



EDF R&D

TECHNOLOGIES ET RECHERCHE POUR L'EFFICACITE ENERGETIQUE

MODELISATION, ENVIRONNEMENT & BATIMENTS

Avenue des Renardières - Ecuelles - 77818 MORET SUR LOING CEDEX - +33 (1) 60 73 60 73

05/05/2022

ACV du kWh nucléaire EDF - version 2022

6125-2406-2022-01204-FR	1.0		
Type d'information : Note technique			
<p>Cette note présente l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) du kWh nucléaire EDF 2019. L'étude a été réalisée en étroite collaboration avec les Métiers nucléaires (DPNT, DPN, DCN, DP2D, DIPNN, DIPD) et DDD, notamment pour la fourniture des données et la validation de résultats. Il a fait l'objet d'une revue critique ACV par panel, dont le résumé mentionne que "les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnés". L'étude fournit une analyse complète du cycle de vie du kWh EDF, identifiant les paramètres clés de son bilan environnemental. Le résultat de l'indicateur "Changement climatique" est de 4 g eq CO<sub>2</sub>/kWh.</p>			



EDF R&D	ACV du kWh nucléaire EDF - version 2022	6125-2406-2022-01204-FR Version 1.0
---------	---	--

**AVERTISSEMENT / CAUTION**

L'accès à ce document, ainsi que son utilisation, sont strictement limités aux personnes expressément habilitées par EDF.

EDF ne pourra être tenu responsable, au titre d'une action en responsabilité contractuelle, en responsabilité délictuelle ou de toute autre action, de tout dommage direct ou indirect, ou de quelque nature qu'il soit, ou de tout préjudice, notamment, de nature financière ou commerciale, résultant de l'utilisation d'une quelconque information contenue dans ce document.

Les données et informations contenues dans ce document sont fournies "en l'état" sans aucune garantie expresse ou tacite de quelque nature que ce soit.

Toute modification, reproduction, extraction d'éléments, réutilisation de tout ou partie de ce document sans autorisation préalable écrite d'EDF ainsi que toute diffusion externe à EDF du présent document ou des informations qu'il contient est strictement interdite sous peine de sanctions.

-----

The access to this document and its use are strictly limited to the persons expressly authorized to do so by EDF.

EDF shall not be deemed liable as a consequence of any action, for any direct or indirect damage, including, among others, commercial or financial loss arising from the use of any information contained in this document.

This document and the information contained therein are provided "as are" without any warranty of any kind, either expressed or implied.

Any total or partial modification, reproduction, new use, distribution or extraction of elements of this document or its content, without the express and prior written consent of EDF is strictly forbidden. Failure to comply to the above provisions will expose to sanctions.

## Synthèse

### Contexte

EDF affirme sa Raison d'être dans ses statuts : « construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub>, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a donc choisi d'analyser la chaîne de valeur de sa principale filière de production d'électricité en France, le nucléaire. Son objectif est d'élargir le champ de ses connaissances sur l'impact environnemental de ses activités au-delà des étapes strictement de sa responsabilité.

À cette fin, elle a confié à sa Direction R&D une étude Analyse du Cycle de Vie (ACV). L'ACV évalue des impacts potentiels d'un système (produit, service, procédé, filière) sur l'environnement. Elle repose sur l'inventaire des flux de matière et d'énergie pour les différentes phases du cycle de vie du produit, de l'extraction des matières premières jusqu'à la gestion des déchets. Elle peut ainsi rendre compte des transferts de pollution entre étapes (approche cycle de vie, du « berceau à la tombe ») et entre polluants (approche multicritère). La réalisation d'une ACV est régie strictement par les normes ISO 14040 et ISO 14044.

Cette étude actualise la première Analyse du Cycle de Vie réalisée par EDF en 2002. Cette nouvelle édition de l'étude prend en compte les développements méthodologiques de l'ACV intervenus depuis 2002 et s'appuie sur une implication renforcée de l'ensemble des métiers de la production nucléaire EDF.

Le résultat actualisé sera exploité pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr. Cette étude entre dans l'accès aux informations environnementales tel que prévu par le code de l'environnement. Etant donc communicable aux parties prenantes, EDF a décidé que l'étude sera consultable sur internet. Conscient du caractère technique du document, un avertissement mentionnera que sa lecture s'adresse à un public averti et la mise en ligne sera accompagnée d'un résumé pédagogique.

### Objectif

L'objectif de cette étude est de proposer une Analyse du Cycle de Vie du kWh nucléaire EDF SA en France au regard des indicateurs ILCD de niveau I (« recommandé et satisfaisant » selon le Joint Research Center) & II (« recommandé mais nécessitant quelques améliorations »). L'étude porte sur le parc actuel, sans dimension prospective ; la thématique de la relance du nucléaire (construction de nouveaux EPR) n'y est pas traitée.

L'étude s'inscrit dans un objectif de management environnemental, et vise une meilleure compréhension des contributions de chaque étape et process, afin d'être en mesure d'identifier les meilleures actions d'amélioration environnementale à initier et réaliser sur la chaîne de valeur.

Ce travail servira de socle à des approfondissements ultérieurs, tant au niveau de la phase 2 de l'ACV « inventaire » (visant à susciter des collaborations avec les acteurs de la filière nucléaire) que de la phase 3 « impact » (proposition d'approfondissements méthodologiques).

### Méthode

L'étude a été réalisée avec le logiciel ACV SimaPro. Elle couvre l'ensemble des étapes du cycle de vie du kWh nucléaire EDF SA :

- l'extraction du minerai d'uranium et son traitement (« Mines »),
- la conversion, l'enrichissement, la fabrication du combustible (« Combustible »)
- la production d'électricité (comprenant les étapes de construction, d'exploitation et de déconstruction des centrales nucléaires) (« Production »)
- le traitement du combustible usé (« Traitement CU »)
- le stockage de tous les déchets radioactifs TFA, FA-MA et HA/MA-VL. (« Stockage déchets »)

L'unité fonctionnelle considérée est « **Produire un kWh à partir du parc nucléaire français EDF** ». Ce kWh est destiné à un mix de production centralisé. L'acheminement de l'électricité par le réseau, de la centrale à l'utilisateur, n'entre pas dans le périmètre de l'étude.

Les données les plus récentes considérées sont de 2019 (production d'électricité et paramètres du cycle).

Des collectes de données spécifiques ont été réalisées pour les étapes relevant directement d'EDF

(production : construction, exploitation et déconstruction), et pour les paramètres du cycle. Les autres étapes sont décrites par des données bibliographiques (inventaires ACV ecoinvent), si besoin revues et corrigées par les experts EDF de l'étape concernée (notamment à partir de l'étude ORANO PNGMDR).

L'inventaire ACV obtenu a été interprété avec les indicateurs ILCD I et ILCD II, jeu d'indicateurs ACV qu'EDF R&D utilise aujourd'hui pour ses analyses environnementales. En complément, les thématiques eau et déchets sont traitées par des approches spécifiques. L'étude a fait l'objet d'une revue critique par panel.

### Résultats

L'ensemble des résultats présentés se rapporte à l'unité fonctionnelle considérée, un kWh produit par le parc nucléaire EDF. Les résultats des indicateurs ILCD I&II pour le kWh nucléaire EDF SA sont fournis dans le tableau 1 ; le tableau 2 fournit un extrait de l'inventaire ACV, reprenant le flux majoritaire pour les différents indicateurs.

	Indicateurs	Résultats	Unité
Niveau 1	Changement climatique	3.7 e-3	kg éq. CO <sub>2</sub>
Niveau 1	Appauvrissement couche d'ozone	4.7 e-10	kg CFC-11 éq.
Niveau 1	Particules	3.2 e-6	kg PM2.5 éq.
Niveau 2	Radiations ionisantes	6.8 e-1	kg U235 éq.
Niveau 2	Ozone photochimique	2.1 e-5	kg NMVOC éq.
Niveau 2	Acidification	3.4 e-5	mol H+ éq.
Niveau 2	Eutrophisation, terrestre	7.1 e-5	mol N éq.
Niveau 2	Eutrophication, aquatique, eau douce	1.9 e-7	kg P éq.
Niveau 2	Eutrophication, aquatique, marine	1.5 e-5	kg N éq.
Niveau 2	Épuisement ressources	4.8 e-6	kg Sb éq.

Tableau 1 : ACV du kWh nucléaire EDF SA en France - résultats des indicateurs ACV

	Unité (/kWh)	Résultats	% de l'indicateur mentionné entre ( )
<b>EMISSIONS</b>			
CO <sub>2</sub>	g	3.1	85 (changement climatique)
Halon1301	ng	15.4	39 (appauvrissement couche d'ozone)
PM2,5	mg	3.05	63 (particules)
SOx	mg	16.2	63 (acidification)
Nox	mg	14.9	72 (smog), 89 (eutro. terrestre)
Phosphate eau	µg	555	96 (eutro. eaux douces)
Nitrates eau	mg	32.9	51 (eutro. eaux marines)
Carbone 14 (air)	Bq	66.5	98 (radiations ionisantes)
<b>RESSOURCES</b>			

Pétrole	g	0.3	
Charbon	g	0.6	
Lignite	mg	0.3	
Gaz naturel	m3	0.0004	
Uranium	mg	21.9	
<b>DECHETS</b>			
Déchets Non Dangereux	g	0.1	
Déchets Dangereux	g	0.03	
Déchets TFA	g	0.03	
Déchets FA-MA	g	0.1	
Déchets HA/MA-VL	g	0.002	

Tableau 2 : Inventaire du cycle de vie kWh nucléaire EDF SA (extrait de l'inventaire ACV)

Le tableau 3 offre une vision synthétique du cycle de vie de la filière électronucléaire EDF SA (les indicateurs d'impacts de niveau I selon l'ILCD y apparaissent en gras). Il rassemble les contributions des différentes étapes du kWh nucléaire EDF aux différents indicateurs d'impacts ACV calculés (l'analyse se lit donc horizontalement, la somme de chaque ligne faisant 100 %).

Etape / indicateur	Mines	Combustible	Production	Traitement CU	Déchets
<b>Changement climatique</b>					
<b>Appauvrissement Ozone</b>					
<b>Particules</b>					
Ozone photochimique					
Acidification					
Eutrophisation Terrestre					
Eutrophisation Eau douce					
Eutrophisation Marine					
Radiations ionisantes					
Epuisement Ressources					

Tableau 3 : vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA

Pour la majorité des indicateurs, les postes « consommations énergétiques (diesel et électricité) » de l'étape mine sont les facteurs les plus influents en relatif, auxquels s'ajoute le poste « consommation d'acide sulfurique » lors du traitement du minerai.

Pour l'indicateur Changement climatique, les phases amont du cycle apparaissent majoritaires (57 %), principalement la phase Mine/traitement (36 %).

Les principaux postes contributeurs des étapes amont sont :

- mines-traitement : diesel (12 % de l'indicateur), consommation d'électricité sur le réseau (12 % de l'indicateur)
- conversion : consommation d'acide nitrique (3 % de l'indicateur)
- enrichissement : électricité (5 % de l'indicateur).

L'étape « production (construction, exploitation, déconstruction) » du cycle électronucléaire, relevant directement d'EDF, est analysée en détail.

L'étape « production » représente 28 % de l'indicateur Changement climatique du cycle.

La **construction** représente la part principale : 16 % de l'indicateur. Les principaux contributeurs au bilan sont le ciment (6 %), l'acier non allié (3 %) et le fer à béton (2 %).

La **déconstruction** représente une part marginale : 3 %. L'étude [7, EDF R&D] a en effet montré que cette étape s'assimile à un chantier, impliquant peu de consommations énergétiques.

L'**exploitation** représente 9 %. Cette valeur a pour principale origine les émissions de SF6 provenant des postes (4 % du bilan, 2 178 kg par an en 2019). L'annexe 3 détaille l'origine de ces émissions et les actions mises en place. La consommation de fioul représente 2 % du bilan total de la filière (8 800 m3/an, pour les groupes et diesels de secours).

Inclue dans l'exploitation, la maintenance apparait marginale dans le bilan (1 %). Les deux consommations les plus contributrices sont l'inconel, 0.3 % (l'inconel est un super alliage contenant principalement du nickel ; le programme de remplacement des tubes à l'intérieur des générateurs de vapeur en nécessite 7 950 tonnes) et le titane (0.1 % : la rénovation des condenseurs nécessite 2 020 tonnes de titane).

Enfin, les facteurs prépondérants de l'étape « traitement du combustible usé » sont les consommations de chaleur (chaudières fioul), 3 % de l'indicateur, et l'électricité (2 % de l'indicateur).

On constate ainsi que l'indicateur « Changement climatique » est une somme de multiples contributions.

L'**indicateur « épuisement des ressources »** est conditionné par la consommation d'uranium.

L'**indicateur « radiations ionisantes »** est quant à lui conditionné par le carbone 14 émis dans l'air lors des étapes « traitement du combustible usé » et « production d'électricité ».

Ces deux résultats sont mis en perspective par des informations spécifiques sur les réserves d'uranium et la surveillance des rejets autour des installations nucléaires.

La part de l'étape « stockage déchets » représente une très faible contribution au bilan du cycle de vie du kWh nucléaire EDF.

L'analyse de la qualité des données vérifie que les conclusions précédentes s'appuient sur des données de qualité satisfaisante.

Au-delà des indicateurs ACV, l'étape « production » apparait importante pour la production de déchets, conventionnels (phase d'exploitation) et nucléaires (déconstruction).

#### *Limites de l'étude*

L'étude prend en compte les étapes significatives du cycle nucléaire qui ne relèvent évidemment pas toutes directement de l'opérateur producteur d'électricité. EDF s'est donc rapprochée de ses partenaires de la filière nucléaire pour rechercher des données, idéalement sous le format directement utilisable s'ils ont eux-mêmes produit des ACV, sinon en adaptant les données disponibles dans les bases ecoinvent, à la lumière de nos propres connaissances, complétées d'autres études éventuellement disponibles, comme l'étude ORANO PNGMDR [9] dans le cas présent. Tout le cycle nucléaire a ainsi été décrit ; seules les deux usines de traitement de l'uranium appauvri, nécessaires à la fabrication du combustible MOX, ne bénéficient pas à ce jour d'une description détaillée, mais il a été vérifié que ces approximations sont sans influence sur le résultat final.

Par ailleurs, conformément à ses objectifs, cette étude a été réalisée avec les indicateurs ILCD I & II. Elle considère donc les méthodes ACV les plus reconnues, mais devra être complétée avec les derniers développements de ce domaine de recherche (notamment en termes d'indicateurs d'impact sur l'occupation des sols et la biodiversité).

Conformément ses objectifs, cette étude a permis

- l'appropriation de la méthode ACV par l'ensemble des Métiers de la production nucléaire EDF.
- l'établissement d'un inventaire ACV complet pour le kWh nucléaire EDF.

- de montrer que la valeur pour l'indicateur changement climatique (3.7 g eq CO<sub>2</sub>/kWh) est la somme de multiples contributions. L'analyse de qualité et le contrôle de fiabilité réalisés montrent que le résultat peut être considéré comme fiable. En effet, la qualité moindre des données ayant pu être recueillies pour les étapes de stockage des déchets radioactifs sont peu impactantes sur le résultat final.

- de proposer une analyse étendue multicritère étendue aux indicateurs ILCD I & II, permettant d'identifier les différents postes clés de l'amont du cycle combustible, prépondérant pour les indicateurs traditionnels (consommation d'énergie fossile et de produits chimiques).

Enfin, l'étude a été réalisée sur le logiciel ACV le plus répandu au monde, apte à intégrer les évolutions de la méthodologie ACV et des bases de données associées. L'étude pourra donc à l'avenir s'enrichir des contributions des acteurs de la filière nucléaires.

### **Revue critique**

Cette étude a fait l'objet d'une revue critique par un panel d'experts indépendants, dont la complémentarité répondait aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS14071. Philippe Osset et Delphine Bauchot, associés de Solinnen (cabinet de conseil en environnement) ont animé le Panel. Philippe Osset représente la France à l'ISO sur les problématiques d'ACV et anime le groupe d'experts ACV au sein de la Commission de Normalisation Environnement et Changement Climatique. Les autres experts étaient Alain Grandjean et Aurélien Schuller, respectivement associé et manager au sein du cabinet de conseil Carbone 4, experts en comptabilité carbone, et Christophe Poinssot, Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM, expert du cycle électronucléaire.

La revue critique s'est déroulée d'octobre 2021 à mars 2022 ; le panel a produit 252 commentaires détaillés (24 sur les aspects généraux, 51 sur la méthodologie, 53 sur la technique et 124 éditoriaux).

Les résultats de la revue critique ont été fournis sous forme d'une synthèse (reproduite ci-dessous), d'un rapport (5 pages, annexe 4) et d'un fichier excel recensant les échanges techniques.

#### Synthèse en français de la revue critique

EDF a réalisé l'analyse du cycle de vie (ACV) du kWh électronucléaire EDF, en suivant le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044. Le rapport de l'étude est essentiellement destiné au management environnemental d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur. Ses résultats pourront être utilisés pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur GES accessible sur le site edf.fr.

Dans ce contexte, des experts indépendants ont été choisis pour leur complémentarité afin de constituer un panel approprié aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS 14071 afin de revoir le rapport de l'étude : il s'agissait de Philippe Osset et Delphine Bauchot de Solinnen, Alain Grandjean et Aurélien Schuller de Carbone 4, et Christophe Poinssot, actuellement Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM.

Les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnées.

Seul le rapport de revue critique complet fait foi. Il contient notamment des limitations aux conclusions de la présente synthèse.

## Sommaire / Summary

<b>AVERTISSEMENT / CAUTION</b> .....	<b>1</b>
<b>SYNTHÈSE</b> .....	<b>2</b>
<b>SOMMAIRE / SUMMARY</b> .....	<b>7</b>
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>9</b>
<b>2. PRESENTATION DE LA FILIERE ELECTRONUCLEAIRE EDF</b> .....	<b>9</b>
2.1. GÉNÉRALITÉS SUR LA FILIÈRE .....	9
2.2. L'EXTRACTION DU MINÉRAI D'URANIUM .....	10
2.3. LA CONCENTRATION (APPELÉ AUSSI TRAITEMENT) DU MINÉRAI .....	11
2.4. LA CONVERSION .....	11
2.5. L'ENRICHISSEMENT .....	12
2.6. LA FABRICATION DU COMBUSTIBLE .....	13
2.7. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ .....	15
2.8. LE TRAITEMENT DU COMBUSTIBLE USÉ .....	18
2.9. LA FILIÈRE MOX .....	20
2.10. LE STOCKAGE DES DÉCHETS RADIOACTIFS .....	20
<b>3. RAPPELS SUR L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV)</b> .....	<b>22</b>
3.1. PRINCIPE ET GÉNÉRALITÉS .....	22
3.2. MÉTHODE .....	22
<b>4. DÉFINITION DE L'OBJECTIF</b> .....	<b>24</b>
4.1. OBJECTIF DE L'ÉTUDE .....	24
4.2. APPLICATION ENVISAGÉE DE L'ÉTUDE ET PUBLIC CONCERNÉ .....	24
<b>5. CHAMP DE L'ÉTUDE</b> .....	<b>25</b>
5.1. FONCTION ET UNITÉ FONCTIONNELLE .....	25
5.2. FRONTIÈRES DU SYSTÈME .....	25
5.2.1. <i>Choix des frontières du système</i> .....	26
5.2.2. <i>Critères pour l'inclusion des intrants et des sortants</i> .....	27
5.2.3. <i>Règles d'allocation</i> .....	27
5.2.4. <i>Périmètre temporel et géographique</i> .....	28
<b>6. INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE ET ANALYSE DE L'INVENTAIRE</b> .....	<b>29</b>
6.1. SOURCES DE DONNÉES ET HYPOTHÈSES POUR LES DONNÉES PRIMAIRES ET SECONDAIRES .....	29
6.2. GÉNÉRALITÉS SUR LES DONNÉES .....	29
6.3. DONNÉES CYCLE .....	30
6.3.1. <i>Introduction</i> .....	30
6.3.2. <i>Extraction et traitement du minerai</i> .....	31
6.3.3. <i>Conversion</i> .....	32
6.3.4. <i>Enrichissement</i> .....	32
6.3.5. <i>Fabrication du combustible</i> .....	33
6.3.6. <i>Production d'électricité</i> .....	33
6.3.7. <i>Traitement du combustible usé</i> .....	34
6.3.8. <i>Stockage des déchets</i> .....	35
6.3.9. <i>Autres usines du cycle</i> .....	36
6.4. EXIGENCES EN MATIÈRE DE QUALITÉ DES DONNÉES ET MÉTHODE D'ÉVALUATION .....	37
<b>7. EVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX</b> .....	<b>38</b>
7.1. MÉTHODOLOGIE DE CARACTÉRISATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX (INDICATEURS ACV ILCD) 38	
7.2. AUTRES INDICATEURS ET THÉMATIQUES ENVIRONNEMENTALES .....	39
7.3. DESCRIPTION DU MODÈLE RÉALISÉ .....	39

7.4.	ANALYSES DE CONTRIBUTION .....	40
7.5.	ANALYSES DE SENSIBILITÉ .....	40
7.6.	REVUE CRITIQUE .....	40
<b>8.</b>	<b>RÉSULTATS .....</b>	<b>41</b>
8.1.	ÉVALUATION DE L'IMPACT DU CYCLE DE VIE – SYNTHÈSE DES RÉSULTATS .....	41
<b>9.</b>	<b>ANALYSE ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS .....</b>	<b>42</b>
9.1.	ANALYSE DES FLUX .....	42
9.2.	ANALYSE DES INDICATEURS D'IMPACT POTENTIEL .....	43
9.2.1.	<i>Changement climatique</i> .....	43
9.2.2.	<i>Appauvrissement de la couche d'ozone</i> .....	45
9.2.3.	<i>Particules</i> .....	46
9.2.4.	<i>Ozone photochimique</i> .....	48
9.2.5.	<i>Acidification</i> .....	49
9.2.6.	<i>Eutrophisation terrestre</i> .....	50
9.2.7.	<i>Eutrophisation aquatique</i> .....	52
9.2.8.	<i>Épuisement des ressources</i> .....	54
9.2.9.	<i>Radiations ionisantes</i> .....	57
9.2.10.	<i>Autres thématiques environnementales</i> .....	60
9.3.	SYNTHÈSE .....	63
9.4.	ÉTUDES DE SENSIBILITÉ .....	65
9.4.1.	<i>Fiabilité des résultats GES</i> .....	65
9.4.2.	<i>Étude de sensibilité</i> .....	66
9.5.	VÉRIFICATION .....	68
9.5.1.	<i>Contrôle de complétude</i> .....	68
9.5.2.	<i>Incertitudes et limites de l'étude</i> .....	68
<b>10.</b>	<b>CONCLUSION – PERSPECTIVES .....</b>	<b>70</b>
<b>11.</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>73</b>
<b>12.</b>	<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>84</b>
<b>13.</b>	<b>FIGURES ET TABLEAUX .....</b>	<b>85</b>
<b>14.</b>	<b>ABREVIATIONS .....</b>	<b>87</b>

# 1. INTRODUCTION

EDF affirme sa Raison d'être dans ses Statuts : « construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub>, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a donc choisi d'analyser la chaîne de valeur de sa principale filière de production, le nucléaire, afin de mieux connaître et maîtriser les conséquences de ses activités sur l'environnement.

Pour cela, EDF utilise l'Analyse du Cycle de Vie (ACV), méthode d'évaluation environnementale dédiée à l'analyse des systèmes et produits « du berceau à la tombe », en stricte conformité aux normes ISO qui définissent une méthode aujourd'hui normalisée et reconnue.

La précédente étude publiée par EDF R&D sur l'ACV de la filière nucléaire EDF SA remonte à 2002 [1, EDF R&D]. Elle est exploitée pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr.

Ce rapport présente les résultats de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA en France ; le document suit les exigences de la série de normes ISO 14040-2006 et ISO 14044-2006.

## 2. PRESENTATION DE LA FILIERE ELECTRONUCLEAIRE EDF

### 2.1. Généralités sur la filière

La production nucléaire EDF SA en France s'est élevée à 380 165 383 MWh en 2019. Le parc nucléaire EDF comptait, en 2019, 58 réacteurs (dont les réacteurs de Fessenheim, en fonctionnement en 2019 et aujourd'hui arrêtés), répartis sur 19 sites (un site pouvant comprendre de 2 à 6 réacteurs) :

- 34 réacteurs d'une puissance électrique unitaire de 900 MWe. 22 d'entre eux sont dits « moxés », c'est à dire utilisant à la fois du combustible UOX (Uranium OXyde) et du combustible MOX (Mélange d'OXYde d'uranium et de plutonium), mélange de plutonium et d'uranium appauvri (voir §2.9).
- 20 réacteurs d'une puissance électrique unitaire de 1300 MWe, dont le combustible est uniquement de l'UOX,
- 4 réacteurs d'une puissance électrique unitaire de 1450 MWe, dont le combustible est uniquement de l'UOX.

Le schéma simplifié du cycle du combustible nucléaire français est présenté sur la figure 1. Ses principales étapes sont détaillées dans les paragraphes suivants.

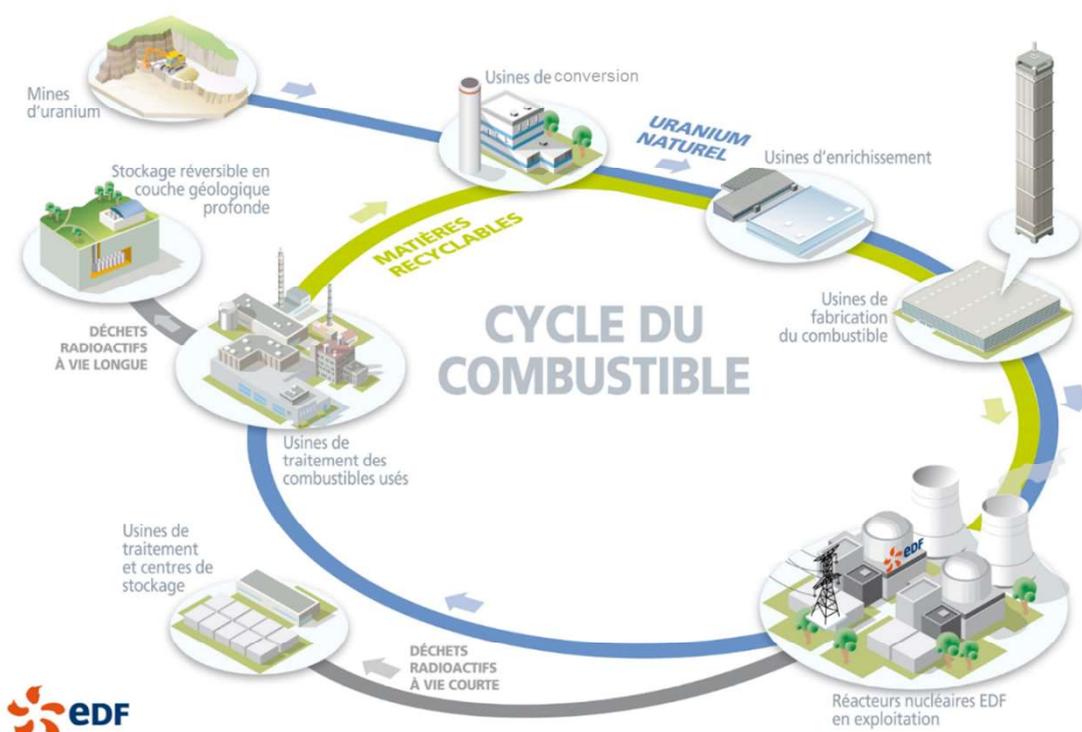


Figure 1 : description simplifiée du cycle électronucléaire EDF SA (source EDF SA)

## 2.2. L'extraction du minerai d'uranium

L'uranium est relativement abondant et bien réparti dans l'écorce terrestre mais présent en concentration en général relativement faible. Tout l'enjeu de la recherche de gisement est donc de trouver des zones où l'uranium a été concentré par les processus géologiques jusqu'à des teneurs qui rendent son exploitation viable (généralement supérieur à 100 g/t). Si les caractéristiques du gisement rendent son exploitation viable économiquement, le gisement va pouvoir être exploité en utilisant l'une des trois méthodes existantes. C'est la géologie du gisement qui déterminera le type d'exploitation. On identifie d'une part, les deux méthodes dites « classiques » d'extraction minière, c'est-à-dire les mines à ciel ouvert (si les minéralisations sont proches de la surface) ou les mines souterraines. La part de ces méthodes d'extraction dans la production mondiale connaît un déclin continu (de l'ordre de 40 % de la production d'uranium en 2019). D'autre part, la technique de *lixiviation in situ* (ISL) permet la mise en solution du minerai d'uranium dans le gisement et son acheminement jusqu'à l'usine de traitement sans extraire de roche. Cette méthode d'exploitation nécessite des conditions géologiques particulières<sup>1</sup> mais permet de réduire l'empreinte environnementale car elle ne génère pas de stériles miniers et évite ainsi la libération de radon<sup>2</sup> par découverte du gisement. En outre, cette technique présente un coût de production relativement bas et permet d'exploiter des gisements à faible teneur qui ne seraient pas exploitables économiquement par les techniques classiques. Pour ces raisons, la part de l'ISL dans la production mondiale est en hausse continue (de l'ordre de 60 % en 2019).

À eux trois, le Kazakhstan, le Canada et l'Australie réalisent plus des deux tiers de la production mondiale d'uranium qui s'élevait en 2019 à 54 742 tU.

- Le Kazakhstan a produit 22 808 tU en 2019 et entend maintenir un niveau de production similaire dans les prochaines années. Le pays obtient la totalité de sa production d'uranium par ISL.

<sup>1</sup> Les conditions géologiques particulières requises pour le lessivage d'un gisement d'uranium par ISL sont la présence du gisement dans une couche géologique poreuse confinée par des roches peu perméables qui empêche la dispersion des solutions chargées en uranium. La lixiviation permet ainsi d'extraire sélectivement l'uranium.

<sup>2</sup> Le radon est un gaz radioactif d'origine naturelle. Il est issu de la désintégration de l'uranium et du radium présents dans la croûte terrestre. Sa période radioactive est relativement courte. Ayant la caractéristique d'être gazeux, il peut être inhalé.

- Le Canada compte actuellement une seule mine en fonctionnement : la mine souterraine de Cigar Lake (production annuelle d'environ 6 900 tU) qui présente une très haute teneur en uranium (environ 16 % de moyenne pour la production des années récentes), tandis que la mine souterraine de McArthur River est sous cocon en 2021.
- L'Australie se classe troisième producteur mondial (6 613 tU en 2019), notamment grâce à la production d'uranium en sous-produit par la mine de cuivre souterraine d'Olympic Dam et à la production de la mine ISL de Four Mile.

En complément, les autres principaux pays producteurs en 2019 sont la Namibie (5 476 tU), l'Ouzbékistan (environ 3 500 tU) le Niger (2 983 tU) et la Russie (2 911 tU).

### 2.3. La concentration (appelé aussi traitement) du minerai

La teneur en uranium du minerai extrait est souvent assez faible et nécessite un traitement en plusieurs étapes afin de séparer l'uranium des autres constituants du minerai et obtenir ainsi le « yellow cake » qui contient environ 75 % d'oxyde d'uranium.

Pour les mines à ciel ouvert et les mines souterraines, la première étape consiste à concasser et broyer le minerai extrait pour obtenir une fine poudre. Cette étape, dite de « comminution » nécessite de l'énergie. Elle est suivie par une étape de lixiviation (ou « lessivage ») visant à récupérer l'uranium présent dans la roche.

La méthode de lixiviation utilisée peut être une lixiviation statique (soit en tas dans le cas de la lixiviation en tas dite « heap leaching », soit in-situ dans le cas de l'ISL) ou une lixiviation dynamique en usine (en réacteur agité ou en autoclave).

Pour les mines ISL, cette lixiviation peut être menée avec une solution acide, généralement à l'acide sulfurique  $H_2SO_4$  ou basique, généralement au carbonate de sodium  $Na_2CO_3$ .

Une étape de séparation liquide-solide est ensuite réalisée (elle n'est nécessaire qu'à la suite d'une lixiviation dynamique en usine).

S'ensuivent une étape d'extraction et de purification principalement par l'échange d'ions sur une résine (généralement utilisé pour l'ISL ou la lixiviation en tas) ou par extraction par solvant (utilisé dans les autres cas), puis une étape de précipitation à l'aide d'un sel. Enfin, le séchage et la calcination aboutissent à l'obtention du yellow cake sous sa forme solide finale ( $U_3O_8$ ). Ce yellow cake est ensuite enfûté pour expédition.

### 2.4. La conversion

L'uranium extrait des mines, concentré sous forme d'oxyde d'uranium ( $U_3O_8$ ), doit être purifié et enrichi avant de pouvoir être utilisé comme combustible dans les réacteurs. L'enrichissement nécessitant de disposer d'uranium sous forme gazeuse, il doit ainsi être préalablement transformé en  $UF_6$ . La purification et la transformation est réalisée dans les usines de conversion.

Deux procédés de conversion existent à l'échelle industrielle : la voie sèche et la voie humide. Néanmoins, le procédé par voie sèche est très minoritaire avec environ 10 % des capacités mondiales.

