catégorie « rayonnement ionisant » a été réalisée par une approche spatiotemporelle selon plusieurs niveaux et à différents horizons temporels à partir du début de l'exploitation ; les écarts obtenus sont représentés dans le tableau suivant.

Tableau VI-3 : Ecart relatif pour plusieurs approches d'ACV et horizons temporels

Horizon temporel (ans)	Ecart relatif Dyn 2/Statique	Ecart relatif Dyn 1/Statique
40	138%	-61%
60	46%	-58%
100	41%	-51%

Les résultats obtenus ont été validés après les avoir comparés et analysés par rapport à ceux identifiés dans la littérature. Quant aux facteurs de caractérisation dynamiques, les résultats obtenus ont été confrontés aux doses calculées par l'outil CERES du CEA. Les écarts obtenus sont satisfaisants.

L'étude de sensibilité appliquée aux différents scénarios de transition énergétique, nous a permis d'identifier les paramètres essentiels pour réduire les impacts environnementaux. Pour la catégorie du réchauffement climatique, le profil de l'optimum semble correspondre à un scénario qui :

- Privilégie l'effacement puis le stockage pour assurer l'adéquation temporelle entre la consommation et la production.
- Conserve une partie importante de production d'électricité nucléaire.
- Favorise la filière éolienne par rapport au PV pour le déploiement des EnRI

- Utilise un mix prioritaire entre les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage et les systèmes de stockage d'air comprimé adiabatique (A-CAES) comme moyen de gestion de la stabilité du réseau.

VI.2. Perspectives

De nombreuses perspectives ont été proposées pour poursuivre ce travail. En particulier, il est conseillé de réaliser un travail approfondi sur les inventaires, d'améliorer certains points des méthodes de modélisation dynamique avec incertitudes, de réfléchir aux outils pour mettre en œuvre ces évolutions et enfin de développer et mettre en œuvre d'autres méthodes d'interprétation des résultats d'impacts avec incertitude : utilisation de tests statistiques sur les résultats des simulations de Monte-Carlo ou une analyse discriminante.

Les inventaires ont été extraits de la littérature puis corrigés d'une façon générale selon le contexte français. Cette approche permet de bien dimensionner les paramètres jugés importants au niveau des inventaires. Néanmoins, une collecte d'inventaires réels provenant des différents industriels concernés semble souhaitable. Pour les différentes évolutions temporelles, les hypothèses prospectives liées à l'évolution technologique mériteraient de faire l'objet d'une concertation avec les experts, en restant prudents sur les améliorations escomptées.

L'approche dynamique de 2^{ème} niveau, avec des facteurs de caractérisation dynamiques des différents intrants/extrants nécessite des analyses détaillées de leurs transports dans l'écosystème concerné et de leurs effets. Ces travaux se rattachent davantage à une recherche fondamentale.

Pour le côté économique, les coûts d'investissement ont été abordés brièvement en fin d'étude ; bien que tracés, ils mériteraient un débat avec un panel d'experts en technico-économie de façon à prendre en compte des courbes enveloppes et à disposer à terme d'un modèle multicritère pour une aide à la décision. La transition énergétique ne se fera pas que sur des résultats d'impacts environnementaux et son coût sera vraisemblablement le critère déterminant.

A terme, des critères d'acceptation sociétale, qui sont en cours de développement par les chercheurs en sciences humaines et sociales, devront être intégrés (« ACV sociale »), de façon à prendre en compte l'avis des parties intéressées (problème de communication relative aux déchets nucléaires, des surfaces occupées par l'éolien maritime...).

De façon générale, plusieurs actions devraient être réalisées dans la poursuite de nos travaux :

- Affiner les inventaires et recherchant des données réelles, qui devront être soumises à une analyse critique par des experts de chaque domaine

- Consolider la fiabilité des hypothèses pour les inventaires prospectifs, qui nécessitent une veille relative aux évolutions technologiques et aux tendances du marché (une technologie très performante peut ne pas émerger si son prix de revient est trop élevé ou si elle crée un impact environnemental jugé trop élevé pour l'ensemble de son cycle de vie) ;
- Améliorer la justification du rapport des puissances à installer entre l'éolien et le PV (facteur important pour la définition des scénarios de transition), qui ne dépendra pas que de l'impact environnemental ;
- Au niveau méthodologique, améliorer les indicateurs d'ACV en complétant certains facteurs de caractérisation manquants (cas de nombreux isotopes radioactifs et de poussières de métaux) et en développer d'autres (criticité des matières premières et recyclage, autres piliers de l'économie circulaire, indicateurs de biodiversité adaptés à une échelle locale) ;
- Optimiser des impacts environnementaux selon les catégories considérées (EndPoints ou choix des MidPoints les plus représentatifs) pour une méthode reconnue (Impact2002+, ILCD ou ReCiPe2016) ;
- Prévoir d'autres tests statistiques pour discriminer les scénarios ;
- Implémenter des critères économiques (CAPEX des énergies et stockages) et sociétaux, avec prise en compte d'une méthodologie de calcul d'incertitudes ;
- Comparaison de scénarios de transition énergétique avec recherche des optima pour chaque pilier du développement durable ou le meilleur selon les critères de pondération de l'importance des 3 piliers ;
- Assurer la traçabilité des MidPoints : les simulations de Monte-Carlo réalisées par la macro Excel portent uniquement sur les 4 EndPoints choisis. Il s'agirait de généraliser les calculs d'incertitudes sur les MidPoints en maîtrisant les lois de distribution autour de la valeur nominale ;
- Redimensionner les besoins de stockage électrique, qui a été réalisé à partir de l'énergie nécessaire par pas de temps de 30 min sur l'ensemble du territoire métropolitain. Il serait intéressant de compléter ce dimensionnement par l'optimisation des proportions des quatre formes de stockage en fonction de la puissance et du délai de restitution de l'électricité, en y ajoutant une approche au minimum régionale ;
- Stabilité du réseau : la stabilité du réseau électrique (en fréquence et tension) n'a pas été analysée dans cette étude. Or les énergies intermittentes modifient la gestion de la stabilité du réseau. Il serait intéressant de s'assurer que la stabilité du réseau (d'un point de vue géographique et temporel) est compatible avec les scénarios proposés. Si ce n'est pas le cas, alors il faut ajouter les infrastructures supplémentaires qui auront un impact environnemental ;
- Développer la modélisation sous un autre langage plus robuste et rapide, qui peut améliorer la prise en compte des incertitudes et des aspects dynamiques réalisés sous Excel dans cette étude ;

- Prendre en compte les installations et les équipements nécessaires pour assurer la gestion intelligente du réseau (« smart grids ») pour la configuration qui consiste à intégrer l'effacement massif de la consommation,
- Prendre en compte les installations et les équipements du réseau électrique nécessaires pour assurer l'interconnexion avec 19 pays européens, en considérant que tous les pays ne peuvent pas importer des quantités importantes d'énergie de leurs voisins au même moment ;
- Intégrer la solution de stockage du P2G avec en prenant en compte les différentes configurations possibles pour assurer la conversion du « gas to power » : conversion de l'hydrogène en électricité par une pile à combustible, injection dans le réseau de gaz, passage par la méthanation qui serait brûlé dans des centrales à gaz ;
- Intégrer plusieurs configurations pour les stockages en batteries à savoir : batteries avec une fonction unique de stockage d'énergie, utilisation des batteries des voitures électriques pour équilibrer le réseau comme fonction secondaire, ou réutilisation des batteries des voitures électriques, qui n'auraient plus l'autonomie souhaitée, pour le stockage stationnaire d'énergie ;
- Intégrer ou développer d'autres méthodes qui prennent davantage en considération la criticité des ressources minérales.

En conclusion, nous espérons que les études d'ACV dynamiques seront amenées à se développer, malgré leur caractère chronophage, car elles représentent mieux la réalité des phénomènes évolutifs. Si elles deviennent plus systématiquement publiées, elles contribueront alors à une meilleure utilisation de cet outil d'évaluation environnementale performant, participant à l'évaluation multicritère des processus de demain.

Bibliographie

Abdoulaye A.I. « Maintenance des systèmes solaires photovoltaïques pour l'alimentation électrique d'une charge en site isolé ». PhD Thesis, Université Mouloud Mammeri, 2009. <https://dl.ummo.dz/bitstream/handle/ummo/9138/ACHEIKIBRAHIMABDOULAYE.pdf?sequence=1>.

Abergel T. et Jordan M. « Chauffage et climatisation : enjeux et opportunités en France, en Europe et dans le reste du monde ». Annales des Mines - Responsabilité et environnement. 2019, vol.95, n°3, p.46-49. <https://www.cairn.info/revue-responsabilite-et-environnement-2019-3-page-46.html>.

ADEME. « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies ». Rapport d'étude, 2013. https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140407_synthese-etude-potential-stockageNRJ.pdf

ADEME. « Réalisation d'un bilan des émissions de gaz à effet de serre : distribution et commerce de détail. » Rapport de recherche n° 7644. France: PERIFEM, 2014, 128 p. <https://www.ademe.fr/realisation-dun-bilan-emissions-gaz-a-effet-serre-distribution-commerce-detail>

ADEME. 2015. « L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 » ». Document technique.

ADEME. « Coût des énergies renouvelables en France ». 2016. https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2017/01/couts_energies_renouvelables_en_france_edition2016v1.pdf

[ADEME. « L'Énergie éolienne », avis de l'ADEME, 2016. https://www.ademe.fr/energie-eolienne-1.](https://www.ademe.fr/energie-eolienne-1)

ADEME. « ADEME 2035-2050 ACTUALISATION DU SCÉNARIO ÉNERGIE-CLIMAT ». Etude de synthèse n° 010305, 2017.

ADEME. « Trajectoire d'évolution du mix électrique 2020-2060 ». Etude de synthèse n° 010655, 2018

ADEME. « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, données 2019 ». Rapport d'étude n°010895, 2019. <https://www.geothermies.fr/sites/default/files/inline-files/couts-energies-renouvelables-et-recuperation-donnees-2019-010895.pdf>.

Afhypac. « Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ». Fiche 3.2.1, page 8, 2019. <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%203.2.1%20-%20Electrolyse%20de%20l'eau%20rev%20Sept.%202019-2%20ThA.pdf>

Alazard-Toux, N. « Prospective énergétique France 2050 : le scénario de la Loi de Transition Énergétique », 2017, n°8.

Alexandre S, Follenfant P, et Legait B. « Économie circulaire dans la filière éolienne terrestre en France. » Ministère de la transition écologique et solidaire, 2020.

https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/filiere-eolienne-terrestre.pdf.

Alyaseri, I., & Zhou, J. Handling uncertainties inherited in life cycle inventory and life cycle impact assessment method for improved life cycle assessment of wastewater sludge treatment. *Heliyon*. 2019, vol.5, n°11, p. e02793. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02793>

AREVA 2007, Note technique « Inventaire des rejets de protoxyde d'azote du site de Comurhex Malvési », 14 pages.

https://www.sa.aveva.com/finance/liblocal/docs/2007/AREVA_DRF2007_FR_150408.pdf.

Arvesen, A., Hertwich, E.G. « Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012, vol. 16, n° 8, p.5994–6006.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032112004169>

Asdrubali, F., Baldinelli, G., D'Alessandro, F. et al. « Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, vol.42, p.1113–1122.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114009071>

Atilgan, B., et Adisa, A. « Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey ». *Journal of Cleaner Production*. 2015, vol.106, p.555–564.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261400763X>

Atlasocio. « Classement des États du monde par production d'uranium ». 2019.

<https://atlasocio.com/classements/economie/ressources-naturelles/classement-etats-par-production-uranium-monde.php>.

Badea, A.A. « Comparative analysis of coal, natural gas and nuclear fuel life cycles by chains of electrical energy production ». *Natural gas*. 2010, Vol. 9, n°25.3, p.9–5.

https://www.scientificbulletin.upb.ro/rev_docs_arhiva/full8515.pdf

Barbaux, A. « Pourquoi EDF n'investit pas plus dans les STEP pour le stockage des énergies renouvelables - L'Usine Energie », Novembre 2017. <https://www.usinenouvelle.com/article/pourquoi-edf-n-investit-pas-plus-dans-les-step-pour-le-stockage-des-energies-renouvelables.N620998>.

Bateman, et H. «Solution of a System of Differential Equations Occurring in the Theory of Radioactive Transformations». 1843.

http://archive.org/details/cbarchive_122715_solutionofasystemofdifferential1843.

Battke B, Schmidt T.S, Grosspietsch D et Hoffmann H.V. « A Review and Probabilistic Model of Lifecycle Costs of Stationary Batteries in Multiple Applications ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, vol.25, p.240-50. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.023>.

Beck S. « Chiffres clés de l'énergie - Édition 2019 ». 2019.

Bédard P.O. « Analyse du cycle de vie et recommandations concernant la valorisation des pales d'éoliennes dans l'Est-du-Québec ». Essai, Université de Sherbrooke, 2018.

<http://hdl.handle.net/11143/13586>.

Bellekom S., Potting J. et Benders R. « Feasibility of Applying Site-Dependent Impact Assessment Acidification in LCA (8 Pp) ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2006, vol.11, n°6, p.417-24. <https://doi.org/10.1065/lca2005.08.221>.

Beloin-Saint-Pierre D., Levasseur A., Margni M., et al. « Implementing a dynamic life cycle assessment methodology with a case study on domestic hot water production ». Journal of Industrial Ecology. 2017, vol.21, n°5, p.1128–1138. <https://doi.org/10.1111/jiec.12499>.

Benabidès, P. « Pierre Benabidès, chargé de projets en gestion des matières résiduelles, NI Corporation ». Novae (blog). 10 décembre 2015. <https://novae.ca/pierre-benabides-charge-de-projets-en-gestion-des-matieres-residuelles-ni-corporation/>

Benkaddour A. « Memoire Online - La maintenance d'un système photovoltaïque autonome». 2008. https://www.memoireonline.com/07/08/1419/m_la-maintenance-d-un-systeme-photovoltaique-autonome0.html.

Berrill, P., Arvesen A., Scholz Y. et al. « Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe ». Environmental Research Letters. 2016, vol. 11, n° 1, p. 014012. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/1/014012/pdf>

Besseau R. « Analyse de cycle de vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation ». PhD Thesis, PSL Research University, 2019. <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02732972>.

Béziat E. « Raz de marée de voitures électriques d'ici à 2025 en Europe ». Le Monde.fr, 18 juillet 2019. https://www.lemonde.fr/economie/article/2019/07/18/raz-de-maree-de-voitures-electriques-d-ici-a-2025-en-europe_5490826_3234.html.

Bilan Fécamp. « Bilan Carbone du parc éolien en mer au large de Fécamp ». France: Dong Energy, Wpd, EDF énergies nouvelles, 2013. <https://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-fecamp/docs/documents-maitre-ouvrage/etude-bilan-carbone-fecamp.pdf>.

Bilan St-Nazaire. « Bilan Carbone du parc éolien en mer au large de St Nazaire ». France: Dong Energy, Wpd, EDF énergies nouvelles, 2013. https://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-courseulles/DOCS/ETUDES/ETUDE_DU_BILAN_CARBONE.PDF.

Billard Y, Bazin F, et Lacroix O. « Recyclage des panneaux photovoltaïques en fin de vie. Etat des lieux international ». Rapport 11-0912/1A. Paris, France: ENEA Consulting, 2012. https://www.record-net.org/storage/etudes/11-0912-1A/rapport/Rapport_record11-0912_1A.pdf.

Boeglin, N., et D. Veuillet. « Introduction à l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) ». 2005. https://ressources.fondation-uvied.fr/Cours_CRAterre/media/noteacvexterne.pdf

Bonou A, Laurent A, et Olsen S.I. « Life cycle assessment of terrestrial and offshore wind energy-from theory to application ». Applied Energy. 2016, vol.180, p.327–337. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261916309990>.

- Brander, M., Tipper, R., Hutchison C., et Davis G. « Technical Paper: Consequential and attributional approaches to LCA: a Guide to policy makers with specific reference to greenhouse gas LCA of biofuels ». Ecometrica Press, 2008, 14 p.
<https://pdfs.semanticscholar.org/ef0b/2e6a2df944e7ffabe4d1651470ab0af79f5e.pdf>
- Brentrup, F., Küsters, J., Lammel, J., Barraclough, P. et Kuhlmann, H.. « Environmental impact assessment of agricultural production systems using the life cycle assessment (LCA) methodology II. The application to N fertilizer use in winter wheat production systems ». European Journal of Agronomy. 2004, vol.20, n° 3, p.265–279.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S116103010300039X>
- Breyer C., Afanasyeva S., Brakemeier D. et al. « Assessment of mid-term growth assumptions and learning rates for comparative studies of CSP and hybrid PV-battery power plants”. AIP Conf Proc, 2017, p.9. <https://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.4984535>
- Briggs G.A. « Diffusion estimation for small emissions ». Atmospheric Turbulence and Diffusion Laboratory. 1973,83 p.
- Brun P, Mahiou B et Ayoub M.. « La STEP marine de petit canal en Guadeloupe : une solution de stockage pour l’insertion des ENR intermittentes ». La Houille Blanche. 2015 n°1, p.7-13.
<https://doi.org/10.1051/lhb/2015001>.
- Brusset I. et al. «Le nitrate d’ammonium : description, production, utilisations et précautions d’usage», INP ENSIACET, février 2002.
https://ereverra.files.wordpress.com/2012/08/ere_copie_nitrateammonium.pdf
- Bruton T. M. « Re-cycling of high value, high energy content components of silicon PV modules ». In Proc. of 12th EC-PVSEC, 1994, p.303–304. <https://ci.nii.ac.jp/naid/10007499486/>.
- Burger B, Bauer C. « EcoInvent Report No. 6-XIII ». Rapport EcoInvent 6.XIII. Villigen: Paul Scherrer Institut, 2007. http://www.windland.ch/doku_wind/06_XIII_Windkraft.pdf.
- Burnham A, Wang M.Q et Wu Y. « Development and applications of GREET 2.7–The Transportation Vehicle-CycleModel. » Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States), 2006.
<https://www.osti.gov/biblio/898530>.
- CANMET. « Analyse des effets des activités de gestion des matières résiduelles sur les émissions de gaz à effet de serre ». Rapport final. ICF Consulting.
<https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/mineralsmetals/pdf/mms-smm/busi-indu/rad-rad/pdf/icf-finr-fra.pdf>.
- Capital. « EDF : Elisabeth Borne évoque l’hypothèse d’un scénario 100% énergies renouvelables ». Capital.fr. 11 novembre 2019. <https://www.capital.fr/entreprises-marches/edf-elisabeth-borne-evoque-lhypothese-dun-scenario-100-energies-renouvelables-1354943>.
- Chassin Y. et Tremblay G. « Do We Need to Subsidize the Purchase of Electric Cars? » Economic Note. 2014, p.4. https://www.iedm.org/files/note1114_en.pdf.
- Chen C, Hsueh C. H, Chen H et al. « Light Induced Degradation of P-Mono PERC from Ingot, Cell,

Module to System ». 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2016, p.1854-57. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20162016-5BV.1.19>.

Chettouh S., Hamzi R., Innal F., et al. « Interest of the Theory of Uncertain in the Dynamic LCA- Fire Methodology to Assess Fire Effects ». Physics Procedia, 8th International Conference on Material Sciences, CSM8-ISM5. 2014, vol.55, p.207-14. <https://doi.org/10.1016/j.phpro.2014.07.030>.

Cianelli C. Personal Communication on the HSR Power-to-Gas Pilot Plant; 2014,

CIPR 66. «Human respiratory tract model for radiological protection». 1994

CIPR 71. « Doses Dépendant de l'âge Pour Les Membres Du Public Provenant de l'ingestion de Radionucléides: Partie 4 Coefficients de Dose Par Inhalation ». Annals of the ICRP, 1995, vol. 25, n°3-4, p. i-i. [https://doi.org/10.1016/S0146-6453\(00\)80008-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6453(00)80008-1).

Ciroth, A., Muller, S., Weidema, B., & Lesage, P. Empirically based uncertainty factors for the pedigree matrix in EcoInvent. The International Journal of Life Cycle Assessment., (2016), vol.21, n°9, p. 1338-1348. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0670-5>

Clavreul, J., Guyonnet, D., Tonini, D., & Christensen, T. H. Stochastic and epistemic uncertainty propagation in LCA. The International Journal of Life Cycle Assessment. 2013, vol.18, n°7, p.1393-1403. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0572-6>

Clarck J.H., Farmer T.J., Herrero-Davila L. et Sherwood J. « Circular Economy Design Considerations for Research and Process Development in the Chemical Sciences ». Green Chemistry. 2016, vol.18, n°14, p.3914-34. <https://doi.org/10.1039/C6GC00501B>.

Collinge W.O., DeBlois J.C., Sweriduk M.E., et al. « Measuring Whole-Building Performance with Dynamic LCA: a Case Study of a Green University Building' ». In International Symposium on Life Cycle Assessment and Construction – Civil engineering and buildings : A. Ventura and C. de la Roche, 2012, p.309–17.

https://www.rilem.net/gene/main.php?base=500218&id_publication=415&id_papier=7992.

Collinge W.O., Liao L., Xu H., et al. « Enabling dynamic life cycle assessment of buildings with wireless sensor networks ». In Proceedings of the 2011 IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology, 2011, p.1-6. <https://doi.org/10.1109/ISSST.2011.5936846>.

Collinge, W.O., Landis A.E., et Jones A.K. « Dynamic Life Cycle Assessment: Framework and Application to an Institutional Building ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2013. vol.18, n°3, p.538-52. <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0528-2>.

Connaissance des énergies. « CAES : définition du stockage d'énergie par air comprimé ». 2013. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>

Consoli, F. «Guidelines for Life-cycle Assessment: a'Code of Practice'». Publication de conférence. U.S.A: Society of Environmental Toxicology and Chemistry, 1993, 73 p. https://books.google.co.ma/books/about/Guidelines_for_Life_cycle_Assessment.html?id=SFG0JAAA_CAAJ&redir_esc=y

Correia J.R, Almeida N.M, et Figueira J.R. « Recycling of FRP composites: reusing fine GFRP waste in concrete mixtures ». *Journal of Cleaner Production*. 2011, vol.19, n°15, p.1745–1753.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652611001880>.

Cothern C.R. et Smith Jr J.E. «Radon environnemental, Texte d'origine». *Recherche en sciences de l'environnement*. Springer États-Unis, éd. 1987. <https://www.springer.com/gp/book/9780306427077>.

Countrymeters. « France Population 2020 ». <https://countrymeters.info/fr/France>.

Crawford R.H. « Life Cycle Energy and Greenhouse Emissions Analysis of Wind Turbines and the Effect of Size on Energy Yield ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009, vol.13, n°9, p.2653-60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.008>.

Curran, M. A., Mann, M., et Norris, G. « The international workshop on electricity data for life cycle inventories ». *Journal of Cleaner Production*. 2005, vol. 13, n° 8, p.853–862.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652604000460>

Cycleco. « L'analyse de cycle de vie de l'éolien - Journal de l'éolien - Tout sur l'éolien ». 2015.

<http://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/lanalyse-de-cycle-de-vie-de-leolien/>

Dandres, T. « Développement d'une méthode d'analyse du cycle de vie conséquente prospective macroscopique: évaluation d'une politique de bioénergie dans l'Union Européenne à l'horizon 2025 ». PhD Thesis, Montréal, École Polytechnique, 2012, 241 p.

https://publications.polymtl.ca/881/1/2012_ThomasDandres.pdf

Danish Energy Agency (DEA). « Technology data for energy plants ». D.K. Energinet, 2017.

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/eng_note_on_technology_costs_for_offshore_wind_turbines.pdf

DENA. 2018. « Étude comparative sur la politique d'efficacité énergétique des bâtiments ».

Allemagne: Deutsche Energie Agentur GmbH (dena).

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Untersuchung_zur_Effizienzpolitik_Gebaeude_franzoesisch.pdf.

Denholm, P., Kulcinski, G.L. « Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems ». *Energy Conversion and Management*. 2004, vol.45, n°13-14, p.2153–2172.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890403003200>

Devezeaux J.G. et al. «Eléments sur le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique». *La lettre de l'Itésé* n° 23, 2014. <http://i-tese.cea.fr/files/LettreItese23/LI23.pdf>

Dewandre, L. « Analyse de l'impact environnemental de la centrale hydroélectrique du barrage Bacquelaine à Chaudfontaine selon les normes ISO 14 040 et 14 044 ». Université de Liège, Belgique 2017.

<https://matheo.uliege.be/bitstream/2268.2/3367/4/M%20c3%a9moire%20Laurent%20Dewandre%20master%20en%20c3%a9nergie%20renouvelable%20et%20d%20c3%a9veloppement%20durable.pdf>

Doi T, Tsuda I, Unagida H et al. « Experimental study on PV module recycling with organic solvent method ». *Solar energy materials and solar cells*. 2001, vol.67, n°1-4, p.397–403.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024800003081>.

Dome-solar. « Hélios B2 : fixation photovoltaïque tôle trapézoïdale et panneau sandwich ». Dome Solar (blog). 2019. <https://dome-solar.com/fixation-panneau-photovoltaique/helios-b2/>

Dones R, Bauer C, et Doka G. « EcoInvent report No. 6-VII-Kernenergie ». 2009. <https://www.EcoInvent.org/database/older-versions/EcoInvent-version-2/reports-on-EcoInvent-2/reports-on-EcoInvent-2.html>.

Doury A. « une methode de calcul pratique et generale pour la prevision numerique des pollutions vehiculees par l'atmosphere ». 1976. <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=PASCAL7688507720>

Duchesne. « Quel devenir pour les éoliennes en fin de vie ». Actu-environnement, 2019. <https://www.actu-environnement.com/ae/news/eolienne-recyclage-cre-ademe-mywindparts-valorisation-veolia-34219.php4>.

Dullweber T, Stöhr M, Kruse C et al. « Evolutionary PERC+ Solar Cell Efficiency Projection towards 24% Evaluating Shadow-Mask-Deposited Poly-Si Fingers below the Ag Front Contact as next Improvement Step ». Solar Energy Materials and Solar Cells. 2020, vol.212, p.110586. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110586>.

Dureuil, L. « Les intérêts et les limites d'un Bilan Carbone® Patrimoine et Services pour une Ville: Le cas de la Ville de Troyes ». Mémoire, Université Montpellier 1, 2011, 86 p. https://www.doyoubuzz.com/var/f/OT/IP/OTIP_vAweiHw6pKabzk0gYEq41OVsNnL8MfxUDRtc7QC/Su5mr-.pdf

Eckerman K. F. « External Exposure to Radionuclides in Air, Water, and Soil [Microform] ». 1993. <https://agris.fao.org/agris-search/search.do?recordID=US201300079649>.

EcoInvent 3.3. 2017 [cited 2017 12 June]; Available from: <http://www.EcoInvent.org/>

EDF 2008: EDF/DIN Conférence du 07/07/2018 des Groupes Professionnels Energie et Nucléaire des Ingénieurs Arts & Métiers

EDF. « L'éolien en chiffres ». EDF France. 20 juillet 2015. <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-eolien-en-chiffres>

EDF. « Dossier de presse, Le Centre d'Exploitation des Turbines à Combustion (CETAC) ». EDF France. 2018. <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/turbines-a-combustion/presentation>.

EDF. « Energie flexible et réactive ». EDF France. 10 février 2015. <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/thermique/atouts/energie-flexible-et-reactive>.

EDF. « Energies renouvelables ». 2019. <http://parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire.fr/>

Ekvall, T. « Limitations of Consequential LCA ». Department of Energy Conversion. 2002, p.17.

<https://doi.org/10.1.1.211.716>

Ekvall, T. « System expansion and allocation in life cycle assessment with implications for wastepaper management ». Doktorsavhandlingar vid Chalmers Tekniska Hogskola. 1999, n°1509, p.1–54.

<https://is4ie.org/resources/dissertations/429>

Ekvall, T., et Weidema, B.P. « System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis ». The international journal of life cycle assessment. 2004, vol. 9, n°3, p.161–171.

<https://doi.org/10.1.1.535.771>

Ekvall, T., Tillman, A.M. et Molander, S. « Normative Ethics and Methodology for Life Cycle Assessment ». Journal of Cleaner Production. 2005, vol.13, n°13-14, p.1225-34.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2005.05.010>

Energy Center. « Life-Cycle Energy Costs and Greenhouse Gas Emissions for Gas Turbine Power ». Electric Power Research Institute, 2000. <http://seventhwave.org/sites/default/files/141-1.pdf>

Enfsolar. « Solar Panel Global Database | ENF Photovoltaic Directory ». 2019.

https://www.enfsolar.com/pv/panel?gclid=CjwKCAjw1K75BRAEEiwAd41h1A_Y6i-llLnYzuWyt4nC_ebrVPZlvEHrKSKZex6TI5IbALB8wARBjhoCwf0QAvD_BwE

EPA. « ALOHA Software | CAMEO (Computer-Aided Management of Emergency Operations) | US EPA ». 2016. <https://www.epa.gov/cameo/aloha-software>.

Eriksson, O., Finnveden, G., Ekvall, T. et Björklund, A. « Life Cycle Assessment of Fuels for District Heating: A Comparison of Waste Incineration, Biomass- and Natural Gas Combustion ». Energy Policy. 2007, vol.35, n°2, p.1346-62. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.04.005>.

ERN. « L'HYDROÉLECTRICITÉ : CHIFFRES CLÉS EN FRANCE ET EN EUROPE ». France: ERN, 2018. https://www.ern.org/wp-content/uploads/sites/52/2018/02/Chiffre_hydro_UE_FR_1801

Eslam engineering. « Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms. » Rapport n°200128, 2004.

https://www.vestas.com/~/_media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca_v80_2004_uk.ashx.

Falk A, Durschnen C et Remers H «Le PV pour tous». Edition n°2. Allemagne: Le moniteur, 2006.

Faye, M.M. « Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) ». Rapport de recherche. Sénégal: Compagnie de Saint-Louis, 2016, 284 p. <https://www.eib.org/attachments/registers/67931580.pdf>.

Feitz A. « En France, des ventes de voitures électriques en hausse de près de 50% ». Les Echos. 4 juillet 2019. <https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/en-france-des-ventes-de-voitures-electriques-en-hausse-de-pres-de-50-1035489>.

Ferry C., Richon P., Beneito A., et al. « An Experimental Method for Measuring the Radon-222 Emanation Factor in Rocks ». Radiation Measurements. 2002, vol.35, n°6, p.579-83.

[https://doi.org/10.1016/S1350-4487\(02\)00092-6](https://doi.org/10.1016/S1350-4487(02)00092-6).

Ferry C., Richon P., Beneito A., et al. « Radon Exhalation from Uranium Mill Tailings: Experimental

- Validation of a 1-D Model ». *Journal of Environmental Radioactivity, Natural Radioactivity: Technological Enhancement, Detection and Migration*. 2001, vol.54, n°1, p.99-108.
[https://doi.org/10.1016/S0265-931X\(00\)00169-7](https://doi.org/10.1016/S0265-931X(00)00169-7).
- Field F., Kirchain R. et Clark J. « Life-cycle assessment and temporal distributions of emissions: Developing a fleet-based analysis ». *Journal of Industrial Ecology*. 2000, vol.4, n°2, p.71–91.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1162/108819800569816>.
- Finnvede, G., Hauschild M.Z., Ekvall T., et al. « Recent developments in life cycle assessment ». *Journal of environmental management*. 2009, vol.91, n°1, p.1–21.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479709002345>.
- Florian. « La Vérité sur la Durée de Vie des Panneaux Solaires (2020) ». In Sun We Trust (blog). 15 juillet 2020. <https://www.insunwetrust.solar/blog/le-solaire-et-vous/duree-vie-panneau-solaire/>.
- Florin C. « Proceșele hidraulice sitermice in sistemul multifazic format din picaturi de apa si aer ». *Revista de Chimie*. 1978, vol.29, p.40–47.
- Flury K et Frischknecht R. «Life cycle inventories of hydroelectric power generation». ESU-Services, Fair Consulting in Sustainability, commissioned byV OkoInstituteeV, 2012. p. 1-51.
- Flury, K., Frischknecht, R. « Life cycle inventories of hydroelectric power generation ». ESU-Services, Fair Consulting in Sustainability, commissioned by Oko-Institute eV. 2012, p.1–51.
http://www.dflca.ch/inventories/Hintergrund/Flury_2012-hydroelectric-power-generation.pdf
- France-hydro-electricite. « Chiffres clés ». France Hydro Electricité. s.d. <https://www.france-hydro-electricite.fr/lhydroelectricite-en-france/chiffres-clefs/>.
- Fraunhofer ISE, Study on behalf of Agora Energiewende, 2015.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- Frischknecht R. et al. «Human health damages due to ionising radiation in life cycle impact assessment». *Environmental Impact Assessment Review*. 2000, n°20, p.159-189
- Frischknecht, R., Itten, R. Sinha, P. et al. « Life cycle inventories and life cycle assessments of photovoltaic systems ». Rapport technique, n° NREL/TP-6A20-73853. Paris, France: International Energy Agency (IEA), 2015. <https://www.osti.gov/biblio/1561526>
- Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.-J., Doka, G., Dones, R., Heck, T., Hellweg, S., Hischer, R., Nemecek, T., Rebitzer, G., & Spielmann, M. «The EcoInvent Database : Overview and Methodological Framework (7 pp) ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2005, vol.10, n°1, p.3-9. <https://doi.org/10.1065/lca2004.10.181.1>
- Frischknecht, R., Rebitzer, G. « The EcoInvent database system: a comprehensive web-based LCA database ». *Journal of Cleaner Production*. 2005, vol.13, n°13-14, p.1337–1343.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652605001253>.
- Frydendal J. «Life cycle assessment of offshore and terrestre sited wind power plants based on Vestas

V90–3 MW turbines». Vestas Randers, Denmark, 2005.

Fukushima, Y., Hirao, M. « A Structured Framework and Language for Scenario-Based Life Cycle Assessment ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2002, vol.7, n°6, p.317.
<https://doi.org/10.1007/BF02978679>.

Fuhrmann M., Michaud A. et Salay M. « Lead-210 Profiles in Radon Barriers, Indicators of Long-Term Radon-222 Transport ». Applied Geochemistry. 2019, vol.110, p.104434.
<https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2019.104434>.

Futura. « 100% d'énergies renouvelables dans le monde, c'est possible grâce aux Step ». 2019.
<https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/energie-renouvelable-100-energies-renouvelables-monde-cest-possible-grace-step-59333/>

Gamesa. « - ECOWIND - LIFE CYCLE ASSESSMENT OF 1KWh GENERATED BY A GAMESA TERRESTRE WINDFARM G90 2.0 Mw - PDF Free Download ». 2013.
<https://docplayer.net/21821672-Ecowind-life-cycle-assessment-of-1kwh-generated-by-a-gamesa-terrestre-windfarm-g90-2-o-mw.html>.

Garrett P. « Life cycle assessment of electricity production from an terrestre v117-3.45 mw wind plant ». 2011, 137.

Gauthier P. « Les limites pratiques du recyclage des batteries au lithium ». Énergie et environnement (blog). 8 juillet 2018. <https://energieetenvironnement.com/2018/07/08/les-limites-pratiques-du-recyclage-des-batteries-au-lithium/>.

Gerbinet, S., Belboom, S. et Léonard, A. « Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review ». Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014, vol.38, p. 747–753.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211400495X>

Gimeno-Gutiérrez, M., Lacal-Arantequi, R. « Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage ». Rapport de recherche. Netherlands: Institute for Energy and Transport, 2013. https://www.researchgate.net/profile/Marcos_Gimeno-Gutierrez/publication/299859039_Assessment_of_the_European_potential_for_pumped_hydropower_energy_storage_A_GIS-based_assessment_of_pumped_hydropower_storage_potential/links/570666de08aec668ed95cdd7/Assessment-of-the-European-potential-for-pumped-hydropower-energy-storage-A-GIS-based-assessment-of-pumped-hydropower-storage-potential.pdf

Ginocchio, R., Viollet P.L. «L'énergie hydraulique (2e ed.) ». 2ème édition. France : Lavoisier, 1978, 659 p.
[https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=dL9wnN9cfD8C&oi=fnd&pg=PR7&dq=L%27%C3%A9nergie+hydraulique+\(2e+ed.\)&ots=WA4wk9S7_q&sig=o2wli5Dc0XJLaX3uf9aPFMasoO4&redir_esc=y#v=onepage&q=L'%C3%A9nergie%20hydraulique%20\(2e%20ed.\)&f=false](https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=dL9wnN9cfD8C&oi=fnd&pg=PR7&dq=L%27%C3%A9nergie+hydraulique+(2e+ed.)&ots=WA4wk9S7_q&sig=o2wli5Dc0XJLaX3uf9aPFMasoO4&redir_esc=y#v=onepage&q=L'%C3%A9nergie%20hydraulique%20(2e%20ed.)&f=false)

Goedkoop M., et Spriensma R. « The Eco — indicator 99, A Damage Oriented Method for Life Cycle Impact Assessment ». Rapport de méthodologie 2ème édition, 1999.
http://libroweb.alfaomega.com.mx/book/733/free/ovas_statics/unid7/PDF_Ingles/EI99_Methodology

[Report.pdf.](#)

Goedkoop, M., Heijungs, R. et de Schryver, A. « ReCiPe 2008. A LCIA method which comprises harmonised category indicators at the MidPoint and the EndPoint level ». Rapport n°1. Bilthoven, Netherlands: RIVM, 2013, 132 p.

https://www.researchgate.net/profile/Mark_Goedkoop/publication/230770853_Recipe_2008/links/09e4150dc068ff22e9000000.pdf

Groen, E. A., & Heijungs, R. Ignoring correlation in uncertainty and sensitivity analysis in life cycle assessment : What is the risk? *Environmental Impact Assessment Review*. 2017, vol. 62, p.98-109.

<https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.10.006>

Guest G, Bright R.M, Cherubini F et al. « Life Cycle Assessment of Biomass-based Combined Heat and Power Plants: Centralized Versus Decentralized Deployment Strategies ». *Journal of Industrial Ecology*. 2011, vol.15, n°6, p.908–921. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1530-9290.2011.00375.x>.

Guinée J.B. et Lindeijer E. «Handbook on life cycle assessment: operational guide to the ISO standards». vol. 7. Springer Science & Business Media, 2002.

<https://www.springer.com/gp/book/9781402002281>.

Hasday A. «La «grosse batterie» de Tesla n'est plus la plus puissante au monde». *korii*. 3 Septembre 2020. <https://korii.slate.fr/tech/tesla-big-battery-perd-titre-batterie-plus-puissante-monde-australie-hornsdale-power-reserve-energies-renouvelables-stockage-electricite>.

Hatayama, H., Daigo, I., Matsuno, Y. « Outlook of the world steel cycle based on the stock and flow dynamics ». *Environmental science & technology*. 2010, vol.44, n°16, p.6457–6463.

<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es100044n>

Hartmann, D. « Estimation de la consommation énergétique française à l'horizon 2050 » ; NT CEA/ISEC/DMRC/STDC 2020/04

Heelan J, Gratz E, Zheng Z et al. « Current and Prospective Li-Ion Battery Recycling and Recovery Processes ». *JOM*. 2016, vol.68, n°10, p.2632-38. <https://doi.org/10.1007/s11837-016-1994-y>.

Heijungs, R., & Huijbregts, M. A. JA «Review of Approaches to Treat Uncertainty in LCA». 2004, n°9. <https://scholarsarchive.byu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3524&context=iemssconference>.

Hellweg, S., Llorenç, M. et Canals, I. « Emerging approaches, challenges and opportunities in life cycle assessment ». *Sciences*. 2014, vol.344, n°6188, p.1109–1113.

<https://science.sciencemag.org/content/344/6188/1109>

Henriksson, P. J. G., Guinée, J. B., Heijungs, R., de Koning, A., & Green, D. M. A protocol for horizontal averaging of unit process data—including estimates for uncertainty. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2014, vol.19, n°2, p.429-436. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0647-4>

- Herfray G. et Peuportier B. 2012a. « Evaluation of electricity related impacts using a dynamic LCA model ». *LCA & Construction*. 2012, 1: 12.
<https://pdfs.semanticscholar.org/5e35/b9bddd101994f177b07b9f90b71d8cdc8617.pdf>.
- Hoffmeyer M, Köhler D, Schwaiger K et al. « Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE): Teil II-Energetische Untersuchung eines Kernkraftwerks ». Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München (in German), 1996.
https://www.ffe.de/download/langberichte/FfE_GaBiE_Bilanzierung_Strombereitstellung.pdf.
- Hofstetter P., Baumgartner T. et Scholz R.W. « Modelling the Valuesphere and the Ecosphere: Integrating the Decision Makers' Perspectives into LCA ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2000, vol.5, n°3, p.161. <https://doi.org/10.1007/BF02978618>.
- Hsu, D.D., O'Donoghue, P. Fthenakis, V. et al. « Life cycle greenhouse gas emissions of crystalline silicon photovoltaic electricity generation: systematic review and harmonization ». *Journal of Industrial Ecology*. 2012., vol.16, p.S122–S135.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2011.00439.x>
- Huijbregts M.A.J., Norris G., Bretz R., et al. « Framework for Modelling Data Uncertainty in Life Cycle Inventories ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2001, vol.6, n°3, p. 127.
<https://doi.org/10.1007/BF02978728>.
- Humbert, S., de Schryver, A., Bengoa, et al. «IMPACT 2002+: User Guide». Version Q2.21. Switzerland: Institute of Technology Lausanne (EPFL), 2012, 45 p.
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.454.741&rep=rep1&type=pdf>
- Hung, M.-L., & Ma, H. Quantifying system uncertainty of life cycle assessment based on Monte Carlo simulation. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2008, vol.14, n°1, p.19.
<https://doi.org/10.1007/s11367-008-0034-8>
- IAEA. « Measurement and Calculation of Radon Releases from Uranium Mill Tailings ». Rapport technique n°333, 1992.
https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/24/000/24000769.pdf.
- IEA. « World Energy Outlook 2012 – Analysis ». Rapport de recherche. Paris, France: IEA, 2012.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2012>
- Igos, E., & Benetto, E. « Les différentes sources d'incertitudes en ACV, leurs modes de calcul l'interprétation » - Rapport. SCORELCA, 2015. 74p. <https://www.scorelca.org/scorelca/etudes-acv.php>
- Igos, E., Benetto, E., Meyer, R., Baustert, P., & Othoniel, B. «How to treat uncertainties in life cycle assessment studies? » *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2019, vol. 24, n°4, p.794-807. <https://doi.org/10.1007/s11367-018-1477-1>
- Ikäheimo J., Kiviluoma J., Weiss R. « Power-to-Ammonia in Future North European 100% Renewable Power and Heat System ». *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018, Vol.43, n°36, p.17295-308. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121>.

ILCD, et Joint Research Centre. «ILCD Handbook: General Guide for Life Cycle Assessment : Detailed Guidance». Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010.

<http://ict.jrc.ec.europa.eu/pdf-directory/ILCD-Handbook-General-guide-for-LCA-DETAIL-online-12March2010.pdf>.

ISO 14040 (International Standard Organization). NF EN ISO 14040 - Management environnemental - Analyse du cycle de vie - Principes et cadres. 2006.

ISO 14044. NF EN ISO 14044 - Management environnemental - Analyse du cycle de vie - Exigences et lignes directrices. 2006.

Itten, R. 2015. « Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-Scale Systems Operated in Europe ». Rapport technique n° T12-05. U.S.A: IEA PVPS Task 12.

https://www.researchgate.net/publication/279180655_Life_cycle_assessment_of_future_photovoltaic_electricity_production_from_residential-scale_systems_operated_in_Europe

Jancovici J.M. «Quel est le vrai coût de l'électricité? ».2012. <https://jancovici.com/transition-energetique/electricite/quel-est-le-vrai-cout-de-lelectricite/>

Jancovici J.M. «100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ?». 2017.

<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/>

Jolliet O, Margni M, Charles R et al. « IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2003, vol.8, n°6, p.324.

<https://doi.org/10.1007/BF02978505>.

Jolliet, O., Saadé, M. et Crettaz, P.. «Analyse du cycle de vie: comprendre et réaliser un écobilan». 2^{ème} édition. Lausanne : PPUR Presses polytechniques, 2010, 312 p.

https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=g9S55CklsOoC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Analyse+du+cycle+de+vie:+comprendre+et+r%C3%A9aliser+un+%C3%A9cobilan&ots=BH3kDxe7VK&sig=VfDjC9whptH9V2c0_DigS241MIk&redir_esc=y#v=onepage&q=Analyse%20du%20cycle%20de%20vie%3A%20comprendre%20et%20r%C3%A9aliser%20un%20%C3%A9cobilan&f=false

Jordan D.C, et Kurtz S.R. « Photovoltaic degradation rates—an analytical review ». Progress in photovoltaics: Research and Applications. 2013, vol.21, n°1, P.12–29.

Jungbluth N, Stucki M, Flury K et al. « Life cycle inventories of photovoltaics ». Rapport de recherche n°174. Suisse: Esu-Services, 2012. <http://esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/jungbluth-2012-LCI-Photovoltaics.pdf>.

Kägi T, Dinkel F, Frischknecht R et al. « Session “MidPoint, EndPoint or single score for decision-making?”—SETAC Europe 25th Annual Meeting, May 5th, 2015 ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2016, vol.21, n°1, p. 129–132. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-015-0998-0>.

Kapila S, Oni A. O, Gemechu E. D et al. « Development of net energy ratios and life cycle greenhouse gas emissions of large-scale mechanical energy storage systems ». Energy. 2019, vol.170,

p.592–603. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421832557X>.

Kendall A., Chang B. et Sharpe B. « Accounting for Time-Dependent Effects in Biofuel Life Cycle Greenhouse Gas Emissions Calculations ». *Environmental Science & Technology*. 2009, vol.43, n°18, p. 47-7142. <https://doi.org/10.1021/es900529u>.

Kertes A. « Life cycle assessment of three available battery technologies for electric vehicles in a Swedish perspective ». PhD Thesis, 1996.

Komoto K, Lee J.S, Zhang J et al. « End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies ». NREL/TP-6A20-73847, 1561523, 2018. <https://doi.org/10.2172/1561523>.

Koornneef J, Van Keulen T, Faaij A et al. « Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂ ». *International journal of greenhouse gas control*. 2008, vol.2, n°4, p. 448–467. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583608000571>.

La Tribune. « Nouveaux EPR : un coût estimé à 46 milliards d’euros sur vingt ans par EDF ». La Tribune. Le 09 Novembre 2020. <https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/nouveaux-epr-un-cout-estime-a-46-milliards-d-euros-sur-vingt-ans-par-edf-832714.html>.

Lacirignola, M. « Life cycle assessment of enhanced geothermal systems: from specific case studies to generic parameterized models ». Thèse de doctorat en Energétique, génie des procédés. Paris, CNAM : École doctorale Sciences des métiers de l'ingénieur, 2017, 237 p. <https://www.theses.fr/2017CNAM1095>

Lantz E. « Operations Expenditures: Historical Trends and Continuing Challenges (Presentation) ». Rapport NREL / PR-6A20-58606. U.S.A: National Renewable Energy Lab(NREL), Golden, CO (United States), 2013. <https://www.osti.gov/biblio/1082553>.

