



**INSTITUT INTERNATIONAL D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT**

**THESE**

Pour obtenir le grade de :

**DOCTEUR DE L'INSTITUT INTERNATIONAL D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT**

École Doctorale Science et Technologie de l'Eau, de l'Energie et de l'Environnement

**Spécialité : ENERGIE**

Présentée et soutenue publiquement par :

**BADZA KODAMI**

Le 16/01/2024

**Réf : 2iE/2024-01**

**Titre :**

---

**ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES CENTRALES PHOTOVOLTAIQUES DANS LE CONTEXTE DE PAYS EN  
DEVELOPPEMENT : CAS DU BURKINA FASO**

---

**JURY**

M. Tizane DAHO	<i>Professeur Titulaire CAMES, Université Joseph Ki-Zerbo, Burkina Faso</i>	Président
M. Nouredine HAJAJI	<i>Habilitation à diriger des recherches, École Nationale d'Ingénieurs de Gabès- Université de Gabès, Tunisie</i>	Rapporteur
M. Djicknoum DIOUF	<i>Maitre de Conférence CAMES, Université Gaston Berger, Saint-Louis, Sénégal</i>	Rapporteur
Mme. Peggy ZWOLINSKI	<i>Professeur des Universités, Institut Polytechnique de Grenoble, France</i>	Examineur
M. Ekoun Paul Magloire KOFFI	<i>Maitre de Conférence CAMES, Institut National Polytechnique Félix Houphouët-Boigny, Côte d'Ivoire</i>	Examineur
M. Y. Moussa SORO	<i>Maitre de Conférence CAMES, Institut 2iE, Burkina Faso</i>	Directeur de Thèse

**LABORATOIRE ENERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITE ENERGETIQUE (LabEREE/2iE)**

## Résumé

Les installations photovoltaïques connaissent une évolution croissante en Afrique subsaharienne à cause de la baisse continue de leurs coûts. Longtemps considérés comme une source d'énergie renouvelable, non polluante, les systèmes PV ne sont pas exempts d'impacts environnementaux. Bien que de nombreuses études dans le monde entier se soient concentrées sur leurs impacts environnementaux, très peu ont été menées en Afrique subsaharienne. L'objectif de cette thèse est d'évaluer les impacts environnementaux potentiels des centrales photovoltaïques dans le contexte des pays en voie de développement à travers des outils d'analyse du cycle de vie.

Tout d'abord, une étude d'évaluation des profils environnementaux et de comparaison des centrales PV de petite, moyenne et grande tailles entre elles d'une part, et avec celui le mix électrique du Burkina Faso d'autre part a été effectué. Pour cela, une approche du « berceau à la tombe » selon la norme ISO 14040 et ISO 14044 a été utilisée dans notre méthodologie. Le logiciel SimaPro 9.4 et la méthode d'évaluation ReCiPe 2016 Midpoint (H) ont été utilisés pour les calculs en considérant 09 indicateurs environnementaux. L'unité fonctionnelle considérée est « 1 kWh d'électricité produit par la centrale solaire photovoltaïque et injecté dans le réseau national pendant 25 ans ». Des analyses de sensibilité ont également été réalisées.

Les résultats de l'étude montrent que les profils environnementaux des centrales PV de grande et moyenne tailles sont dominés par la fabrication des modules (70-80%), la structure de montage (18-25%) et la fin de vie (30-45%) tandis que celui de la petite taille est dominé par l'étape de fabrication des batteries (34-97%). Il ressort également de l'étude comparative que les impacts environnementaux des centrales PV sont plus importants que ceux du mix électrique du Burkina Faso, excepté les indicateurs "le changement climatique" et "la consommation des ressources". La production de l'électricité par les centrales PV de grande et moyenne tailles présentent des avantages environnementaux substantiels de 50-99%/kWh que la centrale de petite taille dans toutes les catégories d'indicateurs, excepté l'occupation des sols où elles causent environ 70 fois plus d'impacts. L'utilisation des batteries plomb-acide par la centrale de petite taille est à l'origine de cette différence d'impact entre les centrales. Il ressort des analyses de sensibilité que le changement du pays de production des modules PV par un pays de mix électrique moins carboné engendre des réductions des impacts de 41-64%.

Une étude sur le système actuel de gestion des déchets PV au Burkina Faso a été menée. Des recherches documentaires, des entretiens, des questionnaires et des visites sur le terrain ont été utilisés dans la méthodologie. L'enquête a montré que la gestion des déchets PV était effectuée par le secteur informel et regroupait un ensemble d'acteurs tels que les collecteurs, les recycleurs, les réparateurs et les exportateurs. L'activité de gestion de ces déchets constitue une source d'émissions de plomb, des plastiques et des fumées néfastes pour la santé humaine et pour l'environnement. L'introduction d'une législation, la multiplication des points de collecte et des infrastructures appropriées, la formation et la sensibilisation des parties prenantes, et la responsabilité élargie des fabricants sont les mesures que nous avons recommandées pour réduire les impacts de la gestion actuelle des déchets PV.

Enfin, deux dernières études ont été menées : une étude sur les impacts environnementaux des différents scénarios de gestion de fin de vie des déchets PV et une autre sur la proposition de solutions pour minimiser les impacts environnementaux des centrales PV. La méthodologie d'analyse du cycle de vie et la méthode ReCiPe 2016 Endpoint (H) ont été utilisées pour évaluer les impacts environnementaux de quatre scénarios de gestion de déchets. Il ressort de cette étude que, comparés au scénario de gestion actuel des déchets PV, les scénarios de recyclage partiel ou total réduiraient les impacts environnementaux d'environ 30 à 90% en fonction de l'indicateur environnemental considéré. La réduction des impacts environnementaux passe aussi par un certain nombre de choix, tels que la technologie des modules PV utilisés et leur lieu de production, le choix du type de montage, le lieu d'installation de la centrale PV et sa gestion de fin de vie.

**Mots clés :** Centrale photovoltaïque, déchets PV, Afrique subsaharienne, impact environnemental, analyse du cycle de vie.

## Abstract

Photovoltaic (PV) installations are growing in popularity in sub-Saharan Africa as costs continue to decline. Long time considered as a renewable energy, non-polluting energy source, PV systems are not exempt from environmental impacts. Although numerous studies worldwide have focused on their environmental impacts, very few have been conducted in sub-Saharan Africa. This thesis aims to assess the potential environmental impacts of photovoltaic power plants in the context of developing countries, using the life cycle assessment tool.

First, a study was carried out to assess the environmental profiles and compare small, medium, and large-scale PV power plants between themselves, on the one hand, and with the electricity mix in Burkina Faso, on the other hand. A "cradle-to-grave" approach, according to the standards ISO 14040 and ISO 14044, was used. SimaPro 9.4 software and the ReCiPe 2016 Midpoint (H) evaluation method were used for the calculations, considering 09 environmental indicators. The functional unit considered is "1 kWh of electricity produced by the solar photovoltaic plant and fed into the national grid for 25 years". Sensitivity analyses were also carried out.

The results of the study show that the environmental profiles of large and medium-sized PV power plants are dominated by the module manufacturing stage (70-80%), the mounting structure (18-25%), and the end-of-life stage (30-45%), while that of small PV power plants is dominated by the battery manufacturing stage (34-97%). The comparative study also shows that the environmental impacts of PV power plants are greater than those of Burkina Faso's electricity mix, except for climate change and resource consumption indicators. Electricity generation by large and medium-sized PV power plants has substantial environmental advantages of 50-99%/kWh over small-scale PV power plants in all indicator categories except land use, which causes around 70 times more impacts. The use of lead-acid batteries in the smaller PV plant is responsible for this difference in impact between the plants. Sensitivity analyses show that changing the country of PV module manufacturing to a less carbon-intensive electricity mix one results in impact reductions of 41-64%.

Next, a study of the current PV waste management system in Burkina Faso was carried out. Documentary research, interviews, questionnaires, and field visits were used in the methodology. The survey showed that PV waste management was carried out by the informal sector, involving a range of stakeholders such as collectors, recyclers, repairers, and exporters.

This waste management activity is a source of lead emissions, plastics, and fumes harmful to human health and the environment. The introduction of legislation, the multiplication of collection points and appropriate infrastructures, the training and awareness raising of stakeholders, and the extended responsibility of manufacturers are the measures we recommend to reduce the impacts of current PV waste management.

Two final studies were carried out: one on the environmental impact of different end-of-life management scenarios for PV waste, and another on proposed solutions for minimizing the environmental impact of PV power plants. The life cycle assessment methodology and the ReCiPe 2016 Endpoint (H) method were used to assess the environmental impacts of four waste management scenarios. The study showed that, compared with the current PV waste management scenario, partial or total recycling scenarios would reduce environmental impacts by around 30% up to 90%, depending on the environmental indicator considered. Reducing environmental impacts involves some choices, such as the technology of the PV modules used and where they are manufactured, the choice of mounting structure, the location of the PV plants, and his end-of-life management.