Il existe 4 principaux acteurs historiques sur le marché de la conversion (hors Chine<sup>3</sup>) :

- Cameco (12 500 tU/ $UF_6$  par an, utilisé à 72 %), au Canada, avec ses usines à Blind River (production d' $UO_3$ ) et Port Hope (production d' $UF_6$ ) – procédé en voie humide ;
- ConvergDyn (7 000 tU/ $UF_6$  par an, usine à l'arrêt depuis 2017 et actuellement en travaux), aux Etats-Unis, avec l'usine d'Honeywell à Metropolis – procédé en voie sèche ;
- Orano (15 000 tU/ $UF_6$  par an, en phase de démarrage industriel), en France, avec ses usines à Malvési (production d' $UF_4$ ) et de Pierrelatte (production d' $UF_6$ ) – procédé en voie humide ;
- TENEX, filiale de Rosatom (12 500 tU/ $UF_6$  par an, utilisé à 96 %), en Russie, avec l'usine exploitée par TVEL (également filiale de Rosatom) à Seversk – procédé en voie humide ;

<sup>3</sup> La Chine a un statut à part, car du fait de sa stratégie d'autosuffisance dans le domaine de la conversion, ses installations de conversion sont quasiment intégralement utilisées pour répondre aux besoins domestiques chinois et peu d'informations sont publiquement disponibles sur ces installations.

- CNNC (15 000 tU/UF<sub>6</sub> par an, utilisé à 53 %), en Chine, avec les usines de Lanzhou et Hengyang – procédé en voie humide.

Pour les usines qui utilisent un procédé en voie humide, le concentré minier est dissous par de l'acide nitrique pour obtenir du nitrate d'uranyle, qui est ensuite purifié, généralement par extraction liquide-liquide. La purification est suivie d'une étape permettant de précipiter le nitrate d'uranyle pour obtenir de l'oxyde d'uranium (UO<sub>3</sub>) avant le séchage et la calcination. Cette étape est parfois réalisée par un processus de dénitrification thermique. L'oxyde d'uranium (UO<sub>3</sub>) subit ensuite une étape de réduction avant d'être transformé en UF<sub>4</sub> par hydrofluoration via l'ajout de HF. Le UF<sub>4</sub> est ensuite transformé par fluoration en UF<sub>6</sub> dans un réacteur à flamme en présence de F<sub>2</sub>. La dernière étape consiste à transformer l'hexafluorure d'uranium (UF<sub>6</sub>) obtenu sous forme gazeuse en une forme solide (par le biais de cristallisoirs), puis liquide afin de permettre le remplissage des cylindres utilisés pour transporter la matière (voir Figure 2 ci-après).

Pour les usines qui utilisent un procédé en voie sèche, le concentré minier est mélangé, calciné, puis mis en forme par broyage/tamisage pour obtenir de l'oxyde d'uranium (UO<sub>3</sub>). L'oxyde d'uranium est ensuite réduit sous forme de dioxyde d'uranium. Il subit les mêmes étapes d'hydrofluoration et de fluoration que pour le procédé en voie humide. Une fois sous forme d'hexafluorure d'uranium (UF<sub>6</sub>), la matière est purifiée à travers une étape de distillation. Elle passe ensuite dans des cristallisoirs avant d'être versée dans des cylindres (Figure 2 ci-dessous).

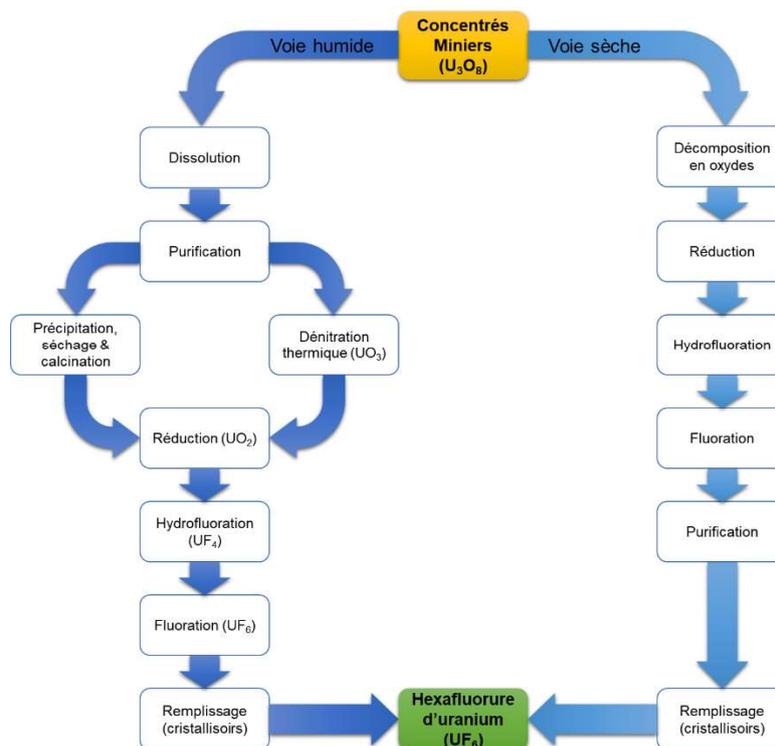


Figure 2 : Schéma des différents procédés de conversion (source EDF)

## 2.5. L'enrichissement

L'uranium naturel a une teneur en U235 d'environ 0,72 %. L'UF<sub>6</sub> « naturel »<sup>4</sup> provenant de l'étape de conversion a également une teneur d'environ 0,72 % en U235. Or, pour alimenter un réacteur nucléaire français, la teneur doit se situer entre 3 % et 5 %, car seul l'isotope d'U235 est capable de fissionner sous l'impact d'un neutron et libérer ainsi l'énergie utilisée pour produire de l'électricité.

<sup>4</sup> Dans le cadre de cette étude l'UF<sub>6</sub> « naturel » est défini comme une matière qui n'a pas été enrichie et qui possède une teneur en U235 proche de 0,72%.

L'enrichissement a donc pour objectif d'augmenter le pourcentage massique en U235. Il s'effectue en séparant physiquement les isotopes d'U235 et 238 par différence de masse molaire.

La technologie utilisée pour réaliser cette étape est celle de la centrifugation. Elle consiste à faire tourner à très haute vitesse le contenu d'un récipient cylindrique (centrifugeuse) dans lequel est introduit de l'uranium sous forme gazeuse, l'hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ). Les molécules les plus lourdes ( $UF_6$  contenant l'isotope 238 d'uranium), sous l'effet de la force centrifuge, sont envoyées en périphérie du tube tandis que les plus légères (les molécules d' $UF_6$  contenant l'isotope 235 d'uranium) migrent vers le centre. Les produits enrichis et appauvris en U235 sont acheminés vers la centrifugeuse suivante à l'extrémité du tube (voir Figure 3). Cette étape élémentaire de séparation des molécules est répétée au sein d'un ensemble de centrifugeuses mises en série, appelées cascades.

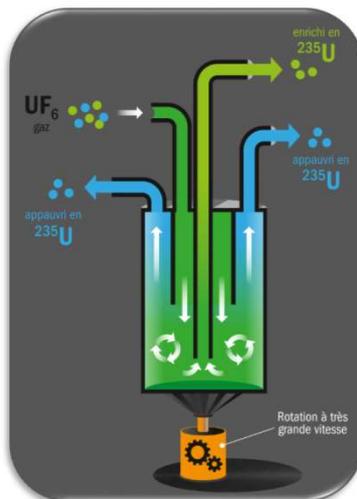


Figure 3 : Schéma d'une centrifugeuse (source EDF)

La capacité d'une centrifugeuse, d'une cascade ou d'une usine, est exprimée en Unités de Travail de Séparation (UTS). Cette unité représente le travail nécessaire à la séparation d'uranium en deux fractions de teneurs isotopiques différentes.

Il existe 3 principaux acteurs historiques sur le marché de l'enrichissement dans le monde (hors Chine<sup>5</sup>) :

- Orano (capacité de 7,5 millions d'UTS/an), avec l'usine Georges Besse 2, à Pierrelatte en France ;
- TENEX (capacité d'environ 27,6 millions d'UTS/an), filiale de Rosatom, avec les 4 usines exploitées par TVEL (également filiale de Rosatom), dont celle de Novouralsk en Russie qui est utilisée pour approvisionner les clients occidentaux ;
- Urenco (capacité de 18,3 millions d'UTS), avec ses 4 usines situées en Allemagne (Gronau), aux Etats-Unis (Eunice), aux Pays-Bas (Almelo), et au Royaume-Uni (Capenhurst).
- CNNC (capacité estimée de 6,7 millions d'UTS), avec les usines de Hanzhun et Lanzhou.

## 2.6. La fabrication du combustible

### Combustible $UO_2$

Avant introduction dans les réacteurs, l' $UF_6$  enrichi sortant de l'usine d'enrichissement doit être transformé en  $UO_2$ , puis mis sous forme d'éléments combustibles.

L'assemblage de combustible est constitué de 264 crayons combustible supportés par une structure orthogonale appelée squelette à réseau carré 17 x 17.

<sup>5</sup> La Chine a un statut à part, car du fait de sa stratégie d'autosuffisance dans le domaine de l'enrichissement, ses installations d'enrichissement sont quasiment intégralement utilisées pour répondre aux besoins domestiques chinois et peu d'informations sont publiquement disponibles sur ces installations.

Les crayons combustibles sont constitués d'environ 300 pastilles combustibles, de diamètre de 9 mm environ, de longueur variable autour de 10 mm et d'une masse voisine de 6 g.

Le squelette est constitué de :

- Un embout inférieur
- Un embout supérieur
- 24 tubes guides
- Un tube d'instrumentation pour les cœurs où l'instrumentation est introduite par le fond de la cuve
- 8 à 11 grilles réparties sur la hauteur de l'assemblage. Les assemblages sur le parc EDF ont en effet une hauteur de 12 pieds pour les paliers de puissance 900 MWe et de 14 pieds pour les autres paliers (1300 MWe, 1450 MWe et EPR).



Figure 4 : Structure d'un assemblage de combustible (source Framatome)

La fabrication du combustible  $UO_2$  comprend trois phases :

- la conversion de l' $UF_6$  en poudre  $UO_2$  (procédé voie humide ou voie sèche en fonction des usines),
- la fabrication des pastilles :
  - ajout à la poudre d' $UO_2$  de divers adjuvants destinés à faciliter les opérations de compactage et de frittage (lubrifiant, porogène), une quantité contrôlée de produits recyclés ( $UO_2$ ,  $U_3O_8$ ), et si nécessaire un absorbeur de neutrons sous forme d'un oxyde de terre rare (gadolinium sous forme  $Gd_2O_3$ ) ;
  - compactage sous forme de pastilles dans une presse ;
  - frittage dans des fours en atmosphère contrôlée ;
  - rectification du diamètre de la pastille dans des meules.
- la fabrication des assemblages combustibles (ou mise en assemblage) :
  - les pastilles sont introduites dans des gaines en alliage de zirconium. Le tube rempli de pastilles d' $UO_2$  obtenu est appelé élément combustible (ou crayon combustible) ;
  - ces crayons sont regroupés par 264 et supportés par une structure orthogonale appelée squelette. Ensemble, ils forment l'assemblage combustible, qui sera introduit dans le cœur du réacteur nucléaire ;

- les tubes en alliage de zirconium ainsi que les composants mécaniques formant le squelette de l'assemblage (grilles, embouts, ressorts) sont fabriqués en amont des usines de fabrication d'assemblages suivant des procédés relevant principalement de la métallurgie ; la matière première utilisée en entrée de cette chaîne est principalement constituée de zircone, dont une partie de l'extraction mais surtout l'ensemble des opérations de purification ont lieu en Chine.

Les assemblages combustibles  $UO_2$  destinés au parc français sont essentiellement fabriqués en France par Framatome dans son usine de Romans-sur-Isère. Framatome dispose également d'une seconde usine à Lingen en Allemagne, produisant très marginalement pour EDF. Enfin, une partie des approvisionnements est également assurée par Westinghouse qui dispose d'usines en Europe. Ces usines de fabrication assurent les 3 étapes décrites ci-dessus :

- la conversion en poudre  $UO_2$ ,
- la fabrication des pastilles,
- la mise en assemblage à partir de ces pastilles et des composants mécaniques fournis par les usines de composants en amont.

En amont de la fabrication des produits finis, les usines qui fabriquent les composants mécaniques du squelette et les tubes en alliage de zirconium sont majoritairement basées en France. Une partie minoritaire provient des États-Unis et d'Europe (hors France). Ces usines fournissent directement ou indirectement les différentes usines de fabrication.

#### *Fabrication du combustible MOX*

Le combustible MOX est fabriqué, sous licence Framatome, par Orano à l'usine française de MELOX (située à Marcoule) en suivant les 3 phases de fabrication du combustible  $UO_2$ , avec la caractéristique principale suivante : la production des pastilles est réalisée à partir d'un mélange de poudre  $UO_2$  appauvrie en U235 (fournie par l'usine de Lingen) et de poudre de  $PuO_2$  issue du traitement de combustible usé (usine de La Hague). La pastille MOX contient également de la chamotte, poudre issue du recyclage des rebuts aux différents stades de fabrication des poudres et des pastilles à MELOX. Toutes les opérations de fabrication du combustible MOX sont réalisées à l'usine de MELOX à l'exception de la production des composants mécaniques et des tubes en alliage de zirconium, ceux-ci étant livrés depuis l'usine Framatome de Romans.

## **2.7. La production d'électricité**

### *Généralités*

Les différentes filières de réacteur nucléaire sont caractérisées par l'association de trois éléments : le combustible, le modérateur et le fluide d'extraction de la chaleur. La filière électronucléaire française utilise des réacteurs à eau pressurisée (REP), avec pour combustible, l'uranium enrichi et pour modérateur et fluide caloporteur, de l'eau ordinaire. Un schéma simplifié du REP est présenté en figure 5 :

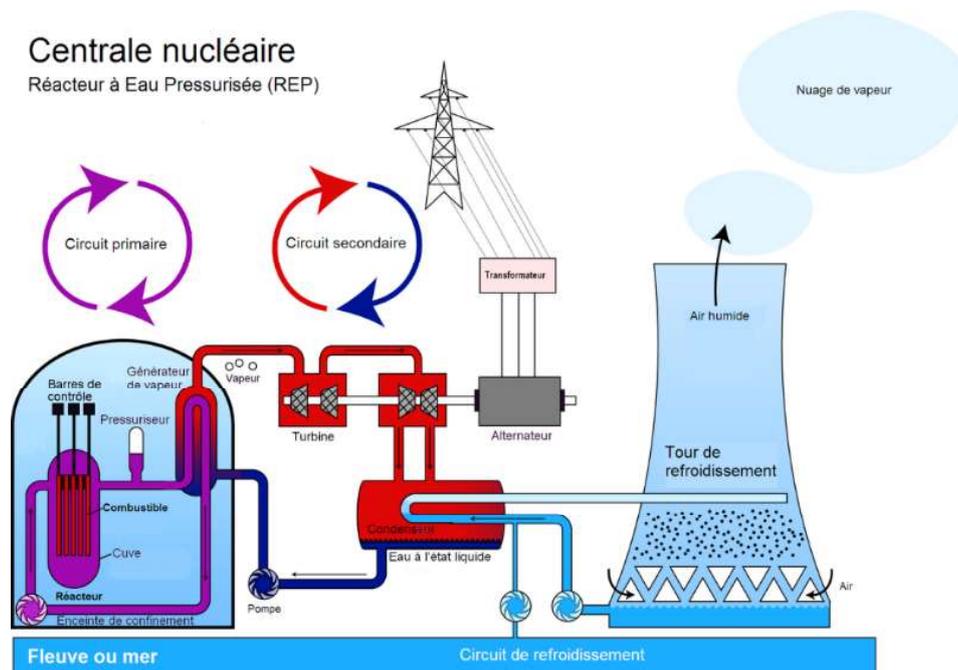


Figure 5 : schéma simplifié d'un REP (refroidi en circuit dit « fermé », avec tour aéro-réfrigérante)

(Steffen Kuntoff; translation by Enr-vDerivative work: Cjp24 (talk) — Centrale\_nucleaire\_REP.png, CC BY 1.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=8672747>)

### Conception des REP

Les REP comprennent trois circuits indépendants :

- le circuit primaire sous pression (d'où le nom des réacteurs) extrait du cœur la chaleur produite par la fission nucléaire et la transfère au circuit secondaire par l'intermédiaire d'échangeurs de chaleur (ou générateurs de vapeur). L'eau du circuit primaire reste toujours en phase liquide du fait de la pression. Le circuit primaire est complètement fermé.
- dans le circuit secondaire sous plus faible pression, l'eau réchauffée au contact de l'eau primaire dans les générateurs de vapeurs, est vaporisée et actionne ensuite le groupe turbo-alternateur. Le circuit secondaire est un circuit fermé,
- le circuit de refroidissement permet la condensation de la vapeur du circuit secondaire au contact d'eau froide provenant de fleuves ou de la mer . Selon le débit de la source froide, l'eau provenant du fleuve ou de la mer, qui a été réchauffée dans le condenseur, peut être rejetée en direct ou via l'utilisation d'aéroréfrigérant.

L'ensemble du circuit primaire est enfermé dans une enceinte en béton précontraint conçue aussi bien pour résister aux agressions externes qu'à des événements internes à l'enceinte.

Le cœur du réacteur est contenu dans une cuve en acier remplie d'eau et est constitué d'assemblages combustibles (entre 150 et 200 selon la puissance du réacteur).

Le groupe turbo-alternateur est composé de turbines à vapeur solidaires de l'alternateur. Tous ces éléments sont montés sur une même ligne d'arbre d'une longueur supérieure à 70 m.

### Fonctionnement des REP

Un REP permet d'utiliser une partie de l'énergie thermique libérée lors de la fission nucléaire des atomes fissiles U235 et Pu239 pour réchauffer de l'eau qui une fois vaporisée actionne un turboalternateur produisant de l'électricité. Cette fission produisant elle-même les neutrons nécessaires à la fission, elle s'auto-entretient dans le réacteur. La réaction de fission conduit à la production de divers produits de fission. Les assemblages doivent donc être régulièrement renouvelés (généralement par tiers de cœur) pour pallier l'épuisement progressif du combustible (diminution du nombre d'atomes fissiles remplacés

par des produits de fissions) et la dégradation des propriétés mécaniques des matériaux de l'assemblage sous l'effet de l'irradiation.

La réaction nucléaire est contrôlée en maîtrisant le nombre de neutrons provoquant des fissions en introduisant dans la cuve du réacteur des produits absorbeurs de neutrons soit sous forme soluble dans l'eau (acide borique) soit via l'insertion dans le cœur de barres métalliques contenant des absorbeurs de neutrons. Ces éléments permettent de faire varier la puissance du réacteur.

Les produits de fission sont produits au sein des assemblages combustibles où ils restent pour la plupart piégés par la gaine étanche (1ère barrière de confinement). Ils sont pour la plupart radioactifs et décroissent en émettant des rayonnements le plus souvent beta ou gamma et de la chaleur. Un réacteur doit ainsi être en mesure d'assurer le refroidissement du combustible même en cas d'arrêt pour évacuer cette chaleur résiduelle qui décroît au cours du temps. A l'issue de leurs cycles de fonctionnement dans la cuve et avant leur évacuation pour traitement, les assemblages combustibles usés sont entreposés pendant un an au moins dans une piscine remplie d'eau. Elle permet d'évacuer la chaleur résiduelle issue des assemblages et assure une protection contre les rayonnements.

Les effluents radioactifs liquides sont quant à eux classés selon leur provenance. On distingue :

- les effluents provenant du circuit primaire dits « effluents primaires hydrogénés ». Ils peuvent contenir des gaz de fission (xénon, iodes, césium etc.), des produits d'activation, des produits de conditionnement chimique tels que l'acide borique et le lithium, et de l'hydrogène dissous. Les produits d'activation sont les radionucléides produits par capture de neutron sur les éléments qui ne contribuent pas à la production d'énergie par fission mais qui sont soumis au flux neutronique produit par le réacteur, comme par exemple les éléments des structures en acier du réacteur (cuve, tuyauteries, grappes de commandes ou sources de neutrons), les éléments chimiques contenus dans l'eau du circuit primaire, tels que le bore et le lithium, mais aussi les impuretés que l'on trouve dans le combustible.

Ces effluents sont essentiellement produits en phase d'exploitation du fait des mouvements d'eau primaire effectués lors des variations de puissance ou de l'ajustement des paramètres chimiques de l'eau du réacteur ;

- les effluents issus des circuits auxiliaires dits « effluents usés » qui constituent le reste des effluents. Ils résultent principalement des opérations de maintenance (sur filtres, déminéraliseurs, échangeurs etc.) nécessitant des vidanges de circuit, des opérations d'évacuation du combustible usé et de conditionnement des résines usées, des actions de maintien de la propreté des installations (lavage du sol et du linge).

Les effluents radioactifs liquides et gazeux sont collectés de façon sélective avant d'être orientés vers les systèmes de traitement appropriés afin de retenir l'essentiel de leur radioactivité. Ils sont ensuite acheminés vers des réservoirs de stockage où ils subissent une décroissance radioactive puis un contrôle, tant sur le plan radioactif que sur le plan chimique, avant d'être rejetés dans le respect des limites réglementaires.

### *Maintenance*

La maintenance réalisée sur le parc nucléaire est de plusieurs ordres : maintenance courante, maintenance réalisée en arrêt de tranche, et opérations de maintenance exceptionnelle liée au maintien du patrimoine et/ou à l'augmentation de durée de fonctionnement. Les consommations d'électricité en arrêt de tranche sont prises en compte via le ratio énergie brute/énergie nette du parc de production, et est donc assimilée à de l'électricité nucléaire.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc nucléaire existant significativement au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima), de sécurité et de protection de l'environnement. Pour répondre à ces enjeux impliquant l'ensemble de la filière nucléaire sur un horizon de temps court, un programme « Grand carénage » a été mis en place afin d'être en capacité de réaliser, avec les partenaires industriels du Groupe, l'important volume de travaux sur le parc.

### *Construction et déconstruction des REP*

L'impact du choc pétrolier de 1973 a conduit la France à engager un programme de construction de

réacteurs nucléaires. La construction des réacteurs du palier 900 MWe s'échelonne de 1971 à 1981, pour des dates de raccordement au réseau comprises entre 1977 et 1987. Pour les paliers 1300 MWe et N4, la construction s'échelonne respectivement de 1977 à 1984, et de 1984 à 1991, pour des dates de raccordement au réseau respectivement comprises entre 1984 et 1992, et 1996 et 1999. La construction de ces réacteurs (associant génie civil, équipements mécaniques, tuyauteries, ventilation, équipements et câbles électriques, équipements de contrôle) ont nécessité des quantités importantes de béton d'acier de ferrailage, et d'aciers, mais également de coffrage, de câbles, de tuyauteries et de supportages pour les différents équipements du réacteur. Des travaux de reconnaissance de sol, de préparation des plateformes (terrassements et amélioration des sols) d'accès, de fondations spéciales ont également été réalisés sur les différents sites.

Le volume d'heures dépensées par EDF pour les études, par EDF pour les activités de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre et par les entreprises sur site représente respectivement de l'ordre de 40 millions, 30 millions et 400 millions d'heures pour l'ensemble du programme.

La déconstruction des centrales nucléaires, étape normale dans la vie d'une centrale nucléaire, est une responsabilité entièrement assumée par EDF, sur les plans technique, financier et règlementaire. Elle comprend trois phases :

- la mise à l'arrêt définitif (déchargement du combustible, vidange des circuits puis mise à l'arrêt définitif) ; 99.9 % de la radioactivité présente sur le site est alors éliminée,
- le démantèlement des bâtiments jouxtant le bâtiment réacteur lui-même. Les premiers travaux réalisés sont souvent ciblés pour dégager de la place pour faciliter la réalisation des opérations ultérieures. En particulier, il est toujours nécessaire d'aménager sur le site une zone logistique permettant l'accueil des équipements démontés, l'entreposage des déchets en attendant leur prise en charge à l'extérieur du site dans les filières adaptées.
- à la fin de cette étape seuls subsistent sur le site le bâtiment réacteur et les facilités qui vont permettre de réaliser son démantèlement en toute sûreté et en optimisant la gestion des déchets.

Une fois la déconstruction achevée, le site retrouve son niveau de radioactivité naturelle. Sa surveillance n'est plus nécessaire, il est rendu disponible pour de nouveaux usages industriels. La déconstruction d'un réacteur à eau pressurisée dure de l'ordre de 15 ans à compter de l'obtention du Décret de Démantèlement.

## 2.8. Le traitement du combustible utilisé

L'opération de traitement du combustible utilisé consiste à séparer les matières recyclables et valorisables, représentant 96% des combustibles usés, des déchets ultimes qui ne représentent que 4 % des combustibles ; ces opérations sont réalisées dans les usines Orano de La Hague (France, Cotentin).

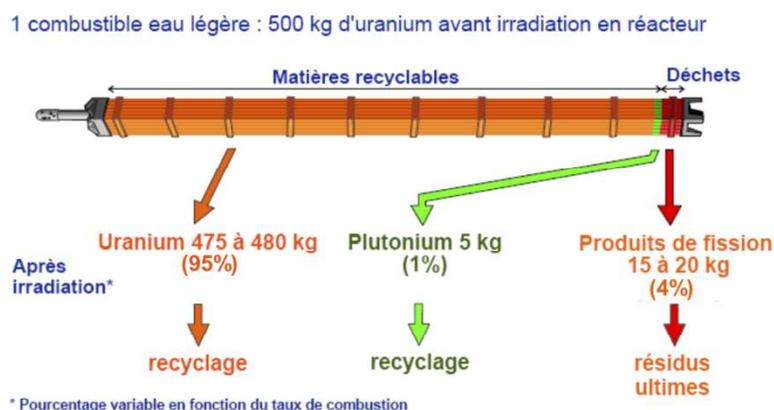


Figure 6 : Structure du combustible utilisé (source EDF)

Les différentes étapes du traitement dans l'usine de La Hague sont les suivantes :

- 1) L'étape de cisailage-dissolution (appelée tête d'usine) permet de séparer les matériaux de structure métallique du reste du combustible, et de dissoudre le combustible dans de l'acide nitrique pour permettre ensuite le tri des éléments. Les matériaux d'assemblage (appelés coques & embouts) sont après rinçage compactés et constituent un déchet radioactif (cf. section dédiée). L'opération de dissolution permet également de séparer et récupérer les éléments gazeux qui sont traités et pour certains d'entre eux rejetés à la cheminée de l'usine, dans le respect des limites réglementaires.
- 2) L'étape de séparation permet de séparer les produits de fission de l'uranium et du plutonium (séparation par extraction liquide/liquide avec un solvant organique, le TBP, qui est recyclé puis régénéré).
- 3) L'uranium est purifié puis entreposé sous forme de Nitrate d'Uranyle. Il est ensuite envoyé vers l'usine TU5 de Pierrelatte où il sera transformé en oxyde d'uranium  $U_3O_8$  puis entreposé en attendant d'être ré-enrichi pour une nouvelle utilisation sous forme de combustible d'Uranium de Retraitement Enrichi URE (la reprise de la filière est envisagée à partir de 2023 et n'est donc pas traitée dans le présent document).
- 4) Le plutonium est converti en nitrate de plutonium puis en oxyde de plutonium  $PuO_2$  par calcination. Il est ensuite envoyé sous cette forme à l'usine MELOX d'Orano pour la fabrication de nouveaux combustibles MOX (cf. section 5).
- 5) Les ateliers de vitrification permettent de confiner les radioéléments des résidus ultimes dans une matrice solide vitreuse. Les conteneurs vitrifiés sont entreposés sur le site d'Orano à La Hague dans des installations spécifiques où ils poursuivent leur décroissance radioactive et leur refroidissement, avec l'objectif de les pouvoir ensuite les stocker à Cigéo (voir paragraphe 2.10).

Le traitement des combustibles introduit des procédés industriels supplémentaires dans le cycle du combustible mais il présente des avantages techniques par rapport à un cycle ouvert sans recyclage :

A l'amont du cycle :

- une économie annuelle de ressources naturelles en uranium actuellement de l'ordre de 10 % (avec le seul recyclage du plutonium). Une économie de 20 à 25% serait atteinte en cas de recyclage de l'uranium de retraitement, ce que EDF a effectué jusqu'en 2012. Ce sera à nouveau le cas à partir de 2023. L'étude actuelle concernant l'année 2019, le recyclage d'uranium n'a pas été pris en compte, elle prend seulement en compte la consommation de combustible MOX et donc l'économie d'uranium associée.
- en attendant la reprise de la filière du recyclage de l'uranium de retraitement, cet uranium est entreposé afin de permettre des économies ultérieures en ressources naturelles. La réduction supplémentaire de 10-15 % du besoin en uranium naturel du fait du recyclage de l'uranium de retraitement permettra également de réduire d'autant les flux de matières devant être extrait des mines, purifiés et convertis en amont de l'enrichissement. Cela ne changera en revanche pas globalement les flux d'enrichissement d'uranium, l'URT devant également être enrichi.

A l'aval du cycle :

- une réduction du flux annuel de combustibles usés à entreposer actuellement d'un facteur 10, correspondant à plus de 1 000 tonnes/an. À date, la mise en œuvre progressive du recyclage a permis un gain de 23 000 t sur les quantités de combustibles usés à entreposer.
- une réduction du volume des déchets d'un facteur 5, par la séparation des matières valorisables des déchets, la séparation des déchets de haute activité (HA - produits de fissions et actinides mineurs) des déchets de moyenne activité (MA - gaines et embouts des assemblages) et la réduction du volume des déchets de moyenne activité via un compactage.
- le conditionnement en matrice de verre (vitrification) de manière sûre et stable des déchets de haute activité. Les conditionnements des déchets HA et MA Vie Longue facilitent également leur manutention et leur entreposage jusqu'à leur stockage définitif.
- la réduction de l'emprise du stockage géologique profond (CIGEO) par la réduction du volume des déchets thermiques (HAVL ou combustible) et de leur puissance thermique résiduelle qui est le paramètre déterminant pour le dimensionnement du stockage. Cette réduction de surface se traduit également par une réduction des coûts.

Le mono-recyclage des matières (un seul recyclage) constitue, par ailleurs, une première étape technologique vers un multi-recyclage (plusieurs recyclages) en REP ou en RNR (Réacteur à Neutrons Rapides) qui permettra des gains complémentaires significatifs en termes de gestion des matières et déchets.

## 2.9. La filière MOX

Le combustible MOX est formé d'un mélange d'oxyde d'uranium appauvri produit par l'usine d'enrichissement, et d'oxyde de plutonium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier, fissile, remplace l'U235. La fabrication du combustible MOX à l'usine MELOX (Marcoule) suit sensiblement le même procédé que la fabrication du combustible UO<sub>2</sub> ; mais la manipulation du Pu nécessite des protections particulières. En effet, en raison de l'irradiation alpha du plutonium, les opérations doivent être réalisées en boîtes à gants. Les assemblages MOX, de structure identique aux assemblages UOX, sont intégrés dans le cœur du réacteur parmi les assemblages UOX.

À date, 22 réacteurs de conception 900 MW utilisent du combustible MOX.

## 2.10. Le stockage des déchets radioactifs

Un déchet radioactif est une substance radioactive pour laquelle aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée. Il est dit « ultime » quand il ne peut plus être traité dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de sa part valorisable ou par réduction de son caractère polluant ou dangereux. Est qualifié de « déchet radioactif », un déchet provenant de l'activité d'une centrale nucléaire. Il se compose essentiellement d'éléments qui émettent des rayonnements radioactifs.

Les déchets radioactifs sont de cinq types :

- les déchets très faiblement actifs (**type TFA**), comprennent les déchets ayant une activité inférieure à 100 Bq/g (la limite d'activité dépend du spectre radiologique des colis). Une part importante de ces déchets a une activité inférieure à 10 Bq/g voire à 1 Bq/g. Ces déchets sont produits par l'exploitation des usines et centrales du cycle, et lors des opérations de déconstruction et d'assainissement. De demi-vie variable, et de très faible activité, ils sont stockés sur le CIREC, Centre Industriel de Regroupement, d'Entreposage et de Stockage ANDRA à Morvilliers.

- les déchets faiblement ou moyennement actifs à vie courte (**type FA-MA**), sont des déchets d'exploitation, de maintenance ou de déconstruction. Leurs caractéristiques physiques et radiologiques sont très diverses : filtres, résines de traitement des eaux, outils utilisés par les travailleurs, gants, tuyauteries etc. Ils sont destinés au stockage sur le Centre de Stockage de l'Aube (site ANDRA de Soulaines),

- les déchets faiblement actifs à vie longue (**type FA-VL**) sont essentiellement générés par la déconstruction des réacteurs UNGG (La filière des réacteurs nucléaires à l'uranium naturel graphite gaz UNGG est une technologie de réacteur refroidi au gaz, maintenant obsolète et en cours de démantèlement, développée en France dans les années 1950). Ils seront stockés dans un futur centre Andra spécifique à ce type de déchets. Les réacteurs UNGG n'étant plus en service, ils sont exclus du champ de l'étude,

- les déchets moyennement actifs à vie longue (**type MA-VL**) sont essentiellement générés lors de l'étape de traitement du combustible usé (boues de traitement - précipités issus du traitement des liquides -, résines échangeuses d'ions, coques et embouts du combustibles, déchets technologiques divers) ainsi que par le démantèlement des parties les plus activées des réacteurs.

- les déchets hautement radioactifs à vie longue (**type HA**), sont produits exclusivement lors de l'étape de traitement du combustible usé. Ce sont les produits de fission, transuraniens et fines en suspension qui sont vitrifiés.

Les déchets TFA, FA et MA/VC disposent tous aujourd'hui d'exutoire pour un stockage définitif. Pour les déchets HA/MA-VL, l'exutoire est en projet (CIGEO) avec une vocation à être définitif même s'il y est associé une capacité de réversibilité sur une durée d'au moins 100 ans avant fermeture. Pour information, seuls les déchets FA-VL ne disposent aujourd'hui pas d'exutoire mais la même logique que pour les autres types de déchets devrait s'appliquer (un stockage définitif assorti d'une surveillance

pendant une période dimensionnée relativement à la période radioactive des radionucléides présents dans les déchets).