Latunussa C.E.L, Ardente F, Blengini G.A et al. « Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels ». *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2016, vol.156, p.101–111. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024816001227>

Lenzen, Manfred. « Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review ». *Energy conversion and management*. 2008, Vol.49, n°(8), p.2178–2199. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890408000575>

Lesage, P., Mutel, C., Schenker, U., & Margni, M. (2018). Uncertainty analysis in LCA using precalculated aggregated datasets. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2018, vol.23, n°11, p.2248-2265. <https://doi.org/10.1007/s11367-018-1444-x>

Levasseur A, Lesage P., Margni M., et al. « Considering time in LCA: dynamic LCA and its application to global warming impact assessments ». *Environmental science & technology*. 2010, Vol.44, n°8, p.3169–3174. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/Es9030003>.

Liu G, Bangs C.E et Müller D.B. « Stock dynamics and emission pathways of the global aluminium

cycle ». *Nature Climate Change*. 2013, vol.3, n°4, p.338–342.

Liu P, et Barlow C.Y. « Wind turbine blade waste in 2050 ». *Waste Management*. 2017, vol.62, p.229–240.

Lunardi, M.M., Alvarez-Gaitan, J. P., Bilbao, J. I. et Corkish, R. « Comparative life cycle assessment of end-of-life silicon solar photovoltaic modules ». *Applied Sciences*. 2018, vol.8, n°8, p.1396.
<https://www.mdpi.com/2076-3417/8/8/1396>

Maj H, Zjn S, Pmf E et al « ReCiPe 2016 : A Harmonized Life Cycle Impact Assessment Method at MidPoint and EndPoint Level Report I: Characterization ». Rapport. Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu RIVM, 2016. <https://rivm.openrepository.com/handle/10029/620793>.

Majeau-Bettez G, Hawkins T.R, et Strømman A.H. « Life cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles ». *Environmental science & technology*. 2011, vol.45, n°10, p.4548–4554.

Manneh R., Margni M., et Deschênes L. « Spatial Variability of Intake Fractions for Canadian Emission Scenarios: A Comparison between Three Resolution Scales ». *Environmental Science & Technology*. 2010, Vol.44, n°11, p.4217-24. <https://doi.org/10.1021/es902983b>.

Marchand, M., Blanc, I., Marquand, A. et al. « Life cycle assessment of high temperature geothermal energy systems ». 2015, 12 p. <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-01146355/>

Martínez E, Sanz F, Pellegrini S et al. « Life Cycle Assessment of a Multi-Megawatt Wind Turbine ». *Renewable Energy*. 2009, vol.34, n°3, p.667-73. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.020>.

Masoni, P., Zamagni, A., Bode, M., Finkbeiner, M. et al. « Guidance Document for performing LCAs on Fuel Cells and H₂ Technologies ». Rapport, n°D3.3. 2011, 109 p. <http://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/FC-Guidance-Document.pdf>

Mattsson, N., Unger, T. et Ekvall, T. « Effects of perturbations in a dynamic system—The case of Nordic power production ». Unger, T.: *Common energy and climate strategies for the Nordic countries—A model analysis*. 2003, N p. <https://research.chalmers.se/en/publication/514508>

Mauguet, C. « Définition bilan carbone : comment ça marche et pourquoi le réaliser ». Blog. Agicap. 21 mai 2019. <https://agicap.fr/article/definition-bilan-carbone/>

Mauguit Q. « CIGS : une cellule photovoltaïque sans élément toxique ». *Futura*. 24 août 2015. <https://www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaiques-coeur-panneaux-solaires-1688/page/11/>.

Mayé, P. « Générateurs électrochimiques, Editions L'usine Nouvelle ». 2ème édition. Paris, France: Dunod, 2010, 199 p. <https://www.unitheque.com/generateurs-electrochimiques/usine-nouvelle/dunod/Livre/35733>

Mayer N. « Combien de temps dure le démantèlement d'une centrale nucléaire ? », Publié le 08/03/2016, Modifié le 15/11/2017. <https://www.futura-sciences.com/sciences/questions->

[reponses/physique-temps-dure-demantelement-centrale-nucleaire-6492/](#)

Mehmeti, A., McPhail, S.J., Pumiglia, D. et Carlini, M. « Life cycle sustainability of solid oxide fuel cells: From methodological aspects to system implications ». *Journal of Power Sources*. 2016, vol.325, p.772–785. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775316307807>

Milanese A. « Recyclability of Wind Turbines, Current and Future: Technical, Economic and Environmental ». 2009. https://www.renooble.com/blog/wp-content/uploads/2012/04/Master_Thesis_on_recyclability_of_wind_turbines.pdf.

Mirgautx, O., Francois, J. et Patisson, F. « From trees to electricity, the physics beyond the LCA ». *Matériaux & Techniques*. 2016, vol.104, n°1, p.106. <https://www.mattech-journal.org/articles/mattech/abs/2016/01/mt150077/mt150077.html>

Mudd G.M. « Radon Releases from Australian Uranium Mining and Milling Projects: Assessing the UNSCEAR Approach ». *Journal of Environmental Radioactivity*. 2008, vol.99, n°2, p.288-315. <https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2007.08.001>.

Muhon, B. « Stocker l'électricité : Oui, c'est indispensable, et c'est possible! pourquoi, où, comment ». Paris, France: ECRIN, 2003, 29 p. https://e-nautia.com/clubargon/disk/Partage/ERMs_ETM/Energies_Ecrin_Multon_Ruer.pdf

Müller K, Städter M, Rachow F et al. « Sabatier-Based CO₂-Methanation by Catalytic Conversion ». *Environmental Earth Sciences*. 2013, vol.70, n°8, p.3771-78. <https://doi.org/10.1007/s12665-013-2609-3>.

Nations unies. « La population ». 14 décembre 2015. <https://www.un.org/fr/sections/issues-depth/population/index.html>.

Négawatt. « Scénario négaWatt 2017-2050 ». Dossier de synthèse, 2017.

Norge A. « Cost base for hydropower plants ». Slapgård J, Norway, 2012. http://publikasjoner.nve.no/veileder/2012/veileder2012_03.pdf.

Notter D.A, Gauch M, Widmer R et al. « Contribution of Li-ion batteries to the environmental impact of electric vehicles ». *Environ. Sci. Technol.* 2010, vol.44, p.6550–6556. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es903729a>.

Observ'ER. « Le baromètre des énergies renouvelables électriques en France ». 2018. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/energie_renouvelable_france.asp

Observ'ER. « Le baromètre des énergies renouvelables électriques en France ». Observ'ER. 2018. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/energie_renouvelable_france.asp.

OIE. « LA GESTION DE L'EQUILIBRE DU SYSTEME ELECTRIQUE ». 2017. https://observatoire-electricite.fr/IMG/pdf/oie_-_fiche_pedago_flexi_avril_2017.pdf.

Okopol E. « Study on Photovoltaic Panels Supplementing the Impact Assessment for a Recast of the WEEE Directive ». Rapport final. European commission DG ENV, 2011.

<https://ec.europa.eu/environment/waste/weee/pdf/Study%20on%20PVs%20Bio%20final.pdf>.

Oliveira, L., Messagie, M., Mertens, J. et al. « Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach ». *Energy conversion and management*. 2015, vol.101, p.326–335. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890415005282>

ORANO. « La gestion des déchets radioactifs ». Orano, 24, 2020.

<https://www.asn.fr/Informer/Dossiers-pedagogiques/La-gestion-des-dechets-radioactifs/Plan-national-de-gestion-des-matieres-et-dechets-radioactifs/PNGMDR-2016-2018>.

Osset, P. « L'analyse du cycle de vie d'un produit ou d'un service: applications et mise en pratique ». In *Annales des Mines-Responsabilite et environnement*, ESKA. 2012, p.25–29.

<https://www.cairn.info/revue-responsabilite-et-environnement1-2012-2-page-25.htm>

Owens J.W. « Life-cycle assessment in relation to risk assessment: An evolving perspective ». *Risk Analysis*. 1997b, vol.17, n°3, p. 359–365. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1539-6924.1997.tb00874.x>.

Owens J.W. « Life-cycle assessment: Constraints on moving from inventory to impact assessment ». *Journal of industrial ecology*. 1997a, vol.1, n°1, p.37–49.

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1162/jiec.1997.1.1.37>.

Pachauri, R. K., Allen, Vicente, M.R., Barros, R. et al. « Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change ». Geneva, Switzerland: IPCC, 2014, 151 p.

<https://epic.awi.de/id/eprint/37530/>

Padey P, Girard R, Le Boulch D et al. « From LCAs to simplified models: a generic methodology applied to wind power electricity ». *Environmental science & technology*. 2013, vol.47, n°3, p.1231–1238. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es303435e>.

Padey, P., Girard, R., Le Boulch, D. et Blanc, I. « From LCAs to simplified models: a generic methodology applied to wind power electricity ». *Environmental science & technology*. 2013, vol.47, n°3, p.1231–1238. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es303435e>

Pehnt M. « Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies ». *Renewable energy*. 2006, vol.31, n°1, p.55–71.

Pehnt, M. « Assessing future energy and transport systems: the case of fuel cells ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2003, vol.8, n°5, p.283.

Pennington D.W., Margni M., Ammann C., et al. « Multimedia fate and human intake modeling: spatial versus nonspatial insights for chemical emissions in Western Europe ». *Environmental science & technology*. 2005, vol.39, n°4, p.1119–1128. <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es034598x>.

Pesonen, H.L., Ekvall, T., Fleischer, G. et al. « Framework for scenario development in LCA ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2000, Vol.5, n°1, p.21.

<https://link.springer.com/article/10.1007/BF02978555>

Petersen J. « Heap Leaching as a Key Technology for Recovery of Values from Low-Grade Ores – A Brief Overview ». Hydrometallurgy, SI: IC-LGO. 2016, vol.165, p.206-12. <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2015.09.001>.

Philipps S, Ise F, Warmuth W et al. « Photovoltaics Report ». Fribourg-en-Brisgau, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2020, p.21. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

Pinsonnault A. « Adaptation d'une base de données pour l'intégration d'un algorithme de résolution d'inventaire en ACV dynamique ». Masters, École Polytechnique de Montréal, 2013. <https://publications.polymtl.ca/1287/>.

Poinssot C, Bourg S, Ouvrier N et al. « Assessment of the Environmental Footprint of Nuclear Energy Systems. Comparison between Closed and Open Fuel Cycles ». Energy. 2014, vol.69, p.199-211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.069>.

Poinssot, Ch., Bourg, S., Ouvrier, N. et al. « Assessment of the Environmental Footprint of Nuclear Energy Systems. Comparison between Closed and Open Fuel Cycles ». Energy. 2014, Vol.69, p.199-211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.069>

Poivet, R., Dely, S. et Guignard, Q. « Réduire les émissions de gaz à effet de serre tout au long de la chaîne de valeur de votre activité ». Rapport de recherche n°3. Paris, France: ADEME, 2017, 100p. <https://www.associationbilancarbonate.fr/wp-content/uploads/2017/07/guide-pratique-scope-3.pdf>

[Porvali A, Aaltonen M, Ojanen S et al. « Mechanical and Hydrometallurgical Processes in HCl Media for the Recycling of Valuable Metals from Li-Ion Battery Waste ». Resources, Conservation and Recycling. 2019, vol.142, p.257-66. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.11.023.](#)

Potting J., et Hauschild M. « Part II: Spatial Differentiation in Life-Cycle Assessment via the Site-Dependent Characterisation of Environmental Impact from Emissions ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 1997, vol.2, n°4, p. 209. <https://doi.org/10.1007/BF02978417>.

Pourcelot L., Le Roux G., Etude radioécologique de l'environnement du site de Malvésy 2008 (société COMURHEX), IRSN DEI/SESURE 2008-20

PPE. « Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028 ». Synthèse final de projet de PPE, 2019.

PVCycle. « Collecte et recyclage des panneaux photovoltaïques - PV CYCLE France ». 2019. <https://www.pvcycle.fr/>

[Rad-decay. « Télécharger Rad Decay 4.0 \(gratuit\) - DECAY.EXE ». 2020. https://rad-decay.software.informer.com/4.0/.](#)

Ragheb A.M et Ragheb.M. « Wind Turbine Gearbox Technologies ». Fundamental and Advanced Topics in Wind Power, 19, 2010. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5462549/>.

Razdan P et Garrett P. « Life cycle assessment of electricity production from an terrestre V110-2.0

MW wind plant ». Vestas Wind Systems, Aarhus, Denmark, 2015

Reap J., Roman F., Duncan S., et al. « A survey of unresolved problems in life cycle assessment ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 2008, vol.13, n°5, p.374.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-008-0009-9>.

Reap, J., Roman, F. Duncan, S. et Bras, B. « A survey of unresolved problems in life cycle assessment ». The International Journal of Life Cycle Assessment. Springer. 2008, Vol.13, n°5, p.374.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-008-0009-9>

Reaux D. « Cellules photovoltaïques à hétérojonctions de silicium (a-Si:H/c-Si): modélisation des défauts et de la recombinaison à l'interface ». Thèse de doctorat, Université Maris-Saclay, 2017.
<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01613084/document>.

Rebitzer, G., Ekvall, T., Frischknecht, R. et al. « Life cycle assessment: Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications ». Environment International. 2004, vol.30, n°5, p.701–720. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0160412003002459>

Renoux A. et Boulaud D. 1998. «Les aérosols: physique et métrologie ». Tec & Doc Lavoisier.
RGN 2020 : Revue générale nucléaire n°2, 2020, p. 38-39

Robin, G., Ruellan, M., Multon, B., Ben Ahmed, H. et al. « Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable ». HAL Archives Ouvertes. 2004, p.9.
<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00676109>

Roger G. et Viollet P-L. « L'énergie hydraulique (2e ed.) ». 2ème édition. France: Lavoisier, 1978.
[https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=dL9wnN9cfD8C&oi=fnd&pg=PR7&dq=L%27%C3%A9nergie+hydraulique+\(2e+ed.\)&ots=WA4wk9S7_q&sig=o2wli5Dc0XJLaX3uf9aPFMasoO4&redir_esc=y#v=onepage&q=L%27%C3%A9nergie%20hydraulique%20\(2e%20ed.\)&f=false](https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=dL9wnN9cfD8C&oi=fnd&pg=PR7&dq=L%27%C3%A9nergie+hydraulique+(2e+ed.)&ots=WA4wk9S7_q&sig=o2wli5Dc0XJLaX3uf9aPFMasoO4&redir_esc=y#v=onepage&q=L%27%C3%A9nergie%20hydraulique%20(2e%20ed.)&f=false).

Rohde, M. « Operational experience of Radwaste Management Centre in Lubmin/Germany - PDF Free Download ». 2008. <https://docplayer.net/77217632-Operational-experience-of-radwaste-management-centre-in-lubmin-germany.html>.

RTE. « RTE | Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité ». 2018. <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/production-totale/>

RTE. « Accueil RTE Bilan électrique 2018 ». <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/>.

RTE. « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ». Edition 2017.

RTE. « Groupe de travail n° 3 « Cadrage et scénarisation » de la concertation sur les scénarios 2050, Réunion du 19/6/2020 ». Rapport, 2020. <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/2020-06-19-Presentation-GT3-Scenarisation%20vf-comp.pdf>

Rydh C.J et Sandén B.A. « Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements ». Energy conversion and management. 2005, vol. 46, n°11-12, p.1957–1979.

Sahu P., Mishra D.P., Panigrahi D.C., Vivekananda Jha,et al. « Radon Emanation from Backfilled Mill

Tailings in Underground Uranium Mine ». *Journal of Environmental Radioactivity*. 2014, vol.130, p.15-21. <https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2013.12.017>.

Samoura, K., Yonkeu, S. « Les Évaluations environnementales comme outil de mise en œuvre du développement durable (DD) : définitions, typologie, objectifs et démarches ». Douala, 2011. https://www.sifée.org/static/uploaded/Files/ressources/contenu-ecole/douala/volet-1/1_SAMOURA_YONKEU_DIAPO.pdf

Schleisner, L. « Life Cycle Assessment of a Wind Farm and Related Externalities ». *Renewable Energy*. 2000, Vol.20, n°3, p.279-88. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00123-8](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00123-8).

Société chimique de France (SCF) 2017, Nitrate d'ammonium
<http://www.societechimiquedefrance.fr/nitrate-d-ammonium-473.html>

[Schleisner L. « Life Cycle Assessment of a Wind Farm and Related Externalities ». *Renewable Energy*. 2000, vol.20, n°3, p.279-88. \[https://doi.org/10.1016/S0960-1481\\(99\\)00123-8\]\(https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00123-8\).](#)

Schmidl E. « Recycling Of Fibre–Reinforced Plastics Using The Example Of Rotor Blades ». In ISWA World Congress. Deutschland, 2010.
<https://www.iswa.org/fileadmin/galleries/General%20Assembly%20and%20WC%202010%2011%20Hamburg/Presentations/Schmidl.pdf>.

Schmidt, O., Ajay G., Staffell, I., Hawkes, A. et al. « Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study ». *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017, vol.42, n°52, p.30470–30492. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435>

SDES. « Statinfo - solaire photovoltaïque_2019T4 ». 2019. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/171>

SDES. « Statinfo - solaire photovoltaïque_2019T4 ». 2019. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/171>.

Seier M et Zimmermann T. « Environmental impacts of decommissioning nuclear power plants: methodical challenges, case study, and implications ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2014, vol.19, n°12 p.1919–1932.

SFEN. « SFEN – Horizon 2050, garantir un futur bas carbone Scénarios 2050 – Etude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne - Recherche Google ». Conclusions de l'étude pour la SFEN. Compaxx Lexecon, 2020. <https://new.sfen.org/wp-content/uploads/2020/06/Etude-Compass-Lexecon-SFEN-2020.pdf>.

Shah V.P., et Ries R.J. « A characterization model with spatial and temporal resolution for life cycle impact assessment of photochemical precursors in the United States ». *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2009, vol.14, n°4, p.313–327.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-009-0084-6>.

Shimako A. « Contribution to the development of a dynamic Life Cycle Assessment method ». These

de doctorat, Toulouse, INSA, 2017. <https://www.theses.fr/2017ISAT0014>.

Singh, B. « Life cycle assessment of natural gas combined cycle power plant with post-combustion carbon capture, transport and storage ». *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010, vol.5, p. 457–466. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583610000435>

Slaoui, A. « Électricité photovoltaïque-Matériaux et marchés ». Rapport de recherche, n°8579. Strasbourg: Editions TI| Techniques de l'Ingénieur, 2019. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/archives-th12/archives-ressources-energetiques-et-stockage-tiabeb/archive-2/electricite-photovoltaique-be8579/>

Slaoui, A. « Électricité photovoltaïque-Principes ». Rapport de recherche, n°8578. Strasbourg: Editions TI| Techniques de l'Ingénieur, 2013. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/energies-renouvelables-42594210/electricite-photovoltaique-be8578/>

Société chimique de France (SCF). Nitrate d'ammonium. 2017. <http://www.societechimiquedefrance.fr/nitrate-d-ammonium-473.html>

Solarpedia. « Maintenance d'une installation photovoltaïque — Solarpedia ». 22 février 2019. http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Maintenance_d%27une_installation_photovolta%C3%AFque.

Sonnemann G et Vignon B. « Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment (LCA) Databases: A Basis for Greener Processes and Products ». Report. United Nations Environment Programme, 2011. <https://stg-wedocs-new.unep.org/handle/20.500.11822/2502>.

Sonnemann G., et Vignon B. « Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment (LCA) Databases: A Basis for Greener Processes and Products ». Report. United Nations Environment Programme, 2011. <https://stg-wedocs-new.unep.org/handle/20.500.11822/2502>.

Sonnemann, G., Vignon, B. « Global guidance principles for Life Cycle Assessment (LCA) databases: a basis for greener processes and products ». Rapport de recherche. United Nations Environment Programme, 2011. <https://stg-wedocs-new.unep.org/handle/20.500.11822/2502>

Sopori B, Basnyat P, Devayajanam S et al. « Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells ». In 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 001115-20, 2012. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2012.6317798>.

Soria B. « Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces. Cas particulier modules bifaces intégrés en façade verticale ». Phdthesis, Université de Grenoble, 2014. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01126959>.

Stamford, L., Adisa A. « Environmental impacts of photovoltaics: the effects of technological improvements and transfer of manufacturing from Europe to China ». *Energy Technology*. 2018, vol.6, n°6, p.1148–1160. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ente.201800037>

Statista. « Véhicules à batterie électrique vendus dans le monde 2005-2018 » 2019. <https://fr.statista.com/statistiques/636863/nombre-immatriculations-voitures-a-batterie-electrique->

[monde/](#).

STHDA. «Test de Student : Est-il toujours correct de comparer des moyennes? », 2020.
<http://www.sthda.com/french/wiki/test-de-student-est-il-toujours-correct-de-comparer-des-moyennes>.

Stoppato, A. « Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity Generation ». Energy, 19th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. 2008, vol.33, n°2, P.224-32. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>

Stucki M., Jungbluth N, et Leuenberger M. « Life cycle assessment of biogas production from different substrates ». Final report. Bern: Federal Department of Environment, Transport, Energy and Communications, Federal Office of Energy, 2011.

Stucki, M., Jungbluth, N. et Leuenberger, M.. « Life cycle assessment of biogas production from different substrates ». Rapport final. Suisse : Bundesamt für Energie, 2011, 84 p. http://esu-services.ch/fileadmin/download/stucki-2011-LCA_Biogas_v1.0.pdf

Succar SW, Robert H. Compressed air energy storage: theory, resources and applications for wind power. 2008.

Sullivan, J. L., Gaines, L. « Status of Life Cycle Inventories for Batteries ». Energy Conversion and Management. 2012, Vol.58, p.134-48. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.01.001>

Tan K., Liu Z., Xia L., et al. « The Influence of Fractal Size Distribution of Covers on Radon Exhalation from Uranium Mill Tailings ». Radiation Measurements. 2012, vol.47, n°2, p. 163-167. <https://doi.org/10.1016/j.radmeas.2011.11.010>.

Turconi, R., Boldrin, A. et Astrup, T. « Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations ». Renewable and sustainable energy reviews. 2013, vol.28, p.555–565. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113005534>

Turner D.B. « A Diffusion Model for an Urban Area ». Journal of Applied Meteorology and Climatology. 1964, vol.3, n°1, p.83-91. [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1964\)003<0083:ADMFAU>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1964)003<0083:ADMFAU>2.0.CO;2).

UVED. « Évaluation des impacts - Méthodes d'évaluation des impacts environnementaux ». 2013. http://stockage.univ-valenciennes.fr/EcoPEM/BoiteF/co/FC_Methodes_Evaluation_impacts.html.

Vázquez-Rowe I., Reyna J.L., García-Torres S., et al. « Is Climate Change-Centrism an Optimal Policy Making Strategy to Set National Electricity Mixes? » Applied Energy. 2015, vol.159, p.108-16. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.121>.

Velázquez-Martínez O, Valio J, Santasalo-Aarnio A, Markus et al. « A Critical Review of Lithium-Ion Battery Recycling Processes from a Circular Economy Perspective ». Batteries. 2019, vol.5, n°4, p.68. <https://doi.org/10.3390/batteries5040068>.

Verseille J. «Les Super grids / Jean Verseille (RTE) ». 2011. <http://www.smartgrids->

cre.fr/index.php?p=supergrids-rte.

Verseille, Jean. 2011. « Les Super grids / Jean Verseille (RTE) ». 2011. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=supergrids-rte>.

Vestas. « Final Report. Life Cycle Assessment Of Electricity Production from a Vestas V112 Turbine Wind Plant - PDF Free Download ». 2011. <https://docplayer.net/30167247-Final-report-life-cycle-assessment-of-electricity-production-from-a-vestas-v112-turbine-wind-plant.html>.

Vestas. « Life cycle assessment of electricity delivered from an onshore power plant based on Vestas V82-1.65 MW turbines ». 2006. <https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca%20v82165%20mw%20onshore2007.pdf>.

Viard A., Henault C. «Le protoxyde d'azote, puissant gaz à effet de serre émis par les sols agricoles : méthodes d'inventaire et leviers de réduction», OCL 2013, vol.20, n°2, p.108-118. <https://www.ocl-journal.org/articles/ocl/pdf/2013/02/ocl2013202p108.pdf>

Volgstätter C., Smolinka T., Bunger U. et al. «Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff - Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit». 2014, p.298. https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf

Waheed M.A. et Oni A.O. « Performance Improvement of a Crude Oil Distillation Unit ». Applied Thermal Engineering C. 2015, n°75, p.315-24. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.10.078>.

Wei W., Larrey-Lassalle P., Faure T., Dumoulin N., Roux P. et Mathias J.D. « How to Conduct a Proper Sensitivity Analysis in Life Cycle Assessment: Taking into Account Correlations within LCI Data and Interactions within the LCA Calculation Model ». Environmental Science & Technology. 2015, vol.49, n°1, p.377-85. <https://doi.org/10.1021/es502128k>.

Weidema B.P., Bauer C., Hischier R. « Overview and methodology: Data quality guideline for the EcoInvent database version 3 ». Rapport de recherche 1. Suisse: Centre suisse des inventaires du cycle de vie, 2013. https://www.EcoInvent.org/files/dataqualityguideline_EcoInvent_3_20130506.pdf.

Weidema, B, P. « Market information in life cycle assessment ». 2.-0 LCA consultants. 2003. Edition n°863. Danemark : Miljøstyrelsen, 2003. 147p. <https://lca-net.com/publications/show/market-information-life-cycle-assessment/>

Weidema, B. P., & Wesnæs, M. S. (1996). Data quality management for life cycle inventories—an example of using data quality indicators. Journal of Cleaner Production. 1996, vol.4, n°3-4, p.167-174. [https://doi.org/10.1016/S0959-6526\(96\)00043-1](https://doi.org/10.1016/S0959-6526(96)00043-1)

Weidema, B. P., Bauer, C., & Hischier, R. Overview and Methodology - Data quality guideline for the EcoInvent database version 3 - EcoInvent Report 1(v3). St. Gallen: The EcoInvent Centre, 2013, 169p. https://www.EcoInvent.org/files/dataqualityguideline_EcoInvent_3_20130506.pdf

Weidema, B.P., Frees, N. et Nielsen, A.M. « Marginal Production Technologies for Life Cycle Inventories ». The International Journal of Life Cycle Assessment. 1999, vol.4, n°1, p.48-56.

<https://doi.org/10.1007/BF02979395>

Wenzel H., et Hauschild M.Z « Environmental Assessment of Products: Volume 2: Scientific Background ». 1^{re} éd. Vol. 2. UK: Springer Science & Business Media, 1997.

https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=rqm4Nc5bWGUC&oi=fnd&pg=PA5&dq=Environmental+assessment+of+products:+volume+2:+scientific+background&ots=22Jvpzo36H&sig=e-qJWtsKVUABWke7vY1Xj_-phro&redir_esc=y#v=onepage&q=Environmental%20assessment%20of%20products%3A%20volume%20%3A%20scientific%20background&f=false

Wenzel, H., Hauschild, M.Z. « Environmental assessment of products: volume 2: scientific background ». Edition n°1. UK : Springer Science & Business Media, 1997, 878 p.

https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=rqm4Nc5bWGUC&oi=fnd&pg=PA5&dq=Environmental+assessment+of+products:+volume+2:+scientific+background&ots=22Jvpzo36H&sig=e-qJWtsKVUABWke7vY1Xj_-phro&redir_esc=y#v=onepage&q=Environmental%20assessment%20of%20products%3A%20volume%20%3A%20scientific%20background&f=false

Wenzel, H., Hauschild, M.Z. et Alting, L. « Environmental Assessment of Products: Volume 1: Methodology, tools and case studies in product development ». Edition n°1. UK : Springer Science & Business Media, 2000, 568 p.

https://books.google.co.ma/books?hl=fr&lr=&id=fpKprwMQ0kC&oi=fnd&pg=PR7&dq=Environmental+Assessment+of+Products:+Volume+1:+Methodology,+tools+and+case+studies+in+product+development&ots=Tf7fGYPzg1&sig=0ybWJwh8SXnIaO6h7CfjY2N9keU&redir_esc=y#v=onepage&q=Environmental%20Assessment%20of%20Products%3A%20Volume%20%3A%20Methodology%20%20tools%20and%20case%20studies%20in%20product%20development&f=false

Wikipedia. « Hornsdale Power Reserve ». Australia, 2019.

https://en.wikipedia.org/wiki/Hornsdale_Power_Reserve

Wilcoxon F. « Individual Comparisons by Ranking Methods », 1945.

<https://sci2s.ugr.es/keel/pdf/algorithm/articulo/wilcoxon1945.pdf>

Wills B.A et Finch J.A. « Wills' Mineral Processing Technology ». 8^{ème} édition. Butterworth-Heinemann: Elsevier, 2016, 512 p. <https://doi.org/10.1016/C2010-0-65478-2>.

Wills B.A. Technologie de traitement des minéraux de Wills - 7^e édition. 7^{ème} édition. Butterworth-Heinemann: Elsevier, 2006, 456 p. <https://www.elsevier.com/books/wills-mineral-processing-technology/wills/978-0-7506-4450-1>.

World Aluminium. « Cycle inventory data and environmental metrics for the primary aluminium industry ». Rapport final. France : Institut international de l'aluminium, 2015, 49 p. http://www.world-aluminium.org/media/filer_public/2017/06/28/lca_report_2015_final.pdf

World-nuclear. « Aperçu de l'extraction d'uranium - World Nuclear Association ». 2020.

<https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview.aspx>.

Xu J, Thomas H. R, Francis R.W et al. « A Review of Processes and Technologies for the Recycling

of Lithium-Ion Secondary Batteries ». *Journal of Power Sources*. 2008, Vol.177, n°2, p.512-27.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.11.074>.

Yang, C., Li, S., Yang, R. et al. « Recovery of silicon powder from kerf loss slurry waste using superconducting high gradient magnetic separation technology ». *Journal of Material Cycles and Waste Management*. 2018, vol.20, n°2, p.937–945. <https://link.springer.com/article/10.1007/s10163-017-0656-7>

Zamagni A., Buttol P., Buonamici R., et al. « D20 blue paper on life cycle sustainability analysis, deliverable 20 of work package 7 of the CALCAS project ». *Rapport de recherche 37075*. Suisse: CALCAS, 2009. https://www.leidenuniv.nl/cml/ssp/publications/calcas_report_d20.pdf.

Zamagni, A., Guinée, J.B., Heijungs, R. et al. « Lights and Shadows in Consequential LCA », *International Journal of Life Cycle Assessment*. 2012. vol.17, n°7, p.904-18.
<https://doi.org/10.1007/s11367-012-0423-x>

Zeng Y, Tong H, Quan C et al. « Theoretical Exploration towards High-Efficiency Tunnel Oxide Passivated Carrier-Selective Contacts (TOPCon) Solar Cells ». *Solar Energy*. 2017, Vol.155, p.654-60. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.014>.

Zhang X, Bauer C, Mutel C.L et al. « Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, System Variations and Their Environmental Implications ». *Applied Energy*. 2017, vol.190, p. 326-38.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.098>.

Annexes

Sommaire

Annexe A.	Inventaire de construction des moyens de production	256
Annexe B.	Inventaire de construction des moyens de stockage	278
Annexe C.	Inventaires de démantèlement des moyens de production.....	287
Annexe D.	Inventaires de recyclage	290
Annexe E.	Pyramide de recyclage.....	293
Annexe F.	Codes en langage R utilisé pour les tests statistiques	294
Annexe G.	Procédures d'analyse d'incertitude et de sensibilité	299
Annexe H.	Hypothèses sur les paramètres système	301
Annexe I.	Résultats des rejets N ₂ O de l'usine Orano de Malvési	307
Annexe J.	Résultats Radon des Mines.....	308
Annexe K.	Chaîne Radioactive de l'U238.....	325
Annexe L.	Méthodologie de calcul des FC dynamiques du Rn222.....	326
Annexe M.	Resultats d'impacts : EndPoints & MidPoints.....	346
Annexe N.	Déploiement de la filière électronucléaire en France	348
Annexe O.	Ressources pour les trois scénarios	351

Annexe A. Inventaire de construction des moyens de production

1. Eolien

Extrapolation de la source de (Crawford et al.) pour les modèles avec aimant permanent

	(McCulloch, 2000)		Vestas		Gamesa		Enerco n		(Drawford et al)	
	Vestas		V 82 1,65 MW		G902MW		E 82 2,3 MW		3 MW	
	600 kW		78 m		78 m		107 m béton		80 m	
	DFIG		DFIG		DFIG		DDGS		DFIG	
Rotor										
Aluminium (kg)	250	2,90%			50	0,10%	75	0,20%		
Acier (kg)	2500	29,40%	5700	13,50 %	3345	8,80%	1140	3,80%		
Acier inox (kg)					6888	18,10 %			730	1,80%
Cuivre (kg)					56	0,10%				
Fonte (kg)			11300	26,88 %	9446	24,80 %			19200	48,00 %
Fibre de verre (kg)	5750	67,60%	15120	35,80 %	12153	31,90 %	17362,8	57,60 %	12040	30,10 %
Epoxy (kg)			10080	23,90 %			11575,2	38,40 %	8030	20,10 %
Carbone (kg)					2988	7,90%				
Fibre de verre / plastique (kg)					186	0,50%				
Plastique (kg)					775	2,00%				
Peinture (kg)					682	1,80%				
Adhésif (kg)					1475	3,90%				
Total (kg)	8500		42200		38044		30153		4000	
Mât										
Acier (kg)	37000	99,30%	12600	93,30 %	188179	99,60 %	102829	11,50 %	158760	99,20 %
Peinture (kg)	250	0,70%			580	0,30%			1240	0,80%
Aluminium (kg)			2600	1,90%	237	0,10%				
Electroniques (kg)			2200	1,60%						
Cuivre (kg)			1300	1,00%						
Plastique (kg)			2000	1,50%						
Huile (kg)			1000	1,70%						
Béton (kg)							791000	88,50 %		
Total (kg)	37250		13510		188996		893829		160000	
Fondation										
Acier (kg)	4735	9,90%	27000	3,20%	58537	5,00%	52300	4,60%	36000	3,10%
Béton (kg)	43230	90,10%	80500 0	96,80 %	111600 0	95,00 %	109100 0	95,40 %	114000 0	96,9 %

Total (kg)	47965		83200		117453		114330		117600	
			0		7		0		0	
Nacelle + transformateur										
<i>Cuivre (kg)</i>	1000	4,30%	1600	3,20%	523	0,80%	11680	6,60%	3991	5,90%
<i>Fibre de verre / plastique (kg)</i>	750	3,30%	1800	3,60%	10	0,00%				
<i>Fibre de verre / plastique (kg)</i>					1715,7	2,50%				
<i>Aluminium (kg)</i>	1600	6,90%	500	1,0%	1035,02	1,50%	1224	0,70%	2311	0,034
<i>Acier (kg)</i>	19629	85,20%	19300	38,1%	21805,1	32,4%	90190	51,20%	36400	53,5%
<i>Fonte (kg)</i>			18000	35,6%	23638	35,1%	73178	41,50%		
<i>Acier inox (kg)</i>			7800	15,40%	15538	23,1%			24600	36,20%
<i>Plastique (kg)</i>			1000	0,02	144,49	0,002			700	0,01
<i>HDPR (kg)</i>	50	0,002								
<i>Electronique (kg)</i>			300	0,60%	905	1,30%				
<i>Huile (kg)</i>			300	0,60%	627	0,90%				
<i>Silice (kg)</i>										
<i>Peinture (kg)</i>					74	0,10%				
<i>Câbles (kg)</i>					1280	0,019				
Total (kg)	23029		50600		67295,3		176272		68002	

Extrapolation de la source de (Crawford et al.) pour les modèles avec aimant permanent

	Crawford	
	extrapolation 3	
	MW	
	80 m DDPMG	
Nacelle + transformateur		
<i>Cuivre (kg)</i>	2561	3,80%
<i>Aluminium (kg)</i>	2311	3,40%
<i>Acier (kg)</i>	36400	53,30%
<i>Acier inox (kg)</i>	24600	36,00%
<i>Plastique (kg)</i>	700	1,00%
<i>Aimant permanent (kg)</i>	1700	2,50%
Total (kg)	68272	

2. Centrale REP

- Construction de la cuve

	Puissance électrique (MW)	Masse totale y compris le couvercle (t)	Chaudière
Cuve	305	213	Chooz A (Sena) (France)
	350	220	Nok (Suisse)
	390	220	Doel 1 et 2 (Trabel) (Belgique)
	530	220	Prairie Island Unit 1 et 2 (Northern State Power) (États-Unis)
	900	330	Fessenheim tranches 1 et 2 (EDF) (France)
	1140	400	Trojan (États-Unis)
	1300	440	Paluel 1 (EDF) (France)
	1450	462	Chooz B (EDF) (France)
	1650	559	EPR™

- Construction des équipements internes

	Puissance électrique (MW)	Masse totale (t)
Équipements internes	900	135
	1450	185
	ERP	260

- Construction du générateur de vapeur

	Puissance électrique (MW)	Masse totale (t)
Générateur de vapeur	900	300
	1300	440
	1450	420
	ERP	513

3. Les panneaux PV

Capacité		93 kWp	280 kWp	156 kWp	1.3 MWp	324 kWp	450 kWp	569 kWp	570 kWp	
Type module de		stratifié single-Si	panneau mono-Si	panneau multi-Si	panneau multi-Si	panneau multi-Si	panneau mono-Si	panneau multi-Si	panneau multi-Si	
Type système de montage de		Toit incliné intégré	Toit plat monté	Toit plat monté	Toit incliné monté	Toit plat monté	Toit plat monté	Terrain ouvert	Terrain ouvert	
Emplacement		Suisse	Suisse	Suisse	Suisse	Allemagne	Allemagne	Espagne	Espagne	
Elément	Unité	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	Commentaire
Installation photovoltaïque	unit	1	1	1	1	1	1	1	1	Se réfère à la capacité ci-dessus
Rendement électrique	kWh/m2*a	131	155	120	128	141	136		198	3,85 MJ d'énergie solaire convertie par kWh
Composants / carburants										
La consommation d'électricité	kWh	7.13E+00	2.15E+01	1.19E+01	1.03E+02	2.48E+01	3.45E+01	3.60E+01	3.60E+01	Érection de plante
Consommation de diesel	MJ	0	0	0	0	0	0	7.66E+03	7.67E+03	
Poids de l'onduleur	kg	123	2420	1590	6600	2600	3535	4675	4675	Ce montant est remplacé tous les 15 ans
Système de montage	m ²	6.84E+02	2.08E+03	1.17E+03	1.01E+04	2.55E+03	3.38E+03	4.27E+03	4.27E+03	
Module photovoltaïque	m ²	7.05E+02	2.14E+03	1.21E+03	1.04E+04	2.63E+03	3.48E+03	4.29E+03	4.40E+03	Y compris 2% de remplacements pendant la durée de vie et 1% de rejets
Installations électriques (hors onduleur)										
Cuivre	Kg	7.06E+01	3.18E+02	3.03E+02	3.87E+03	3.77E+02	3.81E+02	7.41E+02	7.41E+02	Dessiné au fil
Laiton	Kg	5.46E-01	1.02E+00	6.82E-01	7.50E+00	1.36E+00	1.36E+00	1.36E+00	1.36E+00	
Zinc	Kg	1.09E+00	2.05E+00	1.36E+00	1.50E+01	2.73E+00	2.73E+00	2.73E+00	2.73E+00	
Acier	Kg	2.24E+01	4.12E+01	2.81E+01	2.90E+02	5.29E+01	5.29E+01	5.29E+01	5.29E+01	
Nylon 61	Kg	6.28E+00	1.18E+01	7.84E+00	8.63E+01	1.57E+01	1.57E+01	1.57E+01	1.57E+01	
Polyéthylène1	Kg	6.07E+01	3.15E+02	2.80E+02	3.73E+03	4.12E+02	4.17E+02	7.09E+02	7.09E+02	
Polychlorure de vinyle1	Kg	8.69E-01	2.61E+01	2.17E+01	2.36E+02	4.17E+01	4.35E+01	4.49E+01	4.49E+01	
Polycarbonate1	Kg	5.46E-02	1.02E-01	6.82E-02	7.50E-01	1.36E-01	1.36E-01	1.36E-01	1.36E-01	
Résine époxy1	Kg	5.46E-02	1.02E-01	6.82E-02	7.50E-01	1.36E-01	1.36E-01	1.36E-01	1.36E-01	
Transport										

Camion	Tkm	4.23E+03	1.82E+04	9.64E+03	8.34E+04	2.10E+04	2.96E+04	3.51E+04	3.52E+04	Modules de 500 km
Navire de fret transocéanique	Tkm	1.69E+04	7.28E+04	3.86E+04	3.34E+05	8.14E+04	1.18E+05	1.41E+05	1.41E+05	Modules de 2 000 km
Van	Tkm	8.91E+02	4.12E+03	2.24E+03	1.80E+04	4.72E+03	6.62E+03	7.96E+03	7.98E+03	Système de 100 km

4. Centrale hydraulique

Products		
Mix Hydroélectrique FR, electricity production		1 kWh
Materials/fuels		
Electricity production, hydro, run-of-river FR		0,5866 kWh
Electricity production, hydro, reservoir, lac FR		0,225 kWh
Electricity production, hydro, reservoir, éclusée FR		0,1884 kWh

Products			
Electricity production, hydro, run-of-river FR		1 kWh	
Resources			
Occupation, water courses, artificial	land	4,48E-03	m2a
Transformation, to industrial area, built up	land	5,60E-07	m2
Water, turbine use, unspecified natural origin, FR	in water	4,50E+01	m3
Transformation, to water courses, artificial	land	5,60E-05	m2
Transformation, from shrub land, sclerophyllous	land	2,83E-05	m2
Energy, potential (in hydropower reservoir), converted	in water	3,79E+00	MJ
Transformation, from pasture and meadow	land	2,83E-05	m2
Occupation, industrial area, built up	land	4,48E-05	m2a
Materials/fuels			
Hydropower plant, run-of-river FLURY 2012		7,20E-10	p
Lubricating oil {GLO} market for APOS, U		1,22E-07	kg
Emissions to water			
Water, FR	river	45	m3
Oils, unspecified	river	8,48E-08	kg
Emissions to soil			
Oils, unspecified		3,8E-08	kg

Products			
Hydropower plant, run-of-river FLURY 2012		1 p	
Materials/fuels			
Cement, unspecified {CH} market for cement, unspecified Sans Transports		5,78E+06 kg	
Copper {GLO} treatment of used cable APOS, U		2,22E+04 kg	
Copper {RER} production, primary APOS, U		6,03E+03 kg	
Copper {RER} treatment of scrap by electrolytic refining APOS, U		2,22E+03 kg	
Explosive, tovox {CH} production APOS, U		1,94E+03 kg	
Gravel, round {RoW} gravel and sand quarry operation APOS, U		5,03E+07 kg	
Reinforcing steel {RER} production APOS, U		4,73E+05 kg	
Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {RER} production APOS, U		9,22E+04 kg	
Steel, low-alloyed, hot rolled {RER} production APOS, U		1,27E+06 kg	
Tap water {Europe without Switzerland} market for APOS, U		3,19E+06 kg	
Electricity/heat			
Diesel, burned in building machine {GLO} processing APOS, U		1,45E+07 MJ	
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U		1,54E+06 kWh	
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 APOS, U		5,84E+05 tkm	
Transport, freight train {Europe without Switzerland} market for APOS, U		5,84E+05 tkm	
Emissions to air			
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	low. pop.	1,46E+02 kg	
Particulates, > 10 um	low. pop.	5,17E+02 kg	
Water/m3		0,00E+00 m3	
Particulates, < 2.5 um	low. pop.	2,58E+01 kg	
Heat, waste		5,54E+06 MJ	
Emissions to water			
Water, Europe without Switzerland			0 m3
Waste to treatment			
Waste reinforced concrete {Europe without Switzerland} treatment of waste reinforced concrete, recycling APOS, U		1,58E+07 kg	
Waste reinforcement steel {CH} market for waste reinforcement steel APOS, U		1,36E+06 kg	
Waste concrete, not reinforced {Europe without Switzerland} treatment of waste concrete, not reinforced, collection for final disposal APOS, U		4,08E+07 kg	

Products			
Electricity production, hydro, reservoir, lac FR		1 kWh	
Resources			
Volume occupied, reservoir	in water	1,64E-01	m3y
Water, turbine use, unspecified natural origin, FR	in water	1,40E+00	m3
Energy, potential (in hydropower reservoir), converted	in water	3,79E+00	MJ
Occupation, water bodies, artificial	land	3,62E-03	m2a
Transformation, from unknown	land	2,44E-05	m2
Transformation, to industrial area, built up	land	2,41E-07	m2
Transformation, to water bodies, artificial	land	2,41E-05	m2
Occupation, industrial area, built up	land	3,62E-05	m2a
Materials/fuels			
Lubricating oil {GLO} market for APOS, U		7,56E-06	kg
Hydropower plant, reservoir, alpine region {FR} construction Alloc Def, U		7,90E-11	p
Sulfur hexafluoride, liquid {GLO} market for APOS, U		3,40E-10	kg
Electricity/heat			
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U		0,00E+00	kWh
Emissions to air			
Methane, biogenic	low. pop.	2,64E-07	kg
Dinitrogen monoxide	low. pop.	7,70E-08	kg
Water/m3		1,75E+00	l
Carbon dioxide, land transformation	low. pop.	1,36E-03	kg
Sulfur hexafluoride	low. pop.	3,40E-10	kg
Heat, waste	low. pop.	1,58E-01	MJ
Emissions to water			
Water, FR		1,40E+00	m3
Oils, unspecified	river	2,27E-08	kg
Emissions to soil			
Oils, unspecified	industrial	9,76E-09	kg
Waste to treatment			
Waste mineral oil {Europe without Switzerland} market for waste mineral oil APOS, U		7,56E-06	kg
Products			
Electricity production, hydro, reservoir, éclusée FR		1 kWh	
Resources			
Volume occupied, reservoir	in water	8,24E-02	m3y
Water, turbine use, unspecified natural origin, FR	in water	4,50E+01	m3
Energy, potential (in hydropower reservoir), converted	in water	3,79E+00	MJ
Occupation, water courses, artificial	land	1,63E-02	m2a
Transformation, from shrub land, sclerophyllous	land	1,02E-04	m2
Transformation, to industrial area, built up	land	5,60E-07	m2
Transformation, from pasture and meadow	land	1,02E-04	m2
Occupation, industrial area, built up	land	4,48E-05	m2a
Transformation, to water courses, artificial	land	2,04E-04	m2
Materials/fuels			
Lubricating oil {GLO} market for APOS, U		1,22E-07	kg
Hydropower plant, reservoir, éclusée Flury FR		1,77E-10	p
Sulfur hexafluoride, liquid {GLO} market for APOS, U		0,00E+00	kg
Emissions to air			
Water/m3		5,71E+00	l
Emissions to water			
Water, FR		4,50E+01	m3
Oils, unspecified	river	8,40E-08	kg
Emissions to soil			
Oils, unspecified	industrial	3,80E-08	kg
Waste to treatment			
Waste mineral oil {Europe without Switzerland} market for waste mineral oil APOS, U		0,00E+00	kg