**Keywords:** Photovoltaic power plant, PV waste, Sub-Saharan Africa, environmental impact, life cycle assessment.

## Remerciements

Nombreuses sont les personnes que je souhaite remercier pour m'avoir aidé et soutenu durant ces années de thèse.

Je commencerai par Dr. Yrèbégnan Moussa SORO, Chef du Département Génie Électrique, Énergétique et Industriel (GEEI) à l'institut 2iE, et le Directeur de ma thèse. Il est l'initiateur de ce projet de thèse. Vous m'avez fait confiance en me recrutant comme doctorant pour mener ces travaux de thèse. Malgré vos multiples responsabilités, vous avez toujours eu du temps pour superviser mes travaux de bout en bout. Je vous prie de trouver en ces lignes mes sincères remerciements pour vos conseils avisés, votre rigueur scientifique, votre attachement au travail bien fait et vos encouragements.

Au Dr. Marie SAWADOGO, Chef de Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique (LabEREE). Je vous remercie d'avoir accepté de m'accueillir dans votre laboratoire. Je vous exprime également ma gratitude pour m'avoir aidé dans mes premiers pas dans l'analyse du cycle de vie (ACV). Vos conseils m'ont été d'une grande utilité dans l'achèvement de mes travaux.

Au Pr. Harouna KARAMBIRI, Directeur de la recherche, pour avoir créé les conditions favorables à la formation des doctorants. « M. Batterie » comme il aime si bien m'appeler.

Au Pr. Igor OUEDRAOGO, Responsable de l'école Doctorale, je suis très reconnaissant pour les conseils qu'il n'a cessé de nous prodiguer.

Au Professeur Martin Benoît NGASSOUM et Dr. KOM Raïssa pour avoir guidé mes premiers pas dans la recherche et avoir cultivé en moi la passion pour la recherche. Je vous remercie également pour vos conseils et encouragements.

Au Pr. Tizane DAHO, qui a accepté promptement de présider mon jury.

Au Pr. Noureddine HAJJAJI, et au Dr. Djicknoum DIOUF qui ont accepté d'être les rapporteurs de ma thèse. Veuillez trouver ici ma reconnaissance pour votre disponibilité.

Au Pr. Peggy ZWOLINSKI et Dr. Ekoun Paul Magloire KOFFI, je vous remercie d'avoir accepté de juger mon travail.

A l'État allemand, pour son soutien financier à travers la bourse DAAD « *In region scholarchip in subsaharan Africa* » à qui je tiens donc à exprimer toute ma gratitude ;

Au Chef service d'énergie renouvelable de la SONABEL, M. Lamoussa OUEDRAOGO, pour la mise en ma disposition des données des centrales PV de Ziga et de Zagtouli et pour ses multiples visites guidées effectuées sur les deux sites. Je tiens vivement à vous remercier pour votre soutien inconditionnel.

A tous les enseignants et techniciens du Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique (LabEREE), merci pour le support scientifique et technique qui auront également contribué à la réussite de ce travail.

A mes collègues doctorants de l'institut 2iE et du LabEREE en particulier, je pense à Adeline, Ahmed, Succès, Sara, Sabba, Stéphanie, Fabrice, Alida, Tano, Fulgence, Bassalia, Aminata, Francisco, Lamine, Georges, Adanyro, Mame, Hamadou, Kafando, Lionel, Faith, Boniface, Rojo, Anselme, Lere, Irène. Merci pour votre sympathie, vos encouragements, vos conseils, et l'ambiance conviviale et fraternelle durant toutes ces années.

A mes collègues et amis Fernand ZOMA, TETE Hector, Yasmina OUEDRAOGO et Dr. Fanta BARRY pour l'ambiance fraternelle motivée par une amitié sans faille durant ces trois années. Vous êtes les meilleurs !

Au personnel de l'institut 2iE, particulièrement aux assistantes de l'école doctorale et de la direction de la recherche respectivement, Mme Obi Nadège KAM et Flavy Monique GNAMBIO, ainsi qu'à Karoll NABALOUM, assistante du Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique. Des personnes formidables qui travaillent en arrière-plan pour la réussite de la formation des doctorants. Veuillez trouver ici l'expression de ma profonde gratitude pour le travail que vous abattez au quotidien pour le bien-être des doctorants.

A mes amis WOGUIA Christiane, MUTLEN Amandine, KEMSOL Lucie, Bertrand BESSALA, NAKOPEN Amos, ASUH Rolantine, MONE Sandra, Yawata Hortence, Tekoumbo Larissa, pour leur sympathie, leurs encouragements qui auront également contribué à la réussite de ce travail ;

A toute la grande communauté camerounaise de l'institut 2iE, je pense à Fabrice KOUONANG, Alida MADZO, Armel AYOUMBISSI, Sonia YMELE SAAPI, Maeva DJAMBOU, Irène PONDI, Raïssa TAMIBE, Laurel DANBE, Kamso KAMTO, Démosthène KAMENI, merci !

A mes parents KODAMI Massama, DOUM-PLATA Martha, mes frères et sœurs KETCHANTANG Armelle, Rachelle, Oumarou, Daniel, Sylvie et Bintou pour leurs soutiens, leurs encouragements et leurs conseils tout au long de ces années de labeur.

Au risque d'oublier quelqu'un, je ne peux malheureusement pas citer toutes les autres personnes côtoyées pendant ces années au Burkina Faso. Je leur témoigne simplement toute mon affection et je les remercie pour le bonheur qu'elles m'ont apporté soit à travers une information, une blague ou un sourire.

A Tous, je dis Merci.

*« L'absence de données lors d'une étude d'ACV peut engendrer un AVC », Badza Kodami.*

## Table de matières

Résumé .....	i
Abstract .....	iii
Remerciements .....	v
Table de matières .....	viii
Liste des figures .....	xi
Liste des tableaux .....	xiv
Liste des abréviations .....	xv
INTRODUCTION GENERALE.....	16
1. Contexte général.....	1
2. Problématique et questions de recherche scientifique.....	3
3. Objectifs et hypothèses de recherche .....	5
4. Plan général de la thèse .....	6
CHAPITRE 1 : REVUE DE LA LITTERATURE .....	7
1.1. Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque .....	8
1.1.1. Principe de fonctionnement : effet photovoltaïque .....	8
1.1.2. Technologies des cellules photovoltaïques .....	9
1.2. Procédés de fabrication des panneaux photovoltaïques .....	13
1.2.1. Extraction de la silice .....	14
1.2.2. Transformation de la silice en silicium de grade métallurgique (Mg-Si) .....	14
1.2.3. Formation du silicium de grade solaire (SoG-Si).....	15
1.2.4. Cristallisation du silicium et production des tranches.....	17
1.2.5. Fabrication des cellules PV .....	20
1.3. Différents types de systèmes PV .....	22
1.3.1. Systèmes photovoltaïques autonomes .....	23
1.3.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau .....	26
1.3.3. Systèmes PV hybrides .....	27
1.4. Gestion des déchets PV : cadre réglementaire de gestion des déchets électriques et électroniques (DEEE) .....	28
1.5. Méthodologie générale de l'analyse du cycle de vie .....	30
1.5.1. Définition .....	30
1.5.2. Méthodologie générale de l'ACV .....	30
1.5.3. Outils d'Analyse du Cycle de Vie .....	39
1.5.4. Méthodologie sur l'ACV des systèmes PV .....	41

1.6. Analyse du cycle de vie des systèmes PV : études existantes.....	45
<b>CHAPITRE 2 : METHODOLOGIE D'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES CENTRALES PHOTOVOLTAIQUES .....</b>	<b>52</b>
2.1 Définition de l'objectif.....	53
2.2 Description des systèmes PV.....	54
2.2.1. Scénario de référence : le réseau national de distribution d'électricité.....	54
2.2.2. La centrale photovoltaïque de Zagtouli .....	54
2.2.3. Centrale photovoltaïque de Ziga .....	57
2.2.4. Centrale PV de l'institut 2iE .....	58
2.3. Définition du champ de l'étude .....	60
2.3.1. Fonction et unité fonctionnelle .....	60
2.3.2. Frontières des systèmes.....	60
2.3.3. Processus inclus dans les centrales PV étudiées .....	61
2.3.4. Frontières géographiques et temporelles .....	61
2.3.5. Qualification des données et des résultats.....	62
2.3.6. Hypothèses .....	63
2.4. Inventaire et analyse de l'inventaire .....	63
2.5. Évaluation des impacts environnementaux .....	65
2.5.1. Choix des catégories d'impacts environnementaux.....	66
2.5.2 Logiciel de modélisation environnementale .....	68
2.6. Temps de récupération énergétique (TRE).....	69
2.7. Analyse de sensibilité .....	69
<b>CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION .....</b>	<b>71</b>
3.1. Profils environnementaux des systèmes PV .....	72
3.1.1. Système de référence : Mix électrique du Burkina Faso .....	72
3.1.2. Centrales PV de grandes et moyennes tailles.....	74
3.1.3. Centrale PV de petite taille .....	87
3.2. Comparaison des systèmes de production d'électricité .....	89
3.3. Les temps de récupération énergétique .....	92
3.4 Analyse de sensibilité .....	93
3.4.1. Lieu de production des panneaux PV .....	93
3.4.2. Durée de vie des panneaux PV .....	95
3.4.3. Technologies des panneaux PV .....	97
3.4.4. Technologies des batteries .....	99
3.5 CONCLUSION .....	101