Cigéo sera implanté en Meuse / Haute-Marne et sera composé d'une zone souterraine (où seront stockés les déchets) et d'installations de surface réparties sur deux zones, ainsi que de liaisons entre la surface et le souterrain. Les déchets y seront stockés pendant plus de 100 ans et le stockage sera construit de manière progressive au fur et à mesure des besoins puis refermé pour assurer le confinement des déchets sur de très longues périodes de temps sans nécessiter d'actions humaines.

L'installation souterraine, située à 500 mètres de profondeur, aura une emprise de 15 km<sup>2</sup> pour 270 km de galeries et alvéoles. Les installations de surface de Cigéo auront une emprise de :

- 296 hectares pour la zone des descenderies
- 258 hectares maximum à terminaison pour la zone puits, dont environ 130 hectares pour les verses.

Pour information, les combustibles non retraités iraient également en stockage dans la catégorie HA.

### *Cas particuliers des déchets miniers*

L'exploitation des mines d'uranium produit des déchets miniers appelés stériles. En effet, certaines roches extraites ne contiennent que trop peu d'uranium pour être exploitées, et ne sont pas traitées. Des dispositions sont prises pour éviter qu'ils rejettent du radon et des poussières radioactives dans l'air et que, par infiltration d'eau de pluie, des matières toxiques et radioactives passent dans les eaux souterraines et superficielles.

### 3. Rappels sur l'Analyse du cycle de Vie (ACV)

#### 3.1. Principe et généralités

L'Analyse du Cycle de Vie (ACV) est une méthode d'évaluation des impacts potentiels d'un système (produit, service, procédé, filière) sur l'environnement (approche multicritères). Elle repose sur l'inventaire des flux de matière et d'énergie pour les différentes phases du cycle de vie du produit, de l'extraction des matières premières jusqu'à la gestion des déchets (approches multi-étapes dite « du berceau à la tombe »). L'ACV complète les approches « site » - études d'impact notamment - en apportant une vision globale et transverse. L'aspect multi-étapes et multicritères de la méthodologie est un élément clé afin d'éviter les transferts de pollution d'une étape à l'autre ou d'un aspect environnemental à un autre.

L'ACV se développe depuis la fin des années 1980. Elle est aujourd'hui reconnue comme la principale méthode d'évaluation environnementale globale. La réalisation d'une ACV est régie par les normes ISO 14040 et 44 [6]. Une importante communauté scientifique, en croissance, travaille à son développement (principalement dans le cadre de la SETAC, Society of Environmental Toxicology And Chemistry et le programme des Nations Unies pour l'Environnement UNEP à travers la Life Cycle Initiative).

#### 3.2. Méthode

La méthodologie ACV impose le respect de 4 phases successives (norme ISO 14 040) :

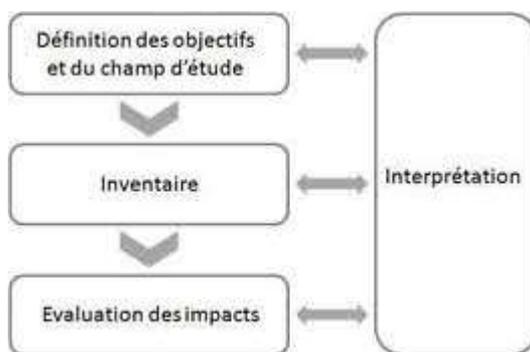


Figure 7 : les quatre étapes d'une Analyse du Cycle de Vie (Source : ISO 14040-44, [4])

La phase de définition de l'objectif et du champ de l'étude permet de déterminer le cadre de l'étude, l'objectif et le public visé. Elle définit la fonction du système, ses frontières et les limitations inhérentes à l'étude.

L'inventaire répertorie et quantifie l'ensemble des flux entrants et sortants de chaque système et sous-système (matières, énergie, émissions). Les différents flux de chaque étape sont ramenés à une unité de référence (ex : 1 kWh, 1 kg d'acier, etc.), appelé unité fonctionnelle. Les flux considérés sont de deux types :

- les flux directs, générés par le procédé principal de l'étape considérée (par exemple, pour les filières de production d'électricité à partir de sources fossiles, les rejets de CO<sub>2</sub> pour l'étape de production d'électricité),
- les flux indirects, provenant des filières connexes (par exemple, les flux liés à la production du béton utilisé dans la centrale).

L'étape d'inventaire, souvent longue, est caractéristique de la démarche ACV. Cette étape implique la collecte des données nécessaires à l'évaluation du système et à l'atteinte de l'objectif de l'étude.

L'évaluation des impacts sur l'environnement consiste à traduire les flux inventoriés en « indicateurs d'impact potentiel », quantifiant la contribution potentielle du système à des grands problèmes environnementaux (effet de serre, acidification, etc.). C'est conceptuellement la phase la plus complexe

de la méthode : si un indicateur d'impact tel que l'effet de serre est aujourd'hui largement accepté, d'autres sont sujets à de nombreux débats (toxicologie par exemple) ou ne sont pas traités, faute de proposition technique satisfaisante actuellement (bruit par exemple).

L'interprétation des résultats consiste à analyser les informations obtenues dans les étapes précédentes, notamment par des analyses de sensibilité ; de nouvelles hypothèses peuvent alors être faites et l'inventaire modifié. La phase d'interprétation permet également d'établir les conclusions de l'étude ainsi que les limites de l'analyse.

## 4. Définition de l'objectif

### 4.1. Objectif de l'étude

EDF affirme sa raison d'être dans ses statuts : « construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub>, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a donc choisi d'analyser la chaîne de valeur de sa principale filière de production d'électricité en France, le nucléaire. Son objectif est d'élargir le champ de ses connaissances sur l'impact environnemental de ses activités au-delà des étapes strictement de sa responsabilité.

À cette fin, elle a confié à sa Direction R&D une étude Analyse du Cycle de Vie (ACV). L'ACV évalue des impacts potentiels d'un système (produit, service, procédé, filière) sur l'environnement. Elle repose sur l'inventaire des flux de matière et d'énergie pour les différentes phases du cycle de vie du produit, de l'extraction des matières premières jusqu'à la gestion des déchets. Elle peut ainsi rendre compte des transferts de pollution entre étapes (approche cycle de vie, du « berceau à la tombe ») et entre polluants (approche multicritère). La réalisation d'une ACV est régie strictement par les normes ISO 14040 et ISO 14044.

Cette étude actualise la première Analyse du Cycle de Vie réalisée par EDF en 2002. Cette nouvelle édition de l'étude prend en compte les développements méthodologiques de l'ACV intervenus depuis 2002 et s'appuie sur une implication renforcée de l'ensemble des métiers de la production nucléaire EDF.

Le résultat actualisé sera exploité pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr. Cette étude entre dans l'accès aux informations environnementales tel que prévu par le code de l'environnement. Etant donc communicable aux parties prenantes, EDF a décidé que l'étude sera consultable sur internet. Conscient du caractère technique du document, un avertissement mentionnera que sa lecture s'adresse à un public averti et la mise en ligne sera accompagnée d'un résumé pédagogique.

La R&D d'EDF développe un champ de recherche « Analyses du Cycle de Vie », dédié aux méthodes d'évaluation environnementales systémiques. L'étude apparaît donc comme une nouvelle étape dans les développements de l'ACV au sein d'EDF, qui doit permettre aux métiers de s'approprier la méthode, en cadrant les données à collecter, proposant des résultats et testant les limites de l'approche, ouvrant ainsi des pistes de développements méthodologiques futurs.

Les objectifs de l'étude sont donc :

- Actualiser la méthodologie et les résultats de l'étude de 2002, exploités pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr,
- Permettre l'appropriation de la méthode ACV par l'ensemble des Métiers de la production nucléaire EDF,
- Proposer pour le kWh EDF (le kWh produit par le parc nucléaire EDF)
  - o un inventaire ACV,
  - o des résultats d'indicateurs d'impact ACV multicritères, avec l'accent sur l'indicateur « Changement climatique »,
- Ce socle doit pouvoir accueillir des approfondissements ultérieurs, tant au niveau de la phase 2 d'inventaire de l'ACV (visant à susciter des collaborations avec les acteurs de la filière nucléaire) que de la phase 3 d'évaluation de l'impact (proposition d'approfondissements méthodologiques).

### 4.2. Application envisagée de l'étude et public concerné

Cette étude ACV du kWh nucléaire EDF SA vise à fournir des informations sur son bilan environnemental.

Elle sera utilisée en interne pour le management environnemental d'EDF SA, afin d'identifier les facteurs clés du bilan environnemental du kWh nucléaire d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur.

Les résultats de cette étude sont utiles pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr.

L'étude porte sur le parc actuel, sans dimension prospective ; la thématique de la relance du nucléaire (construction de nouveaux EPR) n'y est pas traitée.

Concernant le poste « gestion des déchets », l'étude vise à évaluer et prendre en compte une contribution enveloppe mais ne vise pas à valoriser la contribution précise des scénarios industriels de gestion effectivement mis en œuvre, des hypothèses simplificatrices ont ainsi été retenues.

L'ensemble de l'étude est soumise à une revue critique afin de se conformer aux exigences de la norme ISO14040-44.

## 5. Champ de l'étude

Le champ d'une étude d'analyse du cycle de vie spécifique, entre autres, de manière claire les fonctions (caractéristiques de performance) du produit.

### 5.1. Fonction et unité fonctionnelle

L'analyse du cycle de vie repose sur l'étude de la fonction d'un système et définit une « unité fonctionnelle » qui représente une quantification de la fonction du système étudié (performances et durée de fonctionnement). Pour la présente étude, l'unité fonctionnelle est définie comme suit :

#### « Produire un kWh à partir du parc nucléaire français EDF »

Cette unité fonctionnelle sert de référence pour normaliser les données d'entrée et de sortie d'un système. Les données les plus récentes retenues sont celles de 2019 (principalement pour l'étape de production d'électricité).

Ce kWh est destiné à alimenter un réseau de production centralisé. L'étude ne prend pas en compte le transport de l'électricité, qui ne relève pas directement d'EDF.

### 5.2. Frontières du système

La phase de définition des frontières du système permet d'identifier les étapes du cycle de vie, processus et flux considérés dans l'étude. Cela implique d'identifier toutes les activités pertinentes pour atteindre l'objectif fixé.

La figure 8 présente une vue générale simplifiée du système étudié..

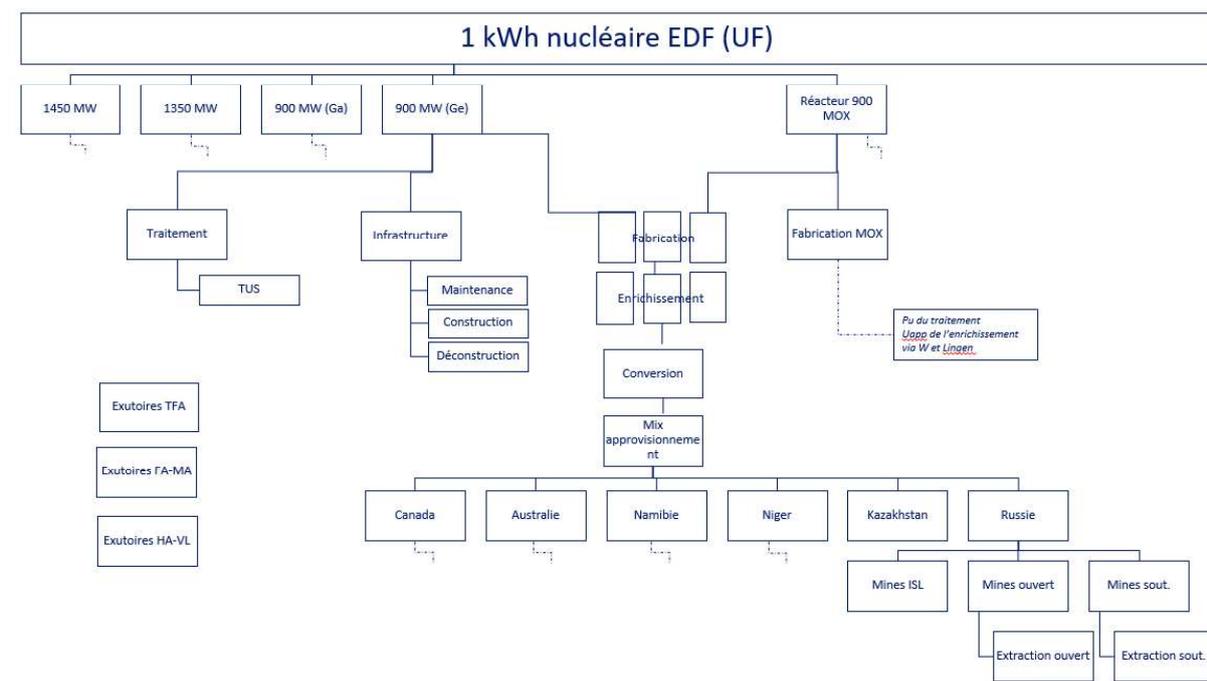


Figure 8 : Frontières du système

Le système étudié comprend ici l'ensemble des moyens du parc de production nucléaire d'EDF SA en France en 2019, c'est à dire 34 réacteurs de 900 MW (dont 22 « moxés »), 20 réacteurs 1300 MW et 4 réacteurs de 1450 MW. L'étude ayant été réalisée en 2020 avec les données les plus récentes disponibles (2019), elle prend donc en compte la production des deux réacteurs de Fessenheim, arrêtées en 2020.

### 5.2.1. Choix des frontières du système

#### Étapes du système

Les principales étapes pour la production d'un kWh nucléaire EDF sont :

- l'extraction du minerai d'uranium et son traitement
- la conversion
- l'enrichissement
- la fabrication du combustible  $UO_2$
- la production (d'électricité), comprenant la construction, l'exploitation et la déconstruction de la centrale
- le traitement du combustible utilisé
- la filière MOX
- les stockage de déchets TFA, FA-MA et HA.

Les différentes étapes ont été décrites dans le chapitre 2.

L'acheminement de l'électricité par le réseau de la centrale à l'utilisateur n'entre pas dans le périmètre de l'étude. Le kWh produit est destiné à alimenter un mix de production centralisé.

Les flux liés aux services administratifs ainsi qu'au transport des salariés sur leur lieu de travail ne sont pas inclus dans l'étude, comme il est d'usage dans une ACV produit.

### Modélisation du cycle

Le cycle de vie considère présente la particularité d'intégrer une étape de traitement des combustibles usés. Le Pu obtenu permet la fabrication de combustible MOX.

La modélisation adoptée est présentée en figure 9 :

- on considère que l'ensemble des combustibles UOX est traité (934 tonnes, donnant 887 tonnes d'uranium de retraitement - URT) ;
- ce traitement du combustible usé produit un stock de Pu. Combiné avec l'uranium appauvri issu de l'enrichissement, il constitue le combustible MOX, qui n'est pas traité (108 tonnes).

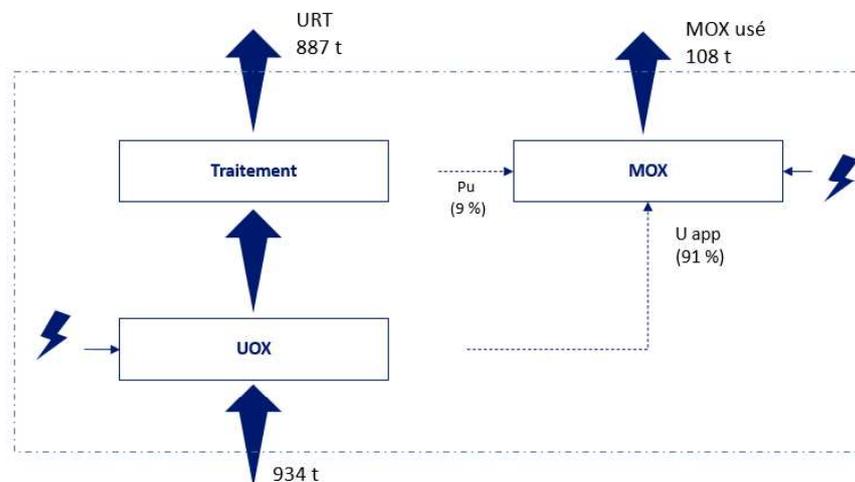


Figure 9 : schéma de la modélisation simplifiée

Le combustible usé MOX et l'uranium de retraitement URT sont aujourd'hui entreposés et cette étape d'entreposage est pris en compte dans l'analyse (cf. 6.3.9). Considérés comme matières valorisables à terme, ils n'apparaissent pas dans le bilan des déchets de l'étude mais ils n'apparaissent pas non plus comme bénéfique pour l'amont du cycle futur.

### 5.2.2. Critères pour l'inclusion des intrants et des sortants

Il n'y a pas de critère général pour l'inclusion ou l'exclusion des intrants ou des sortants dans cette étude. Les matières, les flux et les processus sont inclus lorsque les informations nécessaires sont disponibles ou lorsqu'une estimation acceptable peut en être réalisée. Au niveau de l'exploitation de la centrale, les consommables dont la masse consommée était inférieure à 100 tonnes par an pour la totalité du parc nucléaire français n'ont pas été remontés. La masse totale correspondante est de  $0.3 \times 10^{-6}$  kg/kWh, largement inférieure aux flux ecoinvent « chemicals inorganics » ( $2.9 \times 10^{-6}$  kg /kWh) et chemicals organics ( $1.7 \times 10^{-6}$  kg/kWh) qui ont conservés dans les inventaires réacteurs. La présente étude présente donc aujourd'hui un caractère enveloppe.

La liste des processus et flux recensés dépend des données EDF disponibles, complétés par des données disponibles dans la littérature, notamment ecoinvent [8],

### 5.2.3. Règles d'allocation

Dans la construction des systèmes, l'étude a cherché à éviter l'allocation, en imputant à chaque procédé ses entrées/sorties ou en prenant en compte le recyclage interne. Il n'y a donc pas de problématiques

d'affectation identifiées dans cette étude.

Aucune valorisation de déchets non radioactifs n'est considérée dans cette étude (hypothèse conservatrice : le tableau 29 montre que les déchets conventionnels d'un CNPE sont largement valorisés).

#### 5.2.4. Périmètre temporel et géographique

##### *Périmètre temporel*

Les durées des différentes étapes du cycle nucléaire peuvent atteindre plusieurs années.

Le combustible chargé en T0 en réacteur correspond à de l'uranium extrait en T0-24 mois, converti en T0-21 mois, enrichi en T0-16 mois, et du combustible fabriqué en T0-12 mois.

Il reste 4.5 ans en réacteur, et sera traité 12 années plus tard (pour un stockage des colis 20 à 60 ans plus tard).

La collecte des données a été réalisée en 2020 : les principales données d'émissions et les paramètres cycles sont donc ceux de 2019, pour les réacteurs EDF en France. D'autres données (amont et aval) peuvent être antérieures, en restant adaptées à l'unité fonctionnelle considérée, car la structure du parc nucléaire est stable.

##### *Périmètre géographique*

Il convient de noter que certains processus inclus dans les frontières du système à l'étude peuvent avoir lieu en dehors des limites géographiques et temporelles définies dans l'unité fonctionnelle, comme détaillé dans le chapitre 2 (approvisionnement de consommables par exemple).

## 6. Inventaire du cycle de vie et analyse de l'inventaire

### 6.1. Sources de données et hypothèses pour les données primaires et secondaires

La collecte de données de l'inventaire du cycle de vie (ICV) représente la quantification des intrants et des sortants de chaque processus inclus dans les frontières du système étudié. Dans cette étude, cela inclut les matières premières, l'énergie, le transport, etc.

Pour simplifier, on peut considérer que les données nécessaires à une étude ACV sont de deux ordres :

- des données génériques sur les processus élémentaires (dits *background process*) provenant des bases de données ACV (ex. : bilan environnemental de la production de béton, d'acier, d'électricité, du transport etc.) ; ces inventaires ACV incluent bien infrastructures, consommables, émissions et consommations associées au produit décrit,
- des données spécifiques à l'objet étudié (émissions des procédés, consommations de combustibles etc.), nécessitant une collecte spécifique à chaque étude.

Les données incomplètes ou manquantes ont été complétées avec les données issues de la base de données ecoinvent 3.6. [8].

*Pour mémoire, la base de données ecoinvent 3.7 est le leader international dans le domaine des inventaires pour Analyse du Cycle de Vie. Elle compte 2500 usagers dans plus de 40 pays. Elle contient des milliers d'inventaires de cycle de vie énergie (électricité, pétrole, charbon, gaz naturel etc.), matériaux (chimiques, métaux, matière primaire minérale et plastique etc.), traitement de déchets (incinération, déposition etc.), mobilité (routier, ferroviaire, aérien, maritime), produits et processus agricoles, électroniques, usinage des métaux et ventilation de bâtiments.*

Les données et le détail des hypothèses sont rassemblées dans le logiciel SimaPro.

### 6.2. Généralités sur les données

*Deux enseignements de l'étude EDF précédente*

L'étude EDF R&D [1] de 2002 modélisait la filière à l'aide du logiciel ACV Team de la société ecobilan, avec une base de données EDF interne pour les procédés élémentaires (acier, béton, transport etc.). Depuis lors, le logiciel Team a progressivement perdu de son audience, avec des mises à jour moins fréquentes ; et l'entretien d'une base de données interne s'est avéré impossible, en raison du dynamisme du développement de l'ACV.

Il est donc apparu essentiel d'utiliser un logiciel et des données de base alignés sur la pratique courante de l'ACV, afin de permettre de futures actualisations de l'étude, intégrant l'évolution de l'état de l'art de la méthode (données de base, formule des indicateurs) et les résultats des travaux de recherche EDF. La présente étude a donc été réalisée avec un logiciel ACV reconnu et largement utilisé, associé aux données ecoinvent 3.6 [8], pour les processus qui ne sont pas spécifiques à la filière nucléaire. C'est probablement une hypothèse majorante, notamment pour les aciers et les consommations/émissions des installations du cycle.

Par ailleurs, l'ACV réalisée en 2002 était renseignée par des données ETH (base de donnée ACV suisse antérieure à ecoinvent), amendées par des données COGEMA (devenue Orano) plus récentes. Elle avait révélé la singularité du cycle de vie associé à un kWh nucléaire, constitué de multiples étapes, participantes toutes à des résultats globalement de faible niveau pour la majorité des indicateurs (en raison notamment de l'absence de combustions fossiles). La phase amont (de l'extraction du minerai à la fabrication de combustible) s'avérait dans cette configuration prédominante. Or elle ne relève pas directement d'EDF, responsable de la construction, de l'exploitation et de la déconstruction des centrales nucléaires, ce qui constitue un défi pour cette étude.

Pour cette étude, la démarche suivante a donc été retenue :

- collecte de données spécifiques pour les étapes dépendant directement d'EDF, à savoir la production (construction, exploitation et déconstruction)
- pour les autres étapes, en pratique déterminantes pour le bilan du kWh nucléaire, des échanges ont été engagés avec nos partenaires de la filière afin de les informer de l'étude en cours, et solliciter des inventaires ACV complets pour les étapes relevant de leur responsabilité. Dans l'attente, et conformément aux pratiques habituelles et reconnues en ACV, EDF s'est appuyée sur l'état de l'art ecoinvent afin de disposer d'une structure évolutive.

Les données ecoinvent ont ainsi été conservées par défaut, et analysées :

- o sur les paramètres clés, en regard du retour d'expérience d'EDF R&D, et par rapport aux indicateurs retenus pour la présente étude
- o via deux sources d'informations complémentaires :
  - Le rapport Orano/PNGMDR [9] ; cette étude est probablement l'étude la plus récente et la plus riche en données sur le cycle électronucléaire français. Mais elle ne propose pas d'inventaires de cycle de vie en bonne et due forme, et n'a par ailleurs pas fait l'objet de revue critique. Elle n'est par ailleurs pas strictement représentative du porte-feuille de fournisseurs auxquels EDF fait appel
  - L'expertise EDF ; pour chaque étape, les experts internes ont été consultés, et les données ecoinvent ont été si besoins amendés en toute transparence.

Les paragraphes suivants décrivent donc les principales modifications/précisions apportées aux données ecoinvent. En l'absence de corrections EDF notifiées, les valeurs des inventaires originaux ecoinvent ont été conservées.

## 6.3. Données cycle

### 6.3.1. Introduction

Le cycle est décrit par des paramètres propres à la filière EDF en France : type et caractéristiques des réacteurs, composition du combustible MOX, taux de moxage, nature et paramétrage de l'enrichissement, bilan traitement du combustible utilisé, transport entre étapes.

La figure 10 illustre la démarche suivie. Les étapes sous responsabilité EDF, où les données spécifiques ont été collectées, sont distinguées.

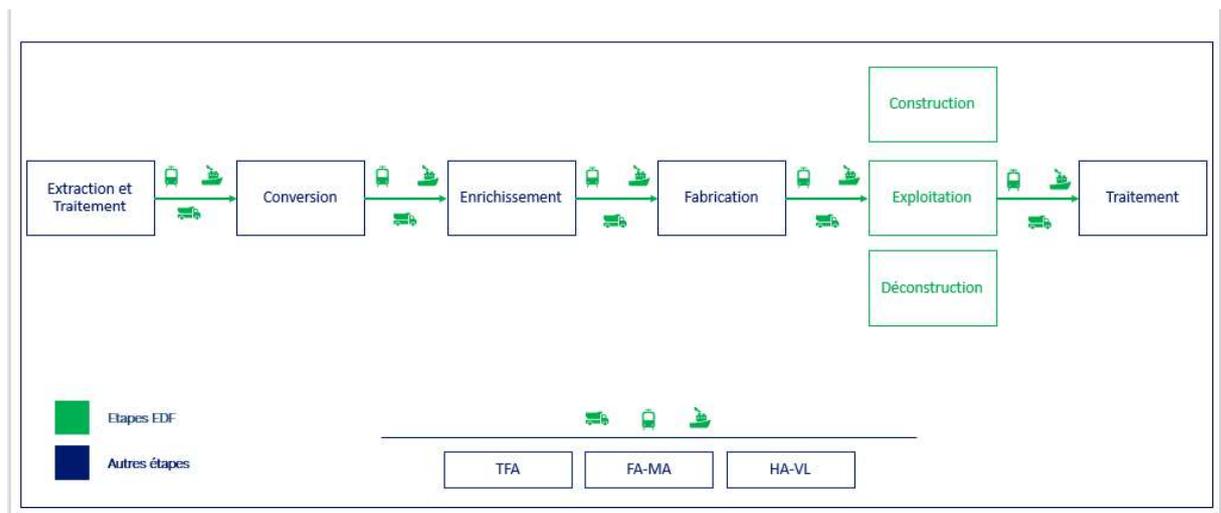


Figure 10 : cycle & processus de collecte

Comme mentionné en 6.1.2, la majeure partie des étapes du cycle électronucléaire ne dépendent pas

directement d'EDF SA. En l'absence d'ICV dédiées, ces étapes sont décrites par défaut par les inventaires ecoinvent correspondant (incluant construction, exploitation, déconstruction). Les modifications apportées, par l'expertise EDF et pour se rapprocher du cas EDF, sont présentées ci-dessous.

Les données de transport de matières et combustibles sont intégrées en sortie de l'étape considérée, vers l'étape suivante, selon le tableau 4 :

	Numéro feuille SimaPro	Départ combustible	Arrivée combustible
Niveau 2, réacteurs	3	Centrale	Traitement combustible utilisé
Niveau 3, fabrication (UOX et MOX)	4	Fabrication	Centrale
Niveau 4, enrichissement	5	Enrichissement	Fabrication
Niveau 5, conversion	6	Conversion	Enrichissement
Niveau 7, mix mines (6 origines)	7	Traitement du minerai	Conversion
Niveau, 8, extraction	8	Mines	Traitement du minerai
<b>MOX, Usine W (voir § « autres usines du cycle »</b>			
U appauvri	5	W Lingen Enrichissement	Lingen MELOX Enrichissement
Pu	5	La Hague	Fabrication MOX
<b>Uranium retraitement</b>			
	8	Traitement du combustible utilisé	TU5 Pierrelatte

Tableau 4 : structure des données transport

Les matériaux nécessaires au transport des combustibles sont réutilisés et n'ont pas été pris en compte dans l'étude.

### 6.3.2. Extraction et traitement du minerai

Ce paragraphe traite à la fois de l'extraction du minerai et du traitement réalisé pour obtenir de l'U3O8. Il convient de noter qu'à la différence des mines souterraines et des mines à ciel ouvert, les mines ISL ne nécessitent pas d'excaver le minerai. Les contrats d'approvisionnement en uranium naturel d'EDF sont diversifiés, tant géographiquement que commercialement. Les origines géographiques de l'uranium prises en compte proviennent de la moyenne des données Euratom représentatives du portefeuille EDF<sup>6</sup>.

La répartition moyenne EDF de l'origine géographique des mines, ainsi que la composition en type de

<sup>6</sup> L'utilisation des données publiées annuellement par l'Agence d'Approvisionnement d'Euratom (ESA, euratom-supply.ec.europa.eu) de la Commission Européenne, concernant les approvisionnements en matières nucléaires et services des exploitants nucléaires de l'Union européenne, permet de déterminer un équivalent représentatif du portefeuille d'approvisionnement d'EDF (qui représente une part largement majoritaire des approvisionnements Euratom).

mines, a été fourni par EDF/DCN ([3]), et est rappelé dans le tableau 5 :

	%	<i>Ouvert</i>	<i>Souterraine</i>	<i>ISL</i>
Australie	16	24	50	26
Canada	21	0	100	0
Namibie	10	100	0	0
Niger	17	63	37	0
Russie	18	0	47	53
Kazakhstan	18	0	0	100

Tableau 5 : Répartition des origines minières et répartition de la production par type de mines

Sur la base de la connaissance EDF du processus d'extraction-traitement du minerai d'uranium et des échanges avec ses fournisseurs, EDF/DCN propose également dans [3, EDF DCN] des consommations d'énergies (électricité et diesel) pour les différents types de mines.

	<i>Ouvert</i>	<i>Souterraine</i>	<i>ISL</i>
Électricité (kWh/kg U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	35	35	40
Diesel (m <sup>3</sup> /kgU <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	0.015	0.004	0.002

Tableau 6 : Consommations d'énergies pour les mines et usines associées

Les engins nécessaires au décapage de la roche et les camions nécessaires à l'évacuation sont à l'origine des consommations supérieures de la mine à ciel ouvert. EDF/DCN ne disposant pas aujourd'hui du détail de l'utilisation du diesel dans les mines, la consommation a donc été arbitrairement partagée (50/50) entre la consommation pour les engins de chantier et la consommation pour la production de chaleur. Il est mentionné que cette hypothèse n'a pas d'influence sur l'indicateur changement climatique, car ces deux processus ont des valeurs d'indicateurs changement climatique proches.

Les déchets miniers (cf § 2.10.) sont pris en compte via la valeur de la base de données ecoinvent, à savoir 0.25 m<sup>3</sup> / kg d'uranium extrait, pour les mines souterraines et les mines à ciel ouvert.

### 6.3.3. Conversion

De la même façon que pour les mines d'uranium, les données moyennes Euratom ont été utilisées pour obtenir un portefeuille d'approvisionnement représentatif en services de conversion : Cameco (Canada) 51 %, Orano (France) 27 %, Rosatom/TENEX (Russie) 22 % [3, EDF, DCN].

Sur la base de la connaissance EDF du processus de conversion, le document DCN propose également des consommations de réactifs (acide nitrique, acide fluorhydrique et ammoniac), d'énergies (électricité et gaz naturel) ainsi que le rendement matière de l'étape (pertes en uranium au cours de l'étape de conversion de 0.5 %).

### 6.3.4. Enrichissement

De la même façon que pour les mines d'uranium et les services de conversion, les données moyennes Euratom ont été utilisées pour obtenir un portefeuille d'approvisionnement représentatif en services d'enrichissement :

- Orano (France) : 35 %
- Urenco (Allemagne) : 11,67 %
- Urenco (Pays-Bas) : 11,67 %
- Urenco (Royaume-Uni) : 11,67 %
- TENEX/Rosatom (Russie) : 30 %

L'étape d'enrichissement est représentée par trois feuilles de données, 3.7 %, 4 % et 4.2 % (teneur d'enrichissement en U235). Elles sont identiques, avec une électricité et un transport proratisé en fonction du portefeuille d'enrichissement retenu ci-dessus.

Les paramètres d'enrichissement sont résumés dans le tableau 7 :

	kgU par UTS	UTS par kgU enrichi
1450 (4%)	1.23	6.24
1300 (4%)	1.23	6.24
900 Cyclades (4.2 %)	1.21	6.67
900 Garance (3.7 %)	1.27	5.58
900 MOX (3.7 %)	1.27	5.58

Tableau 7 : paramètres enrichissement

Sur la base de sa connaissance du processus d'enrichissement d'uranium et des échanges avec ses fournisseurs, EDF estime une consommation d'électricité de 35,5 kWh/UTS.

### 6.3.5. Fabrication du combustible

#### *Fabrication du combustible UOX & MOX*

La fourniture de combustible UOX est assurée par deux fournisseurs : le français Framatome et l'américain Westinghouse. Les usines de fabrication de Westinghouse fournissant EDF sont situées en Europe (Suède, Angleterre et Espagne) et la filière amont (composants) est principalement située aux Etats-Unis. La répartition des volumes entre usines varie chaque année. Compte tenu de la part prépondérante des fournitures de Framatome en combustible UOX et MOX d'EDF d'une part, et des faibles différences résidant dans les procédés mis en œuvre dans la fabrication entre les deux fournisseurs de combustible pour EDF d'autre part, nous avons retenu un portefeuille équivalent uniquement composé de combustible Framatome (UOX & MOX). Il a été vérifié qu'un scénario avec 50 % de fabrication en France et 50 % aux USA (avec donc un mix électrique plus carboné) n'aurait pas d'influence significative sur le résultat final.