Products			
Hydropower plant, reservoir, éclusée Flury FR		1 p	
Materials/fuels			
Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {RER} production APOS, U	6,18E+02	kg	
Reinforcing steel {RER} production APOS, U	4,99E+04	kg	
Explosive, tovox {CH} production APOS, U	5,95E+05	kg	
Tap water {RER} market group for APOS, U	4,63E+06	kg	
Steel, low-alloyed, hot rolled {RER} production APOS, U	1,39E+03	kg	
Gravel, round {CH} gravel and sand quarry operation APOS, U	1,11E+06	kg	
Concrete, normal {CH} unreinforced concrete production, with cement CEM II/A APOS, U	6,30E+02	m3	
Copper {RER} production, primary APOS, U	4,11E+01	kg	
Copper {RER} treatment of scrap by electrolytic refining APOS, U	1,53E+01	kg	
Copper {GLO} treatment of used cable APOS, U	1,52E+02	kg	
Polyethylene, high density, granulate {RER} production APOS, U	9,05E+03	kg	
Polyvinylchloride, emulsion polymerised {RER} polyvinylchloride production, emulsion polymerisation APOS, U	1,95E+03	kg	
Cast iron {RER} production APOS, U	2,72E+04	kg	
Aluminium, primary, ingot {IAI Area, EU27 & EFTA} market for APOS, U	2,68E+01	kg	
Lead {RER} treatment of scrap acid battery, remelting APOS, U	1,62E+01	kg	
Flat glass, uncoated {RER} production APOS, U	5,63E-01	kg	
Sawnwood, beam, softwood, raw, dried (u=10%) {CH} beam, softwood, raw, kiln drying to u=10% APOS, U	3,59E-02	m3	
Argon, liquid {RER} production APOS, U	6,73E+00	kg	
Electricity/heat			
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U	1,02E+03	kWh	
Diesel, burned in building machine {GLO} market for APOS, U	5,33E+04	MJ	
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	5,45E+04	tkm	
Transport, freight train {FR} processing APOS, U	4,98E+04	tkm	
Emissions to air			
Particulates, < 2.5 um	low. pop.	0,00E+00	kg
Particulates, > 10 um	low. pop.	0,00E+00	kg
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	low. pop.	0,00E+00	kg
Heat, waste		1,02E+03	MJ
Emissions to water			
Water, RER		0,00E+00	m3
Waste to treatment			
Waste reinforced concrete {Europe without Switzerland} treatment of waste reinforced concrete, recycling APOS, U	1,43E+06	kg	
Waste concrete gravel {CH} treatment of, collection for final disposal APOS, U	1,11E+06	kg	
Waste reinforcement steel {CH} treatment of, recycling APOS, U	9,05E+03	kg	
Wastewater, average {Europe without Switzerland} treatment of wastewater, average, capacity 1E9/year APOS, U	1,84E+00	m3	
Municipal solid waste {FR} treatment of, incineration APOS, U	1,06E+01	kg	
Waste polyethylene {CH} treatment of, municipal incineration APOS, U	9,05E+03	kg	
Waste polyvinylchloride {CH} treatment of, municipal incineration APOS, U	1,95E+03	kg	
Waste bulk iron, excluding reinforcement {Europe without Switzerland} treatment of waste bulk iron, excluding reinforcement, sorting plant APOS, U	2,72E+04	kg	
Waste glass {Europe without Switzerland} treatment of waste glass, municipal incineration APOS, U	5,63E-01	kg	
Waste wood, untreated {CH} treatment of, municipal incineration APOS, U	2,75E+01	kg	

Products		
Cement, unspecified {CH} market for cement, unspecified Sans Transports	1	kg
Materials/fuels		
Cement, unspecified {CH} cement, alternative constituents 21-35% to generic market for cement, unspecified APOS, U	2,5221E-02	kg
Cement, unspecified {CH} cement, alternative constituents 6-20% to generic market for cement, unspecified APOS, U	6,3053E-01	kg
Cement, unspecified {CH} cement, blast furnace slag 18-30% and 18-30% other alternative constituents to generic market for cement, unspecified APOS, U	4,4662E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, blast furnace slag 31-50% and 31-50% other alternative constituents to generic market for cement, unspecified APOS, U	4,4662E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, blast furnace slag 36-65%, non-US to generic market for cement, unspecified APOS, U	1,1612E-02	kg
Cement, unspecified {CH} cement, blast furnace slag 81-95%, non-US to generic market for cement, unspecified APOS, U	4,4662E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, blast furnace slag, 66-80%, non-US to generic market for cement, unspecified APOS, U	6,6994E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, Portland to generic market for cement, unspecified APOS, U	1,8495E-01	kg
Cement, unspecified {CH} cement, pozzolana and fly ash 11-35%, non-US to generic market for cement, unspecified APOS, U	4,4662E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, pozzolana and fly ash 36-55%, non-US to generic market for cement, unspecified APOS, U	4,4662E-04	kg
Cement, unspecified {CH} cement, unspecified, import from Europe APOS, U	1,4478E-01	kg

5. Gaz naturel

Products			
electricity production, natural gas, combined cycle power plant FR		1 kWh	
Resources			
Water, cooling, unspecified natural origin, FR	in water	5,790E-02	m3
Materials/fuels			
Water, completely softened, from decarbonised water, at user {RER} production APOS, U		5,059E-02	kg
Water, decarbonised, at user {RER} water production and supply, decarbonised APOS, U		1,686E+00	kg
Natural gas, high pressure {FR} market for APOS, U		2,162E-01	m3
Gas power plant, combined cycle, 400MW electrical {RER} construction APOS, U		2,351E-11	p
Emissions to air			
Benzo(a)pyrene	low. pop.	4,460E-12	kg
Methane, fossil	low. pop.	8,186E-06	kg
Ethane	low. pop.	1,155E-05	kg
Pentane	low. pop.	9,696E-06	kg
Toluene	low. pop.	1,265E-08	kg
Sulfur dioxide	low. pop.	4,822E-06	kg
Manganese	low. pop.	6,585E-10	kg
Acetaldehyde	low. pop.	6,745E-09	kg
Hexane	low. pop.	6,686E-06	kg
Cadmium	low. pop.	1,905E-09	kg
Formaldehyde	low. pop.	2,723E-07	kg
Acetic acid	low. pop.	1,020E-06	kg
Butane	low. pop.	7,807E-06	kg
Water/m3		7,108E-04	m3
Nickel	low. pop.	3,634E-09	kg
Propane	low. pop.	5,944E-06	kg
Selenium	low. pop.	4,140E-11	kg
Dinitrogen monoxide	low. pop.	8,237E-06	kg
Carbon dioxide, fossil	low. pop.	4,502E-01	kg
Beryllium	low. pop.	2,082E-11	kg
Carbon monoxide, fossil	low. pop.	1,855E-05	kg
Particulates, < 2.5 um	low. pop.	4,140E-06	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	low. pop.	6,745E-08	kg
Mercury	low. pop.	5,800E-10	kg
Lead	low. pop.	8,684E-10	kg
Acenaphthene	low. pop.	6,686E-12	kg
Chromium	low. pop.	2,420E-09	kg
Nitrogen oxides	low. pop.	2,150E-04	kg
Arsenic	low. pop.	3,465E-10	kg
Propionic acid	low. pop.	1,349E-07	kg
Cobalt	low. pop.	1,450E-10	kg
Benzene	low. pop.	7,605E-09	kg
Emissions to water			
Water, FR		5,892E-02	m3
Waste to treatment			
Residue from cooling tower {GLO} market for APOS, U		8,431E-06	kg

6.

7. Biomasse solide

Products			
Electricity Production wood biomass	0,144	kWh	
Materials/fuels			
Chipping bundles	2,78E-04	m3	
Biomass sawmill	1,90E-04	m3	
Electricity/heat			
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U	3,08E-03	kWh	
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	4,56E-04	tkm	
Heat and power co-generation unit, 1MW electrical, common components for heat+electricity {RER} construction	4,83E-10	p	
Heat and power co-generation unit, 1MW electrical, components for electricity only {RER} construction	4,83E-10	p	
Mini CHP plant, common components for heat+electricity {CH} construction APOS, U	2,42E-10	p	
Emissions to air			
Sulfur dioxide		1,80E-07	kg
Particulates		6,25E-06	kg
Carbon monoxide, biogenic		1,24E-04	kg
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin		1,24E-05	kg
Methane, biogenic		9,31E-06	kg
Nitrogen oxides		9,22E-05	kg
Dinitrogen monoxide		7,44E-06	kg
Waste to treatment			
Wood ash mixture, pure {Europe without Switzerland} treatment of wood ash mixture, pure, sanitary landfill APOS, U	9,53E-04	kg	

Products		
Chipping bundles		1 m3
Materials/fuels		
Biomass bundles	4,55E-01	m3
Lubricating oil {RER} production APOS, U	9,45E-03	kg
Printing ink, offset, without solvent, in 47.5% solution state {RER} printing ink production, offset, product in 47.5% solution state APOS, U	7,13E-05	kg
Chemical, inorganic {GLO} market for chemicals, inorganic APOS, U	2,39E-03	kg
Steel, unalloyed {RER} steel production, converter, unalloyed APOS, U	5,81E-03	kg
Sheet rolling, steel {RER} processing APOS, U	5,81E-03	kg
Polyethylene, high density, granulate {RER} production APOS, U	1,73E-02	kg
Solid unbleached board {RER} production APOS, U	3,21E-04	kg
Electricity/heat		
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U	2,07E+00	kWh
Emissions to air		
Carbon dioxide, biogenic	3,34E+00	kg
Carbon monoxide, biogenic	1,69E-03	kg
Nitrogen oxides	3,78E-03	kg
Particulates, < 2.5 um	1,62E-03	kg
Sulfur dioxide	8,81E-05	kg
Acetaldehyde	2,14E-06	kg
Ammonia	6,10E-05	kg
Arsenic	3,52E-08	kg
Benzene	3,20E-05	kg
Benzene, ethyl-	1,06E-06	kg
Benzene, hexachloro-	2,54E-13	kg
Benzo(a)pyrene	1,75E-08	kg
Bromine	2,11E-06	kg
Calcium	2,05E-04	kg
Cadmium	2,45E-08	kg
Chlorine	6,35E-06	kg
Chromium	1,39E-07	kg
Chromium VI	1,41E-09	kg
Copper	7,74E-07	kg
Dinitrogen monoxide	8,81E-05	kg
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	1,09E-12	kg
Fluorine	1,77E-06	kg
Formaldehyde	4,57E-06	kg
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	3,20E-05	kg
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	1,09E-04	kg
Lead	8,81E-07	kg
Magnesium	1,26E-05	kg
Manganese	5,99E-06	kg
Mercury	1,06E-08	kg
Methane, biogenic	1,41E-05	kg
m-Xylene	4,21E-06	kg
Nickel	2,11E-07	kg
NMVOOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	2,11E-05	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	3,93E-07	kg
Phenol, pentachloro-	2,85E-10	kg
Phosphorus	1,06E-05	kg
Potassium	8,24E-04	kg
Sodium	4,57E-05	kg
Toluene	1,06E-05	kg
Zinc	1,06E-05	kg
Waste to treatment		
Wood ash mixture, pure {Europe without Switzerland} treatment of wood ash mixture, pure, sanitary landfill APOS, U	9,45E-02	kg
Hazardous waste, for underground deposit {DE} treatment of hazardous waste, underground deposit APOS, U	1,14E-03	kg
Municipal solid waste {CH} treatment of, sanitary landfill APOS, U	4,00E-02	kg

Products		
Biomass bundles		1 m3
Materials/fuels		
Transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO5 APOS, U	0,275	tkm
Bundling	0,454	p

Products		
Bundling		1 p
Materials/fuels		
Tractor, 4-wheel, agricultural {CH} production APOS, U	6,680E-02	kg
Agricultural machinery, unspecified {CH} production APOS, U	1,520E-01	kg
Diesel {Europe without Switzerland} market for APOS, U	7,430E-01	kg
Shed {CH} construction APOS, U	2,470E-04	m2
Nylon 6 {GLO} market for APOS, U	2,000E-01	kg
Pulpwood, softwood, measured as solid wood under bark {DE} softwood for	1,680E-01	m3
Emissions to air		
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	1,720E-03	kg
Nitrogen oxides	3,080E-02	kg
Carbon monoxide, fossil	3,900E-03	kg
Carbon dioxide, fossil	2,310E+00	kg
Sulfur dioxide	7,490E-04	kg
Methane, fossil	9,580E-05	kg
Benzene	5,420E-06	kg
Particulates, < 2.5 um	3,530E-03	kg
Cadmium	7,430E-09	kg
Chromium	3,710E-08	kg
Copper	1,260E-06	kg
Dinitrogen monoxide	8,910E-05	kg
Nickel	5,200E-08	kg
Zinc	7,430E-07	kg
Benzo(a)pyrene	2,230E-08	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	2,440E-06	kg
Ammonia	1,490E-05	kg
Selenium	7,430E-09	kg
Emissions to soil		
Zinc	9,980E-05	kg
Lead	1,710E-07	kg
Cadmium	3,820E-08	kg

Products		
Biomass sawmill		1 m3
Materials/fuels		
Pulpwood, softwood, measured as solid wood under bark {Europe without Switzerland} market for APOS, U	7,130E-02	m3
Lubricating oil {RER} production APOS, U	8,830E-03	kg
Printing ink, offset, without solvent, in 47.5% solution state {RER} printing ink production, offset, product in 47.5% solution state APOS, U	6,670E-05	kg
Chemical, inorganic {GLO} market for chemicals, inorganic APOS, U	2,230E-03	kg
Steel, unalloyed {RER} steel production, converter, unalloyed APOS, U	5,430E-03	kg
Sheet rolling, steel {RER} processing APOS, U	5,430E-03	kg
Polyethylene, high density, granulate {RER} production APOS, U	1,670E-02	kg
Solid unbleached board {RER} production APOS, U	3,000E-04	kg
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	4,100E+00	tkm
Transport, freight train {FR} processing APOS, U	3,400E+00	tkm
Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO} processing APOS, U	2,680E+00	tkm
Sawmill {Europe without Switzerland} construction APOS, U	1,330E-08	p
Electricity/heat		
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U	1,930E+00	kWh
Emissions to air		
Carbon dioxide, biogenic	3,120E+00	kg
Carbon monoxide, biogenic	1,580E-03	kg
Nitrogen oxides	3,530E-03	kg
Particulates, < 2.5 um	1,510E-03	kg
Sulfur dioxide	8,230E-05	kg
Acetaldehyde	2,000E-06	kg
Ammonia	5,700E-05	kg
Arsenic	3,290E-08	kg
Benzene	2,990E-05	kg
Benzene, ethyl-	9,870E-07	kg
Benzene, hexachloro-	2,370E-13	kg
Benzo(a)pyrene	1,640E-08	kg
Bromine	1,970E+06	kg
Calcium	1,920E-04	kg
Cadmium	2,300E-08	kg
Chlorine	5,920E-06	kg
Chromium	1,300E-07	kg
Chromium VI	1,320E-09	kg
Copper	7,230E-07	kg
Dinitrogen monoxide	8,230E-05	kg
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	1,020E-12	kg
Fluorine	1,650E-06	kg
Formaldehyde	4,270E-06	kg
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	2,990E-05	kg
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	1,020E-04	kg
Lead	8,230E-07	kg
Magnesium	1,180E-05	kg
Manganese	5,600E-06	kg
Mercury	9,870E-09	kg
Methane, biogenic	1,320E-05	kg
m-Xylene	3,930E-06	kg
Nickel	1,970E-07	kg
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	1,970E-05	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	3,670E-07	kg
Phenol, pentachloro-	2,660E-10	kg
Phosphorus	9,870E-06	kg
Potassium	7,700E-04	kg
Sodium	4,270E-05	kg
Toluene	9,870E-06	kg
Zinc	9,870E-06	kg
Waste to treatment		
Wood ash mixture, pure {Europe without Switzerland} treatment of wood ash mixture, pure, sanitary landfill APOS, U	8,330E-02	kg
Hazardous waste, for underground deposit {DE} treatment of hazardous waste, underground deposit APOS, U	1,070E-03	kg
Municipal solid waste {CH} treatment of, sanitary landfill APOS, U	3,730E-02	kg

8. Biogaz

Products			
Production Electricity Biogas FR		0,0983 kWh	
Materials/fuels			
Heat and power co-generation unit, 1MW electrical, components for electricity only {RER} construction		5,00E-09 p	
biogas, from maize silage, co-digestion		4,40E-02 m3	
Lubricating oil {GLO} market for APOS, U		3,00E-05 kg	
Heat and power co-generation unit, 1MW electrical, common components for heat+electricity {RER} construction		5,00E-09 p	
Heat and power co-generation unit, 1MW electrical, components for heat only {RER} construction		5,00E-09 p	
Emissions to air			
NMVOOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	low. pop.	1,40E-05 kg	
Dinitrogen monoxide	low. pop.	5,00E-07 kg	
Carbon dioxide, biogenic	low. pop.	8,09E-02 kg	
Methane, biogenic	low. pop.	1,02E-04 kg	
Carbon monoxide, biogenic	low. pop.	3,05E-04 kg	
Platinum	low. pop.	7,00E-12 kg	
Sulfur dioxide	low. pop.	2,10E-05 kg	
Heat, waste	low. pop.	1,00E+00 MJ	
Formaldehyde	low. pop.	8,12E-07 kg	
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	low. pop.	4,51E-07 kg	
Particulates, < 2.5 um	low. pop.	2,06E-07 kg	
Particulates, > 10 um	low. pop.	1,97E-06 kg	
Benzo(a)pyrene	low. pop.	1,00E-12 kg	
Acetaldehyde	low. pop.	1,10E-07 kg	
Acrolein	low. pop.	1,00E-08 kg	
Propanal	low. pop.	2,00E-08 kg	
Acetone	low. pop.	2,00E-08 kg	
1-Butanol	low. pop.	1,00E-08 kg	
Benzaldehyde	low. pop.	2,00E-08 kg	
Nitrogen oxides	low. pop.	1,66E-04 kg	
Waste to treatment			
Waste mineral oil {Europe without Switzerland} market for waste mineral oil APOS, U		3,00E-05 kg	

Products			
biogas, from maize silage, co-digestion		1 m3	
Materials/fuels			
Anaerobic digestion plant, agricultural {CH} construction		9,62E-08 p	
Electricity/heat			
Electricity, low voltage {FR} market for APOS, U		3,17E-02 kWh	
Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation		5,10E-02 kWh	
Transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO5 {RE}		0,00E+00 tkm	
Transport, tractor and trailer, agricultural {CH} process		0,00E+00 tkm	
Emissions to air			
Ammonia		2,79E-4+(0) kg	
Carbon dioxide, biogenic		1,64E-02 kg	
Methane, biogenic		1,13E-02 kg	
Hydrogen sulfide		1,26E-03 kg	
Dinitrogen monoxide		3,38E-04 kg	
Heat, waste		1,50E+00 MJ	

9. Charbon

Products			
Electricity Production Coal Havre + Cordemais + Saint Avold		1 kWh	
Avoided products			
Gypsum, mineral {GLO} market for APOS, U		9,080E-03 kg	
Resources			
Water, cooling, unspecified natural origin, FR	in water	5,209E-02	m3
Materials/fuels			
Water, decarbonised, at user {GLO} market for APOS, U		1,471E+00 kg	
Light fuel oil {Europe without Switzerland} market for APOS, U		1,668E-04 kg	
Hard coal {WEU} market for APOS, U		3,430E-01 kg	
Chlorine, gaseous {RER} market for APOS, U		9,809E-05 kg	
SOx retained, in hard coal flue gas desulfurisation {GLO} market for APOS, U		8,985E-04 kg	
Hard coal power plant construction, 600MW Koorneef 2008		8,421E-11 p	
Water, completely softened, from decarbonised water, at user {GLO} market for APOS, U		5,886E-02 kg	
Limestone, unprocessed {CH} market for limestone, unprocessed APOS, U		5,640E-03 kg	
Quicklime, milled, packed {GLO} market for APOS, U		1,000E-05 kg	
Emissions to air			
Antimony	low. pop.	1,285E-08	kg
Arsenic	low. pop.	7,720E-08	kg
Barium	low. pop.	4,120E-07	kg
Benzene	low. pop.	2,129E-06	kg
Benzo(a)pyrene	low. pop.	1,962E-12	kg
Boron	low. pop.	3,610E-06	kg
Bromine	low. pop.	2,099E-06	kg
Butane	low. pop.	1,864E-07	kg
Cadmium	low. pop.	1,619E-09	kg
Carbon dioxide, fossil	low. pop.	8,050E-01	kg
Carbon monoxide, fossil	low. pop.	7,847E-05	kg
Chromium	low. pop.	3,629E-08	kg
Chromium VI	low. pop.	4,493E-09	kg
Cobalt	low. pop.	1,785E-08	kg
Copper	low. pop.	4,718E-08	kg
Dinitrogen monoxide	low. pop.	4,905E-06	kg
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	low. pop.	6,866E-14	kg
Ethane	low. pop.	4,022E-07	kg
Formaldehyde	low. pop.	5,689E-07	kg
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	low. pop.	2,148E-06	kg
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	low. pop.	2,119E-06	kg
Hydrogen chloride	low. pop.	7,680E-06	kg
Hydrogen fluoride	low. pop.	1,380E-06	kg
Iodine	low. pop.	9,025E-07	kg
Lead	low. pop.	2,237E-07	kg
Lead-210	low. pop.	3,875E-04	kBq
Manganese	low. pop.	9,711E-08	kg
Mercury	low. pop.	6,770E-09	kg
Methane, fossil	low. pop.	1,130E-03	kg
Molybdenum	low. pop.	6,965E-09	kg
Nickel	low. pop.	1,030E-07	kg
Nitrogen oxides	low. pop.	1,030E+00	g

PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	low. pop.	3,552E-08	kg
Particulates, < 2.5 um	low. pop.	1,733E-05	kg
Particulates, > 10 um	low. pop.	1,110E-03	kg
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	low. pop.	5,000E-05	kg
Pentane	low. pop.	1,442E-06	kg
Polonium-210	low. pop.	7,082E-04	kBq
Potassium-40	low. pop.	1,256E-04	kBq
Propane	low. pop.	3,433E-07	kg
Propene	low. pop.	1,569E-07	kg
Radium-226	low. pop.	1,001E-04	kBq
Radium-228	low. pop.	5,268E-05	kBq
Radon-220	low. pop.	2,776E-03	kBq
Radon-222	low. pop.	4,924E-03	kBq
Selenium	low. pop.	1,030E-07	kg
Strontium	low. pop.	4,247E-07	kg
Sulfur dioxide	low. pop.	7,100E-01	g
Thorium-228	low. pop.	2,835E-05	kBq
Thorium-232	low. pop.	4,453E-05	kBq
Toluene	low. pop.	1,069E-06	kg
Uranium-238	low. pop.	8,328E-05	kBq
Vanadium	low. pop.	8,554E-08	kg
Water/m3		1,354E-03	m3
Xylene	low. pop.	9,044E-06	kg
Zinc	low. pop.	1,020E-06	kg
Ammonia		4,703E-05	kg
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin		9,106E-05	kg
Emissions to water			
Water, FR		5,227E-02	m3
Mercury		3,220E-09	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons		5,490E-09	kg
Nitrate		2,684E-05	kg
Waste to treatment			
Hard coal ash {GLO} market for APOS, U	2,766E-03	kg	
Residue from cooling tower {GLO} market for APOS, U	4,905E-05	kg	

Products			
Hard coal power plant construction, 600MW Koomeef 2008		1 p	
Resources			
Transformation, from unknown	land	1,247E+05	m2
Transformation, to traffic area, road network	land	3,990E+04	m2
Occupation, construction site	land	2,494E+05	m2a
Transformation, to industrial area	land	8,480E+04	m2
Occupation, traffic area, road network	land	1,038E+06	m2a
Occupation, industrial area	land	2,205E+06	m2a
Materials/fuels			
Stone wool {RoW} stone wool production APOS, U	5,710E+02	ton	
Aluminium, wrought alloy {RER} treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at remelter APOS, U	4,455E+01	ton	
Aluminium, wrought alloy {RER} treatment of aluminium scrap, new, at remelter APOS, U	1,473E+02	ton	
Aluminium, wrought alloy {GLO} aluminium ingot, primary, to market APOS, U	3,386E+01	ton	
Steel, low-alloyed, hot rolled {RER} production APOS, U	3,490E+03	ton	
Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for APOS, U	4,010E+02	ton	
Aluminium, primary, ingot {IAI Area, EU27 & EFTA} production APOS, U	1,594E+01	ton	
Aluminium, cast alloy {RER} treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at refiner APOS, U	3,007E+01	ton	
Aluminium, cast alloy {RER} treatment of aluminium scrap, new, at refiner APOS, U	6,023E+01	ton	
Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {GLO} market for APOS, U	3,898E+02	ton	
Reinforcing steel {GLO} market for APOS, U	4,092E+04	ton	
Copper {GLO} market for APOS, U	7,100E+02	ton	
Concrete, normal {RoW} unreinforced concrete production, with cement CEM II/A APOS, U	5,321E+04	m3	
Concrete, normal {RoW} unreinforced concrete production, with cement CEM II/B APOS, U	9,390E+03	m3	
Electricity/heat			
Diesel, burned in building machine {GLO} market for APOS, U	4,620E+02	TJ	
Electricity, medium voltage {FR} market for APOS, U	1,500E+04	MWh	
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 APOS, U	1,404E+07	tkm	
Waste to treatment			
Waste reinforced concrete {Europe without Switzerland} market for waste reinforced concrete APOS, U	8,000E+07	kg	
Waste polyethylene/polypropylene product {Europe without Switzerland} market for waste polyethylene/polypropylene product APOS, U	4,000E+05	kg	
Waste mineral wool {Europe without Switzerland} market for waste mineral wool APOS, U	3,640E+02	ton	

10. Géothermie

Products		
Electricity Production Soultz-Sous-Forêt Geothermal FR		1 kWh
Materials/fuels		
Power Plant Soultz-Sous-Forêts	2,588E-09	p

Products		
Power Plant Sultz-Sous-Forêts	1	p
Materials/fuels		
ORC Sultz Sous Forêt	1	p
Forage Sultz-Sous-Forêt	3	p
Enhancement Sultz sous Foret	1	p
Pompes Sultz sous Forêts	1	p

Products		
ORC Sultz Sous Forêt	1	p
Materials/fuels		
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	4,29E+05	tkm
Reinforcing steel {RER} production APOS, U	2,66E+05	kg
Lubricating oil {RER} production APOS, U	5,41E+04	kg
Metal working, average for steel product manufacturing {RER} processing APOS, U	2,66E+05	kg
Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {RER} production APOS, U	9,17E+04	kg
Copper {GLO} market for APOS, U	3,00E+04	kg
Propane {GLO} market for APOS, U	2,73E+02	kg
Phosphoric acid, industrial grade, without water, in 85% solution state {RER} purification of wet-process phosphoric acid to industrial grade, product in 85% solution state APOS, U	3,00E+04	kg
Metal working, average for chromium steel product manufacturing {RER} processing APOS, U	9,17E+04	kg
Metal working, average for copper product manufacturing {RER} processing APOS, U	3,00E+04	kg
Building, hall, steel construction {CH} building construction, hall, steel construction APOS, U	4,91E+02	m2
Glass wool mat {CH} production APOS, U	6,01E+02	kg
Transformer, high voltage use {GLO} production APOS, U	5,46E+03	kg
Diesel, burned in building machine {GLO} processing APOS, U	3,22E+06	MJ
Waste to treatment		
Scrap steel {Europe without Switzerland} treatment of scrap steel, inert material landfill APOS, U	3,35E+06	kg
Hazardous waste, for underground deposit {DE} treatment of hazardous waste, underground deposit APOS, U	3,00E+04	kg
Waste mineral oil {Europe without Switzerland} treatment of waste mineral oil, hazardous waste incineration APOS, U	5,41E+04	kg

Products		
Enhancement Sultz sous Foret	1	p
Materials/fuels		
Water, decarbonised, at user {GLO} market for APOS, U	5,44E+06	kg
Sodium chloride, powder {RER} production APOS, U	7,65E+04	kg
Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state {RER} market for APOS, U	1,76E+05	kg
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	3,88E+04	tkm
Diesel, burned in building machine {GLO} processing APOS, U	2,81E+05	MJ

Products		
Forage Sultz-Sous-Forêt		1 p
Materials/fuels		
Diesel, burned in building machine {GLO} market for APOS, U	2,00E+07	MJ
Cement, Portland {Europe without Switzerland} production APOS, U	2,04E+05	kg
Reinforcing steel {RER} production APOS, U	5,57E+05	kg
Cement, blast furnace slag 18-30% and 18-30% other alternative constituents {Europe without Switzerland} production APOS, U	2,45E+04	kg
Bentonite {DE} quarry operation APOS, U	4,40E+04	kg
Sodium chloride, powder {RER} production APOS, U	2,53E+05	kg
Silica sand {DE} production APOS, U	7,50E+03	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state {RER} chlor-alkali electrolysis, mercury cell APOS, U	1,40E+04	kg
Lubricating oil {RER} production APOS, U	0,00E+00	kg
Soda ash, dense {GLO} market for APOS, U	3,00E+03	kg
Water, decarbonised, at user {RER} water production and supply, decarbonised APOS, U	5,55E+06	kg
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 APOS, U	2,50E+05	tkm
Chemical, inorganic {GLO} market for chemicals, inorganic APOS, U	1,41E+04	kg
Metal working, average for steel product manufacturing {RER} processing APOS, U	5,57E+05	kg
Transport, freight train {FR} processing APOS, U	6,80E+05	tkm
Waste to treatment		
Drilling waste {GLO} market for APOS, U	1,45E+06	kg

Products		
Pompes Sultz sous Forêts		1 p
Materials/fuels		
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5 {RER} transport, fr	1,19E+05	tkm
Reinforcing steel {RER} production APOS, U	1,11E+05	kg
Metal working, average for steel product manufacturing {RER} proce	1,11E+05	kg
Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO} processing APOS	5,91E+04	tkm
Waste to treatment		
Waste reinforcement steel {RoW} treatment of waste reinforcement	1,11E+05	kg

11. Fioul

Products			
Electricity fioul FR CETAC		1 kWh	
Resources			
Water, cooling, unspecified natural origin, AT	in water	6,776E-02	m3
Materials/fuels			
Water, decarbonised, at user {GLO} market for APOS, U	6,406E-01	kg	
Limestone, crushed, washed {RoW} market for limestone, crushed, washed APOS, U	1,763E-02	kg	
Ammonia, liquid {RER} market for APOS, U	8,097E-04	kg	
Water, completely softened, from decarbonised water, at user {GLO} market for APOS, U	1,281E-01	kg	
Oil power plant, 500MW {GLO} market for APOS, U	4,545E-11	p	
Heavy fuel oil {Europe without Switzerland} market for APOS, U	3,109E-01	kg	
Emissions to air			
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	high. pop.	4,089E-06	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	high. pop.	2,306E-08	kg
Hydrogen chloride	high. pop.	5,778E-07	kg
Mercury	high. pop.	1,922E-09	kg
Benzene	high. pop.	2,044E-07	kg
Methane, fossil	high. pop.	2,044E-05	kg
Nickel	high. pop.	5,304E-07	kg
Dinitrogen monoxide	high. pop.	5,765E-05	kg
Hydrocarbons, aromatic	high. pop.	4,089E-08	kg
Iron	high. pop.	8,968E-07	kg
Calcium	high. pop.	3,843E-07	kg
Benzo(a)pyrene	high. pop.	1,922E-10	kg
Manganese	high. pop.	2,114E-08	kg
Molybdenum	high. pop.	1,460E-08	kg
Selenium	high. pop.	9,608E-09	kg
Copper	high. pop.	9,032E-08	kg
Acetone	high. pop.	1,001E-06	kg
Acetic acid	high. pop.	4,089E-06	kg
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	high. pop.	2,044E-07	kg
Acetaldehyde	high. pop.	1,001E-06	kg
Particulates, < 2.5 um	high. pop.	3,203E-05	kg
Sulfur dioxide	high. pop.	6,406E-04	kg
Ethanol	high. pop.	2,044E-06	kg
Zinc	high. pop.	4,612E-08	kg
Formaldehyde	high. pop.	3,066E-06	kg
Hydrogen fluoride	high. pop.	3,856E-07	kg
Cadmium	high. pop.	6,072E-09	kg
Water/m3		8,265E-04	m3
Vanadium	high. pop.	1,922E-06	kg
Propane	high. pop.	2,044E-07	kg
Chromium VI	high. pop.	3,987E-09	kg
Carbon monoxide, fossil	high. pop.	1,794E-04	kg
Beryllium	high. pop.	7,145E-10	kg
Particulates, > 10 um	high. pop.	8,659E-05	kg
Carbon dioxide, fossil		7,916E-03	kg
Ammonia	high. pop.	1,281E-06	kg
Nitrogen oxides	high. pop.	1,025E-03	kg
Methanol	high. pop.	2,044E-06	kg
Chromium	high. pop.	1,451E-08	kg
Carbon dioxide, fossil	high. pop.	9,781E-01	kg
Arsenic	high. pop.	1,268E-08	kg
Sodium	high. pop.	3,843E-06	kg
Lead	high. pop.	6,534E-08	kg
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	high. pop.	1,281E-13	kg
Cobalt	high. pop.	6,726E-08	kg
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	high. pop.	6,406E-06	kg

Emissions to water			
Hydrocarbons, unspecified	river	4,754E-07	kg
DOC, Dissolved Organic Carbon	river	1,316E-05	kg
Vanadium	river	4,628E-07	kg
Arsenic	river	1,530E-09	kg
Mercury	river	1,607E-09	kg
Oils, unspecified	river	7,261E-07	kg
Fluoride	river	2,601E-06	kg
Manganese	river	4,591E-08	kg
Suspended solids, unspecified	river	1,948E-05	kg
Nitrogen	river	1,046E-04	kg
Phosphorus	river	2,372E-07	kg
Hypochlorite	river	8,968E-06	kg
Hypochlorite	ocean	4,713E-06	kg
Water, AT		6,770E-02	m3
Cadmium	river	3,724E-09	kg
Sulfide	river	6,886E-07	kg
Nickel	river	2,264E-07	kg
Copper	river	3,249E-08	kg
Chloride	river	3,131E-04	kg
Sulfite	river	2,311E-05	kg
Chromium	river	3,922E-08	kg
COD, Chemical Oxygen Demand	river	2,354E-05	kg
TOC, Total Organic Carbon	river	1,316E-05	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand	river	2,152E-05	kg
Sulfate	river	2,559E-03	kg
Tin	river	1,530E-09	kg
Thallium	river	4,744E-08	kg
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	river	5,432E-08	kg
Iron	river	1,610E-06	kg
Lead	river	6,391E-08	kg
Cobalt	river	3,060E-09	kg
Zinc	river	8,084E-08	kg
Waste to treatment			
Lignite ash {GLO} market for APOS, U		1,789E-05	kg
Municipal solid waste {RoW} market for APOS, U		2,022E-04	kg
Residue from cooling tower {GLO} market for APOS, U		1,870E-04	kg
Fly ash and scrubber sludge {Europe without Switzerland} market for fly ash and scrubber sludge APOS, U		3,254E-05	kg
Bilge oil {Europe without Switzerland} market for bilge oil APOS, U		2,579E-05	kg
Waste mineral oil {Europe without Switzerland} market for waste mineral oil APOS, U		6,008E-04	kg

Annexe B. Inventaire de construction des moyens de stockage

1. Les batteries Li-ion

Les inventaires détaillés ont été construits pour trois chimies Li-Ion différentes: le phosphate de fer (LFP), Nickel Cobalt Manganèse (NCM) et Oxyde de Manganèse (LMO).

Résumé des processus de fabrication de LFP et de ses sous-composants

Produit	Quantité	Unité
Batterie Lithium ion (LFP)	1	kg
Matériaux / carburants		
Matériau d'électrode positive pour Li-Ion (LFP) à l'usine (sec)	0.25	kg
Matériau d'électrode négative pour batterie Li-Ion en usine (sec)	0.08	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (positif)	0.036	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (négatif)	0.083	kg
Électrolyte pour batterie Li-Ion, 1M LiPF6	0.12	kg
Matériau séparateur pour Li-Ion, en usine	0.033	kg
Conteneur de cellules (Li-Ion), à l'usine	0.2	kg
Module et emballage de batterie	0.17	kg
Système de gestion de batterie pour batterie Li-Ion	0.02	kg
Eau, décarbonée, chez l'utilisateur {RER} production et approvisionnement en eau,		
décarbonisé Alloc Def	380	kg
Électricité / chaleur		
Électricité, moyenne tension, production UCTE, au réseau / UCTE U	27	MJ
Chaleur, fioul léger, au four industriel 1 MW / RER U	2.9	MJ
Chaleur, gaz naturel, au four industriel bas-NOx > 100kW / RER U	22	MJ
Transport, fret, rail / RER U	0.23	tkm

Transport, camion > 16t, moyenne flotte / RER U	0.051	tkm
Installations raffinerie de métaux précieux / SE / I U	1,9*10 ⁻⁸	p
Émissions dans l'air		
Chaleur, déchets	52	MJ

Résumé des processus de fabrication de l'OVM et de ses sous-composants

Produit	Quantité	Unité
Batterie Lithium ion (LMO)	1	kg
Matériaux / carburants		
Matériau d'électrode positive pour Li-Ion (LMO) à l'usine (sec)	0.24	kg
Matériau d'électrode négative pour batterie Li-Ion en usine (sec)	0.094	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (positif)	0.036	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (négatif)	0.083	kg
Électrolyte pour batterie Li-Ion, 1M LiPF ₆	0.12	kg
Matériau séparateur pour Li-Ion, en usine	0.033	kg
Conteneur de cellules (Li-Ion), à l'usine	0.2	kg
Module et emballage de batterie	0.17	kg
Système de gestion de batterie pour batterie Li-Ion	0.03	kg
Eau, décarbonée, chez l'utilisateur {RER} production et approvisionnement en eau, décarbonisé Alloc Def	380	kg
Électricité / chaleur		
Électricité, moyenne tension, production UCTE, au réseau / UCTE U	27	MJ
Chaleur, fioul léger, au four industriel 1 MW / RER U	2.9	MJ
Chaleur, gaz naturel, au four industriel bas-NO _x > 100kW / RER U	22	MJ
Transport, fret, rail / RER U	0.23	tkm
Transport, camion > 16t, moyenne flotte / RER U	0.051	tkm

Installations raffinerie de métaux précieux / SE / I U	1,9*10 ⁻⁸	p
Émissions dans l'air		
Chaleur, déchets	52	MJ

Résumé des processus de fabrication de NCM et de ses sous-composants

Produit		
Batterie Lithium ion (NCM)	1	kg
Matériaux / carburants		
Matériau d'électrode positive pour Li-Ion (LCM) à l'usine (sec)	0.23	kg
Matériau d'électrode négative pour batterie Li-Ion en usine (sec)	0.094	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (positif)	0.036	kg
Substrat d'électrode Li-Ion (négatif)	0.083	Kg
Électrolyte pour batterie Li-Ion, 1M LiPF ₆	0.12	Kg
Matériau séparateur pour Li-Ion, en usine	0.033	Kg
Conteneur de cellules (Li-Ion), à l'usine	0.2	Kg
Module et emballage de batterie	0.17	Kg
Système de gestion de batterie pour batterie Li-Ion	0.03	Kg
Eau, décarbonée, chez l'utilisateur {RER} production et approvisionnement en eau,		
décarbonisé Alloc Def	380	Kg
Électricité / chaleur		
Électricité, moyenne tension, production UCTE, au réseau / UCTE U	27	MJ
Chaleur, fioul léger, au four industriel 1 MW / RER U	2.9	MJ
Chaleur, gaz naturel, au four industriel bas-NO _x > 100kW / RER U	22	MJ
Transport, fret, rail / RER U	0.23	Tkm
Transport, camion> 16t, moyenne flotte / RER U	0.051	Tkm
Installations raffinerie de métaux précieux / SE / I U	1,9*10 ⁻⁸	P
Émissions dans l'air		
Chaleur, déchets	52	MJ

2. Les STEP

Equipement	Matériau	Quantité	Unité
Barrages	Béton	77625000	kg
Pompe-turbine	Acier carbone	457688	kg
	Acier inoxydable	411919	kg
	Tonnelier	45769	kg
Explosifs	Dynamite	753	kg
La conduite forcée	Acier	1016425	kg
Ancre	Béton	906240	kg
Moteur / générateur	Fonte	350217	kg
	Cuivre	150093	kg
Réservoirs	Diesel	2940504	L
	Energie	111974400	MJ
Impact de l'enlèvement de la végétation	Zone	103680	m2
	Impact	61.8	per m2 annum
Transport	Electricité	4491951	MJ
	Diesel	466637	L
Construction d'installations	Electricité	33829011	MJ
	Diesel	1942692	L
	Béton	31705986	kg

3. C-CAES

Équipement	Matériau	Quantité	Unité
Turbines	Béton	969185	kg
	Cuivre	40383	kg
	Acier	383636	kg
	Acier inoxydable	20191	Kg
	Electricité	378790	MJ
	Diesel	313910	L
Compresseurs	Aluminium	77306	kg
	Fonte	298680	kg
	Cuivre	105417	kg
	Acier	737916	kg
	Acier inoxydable	87847	kg
	Caoutchouc	1581	kg
Moteur / générateur	Fonte	240277	kg
	Cuivre	102976	kg
	Electricité	74708	MJ
	Diesel	91476	L
Caverne	Acier carbone	266464	kg
	Acier inoxydable	45030	kg
	Béton	578964	kg
	Electricité	2846251	MJ
Infrastructure de gaz naturel	Acier inoxydable	79463	kg
	Diesel	3508772	L
Échangeurs de chaleur	Acier carbone	223827	kg
	Aluminium	8481	kg
Transport	Electricité	196011	MJ
	Diesel	18530	L

4. A-CAES

Équipement	Matériau	Quantité	Unité
Turbines	Béton	719494	kg
	Cuivre	29979	kg
	Acier	284800	kg
	Acier inoxydable	14989	kg
	Electricité	281202	MJ
	Diesel	233037	L
Compresseurs	Aluminium	124747	kg
	Fonte	481979	kg
	Cuivre	170110	kg
	Acier	1190770	kg
	Acier inoxydable	141758	kg
	Caoutchouc	2552	kg
Moteur/Générateur	Fonte	253039	kg
	Cuivre	108445	kg
	Electricité	78676	MJ
	Diesel	96335	L
Caverne	Acier carbone	266464	kg
	Acier inoxydable	45030	kg
	Béton	578964	kg
	Electricité	4592975	MJ
Réservoir de stockage Dowtherm T	Acier inoxydable	375118	kg
Échangeurs de chaleur	Acier carbone	213664	kg
	Aluminium	11308	kg
Transport	Electricité	230255	MJ
	Diesel	21768	L

5. La pile combustible

Les principaux matériaux du cycle de vie et des entrées d'énergie pour le système SOFC planaire de 60 kW.

Component	Input	Amount	Unit
Fabrication de piles	Poudre de LaMnO ₃	7,2	Kg
	Poudre d'oxyde de zirconium	241,8	Kg
	YSZ 3%	30,6	Kg
	Lanthanum Strontium Manganite (LSM)	18,3	Kg
	Oxyde de nickel	15,39	Kg
	Nickel	4,38	Kg
	Ethanol	45	Kg
	Polyéthylène glycol	9	Kg
	Dibutylphthalat	10,2	Kg
	Trichloréthylène	94,2	Kg
	Chrome	561,6	Kg
	Chromium steel 18/8, at plant	324,9	Kg
	Roulage de tôles, acier au chrome	324,9	Kg
	Électricité, moyenne tension, production UCTE, au réseau	22320	kWh
	Matériau isolant alumine-silice	90	Kg
Transport, tous modes	290,51	Tkm	
Réformatrice	Acier au chrome 18/8	21,22	Kg
	Roulage de tôles, acier au chrome	21,22	Kg
	Alliage de chrome	71,26	Kg
	Isolation	6,51	Kg
	Oxyde de nickel	1,47	Kg
	Oxyde de lanthane	0,08	Kg
	Oxyde d'aluminium	7,2	Kg
	Oxyde de zinc	18,9	Kg
	Électricité, moyenne tension, production UCTE, au réseau	151,82	kWh
Conditionneur de puissance	Onduleurs	24	Units
Souffleur à turbine	L'acier d'armature	121,3	Kg
	Roulage de tôles, acier	121,3	kg
	Alliage d'aluminium	40,43	kg
	Cuivre	40,43	kg

Souffleur de carburant	L'acier d'armature	40,48	kg
	Roulage de tôles, acier	40,48	kg
	Alliage d'aluminium	13,49	kg
	Cuivre	13,49	kg
Chambre de combustion catalytique	Oxyde d'aluminium	6,75	kg
	Platine	0,03	kg
	Palladium	0,03	kg
	Tubes de réacteurs (acier au chrome 18/8)	36,56	kg
	Roulage de tôles, acier au chrome	36,56	kg
Échangeurs de chaleur	Acier au chrome 18/8	7,05	kg
	Roulage de tôles, acier au chrome	7,05	kg
	Alliage Cr	47,56	kg
Générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG)	Acier au chrome 18/8	41,05	kg
	Roulage de tôles, acier au chrome	41,05	kg
Pompe à eau	L'acier d'armature	53,97	kg
	Roulage de tôles, acier	53,97	kg
	Cuivre	13,49	kg
Infrastructure supplémentaire	Eau pour la fabrication (origine naturelle non spécifiée)	156,16	kg
	Services d'ingénierie électrique: basse tension, au réseau	1200	kWh
	Ingénierie des transports: transports, voitures particulières	3000	pkm

6. P2G

La production d'hydrogène par électrolyse compressée à 300-700 bar à partir d'un électrolyseur alcalin de 300 kW.

Produits		
hydrogène, gazeux, 350-700 bar, provenant de l'électrolyse alcaline	1	Nm ³
chaleur perdue, provenant de l'électrolyse	1.25	kWh
Entrées de la technosphère		
système d'électrolyse à eau alcaline, avec compression	8.93E-02	P
fonctionnement, système d'électrolyse à eau alcaline	1.65E-02	h
élimination, système d'électrolyse à eau alcaline	8.93E-02	P
eau désionisée, eau du robinet, à l'utilisateur	1.10E+00	kg
électricité, basse tension	5.48E+00	kWh
hydroxyde de sodium, sans eau, en solution à 50%	2.50E-01	g
Émissions dans l'air		
Oxygène	3.53E-01	kg

La production d'hydrogène par électrolyse compressée à 300-700 bar à partir d'un électrolyseur PEM de 100 kW.