CHAPITRE 4 : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA GESTION DES DECHETS PV .....	102
4.1. Gestion des déchets PV au Burkina Faso .....	103
4.1.1. Méthodologie .....	103
4.1.2. Gestion de déchets PV au Burkina Faso .....	104
4.2. Évaluation des impacts environnementaux des différentes options de gestion des déchets PV .....	109
4.2.1 Définition de l'objectif et champ d'application .....	109
4.2.2 Inventaire et analyse de l'inventaire .....	114
4.2.3 Évaluation des impacts environnementaux .....	114
4.2.4 Interprétation des résultats .....	115
4.3 Propositions de solutions de réduction des impacts environnementaux des centrales photovoltaïques.....	125
4.3.1 Le choix des composantes PV .....	126
4.3.2 Phase de production des composantes .....	127
4.3.3 Phase d'exploitation.....	128
4.3.4 Phase de fin de vie .....	131
CONCLUSION GENERALE .....	137
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	141
ARTICLES ET CONFÉRENCES .....	163
ANNEXES .....	164

## Liste des figures

### CHAPITRE 1

Figure 1. 1 Principe de fonctionnement d'une cellule PV (Sillion, 2003).....	9
Figure 1. 2 Les familles de cellules solaires PV (Photovoltaïque.Info - Technologies de Cellules Solaires Photovoltaïques, n.d.).....	10
Figure 1. 3 Technologies de cellules solaires PV : (a) monocristalline ; (b) polycristalline ; (c) amorphe et (d) organique (Espinosa, 2013) .....	13
Figure 1. 4 Production d'un panneau PV en silicium polycristallin (Alsema & De Wild-Scholten, 2006).....	14
Figure 1. 5 Production du silicium métallurgique.....	15
Figure 1. 6 Procédé « Czochralski » (Jay, 2016) .....	18
Figure 1. 7 Production du silicium polycristallin, adaptée de Drouiche et al. (2014).....	19
Figure 1. 8 Procédé de sciage du lingot de silicium au fil d'acier (Nadri, 2013) .....	20
Figure 1. 9 Types de systèmes PV (El Hammoumi et al., 2022). .....	23
Figure 1. 10 . Système PV autonome avec stockage d'énergie (Rezkallah, 2017).....	24
Figure 1. 11 Système PV connecté au réseau simplifié (Rezkallah, 2017).....	27
Figure 1. 12 . Système PV hybride en site isolé.....	28
Figure 1. 13 Les étapes de l'Analyse du cycle de vie (ISO, 2006) .....	31
Figure 1. 14 Limite du système étudié dans une ACV (Jolliet, 2015).....	33

### CHAPITRE 2

Figure 2. 1 Vue aérienne partielle de la centrale solaire PV de Zagtouli.....	56
Figure 2. 2 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Zagtouli.....	56
Figure 2. 3 Répartition mensuelle de l'irradiation annuelle globale horizontale sur le site de Zagtouli en 2021.....	57
Figure 2. 4 Vue aérienne de la centrale solaire PV de Ziga .....	58
Figure 2. 5 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Ziga .....	58
Figure 2. 6 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Ziga .....	60
Figure 2. 7 Frontière des systèmes PV étudiés.....	61
Figure 2. 8 Catégories d'impacts et de dommages couvertes par la méthode ReCiPe 2016 et de leur relation avec les zones de protection (M. Huijbregts et al., 2016).....	66
Figure 2. 9 Principe de l'analyse du cycle de vie avec le logiciel SimaPro.....	68

### CHAPITRE 3

Figure 3. 1 Contributions environnementales de la production d'électricité par le réseau national du Burkina Faso (système de référence). .....	72
Figure 3. 2 Contributions environnementales de la production d'électricité par la centrale PV de Zagtouli.....	74
Figure 3. 3 Contributions environnementales de la production d'électricité par la centrale PV de Ziga.....	75
Figure 3. 4 Contribution des étapes du cycle de vie à l'émission du dioxyde de carbone et du méthane de l'indicateur changement climatique .....	77
Figure 3. 5 Contributions des substances aux indicateurs écotoxicités (terrestre et d'eau douce).....	80
Figure 3. 6 Contributions des substances aux indicateurs toxicité humaine cancérigène et non cancérigène.....	81
Figure 3. 7 Contribution des composantes à l'émission des substances responsables de la diminution des ressources minérales.....	83
Figure 3. 8 Contribution des composantes à la consommation des ressources fossiles.....	84
Figure 3. 9 Processus contributeurs à la consommation d'eau .....	86
Figure 3. 10 Résultats de la caractérisation des impacts environnementaux de la centrale PV de ZiE.....	87
Figure 3. 11 Comparaison environnementale normalisée des systèmes de production d'électricité.....	90
Figure 3. 12 Les TRE des centrales PV installées au Burkina Faso (2140 kWh/m <sup>2</sup> /an) .....	92
Figure 3. 13 Résultats d'influence de la durée de vie des modules PV sur les indicateurs environnementaux des centrales PV.....	96

### CHAPITRE 4

Figure 4. 1 Gestion actuelle des déchets PV et les acteurs impliqués.....	104
Figure 4. 2 Stockage des modules hors service à l'air libre .....	106
Figure 4. 3 Incinération des câbles électriques au Burkina Faso .....	108
Figure 4. 4 Scénario 0 (référence), ce qui se fait actuellement. ....	111
Figure 4. 5 Scénario 1, recyclage partiel.....	112
Figure 4. 6 Scénarios 2, recyclage total.....	112

Figure 4. 7 Catégories d'impact et de dommages couvertes par la méthode ReCiPe 2016 et de leur relation avec les zones de protection (M. Huijbregts et al., 2016).....	115
Figure 4. 8 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur santé humaine.....	117
Figure 4. 9 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur qualité de l'écosystème .....	120
Figure 4. 10 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur ressources .....	122
Figure 4. 11 Comparaison normalisée des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion de fin de vie des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur santé humaine .....	123
Figure 4. 13 Agrivoltaïque au Kenya (Chloride Exide Ltd) .....	131
Figure 4. 14 Schéma de la stratégie de collecte des déchets PV proposée pour le Burkina Faso .....	133
Figure 4. 15 Fours à plomb secondaire, le haut fourneau à gauche et le four rotatif à droite (Manhart & Schleicher, 2015).....	134

## Liste des tableaux

### CHAPITRE 1

Tableau 1. 1 Comparaison entre les différentes technologies des modules PV (CETE Méditerranée, 2010; ONEE, 2015) .....	13
Tableau 1. 2 Synthèse des bases des données utilisées en ACV .....	40
Tableau 1. 3 Synthèse des bases des données utilisées en ACV .....	40
Tableau 1. 4 Durées de vie des composantes PV (Frischknecht, Stolz, Heath, et al., 2020) ...	42

### CHAPITRE 2

Tableau 2. 1 Frontières géographiques des systèmes étudiés .....	62
Tableau 2. 2 L'inventaire des données et leurs sources .....	64
Tableau 2. 3 Catégories d'impact choisies pour être analysées dans le cadre de l'ACV .....	67

### CHAPITRE 3

Tableau 3. 1 Évolution des impacts environnementaux potentiels des centrales PV par rapport au cas de base si les modules PV étaient fabriqués en Norvège. ....	94
Tableau 3. 2 Influence de la technologie de modules PV sur les impacts environnementaux globaux des centrales PV. ....	98
Tableau 3. 3 Effet de la substitution de la batterie plomb-acide par une batterie lithium-ion sur les impacts environnementaux potentiels des centrales PV. ....	100

### CHAPITRE 4

Tableau 4. 1 Inventaire des déchets en fonction des centrales PV étudiées.....	110
Tableau 4. 2 L'inventaire des données et leurs sources .....	114
Tableau 4. 3 Les catégories d'impacts Endpoint de la méthode ReCiPe (H) .....	114
Tableau 4. 4 Analyse de sensibilité sur la distance du lieu de recyclage (100 à 1000 km) ...	124