Le rapport DCN ([3], EDF DCN) précise que les pertes en uranium au cours de l'étape de fabrication sont de 0,58 %.

Les autres données sont extraites du rapport Orano/PNGMDR ([9]). La chaleur est d'origine gaz.

#### *Fabrication du combustible MOX*

Le combustible MOX est fabriqué à partir :

- 9 % de plutonium venant de l'usine de traitement de la Hague (variation : 8,5 à 9,5%).
- 91 % d'uranium appauvri.

L'utilisation de MOX nécessite donc du dioxyde d'uranium appauvri  $UO_{2,app}$ . Celui est obtenu par défluoration de l' $UF_6$  appauvri en  $U_3O_8$  appauvri, dans l'usine W de Pierrelatte. L' $U_3O_8$  appauvri est ensuite transformé à l'usine ANF de Lingén, avant d'être dirigé vers MELOX. Pour cette phase de conversion, s'appliquant à de faibles quantités d' $U_{app}$ , seul le transport vers Lingén a été pris en compte (l'incertitude associée est évaluée en 9.5.2.3).

Par ailleurs, le transport de l'uranium appauvri depuis les usines d'enrichissement est intégré.

### 6.3.6. Production d'électricité

Ce niveau permet d'appeler différents types de réacteurs, au prorata de leur fourniture d'électricité au parc EDF en 2019. Dans la présente étude, cinq types de réacteurs sont retenus.

- réacteurs 1450 MW, gestion Alcaides, 2,5 e-6 t métal lourd (ML)/kWh, enrichissement 4 % (teneur de rejet d'U235 0,22 %) ; 4 réacteurs
- réacteurs 1300 MW, gestion Gemmes, 2,6 e-6 t ML/kWh, enrichissement 4 % (teneur de rejet d'U235 0,22 %) ; 20 réacteurs
- réacteurs 900 MW, gestion Cyclades, 2,7 e-6 t ML/kWh, enrichissement 4.2 % (teneur de

- rejet d'U235 0,22 %) ; 6 réacteurs
- réacteurs 900 MW, gestion Garance, 2,8 e-6 t ML/kWh, enrichissement 3.7 % (teneur de rejet d'U235 0,22 %) ; 6 réacteurs
- réacteurs 900 MW, gestion MOX ; 22 réacteurs
  - o UOX : 2,1 e-6 t/kWh, enrichissement 3.7 % (teneur de rejet d'U235 0,22 %)
  - o MOX : 8.8 e-7 t/kWh

Les données 2019 sont présentées dans le tableau 8 :

Réacteurs	% de la production 2019	Production 2019 (MWh)
1450	10.50	39 926 269
1300	38.28	145 523 711
900 Cyclades	10.12	38 459 441
900 Garance	8.80	33 460 638
900 MOX	32.30	122 795 324

Tableau 8 : % électricité fournie par les différentes gestions

Les trois types de centrales de deuxième génération (900, 1300 et 1450 MW) sont décrits en trois sous-systèmes : construction, exploitation et déconstruction.

#### Construction

Ces données sont fournies en annexe 1. Elles ont principalement été élaborées à partir de [5].

Le tableau 9 reprend les quantités de matériaux les plus importantes.

Données de construction	Réacteur 900 MW	Réacteur 1350 MW	Réacteur 1450 MW
Béton (tonnes)	199 108	384 714	393 481
Acier de ferrailage (tonnes)	16 140	32 280	33 042
Acier équipement (tonnes)	17 194.5	25 620	25 104

Tableau 9 : principaux matériaux de construction

#### Exploitation

Ces données sont incluses dans les documents [2, EDF UNIE] et [5, EDF UTO]. La maintenance lourde (remplacement des gros composants et grand carénage) a été intégrée.

La durée de fonctionnement permet de rapporter les sous-systèmes « construction » et « déconstruction » à l'exploitation. Cette donnée est paramétrable. Elle a été fixée à 40 ans, valeur conservative. Une étude de sensibilité sur ce paramètre a été menée.

Les émissions de SF6 sont de 2178 kg par an.

#### Déconstruction

L'étape de déconstruction des centrales a été intégrée grâce à l'étude interne EDF R&D dédiée [7, EDF R&D]. Elle prend principalement en compte les consommations de chantier et les consommations d'électricité aux différentes étapes de la déconstruction, ainsi que la production de déchets.

### 6.3.7. Traitement du combustible utilisé

Le seul fournisseur de services de traitement pour les combustibles nucléaires du parc nucléaire français est l'usine d'Orano à La Hague.

Les données ecoinvent ont été enrichies à partir du rapport Orano/PNGMDR [9] pour les productions de déchets, les consommations énergétiques (fioul et électricité) et les consommations de réactifs (NaOH et HNO3).

Les valeurs de déchets HA, FA-MA et TFA, et de déchets DD et DND, sont extraites de [9, ORANO].

### 6.3.8. Stockage des déchets

Trois types de stockage de déchets radioactifs ont été inclus dans l'étude : les stockages pour les déchets radioactifs de type TFA, FA-MA et HA/MA-VL. Le prétraitement à l'usine Centre Nucléaire de Traitement et de Conditionnement (CENTRACO) n'a pas été pris en compte en raison de données manquantes ([5], EDF UTO).

Des contacts pour le développement d'ICV spécifiques sont en cours avec l'ANDRA. L'influence de l'utilisation de proxy extraits de la base de données ecoinvent, comme pour les autres étapes, paraît acceptable compte tenu de la faible contribution des différentes étapes de stockages au bilan global du kWh (rapport [9], ORANO, pages 54 à 56).

Les adaptations opérées sont présentées ci-dessous.

#### *Les déchets TFA*

Les déchets TFA sont stockés sur le site CIREs de Morvillers. Les déchets sont stockés dans des alvéoles. Si besoin est, un bâtiment de traitement peut assurer des opérations de compactage, solidification ou stabilisation de déchets.

Le CIREs a été assimilé à un centre de stockage de déchets ultimes de classe 2, qui comporte lui aussi des alvéoles de stockages et un système de collecte de lixiviats.

Le fait de retenir ce jeu de donnée est certes un choix par défaut mais qui n'est pas infondé eu égard à la conception du CIREs qui est proche d'un site de stockage de déchets inertes car :

- la seule différence entre le CIREs et un site de stockage de déchet inerte consiste à mettre en place, dans le cas du CIREs, un toit léger (bâche) pendant la période de remplissage d'une alvéole. Une fois remplie, cette alvéole est fermée à l'aide d'une membrane et de terre. Le toit est ensuite déplacé sur l'alvéole suivante à remplir.

- son exploitation requiert peu de mesures constructives (récupération des eaux) ou organisationnelles (surveillance du site et de l'environnement complémentaires, y compris au delà de la période d'exploitation)

Ces requis supplémentaires dans le cas du CIREs ne sont toutefois pas majeurs (les ouvrages et structures composant le CIREs sont légères) et la surveillance du site ne représente pas un volume d'activité intense (une trentaine de personnes travaillent au CIREs, toutes activités confondues), en particulier du point de vue des flux de matière ou d'énergie.

Par ailleurs, ce choix a été validé par la revue critique de l'étude [7], réalisée par RDC Environnement.

Un processus « stockage TFA » a donc été construit à partir du processus ecoinvent correspondant « treatment of inert waste, sanitary landfill CH », en excluant la station d'épuration et le raccordement au réseau, non présents au CIREs, et en remplaçant l'électricité suisse par de l'électricité française.

Pour information, la masse volumique des déchets TFA a été prise à 0,5 t/m<sup>3</sup> dans toute l'étude.

#### *Les déchets FA-MA*

Les déchets FA-MA sont stockés sur le site CSA de Soulaines. En exploitation depuis le 13 janvier 1992, sa capacité de stockage autorisée est d'un million de mètres cube. Il sera exploité pendant encore une cinquantaine d'années. Ensuite, il entrera dans une phase de surveillance d'environ 300 ans, du fait de la décroissance radioactive, jusqu'à ce que l'effet du stockage soit comparable à celui de la radioactivité naturelle.

Les colis de déchets sont stockés dans des ouvrages en béton armé que l'on désigne par le terme d'alvéoles. Pendant le temps du remplissage, ces alvéoles sont protégées par un toit rigide. Une fois remplis, les alvéoles sont ensuite scellées par du béton protégé par une couche de résine de polyuréthane.

Le module pour les déchets FA-MA correspond au module ecoinvent « treatment of low level radioactive waste for final repository CH ». L'électricité suisse est remplacée par de l'électricité française.

Les valeurs de déchets DD et DND sont extraites de [9, ORANO].

La densité des déchets FA-MA est difficile à déterminer, car les conditionnements sont très variables. La présente étude retient la valeur de 2,5 t/m<sup>3</sup> [5, EDF UTO].

#### Les déchets HA/MA-VL

L'exutoire dédié aux déchets HA-VL et MA-VL est en cours de conception et n'existe pas encore. Cigeo (Centre industriel de stockage géologique) est le projet de centre de stockage profond pour ces déchets (le principe du stockage profond a été retenu par la loi du 28 juin 2006).

Ce centre doit être implanté dans l'Est de la France à Bure, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. Cigeo est composé d'installations de surface, pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, situées à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps.

Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, il est conçu pour permettre une réversibilité pendant au moins 100 ans afin de laisser aux générations futures des possibilités pour permettre des adaptations. Entré en phase pré-industrielle en 2011, le projet Cigéo pourrait accueillir les premiers déchets au cours de la décennie 2030.

Aucun inventaire ACV n'est pour l'instant disponible pour ce projet. Pour représenter cet exutoire, le module ecoinvent correspondant au stockage profond des déchets de haute activité en Suisse (module ecoinvent « treatment of high level radioactive waste for final repository CH ») a été retenu. L'électricité suisse est remplacée par de l'électricité française.

Cette approximation est jugée acceptable car le stockage suisse repose sur l'utilisation d'argile, donc un concept proche de celui de CIGEO. Cette hypothèse est par ailleurs maximisante, car le stockage suisse est destiné à accueillir des assemblages usés, nécessitant a priori des espaces plus importants en raison de leur puissance thermique.

Pour information, la masse volumique des déchets HA/MA-VL a été prise à 2 t/m<sup>3</sup> dans toute l'étude.

Le transport des déchets radioactifs TFA, FA-MA et HA/MA-VL a été considéré au niveau des étapes d'exploitation et de déconstruction : l'essentiel des déchets radioactifs est produit à ces étapes, et l'impact du transport n'a pas d'influence significative. Un transport par camion sur une distance moyenne de 500 km a ainsi été considéré dans les feuilles de données correspondantes.

Des contacts sont en cours avec l'ANDRA afin de disposer d'inventaires ACV complets pour les centres de stockage TFA, FA-MA et HA/MA-VL. Le récent bilan d'émissions de gaz à effet de serre réalisé par l'ANDRA pour Cigéo [30, ANDRA], approche organisation, n'est quant à lui pas assez détaillé pour être exploité dans le cadre de cette étude.

### 6.3.9. Autres usines du cycle

#### Ateliers du site ORANO

Le site Orano de Pierrelatte comprend deux ateliers supports à l'étape traitement du combustible usé du cycle nucléaire français : TU5 et W.

L'atelier TU5 assure la dénitruration de l'uranium issu du traitement à La Hague et sa transformation en oxyde d'uranium U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.

Il n'existe pas d'inventaire ACV pour ces ateliers ; leur impact étant a priori peu significatif, ils sont représentés par des données tirées de [9, ORANO].

Flux	Valeurs
Électricité (kWh/kg U)	11.8
Carbone 14 (kBq/kg U)	0.6
TFA (kg/kg U)	0.03

Tableau 10 : Données relatives à l'usine TU5

A noter que selon [9, ORANO], l'atelier produit 1 093 tonnes de HNO<sub>3</sub>, à 68 %. La potentielle valorisation de ce produit n'a pas été prise en compte dans l'étude.

L'atelier W du site Orano de Pierrelatte assure la défluoration de l'UF<sub>6</sub> appauvri issu de l'enrichissement à l'usine de Georges-Besse 2. Les données relatives à cette étape pour la consommation énergétique sont tirées de [9, ORANO] :

Flux	Valeurs
Électricité (kWh/kgU)	1.7
Carbone 14 (kBq/kg U)	0.6
TFA (kg/kg U)	0.0039

Tableau 11 : données relatives à l'usine W

À noter que selon [9], ORANO, l'atelier produit 14 492 tonnes de HF à 36 %. La potentielle valorisation de ce produit n'a pas été prise en compte dans l'étude.

L'uranium appauvri russe est défluoré en Russie et l'uranium européen (hors France) est défluoré au Royaume-Uni. Ces usines n'ont pas été représentées dans la modélisation. Pour information, étant équipées d'une technologie identique à l'atelier W, elles peuvent être considérées comme ayant les mêmes caractéristiques que cet atelier.

### Entreposages

Le cycle nucléaire inclut également des étapes dites d'entreposage, pour les combustibles usés, les déchets issus du traitement des combustibles usés et des matières valorisables (U appauvri, URT).

Les combustibles usés UOX et MOX, ainsi que les déchets de traitement de combustible usés sont entreposés en piscine à La Hague.

L'uranium de retraitement et l'uranium appauvri sont des matières valorisables qui sont entreposées en attente de réutilisation. EDF prévoit de réutiliser l'URT à partir de 2023 en le réintroduisant sous forme d'URE. Quant à l'uranium appauvri, environ 120 tonnes sont utilisées chaque année pour fabriquer le combustible MOX, et les 7 300 tonnes complémentaires sont entreposées en attente de réacteurs de génération IV, de ré-enrichissement pour utilisation dans des réacteurs à eau légère ou à eau lourde, ou d'une valorisation hors secteur nucléaire.

Il n'existe pas aujourd'hui de bilan matière et énergie de ces opérations ; elles sont indissociables de ceux de l'étape qui les hébergent [9], et sont donc pris ainsi en compte dans l'étude. On ajoute que l'étude [9] (ORANO, pages 54 à 56) montre que ces installations ont un impact marginal sur le bilan global du site à titre de confirmation (l'annexe 6 du rapport indique une consommation électrique de 4 771 MWh/an pour une piscine d'entreposage des combustibles usés, ce qui correspond à 1 e-5 kWh / kWh nucléaire, soit une contribution négligeable au bilan global).

## 6.4. Exigences en matière de qualité des données et méthode d'évaluation

Le paragraphe 6.1.2. présente la démarche retenue pour la collecte de données à différentes étapes du cycle.

Ce travail a nécessité la consultation de multiples experts, dans différentes Directions EDF. Il a impliqué une phase de présentation de la démarche ACV, permettant l'appropriation de la méthode.

Les points qui ont fait l'objet d'une attention particulière sont :

- l'ensemble des données relatives aux réacteurs (construction, exploitation, déconstruction), relevant directement d'EDF,
- les paramètres du cycle,
- pour toutes les autres étapes, les experts EDF ont été consultés.

Par défaut, les feuilles de données ecoinvent ont été conservées. Les compléments réalisés sont explicitement mentionnés.

Le tableau 12 présente l'analyse de la qualité des données menée au niveau global des étapes.

Elle est évaluée à partir des 5 critères de la matrice Pedigree (fiabilité F, exhaustivité E, représentativité temporelle RTemp, représentativité géographique RGéo, représentativité technologique Rtec), évalués de 1 (le meilleur) à 5 (le moins bon), synthétisés selon une métrique à quatre niveaux :

- Minimale (M) : absence de données, ou utilisation de données ecoinvent sans analyse critique,
- Acceptable moins (A -) : ecoinvent, amélioré partiellement
- Acceptable plus (A+) : données EDF et/ou données ecoinvent améliorées et/ou conservées si peu impactantes
- Qualité (Q) : données EDF parfaitement représentatives

Le tableau inclut également le nombre de feuilles de données pour chaque étape.

Étapes	Nombre feuille de données	Synthèse	F	E	R temp	R Géo	R Tech
Mines	17	A+	2	2	5	2	2
Combustible	9	A+	2	2	5	2	2
Production (construction)	3	Q	2	2	5	1	1
Production (exploitation)	5	Q	1	1	1	1	1
Production (déconstruction)	3	A+	2	2	4	1	1
Traitement	1	A+	2	2	5	2	2
Déchets	3	A-	2	3	5	4	4
Paramètres Cycle		Q	1	1	1	1	1

Tableau 12 : qualité des données

Les méthodes d'évaluation utilisées sont celles intégrées dans le logiciel SimaPro [8].

## 7. Evaluation des impacts environnementaux

### 7.1. Méthodologie de caractérisation des impacts environnementaux (indicateurs ACV ILCD)

La phase d'évaluation des impacts environnementaux d'une ACV permet de classer et de combiner les flux de matières, énergie et émissions issus de l'inventaire par type d'impact, pour le système étudié, à travers des indicateurs d'impact environnementaux ACV.

Ces indicateurs d'impact potentiels ACV sont des indicateurs de management environnemental, qui présentent différentes limitations. Selon l'ISO 14 044 § 4.4.5 « Les choix de valeurs, l'exclusion des informations spatiales et temporelles, de seuil et de réaction dose-effet, l'approche relative, et la variation de la précision parmi les catégories d'impact sont des exemples de ces limitations. Les résultats de l'ACV ne prédisent pas les effets sur les impacts finaux par catégorie, le dépassement des seuils, des marges de sécurité ou les risques ».

L'évaluation de la robustesse des indicateurs ACV réalisée en 2011 par le JRC confirme que l'ACV n'est aujourd'hui pas en mesure de proposer des indicateurs indiscutables pour l'ensemble des enjeux environnementaux.

Ainsi, comme présenté en 4.1., la présente étude met l'accent sur l'indicateur changement climatique, pour lequel seront réalisés contrôle de fiabilité et études de sensibilité. Elle rend également compte du caractère nécessairement multicritère de toute évaluation environnementale ; pour cela, compte tenu des réserves précédentes, elle retient les 11 indicateurs de l'ILCD 2011 Midpoint+ V1.1 classés en

niveau I (recommandé et satisfaisant) & II (recommandé mais nécessitant quelques améliorations), présentés dans le tableau 13.

Le détail de ces indicateurs (fondements scientifiques et mode de calcul) est disponible dans les notes EDF R&D [10, et 11 à 19], guide méthodologique EDF relatif à l'utilisation des indicateurs ACV.

Indicateur	Unité	Robustesse
Climate change (changement climatique)	kg éq. CO <sub>2</sub>	Niveau 1
Ozone depletion (appauvrissement de la couche d'ozone)	kg CFC-11 éq.	Niveau 1
Particule matter/respiratory inorganics (particules)	kg PM2.5 éq.	Niveau 1
Ionising radiation, human health (radiations ionisantes)	kg U235 éq.	Niveau 2
Photochemical ozone formation (ozone photochimique)	kg NMVOC éq.	Niveau 2
Acidification (acidification)	mol H <sup>+</sup> éq.	Niveau 2
Eutrophication, terrestrial (eutrophisation terrestre)	mol N éq.	Niveau 2
Eutrophication, aquatic, freshwater (eutrophisation, eaux douces)	kg P eq.	Niveau 2
Eutrophication, aquatic, marine (eutrophisation, eau marine)	kg N eq.	Niveau 2
Resource depletion (épuisement des ressources)	kg Sb éq.	Niveau 2

Tableau 13 : Indicateurs d'impact potentiels retenus pour l'étude

## 7.2. Autres indicateurs et thématiques environnementales

En complément des indicateurs ILCD I & II, l'étude aborde également la consommation d'eau (indicateur ILCD de niveau III) par les émissions directes au niveau de la centrale, identifiées comme prépondérantes par [9, ORANO, figure 6, page 48).

La production de déchets (conventionnels et radioactifs) n'est quant à elle pas à proprement parler un impact environnemental, car les déchets sont gérés dans des installations dédiées, dont le bilan (consommations/émissions) est bien intégré à la présente étude. Cette thématique est néanmoins traitée par la création dans le modèle de flux déchets conventionnels (« DD » et « DND ») et radioactifs (« TFA », « FA-MA » et « HA/MA-VL »), et leur renseignement au niveau des installations majeures. L'incertitude liée est discutée.

Les thématiques pour lesquelles aucun indicateur de niveau I ou de niveau II ne sont pas traitées, notamment :

- l'indicateur ILCD pour l'occupation des sols (Mila-i-Canals et al, 2007) est classé en niveau III, alors qu'il n'existe pas encore de proposition pour la thématique biodiversité ; l'intégration de ces deux thématiques dans l'ACV est encore au stade de la recherche.
- Les thématiques toxicité humaine (USEtox, effets cancérigènes et effets non cancérigènes) et écotoxicité (USEtox, eaux douces) font l'objet d'indicateurs de niveaux II/III. En raison des incertitudes associés, ils ne sont pas utilisés par EDF.

Enfin, ce rapport intègre un exercice de normation sur les résultats obtenus (annexe 2).

## 7.3. Description du modèle réalisé

L'inventaire de la filière nucléaire est réalisé sous le logiciel ACV SimaPro 9.1.1.1., développé par Pré Consultant [8]. Le modèle est réalisé avec ce logiciel.

La modélisation du kWh nucléaire EDF SA comprend 8 niveaux. Les principales étapes par niveau sont

présentées ci-dessous :

Niveau 1 : production parc (permet de répartir la production en fonction des différents réacteurs),

Niveau 2 : réacteurs. Chaque réacteur est lié :

- en amont, à la fabrication du combustible (niveau 3)
- en aval, au traitement du combustible usé (niveau 3)
- à une feuille « infrastructure » (niveau 3), paramétrée avec la durée de fonctionnement des centrales, et comprenant trois feuilles, construction, maintenance et déconstruction, spécifiques aux différents réacteurs (niveau 4).

Niveau 3 : fabrication combustible (UOX & MOX),

Niveau 4 : enrichissement,

Niveau 5 : conversion,

Niveau 6 : origine géographique du minerai (permet de paramétrer le recours à différentes origines géographiques de minerai),

Niveau 7 : usines mines : mine ISL et les usines de traitement des mines souterraines et à ciel ouvert,

Niveau 8 : mines (extractions souterraines et à ciel ouvert).

## 7.4. Analyses de contribution

Des analyses de contribution sont menées pour déterminer dans quelle mesure chaque processus modélisé contribue au bilan environnemental du système étudié.

## 7.5. Analyses de sensibilité

Conformément aux objectifs de l'étude, un éclairage spécifique est apporté sur le résultat lié au changement climatique. Sa robustesse est testée via quatre analyses de sensibilité.

## 7.6. Revue critique

L'étude ACV a été soumise à une revue critique afin de garantir la qualité et la transparence de la démarche, ainsi que le respect des recommandations des normes ACV et de leur bonne application. La revue critique a été réalisée par un panel d'experts indépendants, dont la complémentarité répondait aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS14071. Philippe Osset et Delphine Bauchot, associés de Solinnen (cabinet de conseil en environnement) ont animé le Panel. Philippe Osset représente la France à l'ISO sur les problématiques d'ACV et anime le groupe d'experts ACV au sein de la Commission de Normalisation Environnement et Changement Climatique. Les autres experts étaient Alain Grandjean et Aurélien Schuller, respectivement associé et manager au sein du cabinet de conseil Carbone 4, experts en comptabilité carbone, et Christophe Poinssot, Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM, expert du cycle électronucléaire.

La revue critique s'est déroulée d'octobre 2021 à mars 2022 ; le panel a produit 252 commentaires détaillés (24 sur les aspects généraux, 51 sur la méthodologie, 53 sur la technique et 124 éditoriaux).

Les résultats de la revue critique ont été fournis sous forme d'une synthèse (reproduite ci-dessous), d'un rapport (5 pages, annexe 4) et d'un fichier excel recensant les échanges techniques.

### Synthèse en français de la revue critique

EDF a réalisé l'analyse de cycle de vie (ACV) du kWh électronucléaire EDF, en suivant le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044. Le rapport de l'étude est essentiellement destiné au management environnemental d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur. Ses résultats pourront être utilisés pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur GES accessible sur le site edf.fr.

Dans ce contexte, des experts indépendants ont été choisis pour leur complémentarité afin de constituer un panel approprié aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS 14071 afin de revoir le rapport de l'étude : il s'agissait de Philippe Osset et Delphine Bauchot de Solinnen, Alain Grandjean et Aurélien Schuller de Carbone 4, et Christophe Poinssot, actuellement Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM.

Les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnées.

Seul le rapport de revue critique complet fait foi. Il contient notamment des limitations aux conclusions de la présente synthèse.

## 8. Résultats

### 8.1. Évaluation de l'impact du cycle de vie – Synthèse des résultats

Les indicateurs sélectionnés en §7.1.1. sont calculés à partir de l'inventaire, et le résultat présenté dans le tableau 14.

	Indicateurs	Résultats	Unité / kWh
Niveau 1	Changement climatique	3.7 e-3	kg éq. CO <sub>2</sub>
Niveau 1	Appauvrissement couche d'ozone	4.7 e-10	kg CFC-11 éq.
Niveau 1	Particules	3.2 e-6	kg PM2.5 éq.
Niveau 2	Radiations ionisantes	6.8 e-1	kg U235 éq.
Niveau 2	Ozone photochimique	2.1 e-5	kg NMVOC éq.
Niveau 2	Acidification	3.4 e-5	mol H+ éq.
Niveau 2	Eutrophisation, terrestre	7.1 e-5	mol N éq.
Niveau 2	Eutrophisation, aquatique, eau douce	1.9 e-7	kg P éq.
Niveau 2	Eutrophisation, aquatique, marine	1.5 e-5	kg N éq.
Niveau 2	Épuisement ressources	4.8 e-6	kg Sb éq.

Tableau 14 : ACV kWh nucléaire EDFSA – résultats des indicateurs

Pour information, on présente dans le tableau 15 ci-dessous un extrait de l'inventaire ACV incluant les flux identifiés comme prépondérants dans les indicateurs.

	Unité (/kWh)	Résultats	% de l'indicateur mentionné entre ( )
<b>EMISSIONS</b>			
CO <sub>2</sub>	g	3.1	85 % changement climatique
Halon1301	ng	15.4	39 % appauvrissement couche d'ozone
PM2,5	mg	3.05	63 % particules
SOx	mg	16.2	63 % acidification
NOx	mg	14.9	72 % ozone photochimique, 89 % eutro. terrestre
Phosphate eau	µg	555	96 % eutro. eaux douces
Nitrates eau	mg	32.9	51 % eutro. eaux marines
Carbone 14 (air)	Bq	66.5	98 % radiations ionisantes
<b>RESSOURCES</b>			
Pétrole	g	0.3	
Charbon	g	0.6	

Lignite	mg	0.3	
Gaz naturel	m3	0.0004	
Uranium	mg	21.9	
<b>DECHETS</b>			
Déchets Non Dangereux	g	0.1	
Déchets Dangereux	g	0.03	
Déchets TFA	g	0.03	
Déchets FA-MA	g	0.1	
Déchets HA-VL	g	0.002	

Tableau 15 : Inventaire cycle de vie kWh nucléaire EDF SA (extrait)

## 9. Analyse et interprétation des résultats

L'interprétation des résultats du cycle de vie se fait sur les indicateurs d'impact potentiel retenus.

L'analyse consiste à identifier et étudier, pour chaque indicateur d'impact, les flux et étapes prédominants. Le cycle est divisé en 5 étapes :

- mines/traitement (ces deux phases, géographiquement proches, sont généralement associées),
- conversion, enrichissement, fabrication,
- production,
- traitement du combustible usé,
- stockage déchets.

### 9.1. Analyse des flux

Le cycle a été modélisé en deux filières :

- une filière UOX, dont le combustible est entièrement retraité. Ce traitement du combustible usé fournit le stock de Pu nécessaire au MOX, et également de l'uranium de retraitement qui après dénitrification est potentiellement réutilisable dans la filière URE (flux d'entrée de la modélisation : 934 tonnes/an ; sortie sous forme URE : 887 tonnes/an),
- une filière MOX, dont les combustibles ne sont pas aujourd'hui traités (résultat de la modélisation : 108 tonnes).

Pour chaque indicateur, on retient un flux contributeur majoritaire afin d'établir un extrait d'inventaire.

## 9.2. Analyse des indicateurs d'impact potentiel

Les indicateurs analysés ci-dessous ont été sélectionnés à partir des recommandations de [10]. Un premier graphe identifie les substances prédominantes. Il permet entre autres de sélectionner le ou les flux retenus pour le tableau 2 « inventaire ».

Les flux sont ensuite analysés selon les étapes du cycle, Mines, Conversion, Enrichissement, Fabrication, Production, Traitement, Stockage des déchets (figures directement extraites de Simapro). Enfin, un tableau présente ensuite les résultats des cinq postes mines/traitement, conv.enrich.fab (qui regroupe conversion, enrichissement et fabrication), production (Construction, Exploitation, Déconstruction), traitement du combustible usé et déchets (incluant les stockages de déchets TFA, FA-MA et HA/MA -VL).

Les principaux postes contributeurs sont ensuite identifiés.

### 9.2.1. Changement climatique

L'indicateur « Climate change » est ici dénommé « Changement climatique ».

L'effet de serre est un mécanisme naturel assurant à notre planète un climat tempéré ; ce phénomène est perturbé par la croissance de la concentration des gaz à effet de serre émis par l'activité humaine [3, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est 3,7 g eq CO<sub>2</sub>/kWh.

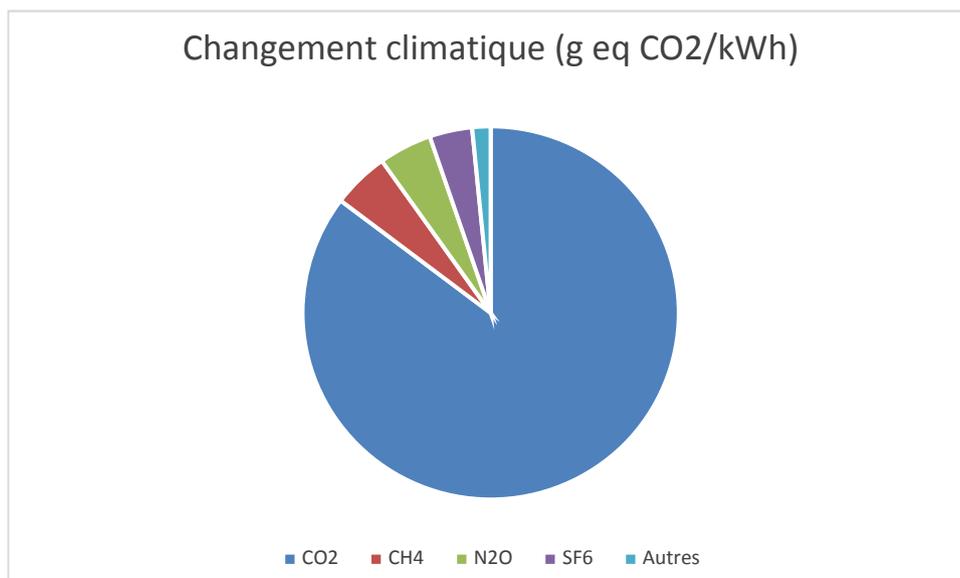


Figure 11 : Indicateur Changement climatique (100 ans) - analyse par substances

La figure 11 montre que le CO<sub>2</sub> domine l'indicateur Changement climatique (3,1 g/kWh, 85 % de l'indicateur). Le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O représentent respectivement 5 et 4 % de l'indicateur, le SF<sub>6</sub> 4 % (voir plus bas).

On retiendra le CO<sub>2</sub> dans l'extrait de l'inventaire.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 12.

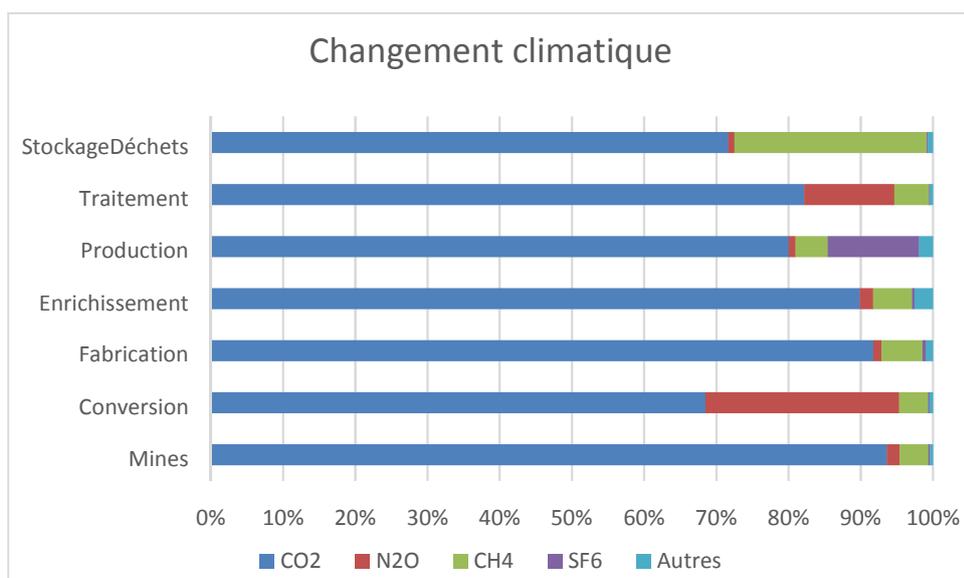


Figure 12 : Indicateur changement climatique, flux par étapes

On vérifie que le CO<sub>2</sub> est le flux majoritaire pour l'enjeu du changement climatique. Le N<sub>2</sub>O de la phase conversion provient de la consommation d'acide nitrique (1.4 kgHNO<sub>3</sub>/kg UF<sub>6</sub> [3, EDF/DCN]). On note la contribution des émissions de SF<sub>6</sub> à la phase de production (2 178 kg/an).