Produits		
hydrogène, gazeux, 350-700 bar, provenant de l'électrolyse PEM	1	Nm ³
Entrées de la technosphère		
eau désionisée, de l'eau du robinet, à l'utilisateur	1.10E+00	Kg
Électrolyseur PEM, Balance of Plant	2.65E-07	P
Électrolyseur PEM, fonctionnement et maintenance	1.65E-03	h
Électrolyseur PEM, pile	7.31E-07	P
Électrolyseur PEM, convertisseur ACDC	2.65E-07	P
module de stockage, haute pression	1.51E-08	P
module compresseur à membrane, haute pression, en usine	1.51E-08	P
électricité, basse tension	5.19E+00	kWh
Émissions dans l'air		
Oxygène	3.53E-01	Kg

Annexe C. Inventaires de démantèlement des moyens de production

1. Démantèlement des REP

	Flux important d'énergie		
	Type	Valeur	Unité
Déconstruction des installations et des bâtiments	Electricité	714	GWh
	Chaleur (gaz)	1344	GWh
	Vapeur de traitement (gaz)	304	GWh
	Diesel	8363726	L
Mesures de radioactivité	Electricité	16	GWh
	Chaleur (gaz)	155	GWh
Découpage et décontamination	Electricité	76	GWh
	Chaleur (gaz)	30	GWh
	Vapeur de traitement	54	GWh
			GWh
Stockage provisoire des déchets de faible (LLW) et de moyenne activité (ILW)	Electricité	131	GWh
	Vapeur de traitement	399	GWh
	Diesel	103501	L
Dépôt final des déchets LLW et ILW	Electricité	64	GWh
	Diesel	645,409	L
	Huile de chauffage	109,052	GJ
	Gaz de chauffage	21,31	GJ
Recyclage élimination des déchets conventionnels	0 flux énergie		
Gestion du site	Electricité	349	GWh
	Chaleur (gaz)	721	GWh
	Vapeur de traitement	135	GWh
Transport	Rail (tambours/ conteneurs de stockage provisoire et dépôt final)	12246587	tkm

	Camion (recyclage / élimination des déchets conventionnels)	418626739	tkm
--	---	-----------	-----

Flux important de matériaux			
	Matériau	Valeur	Unité
Déconstruction des installations et des bâtiments	Béton	1700000	t
Mesures de radioactivité	0		
Découpage et décontamination	Oxygène (découpage)	466,579	Nm3
	Acétylène (découpage)	13,103	Nm3
	Hydrogène: (découpage)	32,78	Nm3
	Argon (découpage)	32,78	Nm3
	Acide phosphorique (décontamination)	2,14	t
	Acide oxalique (décontamination)	487	t
	Acide granulé (décontamination)	937	t
	Eau (décontamination)	20,815	t
Stockage provisoire des déchets de faible (LLW) et de moyenne activité (ILW)	Béton	171298	t
	Acier	9254	t
	Plomb	2350	t
Dépôt final des déchets LLW et ILW	Béton (conteneurs)	909,322	t
	Acier (Conteneurs)	2,889	t
Recyclage élimination des déchets conventionnels	Acier résiduel	184057	t
	Cuivre résiduel	5532	t
	Aluminium résiduel	1123	t
	Plomb résiduel	506	t
	Béton résiduel	1523282	t
	Débris	264294	t
	Bois	1738	t
	Déchets conventionnels	16436	t
Déchets dangereux	6256	t	
Gestion du site	0		
Transport	0		

Annexe D. Inventaires de recyclage

1. Recyclage des panneaux PV

Les données d'inventaire qui sont communiquées par le responsable du projet FRELPA concernent une quantité des déchets estimée de 1000 kg.

Entrée / sortie	Quantité	Unité	Pour 1kWc	Remarque
Entrée				
Panneaux PV pour déchets	1000,00	g		
Electricité	113,55	kWh	9,65	Nécessaire dans divers processus de traitement tels que: démontage, séparation du verre, découpe de modules, tamisage, lixiviation, électrolyse
Gasoil	1,14	l	0,10	Travaux de chariots élévateurs
Eau	309,71	kg	26,33	Consommation d'eau pour le processus de lixiviation acide, d'électrolyse et de neutralisation
HNO ₃	7,08	kg	0,60	Processus de lixiviation acide
Ca(OH) ₂	36,50	kg	3,10	Neutralisation de la solution acide
Production, matériaux récupérés				
Déchets d'aluminium	182,65	kg	15,53	
Déchets de verre	686,00	kg	58,31	
Déchets de cuivre	4,38	kg	0,37	
Silicium métal (qualité métallurgique)	34,68	kg	2,95	
Cuivre	0,50	kg	0,04	
Production, récupération d'énergie				
Electricité	248,84	MJ	21,15	Produit par l'incinération de l'encapsulation PV, de la couche de fond et des polymères à partir de câbles
L'énergie thermique	502,84	MJ	42,74	Produit par l'incinération de l'encapsulation PV, de la couche de fond et des polymères à partir de câbles

Sortie, déchets à la décharge				
Verre contaminé	14,00	kg	1,19	Élimination en décharge
Cendres volantes (déchets dangereux)	2,00	kg	0,17	Élimination dans une décharge pour déchets dangereux
Déchet liquide	306,13	kg	26,02	Élimination en décharge
Boues (déchets dangereux)	50,25	kg	4,27	Contient des résidus métalliques, élimination dans une décharge spéciale
Sortie, émission dans l'air				
NOx	2,00	kg	0,17	Emission d'électrolyse

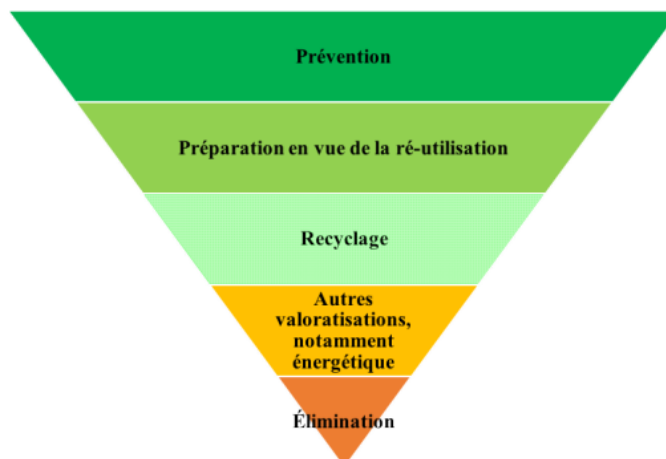
2. Recyclage des éoliens

Matériaux	Scénario
Acier	90% recyclé et 10% mise en décharge
Fonte	90% recyclé et 10% mise en décharge
Acier inoxydable	90% recyclé et 10% mise en décharge
Acier à haute résistance	90% recyclé et 10% mise en décharge
Cuivre	90% recyclé et 10% mise en décharge
Aluminium	90% recyclé et 10% mise en décharge
Plomb	90% recyclé et 10% mise en décharge
Composants de fibre de verre	0% recyclé - incinération avec récupération de chaleur, les résidus sont mis en décharge
PVC-plastiques	0% recyclé - Mise en dépôt des parties pouvant être démontées et incinération du reste
Autres plastiques	0% recyclé - incinération avec récupération de chaleur
Caoutchouc	0% recyclé - incinération avec récupération de chaleur
Béton	100% recyclé - Enlèvement complet du socle de béton et réutilisation dans d'autres ouvrages de BTP

Annexe E. Pyramide de recyclage

La hiérarchie européenne de gestion des déchets exige d'abord de prolonger la durée de vie des éoliennes, réutiliser les pièces détachées dans un marché de seconde main, valoriser la matière des composants, faire une valorisation énergétique et, en dernier recours, mettre en décharge.

Selon la commission européenne, la hiérarchie de traitement des déchets contient plusieurs étapes comme le montre le schéma suivant :



- La prévention : il s'agit de la maintenance des pâles qui est une solution très chère. Comme mentionné dans le paragraphe de maintenance, le remplacement d'une boîte à vitesse d'une éolienne de 1.5 MW coûte 250.000\$ ce qui correspond à 15–20% du coût total d'une éolienne selon (RENSSELAR, 2010).
- La réutilisation : consiste à la vente dans plusieurs qui sont visés : L'Afrique, l'Amérique latine ou bien l'Europe de l'Est surtout Pologne et Hongrie qui sont des marchés friands d'éoliennes de seconde main. Mais l'évolution des différents décrets dans l'Afrique, l'Europe et l'Amérique, cette solution est écartée.
- Le recyclage : 90% d'acier et de béton sont faciles à recycler. Quant aux pales, elles se constituent des composites qui ne respectent pas les normes de recyclage. La PPE (projet de programmation pluriannuelle) prévoit le recyclage des matériaux des éoliennes après leur démantèlement d'ici 2023.
- La valorisation : c'est la solution la plus performante pour bénéficier des différents avantages et propriétés des composites.
- L'élimination : c'est la dernière méthode à envisager, les éléments qui ne peuvent être ni recyclés ni valorisés sont éliminés ou enfouis.

Annexe F. Codes en langage R utilisé pour les tests statistiques

1. Code R du test de Wilcoxon :

```

# Paired Wilcoxon test, 2 alternatives
##### Be careful to choose the good path and to have CSV file in this file #####
# Variables and screen cleaning:
graphics.off() # clear plots
cat("\014") # clear the console
rm(list = ls()) # clear memory
# Directory path:
path <- paste0("INSERT PATH HERE") #insert good path here
setwd(path)
# Data import from CSV:
actuel <- read.csv2("Donnees_Wilcoxon_actuel_CSV.csv", stringsAsFactors = F, dec=",") #you
need to put good name of the file
ouvert <- read.csv2("Donnees_Wilcoxon_ouvert_CSV.csv", stringsAsFactors = F, dec=",")
# Delete incomplete rows:
actuel <- na.omit(actuel)
ouvert <- na.omit(ouvert)
# Category names:
var_names <- c("aqTox", "GWP", "Carc", "NonC", "OLD", "AqAc", "AqEu", "TeAc", "IoRa", "Mini", "TFA", "FMAVC", "FA
VL", "MAVL", "HA", "MAHA")
# p-value calculation
wilcoxonPV_less <- c() #p-value matrix for alternative "less"
wilcoxonPV_greater <- c() #p-value matrix for alternative "greater"
for (i in seq(1,nrow(actuel))){
  act_i <- actuel[i,]
  ouv_i <- ouvert[i,]
  wilcoxonPV_less <- rbind(wilcoxonPV_less,
wilcox.test(as.numeric(act_i),as.numeric(ouv_i),alternative="less",paired=TRUE)[3])
  wilcoxonPV_greater <- rbind(wilcoxonPV_greater,
wilcox.test(as.numeric(act_i),as.numeric(ouv_i),alternative="greater",paired=TRUE)[3])
}

```

```

row.names(wilcoxonPV_les) <- var_names # add category names
row.names(wilcoxonPV_greater) <- var_names
# Print results
options(digits=2)
paste0("alpha = ",0.05)
print(wilcoxonPV_les)
print(wilcoxonPV_greater)

```

2. Code R des tests de Perolat et Destercke-Strauss :

```

# Perolat and Destercke-Strauss test for ACV results
#### Be careful to update path and file name
# Variables and screen cleaning:
graphics.off() # clear plots
cat("\014") # clear the console
rm(list = ls()) # clear memory
# Function to draw F_A(x)
p_box <- function(data, data2, data3, data4) {
  # C'est une fonction qui nous permet de tracer les F_A(x)
  result <- sort(c(data,data2,data3,data4))
  result <- cbind(result, rep(0,length(result)))
  n = length(data)
  current_value <- 0
  last_value <- 0
  for (k in 1:nrow(result)) {
    if (result[k,1]%in% data && result[k,1] != last_value) {
      current_value = current_value + 1
    }
    result[k,2] <- current_value/n
    last_value <- result[k,1]
  }
  return(result)
}
# Function for Destercke-Strauss test

```

```

desterckeStraussTest <- function(x, y){
  x <- t(apply(x,1,sort))
  y <- t(apply(y,1,sort))
  sup_x <- sort(x[,1])
  inf_x <- sort(x[,2])
  sup_y <- sort(y[,1])
  inf_y <- sort(y[,2])
  f_sup_x <- p_box(sup_x,inf_y,sup_y,inf_x)
  f_inf_x <- p_box(inf_y,sup_x,sup_y,inf_x)
  f_sup_y <- p_box(sup_y,inf_x,sup_x,inf_y)
  f_inf_y <- p_box(inf_x,sup_y,sup_x,inf_y)
  high <- max(max(abs(f_sup_x[,2] - f_inf_y[,2])),max(abs(f_inf_x[,2] -
    f_sup_y[,2])))
  D <- c()
  for (k in 1:nrow(f_sup_x)) {
    if ((f_inf_x[k,2] > f_inf_y[k,2] && f_sup_x[k,2] > f_inf_y[k,2]) ||
      (f_inf_x[k,2] < f_inf_y[k,2] && f_inf_x[k,2] < f_sup_y[k,2])) {
      D <- c(D,0)
    } else {
      D <-
        c(D,min(abs(f_inf_x[k,2]-f_sup_y[k,2]),abs(f_inf_y[k,2]-f_sup_x[k,2])))
    }
  }
  low <- max(D)
  return(list("low" = low, "high" = high))
}

# Function for Perolat test
perolatTest <- function(dataframeintervalle1, dataframeintervalle2){
  n=length(dataframeintervalle1[,1])
  m=length(dataframeintervalle2[,1])
  l=n+m
  wh=0
  ph=1

```

```

zh=c(dataframeintervalle1[,2],dataframeintervalle2[,1])
zh=sort(zh)
dataframeintervalle2[,1] = sort(dataframeintervalle2[,1])
for(i in 1:l){
  if (zh[i]==dataframeintervalle2[,1][ph] && ph<=length(dataframeintervalle2[,1])){
    ph=ph+1
  } else{
    wh=wh+i
  }
}
z=c(dataframeintervalle1[,1],dataframeintervalle2[,2])
z=sort(z)
dataframeintervalle1[,1]=sort(dataframeintervalle1[,1])
w=0
q=1
for(j in 1:l){
  if (dataframeintervalle1[,1][q]==z[j] && q<=length(dataframeintervalle1[,1])){
    q=q+1
    w=w+j
  }
}
nu=n*(n+m+1)/2
s2=n*m*(n+m+1)/12
tbas=(w-nu)/sqrt(s2)
thaut=(wh-nu)/sqrt(s2)
val=max(thaut,-tbas)
val2=max(0,-thaut,tbas)
pbas=2*(1-pnorm(val))
phaut=2*(1-pnorm(val2))
return(list(low=pbas,high=phaut))
}
##### MAIN PROGRAM #####
# Directory path:

```

```

path <- paste0("C:/Users/Lenovo/Desktop/Rapport/Mercredi soir/Mercredi soir/R
programmes/Autres_tests")
setwd(path)

# Data import
actuel <- read.csv2("mesuresACVactuel.csv", stringsAsFactors = F, dec=",") #insert good name of
the file here
ouvert <- read.csv2("mesuresACVouvert.csv", stringsAsFactors = F, dec=",")
# Incomplete rows cleaning
actuel <- na.omit(actuel)
ouvert <- na.omit(ouvert)
# Category names
var_names <-
c("aqTox","GWP","Carc","NonC","OLD","AqAc","AqEu","TeAc","IoRa","Mini","TFA","FMAVC","FA
VL","MAVL","HA","HAMA")
desterckeStraussPV <- c()
perolatPV <- c()
for (var in var_names){
  var_name1 <- paste0(var, "min") # determination des noms de variable
  var_name2 <- paste0(var, "max") # a considerer comme intervalles
  i1 <- actuel[, c(var_name1, var_name2)] # extraction
  i2 <- ouvert[, c(var_name1, var_name2)] # des intervalles
  desterckeStraussPV <- rbind(desterckeStraussPV, desterckeStraussTest(i1, i2)) # calcul des pv
  perolatPV <- rbind(perolatPV, perolatTest(i1, i2)) # incertaines
}
row.names(desterckeStraussPV) <- var_names
row.names(perolatPV) <- var_names
# Print results
options(digits=2)
paste0("gamma = ",sqrt(1/nrow(actuel)+1/nrow(ouvert))*1.36)
print(desterckeStraussPV)
paste0("alpha = ",0.05)
print(perolatPV)

```


Annexe G. Procédures d'analyse d'incertitude et de sensibilité

Pour les utilisateurs d'outils ACV « classiques » (SimaPro, GaBi, openLCA, CMLCA etc.) :

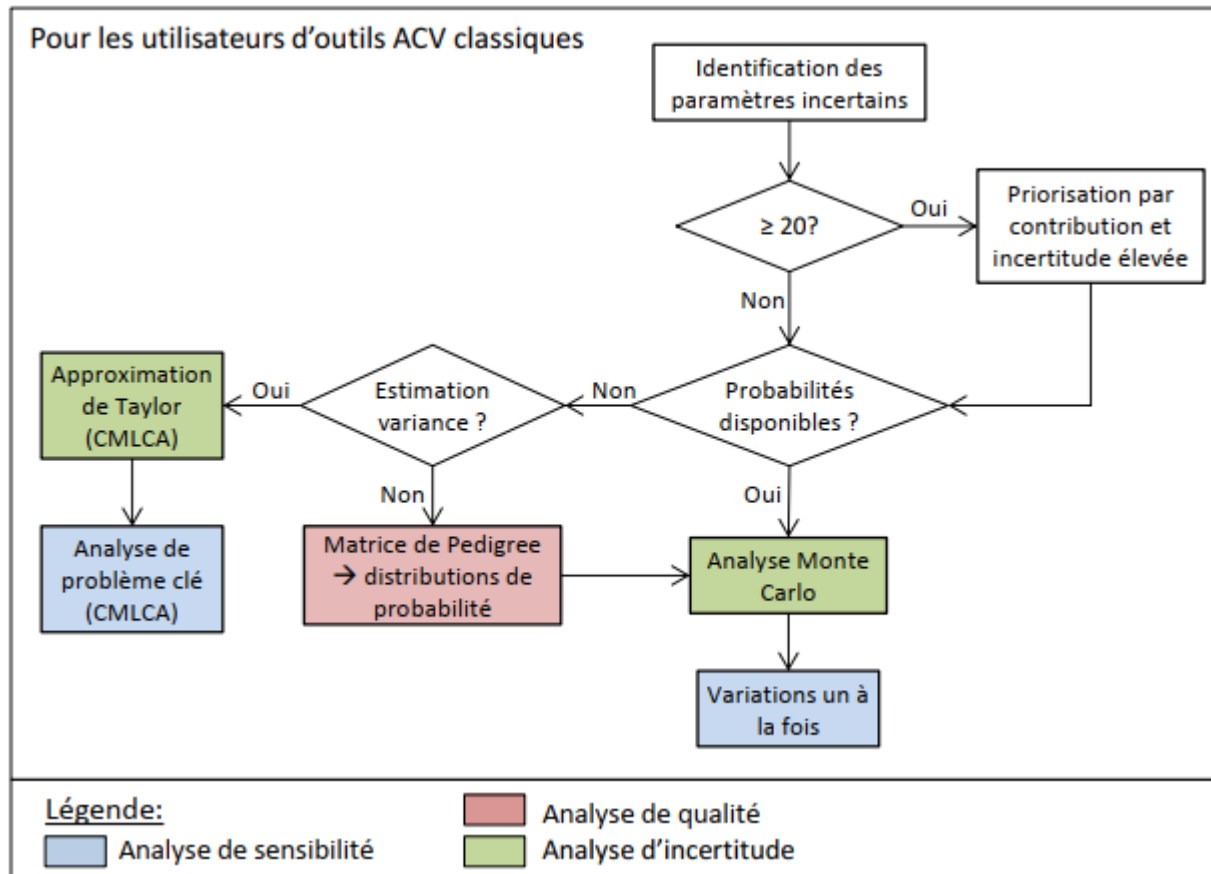


Figure G- 1: Procédure d'analyse de sensibilité et d'incertitude pour les utilisateurs d'outils classiques d'ACV (extrait de (Igos et Benetto, 2015))

Pour les utilisateurs d'autres outils (Brightway2, MATLAB etc.) :

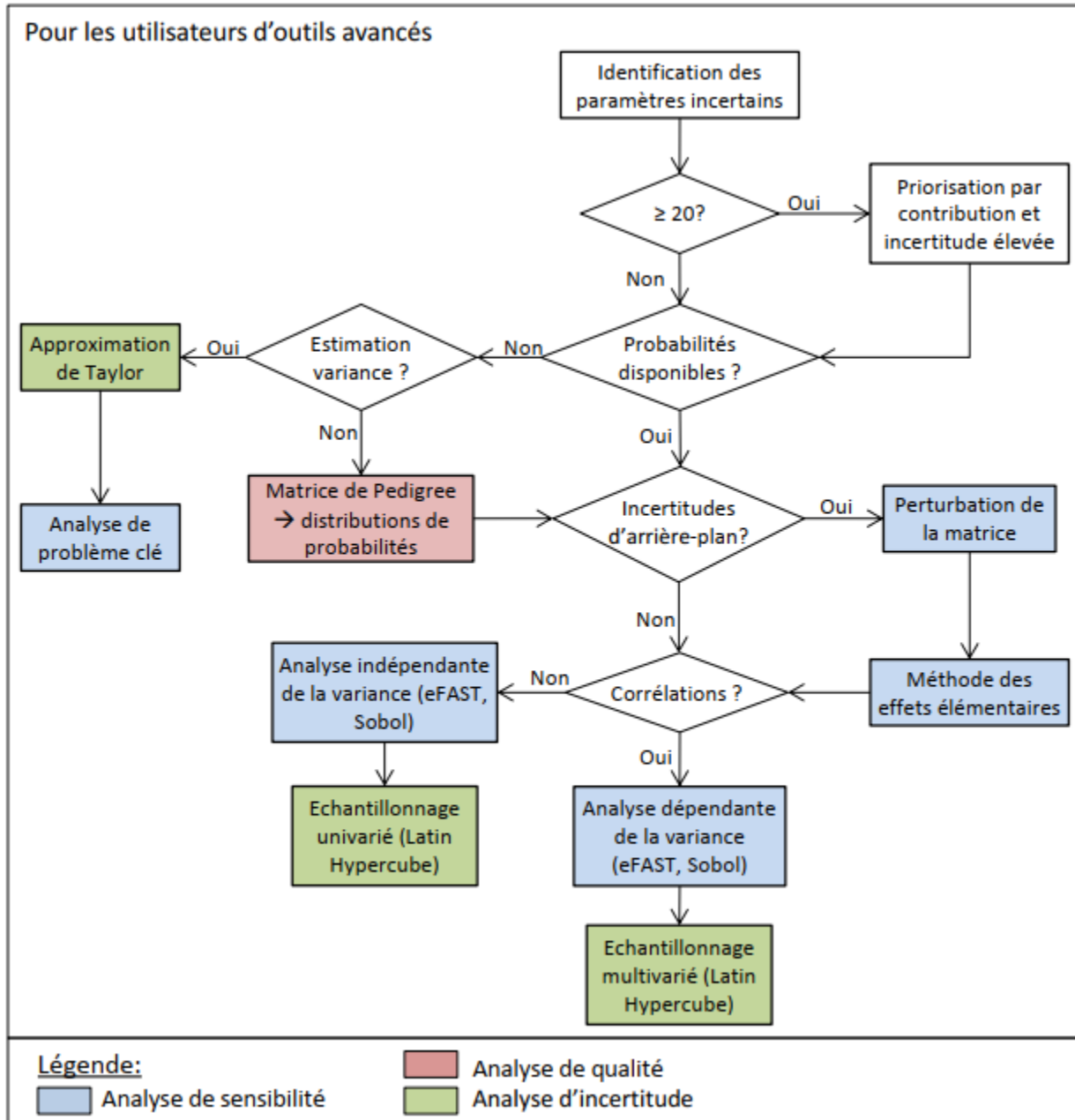


Figure G- 2: Procédure d'analyse de sensibilité et d'incertitude pour les utilisateurs d'outils avancés (extrait de (Igos et Benetto, 2015))

Annexe H. Hypothèses sur les paramètres système

1. Scénario « Nucléaire stable après 2035 » Tableau I-1: paramètres système variables sur 2018-2050 pour le scénario "Nucléaire stable après 2035"

Tableau H- 1: paramètres système variables sur 2018-2050 pour le scénario "Nucléaire stable après 2035"

Paramètres variables sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Facteur de charge/Rendement	Réacteur EPR	0,8	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	EDF annonce une valeur de 0,83 au lancement de l'EPR de Flamanville, mais cette valeur est incertaine. On considère que la borne basse peut diminuer avec le temps, car le nucléaire réaliserait plus d'opération de flexibilité pour compenser les énergies intermittentes.
	Réacteur REP	0,75	0,77	0,7	0,8	0,7	0,8	Valeur de 0,76 en 2018. A tendance à augmenter pour compenser la chute de puissance ; diminution dû au temps d'arrêt pour les maintenance car à la fin de leur durée de vie ; diminution car il peut s'effacer si déploiement rapide ENR
	Eolien maritime	0,34	0,36	0,35	0,4	0,35	0,45	Actuel = 0,35 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
	Eolien terrestre	0,25	0,27	0,22	0,26	0,22	0,3	Actuel = 0,26 ; Moyenne actuelle à 0,26 ; Min = 0,22 car installation sur sites moins ventées ; Max = 0,3 car amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer
	PV	0,13	0,15	0,14	0,18	0,14	0,22	Actuel = 0,14 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
Mix éolien	% maritime	0	0	0,5	0,5	0,8	0,8	Calculé en lien avec la part de l'éolien terrestre ci-dessous
	% terrestre	1	1	0,5	0,5	0,2	0,2	Part des nouvelles constructions onshore. En forte baisse par la saturation des espaces potentiels. 20% résiduel en 2050 est du repowering.
Réseau électrique	Taux d'importation	4,0%	5,0%	4,0%	5,5%	4,0%	6,0%	4,5% en 2018 ; Min = 2018 et max augmente vers les années 2050 car il y a de nombreux projet d'interconnexion aux frontières françaises.
	Taux d'effacement	0%	2,0%	0%	2,5%	0%	3,0%	Actuel entre 0 et 2 % est une estimation. Gisement max de 6% en 2050, on considère qu'il sera pas exploité totalement. Pas de limite basse en 2050
Stockage	Part STEP	1,0	1,0	0,50	0,80	0,50	0,80	Part des STEP dans le mix de stockage. Diminue avec les nouveaux moyens de stockage mais reste majoritaire car gros parc installé.
	Part Batteries	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,3	Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Part A-CAES	0,0	0,0	x	x	x	x	Calculé à partir des parts des STEP et batteries, permet de conserver somme des parts égales à 1. Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Rendement STEP	0,75	0,77	0,76	0,8	0,76	0,82	0,76 en 2018. Augmentation de la borne supérieure par les améliorations technologiques.
	Rendement Batteries	0,89	0,91	0,9	0,93	0,9	0,95	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
	Rendement A-CAES	0,69	0,71	0,7	0,72	0,7	0,74	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
Mix d'interconnexion	Part Gaz naturel RU	0,49	0,49	0,23	0,27	0,05	0,2	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Diminution de la part du gaz dans le mix en parallèle de l'augmentation du nucléaire et de l'éolien. Part résiduelle de 15% en 2050, notamment pour gérer l'intermittence de l'éolien.
	Part Eolien RU	0,17	0,17	0,28	0,32	0,33	0,39	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du gaz naturel.
	Part Charbon All/RER	0,37	0,37	0,08	0,14	0	0,02	Diminution de la part du charbon dans le mix en parallèle de l'augmentation de l'éolien et du PV. Sortie du charbon justifiée par engagement climatique.
	Part Eolien All/RER	0,22	0,22	0,35	0,41	0,43	0,53	Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du charbon.
	% mix importée All/RER	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Répartition 50%-50% pour considérer 2 mix différents : un riche en nucléaire et éolien, un autre riche en éolien et PV mais faible en nucléaire.
	% mix importée RU	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Calculé à partir de la valeur ci-dessus

Tableau H- 2: paramètres système constants sur 2018-2050 pour le scénario "Nucléaire stable après 2035"

Paramètres constants sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Durée de vie des installations (années)	Réacteur EPR	60	60	60	60	60	60	Réacteurs construits pour durée de vie de 60ans.
	Réacteur REP	45	60	45,0	60,0	45	60	A la fois décision politique et technique (visites décennales), qui peut faire varier la durée de vie moyenne de 45 à 60 ans.
	Eolien maritime	15	25	15	25	15	25	Variation autour de la valeur usuelle de 20 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 25 ans.
	Eolien terrestre	20	30	20	30	20	30	Variation autour de la valeur usuelle de 25 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 30 ans.
	PV	20	30	20	30	20	30	PV garanti au moins 25ans actuellement. Si le remplacement par un panneau récent avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement après 30 ans.
Puissance moyenne par installation (MW)	Réacteur EPR	1670	1670	1670	1670	1670	1670	Puissance annoncé par EDF.
	Réacteur REP	1300	1300	1300,0	1300,0	1300	1300	Correspond au 2ème palier de réacteur REP.
	Eolien maritime	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	Valeur future, appliquée à toute la période
	Eolien terrestre	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Valeur future, appliquée à toute la période
	PV	1	1	1	1	1	1	Considération d'une ferme PV de 1MW
Durée construction (années)	Réacteur nucléaire	10	10	10	10	10	10	Valeur plus faible que la durée de construction de l'EPR de Flamanville
	Eolien	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. C'est la phase de projet qui est longue, mais on considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
	PV	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. On considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
Durée démantèlement (années)	Nucléaire	25	25	25	25	25	25	Durée annoncée par EDF
Décal avant démantèlement (années)	Nucléaire	5	5	5	5	5	5	Décal annoncée sur le site de l'ASN
Batteries	Energie massique batterie (Wh/kg)	100	270	100	270	100	270	Valeur actuelle des batteries sur le marché
	Nombre de cycles	3000	20000	3000	20000	3000	20000	Valeur actuelle des batteries sur le marché
A-CAES	Puissance (MW)	60	60	60	60	60	60	Puissance annoncé d'une tailles standard d'installation
	Facteur de charge	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	Facteur de charge maximum de 50% car charge/décharge. Estimation d'un minimum à 10% (en dessous la rentabilité paraît compliquée)
	Durée de vie	30	50	30	50	30	50	

2. Scénario « Arrêt nucléaire en 2050 »

En fond vert, les paramètres qui sont différents de ceux du scénario « Nucléaire stable après 2035 »

Tableau H- 3: paramètres système variables sur 2018-2050 pour le scénario "Arrêt nucléaire en 2050"

Paramètres variables sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Facteur de charge/Rendement	Réacteur EPR	0,83	0,83	0,75	0,85	0,75	0,85	EDF annonce une valeur de 0,83 au lancement de l'EPR de Flamanville, mais cette valeur est incertaine. On considère que la borne basse peut diminuer avec le temps, car le nucléaire réaliserait plus d'opération de flexibilité pour compenser les énergies intermittentes.
	Réacteur REP	0,75	0,77	0,7	0,8	0,7	0,8	Valeur de 0,76 en 2018. A tendance à augmenter pour compenser la chute de puissance ; diminution dû au temps d'arrêt pour les maintenance car à la fin de leur durée de vie ; diminution car il peut s'effacer si déploiement rapide EnR
	Eolien maritime	0,34	0,36	0,35	0,4	0,35	0,45	Actuel = 0,35 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
	Eolien terrestre	0,25	0,27	0,22	0,26	0,22	0,3	Actuel = 0,26 ; Moyenne actuelle à 0,26 ; Min = 0,22 car installation sur sites moins ventées ; Max = 0,3 car amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer
	PV	0,13	0,15	0,14	0,18	0,14	0,22	Actuel = 0,14 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
Mix éolien	% maritime	0	0	0,5	0,5	0,8	0,8	Calculéen lien avec la part de l'éolien terrestre ci-dessous
	% terrestre	1	1	0,5	0,5	0,2	0,2	Part des nouvelles constructions onshore. En forte baisse par la saturation des espaces potentiels. 20% résiduel en 2050 est du repowering.
Réseau électrique	Taux d'importation	4,0%	5,0%	5,0%	6,0%	6,0%	8,0%	4,5% en 2018 ; Min et max augmente vers les années 2050 car il y a de nombreux projet d'interconnexion aux frontières françaises. Augmentation plus importante que dans le scénario "Nucléaire stable" car nécessité de plus d'importations pour compenser l'intermittence de l'éolien et du PV.
	Taux d'effacement	0%	2,0%	1%	3,0%	1%	4,0%	Actuel entre 0 et 2 % est une estimation. Gisement max de 6% en 2050, on considère qu'il sera pas exploité totalement. Augmentation plus importante que dans le scénario "Nucléaire stable" car nécessité de plus d'importations pour compenser l'intermittence de l'éolien et du PV.
Stockage	Part STEP	1,0	1,0	0,50	0,80	0,50	0,80	Part des STEP dans le mix de stockage. Diminue avec les nouveaux moyens de stockage mais reste majoritaire car gros parc installé.
	Part Batteries	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,3	Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Part A-CAES	0,0	0,0	x	x	x	x	Calculé à partir des parts des STEP et batteries, permet de conserver somme des parts égales à 1. Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Rendement STEP	0,75	0,77	0,76	0,8	0,76	0,82	0,76 en 2018. Augmentation de la borne supérieure par les améliorations technologiques.
	Rendement Batteries	0,89	0,91	0,9	0,93	0,9	0,95	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
	Rendement A-CAES	0,69	0,71	0,7	0,72	0,7	0,74	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
Mix d'interconnexion	Part Gaz naturel RU	0,49	0,49	0,23	0,27	0,05	0,2	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Diminution de la part du gaz dans le mix en parallèle de l'augmentation du nucléaire et de l'éolien. Part résiduelle de 15% en 2050, notamment pour gérer l'intermittence de l'éolien.
	Part Eolien RU	0,17	0,17	0,28	0,32	0,33	0,39	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du gaz naturel.
	Part Charbon All/RER	0,37	0,37	0,08	0,14	0	0,02	Diminution de la part du charbon dans le mix en parallèle de l'augmentation de l'éolien et du PV. Sortie du charbon justifiée par engagement climatique.
	Part Eolien All/RER	0,22	0,22	0,35	0,41	0,43	0,53	Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du charbon.
	% mix importée All/RER	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Répartition 50%-50% pour considérer 2 mixes différents : un riche en nucléaire et éolien, un autre riche en éolien et PV mais faible en nucléaire.
	% mix importée RU	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Calculé à partir de la valeur ci-dessus

Tableau H- 4: paramètres système constants sur 2018-2050 pour le scénario "Arrêt nucléaire en 2050"

Paramètres constants sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Durée de vie des installations (années)	Réacteur EPR	50	60	50	60	50	60	Réacteurs construits pour durée de vie de 60ans.
	Réacteur REP	50	60	50	60,0	50	60	A la fois décision politique et technique (visites décennales), qui peut faire varier la durée de vie moyenne de 50 à 60 ans. On ne descend pas en dessous de 50ans pour ce scénario, car la montée en puissance des renouvelables pour compenser ces fermetures précoces seraient irréalisables.
	Eolien maritime	15	25	15	25	15	25	Variation autour de la valeur usuelle de 20 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 25 ans.
	Eolien terrestre	20	30	20	30	20	30	Variation autour de la valeur usuelle de 25 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 30 ans.
	PV	20	30	20	30	20	30	PV garanti au moins 25ans actuellement. Si le remplacement par un panneau récent avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement après 30 ans.
Puissance moyenne par installation (MW)	Réacteur EPR	1670	1670	1670	1670	1670	1670	Puissance annoncé par EDF.
	Réacteur REP	1300	1300	1300,0	1300,0	1300	1300	Correspond au 2ème palier de réacteur REP.
	Eolien maritime	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	Valeur future, appliquée à toute la période
	Eolien terrestre	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Valeur future, appliquée à toute la période
	PV	1	1	1	1	1	1	Considération d'une ferme PV de 1MW
Durée construction (années)	Réacteur nucléaire	10	10	10	10	10	10	Valeur plus faible que la durée de construction de l'EPR de Flamanville
	Eolien	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. C'est la phase de projet qui est longue, mais on considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
	PV	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. On considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
Durée démantèlement (années)	Nucléaire	25	25	25	25	25	25	Durée annoncée par EDF
Délai avant démantèlement (années)	Nucléaire	5	5	5	5	5	5	Délai annoncée sur le site de l'ASN
Batteries	Energie massique batterie (Wh/kg)	100	270	100	270	100	270	Valeur actuelle des batteries sur le marché
	Nombre de cycles	3000	20000	3000	20000	3000	20000	Valeur actuelle des batteries sur le marché
A-CAES	Puissance (MW)	60	60	60	60	60	60	Puissance annoncé d'une tailles standard d'installation
	Facteur de charge	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	Facteur de charge maximum de 50% car charge/décharge. Estimation d'un minimum à 10% (en dessous la rentabilité parait compliquée)
	Durée de vie	30	50	30	50	30	50	Durée de vie conventionnelle dans les avant-projets

3. Scénario « N1 RTE »

En fond vert, les paramètres qui sont différents de ceux du scénario « Nucléaire stable après 2035 »

Tableau H- 5: paramètres système variables sur 2018-2050 pour le scénario "N1 RTE"

Paramètres variables sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Facteur de charge/Rendement	Réacteur EPR	0,8	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	EDF annonce une valeur de 0,83 au lancement de l'EPR de Flamanville, mais cette valeur est incertaine. On considère que la borne basse peut diminuer avec le temps, car le nucléaire réaliserait plus d'opération de flexibilité pour compenser les énergies intermittentes.
	Réacteur REP	0,75	0,77	0,7	0,8	0,7	0,8	Valeur de 0,76 en 2018. A tendance à augmenter pour compenser la chute de puissance ; diminution dû au temps d'arrêt pour les maintenance car à la fin de leur durée de vie ; diminution car il peut s'effacer si déploiement rapide EnR
	Eolien maritime	0,34	0,36	0,35	0,4	0,35	0,45	Actuel = 0,35 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
	Eolien terrestre	0,25	0,27	0,22	0,26	0,22	0,3	Actuel = 0,26 ; Moyenne actuelle à 0,26 ; Min = 0,22 car installation sur sites moins ventées ; Max = 0,3 car amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer
	PV	0,13	0,15	0,14	0,18	0,14	0,22	Actuel = 0,14 ; Min = actuel et max en augmentation car développement technologique (amélioration du rendement, le facteur de charge va peu évoluer)
Mix éolien	% maritime	0	0	0,5	0,5	0,8	0,8	Calculéen lien avec la part de l'éolien terrestre ci-dessous
	% terrestre	1	1	0,5	0,5	0,2	0,2	Part des nouvelles constructions onshore. En forte baisse par la saturation des espaces potentiels. 20% résiduel en 2050 est du repowering.
Réseau électrique	Taux d'importation	4,0%	5,0%	4,0%	5,0%	4,0%	6,0%	4,5% en 2018 ; Min = 2018 et max augmente vers les années 2050 car il y a de nombreux projet d'interconnexion aux frontières françaises.
	Taux d'effacement	0%	2,0%	0%	2,0%	0%	2,5%	Actuel entre 0 et 2 % est une estimation. Gisement max de 6% en 2050, on considère qu'il sera pas exploité totalement. Pas de limite basse en 2050. Borne haute plus faible que pour "Nucléaire stable" car la forte proportion de nucléaire diminue les problèmes liés à l'intermittence, ce qui réduit le besoin d'effacement de consommation.
Stockage	Part STEP	1,0	1,0	0,50	0,80	0,50	0,80	Part des STEP dans le mix de stockage. Diminue avec les nouveaux moyens de stockage mais reste majoritaire car gros parc installé.
	Part Batteries	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,3	Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Part A-CAES	0,0	0,0	x	x	x	x	Calculé à partir des parts des STEP et batteries, permet de conserver somme des parts égales à 1. Part qui augmente après 2018 avec les installations de batteries, mais reste faible à comparer des STEP.
	Rendement STEP	0,75	0,77	0,76	0,8	0,76	0,82	0,76 en 2018. Augmentation de la borne supérieure par les améliorations technologiques.
	Rendement Batteries	0,89	0,91	0,9	0,93	0,9	0,95	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
	Rendement A-CAES	0,69	0,71	0,7	0,72	0,7	0,74	0,9 en 2018. Augmentation de la borne supérieure + légère augmentation borne inférieure en 2035 car améliorations technologiques
Mix d'interconnexion	Part Gaz naturel RU	0,49	0,49	0,23	0,27	0,05	0,2	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Diminution de la part du gaz dans le mix en parallèle de l'augmentation du nucléaire et de l'éolien. Part résiduelle de 15% en 2050, notamment pour gérer l'intermittence de l'éolien.
	Part Eolien RU	0,17	0,17	0,28	0,32	0,33	0,39	Correspond aux objectifs du Royaume-Uni. Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du gaz naturel.
	Part Charbon All/RER	0,37	0,37	0,08	0,14	0	0,02	Diminution de la part du charbon dans le mix en parallèle de l'augmentation de l'éolien et du PV. Sortie du charbon justifiée par engagement climatique.
	Part Eolien All/RER	0,22	0,22	0,35	0,41	0,43	0,53	Augmentation de la part d'éolien (notamment offshore) en parallèle de la diminution du charbon.
	% mix importée All/RER	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Répartition 50%-50% pour considérer 2 mixes différents : un riche en nucléaire et éolien, un autre riche en éolien et PV mais faible en nucléaire.
	% mix importée RU	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Calculé à partir de la valeur ci-dessus

Tableau H- 6: paramètres système constants sur 2018-2050 pour le scénario "N1 RTE"

Paramètres constants sur 2018-2050		2018		2035		2050		Explication hypothèses
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Durée de vie des installations (années)	Réacteur EPR	60	60	60	60	60	60	Réacteurs construits pour durée de vie de 60ans.
	Réacteur REP	45	60	45,0	60,0	45	60	A la fois décision politique et technique (visites décénales), qui peut faire varier la durée de vie moyenne de 45 à 60 ans.
	Eolien maritime	15	25	15	25	15	25	Variation autour de la valeur usuelle de 20 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 25 ans.
	Eolien terrestre	20	30	20	30	20	30	Variation autour de la valeur usuelle de 25 ans par les développeurs éoliens. En particulier, si le remplacement par une éolienne récente (repowering) avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement au plus tard après 30 ans.
	PV	20	30	20	30	20	30	PV garanti au moins 25ans actuellement. Si le remplacement par un panneau récent avec un rendement plus élevé est rentable, remplacement prématuré, sinon remplacement après 30 ans.
Puissance moyenne par installation (MW)	Réacteur EPR	1670	1670	1670	1670	1670	1670	Puissance annoncé par EDF.
	Réacteur REP	1300	1300	1300,0	1300,0	1300	1300	Correspond au 2ème pallier de réacteur REP.
	Eolien maritime	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	Valeur future, appliquée à toute la période
	Eolien terrestre	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Valeur future, appliquée à toute la période
	PV	1	1	1	1	1	1	Considération d'une ferme PV de 1MW
Durée construction (années)	Réacteur nucléaire	10	10	10	10	10	10	Valeur plus faible que la durée de construction de l'EPR de Flamanville
	Eolien	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. C'est la phase de projet qui est longue, mais on considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
	PV	0	0	0	0	0	0	Considéré construit immédiatement, la phase de construction étant rapide. On considère qu'il y a toujours plus de projets que de lauréat des appels d'offre de la CRE.
Durée démantèlement (années)	Nucléaire	25	25	25	25	25	25	Durée annoncée par EDF
Délai avant démantèlement (années)	Nucléaire	5	5	5	5	5	5	Délai annoncée sur le site de l'ASN
Batteries	Energie massique batterie (Wh/kg)	100	270	100	270	100	270	Valeur actuelle des batteries sur le marché
	Nombre de cycles	3000	20000	3000	20000	3000	20000	Valeur actuelle des batteries sur le marché
A-CAES	Puissance (MW)	60	60	60	60	60	60	Puissance annoncé d'une tailles standard d'installation
	Facteur de charge	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	Facteur de charge maximum de 50% car charge/décharge. Estimation d'un minimum à 10% (en dessous la rentabilité parait compliquée)
	Durée de vie	30	50	30	50	30	50	Durée de vie conventionnelle dans les avant-projets

Annexe I. Résultats des rejets N₂O de l'usine Orano de Malvési

Pour prendre en considération l'impact de toutes les phases de l'usine, l'impact a été évalué après le démantèlement de l'usine. Le tableau suivant résume les résultats d'étude d'impact des rejets de N₂O de l'usine et une comparaison entre les approches statique et dynamique.

Tableau I- 1: Résultats des calculs d'impact du N₂O selon différentes approches

		Construction	Exploitation	Déconstruction
Statique	Durée (ans)	5	1958-2016	10
	Inventaire total N ₂ O (t)	8,83E+00	4,21E+04	2,21E+00
	Impact avec l'approche statique (t CO ₂ eq)	2,61E+03	1,25E+07	6,55E+02
Dynamique CML	Impact avec l'approche dynamique (t CO ₂ eq)	2,39E+03	1,10E+07	6,21E+02
	Ecart (dynamique-statique)	-2,23E+02	-1,43E+06	-3,41E+01
	Ecart relatif	-9,33%	-12,93%	-5,49%
Dynamique avec le forçage radiatif	Impact avec l'approche dynamique (t CO ₂ eq)	2,32E+03	1,07E+07	6,15E+02
	Ecart (dynamique-statique)	-2,94E+02	-1,77E+06	-4,03E+01
	Ecart relatif	-12,67%	-16,55%	-6,56%

Les écarts relatifs sont définis pour les valeurs de la façon suivante : (dynamique-statique) /statique, la méthode statique étant considérée comme la référence.

Ces résultats ont été estimés sans prendre en considération les modifications liées aux nouveaux procédés programmés par le groupe Orano à partir de 2016 (« Isoflash » et « Traitement des nitrates », dit TDN).

Les unités fonctionnelles pour ce type d'étude d'impact sont liées généralement à la production ou bien à une zone géographique ou temporelle. Or pour une étude d'impact dynamique, toutes les unités fonctionnelles varient en fonction du temps. Pour cette raison, les impacts ont été estimés à la fin de la durée de vie de l'installation en prenant en compte les différentes phases du projet.

Annexe J. Résultats Radon des Mines

1. Résultats

1.1. Données du site étudié

Dans un premier temps, nous considérerons une population qui sera à une distance raisonnable de notre rejet (6 km), nous prendrons une alimentation typique supposée produite sur place. Les différents types de doses seront prises en compte pour identifier les plus pénalisantes. Une rose des vents réaliste et la fréquence d'azimut dirigeant le panache vers la population de référence sont considérées Figure J-1.