## Liste des abréviations

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ACV	: Analyse du cycle de vie
AIE	: Agence internationale de l'énergie
a-Si	: Silicium amorphe
CO <sub>2</sub> eq	: Dioxyde de carbone équivalent
Cu eq	: Cuivre équivalent
DALY	: Disability-Adjusted Life Year
DCB	: Dichlorobenzène
DEEE	: Déchets d'équipements électriques et électroniques
ISO	: Organisation internationale de normalisation
kV	: Kilovolt
kWh	: Kilowattheure
Li-ion	: Lithium ion
Mg-Si	: Silicium de grade métallurgique
Mono	: Silicium monocristallin
MWc	: Mégawatts-crête
PV	: Photovoltaïque
Poly-Si	: Silicium polycristallin
ReCiPe	: Relevance, Performance, and Impact Assessment
Sog-Si	: Silicium de grade solaire
TRE	: Temps de récupération énergétique
USD	: United States dollar
Wc	: Watts-crête

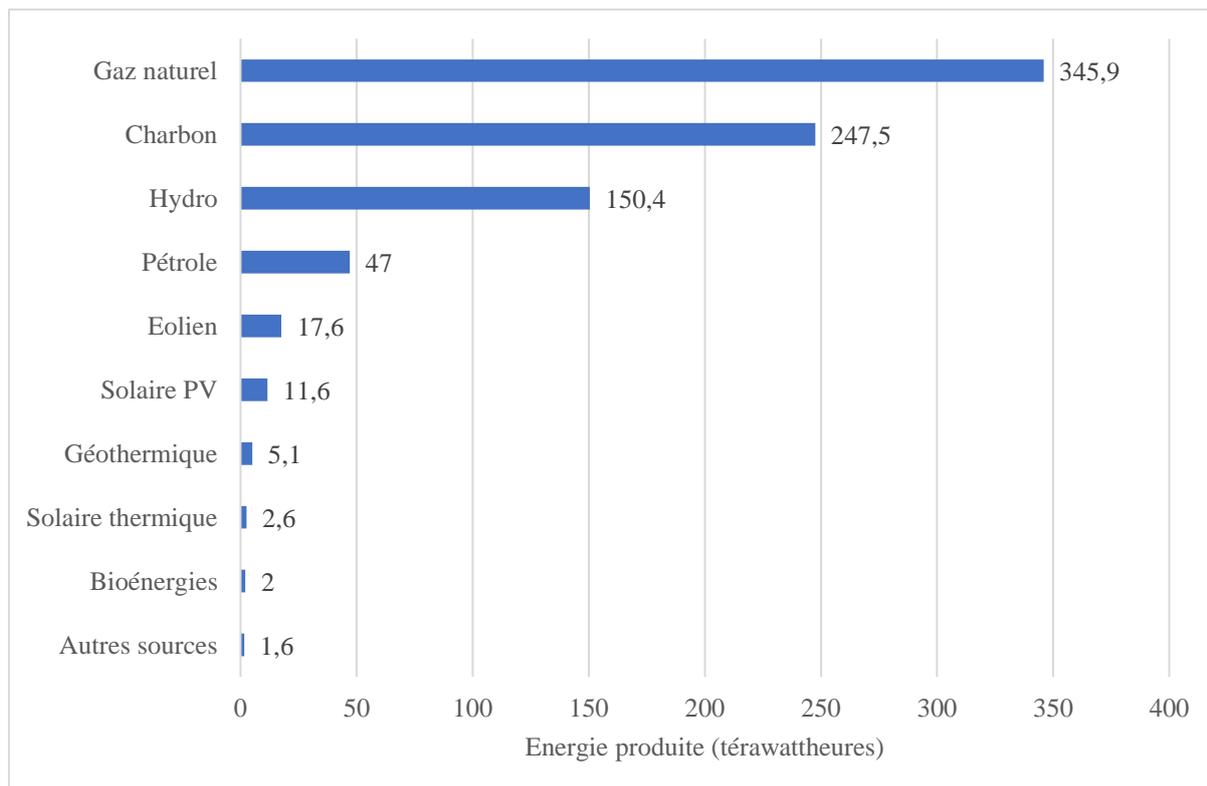
## **INTRODUCTION GENERALE**

Cette section d'introduction de la thèse vise d'abord à présenter le contexte d'accès à l'énergie électrique en Afrique subsaharienne et les problèmes de changement climatique auquel elle fait face. La question de transition énergétique en Afrique y est également abordée. La problématique des impacts environnementaux des sources d'énergies renouvelables en général, et particulièrement l'énergie solaire photovoltaïque est présentée. L'introduction s'achève par la présentation des objectifs de la thèse et le plan général de la thèse.

## **1. Contexte général**

L'Afrique subsaharienne est l'une des régions du monde ayant le plus faible taux d'accès à l'électricité (20%), soit environ 640 millions de personnes sans accès à l'électricité en 2021 (IEA, 2022b). Le taux d'accès à l'électricité varie d'un pays à un autre, mais en moyenne, la consommation annuelle est de 488 kWh/habitant et de 150 kWh si l'on exclut l'Afrique du Sud, soit moins de 5% de la consommation d'un habitant européen (Avila et al., 2017). De plus, dans les zones raccordées au réseau, la qualité et la fiabilité des services énergétiques sont médiocres, entravant ainsi le développement socioéconomique des populations (éducation, santé, agriculture et industrie) (Cole et al., 2018; Shahsavari & Akbari, 2018). Le manque des capacités et d'infrastructures de production d'électricité, le faible investissement du secteur public dans les nouvelles capacités de production sont les causes principales de ce faible taux d'accès à l'énergie (Blimpo et al., 2020; Byaro & Mmbaga, 2022).

L'Afrique subsaharienne, composée de nombreux pays, présente une diversité de sources de production d'électricité. Les combustibles fossiles représentent la plupart des sources d'énergie, avec des parts élevées de gaz naturel, de charbon et de pétrole (IEA, 2019). La figure 1 présente les principales sources de production d'électricité en Afrique.



*Figure 1. Principales sources d'électricité en Afrique en 2020 (Africa: Main Sources of Electricity Generation / Statista, n.d.)*

Le contexte énergétique actuel pose deux problématiques. La première, la raréfaction des ressources fossiles (pétrole, charbon, le gaz) qui sont limitées dans le temps et leur hausse de prix. En effet, les prix des combustibles fossiles connaissent des variations depuis les années 1970 en raison d'événements historiques. Récemment, la crise sanitaire de Covid 19 et la guerre entre la Russie et l'Ukraine ont entraîné une augmentation exponentielle des coûts du pétrole (Chang et al., 2022; Gharib et al., 2021). Les pays non producteurs de pétrole, mais dont la production d'électricité est basée sur les combustibles fossiles, ont été durement touchés par les conséquences de la pandémie de coronavirus et de la guerre en Ukraine.

La seconde problématique est l'émission des gaz à effet de serre liée à l'utilisation des combustibles fossiles pour la production de l'énergie. L'Afrique, comme toutes les régions du monde ces dernières années, fait face à des défis liés aux changements climatiques ayant pour conséquence la variabilité des précipitations, les sécheresses, les inondations, la crise alimentaire et parfois la perte de la biodiversité (Atwoli et al., 2022; PACJA, 2009).

C'est dans ce contexte de problématique de la rareté des combustibles fossiles et de l'instabilité de leurs coûts, mais aussi de changement climatique, que l'on assiste à la recherche de nouvelles alternatives aux systèmes de production traditionnelle polluante

d'électricité, notamment les énergies renouvelables (Baye et al., 2021). En effet, l'Afrique subsaharienne a des potentiels importants en énergies renouvelables éoliennes, solaires, hydroélectriques et même géothermiques inégalement répartis (IRENA and AfDB, 2022; Ram, 2006). L'exploitation des ressources solaires photovoltaïque représente un vaste potentiel parmi ces énergies renouvelables. En effet, le potentiel solaire PV africain représente 60% de ressources solaires mondiales (IEA et al., 2022). Aussi, ces dernières années, on assiste au développement de projets des installations PV de petite, moyenne et grande tailles dans la quasi-totalité des pays de l'Afrique subsaharienne au travers d'investissements privés et publics (Antonanzas-Torres et al., 2021c; Sahlberg et al., 2021).