La répartition par étape est fournie dans le tableau 16 :

Étapes	g éq CO <sub>2</sub> /kWh
Mines - traitement	1,3
Conversion	0,3
Enrichissement	0,4
Fabrication	0,1
Production - construction	0,6
Production - exploitation	0,3
Production - déconstruction	0,1
Traitement CU	0,5
Stockage déchets	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>3,7</b>

Tableau 16 : Indicateur changement climatique – résultats par étapes

Pour l'indicateur Changement climatique, les phases amont du cycle apparaissent majoritaires (57 %), principalement la phase Mine/traitement (36 %).

Les principaux postes contributeurs des étapes amont sont :

- mines-traitement : diesel et (12 % de l'indicateur), la consommation d'électricité sur le réseau (12 % de l'indicateur)
- conversion : consommation d'acide nitrique (3 % de l'indicateur)
- enrichissement : électricité (5 % de l'indicateur).

L'étape « production (construction, exploitation, déconstruction) » du cycle électronucléaire, relevant directement d'EDF, est analysée en détail.

Elle représente 28 % de l'indicateur Changement climatique du cycle.

La **construction** représente la part principale : 16 % de l'indicateur. Les principaux contributeurs au bilan sont le ciment (6 %), l'acier non allié (3 %) et le fer à béton (2 %).

La **déconstruction** représente une part marginale : 3 %. L'étude [7, EDF R&D] a en effet montré que cette étape s'assimile à un chantier, impliquant peu de consommations énergétiques.

L'**exploitation** représente quant à elle 9 %. Cette valeur a pour principale origine les émissions de SF6 provenant des postes (4 % du bilan, 2 178 kg par an en 2019). L'annexe 3 détaille l'origine de ces émissions et les actions mises en place. La consommation de fioul représente 2 % du bilan total de la filière (8 800 m<sup>3</sup>/an, pour les groupes et diesels de secours).

Inclue dans l'exploitation, la maintenance apparait marginale dans le bilan (1 %) ; les deux consommations les plus contributrices de la maintenance sont l'inconel, 0,3% (l'inconel est un super alliage contenant principalement du nickel ; le programme de remplacement des tubes à l'intérieur des générateurs de vapeur en nécessite 7 950 tonnes), et le titane (0.1 % : la rénovation des condenseurs nécessite 2 020 tonnes de titane).

Enfin, les facteurs prépondérants de l'étape « traitement du combustible usé » sont les consommations de chaleur (chaudières fioul, 3 % de l'indicateur) et l'électricité (2 %).

On constate donc que l'indicateur « Changement climatique » est une somme de multiples contributions faibles en valeur absolue.

### 9.2.2. Appauvrissement de la couche d'ozone

L'indicateur « Ozone depletion » est ici dénommé « Appauvrissement de la couche d'ozone ».

Cet indicateur vise à traduire l'appauvrissement de la couche d'ozone, qui conduit à une augmentation du rayonnement solaire parvenant la surface de la Terre [11, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est 4.7 e-10 kg eq CFC 11, sa décomposition par substances est fournie par la figure 13.

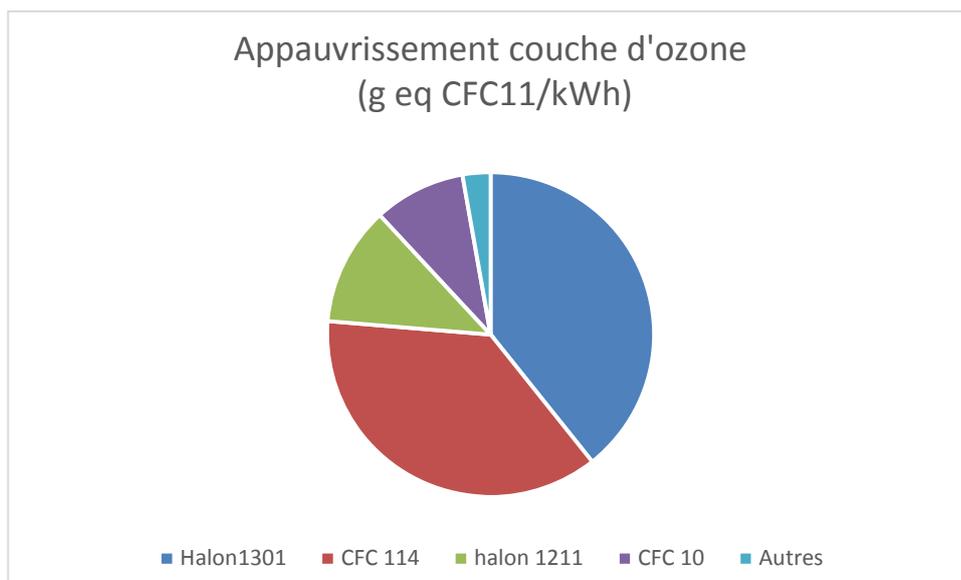


Figure 13 : Indicateur Appauvrissement couche d'ozone - analyse par substances

La substance prépondérante, le halon 1301 (15.5 ng, 39 %), vient des consommations de pétrole au niveau de la mine. On retient ce flux pour l'inventaire simplifié.

Cette valeur est surestimée, car le CFC 114, représentant 37 % de l'indicateur, provient essentiellement du procédé d'arrière-plan ecoinvent de l'étape d'enrichissement aux Etats Unis, présents dans de nombreux inventaires électricité ecoinvent. Cet enrichissement se fait par diffusion gazeuse, avec des émissions de CFC-114 (gaz réfrigérant). Ces émissions propres à la technologie d'enrichissement par diffusion gazeuse n'est plus commercialement répandue à date (l'enrichissement par diffusion gazeuse requiert des besoins de refroidissement conséquents à cause de l'échauffement généré par la compression adiabatique réalisée lors du processus pour compenser les pertes de pression).

Pour information, pour l'enrichissement par centrifugation, les besoins de refroidissement sont inférieurs, et nécessitent uniquement le maintien des centrifugeuses à des températures constantes, généralement via des systèmes de ventilation industriels.

Cette contribution est donc lié aux données d'arrière-plan de la base ecoinvent, qu'il n'a pas été possible de corriger. La valeur proposée dans cette étude est à considérer comme maximisante.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 14.

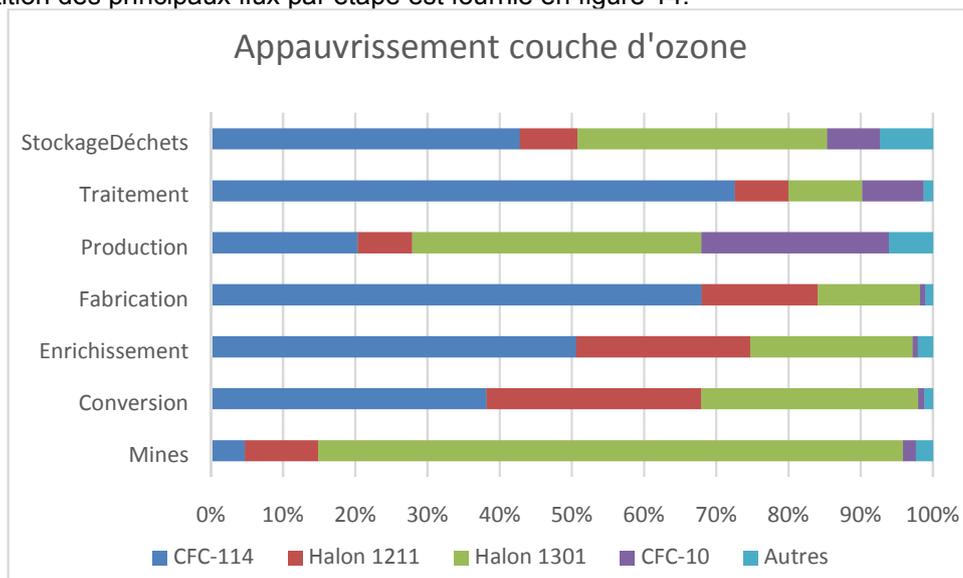


Figure 14 : Indicateur appauvrissement couche ozone, flux par étapes

Le schéma révèle la part la part majoritaire du halon 1301 provenant des consommations de fioul.

La répartition par étape est fournie par le tableau 17 :

Étapes	kg éq CFC 11 /kWh
Mines - traitement	1,3 e-10
Conv.enrich.fab.	1,0 e-10
Production (Cons.Exploit.Decons.)	1,1 e-10
Traitement CU	1,3 e-10
Stockage déchets	7,0 e-12
<b>TOTAL</b>	<b>4,7 e-10</b>

Tableau 17 : Indicateur Appauvrissement couche d'ozone (100 ans) – résultats par étapes

Les deux principaux postes contributeurs au bilan d'halon 1301 (afin d'éviter l'artefact lié au CFC 114) sont les consommations de diesels (41 % du bilan halon 1301) de l'étape mine.

### 9.2.3. Particules

L'indicateur « Particule matter/respiratory inorganics » est ici dénommé « Particules ». Cet indicateur vise à traduire la pollution de l'air par les particules fines [12, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est 3,2 e-6 kg éq PM2,5/kWh, sa décomposition par substances est fournie en figure 15.

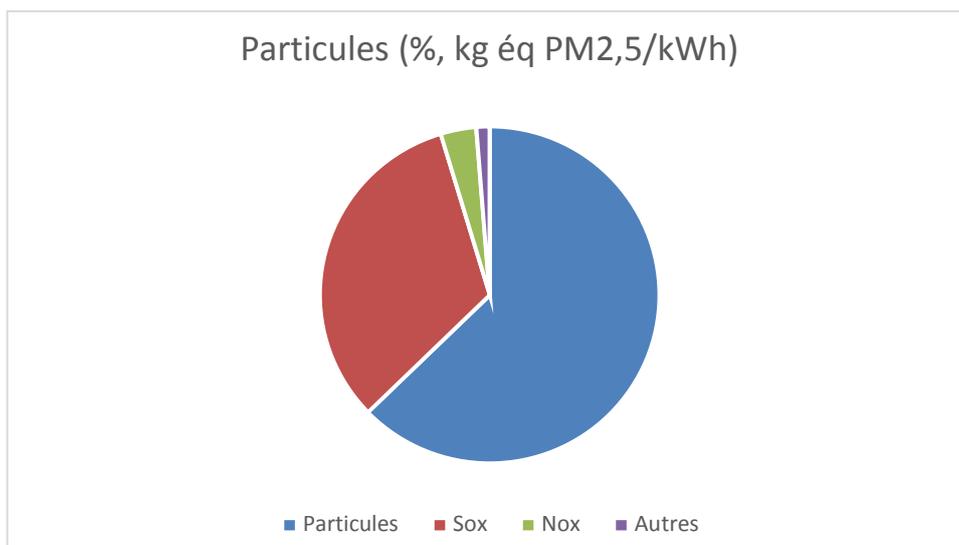


Figure 15 : Indicateur Particules - analyse par substances

Les particules inférieures à 2,5 constituent 64 % de l'indicateur, devant les SOx (32 %) et les NOx (3 %), qui sont des *précurseurs* : on considère qu'ils se transformeront à terme en particule).

On retiendra le flux PM 2,5 pour le résumé de l'inventaire (3.05 mg/kWh).

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 16.

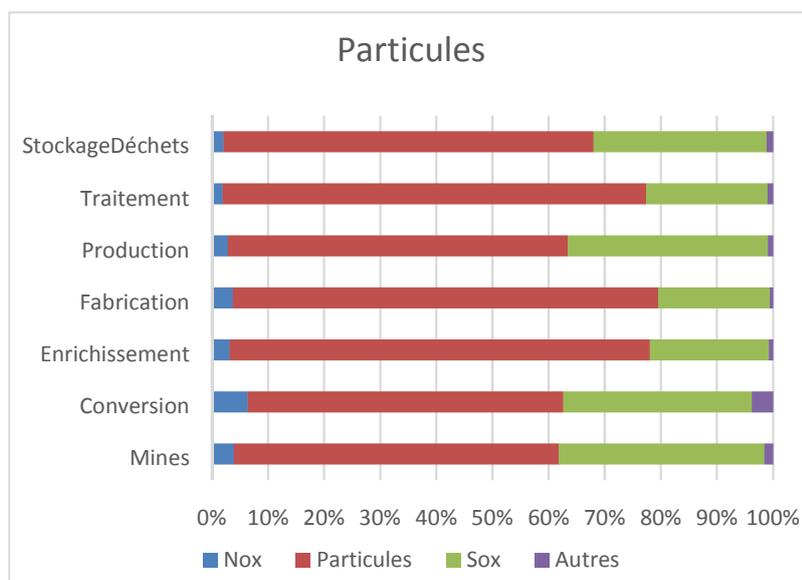


Figure 16 : Indicateur particules, flux par étapes

Les profils de contribution sont voisins entre étapes, avec une contribution majoritaire du flux particules.

La répartition par étape est fournie par le tableau 18 :

Étapes	kg éq PM2,5 /kWh
Mines - traitement	1,4 e-6
Conv.enrich.fab.	4,8 e-7
Production (Cons.Exploit.Decons.)	9,1 e-7
Traitement CU	4,1 e-7
Stockage déchets	6,6 e-8
<b>TOTAL</b>	<b>3,2 e-6</b>

Tableau 18 : Indicateur particules – résultats par étape

L'indicateur est dominé par les émissions de particules liées aux diesels (10 % de l'indicateur) et à la production d'acide sulfurique (10 % de l'indicateur) de l'étape mine.

### 9.2.4. Ozone photochimique

L'indicateur « Photochemical ozone formation » est ici dénommé « Ozone photochimique ».

Sous certaines conditions climatiques, les émissions dans l'air peuvent être piégées au niveau du sol où elles réagissent alors avec la lumière du jour pour produire le smog photochimique (brouillard d'été). L'ozone est une des composantes importantes du smog. Il n'est pas émis directement mais résulte de l'interaction des composés organiques volatils (COVnm) et des NO<sub>x</sub>. La production d'ozone est un mécanisme qui repose initialement sur la photolyse du NO<sub>2</sub> [17, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est de 2,1 e-5 kg éq NMVOC /kWh. Sa décomposition est fournie en figure 17.

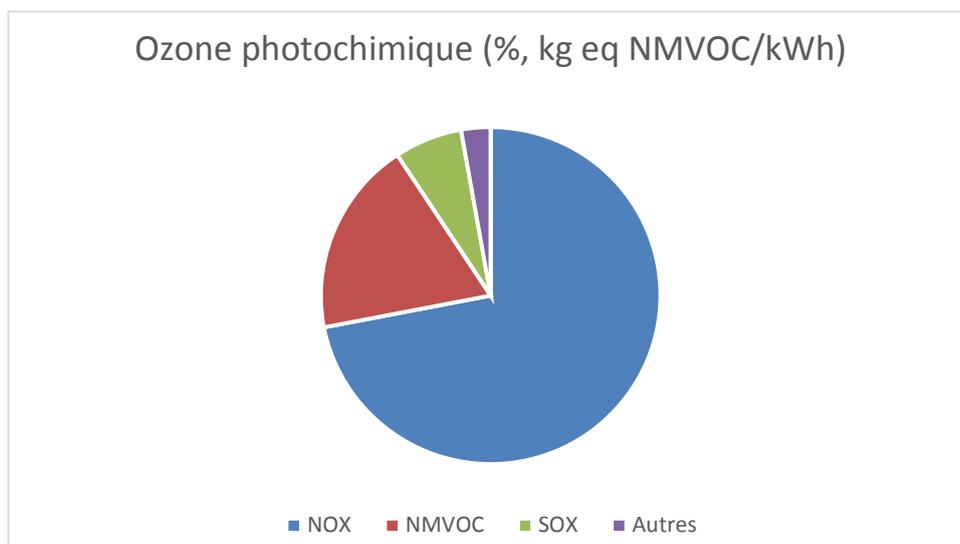


Figure 17 : Indicateur Ozone photochimique - analyse par substances

L'indicateur est dominé par les émissions de NO<sub>x</sub> dans l'air (72 %, 14.9 mg/kWh). On retiendra ce flux dans l'extrait de l'inventaire.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 18.

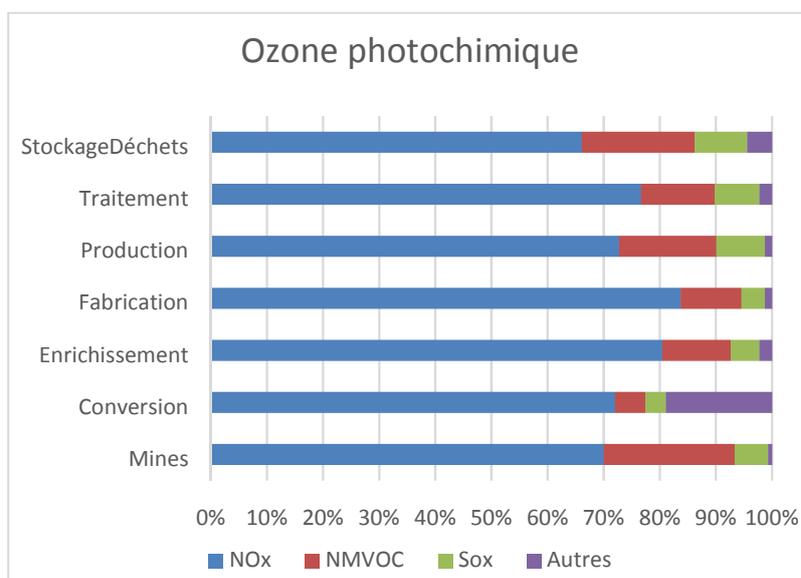


Figure 18 : Indicateur ozone photochimique, flux par étapes

Les profils de contribution sont voisins entre étapes. Les émissions « autres » de la phase de conversion proviennent de la construction de l'usine (donnée ecoinvent : consommation de diesel) et de la consommation d'acide nitrique.

L'analyse par étape est donnée dans le tableau 19.

Étapes	kg éq PM2,5 /kWh
Mines - traitement	1,1 e-5
Conv.enrich.fab.	3,5 e-6
Production (Cons.Exploit.Decons.)	4,9 e-6
Traitement CU	1,4 e-6
Stockage déchets	3,3 e-12
<b>TOTAL</b>	<b>2,1 e-5</b>

Tableau 19 : Indicateur ozone photochimique - résultats par étape

Le principal contributeur à l'indicateur est l'utilisation de diesel au niveau de la mine (17 % de l'indicateur).

### 9.2.5. Acidification

L'acidification atmosphérique est liée à la présence de substances acides dans l'air qui peuvent rester à l'état gazeux, se dissoudre dans l'eau (« pluie acide ») ou se fixer sur des particules solides [14, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est de 3.4 e-5 mol H+ éq/kWh. Sa décomposition est fournie en figure 19.

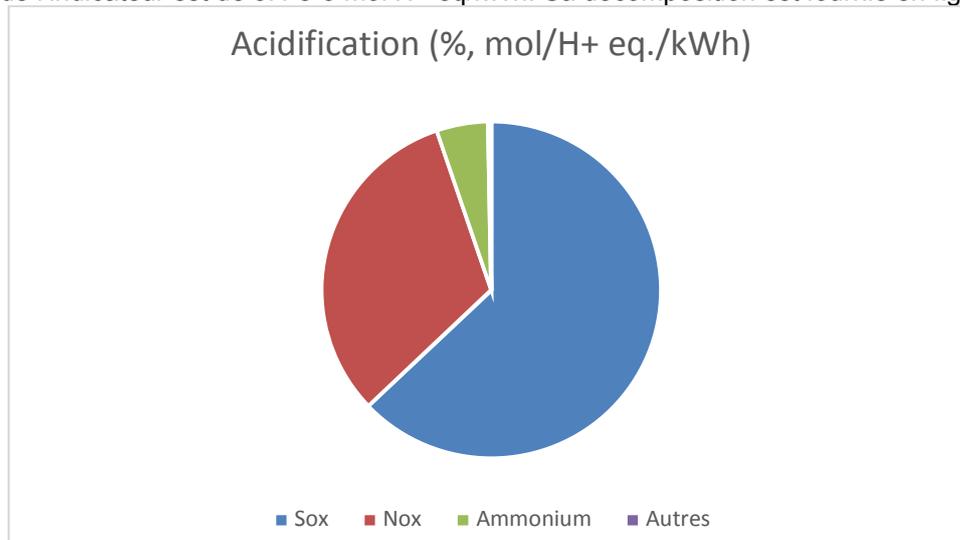


Figure 19 : Indicateur Acidification - analyse par substances

L'indicateur est dominé par les SOx (63 %, 16.2 mg/kWh) et les NOx (32 %), flux retenus dans l'extrait de l'inventaire. Les substances restantes sont principalement de l'ammonium dans l'eau.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 20.

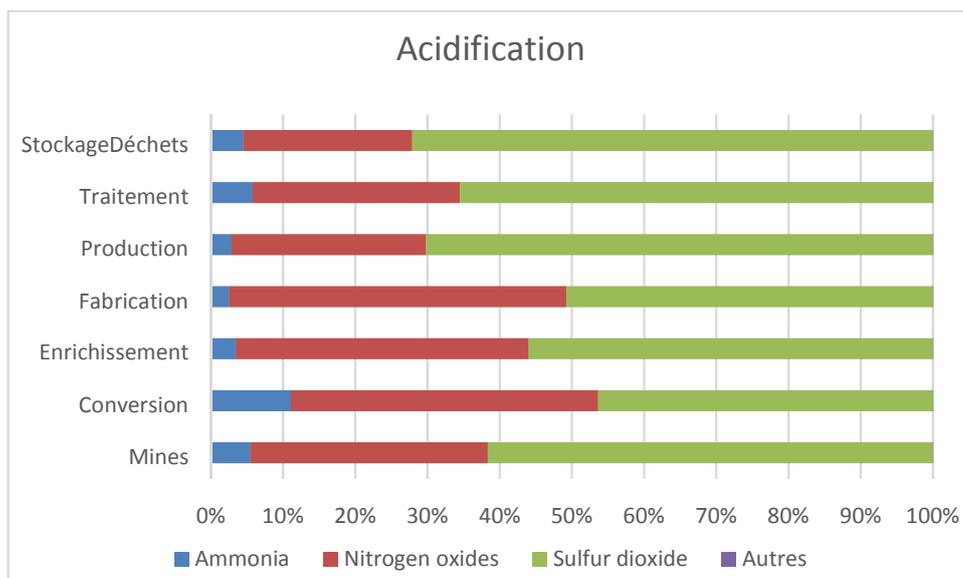


Figure 20 : Indicateur acidification, flux par étapes

Les profils de contribution sont dominés par le SOx, provenant essentiellement de la consommation d'acide sulfurique et de diesels ; leur répartition est constante selon les étapes.

L'analyse par étape est fournie dans le tableau 20 :

Étapes	mol H+ éq /kWh
Mines – traitement	1,7 e-5
Conv.enrich.fab.	4,9 e-6
Production (Cons.Exploit.Decons.)	9,3 e-6
Traitement CU	2,8 e-6
Stockage déchets	6,0 e-7
<b>TOTAL</b>	<b>3,4 e-5</b>

Tableau 20 : Indicateur Acidification - résultats par étape

La production d'acide sulfurique (38 kg/kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> pour les mines souterraines et à ciel ouvert, 28 kg/kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> pour les mines ISL) nécessaire au traitement du minerai représente 17 % de la valeur de l'indicateur.

### 9.2.6. Eutrophisation terrestre

L'indicateur « Eutrophication, terrestre » est ici dénommé « Eutrophisation terrestre ».

L'ajout de nutriments dans les systèmes terrestres naturels peut modifier la composition spécifique de la végétation en favorisant les espèces qui profitent de niveaux plus élevés de nutriments pour accélérer leur croissance [15, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est de 7.1 e-5 kg mol N éq/kWh, sa décomposition par substances est fournie en figure 21.

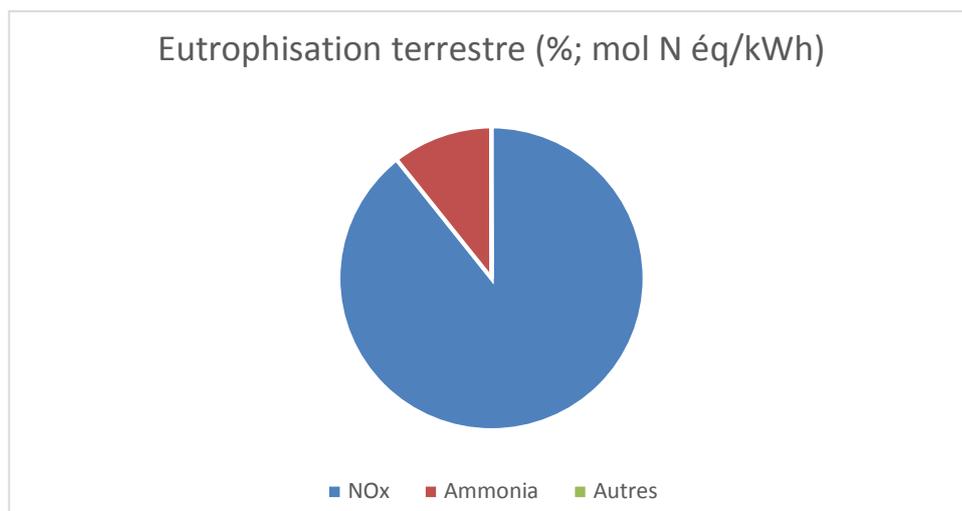


Figure 21 : Indicateur « eutrophisation terrestre » - analyse par substances

L'indicateur est dominé par les émissions de NOx dans l'air (89 %).

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 22.

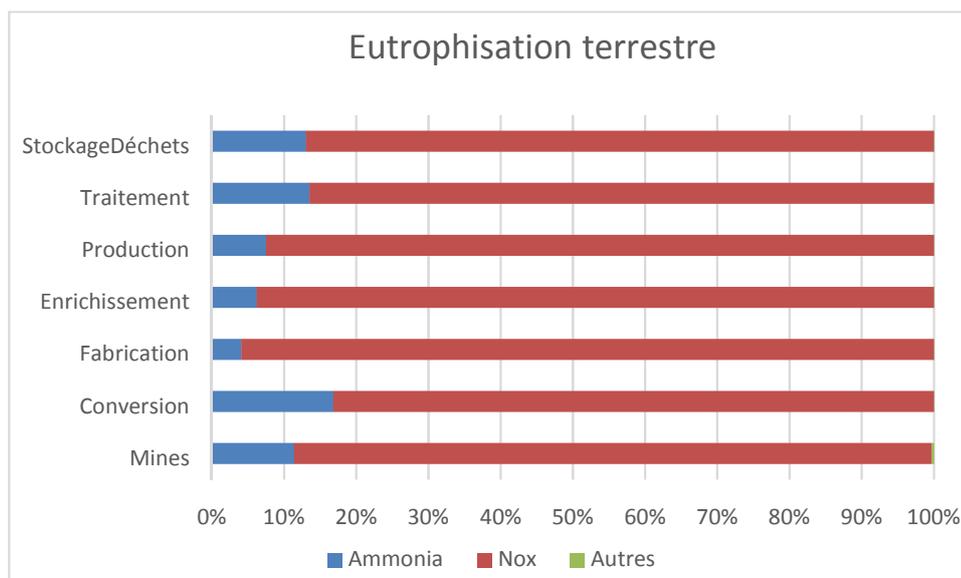


Figure 22 : Indicateur eutrophisation terrestre, flux par étapes

Les profils de contribution sont dominés par les NOx, et sont peu différenciés par étape.

La décomposition par phase est fournie dans le tableau 21.

Étapes	mol N éq /kWh
Mines - traitement	3,6 e-5
Conv.enrich.fab.	1.3 e-5
Production (Cons.Exploit.Decons.)	1.6 e-5
Traitement CU	5.3 e-6
Stockage déchets	9.3 e-7
<b>TOTAL</b>	<b>7,1 e-5</b>

Tableau 21 : Indicateur « eutrophisation terrestre » - résultats par étape

Les émissions liées au diesel de la mine dominent l'indicateur : 19 % du bilan de l'étape.

### 9.2.7. Eutrophisation aquatique

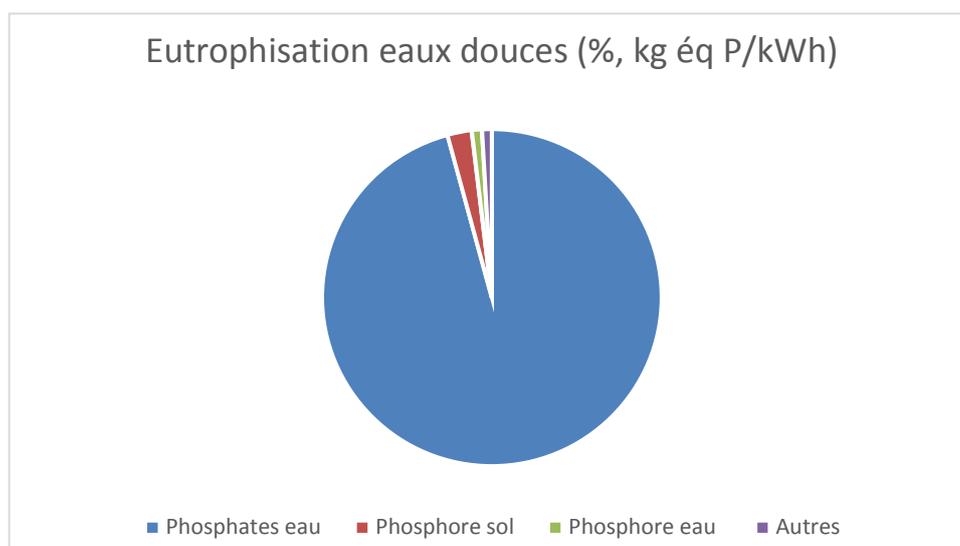
L'eutrophisation aquatique est un enrichissement en nutriments du milieu aquatique, qui déséquilibre le milieu et provoque le changement de la composition des espèces végétales en espèces plus exigeantes en nutriments.

L'indicateur se décompose en eutrophisation des eaux douces (kg éq P) et eutrophisation des eaux marines côtières (kg éq N) [16, EDF R&D].

#### *Eutrophisation eaux douces*

L'indicateur « Eutrophication, aquatic freshwater » est ici dénommé « Eutrophisation eaux douces ».

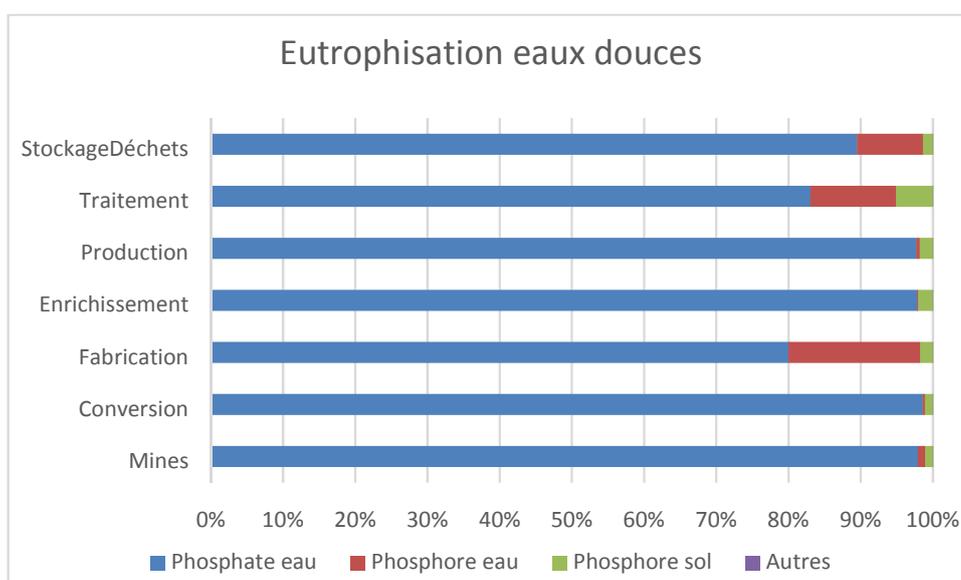
La valeur de l'indicateur est de 1.9 e-7 kg éq P. la figure 23 donne sa décomposition par substances.



**Figure 23** : Indicateur Eaux douces - analyse par substances

L'indicateur est constitué essentiellement par les émissions de phosphates dans l'eau (96 %, 555 µg/kWh). Ce flux sera retenu pour l'extrait d'inventaire.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 24.



**Figure 24** : Indicateur eutrophisation eaux douces, flux par étapes

Les profils de contribution sont dominés par les émissions de phosphate dans l'eau, et sont peu différenciés par étape. Les émissions de phosphore dans l'eau de la phase fabrication proviennent des consommations nécessaires à la fabrication du zirconium.

Le tableau 22 donne la répartition par étapes.

Etapes	kg éq P/kWh
Mines - traitement	7.7 e-8
Conv.enrich.fab.	3.6 e-8
Production (Cons.Exploit.Decons.)	5.4 e-8
Traitement CU	2.0 e-8
Stockage déchets	5.2 e-9
<b>TOTAL</b>	<b>1.9 e-7</b>

Tableau 22 : Indicateur Eutrophisation eaux douces - résultats par étape

Le résultat est conditionné par l'électricité consommée par les mines, notamment dans les pays où le mix électrique est particulièrement carboné.