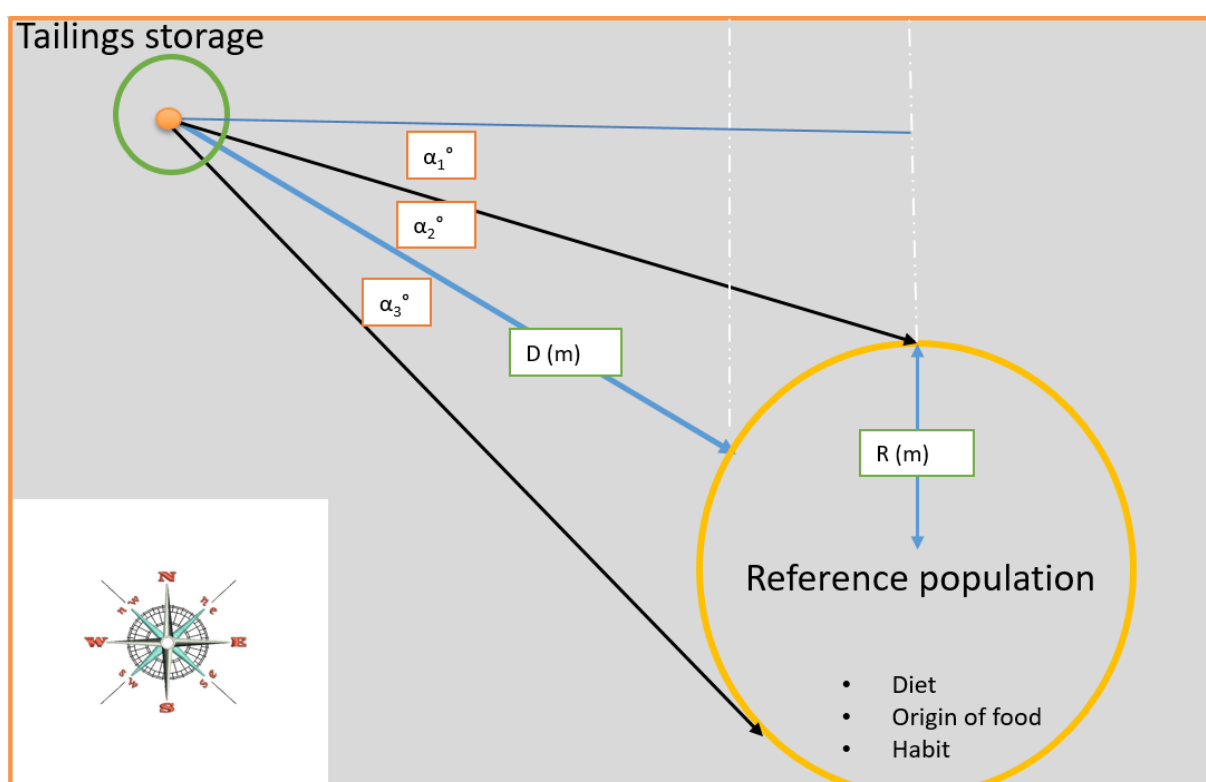


Figure J-1: Définition de la zone d'étude

L'impact du radon est estimé en tenant compte des données météorologiques suivantes :

Tableau J- 1: Vitesses et directions du vent utilisé

Vitesse moyenne pondérée par les fréquences (m/s)	
α_1	6
α_2	8
α_3	10

Les caractéristiques de la mine étudiée sont présentées dans le

, avec une durée d'exploitation de 40 ans et une production annuelle de 1000 t U/an :

Tableau J- 2: Caractéristiques de la mine étudiée

Paramètres étudiés	Teneur en minerai%	Rendement de lixiviation (%)	Zone de dépôt de résidus unitaire (ha)	HVL
Valeur retenue	0,2	90	5	1

1.2. Résultats d'impact en dose totale

Le radon se désintègre en générant de divers éléments solides tel que bismuth (**Bi212**), du polonium (**Po210**) et du plomb (**Pb214**) (Mudd 2007 ; Cothorn 1987). Ces deux radionucléides ont un impact 1000 fois plus grands que celui de radon comme montre le Tableau J- 3. (Fuhrmann et al. 2019) a étudié le Pb210 dans le but d'évaluer ses impacts à long terme. Pour cela, Des échantillons de barrières contre le radon provenant de quatre parcs à résidus miniers ont été analysés. Des mesures de concentration du plomb ont été effectuées sur différents niveaux des barrières : la quantité de Pb210 détectée au sommet des barrières était très élevée et en se rapprochant du fond, elle diminuait. L'analyse de la concentration de Pb210 peut être considérée comme un outil de surveillance du flux de radon.

Les résultats obtenus dans ces conditions de calcul par notre outil CalRad ont été comparés avec les résultats de code CERES. Les résultats obtenus sont assez satisfaisants et permettent de qualifier notre outil de calcul, la différence remarquée sur la dose d'inhalation et causé par l'hypothèse sur le débit respiratoire des adultes.

Tableau J- 3 : Comparaison entre les calculs CalRad et CERES

	Dose de panache		Dose d'inhalation		Dose dépôt	
	Code CERES	CalRad	Code CERES	CalRad	Code CERES	CalRad
Bi214+ses descendants	1.35E-11	1.46E-11	8.26E-10	4.25E-09	3.31E-11	4.25E-12
Pb214	3.67E-11	2.72E-11	1.45E-08	3.93E-08	8.82E-12	3.93E-11
Rn222	7.57E-13	1.66E-15	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Total (mSv/an)	5.10E-11	4.18E-11	1.53E-08	4.36E-08	4.19E-11	4.36E-11
Rapport	1.22		0.35		0.96	

Tableau J- 4: Contribution de chaque type de dose à la dose totale de radon avec le code CERES

		mSv/y	%	%
Dose interne (mSv/an)	Inhalation (mSv/an)	1.53E-08	94%	99.43%
	Ingestion (mSv/an)	8.29E-10	5%	
Dose externe (mSv/an)	Dose de dépôt (mSv/an)	4.19E-11	0%	0.58%
	Dose de panache (mSv/an)	5.10E-11	0%	

Les résultats obtenus permettent de confirmer que la dose liée à l'ingestion est négligeable (Tableau K-4). L'impact est dû principalement à la dose d'inhalation des différents fils de radon, notamment Bi214 et Pb 214.

La dose liée à l'ingestion est négligeable par rapport à celle de l'inhalation, de sorte que l'alimentation de la population n'est pas importante.

Pour simplifier l'étude d'impact, seuls les paramètres suivants seront nécessaires :

La distance entre la mine et la population de référence,

L'azimut de la population de référence,

La vitesse du vent dans la bonne direction.

1.3. Résultats d'impact en équivalent C14

Afin de montrer l'importance de la mise en place d'une analyse dynamique du cycle de vie, une étude comparative entre les deux niveaux d'intégration de la notion de temporalité et une étude statique simplifiée a été réalisée.

➤ Analyse de cycle de vie statique

L'inventaire de l'approche statique sera caractérisé par les données à long terme disponibles dans la littérature qui seront ensuite pondérées par rapport à la production totale de la mine.

$$ICV = Prod * FE$$

Avec :

ICV : Inventaire de cycle de vie

Prod : Production totale de la mine en tU

FE : facteur d'émissivité de Rn222 par tU produits (dépend de la nature de la mine).

Dans notre étude, on considère que les résidus seront couverts à la fin de la durée d'exploitation, donc le facteur $1.6 * 10^7$ kBq Rn222/kg d'U sera utilisé (Frischknecht 2000).

La caractérisation d'impact a été faite avec les FC statiques de la méthode Impact 2002+ par rapport à l'impact de l'élément de référence C14.

$$ACV = ICV * FCS$$

Avec :

ACV : Analyse de cycle de vie

Prod : Production totale de la mine en tU

FCS : Facteur de caractérisation statique.

Le 2ème niveau prendra en compte non seulement la variation de l'inventaire mais aussi la variation des FC en fonction de l'horizon temporel choisi.

➤ Analyse dynamique du cycle de vie niveau 1

Le premier niveau consiste à prendre en compte la variation temporelle des émissions de radon (DLCI) mais nous faisons une caractérisation de l'impact avec un FC statique.

L'impact de cette approche est calculé en cumulant les impacts annuels de l'émanation de radon sur 45 ans en prenant : ICVD et FCS

$$AICV = \int_0^{Th} AICV(t) dt$$

Et

$$AICV(t) = ICVD(t) * FCS$$

L'inventaire dynamique de la figure ci-dessous est évalué dans le cas nominal (voir Figure J- 2).

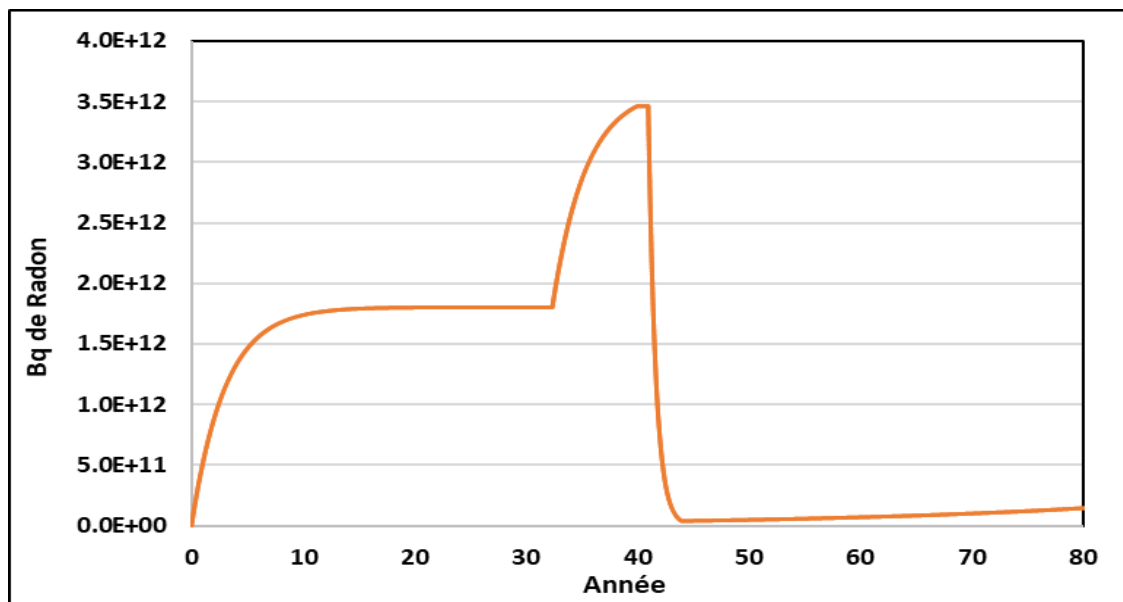


Figure J- 2: Inventaire dynamique du Rn222 dans les conditions nominales

En cas d'absence de la couverture, l'inventaire de radon serait maintenu pendant une longue durée à la valeur la plus haute qui correspond à la fin de la durée d'exploitation, cette valeur va ensuite décroître à long terme au fur et à mesure que les quantités de pères de radon seront épuisées. L'inventaire total cumulé à long terme serait 1000 fois supérieurs à celui avec la couverture (Frischknecht 2000).

➤ Analyse dynamique du cycle de vie Niveau 2

Comme déjà indiqué dans les paragraphes précédents, le facteur de caractérisation dynamique est défini comme le rapport entre l'impact du Rn222 et celui du C14.

L'impact de cette approche est calculé en cumulant les impacts annuels de l'émanation de radon sur 45 ans, soit juste après la fin de positionnement de la couverture sur l'ensemble de l'aire de stockage des résidus.

$$AICV (Th) = \sum_{t < Th} ICVD (t) * FCD(Th - t)$$

Avec

Th : horizon temporel

Le facteur de caractérisation dynamique pour Rn222 a été évalué dans les conditions déjà définies. La figure ci-dessous montre l'évolution dynamique des FC dynamique et statique.

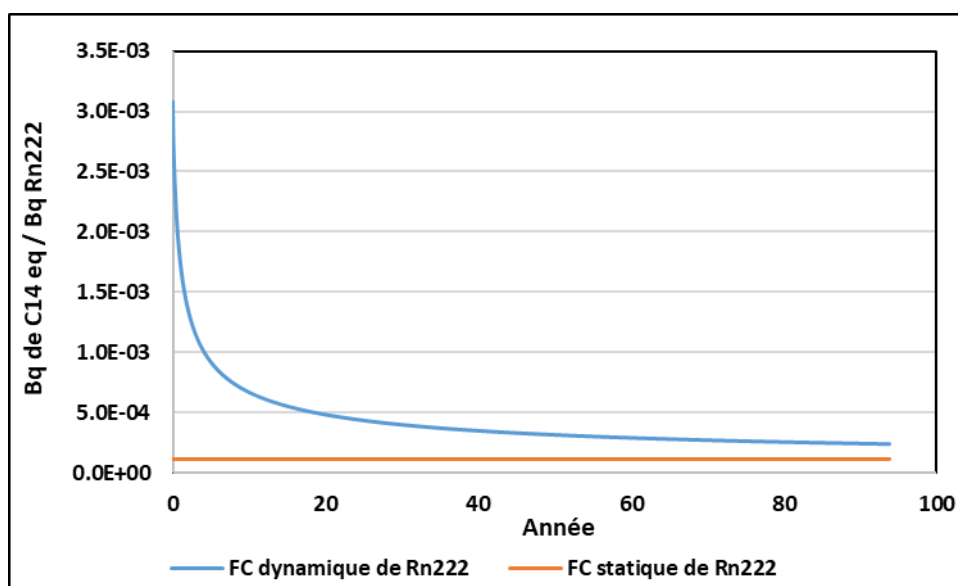


Figure J-3: Evolution temporelle des FC dynamique et statique

Le facteur de caractérisation dynamique est majorant par rapport à celui pris en compte dans les études d'ACV statique, car la durée de vie de Rn222 est relativement faible par rapport à celle du C14. Ces deux courbes ont tendance à se rejoindre à très long terme : 100 000 ans.

La toxicité pour l'environnement du 14C n'est liée qu'à ses émissions radioactives de type bêta pur de faible énergie. Elle résulte donc principalement de processus d'internalisation, essentiellement par ingestion.

- Comparaison entre les différentes approches d'ACV

La figure ci-dessous, qui résume l'impact évalué par les trois approches étudiées, est exprimé en unité réduite par rapport à l'approche dynamique niveau 1 :

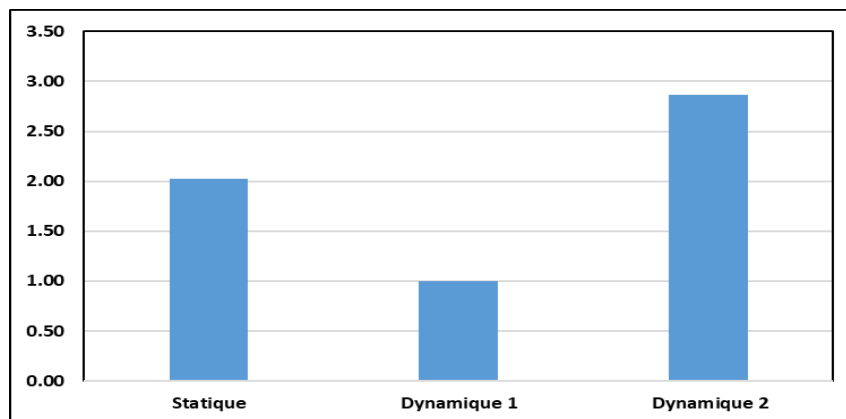


Figure J- 4: Comparaison entre différentes approches d'ACV à l'horizon de 100 ans

L'impact en ACV statique est deux fois supérieur à celui de l'approche dynamique niveau 1, même si la caractérisation d'impact pour ces deux approches a été faite avec la valeur FC du radon prise à sa valeur la plus basse ($1,14E-04$ Bq C14 eq/Bq Rn222), correspondant au très long terme. Cependant l'inventaire avec l'approche statique (à long terme) est deux fois plus élevé que l'inventaire dynamique. L'approche statique est assez éloignée de la réalité car elle utilise un inventaire à long terme qui est majoré par rapport à l'inventaire dynamique.

L'ACV dynamique de niveau 1 est minimaliste et loin de la réalité car même si elle utilise un inventaire détaillé, la valeur du FC du radon est prise à sa valeur la plus basse correspondante au très long terme.

Le niveau 2, qui prend en considération les émissions réelles de radon et leur moment précis d'émission, caractérise l'impact le plus adapté à la réalité temporelle.

L'écart entre ces différentes approches d'ACV est lié à l'instant de caractérisation d'impact choisi. Pour bien identifier cet écart, trois instants de calcul ont été traités : à la fin de la phase d'exploitation, après la mise en place de la couverture et 20 ans après la mise en place de la couverture

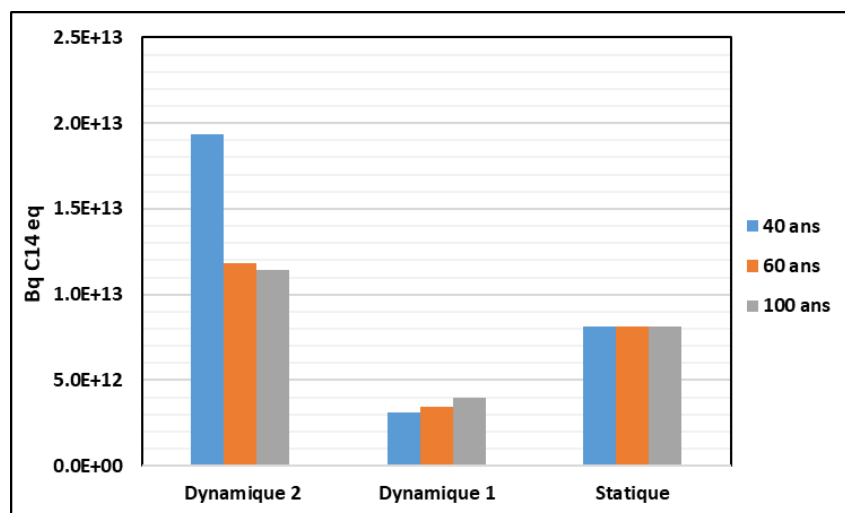


Figure J- 5: Comparaison entre différentes approches d'ACV pour différents horizons temporels

2. Discussion

Pour tenir compte de l'influence de chaque paramètre de l'étude sur les résultats obtenus, une étude de sensibilité est réalisée. Chaque fois, nous modifions un seul paramètre par rapport au cas nominal que nous avons choisi.

2.1. Etude de sensibilité de l'inventaire dynamique du radon

La première partie consiste à identifier les paramètres les plus influençant sur l'inventaire de radon. Afin de déterminer les conditions optimales pour réduire ces émanations.

Tableau J- 5: Paramètres sélectionnés pour l'étude de sensibilité

Paramètres	Valeur Nominale	Valeur Minimale	Valeur Maximale
Teneur du minerai (%)	2,0	0,2	10,0
HVL du minerai (m)	1	0,8	1,2
Rendement d'attaque (%)	90	70	95
Production annuelle (tU)	1000	500	5000
Surface unitaire de résidus (m ²)	50000	10000	100000
Hauteur maximale autorisée (m)	1	10	30
Vitesse du vent pour l'azimut concerné (m/s)	10	5	15
Distance de la population de référence (km)	5	1	10
HVL de la couverture (m)	0,10	0,10	0,5
Hauteur de la couverture (m)	30	1,5	5
Taux de dégradation annuel de la couverture (%)	0,5	0,1	1
Durée d'exploitation (an)	40	30	50
Durée d'attente (an)	1	0	2
Durée de la mise en place de couverture (an)	3	1	5

2.2. Effet de la variation du rendement de lixiviation

En hydrométallurgie de l'uranium, la lixiviation est utilisée avec un acide ou une base selon la nature du minerai ; elle permet de solubiliser l'uranium afin de procéder à une première purification, d'où l'on obtiendra un concentré minier.

Plusieurs types de lixiviation qui existent et dont le choix dépend de la teneur en uranium des minerais. Parmi ces types il y a :

- Lixiviation dans des réacteurs : en principe réservée aux minerais à une teneur suffisante.
- Lixiviation avec attaque alcaline (in situ) : ce type est utilisé dans le cas des minerais avec une basse teneur en uranium mais une forte teneur en argile et dont l'attaque acide n'est pas économique. Cette lixiviation consiste à injecter la solution chimique dans la couche minéralisée afin de solubiliser l'uranium (Petersen 2016).
- Lixiviation en tas : utilisée aussi dans le cas des minerais à basse teneur en uranium depuis 1950. Elle consiste à concasser les minerais puis les placer dans un puits et faire percoler

une solution chimique destinée à dissoudre progressivement l'uranium. Le rendement d'extraction dépasse rarement 70% (Petersen, 2016).

- Lixiviation avec attaque acide : ce type est très répandu pour le traitement des minerais, il a été utilisé par 20 usines et repose sur : Concassage et broyage; Lixiviation; Séparation solide/liquide et lavage; Extraction par solvants ou échange des ions; Précipitation et séchage du gâteau jaune.
- Lixiviation par percolation : il n'a été utilisé que deux fois seulement pour deux minerais. Ce procédé consiste à un arrosage des minerais broyés à une dimension de 4 à 10 mm afin qu'ils soient noyés en permanent. Ce type n'est pas adapté aux minerais avec une forte proportion de fine ou d'argile.

Le rendement de récupération de l'uranium dépend principalement du type de lixiviation : les valeurs varient de 20% à 95%. Afin de voir l'effet du rendement, une étude de sensibilité a été entreprise, en exploitant les données présentes dans la Figure J- 6.

La courbe ci-dessous montre l'évolution de l'inventaire du radon en fonction du temps pour trois valeurs de rendement considéré.

Les résultats obtenus montrent que plus l'efficacité de la lixiviation est grande, plus la quantité d'U restant dans les résidus est faible et, par conséquent, l'émanation de radon est moindre.

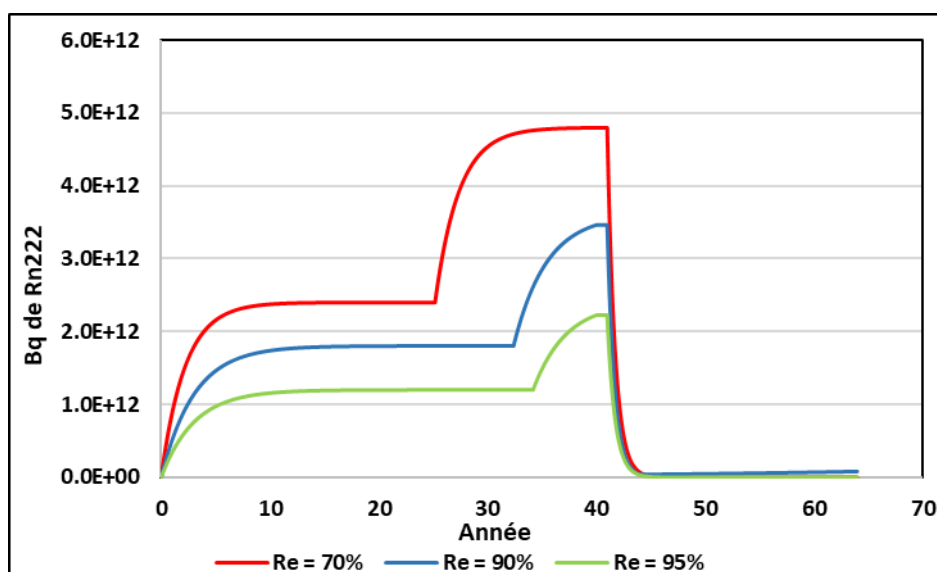


Figure J- 6: Effet de la variation du rendement de lixiviation sur l'inventaire du radon

2.3. Effet de la variation de la teneur du minerai

La teneur des minerais d'uranium varie entre quelques centaines de ppm jusqu'à des valeurs pouvant dépasser 10% pour quelques gisements exceptionnels au Canada. On distingue trois types d'exploitation minière (World Nuclear 2020) :

- A ciel ouvert : lorsque le gisement est près de la surface. L'accès au minerai se fait via une grande fosse après élimination des roches stériles sus-jacentes. Ce type de mines existe en Namibie et au Niger.
- Souterrain : lorsque le gisement est plus profond. Ce type de mine nécessite la construction de puits d'accès et de tunnels. Leur profondeur varie entre 200 à 3 000 m. Ce type de mines existe au Canada, au Niger et en Australie.
- Lixiviation in situ (ISL) : lorsque le gisement est contenu dans des matériaux poreux situé entre deux couches imperméables. L'exploitation de ce type de minerai se fait en injectant la solution lixivante dans la veine et la solution chargée en uranium est pompée vers la surface. Ce type d'exploitation est très répandu au Kazakhstan.

La plupart des minerais ont une concentration qui varie entre 0,1% et 0,2%. Au Kazakhstan, la mine ISL de KATCO avait en 2017 une teneur moyenne de 0,08% (ORANO 2020).

La teneur du minerai influence le rendement de lixiviation. Plus la teneur est élevée, plus le rendement de lixiviation devra être élevé afin de réduire la quantité de radon émise par les résidus.

Les résultats obtenus montrent que plus la teneur en minerai est élevée, plus la quantité de résidus pour la même quantité produite est faible, ce qui va réduire significativement l'effet de l'auto-atténuation et donc plus de radon sera émis comme montre la figure ci-dessous.

La durée nécessaire pour atteindre une hauteur qui correspond à 5 fois le HVL est de 40 ans pour la mine riche, 8 ans pour la mine dont la teneur est de 2% et moins d'un an pour la mine pauvre à 0,2%.

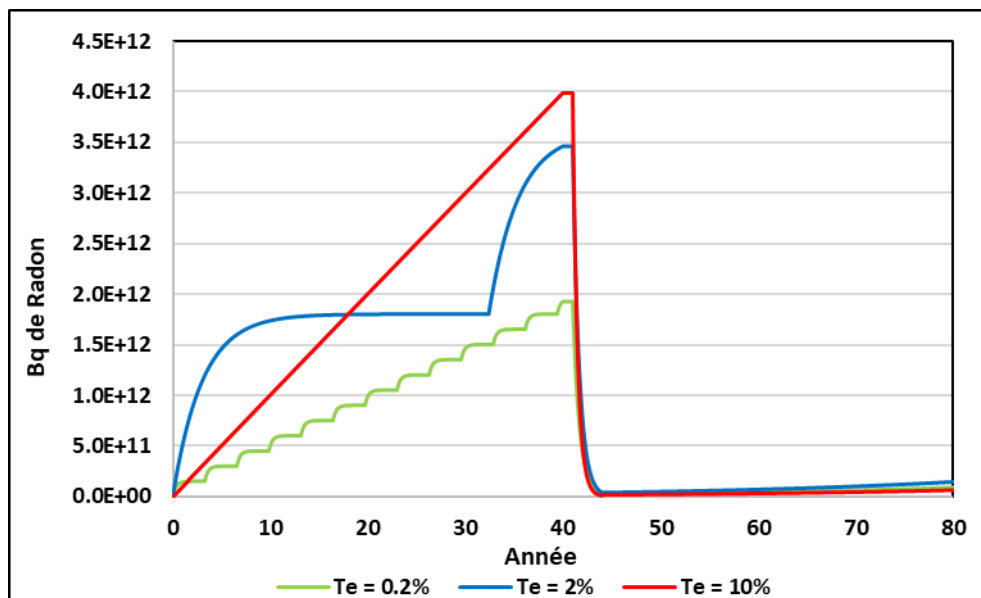


Figure J- 7: Effet de la variation de la teneur du minerai sur l'inventaire du radon

2.4. Effet de la variation de HVL

Le HVL propre des résidus dimensionne les quantités de radon qui peuvent être stoppées par l'effet de l'auto-atténuation. Les valeurs de HVL dépendent du type de sol, de sa granulométrie et de son humidité. Le graphe ci-dessous montre l'impact de ce paramètre sur l'inventaire de radon :

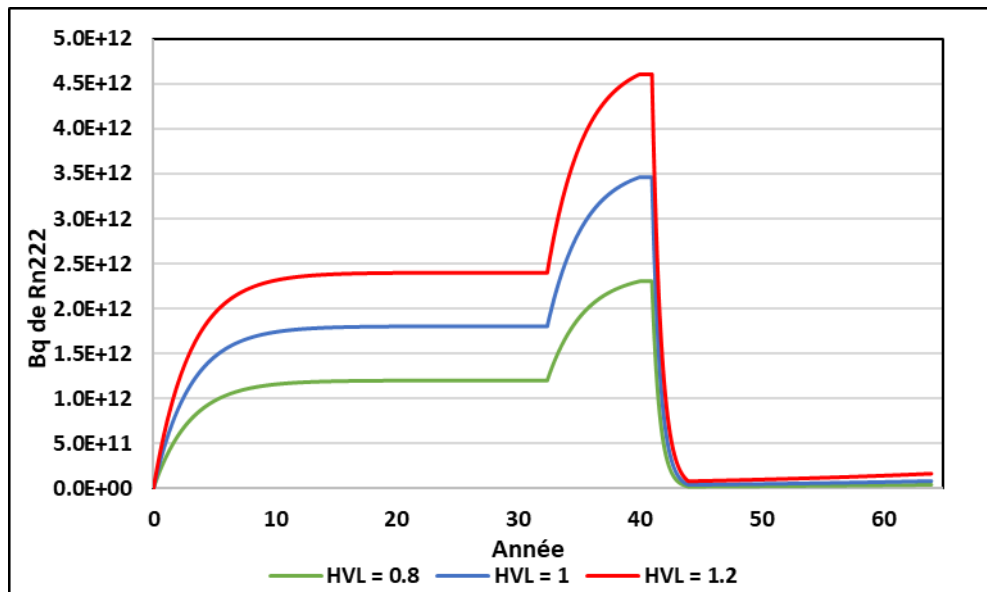


Figure J- 8: Effet de la variation de la HVL des résidus sur l'inventaire du radon

L'inventaire de radon varie significativement avec le HVL des résidus : par exemple, pour une valeur HVL de 1 m, il faut une hauteur de 1m pour arrêter la moitié du radon, la valeur maximale de l'activité de radon à la fin d'exploitation est de $3,5 \cdot 10^{12}$ Bq de Rn222, tandis que pour un HVL plus petit 0.8 m cette valeur ne dépasse pas $2,3 \cdot 10^{12}$. Ce paramètre ne peut pas être choisi par les exploitants mais il peut être amélioré avec un arrosage régulier, pour maintenir un taux d'humidité assez élevé et réduire le HVL.

2.5. Effet de la surface de stockage des résidus

La lixiviation de l'uranium génère des résidus, qui doivent être stockés et surveillés pendant une longue période car ils contiennent des éléments radioactifs. Généralement, les résidus miniers sont stockés dans des installations de gestion des résidus (IGR), installés près de l'usine de traitement. Deux types d'IGR existent : dans des mines à ciel ouvert ou dans des verses à résidus en surface (Commission canadienne de sûreté nucléaire 2019).

Le but principal de ce stockage est d'éviter autant que possible le transfert de radioactivité vers l'environnement.

Les résidus miniers sont stockés dans les IGR sous forme de boue de telle façon que la partie liquide soit recueillie et traitée par la suite dans des usines de traitement des eaux usées.

A titre d'exemple, deux IGR ont été mises en place au Canada : l'installation d'Orano à McClean dans le nord de la Saskatchewan et les sites de Cameco Corporation à Key Lake et Rabbit Lake (Commission canadienne de sûreté nucléaire 2019).

En France, 17 IGR sont situés près des installations de traitement de minerai, deux types de résidus sont stockés dans ces sites, à faible teneur (de l'ordre de 300 à 600 ppm d'uranium) avec une activité massique moyenne totale de 44 Bq/g (dont environ 4 Bq/g de radium 226) et à forte teneur (de l'ordre de 1 000 à 10 000 ppm ou 0,1 à 1% d'uranium) avec une activité massique moyenne totale de 312 Bq/g (dont environ 29 Bq/g de radium 226).

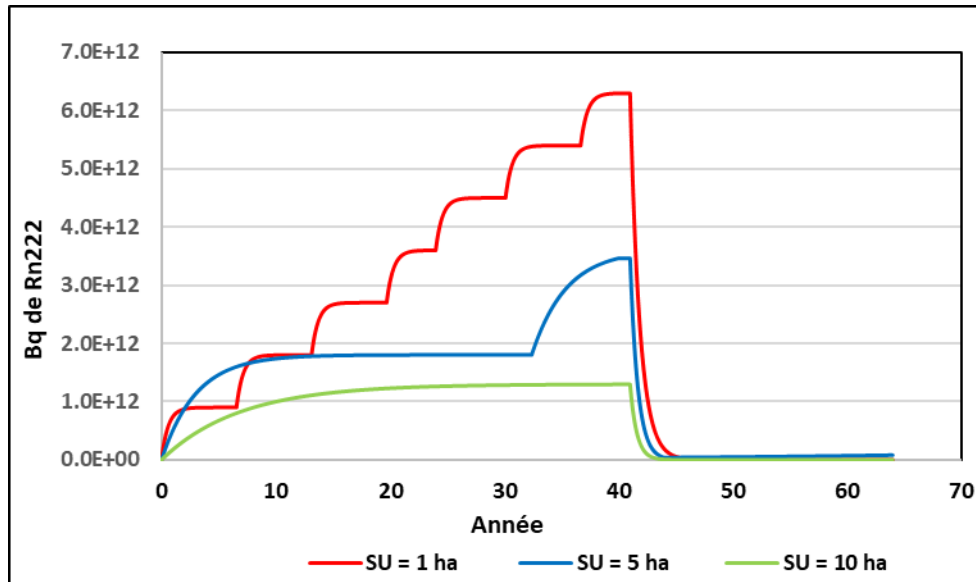


Figure J- 9: Effet de la variation de la superficie des résidus sur l'inventaire du radon

Les résultats obtenus pour cette étude de sensibilité montrent que le mode de mise en place et la forme des résidus ont un effet sur l'émanation du radon par auto-atténuation. L'augmentation de la surface unitaire de résidus réduit la hauteur, limitant ainsi l'auto-atténuation et augmente finalement l'émanation de radon. Pour la réduire, il est préférable de remplir une surface limitée dans les limites de la hauteur totale autorisée et de passer ensuite à une autre partie.

2.6. Effet de la production

La production mondiale d'uranium en 2018 a atteint 53498 t dont les principaux pays producteurs sont : le Kazakhstan qui a contribué avec 21705 tonnes, la Canada avec 7001 tonnes, l'Australie avec 6517 tonnes, la Namibie avec 5525 tonnes et le Niger avec 2911 tonnes (Atlasocio 2019).

Plusieurs paramètres influencent le choix de la production de chaque mine, notamment la teneur et la rentabilité économique. La production peut varier de quelques centaines de tonnes d'uranium par an jusqu'à plusieurs milliers de tonnes, notamment pour les mines dite riches.

L'analyse de sensibilité en fonction de la production montre que les résultats varient significativement en fonction de la production comme montre le graphe ci-dessous. Plus la production augmente, plus la quantité de résidus sera importante, source de davantage de radon dans l'inventaire donc potentiellement émis, toutes choses égales par ailleurs.

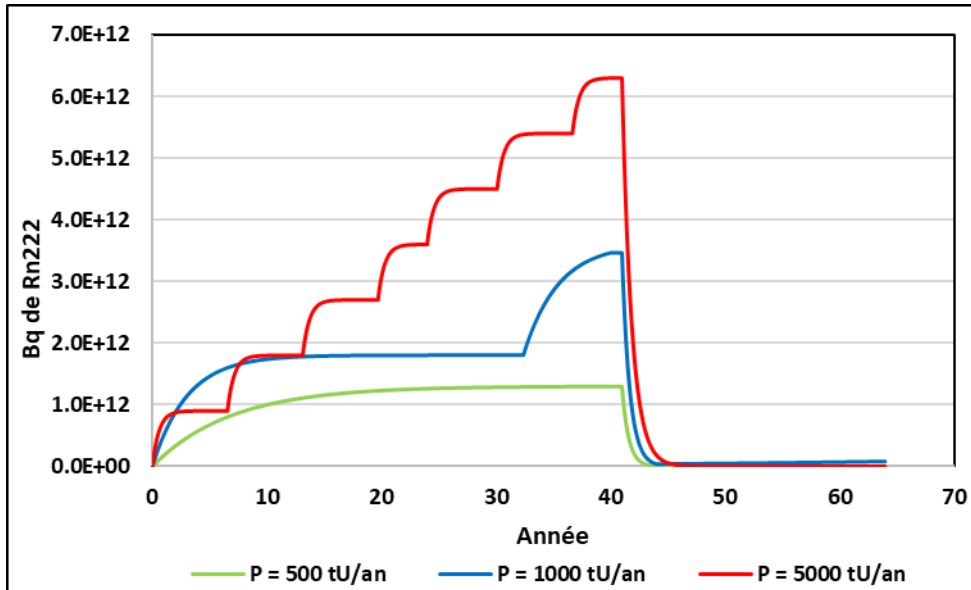


Figure J- 10: Evolution de l'inventaire dynamique du radon en fonction de la production annuelle

2.7. Effet de la hauteur maximale

Les résidus humidifiés convoyés avec des bandes transporteuses pour alimenter les aires de stockage (qu'on appelle « verses »), jusqu'à une hauteur limite, au-delà de laquelle le tas deviendrait instable avec un risque d'éboulement. Une fois cette hauteur atteinte, le passage sur une nouvelle aire de stockage est indispensable. Ce passage est pénalisant vis-à-vis de l'émanation de radon, puisqu'on perd l'effet d'auto-atténuation au moins pendant une durée qui correspond à l'atteinte d'une hauteur équivalente à 4 à 5 fois le HVL, correspondant à l'atténuation totale.

Les résultats montrent que plus la hauteur est limitée, plus on réduira l'effet de l'auto-atténuation, ce qui va générer plus de radon.

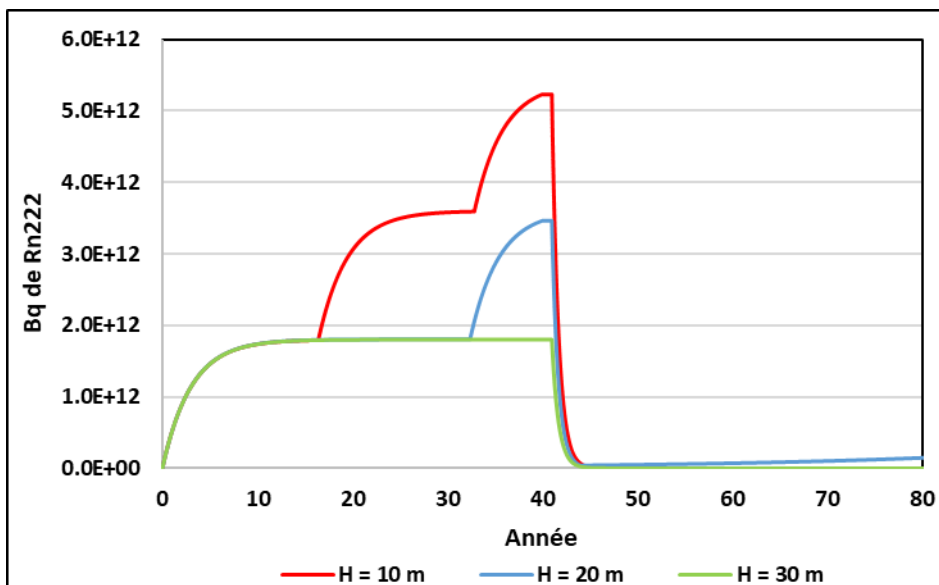


Figure J- 11: Influence de la hauteur maximale de stockage sur l'inventaire dynamique du radon

2.8. Effet du HVL de la couverture

Les résidus miniers sont empilés sous forme d'immenses tas s'étendant sur plusieurs hectares sur le site de la mine.

Il est très important de mettre en place une solution qui permet d'éviter la propagation des éléments radioactifs dans l'environnement, notamment le radon. La solution adoptée est la couverture de ces résidus à l'aide de matériaux.

Une étude a été menée sur six différents matériaux de couverture (les stériles, le sable, la latérite, le kaolin, un mélange de sable et de latérite, un mélange de stériles et de roches et la latérite) ; les résultats indiquent que leur application sur les couches de couverture peut réduire considérablement le taux d'exhalation du radon, avec une efficacité liée à la texture fractale de la distribution en taille (Tan 2012).

Le HVLC (C désignant la couverture) est le paramètre indispensable pour évaluer la qualité de la couverture. Une couverture avec un HVLC faible a besoin de moins de hauteur pour atténuer la totalité du radon ou au moins revenir à l'état initial du site, avant l'exploitation du minerai.

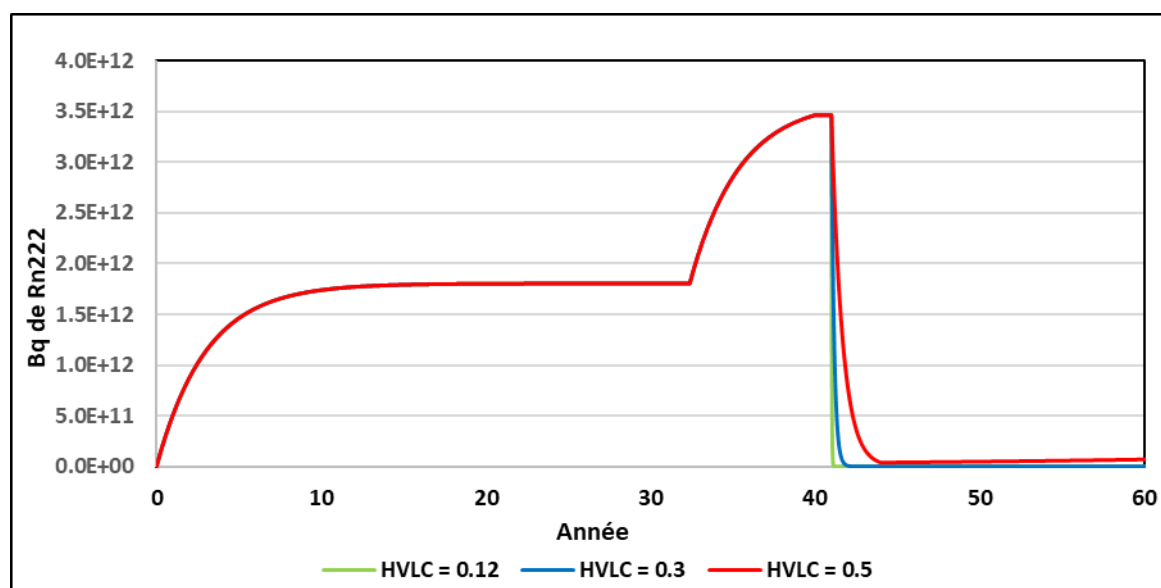


Figure J- 12: Effet du HVL de la couverture sur la cinétique d'atténuation du radon

2.9. Effet du taux de dégradation de la couverture

Le taux de dégradation de la couverture dépend non seulement des conditions météorologiques mais aussi des stratégies d'entretien établies par l'exploitant, ce paramètre est très influent notamment à long terme, dans la suite 3 taux de dégradation ont été testés, 1%/ an qui correspond à une dégradation totale après 100 ans, 0.5%/ an qui correspond à une dégradation totale après 200 ans et un taux de 0.25 qui correspond à une dégradation totale à 400 ans.

La figure suivante regroupe l'allure de l'évolution de l'inventaire radon à la fin de la durée de vie, après 50 ans de la mise en place de la couverture, la couverture dont le TDC est de 1% a perdu

50% de son rendement d'atténuation, tandis que celle avec un TDC de 0.5% n'a perdu que 25% et finalement la couverture avec un TDC de 0.25% considéré avec un entretien régulier n'a perdu que 12.5% de ses performances initiales.

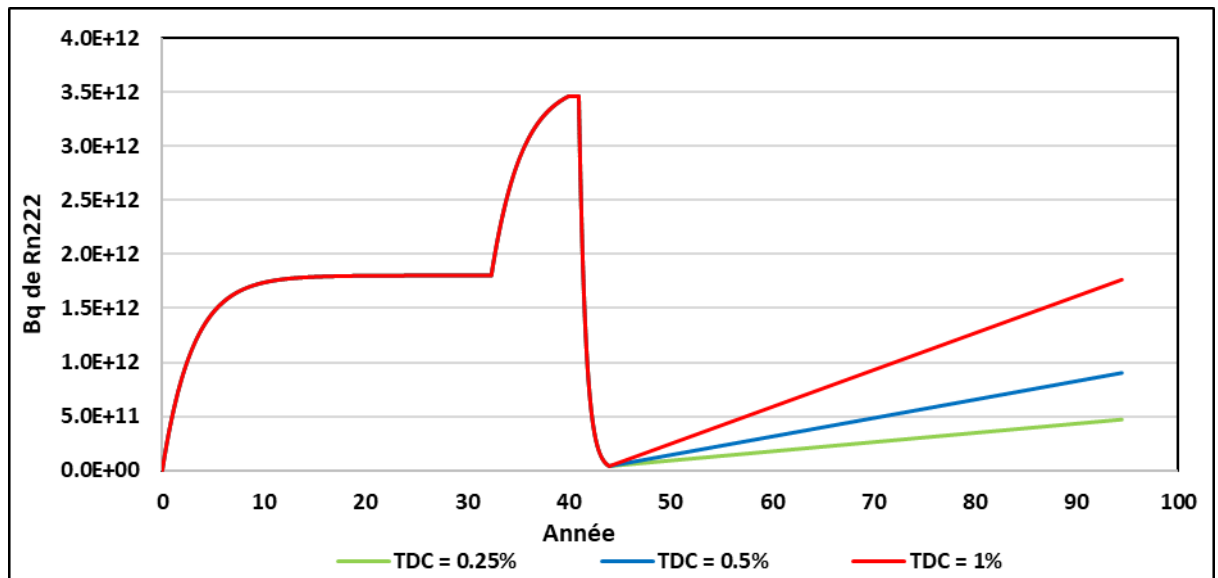


Figure J- 13 : Effet du taux de dégradation annuel de la couverture sur l'inventaire dynamique du radon

2.10.Récapitulatif des conditions optimales

- 1- Augmenter le rendement
- 2- Stocker sur une surface réduite
- 3- Définir la hauteur maximale la plus élevée possible, sans risque d'effondrement
- 4- Privilégier la couverture avec un petit HVL
- 5- Mettre la couverture directement à la fin de la phase d'exploitation
- 6- Entretenir la couverture afin de freiner son mécanisme de dégradation.

2.11.Synthèse sur la qualité des résultats

Afin de vérifier les résultats obtenus et qualifier l'outil de calcul, une comparaison avec les données disponibles dans la littérature a été faite, sauf que ces données sont généralisées sur tout type de mines et estime les inventaires de radon à long terme en fonction de la façon utilisée pour gérer les résidus à la fin d'exploitation. Deux facteurs ont été proposés par (Frischknecht 2000) en fonction de la présence de la couverture ou pas. Dans notre cas, on a utilisé le facteur d'émission à long terme pour un résidu couvert à la fin de l'exploitation avec une durée d'exploitation fixée à 40 ans et une production annuelle nominale de 1000 tU/an. Le tableau ci-dessous présente les résultats obtenus.