## **2. Problématique et questions de recherche scientifique**

Bien que considérées comme une forme d'énergie propre, renouvelable, respectueuse de l'environnement, et silencieuse pendant la phase d'exploitation, les installations PV ne sont pas pour autant dénuées d'impacts environnementaux et peuvent constituer un danger pour la santé humaine et pour l'environnement. Les systèmes PV sont un ensemble de composantes constitué principalement des modules PV, des onduleurs, des câbles et des connexions électriques, des supports et structures de montage, et le cas échéant des batteries. La composition chimique de ces composantes peut avoir un impact sur l'environnement pendant leur installation, leur exploitation et leur démantèlement, incluant les impacts environnementaux engendrés lors de la phase de production. En outre, la gestion des déchets en fin de vie peut poser un problème en l'absence d'un plan de gestion approprié. Avec la prise de conscience grandissante par rapport aux problèmes environnementaux liés à l'utilisation des certaines énergies renouvelables l'intégration d'une saine gestion de l'environnement gagne en importance. En réponse à cette réalité, divers outils d'évaluation environnementale de système de production d'électricité tels que l'analyse des risques environnementaux, l'analyse des flux de matière et l'empreinte écologique se sont développés. Ces outils apportent certaines réponses nécessaires à la prise de décisions éclairée, tant pour les acteurs du domaine public que privé (Finnveden et al., 2009). L'analyse du cycle de vie (ACV) est une méthode systématique d'évaluation des impacts environnementaux d'un produit, d'un processus ou d'un service tout au long de son cycle de vie, de la production à la fin de vie (ISO, 2007) est de plus en plus utilisée. En effet, comparé à d'autres outils d'évaluation environnementale, l'ACV est un outil multi-étapes, c'est-à-dire qu'elle prend en compte toutes les étapes du cycle de vie, mais aussi multicritères puisqu'elle permet d'évaluer plusieurs indicateurs environnementaux. Elle permet ainsi d'éviter le

transfert de pollution d'une phase de cycle de vie à une autre, ou d'une catégorie d'impact vers une autre (ISO, 2007).

De nombreuses études d'analyse du cycle de vie des systèmes PV ont été abordées dans la littérature. (Desideri et al., 2012; Hou et al., 2016; Leccisi et al., 2016; Luo et al., 2018; Milousi et al., 2019; Muteri et al., 2020; Rajput et al., 2018). Muteri et al. (2020) ont réalisé une revue bibliographique sur les analyses du cycle de vie des différents systèmes PV, ils ont démontré que les impacts environnementaux de ces derniers étaient fonction de la technologie des modules PV, de leur rendement, du lieu de fabrication, du lieu d'installation et de la gestion ou non des déchets PV à la fin d'exploitation de la centrale.

Kamal et al. (2021) ont examiné en détail dans une revue les impacts environnementaux des installations commerciales et émergentes de petite et grande tailles en considérant toutes les étapes de cycle de vie. Une minimisation des déchets et un recyclage ont été recommandés pour la viabilité de ses systèmes PV. Il ressort également de ces études que la fabrication des modules PV est l'étape ayant le plus d'impacts environnementaux sur le système PV pour les systèmes sans stockage d'énergie.

D'autres études se sont focalisées sur les impacts environnementaux des systèmes de stockages, notamment les batteries (Chen et al., 2017; Davidson et al., 2016; Gao et al., 2021; Mohr et al., 2020; Rajaeifar et al., 2021; Thomas et al., 2020; Yudhistira et al., 2022). Il ressort des études de Yudhistira et al. (2022) et Thomas et al. (2020) que les batteries lithium-ion ont moins d'incidences sur l'environnement que les batteries plomb-acide. De plus, les études de Haefliger et al. (2009) ont montré que la mauvaise gestion des batteries plomb-acide en fin vie pouvait entraîner des conséquences drastiques sur l'environnement et sur la santé humaine.

Ces études se sont majoritairement concentrées sur des installations PV des pays Européens et Asiatiques. Les études d'évaluation des impacts environnementaux des installations PV des pays de l'Afrique subsaharienne sont très peu abordées et discutées dans la littérature, les données sont pratiquement inexistantes, seules quelques études en ont traité, se sont : Corona et al. (2016) ; Akinyele et al. (2017) ; Tsuchiya et al. (2020) et Deriche et al. (2020). De toutes les études menées, aucune étude de comparaison des installations PV en fonction de leur taille n'a été faite. De plus, aucune étude sur la gestion de fin de vie des déchets PV n'a été faite dans le contexte des pays en voie de développement caractérisé par l'absence des lois et réglementations sur la gestion des PV et le manque des infrastructures

appropriés de recyclage. Dans ce contexte, quels sont les impacts environnementaux des centrales PV en fonction de leur taille ? Plus spécifiquement, quels sont les impacts des différents scénarios de gestion des déchets PV au Burkina Faso ? Et quelles sont les solutions pour minimiser ces impacts environnementaux. Les réponses à ces questions permettront dans un premier temps d'améliorer les données de la littérature sur les impacts environnementaux des installations PV de l'Afrique subsaharienne. Elles contribueront à aider les décideurs, les gouvernements, les entreprises et les organismes de réglementation à prendre des décisions éclairées sur le développement de l'énergie solaire en Afrique ; de comparer l'impact environnemental des centrales PV à d'autres sources d'énergie et aider les gouvernements à identifier les domaines où des améliorations peuvent être apportées pour réduire les impacts environnementaux des installations PV tout au long de leur cycle de vie.

### **3. Objectifs et hypothèses de recherche**

L'objectif global que l'on vise au travers de ces travaux de thèse est d'évaluer les impacts environnementaux des centrales PV dans le contexte des pays en voie de développement à travers l'outil analyse du cycle de vie. Pour atteindre cet objectif, cette étude devra de façon plus spécifique :

- Évaluer et comparer les profils environnementaux et identifier les étapes de processus contributeurs aux impacts environnementaux des centrales PV de petite, moyenne et grande tailles installées au Burkina Faso ;
- Décrire le système de gestion actuelle des déchets PV au Burkina Faso ;
- Évaluer et comparer les profils environnementaux des différentes options de gestion des déchets PV au Burkina Faso ;
- Proposer des stratégies de réduction des impacts environnementaux des centrales PV en se basant sur les résultats de l'analyse du cycle de vie.

Quatre hypothèses de recherches ont été formulées :

- Les centrales PV de petite tailles ont des impacts environnementaux supérieurs aux centrales PV de moyenne et grande tailles et au mix électrique du Burkina Faso.
- Le système de gestion actuelle des déchets PV au Burkina Faso constitue une source de pollution pour la santé humaine et pour l'environnement.
- Le recyclage de déchets PV en fin de vie est la meilleure option de gestion de fin de vie des déchets PV.

- Il existe des stratégies de réduction des impacts environnementaux des centrales PV en se basant sur les résultats de l'analyse du cycle de vie.

#### **4. Plan général de la thèse**

Le contenu de cette thèse s'articule autour de 04 chapitres décrits ci-dessous :

**Chapitre 1 :** Ce chapitre présente une revue bibliographique. Tout d'abord, les généralités sur les systèmes PV, leur classification, les procédés de fabrication des composantes PV sont présentés. Ensuite, la méthodologie générale de l'analyse du cycle de vie est présentée. Une brève revue de la littérature sur les analyses de cycle de vie des installations PV est présentée en fin du chapitre.

**Chapitre 2 :** Ce chapitre est destiné à la présentation de la méthodologie de l'analyse du cycle de vie et celle de la comparaison des impacts environnementaux des centrales PV de petite, moyenne et grande taille. Il regroupe la description des centrales PV et les quatre étapes de l'ACV conformément aux normes ISO 14040 et 14044.

**Chapitre 3 :** Ce chapitre présente les résultats de comparaison des centrales PV à ceux du mix énergétique du Burkina Faso. Des résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés également dans le même chapitre.

**Chapitre 4 :** Ce chapitre comporte trois parties. Dans la première partie, un état des lieux de la gestion actuelle des déchets PV au Burkina Faso est présenté. La partie 2 traite des impacts environnementaux des différents scénarios de gestion des déchets PV provenant des centrales PV. Enfin, dans la dernière partie de ce chapitre, les propositions de configurations viables minimisant les impacts environnementaux des centrales PV sont présentées.

## **CHAPITRE 1 : REVUE DE LA LITTERATURE**

De nos jours, les systèmes photovoltaïques (PV) sont déployés avec succès dans le monde entier avec une grande variété d'applications, notamment les installations PV pour les milieux ruraux (la réfrigération des vaccins, les télécommunications, le pompage d'eau, les satellites), les systèmes PV d'autoconsommation résidentiels et industriels, les systèmes commerciaux connectés au réseau, etc. L'objectif de ce chapitre est de présenter dans un premier temps les généralités sur les systèmes PV, les procédés de fabrication des composantes d'un système PV ainsi que leurs classifications, et dans un deuxième temps la méthodologie d'analyse du cycle de vie (ACV), et enfin de chapitre un état de l'art sur l'analyse du cycle de vie des installations PV.

## **1.1. Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque**

### **1.1.1. Principe de fonctionnement : effet photovoltaïque**

L'énergie solaire PV est l'énergie électrique produite à partir de l'effet photovoltaïque. Ce dernier consiste à convertir l'énergie lumineuse issue des rayons solaires en énergie électrique au moyen d'une cellule PV qui est faite avec un matériau semi-conducteur (Goetzberger et al., 2003). Schématiquement, un photon de lumière incidente permet sous certaines circonstances de mettre en mouvement des électrons, produisant ainsi un courant électrique.