#### *Eutrophisation eaux marines*

L'indicateur « Eutrophication, aquatic, marine » est ici dénommé « Eutrophisation marine ».

La valeur de l'indicateur est de  $1,5 \text{ e-5 kg éq N/kWh}$  ; sa décomposition est fournie en figure 25.

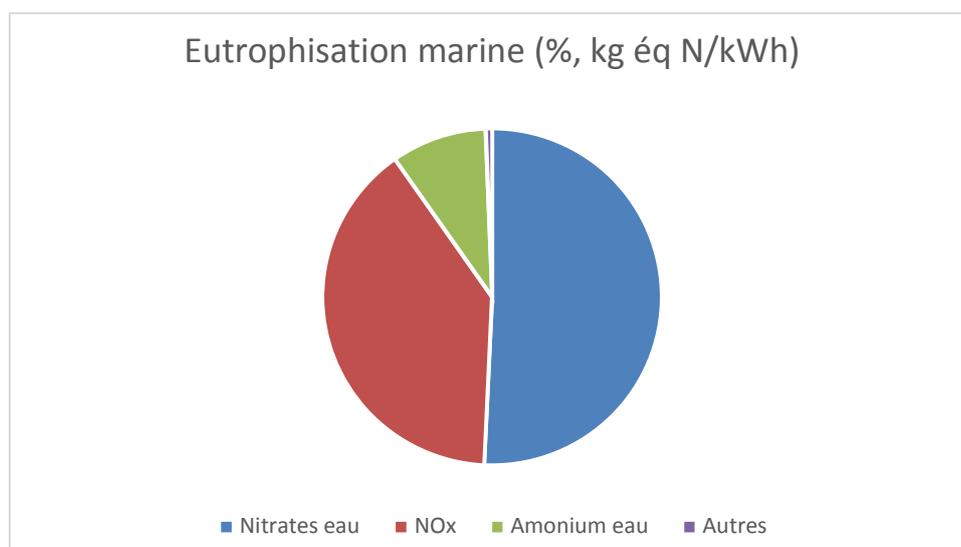


Figure 25 : Indicateur Eutrophisation marine - analyse par substances

L'indicateur est dominé par les émissions de nitrates dans l'eau (51 %, 32.9 mg/kWh, flux retenu pour l'extrait d'inventaire) et de NOx (40 %).

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 26.

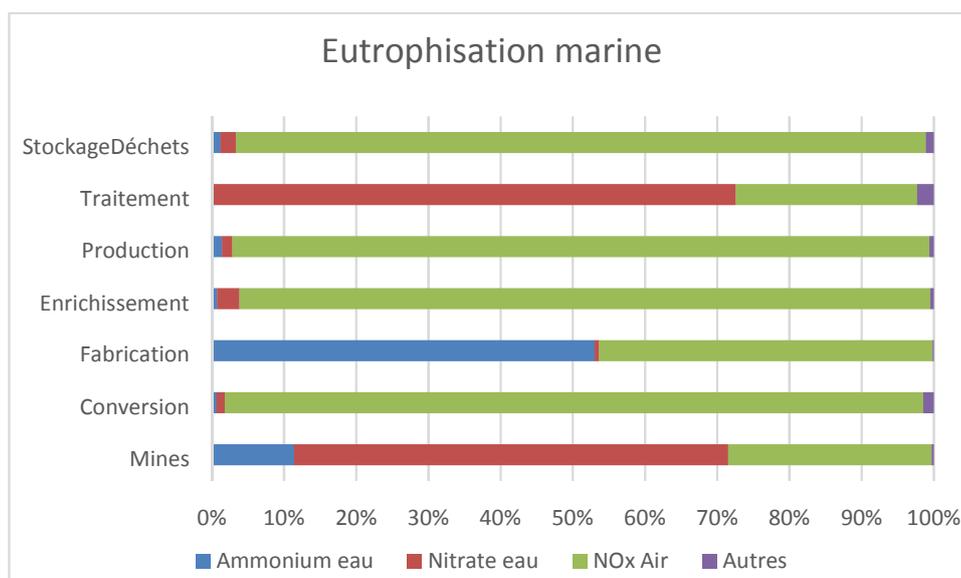


Figure 26 : Indicateur eutrophisation marine, flux par étapes

Les émissions de nitrate dans l'eau dominent l'étape mine et traitement, les émissions d'ion ammonium l'étape de fabrication (à chaque fois des émissions directes).

Le tableau 23 donne la répartition par étapes :

Étapes	kg éq N /kWh
Mines - traitement	1.0 e-5
Conv.enrich.fab.	1.3 e-6
Production (Cons.Exploit.Decons.)	1.4 e-6
Traitement CU	1.6 e-6
Stockage déchets	7.7 e-8
<b>TOTAL</b>	<b>1,5 e-5</b>

Tableau 23 : Indicateur Eutrophisation marine - résultats par étape

L'indicateur est dominé par les diesels (8 %, émissions de Nox), mais également par les émissions de nitrates dans l'eau des mines ISL (80 % des émissions de nitrate, 24 kg par kg d'U3O8 – donnée ecoinvent qui n'a pu être vérifiée).

### 9.2.8. Épuisement des ressources

L'indicateur « Ressource depletion » est ici dénommé « Épuisement des ressources ».

Les quantités disponibles de ressources minérales et fossiles étant par nature finies, toute quantité extraite contribue donc à diminuer le stock de ressources disponibles. Cet enjeu est particulièrement complexe à appréhender via un indicateur, car celui-ci devrait prendre en compte des dimensions géologiques (identification et estimation des volumes des réserves géologiques), économiques (une ressource peut être substituable et/ou recyclable) voire géopolitique (notion de criticité).

Des développements méthodologiques sont toujours en cours sur ce sujet au sein de la communauté ACV. Pour cette étude, l'indicateur ILCD est utilisé [19, EDF R&D]. Pour plus d'information sur la prise en compte de l'épuisement des ressources en ACV, on pourra se reporter notamment aux travaux de l'association SCORE LCA [29].

La valeur de l'indicateur « épuisement des ressources minérales » est de 4,8 e-6 kg éq Sb/kWh. Sa décomposition en substance est donnée en figure 27.

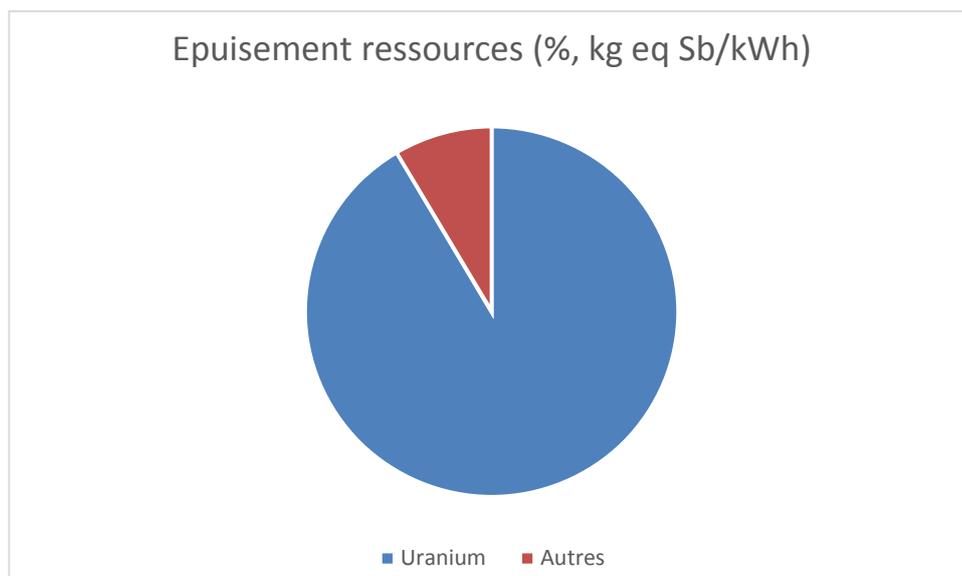


Figure 27 : Indicateur « Épuisement des ressources » - analyse par substances (%)

L'indicateur identifie une substance majeure, l'uranium (91 %). La prépondérance de l'uranium est analysée ci-dessous, puis les résultats de l'indicateur sur les autres substances sont analysés. La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 28.

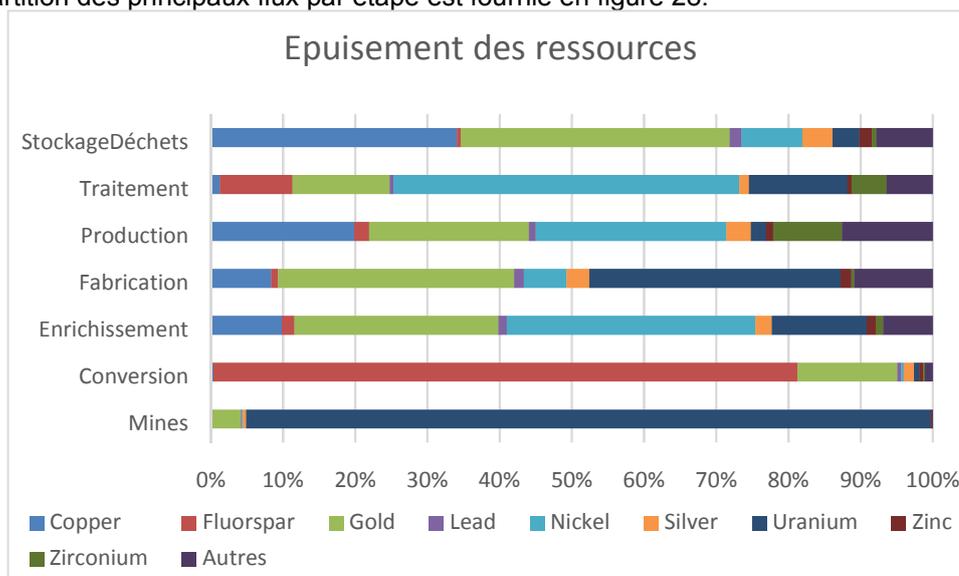


Figure 28 : Indicateur ressources, flux par étapes

Les contributions des flux sont diverses, et sont analysées ci-dessous.

### Consommation d'uranium

La consommation d'uranium, conditionnant donc à 91 % le résultat de l'indicateur, apparaît selon l'exercice de normation de l'annexe 2 comme caractéristique du cycle électronucléaire. Elle est éclairée par les éléments suivants.

La dernière édition du Red Book [18] fait état d'une hausse du total des ressources d'uranium identifiées dans le monde. Cette hausse de 1 % par rapport à l'édition 2018 porte le cumul des ressources identifiées à 8 070 400 tonnes d'uranium.

L'historique des dix dernières années montre que le total des ressources identifiées n'a cessé de croître. Le rythme d'identification de nouvelles ressources demeure donc supérieur au rythme d'extraction. Cela est d'autant plus notable que l'effort d'exploration et de développement des mines a ralenti (0,5 milliard d'USD d'investissements en 2018 contre 2 milliards en 2014) dans un contexte de marché sur-

capacitaire où le prix spot est relativement faible et peu incitatif à l'exploration.

La production annuelle d'uranium était en moyenne de 57 000 tU entre 2010 et 2019, tandis que la consommation annuelle mondiale était d'environ 68 000 tU. Au rythme de consommation actuel, les ressources conventionnelles identifiées permettent de répondre à la demande pendant au moins 118 ans.

Aux ressources identifiées s'ajoutent les ressources in situ (plus de 2 millions tU supplémentaires) qui pourraient devenir accessibles en cas de progrès technique et porteraient le cumul à 10 584 500 tU. Sur la base des connaissances géologiques actuelles, on estime qu'il y a également 7 220 300 tU de ressources potentielles non découvertes.

Enfin, il convient également de mentionner les ressources non-conventionnelles qui s'élèvent à environ 39 millions tU. Il s'agit de ressources pour lesquelles l'uranium est obtenu en tant que sous-produit de moindre importance d'une autre exploitation minière, telles les roches phosphatées et schistes noirs.

### Autres substances

Le tableau 24 recense les 8 principales substances contributrices à l'indicateur, et leur origine principale. Le pourcentage de contribution à l'indicateur est donné hors uranium.

Substance	kg eq Sb/kWh	% indicateur (hors uranium)	Valeur (kg)	Origine
Or	2.2 <sup>e</sup> -7	54	6.1 e-9	85 % acide sulfurique mines (lié au choix de modélisation)
Spath Fluor	6,8 e-8	17	2,6 e-5	100 % HF (conversion : 0.6 kg/kg UF6) [3].
Nickel	4.0 e-8	10	1,0 e-5	Acier allié : construction (31 %), traitement du combustible usé (39 %, dont zircaloy 24 %)
Argent	2.4 e-8	6	2.8 e-9	84 % acide sulfurique des mines
Cuivre	1,75 <sup>e</sup> -8	4	7 e-6	46 % construction centrale
Zinc	9,8 <sup>e</sup> -9	2	2,7 e-6	85 % acide sulfurique mine
Plomb	9,0 <sup>e</sup> -9	2	6.0 e-7	85 % acide sulfurique mine
Zirconium	7.5 <sup>e</sup> -9	2	4.5 e-7	44 % titane condenseur (réacteur bord de mer)
Autres	1 <sup>e</sup> -8	3		

Tableau 24 : Indicateur « Épuisement des Ressources » - substances minérales

### Consommation des ressources énergétiques

La figure 28 montre que l'indicateur « épuisement des ressources minérales » est largement dominé par l'uranium. Pour information, la consommation d'uranium directe, pour le combustible, s'élève à 19.254 mg/kWh, soit 88 % de la consommation totale sur le cycle de vie (21,9 mg/kWh).

Les différentes consommations de ressources énergétiques sont regroupées dans le tableau 25.

Flux (consommations)	
Pétrole	323 mg/kWh
Charbon	612 mg/kWh
Lignite	264 mg/kWh
Gaz naturel	380 cm <sup>3</sup> /kWh
Uranium	21,9 mg/kWh

Tableau 25 : Bilan de consommation de ressources énergétiques

Le tableau 26 donne la répartition de l'indicateur par étapes.

Étapes	kg eq Sb /kWh
Mines - traitement	4.6 e-6
Conv.enrich.fab.	9.3 e-8
Production (Cons.Exploit.Decons.)	5.2 e-8
Traitement CU	3.3 e-8
Stockage déchets	3.9 e-9

**TOTAL****4.8 e-6**

Tableau 26 : Indicateur Épuisement ressources ; résultats par étape

### 9.2.9. Radiations ionisantes

L'indicateur « Ionising radiation, human health » est ici dénommé « radiations ionisantes ». Comme tous les indicateurs ACV, il ne prédit pas les effets ni ne mesure un risque, mais est un outil d'interprétation des émissions de radionucléides sur l'ensemble du cycle de vie [18, EDF R&D].

La valeur de l'indicateur est 0,68 kg Bq éq U235/kWh ; sa décomposition est donnée en figure 29.

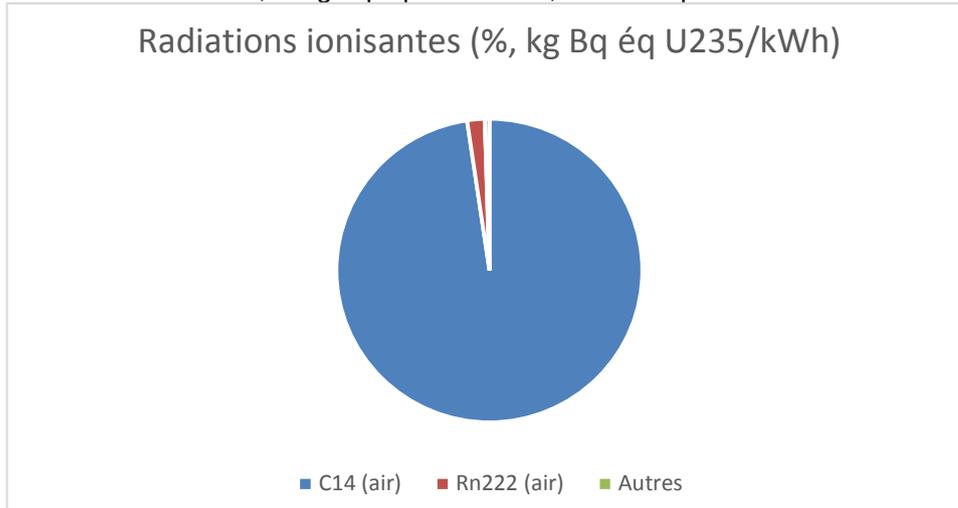


Figure 29 : indicateur radiation ionisante – analyse par flux

L'indicateur est largement dominé par les émissions de carbone 14 dans l'air (98 %, 66,5 Bq/kWh), venant des étapes de traitement du combustible usé et de production d'électricité. Ce flux est retenu pour l'extrait d'inventaire.

La répartition des principaux flux par étape est fournie en figure 30.

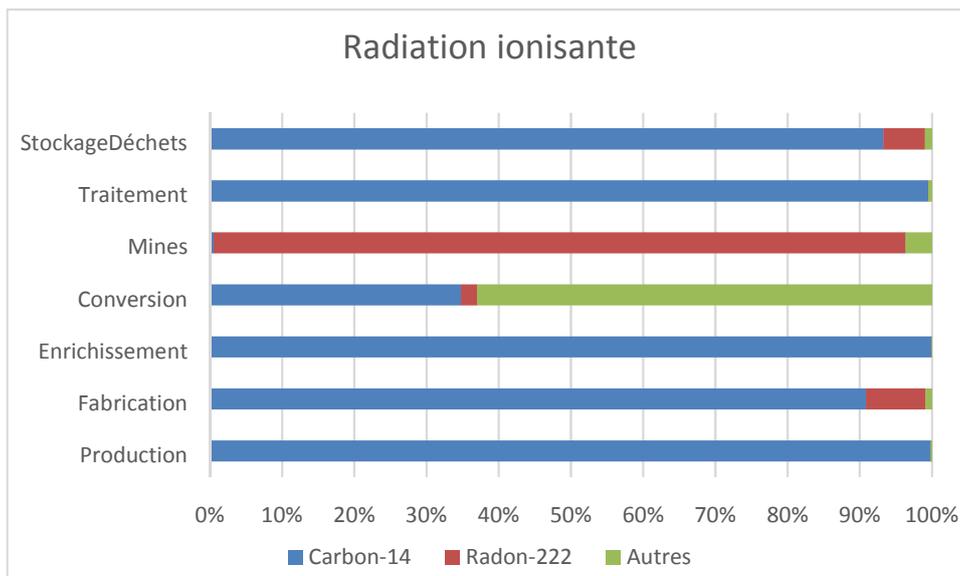


Figure 30 : Indicateur radiations ionisantes, flux par étapes

L'indicateur est dominé par les émissions de C14 dans l'air, à l'exception de la phase mine, où les émissions de radon conditionnent largement le bilan de l'indicateur. La part « autre » de l'étape conversion provient majoritairement des émissions d'uranium 234.

La répartition par étape est fournie par le tableau 27 :

Etapes	kg Bq éq U235 /kWh
Mines - traitement	1.3 e-2
Conv.enrich.fab.	7.6 e-3
Production (Cons.Exploit.Decons.)	2.5 e-1
Traitement CU	4.1e-1
Stockage déchets	7.6 e-6
<b>TOTAL</b>	<b>6.8 e-1</b>

Tableau 27 : indicateur Radiations ionisantes – résultats par étape

L'étape traitement domine largement l'indicateur, en raison des rejets de carbone 14 (60 %), devant l'étape de production (37 %).

L'annexe 2 de ce rapport « Exercice de normation » montre que les émissions de radionucléides sont caractéristiques de la filière nucléaire. [18, EDF R&D] montre en partie 4.1. les limites de l'indicateur quand il est utilisé dans une fonction d'évaluation. Il est aujourd'hui impossible de le rapprocher de la notion de dose, et est donc strictement utilisé dans cette étude dans sa fonction de simplification de l'inventaire ACV.

Pour renforcer l'analyse, les résultats ACV sont éclairés par des éléments sur la surveillance des rejets, notamment du carbone 14, principal contributeur aux deux étapes principales identifiées par l'indicateur, « traitement du combustible usé » et « production ».

### **Rejets de carbone 14 à l'étape de traitement du combustible usé**

À l'étape de traitement du combustible usé, une partie du carbone 14 est rejetée sous forme gazeuse. Ces rejets sont réalisés par les deux cheminées principales du site d'une hauteur de 100 mètres de manière à favoriser la dispersion et donc réduire l'effet sur l'environnement.

La radioactivité rejetée via les effluents est contrôlée en permanence, par des mesures en continu, et par des mesures différées effectuées en laboratoire sur des prélèvements réalisés en continu. Concernant le carbone 14, il s'agit d'un prélèvement en continu via un système de barboteurs et avec une analyse différée en laboratoire. Pour la surveillance du carbone 14 dans l'environnement, des mesures sont réalisées dans 5 stations présentes autour du site. Les activités volumiques mesurées sont de l'ordre de 0,03-0,1 Bq/m<sup>3</sup> pour le carbone 14, inférieurs à la limite moyenne mensuelle réglementaire fixée à 1 Bq/m<sup>3</sup> par décision de l'ASN.

Dans le cadre de la surveillance de l'environnement, Orano réalise également des mesures de carbone 14 et des autres radionucléides rejetés sur des prélèvements représentatifs issus des compartiments terrestre et aquatique (végétaux, terre, lait, légumes, poissons, crustacés, etc.).

Les résultats de cette surveillance associés au calcul de la dose d'exposition du public permettent de démontrer que l'impact des rejets intégrant ceux du carbone 14 est faible comparé à celui de la source principale d'exposition du public qu'est la radioactivité naturelle. Ainsi, Orano dans son rapport 2020 d'information du site de La Hague indique que l'impact dosimétrique des rejets-sur les groupes de population susceptibles d'être les plus exposés équivaut-« à moins de 0,5 % de l'exposition moyenne de la population française due à la radioactivité naturelle. L'IRSN, dans son Bilan de l'état radiologique de l'environnement français 2018-2020, considère le carbone 14 comme un contributeur secondaire à la dose totale attribuable aux rejets radioactifs du site Orano La Hague, ce dernier y contribuant à hauteur de 16 % dans le cas d'un scénario représentatif d'un régime alimentaire moyen d'une population vivant dans le nord-Cotentin ».

*Ceci est confirmé par des études pilotées par l'IRSN : fin des années 1990, les ministères chargés de la Santé et de l'Environnement ont mis en place un groupe de travail pour examiner les modalités de calcul d'impact dosimétrique et choisir les méthodes les plus appropriées : le Groupe Radioécologie Nord Cotentin (GRNC). Le GRNC a été piloté par l'Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire*

(IRSN). Les résultats de ces travaux publiés en 2002 valident la très faible probabilité de risques de leucémies associées aux rejets tant radioactifs que chimiques de l'établissement (résultats consultables sur le site [www.irsn.fr/](http://www.irsn.fr/)). »

### **Rejets de radionucléides autorisés en phase exploitation des CNPE (production)**

Les données citées ci-dessous sont issues du Bilan radiologique de l'environnement français de 2015 à 2017 de l'IRSN.

Le fonctionnement d'un CNPE entraîne la production d'effluents radioactifs<sup>7</sup> dont les limites et modalités de rejet dans l'environnement sont encadrées par des autorisations de l'ASN accordées à chaque centrale. Ces rejets sont effectués dans l'atmosphère, les fleuves ou la mer, après contrôle/surveillance des niveaux de radioactivité. Conformément à la réglementation, chaque CNPE dispose d'une autorisation spécifique encadrant notamment les limites et les modalités de rejet des substances radioactives dans l'air et dans l'eau du fleuve ou de la mer en bord duquel il est implanté.

Les modalités de rejets, encadrées par des autorisations propres à chaque CNPE, permettent d'assurer qu'en fonctionnement normal l'exposition du public reste très inférieure à 1 mSv/an conformément à l'article R1333-11 du Code de la santé publique

Pour chaque CNPE en exploitation :

- EDF effectue un contrôle des rejets d'effluents radioactifs réalisés par voie liquide ou à l'atmosphère et une surveillance de la radioactivité de l'environnement autour de ses installations, produisant au global chaque année, pour l'ensemble des CNPE du parc en exploitation, de l'ordre de 50 000 résultats de mesures ;
- l'IRSN réalise sa propre surveillance, produisant 30 000 résultats d'analyse annuellement ;
- EDF complète cette surveillance depuis plus de 25 ans par une surveillance dite « radioécologique » confiée à IRSN et Subatech, laboratoires reconnus pour leurs compétences sur ce sujet.

En raison de leur importance en termes d'activité rejetées et de leur capacité de transfert dans l'environnement, et malgré leur faible radio toxicité, le carbone 14 et le tritium présents dans les rejets sont les deux principaux contributeurs à l'exposition potentielle de la population résidant à proximité des CNPE.

Au cours des années 2015-2017, les activités mesurées dans toutes les composantes de l'environnement autour des CNPE sont conformes à celles attendues et sont assez constantes par rapport aux années précédentes. Le carbone 14 et le tritium sont deux radionucléides présents dans les rejets pour lesquels l'influence des CNPE est caractérisable dans l'environnement grâce à la réalisation de mesures dites d'expertise utilisant les meilleures techniques analytiques disponibles.

En ce qui concerne le carbone 14, dans le milieu terrestre, une influence ponctuelle et limitée aux premiers kilomètres autour des CNPE est observée. Pour ce qui concerne les écosystèmes fluviaux et marins, l'influence des rejets liquides contenant du carbone 14 est perceptible.

En ce qui concerne le tritium, dans le milieu terrestre, les activités mesurées restent globalement proches de celle de la vapeur d'eau atmosphérique hors influence industrielle. Cependant, une influence ponctuelle et locale de l'ordre de quelques Bq/l peut être observée. Dans le compartiment aquatique, les rejets des CNPE conduisent transitoirement à une augmentation de l'activité en tritium dans les matrices prélevées à l'équilibre avec l'activité de l'eau du fleuve.

Pour l'ensemble des radionucléides rejetés par les CNPE en exploitation, les activités mesurées dans l'air et en milieu terrestre montrent que l'influence des rejets réalisés à l'atmosphère diminue très rapidement avec la distance au site, notamment dans les 5 premiers kilomètres, et n'est plus discernable du bruit de fond radiologique à partir de 10 kilomètres. L'exposition par inhalation d'air est extrêmement faible et négligeable au regard de l'exposition potentielle liée à la consommation de denrées locales elle-même très faible. La dose qui résulterait de cette consommation, en supposant que les denrées d'origine locale soient produites dans un rayon de 5 km autour du site, serait de l'ordre de 0,075 µSv/an.

<sup>7</sup> Parmi les radionucléides rejetés après contrôle par les CNPE, le carbone 14 provient de l'activation des éléments contenus dans le fluide primaire (oxygène 17, azote 14 et carbone 13). C'est l'oxygène 17 qui est le principal contributeur au terme source carbone 14 en raison de la grande quantité d'eau du circuit primaire soumise au flux neutronique.

Cette dose est quasiment exclusivement liée au carbone 14. En effet, l'activité mesurée en carbone 14 dans les différentes composantes du milieu terrestre, notamment dans les végétaux, diminue très rapidement avec la distance pour rejoindre le niveau du bruit de fond au-delà de 10-15 km du site. En raison des caractéristiques physiques du rayonnement du carbone 14, la principale voie d'exposition est l'ingestion via la consommation de denrées produites localement. En tenant compte de la part des denrées produites localement dans la ration alimentaire, l'IRSN estime la dose attribuable au carbone 14 à moins de 0,1  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ .

Dans le compartiment aquatique, l'influence potentielle des rejets de carbone 14 est suivie annuellement dans le cadre de la surveillance de l'environnement sur différents types de matrices, et notamment dans les poissons. Observée dans les poissons pêchés à l'aval des installations, cette influence est très variable d'un site à l'autre et dépend notamment du débit du cours d'eau pour les CNPE bord de rivière. Les doses liées à la consommation de poissons restent faibles, entre 0,1  $\mu\text{Sv}/\text{an}$  pour un consommateur occasionnel et 0,4  $\mu\text{Sv}/\text{an}$  pour un consommateur régulier. Pour juger de l'importance de ces doses, il est intéressant de les comparer aux 12  $\mu\text{Sv}/\text{an}$  attribuables à la seule radioactivité naturelle des poissons consommés.

Les doses susceptibles d'être reçues par la population résidant autour des CNPE français calculées à partir des résultats de mesures issus de la surveillance de la radioactivité de l'environnement, sont donc très faibles comme montré par IRSN dans le dernier bilan de l'état radiologique de l'environnement français. Ainsi, une personne qui résiderait autour d'un CNPE recevrait, toutes voies d'exposition confondues, une dose de l'ordre du  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ , c'est-à-dire de l'ordre du millième de la limite d'exposition du public fixée à 1 mSv/an (1000  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ ) dans l'article R1333-11 du Code de la Santé Publique.

## 9.2.10. Autres thématiques environnementales

### Déchets conventionnels

Il existe en France deux catégories de déchets conventionnels :

- les déchets non dangereux qu'ils soient inertes (DnDI ou DI), ou non inertes (DnDnl)
- les déchets dangereux, DD

Il est complexe d'évaluer la quantité de déchets émis sur l'ensemble du cycle de vie, principalement parce que les classifications de déchets sont différentes selon les pays.

On peut ajouter que les déchets sont gérés dans des centres dédiés, dont les bilans (consommations/émissions) sont bien pris en compte dans l'étude.

Néanmoins, afin de ne pas faire l'impasse sur cette thématique, et de préparer les approfondissements futurs, deux flux spécifiques ont été créés dans la modélisation, « Déchets DND » et « Déchets DD », renseignés à partir des données Orano/PNGMDR [9] et EDF. L'objectif est de proposer, à partir de données maîtrisées, un premier éclairage de la production de déchets conventionnels sur le cycle de vie.

Les émissions considérées ne sont donc que des émissions directes. La sous-estimation opérée est a minima de 16 %, selon le ratio de consommation uranium directe/totale.

Pour mémoire, les différents flux déchets présents dans la base ecoinvent ont été conservés.

Cette partie ne vise qu'une première identification des postes producteurs de déchets dans le cycle. Ses résultats sont à considérer avec précaution, il est notamment déconseillé de reprendre les bilans globaux sans une analyse dédiée.

Le tableau 28 présente les bilans déchets (DND et DD), en l'état actuel du renseignement du modèle.

Type de déchets	kg/kWh	Étapes prédominantes
DND	0.000123	Exploitation 88 %
DD	2.9 e-5	Exploitation 72 %

Tableau 28 : Résultats déchets conventionnels

Les tableaux 29 et 30 extraits de [5, EDF UTO] donnent un aperçu de la diversité des déchets à l'étape de production, et de leur gestion :

	Catégorie	Quantité en tonnes (Données 2019)	Traitement type parc	Géographie (Données 2018)
Bitumes et asphaltes (sans amiante ni goudron - démolition de voirie)	DI	4 421	VM 100%	Locale
DND en mélange, assimilables aux ordures ménagères (hors papier, carton, métal, plastique, verre et bois)	DnDnl	5 404	VE 78% ; D 11% ; VM 2%	Locale
Fer et acier	DnDnl	3 521	VM 100%	Régionale
Déchets inertes de construction et de démolition en mélange (bétons, briques, ...)	DI	25 323	VM 100%	Locale
Terres et cailloux inertes	DI	20 660	VM 100%	Locale
Mélanges eau/hydrocarbures	DD	3 450	VM 56% ; VE 39% ; I 4%	Régionale
Boues de station d'épuration d'eaux usées (boues liquides, déshydratées, miniblocs)	DnDnl	7 998	VM 98% ; D 1%	Locale
Boues de décarbonatation (traitement de l'eau en amont)	DnDnl	2 202	VM 98% ; D 2%	Régionale
Métaux en mélange	DnDnl	4 416	VM 92%	Locale
Béton non pollué provenant de la démolition (dont poteaux béton), Béton peint (hors peinture plomb ou amiante)	DI	4 431	VM 100%	Locale
<b>TOTAL TOP 10 DES DECHETS PRODUITS EN PLUS GRANDES QUANTITES</b>		<b>81 826</b>		
Autres	DI (1%); DnDnl (79%); DD (20%)	22 301	VM 73% ; ISD 9% ; VE 6%	Régionale
		<b>104 127</b>		

DnDnl : Déchets non dangereux non inertes DI : déchets inertes ; DD : déchets dangereux VM : valorisation matière VE : Valorisation énergétique ISD : Installation de Stockage de Déchets

Tableau 29 : principaux déchets produits

Déchets	Description
Bitumes & asphaltes	Voiries, parking, dalles
Mélange assimilables aux ordures ménagères	Bacs de collecte sites
Fer et acier	Chantiers
Déchets construction/démolition (béton, briques etc.)	
Terres et cailloux	Chantiers divers
Mélange eau/hydrocarbures	Décanteurs, Diesels, huilerie etc.
Boues de station d'épuration	
Boues de décarbonatation (traitement de l'eau en amont)	
Métaux en mélange	Chantiers
Béton non pollué	Démolition de bâtiments/voiries
Autres	

Tableau 30 : origines des déchets produits

Ces tableaux illustrent la complexité du traitement de la production de déchets conventionnels sur un cycle de vie. Ceux-ci ne sont, en effet, pas directement liés à l'unité fonctionnelle étudiée (1 kWh parc), mais sont de multiples origines.

**Déchets radioactifs**

[5, EDF UTO] précise la classification des déchets radioactifs en France, rappelée en figure 31. L'étude considère les déchets TFA, FA-MA et HA/MA-VL. Cette dernière catégorie regroupe deux types de déchets, qui ont le même exutoire, mais sont de nature différente : les HA-VL, à la forte densité thermique, proviennent du traitement du combustible usé, alors que les MA-VL proviennent du traitement du combustible, de l'exploitation des réacteurs (maintenance) et de la déconstruction.