Tableau J- 6: Comparaison entre les résultats obtenus et les données de la littérature

Teneur	Te = 2%	Te = 0.2%	Te = 10%	Bq de Rn222 avec Th =100 ans
	3.01E+16	1.57E+16	3.16E+16	
HVL des résidus	HVL = 1	HVL = 0.8	HVL = 1.2	
	3.01E+16	1.99E+16	4.04E+16	
Rendement	Re = 90%	Re = 70%	Re = 95%	
	3.01E+16	4.72E+16	1.90E+16	
Production annuelle	P = 1000 tU/an	P = 500 tU/an	P = 5000 tU/an	
	3.01E+16	1.65E+16	5.22E+16	
Surface unitaire	SU = 5 ha	SU = 1 ha	SU = 10 ha	
	3.01E+16	5.22E+16	1.65E+16	
Hauteur maximale	H = 20 m	H = 10 m	H = 30 m	
	3.01E+16	4.40E+16	2.54E+16	
Valeur de (Frischknecht et al. 2000) couvert à long terme	7.11E+16			Bq de Rn222 avec Th = infini

3. Etude paramétrique des conditions météorologiques

3.1. Effet de la vitesse du vent

La dispersion atmosphérique du panache contenant les éléments radioactifs dépend de la vitesse du vent. Dans notre étude et pour des raisons de simplification, seule la vitesse selon l'azimut correspondant à la direction de la population de référence a été pris en compte. 3 vitesses ont été considérées : les résultats obtenus montrent que plus le vent est important, plus l'impact maximal sera obtenu pour une distance éloignée, avec un maximum moins marqué en raison d'une dispersion plus grande.

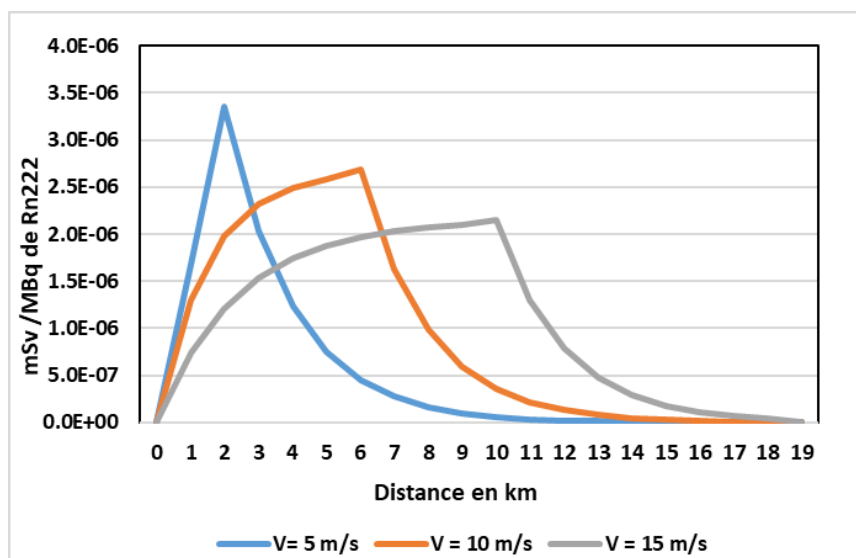


Figure J- 14: Evolution de la dose de radon en fonction de la distance pour trois valeurs de vitesse de vent

Donc pour un site caractérisé par une grande vitesse du vent dans le sens de la population de référence, il vaut mieux éloigner les résidus le plus possible de la population, tandis que pour un site moins venté, une distance de sécurité de quelques kilomètres est suffisante pour s'assurer de ne pas contaminer la population comme montre la Figure J- 14.

3.2. Effet des précipitations

Les précipitations ont un impact non négligeable sur les doses totales reçues par la population de référence, puisqu'elles dimensionnent le type de dépôt et notamment pour les particules et les aérosols. Le dépôt humide en présence de pluie est relativement plus important que le dépôt sec.

Le dépôt humide est quantifié par la nature de l'élément et la quantité de pluie efficace, tandis que le dépôt sec dépend de la nature de l'aérosol et de la vitesse de sédimentation.

Avec la présence de la pluie, l'impact sera centré sur une distance relativement faible, tandis qu'en son absence l'impact sera distribué sur une longue distance.

En outre, les précipitations vont amener les particules déposées sur terre et vont privilégier la contamination par les racines pour les végétaux

L'impact associé dépendra non seulement de l'intensité des précipitations mais aussi de sa cinétique (une faible intensité de précipitation pendant une longue durée ou forte intensité pendant une durée courte). Le graphe suivant montre l'évolution de la dose totale de Rn222 en fonction de la distance pour plusieurs profils de précipitations.

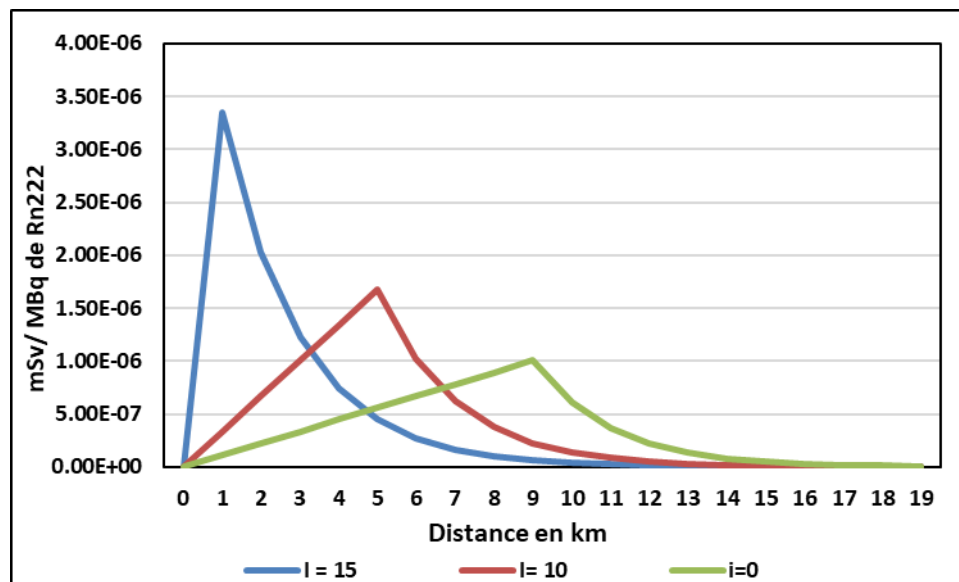


Figure J- 15 : Evolution de la dose de radon en fonction de la distance pour trois valeurs de précipitations (mm/m²)

3.3. Conclusion

La dose de radon dépend de la température et du temps (jour ou nuit). Le jour, la diffusion atmosphérique est le plus souvent bonne ; les concentrations en radon sont relativement faibles. La nuit, on observe fréquemment des inversions de température : la diffusion atmosphérique est très

mauvaise, le radon stagne au niveau du sol et sa concentration peut ainsi augmenter dans l'air d'un facteur 10 à 100 (Fig. 1).

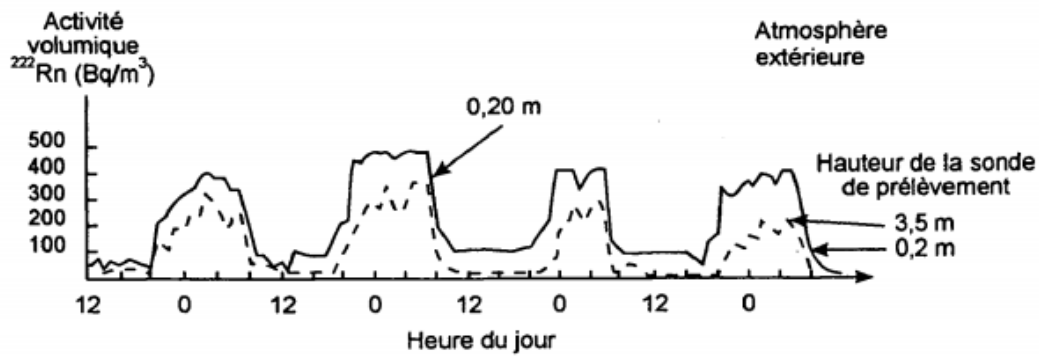
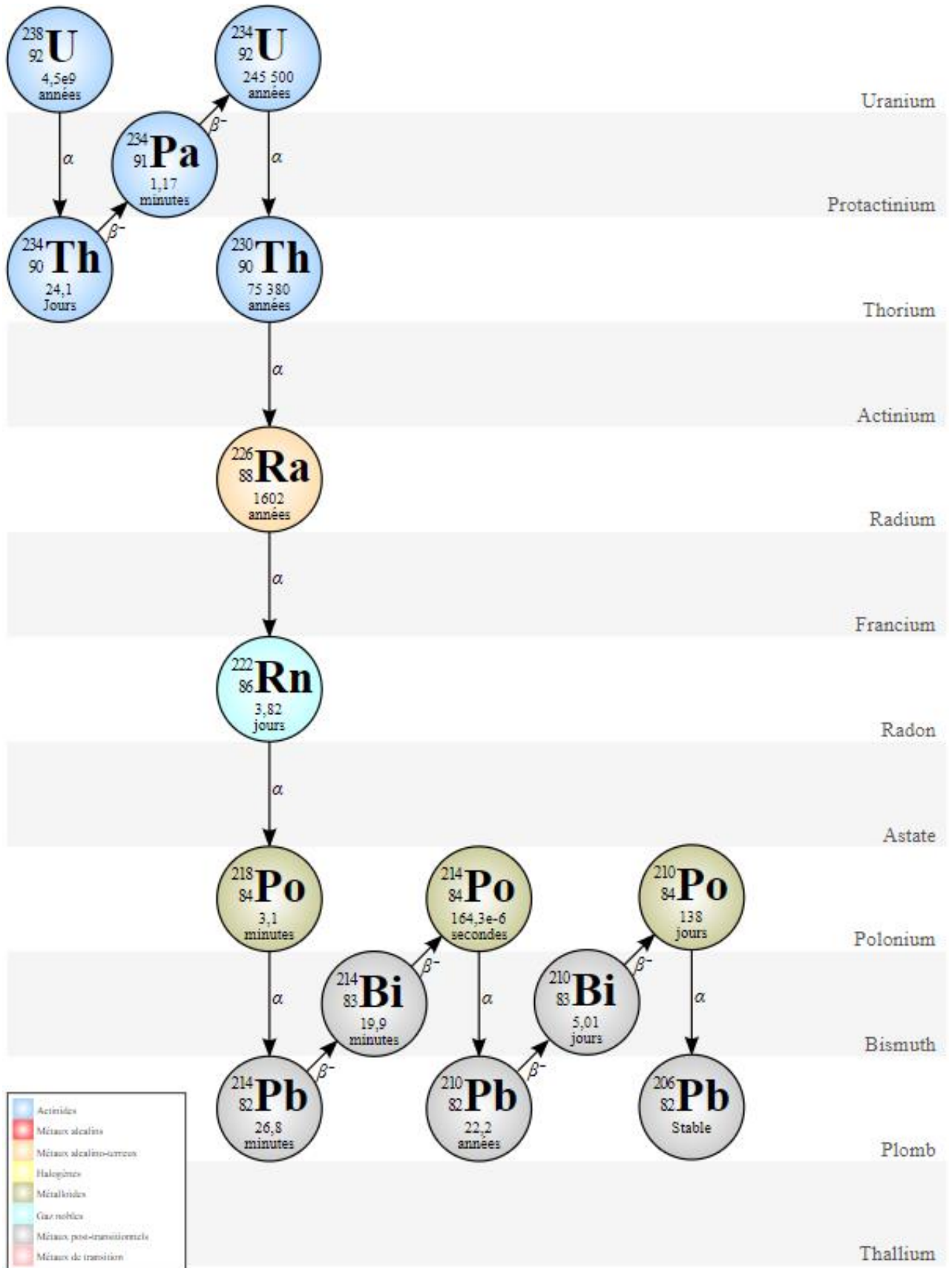


Figure J- 16 Exemple d'évolution des concentrations en radon dans l'atmosphère extérieure

Ce phénomène n'est pas détectable avec notre méthode de calcul simplificatrice puisqu'on considère la viscosité cinématique constante en fonction de la température. Cette hypothèse même si elle ne permet pas de suivre le profil journalier, mais seulement la valeur moyenne cumulée sur la journée, donne des résultats assez satisfaisants.

Annexe K. Chaîne Radioactive de l'U238



Annexe L. Méthodologie de calcul des FC dynamiques du Rn222

Evaluation des Facteurs de Caractérisation spatiotemporels pour la catégorie d'impact la radiation ionisante

L'objectif de cette partie est d'estimer les différentes doses : par inhalation, par dépôt et par panache, de plusieurs éléments radioactifs.

On trouve deux familles de modèles qui sont très utilisées : modèles à bouffées et modèles à panache gaussien.

1. Analyse du devenir

1.1. Modèle de dispersion atmosphérique :

Concernant le modèle à bouffées, il est basé sur le fait de discrétiser le rejet de l'élément polluant par une série successive de bouffées dont chacune contient une fraction des produits émis dans l'atmosphère.

Cette méthode de discrétisation se fait selon des intervalles de temps (nommé paliers de rejet) où les bouffées ont la même activité et de telle façon à ce que le débit de rejet soit considéré comme constant. Selon les conditions météorologiques de l'endroit de la bouffée, cette dernière change de taille (elle subit donc une activité volumique) quand elle est transportée par le vent, et donc elle obtient un profil gaussien selon les trois axes de référence (longitudinal – c'est-à-dire dans l'axe du vent et transversal – perpendiculaire à l'axe du vent dans un plan horizontal et vertical).

Pour des conditions météorologiques données, pour une bouffée dont les dimensions initiales sont petites devant ses dimensions à l'instant d'observation (c'est-à-dire rejet pouvant être assimilé à un rejet ponctuel), l'activité volumique instantanée (AV) au point de coordonnées (x, y, z) à l'instant t s'écrit :

$$AV(x, y, z, t) = \frac{Q \cdot FC}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp - \frac{1}{2} \left[\frac{(x - x_0 + ut)^2}{\sigma_x^2} + \frac{(y - y_0)^2}{\sigma_y^2} \right]$$

Avec :

- AV : activité volumique dans l'air à l'instant t, en Bq.m⁻³ ;
- Q : quantité d'activité émise dans la bouffée, en Bq ;
- FC : facteur correctif du terme source, traduisant la disparition d'activité, due à l'appauvrissement dû au dépôt sec et humide pour les aérosols et les vapeurs, ainsi qu'à la décroissance radioactive pendant le transfert atmosphérique ;
- x₀, y₀, z₀ : coordonnées de la source, en mètres ;
- u : vitesse du vent, en m.s⁻¹ ;
- σ_x, σ_y, σ_z : écarts-types, en m, de la distribution de la quantité Q par rapport à sa localisation moyenne ; ces écarts-types se calculent différemment selon les auteurs
- FR : facteur de réflexion dans le plan vertical.

1.2. Evaluation des réflexions sur le sol :

Il faut prendre en considération les réflexions sur le sol et sur le sommet de la couche de mélange dans le calcul de l'AV si on veut avoir des résultats à des points situés à quelques dizaines de kilomètres du point d'émission.

Sinon on veut des résultats à des points situés au-delà de 10 kilomètres, il faut considérer la diffusion verticale s'effectue jusqu'à la hauteur de diffusion Z_{\max} correspondant aux stratifications atmosphériques.

Pour cela, il faut calculer le facteur de répartition verticale de la concentration d'un effluent dans une bouffée selon l'équation suivante :

$$FR(0) = 2 \exp\left(-\frac{h^2}{2\sigma_z^2}\right)$$

Avec :

- $FR(0)$: facteur de répartition verticale pour $z = 0$, sans dimension ;
- h : hauteur apparente de la bouffée, en m;
- σ_z : écart-type vertical, en m.
- Calcul des écarts-types :

Pour le calcul des écarts-types (σ) de distribution gaussienne des concentrations, plusieurs méthodes sont disponibles :

- Celle proposée par Doury (Doury 1976), qui consiste en des formulations analytiques semi-empiriques fonctions du temps de transfert et de la stabilité atmosphérique
- Celle proposée par Briggs (Briggs 1973), dans laquelle les écarts-types se calculent à l'aide de formules analytiques semi-empiriques, fonctions de la distance et de la stabilité atmosphérique ;
- celle proposée par Turner (Turner 1964), dans laquelle les écarts-types se paramètrent à l'aide de formules analytiques semi-empiriques, également fonctions de la distance et de la stabilité atmosphérique.

La classification de la stabilité atmosphérique est différente selon les modèles, Doury ne considère que deux classes de stabilité atmosphérique (Doury 1976 ; Doury 1981), alors que Briggs et Turner en considèrent six.

Quel que soit le modèle des écarts-types de diffusion choisi, les valeurs minimales des écarts-types sont fixées à 0,05 m. De plus, les écarts-types verticaux sont limités à la hauteur de la couche limite de diffusion, fonction de la stabilité atmosphérique.

Dans la suite de l'étude, on va se baser sur le modèle proposé par Doury (Doury 1976), les écarts-types se paramètrent en fonction du temps de transfert, égal au temps mis par le polluant pour atteindre une distance donnée :

$$\text{Temps de transfert (s)} = \frac{\text{Distance (m)}}{\text{Vitesse du vent (m/s)}}$$

Les écarts-types de Doury se calculent par :

- en dimension horizontale : $\sigma_h = (A_h t)^{k_h}$
- en dimension verticale : $\sigma_z = (A_z t)^{k_z}$

Avec :

- t : temps de transfert, en secondes.

Les coefficients Ah, Az, kh et kz sont indiqués dans le Tableau M- 1 et le Tableau M- 2 pour les deux conditions de diffusion normale et diffusion faible, pour différents intervalles de temps de transfert.

Seul l'écart-type vertical dépend de la stabilité atmosphérique. La limite entre diffusion normale (DN - atmosphère instable) et diffusion faible (DF – atmosphère stable) peut être caractérisée par la valeur du gradient thermique vertical γ :

$\gamma \leq -0,5 \text{ °C} / 100 \text{ m}$ diffusion normale

$\gamma > -0,5 \text{ °C} / 100 \text{ m}$ diffusion faible Tableau

Tableau M- 1: Calcul des écart-types de Doury - Diffusion normale - Gradient vertical de température $\gamma \leq -0,5 \text{ °C} / 100 \text{ m}$

Temps de transfert (t) (secondes)	Ah (m1/k.s-1)	Az (m1/k.s-1)	Kh (sans dimension)	kz (sans dimension)
0 à 2,40 10 ²	4,05 10 ⁻¹	0,42	0,859	0,814
2,40 10 ² à 3,28 10 ³	1,35 10 ⁻¹	1,00	1,130	0,685
3,28 10 ³ à 9,70 10 ⁴	1,35 10 ⁻¹	20	1,130	0,500
9,70 10 ⁴ à 5,08 10 ⁵	4,63 10 ⁻¹	20	1,000	0,500
5,08 10 ⁵ à 1,30 10 ⁶	6,50	20	0,824	0,500
> 1,30 10 ⁶	2,00 10 ⁵	20	0,500	0,500

Tableau M- 2: Diffusion faible - Gradient vertical de température de température $\gamma > -0,5 \text{ °C} / 100 \text{ m}$

Temps de transfert (t) (secondes)	Ah (m1/k.s-1)	Az (m1/k.s-1)	Kh (sans dimension)	kz (sans dimension)
0 à 2,40 10 ²	4,05 10 ⁻¹	0,20	0,859	0,500
2,40 10 ² à 9,70 10 ⁴	1,35 10 ⁻¹	0,20	1,130	0,500
9,70 10 ⁴ à 5,08 10 ⁵	4,63 10 ⁻¹	0,20	1,000	0,500
5,08 10 ⁵ à 1,30 10 ⁶	6,50	0,20	0,824	0,500
> 1,30 10 ⁶	2,00 10 ⁵	0,20	0,500	0,500

➤ Calcul de l'activité intégrée

Ce calcul se fait à tous les points du domaine d'étude et sert au calcul de la dose par irradiation externe par le panache et par inhalation. Il s'effectue selon l'équation suivante :

$$AV_{int\ air} = AV(x, y, z) \times 3.156. 10^7$$

L'activité intégrée sur le temps est exprimée en Bq.s.m⁻³.

➤ Calcul des doses

- Doses de dépôt :

Lors du transfert atmosphérique de vapeurs et d'aérosols, des phénomènes de dépôt sec, et éventuellement humide, appauvrissent le contenu de chaque bouffée. Pour les isotopes émis sous forme de vapeur ou d'aérosols, les concentrations calculées sont corrigées pour tenir compte, en plus de la décroissance radioactive, de l'appauvrissement par les dépôts, sec et éventuellement humide. Dans l'environnement, le débit de dépôt dépend d'un grand nombre de paramètres, notamment les conditions de diffusion, la vitesse du vent, les formes physico-chimiques des constituants du panache, la nature de la surface du sol...

En première approche, le débit de dépôt est évalué en utilisant le concept de vitesse apparente de dépôt, V_d . Celle-ci est définie comme le rapport entre la quantité de matière déposée au sol, par unité de surface et de temps, et la concentration dans l'air au voisinage du sol.

La vitesse de dépôt à utiliser est, soit lue dans le fichier de caractéristiques du cas de calcul, soit déduite de la vitesse de sédimentation qui, pour les aérosols, peut être calculée à l'aide de la formule de Florin (Florin 1978 ; Renoux 1998) en fonction de leur diamètre et de leur densité.

- Dépôt sec et appauvrissement du au dépôt sec

La vitesse de sédimentation sert à calculer la vitesse apparente de dépôt par temps sec et la hauteur apparente des bouffées. Cette vitesse dépend du type du radionucléide (gaz rare, vapeur ou aérosol).

Le calcul de la vitesse de sédimentation se fait de façon itérative selon la formule de Florin suivante :

$$V_{sed} = \sqrt{\left(\frac{\rho_p}{\rho} - 1\right) \cdot \frac{8}{3} \cdot \frac{a}{C_d} g}$$

$$C_d = 12 \left(\frac{1 + 0.241 Re_p^{0.687}}{Re_p} \right)$$

$$Re_p = \frac{a V_{sed}}{\nu}$$

Avec :

- V_{sed} vitesse de sédimentation, en m.s-1 ;
- ρ_p masse volumique de la particule supposée sphérique, en kg.m-3 ;
- ρ : masse volumique de l'air, en kg.m-3 ;
- a : rayon de la particule, en m ;
- g : accélération de la pesanteur, en m.s-2 ;
- C_d : coefficient de traînée ;
- Re_p : nombre de Reynolds particulaire ;
- ν : viscosité cinématique, en m² .s-1.

A noter que :

- Si la vitesse de sédimentation est inférieure à 5.10^{-3} m.s⁻¹, valeur limite de sédimentation, elle est imposée à 0.
- Si la vitesse de sédimentation n'est pas calculée, elle est égale à la vitesse apparente de dépôt par temps sec lue dans le fichier de données.

Pour les aérosols, par défaut, la vitesse de dépôt des aérosols est égale à 5.10^{-3} m.s⁻¹ (Sehmel 1964). Au point de coordonnées (x, y), à un instant t, le débit de dépôt sec (DDS) par unité de surface, exprimé en Bq.m⁻².s⁻¹, se calcule par :

$$DDS(x, y, 0, t) = AV(x, y, 0, t).V_{d\ sec}$$

Avec :

- AV activité volumique au niveau du sol (z=0), en Bq.m⁻³ ;
- V_{d sec} vitesse apparente de dépôt sec, en m.s⁻¹.
 - Appauvrissement dû au dépôt sec :

Pour les gaz rares : il n'y a pas d'appauvrissement pour ces éléments car ils ne se disposent pas.
 Pour les vapeurs et aérosols : Sur chaque intervalle de temps, pour une bouffée contenant initialement la quantité Q, l'appauvrissement de la bouffée est :

$$\frac{dQ}{dt} = - \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} DDS(x, y, 0, t) dx dy$$

La quantité restant Q_r dans la bouffée à l'instant t_i, est égale à :

$$Q_r = Q \exp \left[-V_{d\ sec}(i) \sqrt{\frac{2}{\pi}} \int_{t_0}^{t_i} \frac{FR(0)}{2\sigma_z} dt \right]$$

Avec :

- Q quantité initialement présente dans la bouffée ;
- V_{d sec} (i) vitesse de dépôt sec, en m.s⁻¹ ;
- σ_z écart-type vertical, en m ;
- FR (0) facteur de répartition verticale au niveau du sol.
 - Lavage des bouffées par la pluie

Le comportement des gaz rares émis dans l'atmosphère n'est pas modifié sous l'effet de la pluie.
 Pour la plupart des isotopes émis sous forme de vapeurs (dont les iodes sous forme I2), le taux de lavage se calcule par :

$$\Lambda = 10^{-4}.I$$

Avec :

- Λ : taux de lavage de la pluie pour la vapeur, en s⁻¹ ;

- I : intensité de la pluie traversée par la bouffée, exprimée en mm.h^{-1} .

Pour l'iode émis sous forme de ICH₃, le taux de lavage se calcule par :

$$\Lambda = 10^{-6} \cdot I$$

Le taux de lavage des aérosols est fonction de leur diamètre est estimé par la formule empirique suivante, issue du rapport de Doury (Doury 1981), permet d'évaluer le taux de lavage pour des particules de diamètre aérodynamique supérieur à $1,2 \mu\text{m}$ et des intensités de pluie de $0,1 \text{ mm.h}^{-1}$ à 100 mm.h^{-1} . Pour chaque classe granulométrique, on calcule :

$$\Lambda = 1.2 \times 10^{\frac{(-2.9G^{-1.2}-3.3)}{-4.5(G-1)}} I^{(0.25 G^{-0.77}+1.74)}$$

$$G = \min(2, d_{ar}) \sqrt{\frac{\rho_{ar}}{\rho_f}}$$

Avec :

- Λ : taux de lavage de la classe granulométrique, en s^{-1} ;
- G diamètre aérodynamique médian représentatif de la classe granulométrique, en μm
- d_{ar} : diamètre physique médian de la classe granulométrique, en μm ;
- ρ_{ar} : masse volumique de l'aérosol, en kg.m^{-3} ;
- ρ_f : masse volumique de l'eau en kg.m^{-3} ;
- I intensité de la pluie traversée par la bouffée, en mm.h^{-1} .
 - Appauvrissement dû au dépôt humide

Le lavage se produit sur toute la hauteur du panache. Ainsi, quelle que soit la distance parcourue entre le point d'émission et le point récepteur, le débit de dépôt dépend uniquement de la quantité d'effluents qui atteint la distance considérée, et non de sa distribution verticale dans le panache. Le dépôt au sol dû aux précipitations retire de chaque volume élémentaire de la bouffée une quantité proportionnelle à la concentration présente à l'intérieur de ce volume.

A une distance d de l'émission, la fraction (Q_r) restant dans une bouffée se calcule par :

$$Q_r(d) = \exp(-\Lambda \cdot T_p)$$

Avec :

- $Q_r(d)$: fraction restant dans une bouffée à une distance d , sans dimension ;
- Λ : taux de lavage de la pluie, en s^{-1} , qui dépend de la nature de l'isotope ;
- T_p durée de la pluie, en secondes ; elle est égale au temps de transfert.
 - Débit de dépôt humide

Pour les aérosols et les vapeurs, le débit de dépôt humide se calcule en estimant une vitesse de dépôt apparente par temps de pluie :

$$V_{d\text{ hum}} = \frac{\Lambda \sqrt{2} \cdot \pi}{FR} \sigma_z$$

Avec :

- $V_{d\text{ hum}}$ vitesse de dépôt apparente par temps de pluie, en m.s-1 ;
- FR facteur de répartition verticale au niveau du sol ;
- Λ taux de lavage de la pluie, en s-1 ;
- σ_z écart-type vertical, en m.

Le débit de dépôt humide (DDH) se calcule à partir de l'activité volumique au niveau du sol :

$$DDH = V_{d\text{ hum}} \cdot AV(x, y, 0, t)$$

Où $AV(x, y, 0, t)$ est l'activité volumique au niveau du sol corrigée de l'appauvrissement sec et de l'appauvrissement humide

Le dépôt sec et le dépôt humide correspondent aux débits de dépôt sec (DDS) et humide (DDH) intégrés sur le temps et prenant en compte la décroissance radioactive. Le dépôt total correspond à la somme du dépôt sec et du dépôt humide.

➤ Calcul de la surhauteur

Le calcul de la surhauteur s'avère nécessaire lorsque les rejets ont une énergie initiale non négligeable, c'est-à-dire lorsque des effets dynamique et/ou thermique sont importants. Dans ce cas, la hauteur effective des rejets est égale à la somme de la hauteur physique de la cheminée et de la surhauteur.

Cette surhauteur est le plus souvent négligée dans le cas des rejets chroniques.

La surélévation se calcule par la Formule de HOLLAND :

$$\Delta h = \frac{1.5 V_s D_s}{U_s} + \frac{2.7 D_s D_s V_s T_s - T_a}{U_s T_s}$$

Avec :

- D_s : diamètre de la source, en m ;
 - V_s : vitesse verticale d'émission, en m.s⁻¹ ;
 - U_s : vitesse du vent, en m.s⁻¹ ;
 - T_s : température de sortie, en K ;
 - T_a : température de l'air ambiant, en K.
- Hauteur apparente des bouffées

La hauteur apparente des bouffées est utilisée pour le calcul du facteur de répartition verticale de la concentration dans chaque bouffée, puis pour les calculs de dispersion ultérieurs.

A un instant donné, cette hauteur se calcule par :

$$h = H_{rej} + D_{hs} - (V_{sed} \cdot t_t)$$

Avec :

- H : hauteur apparente de la bouffée, en m ;
- Hrej hauteur d'émission de la bouffée, en m ;
- Dhs surhauteur, en mètres ; celle-ci est, soit négligeable, soit évaluée à l'aide de la formule de Holland, soit évaluée à l'aide de la formule de Briggs;
- Vsed vitesse de sédimentation, en m.s-1
- tt temps de transfert de la bouffée, en s.

Dans le cas des aérosols, comme la hauteur apparente des bouffées dépend de la vitesse de sédimentation, cette hauteur est calculée pour chacune des classes de granulométrie présente dans le rejet.

1.3. Evaluation d'impact

Cette partie permet de calculer l'impact de rejets de radionucléides émis par voie atmosphérique. Les calculs d'impact sont réalisés aux mêmes points que les calculs de dispersion atmosphérique. Pour évaluer l'impact des rejets atmosphériques chroniques, émis à débit constant en fonctionnement normal, on calcule une dose annuelle, après 1 ou plusieurs années de fonctionnement, exprimée en mSv par an.

Cet impact prend en compte :

- la dose efficace par inhalation ;
- la dose efficace due l'irradiation externe par le panache ;
- la dose efficace due à l'irradiation externe par les dépôts, les dépôts prenant en compte l'accumulation dans le temps après plusieurs années de fonctionnement ;
- la dose efficace due à la consommation de productions agricoles, végétales et animales, contaminées par les dépôts ;

En fonctionnement normal, seule la dose efficace est calculée ; on ne calcule pas de dose aux organes.

Les coefficients de dose étant fonction de l'isotope, les doses sont évaluées à partir des résultats de dispersion relatifs à chaque isotope. On effectue ensuite les sommations sur l'ensemble des isotopes présents dans les résultats de dispersion atmosphérique (terme source et filiations éventuelles).

Dans les formules ci-après, dans un souci de simplification de présentation, l'indice relatif à l'isotope n'est pas indiqué.

Pour caractériser un groupe de population, il est possible de sélectionner trois lieux parmi les points de calcul où des calculs de dispersion atmosphérique ont été réalisés. Le premier lieu représente par exemple le lieu de vie principal de l'individu. Les deux autres lieux peuvent correspondre à un lieu de culture des céréales ou des fourrages, un lieu de présence secondaire, un lieu d'exploitation agricole...

Pour chacun des lieux, un taux de présence ou un pourcentage d'origine doit être précisé. L'ensemble des calculs de dose prennent en compte le taux de présence sur chacun des lieux, ainsi que les taux de consommation des différents produits consommés.

➤ Dose due à l'irradiation externe par le panache

La dose par irradiation externe par le panache peut être due à l'ensemble des isotopes présents dans le panache radioactif, qu'il s'agisse de gaz (rares), de vapeurs ou d'aérosols. Seuls les isotopes émetteurs "β" purs ne contribuent pas à cette dose.

La dose efficace par exposition externe au panache est le produit de l'activité intégrée par le coefficient de dose pour le radionucléide considéré :

$$H_{panache} = 1000(AV_{int\ air} CD_{panache})$$

Avec :

- H panache : dose efficace par exposition externe par irradiation par le panache, en mSv ;
- AV int air : activité volumique intégrée dans l'air, en Bq.s.m-3
- CD panache : coefficient de dose pour l'irradiation par le panache, en Sv.s-1 par Bq.m-3 ;
- 1000 : conversion des Sv en mSv.

Les coefficients de dose pour l'irradiation externe proviennent du rapport Federal Guidance 12 (Eckerman 1993). Pour certains isotopes pour lesquels la référence (Eckerman 1993) ne fournit pas de coefficient de dose, les coefficients de dose présentés dans la base de données des isotopes de la plateforme CERES sont calculés à partir de l'énergie d'émission des isotopes selon la méthode présentée dans le rapport (Eckerman 1993).

➤ Dose efficace par inhalation

La dose par inhalation est due aux aérosols et aux vapeurs présents dans le panache radioactif. Elle se calcule par le produit de l'activité inhalée, elle-même égale au produit de l'activité intégrée de l'air par le débit respiratoire de l'individu, par le coefficient de dose efficace par inhalation.

Les coefficients de dose par inhalation utilisés dépendent de la taille des particules. Par défaut, le coefficient de dose utilisé pour les aérosols correspond à des particules de 1 µm. En effet, les valeurs indiquées dans l'arrêté du 1er septembre 2003 [Arrêté du 1er septembre 2003] pour les personnes du public sont celles correspondant à un diamètre de 1 µm dans la CIPR 71 (8) (CIPR 71, 1995).

Toutefois, si l'activité émise à l'environnement est décrite par un spectre granulométrique, le coefficient de dose utilisé est celui de la classe immédiatement supérieure. Toutefois, si les particules sont de taille supérieure à 10 µm, ces particules ne peuvent pas pénétrer dans l'arbre respiratoire profond mais sont ingérées. Dans le calcul d'impact, pour prendre en compte ce phénomène, les coefficients de dose utilisés sont les coefficients de dose par ingestion.

$$H_{inh} = 1000 \left(AV_{int\ air} \frac{\tau_{resp}}{3600} CD_{inh} \right)$$

Avec :

- H_{inh} : dose par inhalation, en mSv ;
- $AV_{int\ air}$: activité intégrée de l'air, en Bq.s.m⁻³;
- τ_{resp} : débit respiratoire, exprimé en m³ par heure ;
- 3600 : conversion du débit respiratoire de m³ par heure en m³ par seconde ;
- CD_{inh} : coefficient de dose par inhalation, en Sv par Bq ;
- 1000 : conversion des Sv en mSv.

Les débits respiratoires utilisés sont estimés à partir des volumes d'air inhalés quotidiennement, intégrant les temps de veille et de sommeil. Les valeurs proposées proviennent de la CIPR 66 (CIPR 66 1994) et sont respectivement de 0,96 m³ .h⁻¹ pour l'adulte, de 0,64 m³ .h⁻¹ pour l'enfant âgé de 10 ans et de 0,22 m³ .h⁻¹ pour l'enfant âgé de 1 à 2 ans.

Les coefficients de dose efficace par inhalation proviennent de l'arrêté de la CIPR 71 (CIPR 71 1994) pour les coefficients de dose pour les particules de taille différente de 1 μm .

- Dose due à l'irradiation externe par les dépôts

Le calcul de l'exposition externe s'effectue donc en considérant une exposition aux dépôts pendant un delta t. Comme l'activité au sol perdure, il peut être nécessaire de tenir compte de l'activité déposée les durées antérieures et d'évaluer l'évolution de cette exposition à différents instants après le début du fonctionnement des installations. Le dépôt est intégré sur un an, entre l'année A et l'année précédente A-1.

Dans un souci de simplification, il n'est pas considéré de perte d'activité à la surface du sol autre que la décroissance radioactive. Dès lors que l'on souhaiterait effectuer un calcul plus réaliste, il faudrait tenir compte des surfaces artificielles, des surfaces non labourées et des surfaces labourées ainsi que des phénomènes de lixiviation sur chacune de ces surfaces pour chacun des radionucléides, des géométries de ces surfaces et des temps de présence dans chaque configuration. La surestimation ainsi effectuée peut-être estimée à un facteur entre 2 et 5 sur les dépôts des années antérieures pour les radionucléides ayant une demi-vie de quelques années ou plus.

A un instant donné, le dépôt se calcule par :

$$D(t) = DD \cdot \frac{(1 - e^{-\lambda_{rad} \cdot t})}{\lambda_{rad}}$$

Avec :

- $D(t)$: dépôt au sol à l'instant t, en Bq.m⁻² ;
- DD : débit de dépôt au sol, en Bq.s⁻¹.m⁻²;
- t : temps depuis le début de fonctionnement des installations, en s ;
- λ_{rad} : constante de décroissance radioactive, en s⁻¹.

Le dépôt intégré entre (A-1) et A, en Bq.an.m⁻², se calcule par :

$$D_{int} = \frac{DD}{\lambda_{rad s}} \cdot \left\{ 1 - \frac{e^{-\lambda_{rad a}(A-1)} \cdot (1 - e^{-\lambda_{rad a} \cdot 1})}{\lambda_{rad a}} \right\}$$

Avec :

- A : nombre d'années de fonctionnement de l'installation ;
- $\lambda_{rad s}$ constante de décroissance radioactive, en s⁻¹ et $\lambda_{rad a}$ en an⁻¹.

La dose est égale au produit du dépôt intégré sur le temps par le coefficient de dose :

$$H_{dépôt} = 1000(D_{int} CD_{dépôt} \times 3600 \times 8766)$$

Avec :

- Hdépôt dose efficace reçue pendant 1 an, de (A-1) à A, en mSv ;
- Dint dépôt intégré la A^{ème} année de fonctionnement de l'installation, en Bq.an.m⁻²
- 8766 nombre d'heures par an ;
- 3600 nombre de secondes dans une heure ;
- CDdépôt coefficient de dose efficace par irradiation "dépôt", en Sv.s⁻¹ par Bq.m⁻²
- 1000 conversion des Sv en mSv.

Dans la plate-forme CERES radiologique (Monfor 2009), dans laquelle le code GASCON est implanté, les coefficients de dose pour l'irradiation externe par le dépôt proviennent du rapport Federal Guidance 12 (Eckerman 1993). Pour certains isotopes pour lesquels la référence [K.F. Eckerman, 1993] ne fournit pas de coefficient de dose, les coefficients de dose présentés dans la base de données des isotopes de la plate-forme CERES sont calculés à partir de l'énergie d'émission des isotopes selon la méthode présentée dans le rapport (Eckerman 1993).

Pour les radionucléides de période longue, une formule simplifiée est utilisée :

$$H_{dépôt} = 1000(D_{int} CD_{dépôt} \times (durée - 0.5) \times 3.15 \cdot 10^7 \times 3600 \times 8766)$$

Avec :

- Hdépôt dose efficace reçue pendant 1 an, de (A-1) à A, en mSv ;
- Dint dépôt intégré la A^{ème} année de fonctionnement de l'installation, en Bq.an.m⁻²
- durée nombre d'années de fonctionnement de l'installation, en années ;
- 8766 nombre d'heures par an ;
- 3600 nombre de secondes dans une heure ;
- CDdépôt coefficient de dose efficace par irradiation "dépôt", en Sv.s⁻¹ par Bq.m⁻²
- 1000 conversion des Sv en mSv.

Transfert dans la chaîne alimentaire (hors tritium et 14c)

Seuls les aérosols et les vapeurs peuvent être transférés dans la chaîne alimentaire. L'exposition interne de végétaux et de produits animaux peut se faire par voie dite "directe" ou par voie dite "indirecte".

La voie directe concerne les végétaux qui ont été contaminés par voie foliaire alors que la voie indirecte concerne les végétaux contaminés par voie racinaire.

Pour les produits animaux, la voie directe correspond à la contamination de ces produits suite à l'ingestion, par les animaux, de végétaux contaminés par voie foliaire et la voie indirecte à l'ingestion de végétaux contaminés par voie racinaire.

Dans un premier temps, on calcule l'activité des végétaux contaminés, soit "directement", par transfert foliaire lors du passage du panache, soit indirectement par transfert racinaire. Par la suite, on calcule l'activité dans les produits animaux (viande, lait ...), provenant d'animaux ayant consommé des végétaux contaminés.

- Activité des végétaux due aux transferts air-vegetal

Ce paragraphe décrit les mécanismes en œuvre lors de la contamination par "mode direct", c'est-à-dire l'exposition résultant du transfert d'un radionucléide directement de l'air à la partie foliaire des végétaux. Le dépôt sur les végétaux se déduit du dépôt au sol en considérant la fraction de dépôt captée par le couvert végétal.

- Captation sèche

La captation sèche est essentiellement corrélée à l'indice foliaire du végétal, c'est-à-dire la surface des feuilles rapportée à la surface couverte du sol. En pratique, on considère que la valeur du rapport de captation de la partie aérienne est égale au dixième de la valeur de l'indice foliaire :

$$R_s = IF/10$$

Avec :

- R_s rapport de captation sèche, sans dimension ;
- IF indice foliaire du végétal à son stade végétatif, sans dimension.

- Captation par la pluie

L'interception de l'eau de pluie est essentiellement corrélée à la surface foliaire des parties aériennes et à la hauteur d'eau précipitée, sachant que la plante se sature à partir d'une quantité d'eau, dépendant de la nature du végétal et de la nature de l'épiderme des plantes. Dans le module EA, on utilise une formule médiane :

$$R_p = \text{Inf} \left(\frac{IF S_2}{P} \left(1 - 2^{-\frac{P}{3S_2}} \right); 1 \right)$$

Avec :

- R_p : rapport de captation par temps de pluie, sans dimension ;
- IF : indice foliaire du végétal à son stade végétatif, en m² de feuilles par m² de sol ;
- S_2 : coefficient de saturation pris égal à 0,3, en litres d'eau par m² de feuille

- P : quantité d'eau pendant le transfert atmosphérique, en litres d'eau par m² de sol (ou mm).
- Activité des végétaux

L'activité des végétaux consommés à la récolte est évaluée à partir du débit moyen de dépôt capté par le végétal, de l'augmentation de ce dépôt pendant le temps de croissance, du transfert entre la surface foliaire et les organes consommés et du rendement à la récolte. Cette activité est donnée par l'équation suivante :

$$A(t_c) = \frac{[(DDS.R_s + DDH.R_p)86400] \frac{(1 - e^{-\lambda_{eff}t_c})}{\lambda_{eff}} (R_{surf} + (1 - R_{surf})F_{tloc})}{R_{dt}}$$

Avec :

- A(t_c) activité des végétaux à la récolte, en Bq.kg⁻¹ ;
- DDS débit de dépôt moyen au sol par temps sec, en Bq.s⁻¹.m⁻² ;
- R_s rapport de captation par temps sec, sans dimension ;
- DDH débit de dépôt moyen au sol par temps de pluie, en Bq.s⁻¹.m⁻² ;
- 86400 nombre de secondes par jour ;
- R_p rapport de captation par temps de pluie, sans dimension ;
- λ_{eff} constante effective de décroissance, en j⁻¹ ; λ_{eff} = λ_{rad} + λ_{bio}
- λ_{bio} constante biologique de décroissance, en j⁻¹ ;
- λ_{rad} constante radioactive de décroissance, en j⁻¹ ;
- t_c temps de croissance du végétal, en jours ;
- R_{surf} rapport des surfaces entre l'organe consommé et la plante entière, sans dimension ;
- F_{tloc} facteur de translocation, sans dimension ;
- R_{dt} rendement des organes consommés à la récolte, en kg.m⁻²

Après la récolte, il est possible de calculer l'activité des végétaux à la consommation, en prenant en compte une diminution d'activité selon la décroissance radioactive entre la récolte et la consommation.

- Activité des végétaux due aux transferts sol-plante

Pour évaluer la contamination des végétaux due au transfert sol-plantes (transferts "racinaires" – contamination "indirecte"), l'activité du sol (A_{im sol}) utilisée pour le calcul du transfert sol-plante prend en compte les pertes d'activité du sol par lixiviation et par exportation. L'activité massique intégrée du sol sur l'année considérée entre (A-1) et A se calcule par :

$$A_{im\ sol} = \frac{(3.15.10^7 \times DD)}{(\lambda_{rad} + \lambda_{lix} + \lambda_{exp})} \left(1 - \frac{(e^{-(\lambda_{rad} + \lambda_{lix} + \lambda_{exp})(A-1)} - e^{-(\lambda_{rad} + \lambda_{lix} + \lambda_{exp})A}}}{(\lambda_{rad} + \lambda_{lix} + \lambda_{exp})}\right) \frac{1}{\rho.(0.01 \times e_{sol})}$$

Avec :

- A_i m sol activité massique intégrée du sol, en Bq.an par kg de sol ;
- DD débit de dépôt, sec et humique, au sol, en Bq.s-1.m-2 ;
- 3,15. 10⁷ nombre de secondes par an°;
- λ rad constante de décroissance radioactive, en an⁻¹ ;
- λ_{lix} constante de lixiviation, en an⁻¹ ;
- λ_{exp} constante d'exportation, en an⁻¹ ;
- A durée de fonctionnement de l'installation, en années ;
- ρ masse volumique du sol, en kg.m⁻³ ;
- e_{sol} profondeur de l'horizon racinaire, en cm ;
- 0,01 conversion de la profondeur racinaire en mètres.

La constante de décroissance par lixiviation, λ_{lix} , se calcule par :

$$\lambda_{lix} = \frac{0.001 \cdot P_{eff}}{\left(\Omega + 1000 \cdot d_{app} \cdot \frac{Kd_{sol}}{1000} \right) \cdot (0.01 \times e_{sol})}$$

Avec :

- λ_{lix} constante de décroissance par lixiviation, en an⁻¹ ;
- P_{eff} pluie efficace annuelle, en mm.an⁻¹ ;
- 0,001 conversion des mm en m ;
- d_{app} densité apparente du sol en kg de sol par m⁻³ de sol, rapportée à la masse volumique de l'eau, en kg d'eau par m³ ;
- 1000 masses volumiques de l'eau, en kg d'eau par m⁻³ ;
- Kd_{sol} coefficient de distribution eau-sol, en L d'eau par kg de sol (voir ci-dessous) ;
- 1000 conversions des litres d'eau en m³ ;
- e_{sol} profondeur de l'horizon racinaire, en cm ;
- 0,01 conversion de la profondeur racinaire en mètres ;
- Ω porosité cinématique, sans dimension (voir ci-après).