La Figure 1. 1 schématise le principe de fonctionnement d'une cellule PV dont la structure générale est celle d'une diode à jonction PN. Cette dernière est une interface entre deux types de matériaux semi-conducteurs dopés différemment, un de type N et l'autre de type P. Le matériau de type N est dopé avec des atomes qui fournissent des électrons supplémentaires dans la structure cristalline du semi-conducteur, tandis que celui de type P est dopé avec des atomes qui créent un déficit d'électrons générant ainsi des trous ou lacunes. Lorsque la jonction PN est exposée à la lumière, les photons peuvent exciter les électrons dans les régions dopées de type N, créant des paires électron-trou (PETIT, 2011). Ces porteurs de charges mobiles peuvent ainsi se déplacer à travers la jonction PN et générer un courant électrique, dépendant de l'éclairement reçu. L'absorption des photons et la séparation des particules de charges générés (les électrons et les trous) ont lieu dans des matériaux semi-conducteurs. Le semi-conducteur, élément principal de la cellule PV, constitue donc le cœur du principe photovoltaïque.

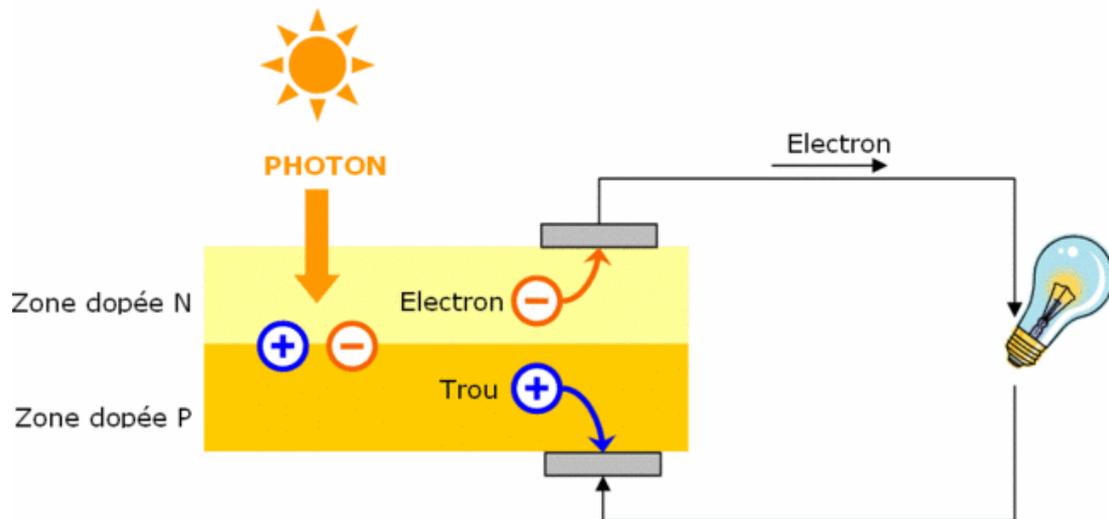


Figure 1. 1 c (Sillion, 2003)

Il existe un certain nombre de matériaux semi-conducteurs différents qui conviennent à la conversion de l'énergie des photons en énergie électrique, chacun présentant des avantages et des inconvénients. L'une des propriétés les plus importantes d'un matériau semi-conducteur est la bande interdite. Elle est une propriété essentielle des semi-conducteurs photovoltaïques, car elle indique les longueurs d'onde de la lumière que le matériau peut absorber et convertir en énergie électrique et donc la partie spectre solaire qui est efficace pour un matériau semi-conducteur donné (Moheimani & Parlevliet, 2013). Différents types de semi-conducteurs, tels que le silicium cristallin (c-Si), le silicium amorphe (a-Si), l'alliage de Cuivre-Indium-Sélénium (CIS), le tellure de cadmium (CdTe), etc. sont utilisés dans les cellules solaires. Ainsi, plusieurs technologies de cellules PV sont disponibles suivant la nature des matériaux semi-conducteurs utilisés pour former la jonction.

### 1.1.2. Technologies des cellules photovoltaïques

L'énergie solaire PV a connu une évolution technologique impressionnante. Diverses technologies de cellules solaires PV existent, mais les plus couramment utilisées et commercialisées sont le silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) et le silicium amorphe, également connu sous le nom de cellules à couches minces (Mesquita et al., 2019). Les principales familles de technologie des cellules PV sont présentées à la Figure 1. 2.

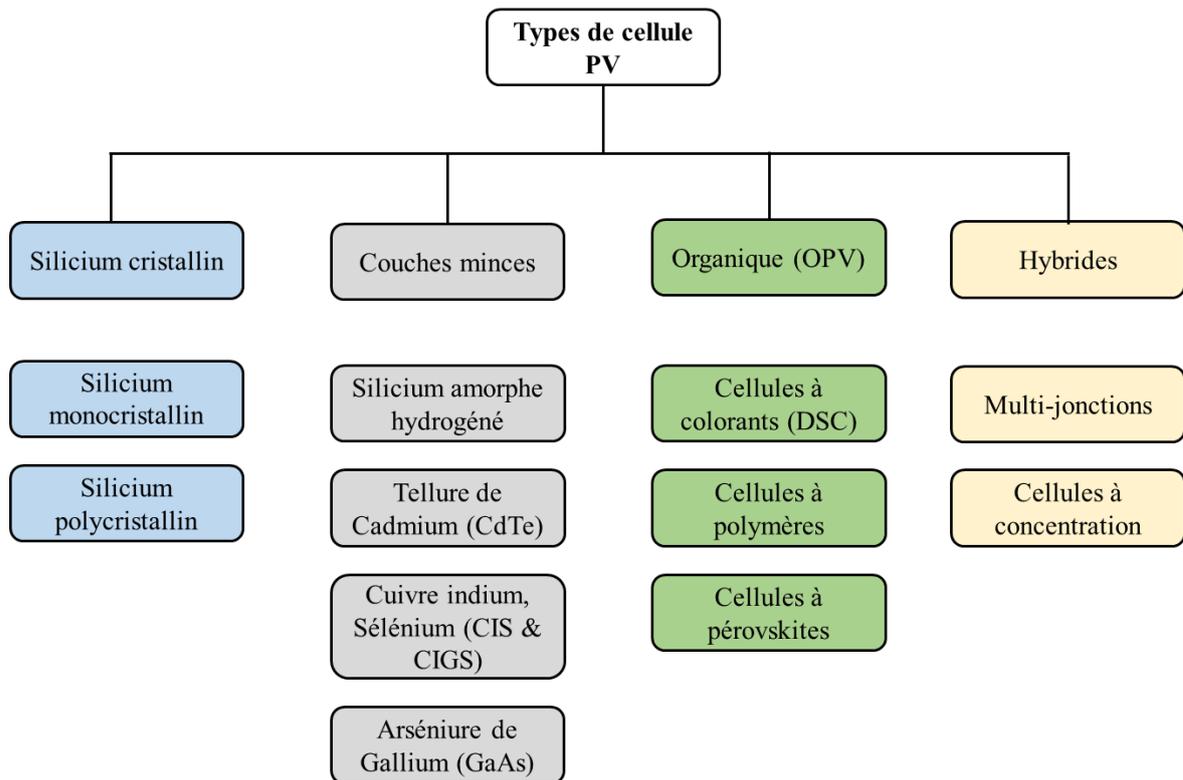


Figure 1. 2 Les familles de cellules solaires PV (Photovoltaïque.Info - Technologies de Cellules Solaires Photovoltaïques, n.d.)

### 1.1.2.1. Silicium cristallin (c-Si)

Classé comme la première génération des modules solaires, historiquement, le silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) a dominé le marché mondial des modules PV. Il représentait plus de 90% de la production photovoltaïque en 2014, et environ 94% en 2019 (Feldman et al., 2018; IRENA, 2019). La compétitivité du silicium cristallin sur le marché a été soutenue par l'amélioration de l'efficacité des cellules et des modules et par l'optimisation de la fabrication à des échelles permettant des réductions de coûts spectaculaires (Allouhi et al., 2023).

#### a) Cellules solaires monocristallines

Les panneaux PV silicium monocristallin ou mono-Si sont formés d'un seul cristal de silicium ordonné et sont connus pour être les panneaux de première qualité, et les plus efficaces (Feldman et al., 2018; Parida et al., 2011). Ces panneaux sont facilement reconnaissables à leurs cellules noires uniformes et à leurs bords arrondis (Figure 1. 3 a). Ils ont une puissance de sortie élevée, atteignant des rendements d'environ 20% ces dernières années, ils occupent moins d'espace, car ils ont le meilleur rapport puissance/surface et des durées de vie longues (25 ans) (C. Zhang et al., 2018). Les performances des modules

monocristallins sont également moins affectées par l'augmentation de la température. Si les modules sont efficaces, leur processus de fabrication est moins durable, car il est énergivore et génère plus de déchets que les autres technologies (Rathore et al., 2021; Tao, 2014). Cela augmente le coût de production, ce qui se traduit par un coût élevé pour l'utilisateur final (Rathore et al., 2021).