Déchets nucléaires		
Haute activité HA (>100 000 000 Bq.g <sup>-1</sup> )	Stockage réversible profond (filiale à l'étude : Cigéo)	
Moyenne activité MA (>100 000 Bq.g <sup>-1</sup> )	Stockage de surface (Centre de stockage de l'Aube : CSA)	Stockage à faible profondeur
Faible activité FA (>100 Bq.g <sup>-1</sup> )		
Très faible activité TFA	Stockage de surface (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage : Cires)	
	Vie courte VC (≤ 31 ans)	Vie longue VL (> 31 ans)

Figure 31 : classification des déchets radioactifs

Comme indiqué en 7.1.2., cette thématique est traitée par la création dans le modèle de trois flux spécifiques, « TFA », « FA-MA » et « HA/MA-VL », renseignés à partir des données Orano/PNGMDR [9, ORANO] et EDF. L'objectif est de proposer, à partir de données maîtrisées, un premier éclairage de la production de déchets radioactifs durant le cycle de vie.

Les émissions considérées ne sont donc que des émissions directes. On peut évaluer la sous-estimation opérée à 16 %, selon le ratio de consommation uranium directe/totale.

Cette partie ne vise qu'une première identification des postes producteurs de déchets radioactifs dans le cycle ; ses résultats sont à considérer avec une extrême précaution, il est notamment déconseillé de reprendre les bilans globaux sans analyse approfondie.

Le tableau 31 donne les résultats pour les déchets radioactifs.

Type de déchets	kg/kWh	Étapes prédominantes
TFA	3.1e-5	Déconstruction 59 % matériels (GV, boucles etc.), déchets induits, déchets divers (assainissement etc.) [7, EDF R&D]
FA-MA	0.00011	Déconstruction 53 % matériels (GV, boucles etc.), déchets de procédés (filtres, résines etc.), déchets technologiques (assainissement etc.) [7, EDF R&D] Exploitation 39 %
HA/MA-VL	1.6 e-6	Déconstruction 50 % traitement combustible usé 50 %

Tableau 31 : résultats déchets radioactifs

Avec toutes les réserves exprimées la déconstruction des centrales nucléaires apparaît comme un poste clé pour la production de déchets radioactifs.

**Eau**

L'indicateur ILCD relatif à l'eau est classé en niveau III, et n'a pas été retenu pour étude. Ici encore, des travaux R&D spécifiques sont en cours. La question est donc traitée via les consommations directes des centrales.

L'eau, indispensable au fonctionnement des centrales nucléaires, permet de :

- produire la vapeur qui actionne la turbine ;
- refroidir les installations ;
- constituer des réserves de sécurité ;
- alimenter les circuits de lutte contre les incendies ;
- alimenter les installations sanitaires et les équipements de restauration des salariés.

L'eau destinée au refroidissement des réacteurs nucléaires est prélevée suivant des modalités définies dans les textes réglementaires propres à chaque centrale. Elle est ensuite traitée si nécessaire puis contrôlée avant d'être rejetée en milieu naturel. L'eau est alors plus chaude de quelques dixièmes de degré pour les sites en bord de fleuve (aéro-réfrigérants) et de quelques degrés pour les sites en bord de mer. Tout au long de l'année, des équipes s'assurent que ces changements de température ne présentent aucun effet sur la faune et la flore.

Que cette eau soit prélevée en mer, dans un cours d'eau ou en nappe souterraine, son utilisation est réglementée et contrôlée par les pouvoirs publics.

On distingue deux types de centrales :

- les centrales en circuit ouvert (bord de mer, estuaire ou fleuve) :

En 2019, les 18 réacteurs en bord de mer ou estuaire ont prélevé 182 l/kWh, qu'ils ont quasi intégralement rejetés (100 %) ; les 12 réacteurs en bord de fleuve<sup>8</sup> ont prélevé 169 l/kWh, qu'elles ont quasi intégralement rejetés (99,8 %).

- les centrales en circuit dit « fermé » en bord de rivière avec aéroréfrigérants :

En 2019, ces 28 réacteurs ont prélevé 10 l/kWh, qu'elles ont rejetés à 77 %.

Le tableau 32 reprend ces informations en les mettant en regard de la part dans la production des différents types de centrales en 2019.

Type	Nombre de réacteurs	Part production	Prélèvement (l/kWh)	Restitution	Consommation moyenne parc (l/kWh)
Ouvert bord de mer ou estuaire (eau de mer ou eau saumâtre)	18	28 %	<b>182</b>	100 %	1.3
Ouvert fleuve (eau douce)	12	20 %	<b>169</b>	99,8 %	
Fermé rivière (eau douce)	28	52 %	<b>10</b>	77 %	

Tableau 32 : prélèvements et restitution d'eau des centrales

Les autres prélèvements d'eau sont :

- eau à usages industriels (eau superficielle) : 0,03 l/kWh
- eau à usage domestique (eau de réseau) : 0,003 l/kWh

### 9.3. Synthèse

#### Synthèse des résultats

Le tableau 33 rassemble les contributions des différentes étapes du cycle électronucléaire aux différents

<sup>8</sup> NB : Pour les besoins du calcul, la centrale du Bugey a été classée dans cette catégorie : elle est majoritairement refroidie par l'eau du Rhône, même si elle possède deux aéroréfrigérants.

indicateurs ACV calculés (l'analyse se lit donc ligne par ligne).

Etape/indicateur	Mines	Combustible	Production	Traitement CU	Stockage déchets
<b>Changement climatique</b>	36	21	28	13	2
<b>Appauvrissement ozone</b>	27	21	24	27	1
<b>Particules</b>	43	15	28	13	1
Ozone photochimique	52	17	24	7	0
Acidification	49	14	28	8	1
Eutrophisation terrestre	51	18	23	7	1
Eutrophisation eau douce	41	19	29	10	1
Eutrophisation marine	71	9	9	11	0
Epuisement ressources	96	2	1	1	0
Radiations ionisantes	2	1	37	60	0

Tableau 33 : Contribution des étapes aux indicateurs

Le tableau 34 en propose une vision synthétique (les indicateurs d'impacts de niveau I selon l'ILCD apparaissent en gras).

Etape / indicateur	Mines	Combustible	Production	Traitement CU	Déchets
<b>Changement climatique</b>					
<b>Appauvrissement Ozone</b>					
<b>Particules</b>					
Ozone photochimique					
Acidification					
Eutrophisation Terrestre					
Eutrophisation Eau douce					
Eutrophisation Marine					
Radiations ionisantes					
Epuisement Ressources					

Tableau 32 : vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA

Cette synthèse permet de mieux appréhender le cycle de vie filière électronucléaire EDF SA.

Pour la majorité des indicateurs, les postes « consommations énergétiques de diesel et d'électricité » de l'étape mine sont les facteurs les plus influents en relatif, auxquels s'ajoute le poste « consommation d'acide sulfurique » lors du traitement du minerai.

Pour l'indicateur Changement climatique, les phases amont du cycle (57 %) apparaissent majoritaires, principalement la phase Mine/traitement (36 %).

Les principaux postes contributeurs des étapes amont sont :

- mines-traitement : diesel (12 %), la consommation d'électricité sur le réseau (12 %)
- conversion : consommation d'acide nitrique (3 %)
- enrichissement : électricité (5 %).

L'étape « production (construction, exploitation, déconstruction) » du cycle électronucléaire, relevant directement d'EDF, est analysée en détail.

L'étape « production » représente 28 % de l'indicateur Changement climatique du cycle.

La **construction** représente la part principale : 16 % de l'indicateur. Les principaux contributeurs au bilan sont le ciment (6 %), l'acier non allié (3 %) et le fer à béton (2 %).

La **déconstruction** représente une part marginale : 3 %. L'étude [7, EDF R&D] a en effet montré que cette étape s'assimile à un chantier, impliquant peu de consommations énergétiques.

L'**exploitation** représente 9 %. Cette valeur a pour principale origine les émissions de SF6 provenant des postes (4 % du bilan, 2 178 kg par an en 2019). L'annexe 3 détaille l'origine de ces émissions et les actions mises en place. La consommation de fioul représente 2 % du bilan total de la filière (8 800 m3/an, pour les groupes et diesels de secours).

Inclue dans l'exploitation, la maintenance apparaît marginale dans le bilan (1 %) ; les deux consommations les plus contributrices de la maintenance sont l'inconel (0.3 % ; l'inconel est un super alliage contenant principalement du nickel ; le programme de remplacement des tubes à l'intérieur des générateurs de vapeur en nécessite 7 950 tonnes) et le titane (0.1 % : la rénovation des condenseurs nécessite 2 020 tonnes de titane).

Enfin, les facteurs prépondérants de l'étape « traitement du combustible utilisé » sont les consommations de chaleur (chaudières fioul), 3 %, et l'électricité (2 %).

On constate ainsi que l'indicateur « Changement climatique » est une somme de multiples contributions.

L'**indicateur « épuisement des ressources »** est conditionné par la consommation d'uranium. L'**indicateur « radiations ionisantes »** est quant à lui conditionné par le carbone 14 émis dans l'air lors du traitement du combustible utilisé et de la production d'électricité.

Ces deux résultats sont mis en perspective par des informations spécifiques sur les réserves d'uranium et la surveillance des rejets autour des installations nucléaires.

*La part de l'étape « déchets » dans le cycle de vie de l'électricité nucléaire EDF représente une très faible contribution relative. Il convient de rappeler que la surveillance des exutoires est souvent questionnée. En effet, à la différence des installations nucléaires en fonctionnement, le stockage est un cas particulier dont la phase d'exploitation est suivie par une phase de surveillance institutionnelle, le stockage devant rester sûr sans nécessité d'intervention humaine. Le long terme doit être pris en compte dans les études de sûreté et en l'occurrence dans les études d'impact associées.*

Enfin, au-delà des indicateurs ACV, l'étape « production » apparaît importante pour la production de déchets, conventionnels (phase d'exploitation) et nucléaires (déconstruction).

## 9.4. Études de sensibilité

Cette partie permet de vérifier la fiabilité du résultat de l'indicateur « Changement climatique », à travers la comparaison avec des publications externes et différentes études de scénarios et de sensibilité.

### 9.4.1. Fiabilité des résultats GES

*Comparaison avec les résultats d'autres études*

Il existe aujourd'hui de nombreuses études proposant un bilan Gaz à effet de Serre du kWh nucléaire, l'IPCC ayant même réalisée une revue de littérature en 2012 et 2015. Le tableau 35 rassemble les résultats de différentes publications (liste non exhaustive : publication de synthèse de référence ou publications récentes).

Source	g éq CO <sub>2</sub> /kWh	Commentaires
<i>Synthèses de référence</i>		
IPCC 2012 [22]	16 (50 percentile)	International ; min 1, max 120
IPCC 2015 [23]	12 (median)	International : min 4, max 110
Weisser [24]	3 - 24	International

<i>Récemment parues</i>		
CEA [25]	5	France, 2014
PSI [26]	6	Suisse, 2018
Vattenfall [27]	4	EPD, 2020
Orano [7]	4	France, 2020
JRC [28]	5	Europe, 2021
Sizewell [29]	6	EPD, 2021

Tableau 35 : Résultats d'études "ACV du kWh nucléaire"

Les résultats du tableau montrent une large convergence des résultats, dans laquelle s'inscrit la présente étude.

### 9.4.2. Étude de sensibilité

#### *Influence de la méthode d'évaluation – indicateur changement climatique*

La méthode ILCD retient pour l'indicateur « Changement climatique » la méthode IPCC 2007. Le bilan a été recalculé avec la méthode IPCC 2013, plus récente (facteurs de caractérisation actualisés). Le résultat obtenu est identique, 3.7 g eq CO<sub>2</sub>/kWh, dont 3.1 g de CO<sub>2</sub>/kWh.

Les méthodes ACV ne retiennent pas la dernière valeur de PRG à 100 ans pour le SF6 (respectivement 22 800 pour IPCC 2007 et 23 500 pour IPCC 2013, contre 25 200 pour AR6). La prise en compte de cette dernière valeur ne modifie pas la valeur de l'indicateur changement climatique (3.7 g eq CO<sub>2</sub>/kWh).

L'étude [1, EDF R&D] a montré que le bilan global d'un kWh nucléaire était constitué de multiples contributions de faible niveau. En l'état actuel des connaissances, il n'est donc pas possible d'identifier des paramètres prioritaires pour une analyse de sensibilité globale.

L'analyse précédente a montré que les consommations énergétiques des mines sont le paramètre le plus influent sur le résultat final. On présente donc ci-dessous une analyse de sensibilité sur la quantité de diesel consommée à l'étape mine.

Trois autres études de sensibilité sont proposées : l'influence de la durée de fonctionnement et de la production annuelle, une évaluation de l'impact de la décarbonation de l'électricité du cycle et une étude de sensibilité globale.

#### *Influence de la consommation de diesel à l'étape Mines/traitement*

Le tableau 36 présente la variation des consommations de diesels. Les données sont des avis d'experts DCN, cohérents avec les valeurs du rapport [9, ORANO], fournies en dernière colonne.

Origine m3/kg U3O8	Min	Cette étude	Max	PNGMDR [9]
Mine ciel ouvert	0.009	0.015	0.021	0.0082
Mine souterraine	0.002	0.004	0.007	0.0056
Mine ISL	0.001	0.002	0.007	0.0027

Tableau 36 : Variation de la consommation de diesel

Le tableau 37 en présente les conséquences sur l'indicateur « Changement climatique » :

Origine	g eq CO <sub>2</sub> /kWh
Cas actuel	3,7
Consommation diesel optimisée	3,5
Consommation diesel dégradée	3.95

Tableau 37 : sensibilité liée à la consommation de diesel

On constate que l'influence de la consommation de diesel sur le résultat final reste limitée (inférieure à 13 %).

#### *Influence de la durée de fonctionnement*

Le tableau 38 donne la valeur de l'indicateur changement climatique en fonction de la durée de fonctionnement.

Durée de fonctionnement	g eq CO <sub>2</sub> /kWh
40 ans	3,7
60 ans	3,4

Tableau 38 : influence de la durée de fonctionnement

On constate qu'une durée de fonctionnement des réacteurs de 60 ans permet un gain sur l'indicateur changement climatique de l'ordre de 8 %, en comparaison avec une durée de fonctionnement qui serait restreinte à 40 ans.

#### *Influence de la production annuelle*

Les résultats de cette étude correspondent à la production électrique annuelle de 2019 (380 165 383 MWh), intégrant donc la productibilité des différentes centrales sur cette période. Le tableau 39 présente une étude de sensibilité avec une productibilité inférieure, en considérant une baisse de 10 % (342 148 844 MWh) et une augmentation de 10 % (418 181 921 MWh). Le calcul prend en compte une variation de la sollicitation des infrastructures au niveau de la centrale. Ce facteur n'a pas été considéré au niveau des usines du cycle.

Production annuelle	g eq CO <sub>2</sub> /kWh
Baisse 10 % (342 148 844 MWh)	3,8
Cette étude (380 165 383 MWh)	3,7
Augmentation 10 % (418 181 921 MWh)	3,6

Tableau 39 : sensibilité liée à la production annuelle

Les résultats montrent qu'une variation de 10 % de la productibilité entraîne une variation de l'ordre de 3 % du bilan Gaz à Effet de Serre.

#### *Décarbonation de l'électricité*

À ce stade, la construction du modèle ne permet pas de réaliser une étude de sensibilité complète sur une électricité « cycle » qui serait décarbonée.

L'un des postes importants de consommation électrique est l'étape des mines (0.002459 MJ/kWh, soit 0.46 g eq CO<sub>2</sub>/kWh), avec de l'électricité réseau majoritairement carbonée. Le passage à une électricité bas carbone (100 g eq CO<sub>2</sub>/kWh) pour les électricités russes, kazakhes, australiennes et namibiennes ramènerait la contribution de l'électricité des mines à 0.17 g eq CO<sub>2</sub>/kWh, soit une baisse de 8 % de l'indicateur « Changement climatique ».

Notons que le passage à une électricité non carbonée pour l'enrichissement russe aurait une influence négligeable sur le bilan final : gain de 0.04 g eq CO<sub>2</sub>/kWh, soit 1 %.

#### *Sensibilité globale*

Afin d'approcher l'incertitude liée aux résultats de l'indicateur Changement climatique, une étude de sensibilité sur les principaux paramètres du cycle a été réalisée (le paramétrage sur l'enrichissement ne prend en compte que la nature de l'électricité utilisée, sans modification du transport).

Le tableau 40 rassemble les paramètres évalués et les résultats :

Paramètre	A	Cette étude	B
Consommation de diesel	Optimisé	Cette étude	Dégradé
Électricité enrichissement	0,0864 kg eq CO <sub>2</sub> /kWh	Mix EDF 2019	0,71 kg eq CO <sub>2</sub> /kWh
Durée de fonctionnement centrale	60 ans	40 ans	40 ans
<b>Bilan GES (g eq CO<sub>2</sub>/kWh)</b>	<b>3.2</b>	<b>3.7</b>	<b>4.0</b>

Tableau 40 : étude d'incertitude globale

On constate que l'ordre de grandeur du résultat de l'indicateur changement climatique est peu sensible à la variation des principaux paramètres.

## 9.5. Vérification

La vérification a pour objectif d'établir et de renforcer la confiance dans les résultats de l'étude de l'analyse du cycle de vie et de l'analyse de l'inventaire, ainsi que la fiabilité de ses résultats.

### 9.5.1. Contrôle de complétude

Le contrôle de complétude a pour objectif de garantir que toutes les informations et données pertinentes nécessaires à l'interprétation sont disponibles et complètes.

Le tableau 41 présente une analyse des émissions directes et indirectes en regard des flux prioritaires pour les indicateurs calculés. Il apparaît que les flux majeurs sont renseignés.

Étape / indicateur	Flux majeurs	Directs (centrale)	Indirects	Complétude (appréciation EDF)
Effet de serre	CO <sub>2</sub>	oui	oui	Bonne
Ozone stratosphérique	Halon 1301	oui	partiel	Acceptable
Particules	PM2.5	oui	partiel	Acceptable
Radiations ionisantes	Carbone 14	oui	oui	Bonne
Ozone troposphérique	NOx	oui	partiel	Acceptable
Acidification	SOx	oui	partiel	Acceptable
Eutrophisation Terrestre	NOx	oui	partiel	Acceptable
Eutrophisation Mer	Nitrates eau	oui	partiel	Acceptable
Eutrophisation Eau	Phosphates eau	oui	partiel	Acceptable
Ressources	Uranium	oui	oui	Bonne

Tableau 41 : contrôle de complétude

Par ailleurs, les étapes d'entreposage sont prises en compte. Le chapitre 6.1.3.9. montre qu'elles ne sont pas susceptibles de modifier les résultats.

### 9.5.2. Incertitudes et limites de l'étude

#### 9.5.2.1. Incertitudes sur les flux (sources de données)

La filière électronucléaire comprend de multiples étapes, impliquant de nombreux acteurs, dont seule la partie « Production (construction, exploitation, déconstruction) » relève directement d'EDF.

#### Paramètres cycles

Les données ont été directement collectées auprès de l'entité EDF responsable et sont d'excellente qualité.

**Émissions directes – étape production**

La phase de production a fait l'objet d'une collecte de données spécifiques, auprès des entités d'EDF concernées.

La phase « déconstruction » a fait l'objet d'une étude dédiée, directement commanditée et pilotée par l'entité EDF responsable, et soumise à revue critique.

Les données relatives à l'exploitation et à la construction ont été collectées auprès des entités EDF concernées. Elles font à chaque fois l'objet d'un document de synthèse [2,3,4,5].

**Émissions indirectes (amont et aval)**

L'amont du cycle est essentiel dans le bilan environnemental du kWh électronucléaire. Ces étapes ne relèvent pas directement d'EDF. Les données proviennent donc d'ecoinvent, améliorée par les experts EDF du cycle et des sources publiques.

Afin de disposer d'inventaires ACV plus représentatifs, EDF s'est rapprochée de ses partenaires de la filière nucléaire.

Par ailleurs, l'étude a retenu une approche conservatrice sur différents points :

- conservation des données ecoinvent dans les inventaires, pour les flux qui n'ont pas fait l'objet d'approfondissements.
- non valorisation des co-produits (pas de bénéfices évités) pour les ateliers TU5 (production de HNO<sub>3</sub>) et W (production de HF).

Au vu de ces éléments, on peut estimer que les incertitudes, pour le bilan Gaz à effet de Serre, sont de l'ordre de celles classiquement associées aux données ecoinvent, soit 30 %.

Les autres indicateurs étant des indicateurs de management environnemental, aucune incertitude n'est avancée dans cette étude. On signale qu'EDF R&D est membre de l'association SCORE LCA [26] qui inscrit à son programme de recherche la thématique complexe de l'incertitude associée aux indicateurs ACV.

**9.5.2.2. Incertitudes sur le calcul des indicateurs d'impacts**

On rappelle qu'il existe encore à l'heure actuelle dans le monde scientifique de nombreuses controverses sur la modélisation des impacts environnementaux sur l'homme et l'environnement (mécanismes complexes : réactions chimiques, cinétique etc. ([29], voir par exemple étude 2015-03 « évaluation de la toxicité humaine en ACV »).

Ces débats sont renforcés dans le domaine ACV par l'absence de caractérisation spatio-temporelle. Plus les indicateurs ACV traitent de problématiques locales, plus leur lien avec l'impact est difficile à évaluer. Les indicateurs doivent donc rester des outils de simplification de l'inventaire, préparant l'action. C'est pourquoi cette étude a été réalisée uniquement avec les indicateurs ILCD I & II.

**9.5.2.3. Limites de l'étude***Limites inventaire*

Les étapes significatives du cycle ont été intégrées, comme indiqué en 5.1.2.1. La simplification majeure intervient au niveau de la fabrication de l'uranium appauvri nécessaire au MOX, réalisé à Lingén : elle est seulement représentée par le transport de l'uranium.

*Pour information, le module correspondant à la fabrication de MOX a dans le modèle SimaPro deux entrées d'uranium appauvri, l'une correspondant à la sortie de l'atelier W, l'autre au transport entre l'atelier W et Lingén et Lingén et MELOX.*

On utilise 2,84 e-7 kg/kWh de MOX dans le cycle, contenant 91 % d'uranium appauvri, soit 2,58 e-7 kg d'uranium appauvri. Selon la présente étude, la conversion d'1 kg de matière entraîne le rejet de 12,5 kg d'eq CO<sub>2</sub>. Les émissions de GES non prises en compte sont donc estimées à 3 e-6 kg de GES, soit 0.08 % du bilan de la filière GES total de la filière.

De la même manière, la défluoration de l'ensemble de l'uranium appauvri a été considéré à travers son transport (les usines correspondantes ne sont pas intégrées, par manque de données). En considérant qu'un 1 kWh nécessite 2.5 e-6 kg d'uranium enrichi, correspondant à 7 plus fois d'uranium appauvri, la contribution de l'usine W extrapolée à l'ensemble de l'uranium appauvri apparaît négligeable : 2.57 e-6 kg eq CO<sub>2</sub>/kWh (0.07 % du bilan du kWh nucléaire EDF) et, pour l'aspect ressources, 0.000109 kg U235 eq/kWh (0.01 % du bilan du kWh nucléaire EDF).

### Limites choix des indicateurs

L'analyse de l'inventaire ACV a été réalisée avec les indicateurs ACV ILCD de niveau I et II, en raison de leur niveau de reconnaissance et de robustesse, en accord avec les objectifs de l'étude.

D'autres thématiques, non traitées par l'ILCD car en marge de l'ACV (les déchets) ou pour lesquelles les indicateurs ACV sont encore en développement (eau) sont abordées via une approche inventaire. D'autres sont absentes de l'étude (occupation des sols et biodiversité) en raison de l'immaturation évidente des outils ACV.

## 10. Conclusion – perspectives

### Résultats

Les résultats des indicateurs ILCD I&II pour le kWh nucléaire EDF SA (produit en 2019) sont fournis dans le tableau 42 ; le tableau 43 fournit un extrait de l'inventaire ACV.

	Indicateur	Résultat	Unité
	Climate change	3.7 e-3	kg éq. CO <sub>2</sub>
Niveau 1	Ozone depletion	4.7 e-10	kg CFC-11 éq.
	Particulate matter/respiratory inorganics	3.2 e-6	kg PM2.5 éq.
	Ionising radiation, human health	6.8e-1	kg U235 éq.
	Photochemical ozone formation	2.1 e-5	kg NMVOC éq.
	Acidification	3.4 e-5	mol H+ éq.
Niveau 2	Eutrophication, terrestrial	7.1 e-5	mol N éq.
	Eutrophication, aquatic, freshwater	1.9 e-7	kg P éq.
	Eutrophication, aquatic, marine	1.5 e-5	kg N éq.
	Resource depletion	4.8 e-6	kg Sb éq.

Tableau 42 : ACV kWh électronucléaire EDF – résultats des indicateurs ACV

	Unité (/kWh)	Résultats	% de l'indicateur mentionné entre ( )
<b>EMISSIONS</b>			
CO <sub>2</sub>	g	3.1	85 (changement climatique)
Halon1301	ng	15.4	39 (appauvrissement couche d'ozone)
PM2,5	mg	3.05	63 (particules)
SOx	mg	16.2	63 (acidification)
NOx	mg	14.9	72 (smog), 89 (eutro. terrestre)
Phosphate eau	µg	555	96 (eutro. eaux douces)
Nitrates eau	mg	32.9	51 (eutro. eaux marines)
Carbone 14 (air)	Bq	66.5	98 (radiations ionisantes)
<b>RESSOURCES</b>			

Pétrole	g	0.3	
Charbon	g	0.6	
Lignite	mg	0.3	
Gaz naturel	m3	0.0004	
Uranium	mg	21.9	
<b>DECHETS</b>			
Déchets Non Dangereux	g	0.1	
Déchets Dangereux	g	0.03	
Déchets TFA	g	0.03	
Déchets FA-MA	g	0.1	
Déchets HA/MA-VL	g	0.002	

Tableau 43 : Inventaire cycle de vie kWh nucléaire EDF (extrait de l'inventaire ACV)

Le tableau 44 fournit une vision synthétique de l'analyse de la filière.

Etape / indicateur	Mines	Combustible	Production	Traitement CU	Déchets
Changement climatique					
Appauvrissement Ozone					
Particules					
Ozone photochimique					
Acidification					
Eutrophisation Terrestre					
Eutrophisation Eau douce					
Eutrophisation Marine					
Radiations ionisantes					
Epuisement Ressources					

Tableau 44 : vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA

### Limites de l'étude

#### Limites liées à l'inventaire

L'amont du cycle est essentiel dans le bilan environnemental du kWh électronucléaire. Ces étapes ne relèvent pas directement d'EDF ; les données proviennent donc en partie d'ecoinvent, améliorée par les experts EDF du cycle et des sources publiques.

Afin de disposer d'inventaires ACV plus représentatifs, EDF s'est d'ores et déjà rapprochée de ses partenaires de la filière nucléaire afin de disposer d'inventaires ACV complets pour les étapes relevant de leur périmètre.

### *Limites liées au choix des indicateurs*

L'analyse de l'inventaire est réalisée avec les indicateurs ACV ILCD de niveau I et II, en raison de leur niveau de reconnaissance et robustesse. D'autres thématiques, non traitées par l'ILCD car en marge de l'ACV (telles que les déchets), ou immature (eau) sont abordées via une approche inventaire.

Conformément ses objectifs, cette étude a permis :

- l'actualisation de la méthodologie et des résultats de la précédente étude de 2002, qui est exploitée pour le calcul de l'indicateur Gaz à effet de Serre accessible sur le site edf.fr,
- l'appropriation de la méthode ACV par l'ensemble des Métiers de la production nucléaire EDF.
- l'établissement d'un inventaire ACV complet pour le kWh nucléaire EDF.
- de montrer que la valeur pour l'indicateur changement climatique (3.7 g eq CO<sub>2</sub>/kWh) est la somme de multiples contributions. L'analyse de qualité et le contrôle de fiabilité réalisés montrent que le résultat peut être considéré comme fiable. En effet, la qualité moindre des données ayant pu être recueillies pour les étapes de stockage des déchets radioactifs sont peu impactantes sur le résultat final.
- de proposer une analyse étendue multicritère étendue aux indicateurs ILCD I & II, permettant d'identifier les différents postes clés de l'amont du cycle combustible, prépondérant pour les indicateurs traditionnels (consommation d'énergie fossile et de produits chimiques).

Enfin, l'étude a été réalisée sur le logiciel ACV le plus répandu au monde, apte à intégrer les évolutions de la méthodologie ACV et des bases de données associées. L'étude pourra donc à l'avenir s'enrichir des contributions des acteurs de la filière nucléaires.

### **Revue critique**

Cette étude a fait l'objet d'une revue critique par un panel d'experts indépendants, dont la complémentarité répondait aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS14071. Philippe Osset et Delphine Bauchot, associés de Solinnen (cabinet de conseil en environnement) ont animé le Panel. Philippe Osset représente la France à l'ISO sur les problématiques d'ACV et anime le groupe d'experts ACV au sein de la Commission de Normalisation Environnement et Changement Climatique. Les autres experts étaient Alain Grandjean et Aurélien Schuller, respectivement associé et manager au sein du cabinet de conseil Carbone 4, experts en comptabilité carbone, et Christophe Poinssot, Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM, expert du cycle électronucléaire.

La revue critique s'est déroulée d'octobre 2021 à mars 2022 ; le panel a produit 252 commentaires détaillés (24 sur les aspects généraux, 51 sur la méthodologie, 53 sur la technique et 124 éditoriaux).

Les résultats de la revue critique ont été fournis sous forme d'une synthèse (reproduite ci-dessous), d'un rapport (5 pages, annexe) et d'un fichier excel recensant les échanges techniques.

#### Synthèse en français de la revue critique

EDF a réalisé l'analyse du cycle de vie (ACV) du kWh électronucléaire EDF, en suivant le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044. Le rapport de l'étude est essentiellement destiné au management environnemental d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur. Ses résultats pourront être utilisés pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur GES accessible sur le site edf.fr.

Dans ce contexte, des experts indépendants ont été choisis pour leur complémentarité afin de constituer un panel approprié aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS 14071 afin de revoir le rapport de l'étude : il s'agissait de Philippe Osset et Delphine Bauchot de Solinnen, Alain Grandjean et Aurélien Schuller de Carbone 4, et Christophe Poinssot, actuellement Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM.

Les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnées.

Seul le rapport de revue critique complet fait foi. Il contient notamment des limitations aux conclusions de la présente synthèse.

## 11. ANNEXES

### Annexe 1 : Données « Construction »

L'impact du choc pétrolier de 1973 conduit la France à engager un programme de construction de réacteurs nucléaires. Les premiers réacteurs sont commandés de 1977 à 1982 et mis en service de 1984 à 1987. Leurs constructions s'échelonnent donc de la fin des années 1970 au début des années 1990.

Ce document rassemble les données utilisées pour l'ACV du kWh nucléaire EDF. Il s'appuie principalement sur la note (1) rédigée à cette fin par la Direction Projets Déconstruction Déchets (DP2D) d'EDF. Elle est complétée par diverses sources publiques, ainsi que par l'étude qu'EDF R&D avait fait réaliser par la société Ecobilan en 1997 sur le bilan environnemental de la construction d'une centrale nucléaire et d'une centrale charbon.

### A. DONNEES 900 MW

#### A.1. TERRASSEMENT ET CHANTIER

L'analyse spécifique réalisée par (1) montre que les volumes de terrassement sont liés à la configuration du site et à l'implantation de l'îlot nucléaire, et ne sont pas liés au palier. La valeur de référence retenue est de 1 461 000 m<sup>3</sup> par réacteur.

Elle est complétée dans le tableau 45 par les consommations de fioul et d'électricité de la note Ecobilan (2).

Poste	Valeurs	Source	Commentaires
Aménagement tractopelle (m <sup>3</sup> )	1 461 000	(1)	
Fioul (MJ)	10 500 350	(2)	
Électricité (MWh)	5 204	(2)	
Lubrifiants (litres)	24357	(2)	Densité 0,9 kg/l

Tableau 45 : terrassement & chantier

#### A.2. GENIE CIVIL

L'analyse spécifique réalisée par (1) est fournie dans le tableau 46.

Puissance (MW)	Béton (tonnes)	Acier ferrailage	Source
900	199 108	16 140	(1)
1300	384 714	32 280	(1)
1450	393 481	33 042	(1)

Tableau 46 : données génie civil

Les données incluent les aéro-réfrigérants.

La composition du béton retenue est : 21 % ciment portland, 75 % granulats, 4 % eau constitutive.

#### A.3. ILOT NUCLEAIRE

Le tableau 47 recense les données relatives à l'îlot nucléaire :

Postes (tonnes)	Valeur	Source	Commentaires
Cuve	409	(1)	FA : 366 A : 42.5
GV	902	(1)	155 NA, 543 FA 54 A 150 inconel
Boucle primaire (dont pompes, pressuriseur)	447	(1)	U : 124.5 FA : 80 A : 242.5
Autres Tuyaux, vannes, supports	4154	(1)	A : 2705.5 FA : 2443 NA : 3159.5
<b>TOTAL</b>	<b>5912</b>		
Aluminium	125	(1)	
Laine de verre	177	(1)	Calorifuge
Cuivre	570	(1)	
Béton	587	(1)	

Tableau 47 : données acier ilot nucléaire

Tous les aciers du circuit primaire sont considérés de première fusion (en raison d'un besoin élevé de maîtrise de qualité).