Le coefficient de distribution eau-sol, Kd_{sol} , se calcule par :

$$Kd_{sol} = P_{argile} \cdot Kd_{argile} + P_{limon} \cdot Kd_{limon} + P_{sable} \cdot Kd_{sable} + P_{matière\ organique} \cdot Kd_{matière\ organique}$$

Avec :

- Kd_{sol} : coefficient de distribution eau-sol, en L d'eau par kg de sol ;
- P_{argile} : pourcentage d'argile dans le sol ;
- Kd_{argile} : coefficient de distribution eau-argile, en L d'eau par kg de sol ;

- P_{limon} : pourcentage de limon dans le sol ;
- Kd_{limon} : coefficient de distribution eau-limon, en L d'eau par kg de sol
- P_{sable} : pourcentage de sable dans le sol ;
- Kd_{sable} : coefficient de distribution eau-sable, en L d'eau par kg de sol
- $P_{matière\ organique}$: pourcentage de matière organique dans le sol ;
- $Kd_{matière\ organique}$: coefficient de distribution eau-matière organique, en L d'eau par kg de sol

La porosité cinématique est la porosité utile à l'écoulement de l'eau. Elle se calcule par :

$$\Omega = 1 - \frac{d_{app}}{2.3} - 0.05$$

Avec :

- Ω : porosité cinématique, sans dimension ;
- d_{app} : densité apparente du sol en Kg de sol par m³ de sol, rapportée à la masse volumique de l'eau, en Kg d'eau par m³ ;

La constante de décroissance par exportation, λ_{exp} , traduit la diminution de l'activité dans le sol, due au transfert de radionucléides vers les végétaux qui y sont cultivés. Elle se calcule par :

$$\lambda_{exp} = \frac{\sum_v Ft_{sol-plante}^v \cdot C_a^v}{(1000d_{app}) \cdot (0.01e_{sol}) \cdot S_{jardin}}$$

Avec :

- λ_{exp} : constante de décroissance par exportation, en an⁻¹ ;
- $Ft_{sol-plante}^v$: facteur de transfert sol-plante, en Kg de sol par Kg de végétal frais ;
- C_a^v : consommation annuelle en végétal, en Kg de végétal frais par an ;
- d_{app} : densité apparente du sol en Kg de sol par m³ de sol, rapportée à la masse volumique de l'eau, en Kg d'eau par m³ ;
- 1000 : masse volumique de l'eau, en Kg d'eau par m³ ;
- e_{sol} : profondeur de l'horizon racinaire, en cm ;
- 0.01 : conversion de la profondeur racinaire en m ;
- S_{jardin} : surface de jardin nécessaire pour une profondeur égale à la consommation annuelle, en m².

L'activité massique des végétaux se calcule en multipliant l'activité massique intégrée du sol par le facteur de transfert sol-plante :

$$A_c = \frac{A_{i\ m\ sol}(t) Ft_{sp}}{(A - 1) - A}$$

Avec :

- A_c : activité massique des végétaux, en Bq par Kg de végétal ;
- $A_{i\ m\ sol}(t)$: activité massique intégrée du sol, en Bq.an par Kg de sol ;
- Ft_{sp} : facteur de transfert sol plante, en Bq par Kg de végétal pour 1 Kg de sol, (simplifié en « Kg de sol par Kg de végétal ») ;
- $(A - 1) - A$: durée sur laquelle est calculée l'activité massique intégrée du sol, égale à 1 an.

Activité dans les productions animales

Dans la modélisation, on suppose que les animaux sont dans les champs et qu'ils consomment, de façon continue, de l'herbe ou des fourrages. On détermine l'activité massique des végétaux consommés, puis on évalue le transfert de l'activité des végétaux consommés à la matière organique de l'animal (ses muscles) ou au lait.

L'activité dans les productions animales se calcule à partir l'activité massique des végétaux consommés par l'animal étudié, de la consommation quotidienne de l'animal et du transfert de la ration quotidienne de l'animal aux produits animaux.

$$A_{produit} = A_c Ft_{rp} \left(\frac{\tau_{ania}}{365} \right)$$

Avec :

- $A_{produit}$: activité massique du produit animal, en Bq.Kg⁻¹ ;
- A_c : activité massique des végétaux à l'instant de consommation, en Bq par Kg de végétal
- Ft_{rp} : facteur de transfert ration-production, en j.Kg⁻¹ ;
- τ_{ania} : consommation annuelle de l'animal, en Kg.an⁻¹ ;
- 365 : Conversion du nombre de jours par an.

➤ **Dose par ingestion**

La dose par ingestion comprend la dose due à la consommation de végétaux directement contaminés, la dose due à la consommation de végétaux indirectement contaminés, la dose due à la consommation de produits d'origine animale, provenant d'animaux ayant consommé des végétaux directement contaminés et la dose due à la consommation de produits animaux ayant consommé des végétaux indirectement contaminés.

- Dose due à la consommation de végétaux

Connaissant la quantité de chaque végétal consommé par personne par jour, on en déduit l'activité ingérée par personne par jour. Les coefficients de dose permettent ensuite de passer de l'activité ingérée à la dose :

$$H_{ing\ v}^{dir} = 1000 \left(\sum (A_c \tau_{veg-a}) CD_{ing} \right)$$

Avec :

- $H_{ing\ v}^{dir}$: dose due à la consommation du végétal contaminé par transfert foliaire, en mSv.an⁻¹ ;

- A_c : activité des végétaux à la consommation, en $Bq.Kg^{-1}$,
- τ_{veg-a} : consommation quantité consommée de végétal par an, en $Kg.an^{-1}$;
- CD_{ing} : coefficient dose par ingestion, en $Sv.Bq^{-1}$;
- 1000 : conversion de l'impact calculé en Sv, en mSv.
- Dose due à la consommation de produits animaux ayant consommé des végétaux

La dose due à la consommation de produit d'origine animale (viande, lait ...) est le produit de l'activité dans le produit animal par le coefficient de dose par ingestion.

L'activité dans le produit animal se déduit de l'activité dans le végétal consommé, due aux transferts directs ou indirects. Connaissant la quantité de chaque produit consommé, on en déduit l'activité ingérée.

$$H_{ing a} = 1000 \left(\sum (A_{produit} \tau_{p ania}) CD_{ing} \right)$$

Avec :

- $H_{ing a}$: dose due à la consommation du produit animal ayant consommé des végétaux contaminés en $mSv.an^{-1}$;
- $A_{produit}$: activité dans le produit animal consommé, en $Bq.Kg^{-1}$;
- $\tau_{p ania}$: consommation annuelle du produit animal par l'homme, en $Kg.an^{-1}$;
- CD_{ing} : coefficient dose par ingestion, en $Sv.Bq^{-1}$;
- 1000 : Conversion de l'impact calculé en Sv, en mSv.

1.4. Cas particulier du carbone 14

Le carbone 14 peut être émis sous forme d'aérosols, de gaz CH_4 ou CO_2 . Il se traite comme les autres radionucléides pour la voie inhalation.

S'il est émis sous forme d'aérosols, il est traité comme les autres aérosols pour les transferts dans la biosphère.

S'il est émis sous forme de gaz, le comportement du carbone 14 est traité suivant la méthode du rapport isotopique constant.

L'absorption par les plantes, puis par les animaux, est proportionnelle à celle du carbone 12 stable. Il est possible de définir un facteur de conversion permettant de passer de l'activité intégrée de l'air à l'activité d'un kilogramme de végétal.

La teneur de l'air en carbone est de $0,15 g.m^{-3}$. En considérant, en première approximation, que la masse de carbone est de $0,45 g$ par gramme de végétal sec, l'activité d'un végétal pour une activité de $1 Bq.m^{-3}$ est :

$$FC = 1000 \left(\frac{\tau_{ms} \times 0.45}{0.15} \right)$$

Avec :

- FC : facteur de conversion en Bq de ^{14}C par kg de végétal pour 1 Bq de ^{14}C par m^3 d'air ;
- τ_{ms} : taux de matière sèche, sans dimension ;
- 1000 : coefficient de conversion de grammes en Kg.

L'activité d'un kilogramme de végétal frais est alors de :

$$Act_{vf} = FC \times \frac{Al_{air}}{3.15.10^7}$$

Avec :

- Act_{vf} : activité du végétal frais, en Bq.kg^{-1} ;
- FC : facteur de conversion en Bq de ^{14}C par kg de végétal pour 1 Bq de ^{14}C par m^3 d'air ;
- Al_{air} : activité intégrée de l'air, en Bq.s.m^{-3} ;
- $3.15.10^7$: nombre de secondes par an

La dose par ingestion se calcule par :

$$H_{ing}(14C) = 1000(Act_{vf}\tau_{vég}CD_{ing})$$

Avec :

- $H_{ing}(14C)$: dose efficace par ingestion de végétaux, en mSv ;
- Act_{vf} : activité du végétal frais, en Bq.kg^{-1} ;
- $\tau_{vég}$: consommation annuelle en végétaux, en kg par an ;
- CD_{ing} : coefficient de dose par ingestion, en Sv.Bq^{-1} ;
- 1000 : conversion de l'impact calculé en Sv, en mSv

L'activité dans les produits animaux peut être calculée de la même façon, en évaluant un facteur de conversion dépendant de la teneur en matière sèche dans le produit animal. Connaissant l'activité en ^{14}C dans les produits animaux, il est possible, comme pour les autres isotopes, de calculer la dose par ingestion.

➤ La désintégration des éléments radioactifs

D'une manière générale, la désintégration radioactive est une réaction nucléaire aléatoire, spontanée, inéluctable, et indépendante des paramètres extérieurs.

La décroissance de chaque isotope est estimée pendant son temps de transfert, c'est-à-dire sur une durée égale à la différence entre l'instant de calcul et l'instant d'émission de la bouffée. Après décroissance radioactive, l'activité de l'isotope restant dans la bouffée au temps t , est :

$$Act = (q_{rej}dt)\exp(-\lambda.t_t)$$

Avec :

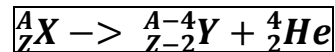
- Act : activité de l'isotope restant dans la bouffée, en Bq ;
- q_{rej} : débit de rejet de cet isotope dans la bouffée considérée, en $Bq.s^{-1}$;
- λ : constante de décroissance radioactive de l'isotope, en s^{-1} ;
- t_t : temps de transfert de la bouffée, égal à la différence entre l'instant de calcul et l'instant d'émission de la bouffée, en secondes ;
- dt : pas de temps d'émission de la bouffée, en secondes.

Les noyaux radioactifs sont des éléments qui se décomposent d'une manière spontanée selon trois types de réactions nucléaires.

- Réaction Alpha (α) :

Ce type de réaction est pour les noyaux naturels dont le nombre de nucléons est important. Son rayonnement corpusculaire est un noyau d'hélium 4_2He .

La réaction (α) se fait selon l'équation suivante :

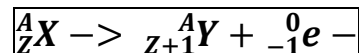


Les particules sont expulsées avec des vitesses relativement modestes et sont arrêtées par une feuille de papier. Néanmoins elles sont très ionisantes et donc dangereuses (Elles ne sont pas dangereuses pour la peau mais elles sont dangereuses par absorption interne: inhalation, ingestion).

- Réaction Béta – (β^-)

Dans ce type de radioactivité, la particule émise est un électron ${}^0_{-1}e^-$.

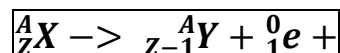
Ce type de radioactivité n'a lieu qu'avec un excès de neutrons, elle ne se produit que pour des noyaux naturels.



Les radionucléides β^- possèdent trop de neutrons par rapport aux nucléides stables de même nombre de masse A.

- Réaction Béta + (β^+)

Dans ce type de radioactivité, la particule émise est une positron ${}^0_{+1}e^-$. Cette réaction est pour les noyaux artificiels (au-delà de $Z = 92$ qui est l'Uranium) qui ont un excès de protons.



- Equation de Bateman :

Harry Bateman a trouvé une formule explicite générale pour les quantités en prenant la transformée de Laplace de ces variables.

$$N_n(t) = \sum_{i=1}^n \left[N_i(0) \times \left(\prod_{j=1}^{n-1} \lambda_j \right) \times \left(\sum_{j=1}^n \left(\frac{e^{-\lambda_j t}}{\prod_{p=i, p \neq j}^n (\lambda_p - \lambda_j)} \right) \right) \right]$$

Alors que la formule de Bateman peut être facilement implémentée dans un code d'ordinateur, si $\lambda_p \approx \lambda_p$ pour certains couples d'isotopes, l'annulation peut entraîner des erreurs de calcul. Par conséquent, d'autres méthodes telles que l'intégration numérique ou la méthode de la matrice exponentielle sont également utilisées.

CONCLUSION

Ce document décrit les modèles du code, fondé sur le principe de modélisation à bouffées gaussiennes, destinées à l'évaluation des conséquences sanitaires des rejets dans l'environnement de produits présentant un risque radiologique ou toxique.

Cette note décrit également le module EA destiné à l'évaluation des conséquences des rejets émis par voie atmosphérique en fonctionnement normal de produits présentant un risque radiologique.

La partie "dispersion atmosphérique" permet la prise en compte de la surhauteur due à l'énergie initiale de la source et la possibilité de modéliser spécifiquement le cas du tritium. La modélisation de la dispersion atmosphérique d'un rejet d'aérosols polydispersés est également possible.

Dans ce code, trois modèles d'évolution des écarts-types sont proposés : le modèle proposé par Doury et les modèles proposés respectivement par Briggs et par Turner.

Dans le module de calcul d'impact radiologique EA couplé à GASCON implanté dans la plate-forme CERES radiologique, toutes les voies d'exposition sont implémentées :

- irradiation externe par le panache,
- Irradiation externe par le dépôt,
- inhalation,
- si nécessaire, dose par passage transcutané,
- ingestion de productions agricoles, végétales et animales, contaminées par le rejet.

Des modèles spécifiques existent également pour le calcul de l'impact dû aux rejets de tritium ou du ¹⁴C émis sous forme de gaz.

Toutes les données nécessaires au calcul des transferts dans la chaîne alimentaire, propres au site étudié, sont disponibles en base de données lorsque les calculs sont réalisés dans la plate-forme CERES.

Annexe M. Resultats d'impacts : EndPoints & MidPoints pour les scénarios d'étude de sensibilité

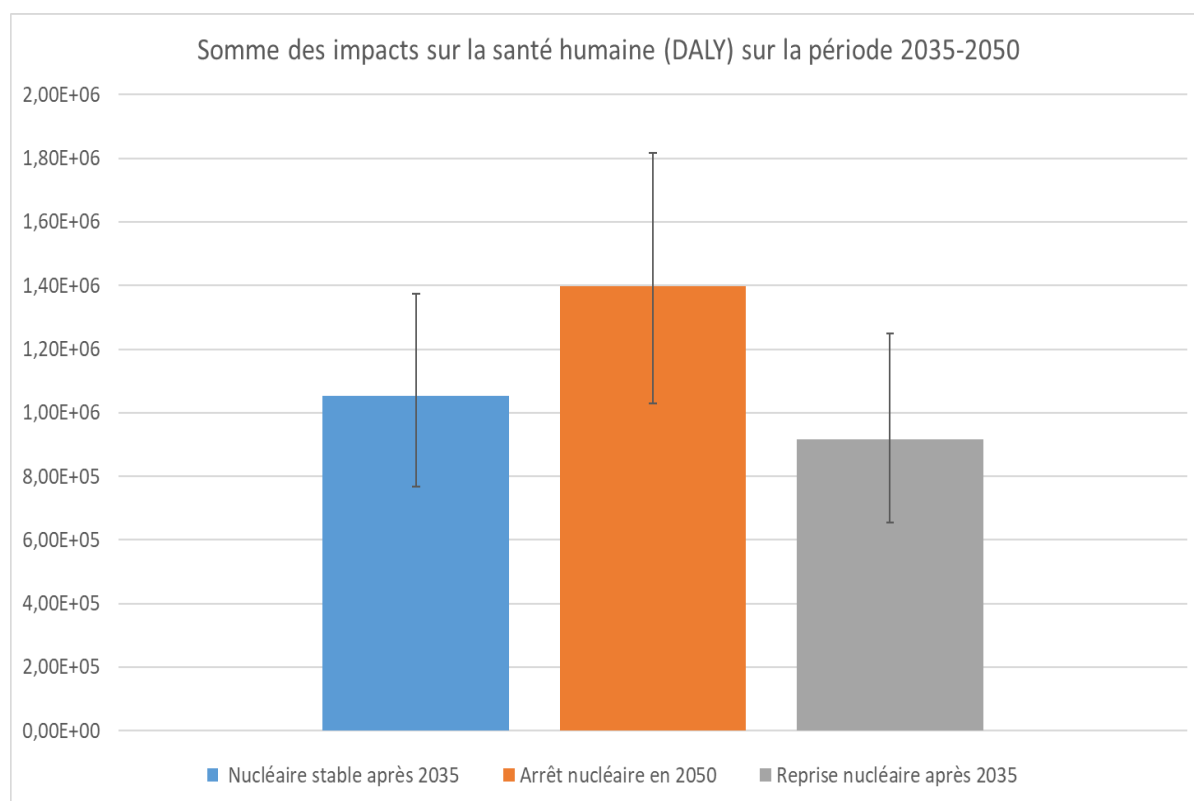


Figure M- 1: somme des impacts sur la santé humaine (DALY) des 3 scénarios sur la période 2035-2050

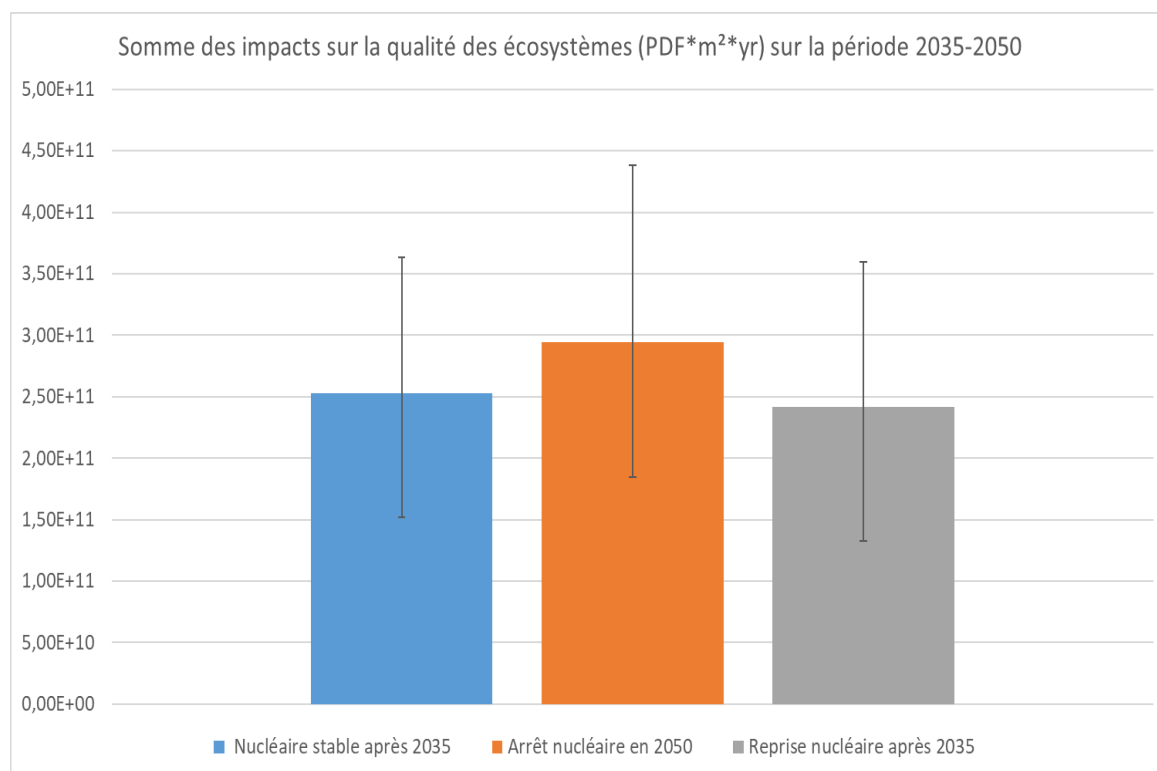


Figure M- 2: somme des impacts sur la qualité des écosystèmes (PDF*m²*yr) des 3 scénarios sur la période 2035-2050

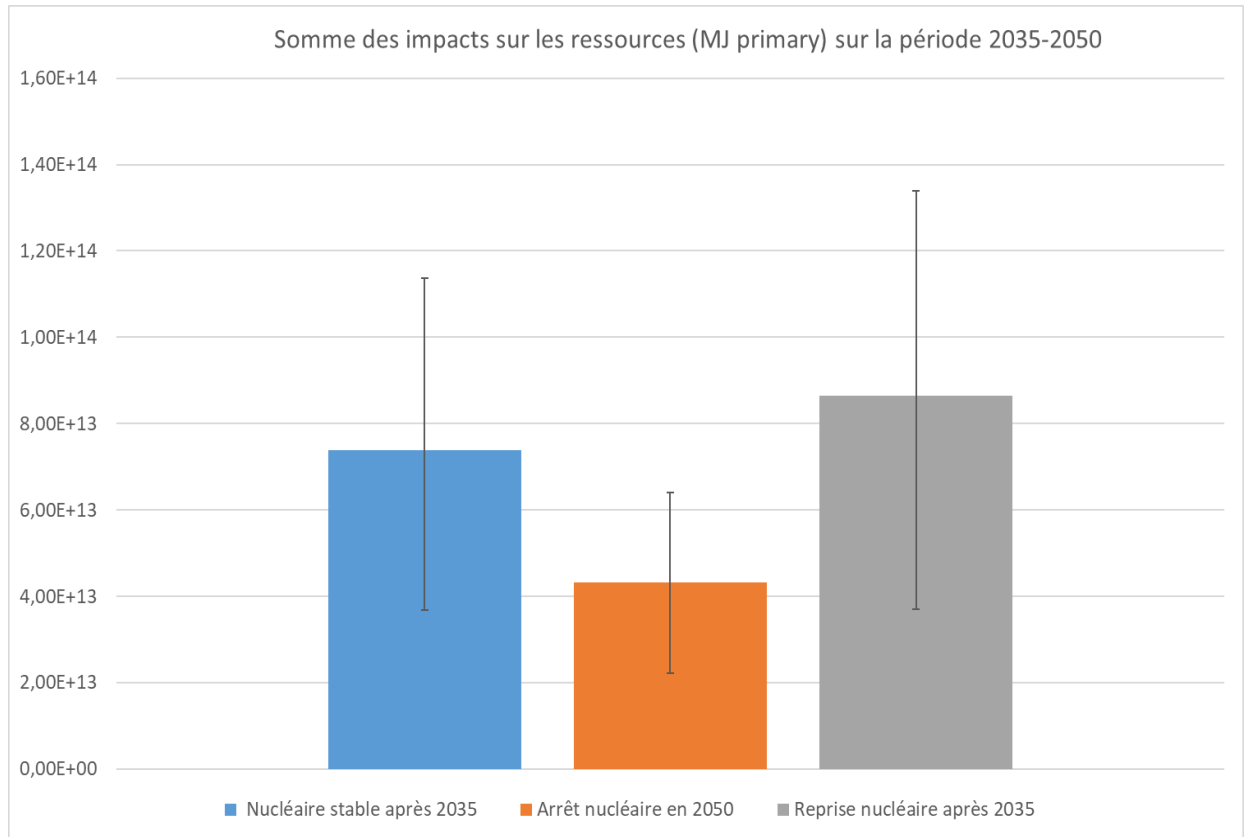




Figure M- 3: somme des impacts sur les ressources (MJ primary) des 3 scénarios sur la période 2035-2050

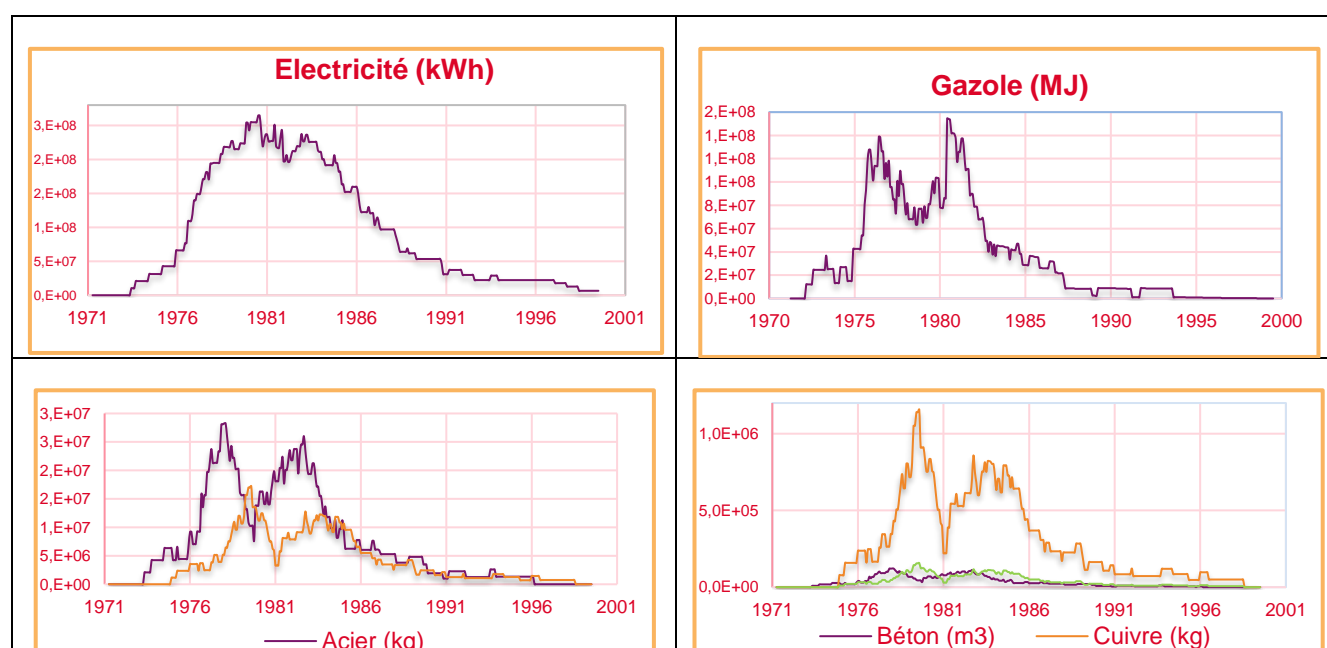
Annexe N. Déploiement de la filière électronucléaire en France

1. La démarche de l'application de l'ACV dynamique sur cette filière

Sujet	Evaluation d'impacts environnementaux lors du déploiement de la filière électronucléaire en France
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Identification de l'effet d'actualisation des données des BDD sur les résultats d'impacts ❖ Estimation des impacts liés à la construction du parc des 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) ❖ Estimation du gain environnemental entre 1971 et 2000
Méthodologie	 <ul style="list-style-type: none"> • Identification des inventaires de construction d'un réacteur type (BDD Ecoinvent) • Détermination des différentes phases de projet de construction • Etablissement de l'ordre chronologique des début et fin de construction pour chaque centrale nucléaire française • Evaluation de l'impact de la construction avec le mix énergétique actuel dans un premier temps • Identification de l'évolution du mix énergétique français pendant la période de construction • Résolution analytique avec un système d'itérations • Caractérisation d'impact personnalisée pour chaque construction • Application sur tout type de construction (autres types d'énergie pour la transition énergétique)
Outils	

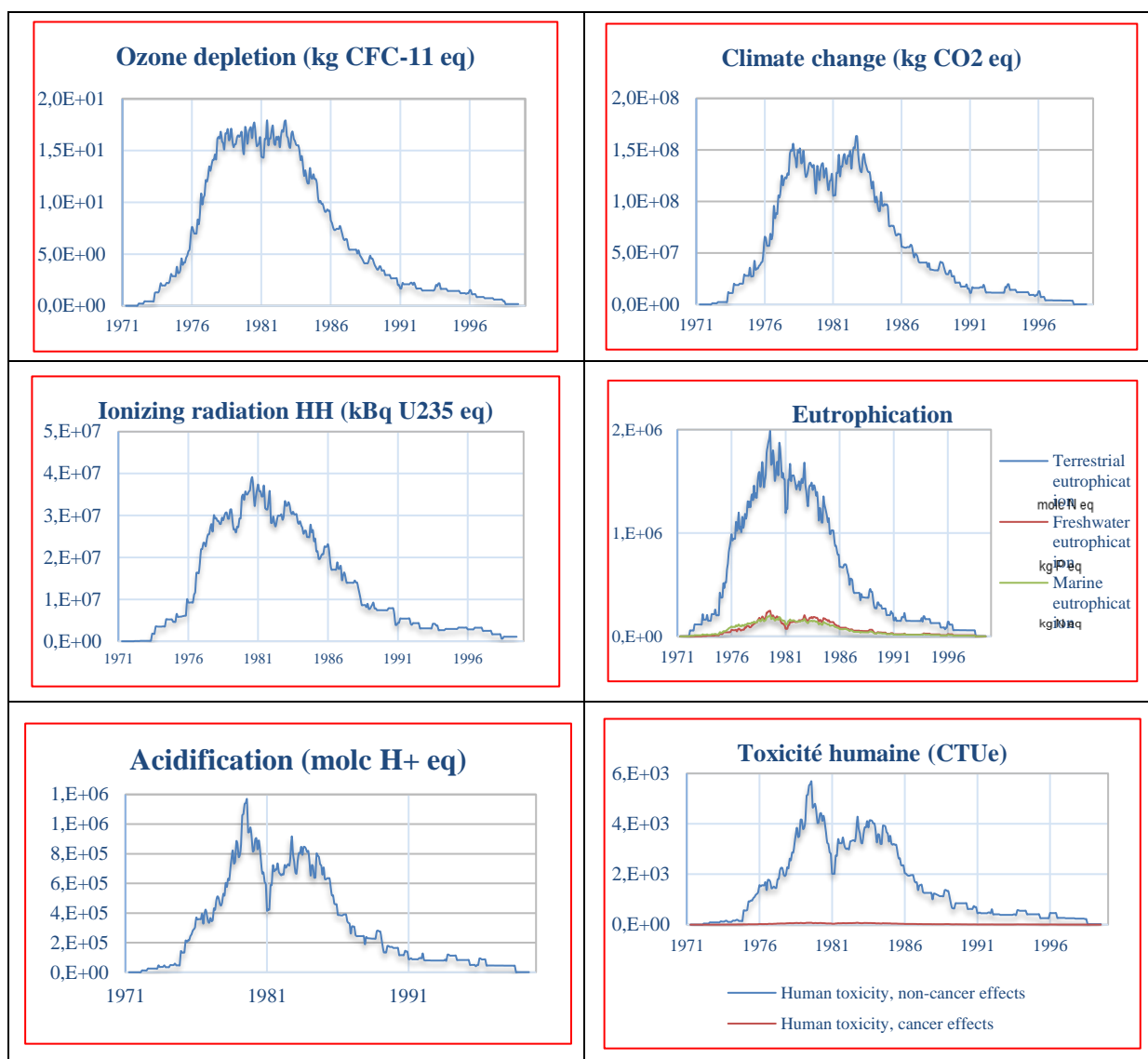
2. Les inventaires dynamiques

Les inventaires dynamiques pour cette étude de cas avec la méthodologie proposé dans le chapitre II sont présentés dans les figures suivantes :



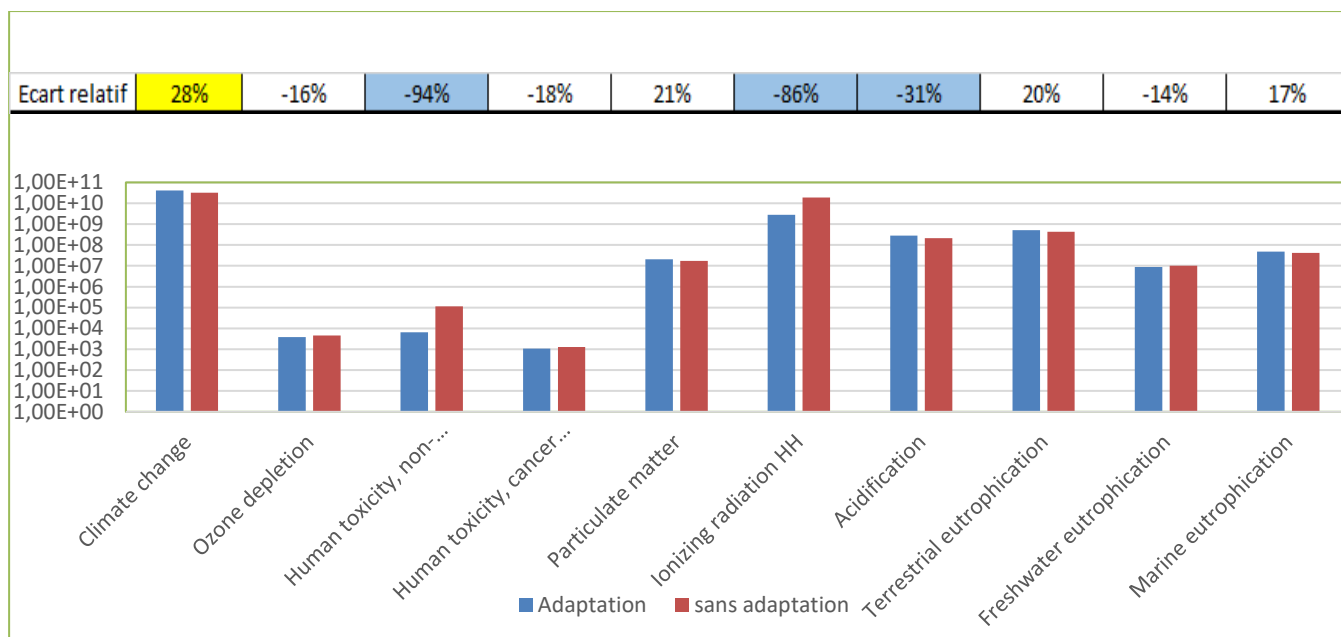
3. Caractérisation des impacts avec une approche d'ACV dynamique

La méthodologie de caractérisation d'impact qui a été proposée dans la méthodologie (cf. Chapitre II) pour la construction des parcs électronucléaires français est montré dans les figures suivants pour plusieurs catégories d'impacts.



4. Comparaison entre les deux approches d'ACV

Une comparaison a été faite entre l'ACV statique et dynamique et les résultats obtenus sont illustrés dans les figures suivantes en écart relatif calculé avec l'équation présentée juste après.

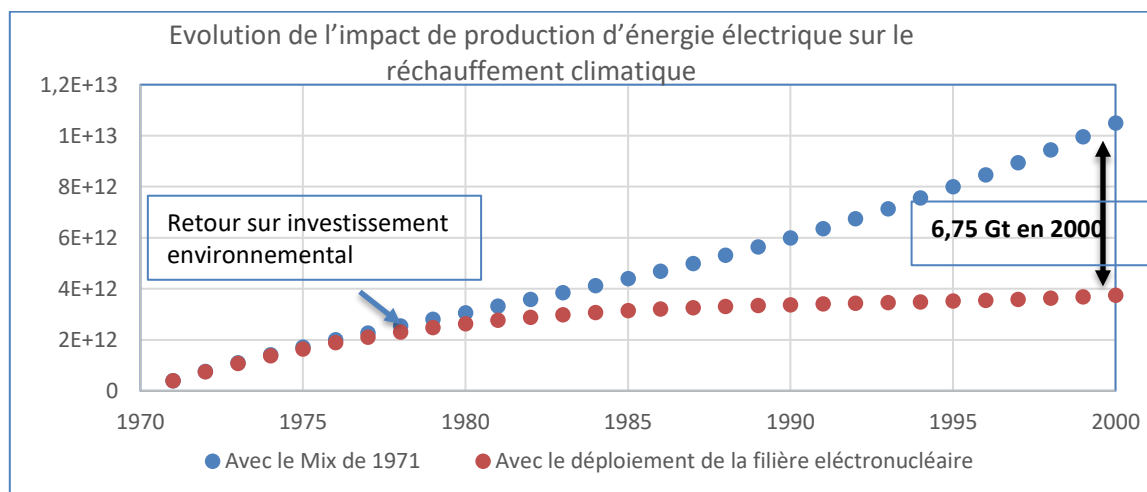


L'écart relatif est calculé avec l'équation suivante :

$$\text{Ecart relatif} = \frac{\text{Impact de la construction (avec adaptation des BDD)} - \text{Impact de la construction (sans adaptation des BDD)}}{\text{Impact de la construction (sans adaptation des BDD)}}$$

5. Les gains relatifs au déploiement de la filière électronucléaire en France

Grâce au passage à cette filière, 64 Gt de CO₂ ont été évités entre 1970 et 2009 grâce au déploiement de la filière nucléaire dans le monde, soit 144 fois les rejets de la France en 2018 (0,445 Gt CO₂ eq).



Annexe O. Resultats d'impacts : EndPoints & MidPoints pour les trois scénarios

Scénario « Arrêt du nucléaire en 2050 »

	kg C2H3Cl eq	kg C2H3Cl eq	kg PM2.5 eq	Bq C-14 eq	kg CFC-11 eq	kg C2H4 eq	kg TEG water	kg TEG soil	kg SO2 eq	m2org. ar able	kg SO2 eq	kg PO4 P-lim	kg CO2 eq	MJ primary	Mineral extraction
Date	Carcinogens	Non-carcinogens	Respiratory inorganics	Ionizing radiation	Ozone layer depletion	Respiratory organics	Aquatic ecotoxicity	Terrestrial ecotoxicity	Terrestrial acid/nutri	Land occupation	Aquatic acidification	Aquatic eutrophication	Global warming	Non-renewable energy	MJ surplus
2018	4,07E+08	6,57E+08	2,84E+07	1,12E+11	8,17E+06	5,29E+07	1,67E+12	1,24E+12	4,81E+08	1,16E+09	1,29E+08	2,73E+06	3,29E+10	6,09E+12	9,17E+08
2019	5,76E+08	9,42E+08	3,69E+07	1,55E+11	8,96E+06	6,28E+07	2,37E+12	1,46E+12	5,63E+08	1,27E+09	1,58E+08	7,06E+06	3,67E+10	6,06E+12	3,14E+09
2020	6,88E+08	1,16E+09	4,12E+07	1,73E+11	9,74E+06	7,13E+07	2,83E+12	1,60E+12	6,07E+08	1,35E+09	1,73E+08	9,96E+06	3,85E+10	6,00E+12	4,74E+09
2021	7,41E+08	1,30E+09	4,27E+07	1,78E+11	1,05E+07	7,88E+07	3,04E+12	1,67E+12	6,21E+08	1,40E+09	1,77E+08	1,14E+07	3,89E+10	5,92E+12	5,57E+09
2022	7,72E+08	1,41E+09	4,34E+07	1,80E+11	1,13E+07	8,60E+07	3,17E+12	1,70E+12	6,26E+08	1,43E+09	1,79E+08	1,22E+07	3,90E+10	5,84E+12	6,08E+09
2023	7,90E+08	1,49E+09	4,36E+07	1,81E+11	1,21E+07	9,32E+07	3,24E+12	1,72E+12	6,25E+08	1,45E+09	1,79E+08	1,27E+07	3,87E+10	5,76E+12	6,39E+09
2024	8,04E+08	1,57E+09	4,36E+07	1,81E+11	1,29E+07	1,00E+08	3,30E+12	1,73E+12	6,22E+08	1,48E+09	1,77E+08	1,31E+07	3,85E+10	5,67E+12	6,66E+09
2025	8,39E+08	1,64E+09	4,35E+07	1,80E+11	3,31E+07	1,07E+08	3,34E+12	1,74E+12	6,18E+08	1,50E+09	1,76E+08	1,33E+07	3,83E+10	5,59E+12	6,81E+09
2026	8,45E+08	1,71E+09	4,33E+07	1,79E+11	3,48E+07	1,15E+08	3,36E+12	1,74E+12	6,13E+08	1,53E+09	1,74E+08	1,35E+07	3,79E+10	5,50E+12	6,97E+09
2027	8,51E+08	1,77E+09	4,30E+07	1,78E+11	3,66E+07	1,22E+08	3,38E+12	1,74E+12	6,06E+08	1,55E+09	1,71E+08	1,36E+07	3,75E+10	5,41E+12	7,10E+09
2028	8,52E+08	1,83E+09	4,26E+07	1,76E+11	3,84E+07	1,28E+08	3,39E+12	1,73E+12	5,98E+08	1,57E+09	1,68E+08	1,37E+07	3,70E+10	5,32E+12	7,17E+09
2029	8,54E+08	1,89E+09	4,21E+07	1,74E+11	4,01E+07	1,35E+08	3,40E+12	1,73E+12	5,90E+08	1,58E+09	1,65E+08	1,37E+07	3,65E+10	5,23E+12	7,26E+09
2030	8,28E+08	1,94E+09	4,15E+07	1,71E+11	1,99E+07	1,42E+08	3,39E+12	1,71E+12	5,79E+08	1,60E+09	1,61E+08	1,38E+07	3,56E+10	5,14E+12	7,31E+09
2031	8,29E+08	2,00E+09	4,10E+07	1,70E+11	2,08E+07	1,49E+08	3,39E+12	1,71E+12	5,70E+08	1,61E+09	1,58E+08	1,38E+07	3,51E+10	5,05E+12	7,37E+09
2032	8,42E+08	2,08E+09	4,09E+07	1,69E+11	2,17E+07	1,56E+08	3,45E+12	1,72E+12	5,67E+08	1,64E+09	1,57E+08	1,42E+07	3,48E+10	4,96E+12	7,61E+09
2033	8,88E+08	2,17E+09	4,13E+07	1,70E+11	4,90E+07	1,64E+08	3,54E+12	1,74E+12	5,68E+08	1,67E+09	1,58E+08	1,48E+07	3,49E+10	4,88E+12	7,97E+09
2034	9,34E+08	2,25E+09	4,12E+07	1,70E+11	9,28E+07	1,71E+08	3,59E+12	1,74E+12	5,65E+08	1,68E+09	1,57E+08	1,51E+07	3,49E+10	4,80E+12	8,11E+09
2035	1,04E+09	2,35E+09	4,16E+07	1,73E+11	2,10E+08	1,79E+08	3,69E+12	1,75E+12	5,69E+08	1,71E+09	1,59E+08	1,55E+07	3,56E+10	4,73E+12	8,38E+09
2036	1,65E+09	3,41E+09	6,64E+07	2,93E+11	3,48E+08	2,11E+08	5,77E+12	2,37E+12	8,26E+08	2,06E+09	2,51E+08	2,82E+07	4,76E+10	4,65E+12	1,49E+10

2037	1,83E+09	4,01E+09	7,17E+07	3,09E+11	3,77E+08	2,35E+08	6,38E+12	2,56E+12	8,87E+08	2,20E+09	2,72E+08	3,22E+07	4,94E+10	4,41E+12	1,72E+10
2038	1,97E+09	4,49E+09	7,39E+07	3,15E+11	4,71E+08	2,59E+08	6,69E+12	2,64E+12	9,16E+08	2,30E+09	2,83E+08	3,41E+07	5,02E+10	4,17E+12	1,83E+10
2039	2,07E+09	4,94E+09	7,59E+07	3,22E+11	5,33E+08	2,83E+08	6,93E+12	2,69E+12	9,38E+08	2,39E+09	2,92E+08	3,57E+07	5,06E+10	3,91E+12	1,91E+10
2040	2,13E+09	5,36E+09	7,71E+07	3,28E+11	5,89E+08	3,07E+08	7,08E+12	2,70E+12	9,52E+08	2,48E+09	2,97E+08	3,66E+07	5,06E+10	3,64E+12	1,96E+10
2041	2,19E+09	5,78E+09	7,80E+07	3,30E+11	6,14E+08	3,30E+08	7,23E+12	2,72E+12	9,64E+08	2,56E+09	3,01E+08	3,76E+07	5,03E+10	3,37E+12	2,02E+10
2042	2,30E+09	6,20E+09	7,86E+07	3,32E+11	7,85E+08	3,55E+08	7,34E+12	2,72E+12	9,72E+08	2,64E+09	3,05E+08	3,82E+07	5,06E+10	3,10E+12	2,06E+10
2043	2,41E+09	6,67E+09	8,22E+07	3,51E+11	8,47E+08	3,81E+08	7,66E+12	2,79E+12	1,01E+09	2,74E+09	3,19E+08	4,01E+07	5,17E+10	2,84E+12	2,16E+10
2044	2,40E+09	7,02E+09	7,97E+07	3,34E+11	8,68E+08	4,04E+08	7,57E+12	2,73E+12	9,87E+08	2,79E+09	3,12E+08	3,97E+07	4,98E+10	2,53E+12	2,15E+10
2045	2,36E+09	7,38E+09	7,87E+07	3,27E+11	7,64E+08	4,27E+08	7,55E+12	2,70E+12	9,75E+08	2,85E+09	3,08E+08	3,97E+07	4,80E+10	2,22E+12	2,16E+10
2046	2,31E+09	7,68E+09	7,68E+07	3,22E+11	7,24E+08	4,50E+08	7,37E+12	2,60E+12	9,52E+08	2,89E+09	3,00E+08	3,87E+07	4,61E+10	1,91E+12	2,10E+10
2047	2,26E+09	7,98E+09	7,41E+07	3,10E+11	6,92E+08	4,73E+08	7,18E+12	2,51E+12	9,24E+08	2,92E+09	2,90E+08	3,75E+07	4,40E+10	1,59E+12	2,04E+10
2048	2,18E+09	8,29E+09	7,21E+07	3,01E+11	5,71E+08	4,96E+08	7,04E+12	2,43E+12	9,01E+08	2,96E+09	2,82E+08	3,68E+07	4,18E+10	1,26E+12	2,00E+10
2049	2,19E+09	8,66E+09	7,21E+07	3,02E+11	5,67E+08	5,21E+08	7,05E+12	2,39E+12	9,01E+08	3,03E+09	2,83E+08	3,70E+07	4,11E+10	9,60E+11	2,01E+10
2050	2,18E+09	8,99E+09	7,13E+07	2,99E+11	6,16E+07	5,41E+08	7,02E+12	2,35E+12	8,93E+08	3,07E+09	2,80E+08	3,68E+07	4,02E+10	6,49E+11	2,01E+10

Scénario « Nucléaire Stable après 2035 »

0	kg C2H3Cl eq	kg C2H3Cl eq	kg PM2.5 eq	Bq C-14 eq	kg CFC-11 eq	kg C2H4 eq	kg TEG water	kg TEG soil	kg SO2 eq	m2org. ar able	kg SO2 eq	kg PO4 P-lim	kg CO2 eq	MJ primary	Mineral extraction
2018	4,07E+08	6,57E+08	2,84E+07	1,12E+11	8,17E+06	5,29E+07	1,67E+12	1,24E+12	4,81E+08	1,16E+09	1,29E+08	2,73E+06	3,29E+10	6,09E+12	9,17E+08
2019	5,76E+08	9,42E+08	3,69E+07	1,55E+11	8,96E+06	6,28E+07	2,37E+12	1,46E+12	5,63E+08	1,27E+09	1,58E+08	7,06E+06	3,67E+10	6,06E+12	3,14E+09
2020	6,88E+08	1,16E+09	4,12E+07	1,73E+11	9,74E+06	7,13E+07	2,83E+12	1,60E+12	6,07E+08	1,35E+09	1,73E+08	9,96E+06	3,85E+10	6,00E+12	4,74E+09
2021	7,41E+08	1,30E+09	4,27E+07	1,78E+11	1,05E+07	7,88E+07	3,04E+12	1,67E+12	6,21E+08	1,40E+09	1,77E+08	1,14E+07	3,89E+10	5,92E+12	5,57E+09
2022	7,72E+08	1,41E+09	4,34E+07	1,80E+11	1,13E+07	8,60E+07	3,17E+12	1,70E+12	6,26E+08	1,43E+09	1,79E+08	1,22E+07	3,90E+10	5,84E+12	6,08E+09
2023	7,90E+08	1,49E+09	4,36E+07	1,81E+11	1,21E+07	9,32E+07	3,24E+12	1,72E+12	6,25E+08	1,45E+09	1,79E+08	1,27E+07	3,87E+10	5,76E+12	6,39E+09
2024	8,04E+08	1,57E+09	4,36E+07	1,81E+11	1,29E+07	1,00E+08	3,30E+12	1,73E+12	6,22E+08	1,48E+09	1,77E+08	1,31E+07	3,85E+10	5,67E+12	6,66E+09
2025	8,39E+08	1,64E+09	4,35E+07	1,80E+11	3,31E+07	1,07E+08	3,34E+12	1,74E+12	6,18E+08	1,50E+09	1,76E+08	1,33E+07	3,83E+10	5,59E+12	6,81E+09
2026	8,50E+08	1,71E+09	4,35E+07	1,80E+11	3,48E+07	1,15E+08	3,38E+12	1,75E+12	6,15E+08	1,53E+09	1,75E+08	1,35E+07	3,80E+10	5,50E+12	7,04E+09