### **b) Cellules solaires polycristallines**

Les cellules solaires de technologie silicium polycristallin sont constituées de plusieurs monocristaux, également appelés grains, qui présentent des orientations cristallines désorientées les unes par rapport aux autres (MOUHADJER, 2007). Elles coûtent relativement moins cher que les technologies monocristallines en raison de la simplicité de leur procédé de fabrication moins énergivore et nécessitant moins de matériaux. Mais, elles sont légèrement moins efficaces que les cellules monocristallines en raison des défauts cristallins, avec un rendement énergétique moyen de l'ordre de 12% (Sood et al., 2018) (Figure 1. 3 b). Bien que le rendement soit plus faible, la durée de vie de ces cellules est semblable à celle du mono-Si, environ 25 ans. Elles représentent la plus grande part du marché parce qu'elles présentent le meilleur rapport qualité-prix et coûtent parfois deux fois moins que celles monocristallines, bien qu'offrant des niveaux d'efficacité proche de 15% (Rathore et al., 2021).

#### **1.1.2.2. Cellules solaires à couche mince**

Les technologies des couches minces diffèrent des cellules solaires traditionnelles en silicium monocristallin ou polycristallin par leur processus de fabrication. Elles sont caractérisées par des couches de matériaux semi-conducteurs minces (de quelques dizaines à quelques centaines de nanomètres selon la technologie) déposées sur un substrat. Malgré leur faible épaisseur, les cellules PV à couches minces ont une capacité d'absorption de la lumière supérieure à celle du silicium cristallin (Kang, 2021). Les cellules PV à couches minces les plus couramment rencontrées sur le marché sont fabriquées à partir de différents matériaux semi-conducteurs, chacune avec sa technologie propre de fabrication (Bakhiyi et al., 2014).

- **Silicium amorphe (a-Si)** : les cellules sont fabriquées à partir du silicium non cristallin (amorphe), elles représentent l'une des technologies à couches minces les plus anciennes et les plus répandues. Bien qu'elles aient une efficacité relativement faible par rapport aux cellules solaires en silicium cristallin, elles peuvent être

déposées sur un substrat flexible et ont un coût de production plus bas (Sood et al., 2018). La Figure 1. 3 c présente une cellule PV en silicium amorphe.

- **Tellurure de cadmium (CdTe)** : les cellules CdTe constituent la deuxième technologie PV la plus répandue sur le marché mondial après le silicium cristallin. Elles sont connues pour leur efficacité élevée (18-20%) et leur faible coût de production (Baines et al., 2018). First Solar est le principal producteur des cellules CdTe dans le monde.
- **Diséléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS)** : Les cellules à base de CIGS sont fabriquées à partir de diséléniure de cuivre-indium-gallium, un matériau qui offre une efficacité raisonnable et une grande flexibilité. Cette technologie qui a gagné en popularité ces dernières années a atteint un rendement record de 23% en 2019 (Nakamura et al., 2019).

Bien que les technologies des cellules à couches minces soient plus simples à produire et relativement moins chères, elles sont moins préférées aux technologies cristallines (Sood et al., 2018). En effet, elles ne conviennent pas aux installations résidentielles en raison de l'espace qu'elles occupent (V. Fthenakis, 2012). Toutefois, elles peuvent être utilisées pour des projets commerciaux et industriels où l'espace est le plus disponible.

### **1.1.2.3. Les cellules photovoltaïques organiques**

Les cellules solaires de troisième génération ou cellules solaires organiques sont constituées de fines couches (moins de 100 nm) de matériaux semi-conducteurs organiques capables de convertir l'énergie solaire en énergie électrique (Cui et al., 2021). L'utilisation des matériaux organiques est motivée par la volonté de remplacer le silicium coûteux des cellules PV conventionnelles, tout en appliquant des techniques de production simple.

Elles regroupent les cellules solaires à colorant (DSSC), les cellules solaires à polymères et les cellules solaires à pérovskites. Elles constituent une alternative moins coûteuse aux cellules solaires au silicium et celles en couches minces, car de leur nature flexible, elles peuvent être imprimables par des technologies d'impressions moins onéreuses. Malgré ses avantages, les cellules organiques sont toujours au stage de la recherche et du développement pour améliorer les rendements et leurs stabilités.

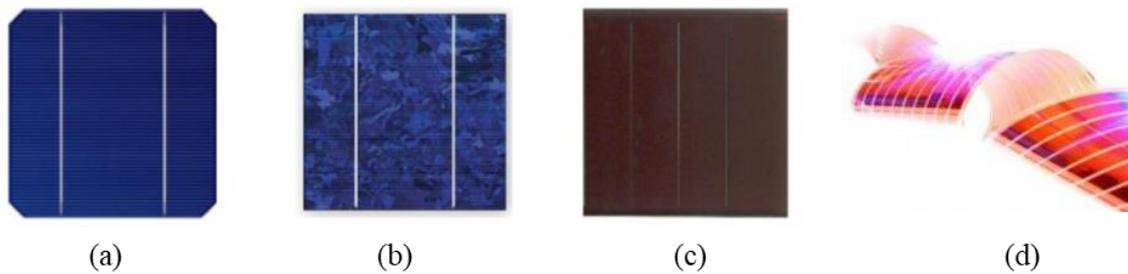


Figure 1. 3 Technologies de cellules solaires PV : (a) monocristalline ; (b) polycristalline ; (c) amorphe et (d) organique (Espinosa, 2013)

Les différentes technologies de cellules PV ont chacune des avantages et des inconvénients qui dépendent de divers facteurs, notamment l'efficacité, le coût, la durabilité, l'application spécifique, l'emplacement géographique, et d'autres considérations. Le Tableau 1. 1 présente une comparaison des principales technologies de cellules PV.

Tableau 1. 1 Comparaison entre les différentes technologies des modules PV (CETE Méditerranée, 2010; ONEE, 2015)

Type de module	Rendement	Durée de vie	Avantages	Inconvénients
Monocristallin	16-21%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 25 ans à 90% Pc</li> <li>• 30 ans à 80% Pc</li> </ul>	Rendement et durée de vie élevés, meilleur rapport puissance/surface	Chère, énergivore, coût élevé
Polycristallin	12-17%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 ans à 90% Pc</li> <li>• 25 ans à 80% Pc</li> </ul>	Moins chère, durée de vie élevée, bon rapport coût/puissance surface	Rendement moyen
Couches minces	7-10%	10 ans	Meilleur coût par Wc	Faible rendement, courte durée de vie, occupe l'espace
Organiques	7-10%		Capte une grande quantité de la lumière	Rendement faible, courte durée de vie, occupe l'espace

## 1.2. Procédés de fabrication des panneaux photovoltaïques

De nos jours, environ 97% des panneaux PV utilisés actuellement sont basés sur le silicium cristallin (IRENA, 2019). Aussi, seuls les procédés de fabrication des panneaux basés sur le silicium cristallin seront présentés dans cette section.

La fabrication d'un module PV de technologie silicium cristallin est un ensemble de processus complexes composés de plusieurs étapes. La Figure 1. 4 présente les différentes étapes d'obtention des modules PV à partir de la matière première.

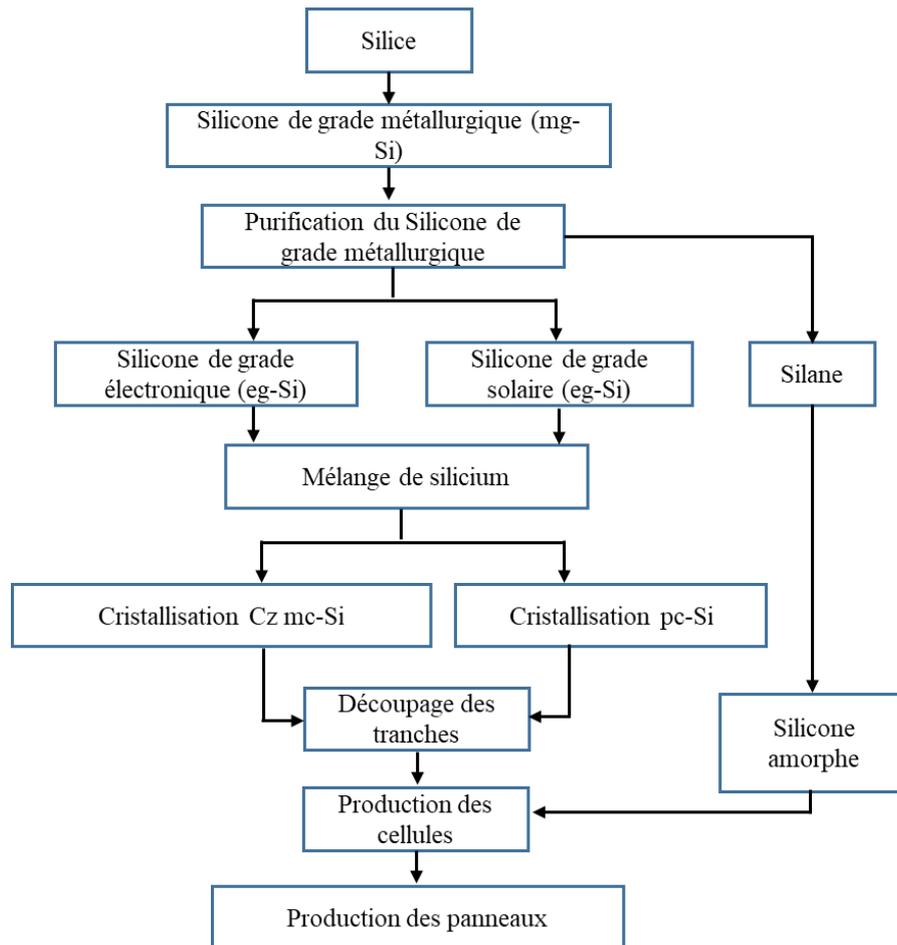


Figure 1. 4 Production d'un panneau PV en silicium polycristallin (Alsema & De Wild-Scholten, 2006)