L'étude considère trois types d'aciers : « non allié (NA) », « faiblement allié (FA) » et « allié (A) », selon les données disponibles dans la base de données ecoinvent.

Pour les gros composants (cuve et GV, 1311 tonnes), on considère un transport par camion, en France (600 km) et des opérations de forgeage.

#### A.4. ILOT CONVENTIONNEL

Le tableau 48 recense les données relatives à l'îlot conventionnel :

Postes	Valeurs (tonnes)	Source	Type d'acier
Turbine-alternateur	4200	(1)	5 % A, 13 % FA, 82 % NA, 15 %
Condenseur	960	(1)	93 % NA, 7 % titane
Autres	6 340	(1)	90 % NA, 10 % A
<b>TOTAL</b>	<b>11 500</b>		
Transformateur	422	(1)	50 % NA, 50 % FA

Tableau 48 : données acier ilot conventionnel

Les 14 réacteurs en bord de mer, ainsi que Blayais, ont des condenseurs incluant du titane. Au niveau du parc, on considèrera donc 7 % de titane dans les condenseurs.

Le tableau 49 regroupe les données relatives au transformateur. On considère un ratio acier/cuivre 80/20

Puissance (MW)	Acier (50 % NA, 50 % FA) Converter	Cuivre	Huile	Source
900	563	141	138	(1)
1300 & 1450	906	226	222	(1)

Tableau 49 : données transformateur

### Origine et nature des aciers

La provenance des aciers est fournie ci-dessous :

- non allié : converter
- faiblement allié : 0,56 converter, 0,44 electric
- allié : 0,47 converter, 0,53 electric

Pour les gros composants (turbo-alternateur et condenseur, 5160 tonnes), on considère un transport par camion, en France (600 km) et une étape de forgeage.

### A.5. TABLEAU RECAPITULATIF

Les facteurs de transposition pour les réacteurs 1300 et 1450, calculés à partir des déchets produits, sont de 1.49 de 900 à 1300 et de 1,46 de 900 à 1450 (1).

Cela permet d'établir le tableau récapitulatif 50 :

Postes (tonnes)	900	1300	1450
<b>ILOT NUCLEAIRE</b>			
Cuve	409	609	596
GV	902	1344	1317
Boucle primaire (dont pompes, pressuriseur)	447	666	653
Autres	4154	6189	6065
Aluminium	125	186	183
Laine de verre	177	264	258
Cuivre	570	849	832
Béton	587	875	857
Inconel (déjà inclus dans GV)	150	223,5	219
<b>ILOT CONVENTIONNEL</b>			
Turbine-alternateur	4200	6258	6132

Condenseur	960	1430	1402
Autres	6340	9447	9256
<i>Titane (déjà inclus dans condenseur)</i>	67	100	98
<b>TRANSFORMATEUR</b>			
Acier (50 % NA, 50 % FA)	663	906	906
Cuivre	141	226	226
Huile	138	222	222

Tableau 50 : Tableau récapitulatif matériels

Le tableau 51 fournit les totaux des différents types d'aciers.

Aciers (tonnes)	900	1300	1450
Allié convertir	2 181	3 250	3 184
Allié électrique	447	667	653
Faiblement allié convertir	2 438,5	3 633	3 560
Faiblement allié convertir	242	361	353
Non allié convertir	11 185,75	17 710	17 353
<b>TOTAL</b>	<b>17194.5</b>	<b>25620</b>	<b>25104</b>

Tableau 51 : Tableau récapitulatif, par type d'acier

## BIBLIOGRAPHIE SPECIFIQUE

- (1) EDF DP2D – D455521000988 "Analyse du Cycle de Vie – Données d'entrées de construction du REP » - indice B
- (2) Etude Ecobilan « Bilan de la construction et de l'exploitation d'une centrale nucléaire », Ecobilan pour EDF (1997)

## ANNEXE 2 : Premier exercice de normation

La normation est une étape optionnelle de l'ACV. En pondérant le résultat de chaque indicateur par le résultat de ce même indicateur sur une zone géographique, elle permet de comparer le poids relatif de chaque indicateur, permettant ainsi d'identifier les spécificités du produit étudié. Elle ne donne en revanche aucune indication sur la gravité de l'impact.

Une première approche de ce type a été menée, afin d'identifier les points clés de la présente étude.

Indicateur	Résultat ACV kWh nucléaire EDF SA	Facteurs normation (EU27 2010) <i>(inverse de la valeur moyenne annuelle pour un habitant européen)</i>	Résultat relatif <i>(part d'1 kWh nucléaire EDF dans l'impact annuel d'un européen)</i>	% <i>(Poids relatifs de chaque indicateur)</i>
Climate change -kg éq. CO <sub>2</sub>	3,7 e-3	0,00010846	4,0 e-7	0,1

Ozone depletion - kg CFC-11 éq).	4,7 e-10	46,2963	2,2 e-8	0
Particule matter/respiratory inorganics - kg PM2.5 éq)	3,2 e-6	0,263158	8,4 e-7	0,1
Ionising radiation, human health - kg U235 éq)	6,8e-1	0,000884956	6,0e-4	92,7
Photochemical ozone formation - kg NMVOC éq.	2,1 e-5	0.0315457	6,6 e-7	0,1
Acidification - mol H+ éq.	3,4 e-5	0.0211416	7,2 e-7	0,1
Eutrophication, terrestrial - mol N éq.	7,1 e-5	0.0056818	4,0 e-7	0,1
Eutrophication, aquatic, freshwater - kg P éq.	1,9 e-7	0.675676	1,3e-7	0
Eutrophication, aquatic, marine - kg N eq.	1,5 e-5	0.0591716	8,9e-7	0,1
Resource depletion - kg Sb éq.	4,8 e-6	9.901	4,4 e-5	6,7
TOTAL	SO	SO	6,4e-4	100 %

Tableau 52 : résultat de l'exercice de normation – EU27 -2010

L'exercice montre que l'enjeu « émissions de radiations ionisantes » est le plus significatif pour le kWh nucléaire. Il fait l'objet d'une information détaillée dans la présente étude.

L'exercice a également été mené avec un jeu de facteur de normation à l'échelle mondiale (EC-JRC global). Cette fois, c'est l'enjeu ozone qui prédomine (94 %). Le résultat ozone étant influencé par un artefact de calcul, cf 9112), l'étude privilégie donc la normation européenne précédente pour un premier éclairage des résultats.

Indicateur	Résultat ACV kWh nucléaire EDF SA	Facteurs normation (EC JRC Global) (inverse de la valeur moyenne annuelle pour un habitant monde)	Résultat relatif (part d'1 kWh nucléaire EDF dans l'impact annuel d'un européen)	% (Poids relatifs de chaque indicateur)
Climate change -kg éq. CO <sub>2</sub>	3,7 e-3	0.000141443	21.8	0,0
Ozone depletion - kg CFC-11 éq).	4,7 e-10	81.967	12 620 630.2	93.6
Particule matter/respiratory inorganics - kg PM2.5 éq)	3,2 e-6	0.197239	30 369.3	0,2
Ionising radiation, human health - kg U235 éq)	6,8e-1	0.00414938	638.9	0.0
Photochemical ozone formation - kg NMVOC éq.	2,1 e-5	0.022075	3398.9	0,0
Acidification - mol H+ éq.	3,4 e-5	0.0178253	2744.6	0,0
Eutrophication, terrestrial - mol N éq.	7,1 e-5	0.0328947	938.9	0,0
Eutrophication, aquatic, freshwater - kg P éq.	1,9 e-7	0.00026738	23543.1	0,2
Eutrophication, aquatic, marine - kg N eq.	1,5 e-5	0.0328947	5064.9	0,0
Resource depletion - kg Sb éq.	4,8 e-6	5.18135	797783.3	5.9

Tableau 53 : résultat de l'exercice de normation – EC-JRC global

### ANNEXE 3 : Gestion des rejets de SF6 sur les centrales

Les rejets de SF6 ont principalement deux origines :

- les fuites,
  - liées à l'état général de l'installation (portées de joints et joints)
  - à estimer en regard du taux de fuite à la conception (1 %) correspondant aux normes de fuite en vigueur au moment de la fabrication/conception des matériels (NB : le non dépassement du seuil de 1 % n'est pas limitatif et ne signifie pas l'arrêt des efforts puisque dans ce domaine EDF s'inscrit dans une démarche environnementale de type ALARA, As Low As Reasonably Achievable (Aussi basse que raisonnablement possible'), principe de base de la protection contre les rayonnements ionisants.
- les rejets à caractère « fatal » classés en 3 catégories :
  - les avaries exceptionnelles : tout amorçage dans un compartiment se solde par la perte de la totalité du SF6 de ce dernier en cas de rupture du disque de surpression et/ou de fusion survenant sur l'enveloppe même ;
  - la maintenance normale : de manière non intuitive, la maintenance peut également contribuer aux rejets, même si les matériels modernes permettent de limiter ces derniers.
  - la maintenance exceptionnelle : les opérations de maintenance lourde avec le matériel adéquat et dans les règles de l'art conduisent à des rejets industriels à hauteur de 1 à 3 % des masses manipulées en fonction des types et technologies de poste.

Les actions entreprises par EDF portent sur la résorption des fuites et repose sur les principes suivants :

- sur tout caisson qui nécessite un appoint de SF6, EDF procède systématiquement à une recherche de fuite ;
- Lorsqu'une fuite est repérée, elle fait l'objet d'un traitement par encapsulation (réalisé TEM) ;
- lorsque l'encapsulation n'est pas possible, une réparation est réalisée (en arrêt de tranche car elle nécessite une vidange intégrale du caisson concernée et partielle des caissons adjacents) ;
- le traitement réalisé fait l'objet d'une vérification d'efficacité dans le semestre qui suit.

Entre 2008 et 2020, les actions EDF ont permis de réduire le taux d'émission dans l'atmosphère de près de 85 % (source EDF, UNIE).

**ANNEXE 4 : Rapport de revue critique**

*Revue Critique du rapport  
"ACV du kWh électronucléaire EDF  
Version 2 de Mars 2022"*

selon  
ISO 14040 & ISO 14044  
et ISO/NP TS 14071

---

SOL 21-009.3

31 mars 2022

Pour

**EDF**

pour EDF

## 1. Introduction

EDF a réalisé l'analyse du cycle de vie (ACV) du kWh électronucléaire EDF, en suivant le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044. EDF a souhaité soumettre à une revue critique (RC), par un panel d'experts indépendants, son rapport d'ACV du kWh électronucléaire. Cette RC porte sur ce rapport d'ACV.

Le présent rapport de RC est le rapport final de RC. Ce rapport de RC, comprenant ses annexes, est destiné à être intégré au rapport final d'ACV d'EDF.

Les objectifs de l'étude d'ACV, tel que précisés dans le rapport, sont :

- « Actualiser la méthodologie et les résultats de l'étude de 2002, exploités pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr,
- Permettre l'appropriation de la méthode ACV par l'ensemble des Métiers de la production nucléaire EDF,
- Proposer pour le kWh EDF (le kWh produit par le parc nucléaire EDF)
  - un inventaire ACV,
  - des résultats d'indicateurs d'impact ACV multicritères, avec l'accent sur l'indicateur « Changement climatique ».

Le rapport de l'étude est essentiellement destiné à l'interne « pour le management environnemental d'EDF SA, afin d'identifier les facteurs clés du bilan environnemental du kWh nucléaire d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur ». Ses résultats pourront être utilisés « pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur Gaz à Effet de Serre accessible sur le site edf.fr ».

Il est également précisé dans le rapport que « L'étude porte sur le parc actuel, sans dimension prospective ; la thématique de la relance du nucléaire (construction de nouveaux EPR) n'y est pas traitée. ». De même, le périmètre de l'étude ne prend pas en compte l'acheminement de l'électricité par le réseau de la centrale à l'utilisateur (PO 129). Il est important de préciser ce périmètre dans toute communication des résultats d'impacts du kWh nucléaire EDF SA.

## 2. Présentation du panel en charge de la revue critique

Les experts ont été choisis pour leur complémentarité afin de constituer un panel approprié aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS 14071. Les experts ont travaillé de la façon la plus indépendante possible vis-à-vis d'EDF.

- Philippe Oisset et Delphine Bauchot (noté PO dans la suite du document) sont associés de Solimmen et ont animé le panel. Ils possèdent une grande expertise de la pratique de l'ACV des filières énergétiques, et de l'animation de RC. Philippe Oisset représente la France à l'ISO sur les problématiques d'ACV, et a notamment animé le groupe de travail qui a produit ISO/TS 14071.
- Alain Grandjean et Aurélien Schuller (noté AG dans la suite du document) respectivement associé et manager au sein de de Carbone 4, sont des experts de la comptabilité carbone appliquée à des entreprises ou à des produits, dans une logique de cycle de vie, et tout particulièrement dans le secteur de l'énergie.
- Christophe Pointot (noté CP dans la suite du document) est actuellement Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM. Il a précédemment travaillé durant 25 ans au CEA où outre ses responsabilités, il a développé une solide expertise dans le domaine du cycle électronucléaire (mines, traitement/recyclage, conditionnement, entreposage et stockage des déchets) le conduisant à être nommé Expert International CEA et Professeur INSTN dans le domaine du cycle. Il a notamment mené des études ACV sur l'empreinte environnementale du nucléaire actuel et futur.

Les membres du panel ne représentent pas leur organisation et ont agi en tant qu'experts indépendants.

Note : la référence des commentaires détaillés des experts auxquels font références certains paragraphes du présent rapport de RC sont mentionnés entre parenthèses avec les initiales des experts (PO, AG et CP respectivement).

## 3. Nature du travail de revue critique, processus et limitations

Les experts ont travaillé conformément aux exigences des normes mentionnées en référence. Conformément à ISO 14044, les experts ont notamment travaillé afin de vérifier les points suivants :

- les méthodes utilisées pour réaliser l'ACV sont cohérentes avec les exigences de la norme ISO 14044,
- les méthodes utilisées pour réaliser l'ACV sont valables d'un point de vue scientifique et technique,
- les données utilisées sont appropriées et raisonnables par rapport aux objectifs de l'étude,
- les interprétations reflètent les limitations identifiées et les objectifs de l'étude,

pour EDF

- le rapport d'étude est transparent et cohérent.

Le premier objectif des experts a été de fournir à EDF des commentaires détaillés afin qu'EDF améliore son travail. Ces commentaires ont couvert les choix méthodologiques et le mode de restitution des résultats. Les experts ont vérifié la plausibilité des données utilisées au travers de tests aléatoires. Enfin, le présent rapport final de RC fournit *au futur lecteur du rapport* d'ACV d'EDF des informations qui lui permettront de mieux comprendre le rapport final d'ACV d'EDF pour sa communication et son usage interne.

Le travail de RC a été réalisé à la fin de l'étude menée par EDF. Ce travail de RC s'est appuyé sur une première version du rapport final d'ACV d'EDF et s'est achevé au vu de la version finale de ce rapport d'ACV. Pendant la période de RC, des échanges oraux et écrits ont eu lieu entre les experts indépendants et EDF, incluant des clarifications concernant les commentaires produits. EDF a pris en compte la majeure partie des commentaires de la RC et a modifié et amélioré son rapport d'ACV.

Le présent rapport de RC est la synthèse finale des commentaires des experts indépendants. Quelques commentaires détaillés clés sont fournis au sein du présent rapport de RC, ainsi que l'ensemble des échanges en annexe.

Le présent rapport de RC est livré par les experts indépendants à EDF. Les experts ne peuvent pas être tenus pour responsables de l'usage de leur travail par des tiers. Les conclusions de la RC couvrent l'ensemble du rapport d'ACV d'EDF mentionné plus haut et aucun autre rapport, extrait, publication ou généralisation de tout type qui pourrait être fait. Les conclusions des experts ont été données dans le cadre de l'état de l'art courant, et de l'information qu'ils ont reçue au cours de leur travail. Ces conclusions auraient pu être différentes dans un contexte différent.

#### 4. Conclusions de la revue critique

Les 252 commentaires détaillés couvrent les points suivants :

- Aspects généraux : 24 commentaires,
- Dimension méthodologique : 51 commentaires,
- Dimension technique : 53 commentaires,
- Editorial : 124 commentaires.

Un travail important a été réalisé par EDF pour répondre aux commentaires de façon détaillée, et les prendre en compte au sein de son rapport final d'ACV. La pertinence des modifications proposées a été discutée en réunion, et la réalisation effective des modifications vérifiée au vu du rapport final d'ACV. Le panel note la globale bonne volonté d'EDF qui a apporté dans la majorité des cas des modifications en directe adéquation avec les commentaires de la RC.

Au vu du rapport final d'ACV, les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnées. Ces conclusions sont menées dans le cadre explicitement mentionné au chapitre 9.5.2 du rapport d'ACV d'EDF. Ces conclusions s'inscrivent dans le cadre des limitations mentionnées au sein des commentaires détaillés précisés au chapitre suivant.

Le rapport d'ACV d'EDF s'inscrit ainsi bien dans le cadre général des exigences d'ISO 14044 et plus précisément celles concernant les rapports d'ACV tierce partie de son chapitre 5.2. Les experts du panel de RC précisent que la lecture du rapport d'ACV demande une expertise que n'aura pas forcément une audience peu aguerrie concernant la filière électronucléaire.

#### 5. Commentaires détaillés

Les lignes suivantes apportent des éclairages spécifiques qu'un lecteur du rapport final d'ACV d'EDF pourra utiliser pour l'assister dans sa lecture et sa compréhension du rapport d'ACV. Ces lignes récapitulent des commentaires essentiels que les experts du panel ont souhaité souligner au vu de leur prise en compte (ou non) dans le rapport d'ACV. Certains commentaires sont accompagnés de la référence spécifique issue du fichier joint en annexe. La lecture des commentaires détaillés et des réponses détaillées fournis au sein de l'annexe est recommandée pour mieux comprendre les points suivants.

##### 5.1 Adéquation des méthodes avec les exigences des normes de référence

Le panel n'a pas trouvé d'écart significatif aux exigences des normes de référence.

---

pour EDF

---

### 5.2 Validité technique et scientifique

Le cycle de vie étudié est modélisé de façon appropriée d'un point de vue technique et scientifique.

Le modèle de production d'acier d'ecoinvent a été utilisé, plutôt ancien, au lieu des données « industry data » ou encore des données de WorldSteel, plus récentes (PO 248).

Comme mentionné dans les limitations, il est important de noter que faute d'études ACV sur l'ensemble des étapes du cycle électronucléaire, l'étude ici rapportée a fait notamment le choix, pour les données manquantes, d'adapter des données issues de la base de données ecoinvent provenant d'autres pays, corrigées des écarts liés au mix énergétique respectif des pays. Cela est notamment le cas pour le projet Cigéo de centre de stockage profond pour les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL). Faute d'ACV pour ce projet, cet exutoire a été représenté via le module ecoinvent correspondant au stockage profond des déchets de haute activité en Suisse, avec la modélisation de l'effet du remplacement de l'électricité suisse par de l'électricité française. De ce point de vue, il est important de noter que le projet de stockage en Suisse est prospectif : l'effet sur les résultats de l'incertitude de ces données<sup>1</sup> peut être questionné.

### 5.3 Adéquation des données utilisées en relation avec les objectifs de l'étude

Les données utilisées sont appropriées aux objectifs de l'étude.

### 5.4 Validité des interprétations dans le cadre des limitations de l'étude

Les interprétations réalisées répondent aux objectifs de l'étude.

De plus, cette étude se place dans la perspective d'une poursuite du nucléaire, et considère donc les combustibles MOX irradiés et l'uranium appauvri comme des matières qui seront valorisées dans les cycles futurs, en cohérence avec les études antérieures sur le sujet.

### 5.5 Transparence et consistance

Le rapport d'ACV fournit de la façon la plus transparente possible les éléments ayant conduit à sa réalisation.

Comme évoqué plus haut, la rédaction du rapport d'ACV est conforme à sa destination essentielle, i.e. un usage interne. Pour un usage externe, plusieurs paragraphes auraient pu être complétés pour permettre à des lecteurs moins experts de les comprendre (CP 225, CP 133).

Selon ISO 14044, le choix des indicateurs d'impacts au sein d'une ACV est lié aux impacts pertinents engendrés par le système étudié. Toutefois, EDF a fait le choix de ne pas évaluer les indicateurs ILCD de robustesse moindre (PO 192, PO 186). Il aurait été utile de les évaluer néanmoins, tout en rappelant la nécessité de plus de précaution dans l'usage et l'interprétation de ces indicateurs. C'est d'autant plus le cas pour l'indicateur de consommation d'eau dont l'impact est important pour la production du kWh nucléaire comme l'indique le chapitre 7.2. de l'étude (PO 191).

## 6. Annexes

Le tableau de commentaires détaillés échangés au cours du travail de RC, ainsi que les réponses des praticiens, est une annexe du présent rapport de RC.

---

<sup>1</sup> Voir <http://www.bfe.admin.ch/bfe/En/home/approvisionnement/energie-nucleaire/dechets-radioactifs.html>

---

pour EDF

---

#### Synthèse en français de la revue critique

EDF a réalisé l'analyse du cycle de vie (ACV) du kWh électronucléaire EDF, en suivant le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044. Le rapport de l'étude est essentiellement destiné au management environnemental d'EDF SA, en vue d'améliorations à apporter à la chaîne de valeur. Ses résultats pourront être utilisés pour la communication environnementale d'EDF SA, et notamment pour le calcul de l'indicateur GES accessible sur le site [edf.fr](http://edf.fr).

Dans ce contexte, des experts indépendants ont été choisis pour leur complémentarité afin de constituer un panel approprié aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS 14071 afin de revoir le rapport de l'étude : il s'agissait de Philippe Orset et Delphine Bauchot de Solinnea, Alain Grandjean et Aurélien Schuller de Carbone 4, et Christophe Poinssot, actuellement Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique du BRGM.

Les experts considèrent que les résultats apportés répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'ils ont été établis dans le respect des normes mentionnées.

Seul le rapport de revue critique complet fait foi. Il contient notamment des limitations aux conclusions de la présente synthèse.

#### Synthesis of the critical review in English

EDF has completed the LCA of the electromuclear kWh produced by EDF, in application of ISO 14040 and ISO 14044. The study report is mainly dedicated to the environmental management of EDF SA, aiming at identifying improvements to the chain of custody. The results might be used within EDF SA, environmental communication, including for the calculation of the GWF indicator as available on [edf.fr](http://edf.fr) web site.

In this context, independent experts have been selected for their complementarity to make a review panel appropriate to ISO 14044 and ISO/TS 14071 requirements to review the study report, namely Philippe Orset and Delphine Bauchot from Solinnea, Alain Grandjean and Aurélien Schuller from Carbone 4, and Christophe Poinssot currently Delegate General Director and Scientific Director of BRGM.

The experts consider that the results answer in an appropriate and credible manner to the listed goals, and that they have been set in application of the listed standards.

The Critical Review report remains the reference: it includes the appropriate limitations to the current synthesis.

## 12. BIBLIOGRAPHIE

1. **D. Le Boulch, B. Maurice** (2002) *Projet CYVIKE - Cycle de vie du kWh EDF - ACV de la Filière Nucléaire* HE-21/02/30A
2. **EDF/UNIE\_GPEX** « Note de capitalisation des données fournies par l'UNIE pour le poste « Exploitation CNPE » de l'exercice ACV du kWh nucléaire EDF » Référence D455020006516 Indice 1
3. **EDF/DCN/Pole Uranium Conversion Enrichissement** « Note de synthèse des données relatives au cycle du combustible dans le cadre de l'Analyse du Cycle de Vie du kilowattheure nucléaire EDF » Référence D459012 20-02493
4. **EDF/DP2D\_LP-DS** « Analyse du cycle de vie – données d'entrées de construction du REP » Référence D455521000988 Indice B
5. **EDF/UTO\_DLOG** « Analyse du cycle de vie du kWh nucléaire EDF : données déchets radioactifs et conventionnels » référence D450721002096
6. **Normes ISO 14040-14044**, Management environnemental - Analyse du Cycle de Vie : Principes et cadre. Analyse de Cycle de vie : Exigences et lignes directrices.
7. **D. Le Boulch** (2010) *ACV d'une déconstruction de centrale nucléaire* Rapport H-E22-2010-03051-FR
8. SimaPro 9.1.1.1 - ILCD 2011 Midpoint+ V1.11 - EcoInvent 7.1.3.
9. **Orano** (2020) ANALYSE COMPAREE DU BILAN ENVIRONNEMENTAL D'UN CYCLE ELECTRONUCLEAIRE « MONORECYCLAGE PU » ET D'UN CYCLE OUVERT - PNGMDR 2016-2018
10. **EDF R&D ME-E35-21-029** Synthèse indicateurs ACV
11. **EDF R&D ME-E35-21-020** Couche d'ozone
12. **EDF R&D ME-E35-21-021** PM
13. **EDF R&D ME-E35-21-022** GES
14. **EDF R&D ME-E35-21-023** acidification
15. **EDF R&D ME-E35-21-024** eutrophisation terrestre
16. **EDF R&D ME-E35-21-025** eutrophisation aquatique
17. **EDF R&D ME-E35-21-026** ozone photochimique
18. **EDF R&D ME-E35-21-027** rayonnements ionisants
19. **EDF R&D ME-E35-21-028** épuisement ressources
20. *Uranium 2020 – Resources, Production and Demand (OECD-NEA & AIEA « Red Book »* - [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_52718/uranium-2020-resources-production-and-demand?details=true](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_52718/uranium-2020-resources-production-and-demand?details=true)
21. **IPCC 2012**, Renewable energy Sources and Climate Change Mitigation – Special Report of the intergovernmental Panel on Climate change
22. **IPCC, 2015**, Annexe III, Technology-specific Cost and Performance Parameters
23. **Daniel Weisser**, A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies Energy 32 (2007), 1543-1559 (2006)
24. **Ch. Poinssot**, S. Bourg, N. Ouvrier, N. Combenoux, C. Rostaing, M. Vargas-Gonzalez, J. Bruno (2014) , Assessment of the environmental footprint of nuclear energy system. Comparison between closed and open fuel cycles, Energy, 69,199-21
25. **X. Zhang, C. Bauer**, Life cycle Assessment (LCA) of nuclear Power in Switzerland, PSI, Villigen, Switzerland
26. **Vattenfall**, EPD® of Electricity from Vattenfall Nordic Nuclear power Plants S-P 00923 / 2019-12
27. **JRC** Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of regulation (EU) 2020/852 ("Taxonomy regulation")
28. **Carbon focused life Cycle Assessment of the proposed Sizewell C nuclear power plant development**. Report for NNB Generation Company (SZC) Limited
29. **SCORE LCA** [www.scorelca.org](http://www.scorelca.org)
30. **Dossier d'enquête publique préalable à la déclaration d'utilité publique du centre de stockage de Cigéo - Etude d'impact du projet global Cigéo – résumé non technique - 2021**

## 13. FIGURES ET TABLEAUX

Figure 1 : Description simplifiée du cycle électronucléaire EDF SA

Figure 2 : Schéma des différents procédés de conversion

Figure 3 : Schéma d'une centrifugeuse

Figure 4 : Schéma de la structure d'un assemblage de combustible (source Framatome)

Figure 5 : Schéma simplifié d'un REP

Figure 6 : Structure du combustible utilisé

Figure 7 : Les 4 étapes d'une Analyse du Cycle de Vie

Figure 8 : Frontières du système

Figure 9 : Vue du modèle SimaPro

Figure 10 : Cycle & processus de collecte

Figure 11 : Indicateur Changement climatique – analyse par substances

Figure 12 : Indicateur changement climatique, flux par étapes

Figure 13 : Indicateur Appauvrissement couche d'ozone – analyse par substances

Figure 14 : Indicateur Appauvrissement couche d'ozone, flux par étapes

Figure 15 : Indicateur Particules– analyse par substances

Figure 16 : Indicateur Particules, flux par étapes

Figure 17 : Indicateur ozone photochimique – analyse par substances

Figure 18 : Indicateur ozone photochimique, flux par étapes

Figure 19 : Indicateur Acidification– analyse par substances

Figure 20 : Indicateur Acidification, flux par étapes

Figure 21 : Indicateur Eutrophisation terrestre– analyse par substances

Figure 22 : Indicateur Eutrophisation terrestre, flux par étapes

Figure 23 : Indicateur Eutrophisation eaux douces– analyse par substances

Figure 24 : Indicateur Eutrophisation eaux douces, flux par étapes

Figure 25 : Indicateur Eutrophisation marine – analyse par substances

Figure 26 : Indicateur Eutrophisation marine, flux par étapes

Figure 27 : Indicateur Épuisement des ressources– analyse par substances

Figure 28 : Indicateur Epuisement des ressources, flux par étapes

Figure 29 : Indicateur radiation ionisante – analyse par substances

Figure 30 : Indicateur radiation ionisante, flux par étapes

Figure 31 : Classification des déchets radioactifs

Tableau 1 : ACV du kWh nucléaire EDF SA : résultats des indicateurs ACV

Tableau 2 : Inventaire du cycle de vie du kWh nucléaire EDF SA (extrait)

Tableau 3 : Vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA

Tableau 4 : Structure des données transport

Tableau 5 : Répartition des origines minières et répartition de la production par type de mine

Tableau 6 : Consommations d'énergies pour les mines et usines associées

Tableau 7 : Paramètres d'enrichissement

Tableau 8 : % électricité fourni par les différentes gestions

Tableau 9 : Principaux matériaux de construction

Tableau 10 : Données relatives à l'usine TU5

Tableau 11 : Données relatives à l'usine W

Tableau 12 : Qualité des données

Tableau 13 : Indicateurs d'impact potentiels retenus pour l'étude

Tableau 14 : ACV du kWh nucléaire EDF SA : résultats des indicateurs ACV

Tableau 15 : Inventaire du cycle de vie du kWh nucléaire EDF SA (extrait)

Tableau 16 : Indicateur changement climatique – résultats par étapes

Tableau 17 : Indicateur Appauvrissement couche d'ozone (100 ans) – résultats par étapes

Tableau 18 : Indicateur particules – résultats par étape

Tableau 19 : Indicateur ozone troposphérique - résultats par étape

Tableau 20 : Indicateur Acidification - résultats par étape

Tableau 21 : Indicateur « eutrophisation terrestre » - résultats par étape

Tableau 22 : Indicateur « eutrophisation eaux douces » - résultats par étape

Tableau 23 : Indicateur « eutrophisation marine » - résultats par étape

Tableau 24 : Indicateur « Épuisement des ressources » – substances minérales

Tableau 25 : Bilan de consommation de ressources énergétiques

Tableau 26 : Indicateur « Épuisement des ressources » - résultats par étape

Tableau 27 : Indicateur « Radiations ionisantes » - résultats par étape

Tableau 28 : Résultats déchets conventionnels

Tableau 29 : Principaux déchets produits

Tableau 30 : Origines des déchets produits

Tableau 31 : Résultats déchets radioactifs

Tableau 32 : Prélèvements et restitution d'eau des centrales

Tableau 33 : Contribution des étapes aux indicateurs

Tableau 34 : Vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF SA

Tableau 35 : Résultats d'études « ACV du kWh nucléaire »

Tableau 36 : Variation de la consommation de diesel

Tableau 37 : Sensibilité liée à la consommation de diesel

Tableau 38 : Influence de la durée de fonctionnement

Tableau 39 : Sensibilité liée à la production annuelle

Tableau 40 : Étude de sensibilité globale

Tableau 41 : Contrôle de complétude

Tableau 42 : ACV du kWh nucléaire EDF SA : résultats des indicateurs ACV

Tableau 43 : Inventaire du cycle de vie du kWh nucléaire EDF SA (extrait)

Tableau 44 : Vision synthétique de l'ACV du kWh nucléaire EDF

Tableau 45 : Terrassement & chantier

Tableau 46 : Données génie civil

Tableau 47 : Données acier ilot nucléaire

Tableau 48 : Données acier ilot conventionnel

Tableau 49 : Données transformateurs

Tableau 50 : Tableau récapitulatif matériel

Tableau 51 : Tableau récapitulatif, par type d'acier

Tableau 52 : Résultats de l'exercice de normation EU27-2010

Tableau 53 : Résultat de l'exercice de normation – EC-JRC global

## 14. ABREVIATIONS

ACV : Analyse du Cycle de Vie

ALARA : As low As Reasonably Achievable

CNPE : Centre National de Production d'électricité

CIRES : Centre Industriel de Regroupement, d'Entreposage et de Stockage

COGEMA : Compagnie Générale des Matières (aujourd'hui Orano)

CSA : Centre de Stockage de L'Aube

CSTFA : Centre de Stockage déchets Très Faiblement Actifs

DCN : Division Combustible Nucléaire EDF

DD : Déchets Dangereux

DND : Déchets Non Dangereux

DPN : Direction Production Nucléaire

EDF SA : Électricité De France

ETH : Eidgenössische Technische Hochschule, base de données ACV développée en 1996 par l'École Polytechnique de Zürich

FA-MA : Faiblement Actifs Moyennement Actifs (déchets)

GES : Gaz à Effet de Serre

HA-VL : Haute Activité- Vie Longue (déchets)

ILCD : International Life Cycle Database

IRSN : Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire

ISL : In Situ Leaching

ISO : International Standard Organisation

JRC : Joint Research Center

MOX : Mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium (combustible)

PBF : Product Biodiversity Footprint

REP : Réacteurs à Eau Pressurisé

RNR : Réacteurs à Neutrons Rapides

TEM : Tranche En Marche

TFA : Très Faiblement Actifs (déchets)

UNGG : Uranium Naturel Graphite Gaz (réacteurs)

UNE : Uranium Naturel Enrichi

UOX : Uranium oxyde (combustible)

URE : Uranium de retraitement enrichi

URT : uranium de retraitement

UTS : Unité de Travail de Séparation