2027	8,57E+08	1,78E+09	4,34E+07	1,79E+11	3,66E+07	1,22E+08	3,40E+12	1,75E+12	6,09E+08	1,56E+09	1,72E+08	1,37E+07	3,76E+10	5,42E+12	7,20E+09
2028	8,63E+08	1,85E+09	4,31E+07	1,77E+11	3,84E+07	1,29E+08	3,42E+12	1,75E+12	6,03E+08	1,58E+09	1,70E+08	1,38E+07	3,72E+10	5,33E+12	7,34E+09
2029	8,68E+08	1,91E+09	4,28E+07	1,76E+11	4,01E+07	1,36E+08	3,44E+12	1,75E+12	5,96E+08	1,60E+09	1,67E+08	1,39E+07	3,67E+10	5,24E+12	7,46E+09
2030	8,47E+08	1,97E+09	4,24E+07	1,74E+11	2,00E+07	1,42E+08	3,44E+12	1,75E+12	5,88E+08	1,62E+09	1,64E+08	1,40E+07	3,60E+10	5,15E+12	7,58E+09
2031	8,49E+08	2,03E+09	4,20E+07	1,72E+11	2,08E+07	1,49E+08	3,45E+12	1,74E+12	5,80E+08	1,64E+09	1,61E+08	1,41E+07	3,55E+10	5,06E+12	7,67E+09
2032	8,64E+08	2,11E+09	4,21E+07	1,72E+11	2,17E+07	1,57E+08	3,52E+12	1,75E+12	5,78E+08	1,66E+09	1,60E+08	1,45E+07	3,52E+10	4,97E+12	7,95E+09
2033	9,16E+08	2,21E+09	4,26E+07	1,74E+11	4,90E+07	1,64E+08	3,63E+12	1,78E+12	5,82E+08	1,70E+09	1,62E+08	1,52E+07	3,54E+10	4,89E+12	8,38E+09
2034	9,62E+08	2,28E+09	4,25E+07	1,74E+11	9,28E+07	1,72E+08	3,68E+12	1,78E+12	5,78E+08	1,72E+09	1,61E+08	1,55E+07	3,54E+10	4,81E+12	8,52E+09
2035	1,07E+09	2,39E+09	4,29E+07	1,76E+11	1,96E+08	1,80E+08	3,78E+12	1,80E+12	5,82E+08	1,75E+09	1,63E+08	1,59E+07	3,61E+10	4,74E+12	8,79E+09
2036	1,16E+09	2,52E+09	4,30E+07	1,77E+11	3,04E+08	1,88E+08	3,86E+12	1,81E+12	5,90E+08	1,81E+09	1,66E+08	1,60E+07	3,60E+10	4,74E+12	8,77E+09
2037	1,16E+09	2,65E+09	4,29E+07	1,76E+11	3,11E+08	1,95E+08	3,92E+12	1,83E+12	5,94E+08	1,87E+09	1,66E+08	1,62E+07	3,49E+10	4,73E+12	8,80E+09
2038	1,18E+09	2,74E+09	4,20E+07	1,73E+11	3,68E+08	2,02E+08	3,90E+12	1,82E+12	5,90E+08	1,92E+09	1,64E+08	1,57E+07	3,38E+10	4,72E+12	8,50E+09
2039	1,20E+09	2,86E+09	4,22E+07	1,76E+11	3,97E+08	2,09E+08	3,96E+12	1,84E+12	5,97E+08	1,99E+09	1,66E+08	1,57E+07	3,31E+10	4,71E+12	8,46E+09
2040	1,20E+09	2,97E+09	4,25E+07	1,79E+11	4,20E+08	2,16E+08	4,00E+12	1,85E+12	6,03E+08	2,05E+09	1,67E+08	1,58E+07	3,23E+10	4,70E+12	8,39E+09
2041	1,20E+09	3,11E+09	4,31E+07	1,81E+11	4,21E+08	2,23E+08	4,11E+12	1,89E+12	6,14E+08	2,12E+09	1,70E+08	1,62E+07	3,15E+10	4,70E+12	8,62E+09
2042	1,28E+09	3,26E+09	4,37E+07	1,84E+11	5,19E+08	2,32E+08	4,22E+12	1,92E+12	6,27E+08	2,19E+09	1,73E+08	1,64E+07	3,13E+10	4,70E+12	8,71E+09
2043	1,35E+09	3,46E+09	4,75E+07	2,05E+11	5,41E+08	2,40E+08	4,54E+12	2,01E+12	6,68E+08	2,30E+09	1,87E+08	1,81E+07	3,22E+10	4,71E+12	9,49E+09
2044	1,32E+09	3,56E+09	4,54E+07	1,91E+11	5,38E+08	2,46E+08	4,49E+12	2,01E+12	6,55E+08	2,35E+09	1,81E+08	1,76E+07	3,01E+10	4,68E+12	9,32E+09
2045	1,25E+09	3,67E+09	4,49E+07	1,87E+11	4,60E+08	2,52E+08	4,50E+12	2,03E+12	6,52E+08	2,40E+09	1,78E+08	1,76E+07	2,81E+10	4,66E+12	9,36E+09
2046	1,17E+09	3,71E+09	4,36E+07	1,85E+11	4,24E+08	2,59E+08	4,38E+12	1,99E+12	6,39E+08	2,44E+09	1,73E+08	1,66E+07	2,61E+10	4,63E+12	8,73E+09
2047	1,10E+09	3,76E+09	4,15E+07	1,77E+11	3,95E+08	2,65E+08	4,23E+12	1,94E+12	6,20E+08	2,48E+09	1,65E+08	1,55E+07	2,38E+10	4,60E+12	8,12E+09
2048	1,00E+09	3,82E+09	4,01E+07	1,70E+11	3,18E+08	2,71E+08	4,14E+12	1,92E+12	6,08E+08	2,53E+09	1,59E+08	1,48E+07	2,16E+10	4,57E+12	7,75E+09
2049	9,87E+08	3,94E+09	4,08E+07	1,75E+11	3,09E+08	2,78E+08	4,21E+12	1,95E+12	6,18E+08	2,59E+09	1,61E+08	1,49E+07	2,08E+10	4,56E+12	7,79E+09
2050	9,56E+08	4,03E+09	4,06E+07	1,75E+11	3,37E+07	2,83E+08	4,23E+12	1,96E+12	6,20E+08	2,64E+09	1,60E+08	1,48E+07	1,98E+10	4,55E+12	7,73E+09

Scénario « N1 RTE »

	kg C2H3Cl eq	kg C2H3Cl eq	kg PM2.5 eq	Bq C-14 eq	kg CFC-11 eq	kg C2H4 eq	kg TEG water	kg TEG soil	kg SO2 eq	m2org.arable	kg SO2 eq	kg PO4 P-lim	kg CO2 eq	MJ primary	Mineral extraction
Date	Carcinogens	Non-carcinogens	Respiratory inorganics	Ionizing radiation	Ozone layer depletion	Respiratory organics	Aquatic ecotoxicity	Terrestrial ecotoxicity	Terrestrial acid/nutri	Land occupation	Aquatic acidification	Aquatic eutrophication	Global warming	Non-renewable energy	MJ surplus
2018	4,07E+08	6,57E+08	2,84E+07	1,12E+11	8,17E+06	5,29E+07	1,67E+12	1,24E+12	4,81E+08	1,16E+09	1,29E+08	2,73E+06	3,29E+10	6,09E+12	9,17E+08
2019	6,34E+08	1,05E+09	3,98E+07	1,69E+11	9,20E+06	6,59E+07	2,63E+12	1,54E+12	5,93E+08	1,31E+09	1,68E+08	8,64E+06	3,78E+10	6,07E+12	3,97E+09
2020	7,65E+08	1,32E+09	4,50E+07	1,90E+11	1,02E+07	7,67E+07	3,17E+12	1,72E+12	6,45E+08	1,41E+09	1,87E+08	1,21E+07	3,96E+10	6,02E+12	5,92E+09
2021	8,27E+08	1,50E+09	4,70E+07	1,97E+11	1,13E+07	8,65E+07	3,44E+12	1,81E+12	6,64E+08	1,47E+09	1,93E+08	1,39E+07	4,00E+10	5,94E+12	6,94E+09
2022	8,63E+08	1,63E+09	4,80E+07	2,00E+11	1,23E+07	9,60E+07	3,59E+12	1,85E+12	6,71E+08	1,51E+09	1,96E+08	1,50E+07	3,98E+10	5,86E+12	7,58E+09
2023	8,83E+08	1,74E+09	4,83E+07	2,01E+11	1,33E+07	1,05E+08	3,69E+12	1,88E+12	6,70E+08	1,54E+09	1,96E+08	1,56E+07	3,94E+10	5,77E+12	7,98E+09
2024	8,96E+08	1,84E+09	4,85E+07	2,01E+11	1,44E+07	1,15E+08	3,76E+12	1,90E+12	6,68E+08	1,58E+09	1,95E+08	1,61E+07	3,88E+10	5,69E+12	8,29E+09
2025	9,31E+08	1,94E+09	4,85E+07	2,01E+11	3,68E+07	1,24E+08	3,81E+12	1,91E+12	6,64E+08	1,61E+09	1,94E+08	1,64E+07	3,84E+10	5,60E+12	8,52E+09
2026	9,37E+08	2,02E+09	4,84E+07	2,01E+11	3,90E+07	1,33E+08	3,85E+12	1,91E+12	6,59E+08	1,64E+09	1,92E+08	1,66E+07	3,77E+10	5,51E+12	8,72E+09
2027	9,40E+08	2,11E+09	4,81E+07	1,99E+11	4,12E+07	1,42E+08	3,87E+12	1,91E+12	6,51E+08	1,67E+09	1,89E+08	1,68E+07	3,69E+10	5,42E+12	8,87E+09
2028	9,39E+08	2,19E+09	4,77E+07	1,98E+11	4,34E+07	1,51E+08	3,88E+12	1,91E+12	6,42E+08	1,69E+09	1,86E+08	1,68E+07	3,61E+10	5,33E+12	8,98E+09
2029	9,40E+08	2,27E+09	4,74E+07	1,96E+11	4,56E+07	1,61E+08	3,89E+12	1,91E+12	6,34E+08	1,72E+09	1,83E+08	1,70E+07	3,53E+10	5,24E+12	9,11E+09
2030	9,13E+08	2,34E+09	4,68E+07	1,94E+11	2,32E+07	1,69E+08	3,89E+12	1,90E+12	6,22E+08	1,74E+09	1,79E+08	1,70E+07	3,42E+10	5,14E+12	9,19E+09
2031	9,09E+08	2,41E+09	4,62E+07	1,92E+11	2,43E+07	1,78E+08	3,89E+12	1,90E+12	6,12E+08	1,76E+09	1,76E+08	1,71E+07	3,33E+10	5,05E+12	9,26E+09
2032	9,21E+08	2,51E+09	4,63E+07	1,92E+11	2,54E+07	1,88E+08	3,95E+12	1,91E+12	6,08E+08	1,79E+09	1,75E+08	1,75E+07	3,27E+10	4,96E+12	9,54E+09
2033	9,66E+08	2,62E+09	4,67E+07	1,94E+11	5,64E+07	1,97E+08	4,06E+12	1,94E+12	6,09E+08	1,83E+09	1,75E+08	1,81E+07	3,25E+10	4,88E+12	9,94E+09
2034	1,01E+09	2,72E+09	4,65E+07	1,94E+11	1,06E+08	2,07E+08	4,10E+12	1,94E+12	6,04E+08	1,85E+09	1,74E+08	1,84E+07	3,21E+10	4,79E+12	1,01E+10
2035	1,11E+09	2,83E+09	4,67E+07	1,95E+11	2,24E+08	2,17E+08	4,20E+12	1,95E+12	6,05E+08	1,89E+09	1,76E+08	1,88E+07	3,24E+10	4,72E+12	1,03E+10
2036	1,45E+09	3,34E+09	6,08E+07	2,74E+11	3,50E+08	2,34E+08	5,25E+12	2,23E+12	7,50E+08	2,10E+09	2,27E+08	2,46E+07	3,96E+10	4,72E+12	1,30E+10
2037	1,48E+09	3,58E+09	6,11E+07	2,74E+11	3,60E+08	2,45E+08	5,36E+12	2,26E+12	7,62E+08	2,18E+09	2,29E+08	2,51E+07	3,95E+10	4,62E+12	1,32E+10
2038	1,53E+09	3,78E+09	6,05E+07	2,70E+11	4,29E+08	2,56E+08	5,37E+12	2,24E+12	7,65E+08	2,25E+09	2,29E+08	2,48E+07	3,92E+10	4,52E+12	1,31E+10
2039	1,57E+09	3,99E+09	6,08E+07	2,73E+11	4,65E+08	2,67E+08	5,45E+12	2,25E+12	7,76E+08	2,32E+09	2,32E+08	2,50E+07	3,92E+10	4,42E+12	1,31E+10

2040	1,59E+09	4,20E+09	6,12E+07	2,76E+11	4,95E+08	2,78E+08	5,52E+12	2,26E+12	7,87E+08	2,40E+09	2,34E+08	2,51E+07	3,92E+10	4,32E+12	1,31E+10
2041	1,62E+09	4,44E+09	6,19E+07	2,78E+11	4,99E+08	2,90E+08	5,64E+12	2,29E+12	8,03E+08	2,49E+09	2,37E+08	2,56E+07	3,91E+10	4,22E+12	1,34E+10
2042	1,72E+09	4,68E+09	6,24E+07	2,80E+11	6,17E+08	3,02E+08	5,76E+12	2,31E+12	8,18E+08	2,57E+09	2,42E+08	2,58E+07	3,96E+10	4,13E+12	1,35E+10
2043	1,81E+09	4,98E+09	6,62E+07	3,00E+11	6,46E+08	3,14E+08	6,10E+12	2,40E+12	8,64E+08	2,69E+09	2,56E+08	2,76E+07	4,12E+10	4,05E+12	1,43E+10
2044	1,79E+09	5,17E+09	6,41E+07	2,85E+11	6,45E+08	3,24E+08	6,05E+12	2,38E+12	8,53E+08	2,75E+09	2,50E+08	2,71E+07	3,97E+10	3,92E+12	1,42E+10
2045	1,75E+09	5,37E+09	6,35E+07	2,80E+11	5,54E+08	3,34E+08	6,07E+12	2,39E+12	8,53E+08	2,82E+09	2,48E+08	2,71E+07	3,84E+10	3,80E+12	1,42E+10
2046	1,69E+09	5,50E+09	6,22E+07	2,77E+11	5,13E+08	3,45E+08	5,95E+12	2,33E+12	8,43E+08	2,87E+09	2,43E+08	2,61E+07	3,71E+10	3,67E+12	1,36E+10
2047	1,63E+09	5,64E+09	6,00E+07	2,67E+11	4,81E+08	3,55E+08	5,81E+12	2,28E+12	8,27E+08	2,92E+09	2,35E+08	2,50E+07	3,55E+10	3,54E+12	1,30E+10
2048	1,56E+09	5,80E+09	5,85E+07	2,60E+11	3,89E+08	3,65E+08	5,72E+12	2,24E+12	8,18E+08	2,98E+09	2,30E+08	2,43E+07	3,39E+10	3,41E+12	1,26E+10
2049	1,56E+09	6,01E+09	5,91E+07	2,64E+11	3,79E+08	3,76E+08	5,80E+12	2,25E+12	8,31E+08	3,06E+09	2,32E+08	2,44E+07	3,38E+10	3,30E+12	1,27E+10
2050	1,55E+09	6,19E+09	5,89E+07	2,63E+11	4,45E+07	3,84E+08	5,83E+12	2,25E+12	8,36E+08	3,12E+09	2,32E+08	2,44E+07	3,34E+10	3,19E+12	1,26E+10

Scénario « NI RTE »

	Prod				Construction				Stockage				Interconnexion				EoL			
	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources
2018	2,99E+04	1,14E+10	2,77E+01	5,95E+12	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,68E+03	2,85E+08	5,26E+00	1,33E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
2019	3,07E+04	1,13E+10	2,68E+01	5,86E+12	1,01E+04	2,76E+09	5,79E+00	8,54E+10	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,66E+03	2,85E+08	5,15E+00	1,33E+11	-4,57E-02	-8,61E+03	-1,83E-05	-5,67E+05
2020	3,15E+04	1,12E+10	2,60E+01	5,77E+12	1,52E+04	4,47E+09	8,60E+00	1,27E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,63E+03	2,85E+08	5,04E+00	1,33E+11	-2,65E-03	-5,16E+02	-3,49E-06	-2,13E+04
2021	3,23E+04	1,11E+10	2,52E+01	5,67E+12	1,76E+04	5,36E+09	9,87E+00	1,46E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+03	2,85E+08	4,92E+00	1,33E+11	-6,91E-02	-1,35E+04	-9,10E-05	-5,71E+05
2022	3,31E+04	1,10E+10	2,44E+01	5,58E+12	1,91E+04	5,91E+09	1,07E+01	1,57E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,58E+03	2,85E+08	4,81E+00	1,33E+11	-6,91E-03	-1,35E+03	-9,11E-06	-5,88E+04
2023	3,39E+04	1,09E+10	2,35E+01	5,48E+12	2,00E+04	6,25E+09	1,11E+01	1,64E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,55E+03	2,84E+08	4,69E+00	1,33E+11	-2,96E-01	-5,80E+04	-3,90E-04	-2,59E+06
2024	3,47E+04	1,08E+10	2,27E+01	5,39E+12	2,07E+04	6,52E+09	1,15E+01	1,71E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,52E+03	2,84E+08	4,57E+00	1,33E+11	-5,30E-01	-1,03E+05	-6,14E-04	-5,08E+06
2025	3,55E+04	1,07E+10	2,19E+01	5,29E+12	2,13E+04	6,73E+09	1,18E+01	1,77E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,49E+03	2,84E+08	4,45E+00	1,33E+11	2,26E+04	1,21E+07	2,82E-01	4,93E+09
2026	3,63E+04	1,06E+10	2,10E+01	5,20E+12	2,18E+04	6,92E+09	1,21E+01	1,82E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,47E+03	2,84E+08	4,32E+00	1,34E+11	2,39E+04	1,21E+07	2,83E-01	4,93E+09
2027	3,71E+04	1,05E+10	2,02E+01	5,11E+12	2,21E+04	7,05E+09	1,22E+01	1,86E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,44E+03	2,83E+08	4,20E+00	1,34E+11	2,51E+04	1,24E+07	2,85E-01	4,94E+09
2028	3,79E+04	1,04E+10	1,94E+01	5,01E+12	2,24E+04	7,15E+09	1,24E+01	1,89E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,41E+03	2,83E+08	4,07E+00	1,34E+11	2,63E+04	1,18E+07	2,81E-01	4,91E+09
2029	3,87E+04	1,03E+10	1,86E+01	4,92E+12	2,27E+04	7,27E+09	1,25E+01	1,92E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,38E+03	2,83E+08	3,95E+00	1,34E+11	2,75E+04	1,11E+07	2,77E-01	4,87E+09
2030	3,96E+04	1,02E+10	1,77E+01	4,82E+12	2,29E+04	7,34E+09	1,26E+01	1,93E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,35E+03	2,82E+08	3,82E+00	1,34E+11	2,72E+03	-9,39E+05	1,56E-02	3,40E+08
2031	4,04E+04	1,01E+10	1,69E+01	4,73E+12	2,31E+04	7,39E+09	1,27E+01	1,94E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,32E+03	2,82E+08	3,68E+00	1,33E+11	2,83E+03	-2,43E+06	1,19E-02	2,42E+08
2032	4,12E+04	9,98E+09	1,61E+01	4,64E+12	2,38E+04	7,64E+09	1,30E+01	2,00E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,28E+03	2,82E+08	3,55E+00	1,33E+11	2,92E+03	-6,03E+06	-5,87E-03	3,12E+07
2033	4,20E+04	9,88E+09	1,52E+01	4,54E+12	2,47E+04	7,98E+09	1,35E+01	2,07E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,25E+03	2,81E+08	3,42E+00	1,33E+11	3,45E+04	8,61E+06	2,88E-01	5,00E+09
2034	4,28E+04	9,77E+09	1,44E+01	4,45E+12	2,50E+04	8,08E+09	1,37E+01	2,08E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,22E+03	2,81E+08	3,28E+00	1,33E+11	8,57E+04	2,70E+07	7,18E-01	1,24E+10
2035	4,36E+04	9,67E+09	1,36E+01	4,35E+12	2,55E+04	8,27E+09	1,40E+01	2,11E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,19E+03	2,80E+08	3,14E+00	1,33E+11	2,09E+05	7,12E+07	1,72E+00	2,98E+10
2036	4,49E+04	9,78E+09	1,31E+01	4,24E+12	3,65E+04	1,07E+10	2,05E+01	3,05E+11	6,26E+02	4,42E+07	1,95E-01	1,56E+10	1,18E+03	2,82E+08	3,08E+00	1,35E+11	3,40E+05	1,17E+08	2,73E+00	4,72E+10
2037	4,62E+04	9,88E+09	1,26E+01	4,12E+12	3,68E+04	1,09E+10	2,07E+01	3,06E+11	1,26E+03	8,85E+07	3,90E-01	3,00E+10	1,17E+03	2,84E+08	3,02E+00	1,36E+11	3,50E+05	1,19E+08	2,73E+00	4,73E+10
2038	4,75E+04	9,98E+09	1,21E+01	4,00E+12	3,62E+04	1,07E+10	2,04E+01	3,00E+11	1,89E+03	1,33E+08	5,85E-01	4,33E+10	1,16E+03	2,86E+08	2,96E+00	1,38E+11	4,22E+05	1,40E+08	3,20E+00	5,54E+10

2039	4,88E+04	1,01E+10	1,16E+01	3,88E+12	3,64E+04	1,07E+10	2,06E+01	3,01E+11	2,54E+03	1,77E+08	7,79E-01	5,55E+10	1,15E+03	2,88E+08	2,89E+00	1,39E+11	4,58E+05	1,50E+08	3,39E+00	5,87E+10
2040	5,01E+04	1,02E+10	1,11E+01	3,76E+12	3,66E+04	1,07E+10	2,07E+01	3,03E+11	3,18E+03	2,21E+08	9,74E-01	6,67E+10	1,14E+03	2,90E+08	2,82E+00	1,40E+11	4,88E+05	1,53E+08	3,54E+00	6,13E+10
2041	5,14E+04	1,03E+10	1,06E+01	3,65E+12	3,73E+04	1,09E+10	2,11E+01	3,08E+11	3,84E+03	2,65E+08	1,17E+00	7,69E+10	1,13E+03	2,92E+08	2,75E+00	1,42E+11	4,91E+05	1,53E+08	3,49E+00	6,02E+10
2042	5,27E+04	1,04E+10	1,01E+01	3,53E+12	3,76E+04	1,10E+10	2,13E+01	3,10E+11	4,49E+03	3,09E+08	1,36E+00	8,61E+10	1,12E+03	2,93E+08	2,68E+00	1,43E+11	6,14E+05	1,88E+08	4,26E+00	7,36E+10
2043	5,40E+04	1,05E+10	9,58E+00	3,41E+12	4,07E+04	1,18E+10	2,31E+01	3,36E+11	5,16E+03	3,53E+08	1,56E+00	9,44E+10	1,11E+03	2,95E+08	2,60E+00	1,45E+11	6,44E+05	1,93E+08	4,36E+00	7,54E+10
2044	5,53E+04	1,06E+10	9,07E+00	3,29E+12	3,92E+04	1,15E+10	2,21E+01	3,22E+11	5,82E+03	3,97E+08	1,75E+00	1,02E+11	1,09E+03	2,97E+08	2,52E+00	1,46E+11	6,41E+05	1,88E+08	4,26E+00	7,35E+10
2045	5,66E+04	1,07E+10	8,57E+00	3,18E+12	3,90E+04	1,16E+10	2,20E+01	3,19E+11	6,49E+03	4,41E+08	1,95E+00	1,08E+11	1,08E+03	2,98E+08	2,44E+00	1,47E+11	5,44E+05	1,61E+08	3,48E+00	6,02E+10
2046	5,79E+04	1,08E+10	8,07E+00	3,06E+12	3,78E+04	1,10E+10	2,14E+01	3,11E+11	7,17E+03	4,85E+08	2,14E+00	1,14E+11	1,07E+03	3,00E+08	2,36E+00	1,49E+11	4,99E+05	1,45E+08	3,12E+00	5,40E+10
2047	5,92E+04	1,09E+10	7,57E+00	2,94E+12	3,61E+04	1,05E+10	2,05E+01	2,98E+11	7,85E+03	5,29E+08	2,34E+00	1,18E+11	1,05E+03	3,02E+08	2,28E+00	1,50E+11	4,64E+05	1,31E+08	2,83E+00	4,91E+10
2048	6,05E+04	1,10E+10	7,07E+00	2,82E+12	3,51E+04	1,01E+10	1,99E+01	2,89E+11	8,53E+03	5,73E+08	2,53E+00	1,22E+11	1,04E+03	3,03E+08	2,19E+00	1,51E+11	3,66E+05	9,92E+07	2,20E+00	3,81E+10
2049	6,18E+04	1,11E+10	6,57E+00	2,71E+12	3,56E+04	1,02E+10	2,03E+01	2,94E+11	9,22E+03	6,17E+08	2,73E+00	1,26E+11	1,02E+03	3,05E+08	2,10E+00	1,53E+11	3,54E+05	9,26E+07	2,13E+00	3,69E+10
2050	6,31E+04	1,12E+10	6,06E+00	2,59E+12	3,55E+04	1,01E+10	2,02E+01	2,94E+11	9,91E+03	6,61E+08	2,92E+00	1,28E+11	1,01E+03	3,06E+08	2,00E+00	1,54E+11	9,18E+02	6,29E+07	2,17E+00	3,76E+10

Scénario « Arrêt du nucléaire en 2050 »

	Prod				Construction				Stockage				Interconnexion				EoL			
	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources
2018	2,99E+04	1,14E+10	2,77E+01	5,95E+12	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,68E+03	2,85E+08	5,26E+00	1,33E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
2019	3,04E+04	1,13E+10	2,72E+01	5,86E+12	7,55E+03	2,02E+09	4,36E+00	6,42E+10	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,66E+03	2,85E+08	5,15E+00	1,33E+11	-4,57E-02	-8,61E+03	-1,83E-05	-5,67E+05
2020	3,10E+04	1,12E+10	2,67E+01	5,77E+12	1,19E+04	3,43E+09	6,74E+00	9,95E+10	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,63E+03	2,85E+08	5,04E+00	1,33E+11	-2,65E-03	-5,15E+02	-3,49E-06	-2,10E+04
2021	3,15E+04	1,11E+10	2,62E+01	5,68E+12	1,38E+04	4,15E+09	7,76E+00	1,15E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+03	2,85E+08	4,92E+00	1,33E+11	-6,91E-02	-1,35E+04	-9,10E-05	-5,63E+05
2022	3,20E+04	1,10E+10	2,58E+01	5,59E+12	1,50E+04	4,58E+09	8,39E+00	1,24E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,58E+03	2,85E+08	4,81E+00	1,33E+11	-6,92E-03	-1,35E+03	-9,11E-06	-5,77E+04
2023	3,26E+04	1,09E+10	2,53E+01	5,50E+12	1,57E+04	4,86E+09	8,78E+00	1,30E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,55E+03	2,84E+08	4,69E+00	1,33E+11	-2,96E-01	-5,79E+04	-3,90E-04	-2,53E+06
2024	3,31E+04	1,08E+10	2,48E+01	5,41E+12	1,63E+04	5,09E+09	9,11E+00	1,36E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,52E+03	2,84E+08	4,57E+00	1,33E+11	-5,30E-01	-1,03E+05	-6,14E-04	-4,98E+06
2025	3,37E+04	1,07E+10	2,43E+01	5,32E+12	1,67E+04	5,23E+09	9,30E+00	1,39E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,49E+03	2,84E+08	4,45E+00	1,33E+11	2,05E+04	1,21E+07	2,82E-01	4,93E+09
2026	3,42E+04	1,06E+10	2,38E+01	5,23E+12	1,71E+04	5,37E+09	9,48E+00	1,43E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,47E+03	2,84E+08	4,32E+00	1,34E+11	2,16E+04	1,21E+07	2,83E-01	4,93E+09
2027	3,48E+04	1,04E+10	2,34E+01	5,13E+12	1,74E+04	5,49E+09	9,64E+00	1,47E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,44E+03	2,83E+08	4,20E+00	1,34E+11	2,26E+04	1,25E+07	2,85E-01	4,94E+09
2028	3,53E+04	1,03E+10	2,29E+01	5,04E+12	1,76E+04	5,55E+09	9,72E+00	1,48E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,41E+03	2,83E+08	4,07E+00	1,34E+11	2,36E+04	1,18E+07	2,81E-01	4,91E+09
2029	3,59E+04	1,02E+10	2,24E+01	4,95E+12	1,78E+04	5,63E+09	9,83E+00	1,50E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,38E+03	2,83E+08	3,95E+00	1,34E+11	2,46E+04	1,11E+07	2,77E-01	4,87E+09
2030	3,64E+04	1,01E+10	2,19E+01	4,86E+12	1,79E+04	5,67E+09	9,88E+00	1,51E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,35E+03	2,82E+08	3,82E+00	1,34E+11	2,43E+03	-9,32E+05	1,56E-02	3,43E+08
2031	3,69E+04	1,00E+10	2,15E+01	4,77E+12	1,80E+04	5,72E+09	9,95E+00	1,52E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,32E+03	2,82E+08	3,68E+00	1,33E+11	2,51E+03	-2,43E+06	1,19E-02	2,45E+08
2032	3,75E+04	9,91E+09	2,10E+01	4,68E+12	1,86E+04	5,93E+09	1,03E+01	1,56E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,28E+03	2,82E+08	3,55E+00	1,33E+11	2,59E+03	-6,02E+06	-5,87E-03	3,92E+07
2033	3,80E+04	9,80E+09	2,05E+01	4,59E+12	1,94E+04	6,23E+09	1,07E+01	1,62E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,25E+03	2,81E+08	3,42E+00	1,33E+11	3,06E+04	8,66E+06	2,88E-01	5,00E+09
2034	3,86E+04	9,70E+09	2,00E+01	4,50E+12	1,97E+04	6,34E+09	1,09E+01	1,63E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,22E+03	2,81E+08	3,28E+00	1,33E+11	7,60E+04	2,71E+07	7,18E-01	1,24E+10
2035	3,91E+04	9,59E+09	1,95E+01	4,41E+12	2,03E+04	6,55E+09	1,12E+01	1,68E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,19E+03	2,80E+08	3,14E+00	1,33E+11	1,98E+05	7,18E+07	1,72E+00	2,98E+10
2036	4,17E+04	9,53E+09	1,84E+01	4,12E+12	4,14E+04	1,25E+10	2,33E+01	3,42E+11	9,71E+02	7,08E+07	3,04E-01	2,50E+10	1,17E+03	2,80E+08	3,06E+00	1,34E+11	3,42E+05	1,18E+08	2,73E+00	4,72E+10
2037	4,43E+04	9,48E+09	1,73E+01	3,83E+12	4,67E+04	1,45E+10	2,61E+01	3,82E+11	1,97E+03	1,40E+08	6,07E-01	4,62E+10	1,15E+03	2,80E+08	2,97E+00	1,34E+11	3,70E+05	1,21E+08	2,73E+00	4,73E+10
2038	4,69E+04	9,42E+09	1,62E+01	3,54E+12	4,92E+04	1,54E+10	2,74E+01	3,99E+11	2,99E+03	2,08E+08	9,11E-01	6,39E+10	1,14E+03	2,80E+08	2,89E+00	1,34E+11	4,67E+05	1,43E+08	3,20E+00	5,54E+10
2039	4,95E+04	9,37E+09	1,50E+01	3,25E+12	5,14E+04	1,62E+10	2,86E+01	4,16E+11	4,04E+03	2,75E+08	1,21E+00	7,80E+10	1,12E+03	2,79E+08	2,80E+00	1,35E+11	5,28E+05	1,53E+08	3,39E+00	5,87E+10

2040	5,20E+04	9,31E+09	1,39E+01	2,96E+12	5,29E+04	1,66E+10	2,94E+01	4,27E+11	5,12E+03	3,40E+08	1,52E+00	8,86E+10	1,10E+03	2,79E+08	2,72E+00	1,35E+11	5,84E+05	1,57E+08	3,54E+00	6,12E+10
2041	5,46E+04	9,26E+09	1,28E+01	2,67E+12	5,43E+04	1,71E+10	3,02E+01	4,37E+11	6,21E+03	4,04E+08	1,82E+00	9,59E+10	1,08E+03	2,79E+08	2,63E+00	1,35E+11	6,08E+05	1,57E+08	3,49E+00	6,02E+10
2042	5,72E+04	9,20E+09	1,16E+01	2,38E+12	5,51E+04	1,74E+10	3,06E+01	4,42E+11	7,34E+03	4,66E+08	2,12E+00	9,98E+10	1,06E+03	2,78E+08	2,54E+00	1,36E+11	7,84E+05	1,94E+08	4,26E+00	7,36E+10
2043	5,98E+04	9,15E+09	1,05E+01	2,09E+12	5,85E+04	1,83E+10	3,26E+01	4,71E+11	8,48E+03	5,28E+08	2,43E+00	1,00E+11	1,04E+03	2,78E+08	2,45E+00	1,36E+11	8,46E+05	1,99E+08	4,36E+00	7,54E+10
2044	6,24E+04	9,09E+09	9,40E+00	1,80E+12	5,72E+04	1,81E+10	3,18E+01	4,57E+11	9,65E+03	5,88E+08	2,73E+00	9,79E+10	1,02E+03	2,78E+08	2,36E+00	1,37E+11	8,65E+05	1,96E+08	4,26E+00	7,35E+10
2045	6,50E+04	9,04E+09	8,27E+00	1,51E+12	5,71E+04	1,82E+10	3,17E+01	4,55E+11	1,08E+04	6,47E+08	3,04E+00	9,23E+10	1,00E+03	2,77E+08	2,27E+00	1,37E+11	7,52E+05	1,67E+08	3,48E+00	6,02E+10
2046	6,75E+04	8,98E+09	7,14E+00	1,22E+12	5,60E+04	1,76E+10	3,12E+01	4,47E+11	1,21E+04	7,04E+08	3,34E+00	8,36E+10	9,84E+02	2,77E+08	2,18E+00	1,37E+11	7,06E+05	1,51E+08	3,12E+00	5,40E+10
2047	7,01E+04	8,93E+09	6,01E+00	9,32E+11	5,44E+04	1,71E+10	3,02E+01	4,33E+11	1,33E+04	7,61E+08	3,64E+00	7,19E+10	9,65E+02	2,77E+08	2,09E+00	1,38E+11	6,70E+05	1,37E+08	2,83E+00	4,91E+10
2048	7,27E+04	8,87E+09	4,89E+00	6,43E+11	5,34E+04	1,68E+10	2,97E+01	4,25E+11	1,45E+04	8,16E+08	3,95E+00	5,72E+10	9,45E+02	2,76E+08	1,99E+00	1,38E+11	5,39E+05	1,04E+08	2,20E+00	3,81E+10
2049	7,53E+04	8,81E+09	3,76E+00	3,53E+11	5,39E+04	1,68E+10	3,00E+01	4,29E+11	1,58E+04	8,70E+08	4,25E+00	3,97E+10	9,25E+02	2,76E+08	1,90E+00	1,38E+11	5,32E+05	9,78E+07	2,13E+00	3,69E+10
2050	7,79E+04	8,76E+09	2,63E+00	6,40E+10	5,38E+04	1,68E+10	3,00E+01	4,28E+11	1,71E+04	9,24E+08	4,55E+00	1,93E+10	9,04E+02	2,75E+08	1,80E+00	1,39E+11	9,18E+02	6,29E+07	2,17E+00	3,76E+10

Scénario « Nucléaire Stable après 2035 »

	Prod				Construction				Stockage				Interconnexion				EoL			
	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	Human Health	Ecosystem quality	Climate change	Resources
2018	2,99E+04	1,14E+10	2,77E+01	5,95E+12	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,68E+03	2,85E+08	5,26E+00	1,33E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
2019	3,04E+04	1,13E+10	2,72E+01	5,86E+12	7,55E+03	2,02E+09	4,36E+00	6,42E+10	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,66E+03	2,85E+08	5,15E+00	1,33E+11	-4,57E-02	-8,61E+03	-1,83E-05	-5,67E+05
2020	3,10E+04	1,12E+10	2,67E+01	5,77E+12	1,19E+04	3,43E+09	6,74E+00	9,95E+10	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,63E+03	2,85E+08	5,04E+00	1,33E+11	-2,65E-03	-5,15E+02	-3,49E-06	-2,10E+04
2021	3,15E+04	1,11E+10	2,62E+01	5,68E+12	1,38E+04	4,15E+09	7,76E+00	1,15E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+03	2,85E+08	4,92E+00	1,33E+11	-6,91E-02	-1,35E+04	-9,10E-05	-5,63E+05
2022	3,20E+04	1,10E+10	2,58E+01	5,59E+12	1,50E+04	4,58E+09	8,39E+00	1,24E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,58E+03	2,85E+08	4,81E+00	1,33E+11	-6,92E-03	-1,35E+03	-9,11E-06	-5,77E+04
2023	3,26E+04	1,09E+10	2,53E+01	5,50E+12	1,57E+04	4,86E+09	8,78E+00	1,30E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,55E+03	2,84E+08	4,69E+00	1,33E+11	-2,96E-01	-5,79E+04	-3,90E-04	-2,53E+06
2024	3,31E+04	1,08E+10	2,48E+01	5,41E+12	1,63E+04	5,09E+09	9,11E+00	1,36E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,52E+03	2,84E+08	4,57E+00	1,33E+11	-5,30E-01	-1,03E+05	-6,14E-04	-4,98E+06
2025	3,37E+04	1,07E+10	2,43E+01	5,32E+12	1,67E+04	5,23E+09	9,30E+00	1,39E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,49E+03	2,84E+08	4,45E+00	1,33E+11	2,05E+04	1,21E+07	2,82E-01	4,93E+09
2026	3,42E+04	1,06E+10	2,38E+01	5,23E+12	1,73E+04	5,44E+09	9,57E+00	1,46E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,47E+03	2,84E+08	4,32E+00	1,34E+11	2,16E+04	1,21E+07	2,83E-01	4,93E+09
2027	3,48E+04	1,04E+10	2,34E+01	5,13E+12	1,77E+04	5,59E+09	9,77E+00	1,51E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,44E+03	2,83E+08	4,20E+00	1,34E+11	2,26E+04	1,25E+07	2,85E-01	4,94E+09
2028	3,53E+04	1,03E+10	2,29E+01	5,04E+12	1,80E+04	5,73E+09	9,94E+00	1,55E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,41E+03	2,83E+08	4,07E+00	1,34E+11	2,36E+04	1,18E+07	2,81E-01	4,91E+09
2029	3,59E+04	1,02E+10	2,24E+01	4,95E+12	1,84E+04	5,84E+09	1,01E+01	1,58E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,38E+03	2,83E+08	3,95E+00	1,34E+11	2,46E+04	1,11E+07	2,77E-01	4,87E+09
2030	3,64E+04	1,01E+10	2,19E+01	4,86E+12	1,87E+04	5,95E+09	1,02E+01	1,61E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,35E+03	2,82E+08	3,82E+00	1,34E+11	2,43E+03	-9,32E+05	1,56E-02	3,43E+08
2031	3,69E+04	1,00E+10	2,15E+01	4,77E+12	1,89E+04	6,03E+09	1,03E+01	1,63E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,32E+03	2,82E+08	3,68E+00	1,33E+11	2,51E+03	-2,43E+06	1,19E-02	2,45E+08
2032	3,75E+04	9,91E+09	2,10E+01	4,68E+12	1,96E+04	6,28E+09	1,07E+01	1,69E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,28E+03	2,82E+08	3,55E+00	1,33E+11	2,59E+03	-6,02E+06	-5,87E-03	3,92E+07
2033	3,80E+04	9,80E+09	2,05E+01	4,59E+12	2,06E+04	6,65E+09	1,12E+01	1,77E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,25E+03	2,81E+08	3,42E+00	1,33E+11	3,06E+04	8,66E+06	2,88E-01	5,00E+09
2034	3,86E+04	9,70E+09	2,00E+01	4,50E+12	2,09E+04	6,76E+09	1,14E+01	1,78E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,22E+03	2,81E+08	3,28E+00	1,33E+11	7,60E+04	2,71E+07	7,18E-01	1,24E+10
2035	3,91E+04	9,59E+09	1,95E+01	4,41E+12	2,15E+04	6,98E+09	1,17E+01	1,82E+11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,19E+03	2,80E+08	3,14E+00	1,33E+11	1,84E+05	7,15E+07	1,72E+00	2,98E+10
2036	4,01E+04	9,80E+09	1,85E+01	4,39E+12	2,12E+04	6,91E+09	1,16E+01	1,77E+11	2,96E+02	2,22E+07	9,35E-02	8,15E+09	1,17E+03	2,81E+08	3,07E+00	1,34E+11	2,97E+05	1,17E+08	2,73E+00	4,72E+10
2037	4,10E+04	1,00E+10	1,74E+01	4,37E+12	2,11E+04	6,91E+09	1,16E+01	1,75E+11	5,94E+02	4,48E+07	1,87E-01	1,61E+10	1,16E+03	2,82E+08	2,99E+00	1,35E+11	3,04E+05	1,19E+08	2,73E+00	4,73E+10
2038	4,19E+04	1,02E+10	1,64E+01	4,35E+12	2,01E+04	6,60E+09	1,10E+01	1,66E+11	8,93E+02	6,78E+07	2,81E-01	2,38E+10	1,15E+03	2,82E+08	2,92E+00	1,36E+11	3,64E+05	1,41E+08	3,20E+00	5,54E+10
2039	4,28E+04	1,04E+10	1,53E+01	4,33E+12	2,02E+04	6,55E+09	1,11E+01	1,66E+11	1,19E+03	9,11E+07	3,74E-01	3,12E+10	1,13E+03	2,83E+08	2,84E+00	1,36E+11	3,93E+05	1,50E+08	3,39E+00	5,87E+10

2040	4,38E+04	1,06E+10	1,43E+01	4,31E+12	2,03E+04	6,48E+09	1,12E+01	1,66E+11	1,50E+03	1,15E+08	4,68E-01	3,85E+10	1,12E+03	2,83E+08	2,76E+00	1,37E+11	4,16E+05	1,54E+08	3,54E+00	6,13E+10
2041	4,47E+04	1,09E+10	1,32E+01	4,29E+12	2,08E+04	6,65E+09	1,15E+01	1,70E+11	1,80E+03	1,39E+08	5,61E-01	4,56E+10	1,10E+03	2,84E+08	2,68E+00	1,38E+11	4,17E+05	1,53E+08	3,49E+00	6,02E+10
2042	4,56E+04	1,11E+10	1,22E+01	4,27E+12	2,10E+04	6,71E+09	1,17E+01	1,71E+11	2,11E+03	1,63E+08	6,55E-01	5,24E+10	1,09E+03	2,84E+08	2,60E+00	1,39E+11	5,19E+05	1,88E+08	4,26E+00	7,36E+10
2043	4,66E+04	1,13E+10	1,11E+01	4,25E+12	2,40E+04	7,42E+09	1,35E+01	1,97E+11	2,42E+03	1,88E+08	7,48E-01	5,91E+10	1,07E+03	2,85E+08	2,51E+00	1,40E+11	5,41E+05	1,93E+08	4,36E+00	7,54E+10
2044	4,75E+04	1,15E+10	1,00E+01	4,23E+12	2,25E+04	7,21E+09	1,25E+01	1,82E+11	2,72E+03	2,13E+08	8,42E-01	6,56E+10	1,05E+03	2,85E+08	2,43E+00	1,40E+11	5,37E+05	1,88E+08	4,26E+00	7,35E+10
2045	4,84E+04	1,17E+10	8,99E+00	4,21E+12	2,23E+04	7,22E+09	1,23E+01	1,80E+11	3,03E+03	2,38E+08	9,35E-01	7,19E+10	1,04E+03	2,86E+08	2,34E+00	1,41E+11	4,54E+05	1,61E+08	3,48E+00	6,02E+10
2046	4,93E+04	1,19E+10	7,93E+00	4,19E+12	2,12E+04	6,67E+09	1,18E+01	1,72E+11	3,35E+03	2,64E+08	1,03E+00	7,80E+10	1,02E+03	2,86E+08	2,25E+00	1,42E+11	4,15E+05	1,44E+08	3,12E+00	5,40E+10
2047	5,03E+04	1,21E+10	6,88E+00	4,17E+12	1,95E+04	6,11E+09	1,08E+01	1,58E+11	3,66E+03	2,89E+08	1,12E+00	8,39E+10	1,00E+03	2,87E+08	2,16E+00	1,43E+11	3,84E+05	1,31E+08	2,83E+00	4,91E+10
2048	5,12E+04	1,23E+10	5,82E+00	4,15E+12	1,85E+04	5,78E+09	1,03E+01	1,50E+11	3,97E+03	3,16E+08	1,22E+00	8,97E+10	9,82E+02	2,87E+08	2,07E+00	1,43E+11	3,02E+05	9,91E+07	2,20E+00	3,81E+10
2049	5,21E+04	1,25E+10	4,77E+00	4,14E+12	1,89E+04	5,81E+09	1,06E+01	1,55E+11	4,29E+03	3,42E+08	1,31E+00	9,53E+10	9,64E+02	2,88E+08	1,98E+00	1,44E+11	2,91E+05	9,24E+07	2,13E+00	3,69E+10
2050	5,31E+04	1,27E+10	3,71E+00	4,12E+12	1,89E+04	5,75E+09	1,06E+01	1,54E+11	4,61E+03	3,69E+08	1,40E+00	1,01E+11	9,46E+02	2,88E+08	1,89E+00	1,45E+11	9,18E+02	6,29E+07	2,17E+00	3,76E+10