### 1.2.1. Extraction de la silice

La silice, sous forme de silice ( $\text{SiO}_2$ ) est extraite à partir de sable et de quartz. Il s'agit de matériaux très abondants sur terre et le procédé d'extraction est totalement mature. Après minage, le sable est transporté, classifié, poli, conditionné et flotté. Peu d'émissions sont générées par ce procédé si ce n'est des poussières (Alsema & de Wild-Scholten, 2006).

### 1.2.2. Transformation de la silice en silicium de grade métallurgique (Mg-Si)

Le silicium est le deuxième élément le plus abondant dans la croûte terrestre dans laquelle il représente environ 26% (Saga, 2010). Existant sous forme de dioxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ) et de silicates, il doit être converti en silicium élémentaire (Si), avec de très faibles niveaux de contaminants (aluminium, fer et calcium), afin d'être utile dans les applications PV (Bekkelund, 2013a). La première étape de ce processus de purification consiste à produire du silicium de qualité métallurgique (MG-Si).

La transformation du quartz ou du sable en silicium de grade métallurgique (MG-Si) est réalisée par la réduction carbothermique de la silice avec le carbone dans un four à arc électrique à de très hautes températures (1 400 - 2 000 °C) (Martello, 2012). Les agents de réduction les plus utilisés sont le charbon, le coke, la houille, le charbon de bois et les copeaux de bois (Jungbluth et al., 2012). La demande en électricité est généralement de 10 à 50 kWh/kg de MG-Si (Gerbinet 2011). La Figure 1. 5 présente le principe de fabrication de silicium de grade métallurgique.

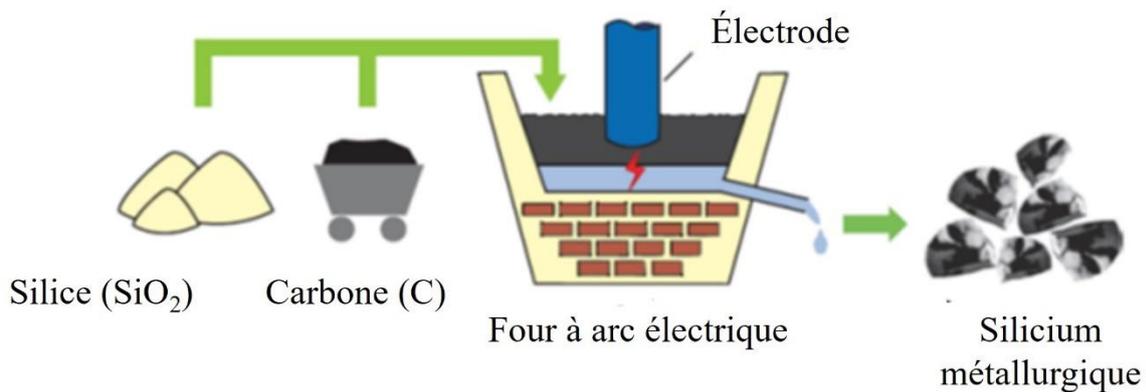


Figure 1. 5 Production du silicium métallurgique

La réaction de réduction mise en jeu dans le four à arc électrique est la suivante :



Après la fusion, le silicium liquide est versé dans des poches, où il est ensuite séparé du laitier avant d'être coulé dans des lingotières. D'une pureté de 98 à 99%, le Mg-Si obtenue contient environ 15 000 ppm d'impuretés métalliques tels que le Fe, Al, Ca, C, Mg, O, V, Cr, Mn, Mn etc. et environ 20 à 500 ppm d'impuretés organiques tels que le phosphore et le bore (Luque & Hegedus, 2011). Des billets de silicium de grade métallurgique de 2-3 mm de diamètre sont obtenues après plusieurs opérations de concassage et de broyage.

### 1.2.3. Formation du silicium de grade solaire (SoG-Si)

Le MG-Si produit précédemment de pureté 98-99% n'est pas suffisamment pure pour les applications solaires, il doit être purifié davantage afin d'atteindre une pureté élevée de 99,9999%. Ce dernier type de silicium de haute pureté est appelé silicium de qualité solaire (SoG-Si). Il existe deux principales méthodes de production de silicium de grade solaire : la méthode chimique et la méthode métallurgique. Actuellement, la voie chimique constituée de deux principaux procédés, 75% à partir de trichlorosilane, 25% de monosilane domine la

quasi-totalité du marché de production de silicium de grade solaire (P. Zhang et al., 2018). Elle présente un double inconvénient sur le plan énergétique : elle a une grande consommation d'énergie, mais aussi un grand impact environnemental lié à l'utilisation des produits chlorés (Juillet, 2009). Elle permet néanmoins l'obtention d'un silicium d'une grande pureté (99,9999999%).

Le procédé Siemens représente de nos jours 83% du marché du silicium polycristallin (ITRPV, 2020). Il commence par l'hydro-chloration du silicium de grade métallurgique catalysée par le cuivre dans un réacteur à lit fluidisé pour donner le trichlorosilane ( $\text{SiHCl}_3$ ) suivant la réaction suivante :



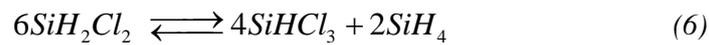
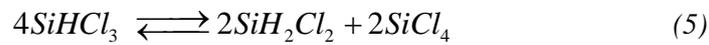
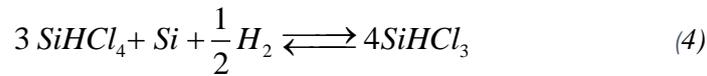
Le trichlorosilane vaporisé réagit ensuite avec l'hydrogène dans un four électrique (réacteur Siemens) chauffé à 1200 °C pour donner du silicium de grade électronique ainsi que du tétrachlorosilane, tout en réduisant les concentrations du bore et du phosphore à quelques ppm (Gerbinet, 2011), suivant la réaction :



Au cours de ce procédé, en plus du silicium de grade solaire (676 g), des co-produits, tétrachlorosilane (1,2 kg) et silicium hors-spécification (84,4 g) sont obtenus à partir de 1 kg de Mg-Si. Le silicium hors-spécification obtenu est utilisé pour la fabrication des cellules PV. En effet, contrairement aux composantes électroniques telles que les circuits intégrés, les applications PV ne requièrent pas du silicium de très haute pureté. Cependant, le silicium hors spécification n'est pas produite en quantité suffisante, du silicium de grade solaire est également utilisé dans les applications PV (Gerbinet, 2011). Pour la fusion dans le four électrique, 80 à 114 kWh/kg Mg-Si d'électricité sont nécessaires, ce qui en fait un procédé énergivore (Gerbinet, 2011). Bien que coûteux et de faible rendement, il permet l'obtention d'un silicium de pureté très élevée (9 N ou 99,99999999%) (Gerbinet, 2011). Le producteur le plus important d'Europe est localisé en Allemagne (Jungbluth et al., 2005; Kato et al., 1997).

Le procédé réacteur à lit fluidisé, procédé récent, représente 17% du marché du silicium de grade solaire (ITRPV, 2020). Dans un réacteur à lit fluidisé sous une pression de 3,5 MPa et chauffé à environ 500 °C, le silicium de grade métallique est hydrogéné en présence du

trichlorosilane ( $\text{SiHCl}_3$ ) et d'un catalyseur à base de cuivre. Les différentes réactions qui se produisent sont les suivantes.



Ensuite, les différents composants de la réaction sont séparés par des procédés de distillation fractionnaires où du silane est obtenu à la dernière distillation. Le recyclage des résidus de distillation contribue à réduire les pertes. En fin, dans la dernière étape, le silane obtenu est décomposé par thermolyse dans un réacteur à lit fluidisé. Des siliciums de pureté de 0,999 et 0,999999 suffisante pour des applications PV sont obtenus. L'hydrogène quant à lui est recyclé durant le processus. Environ 100 kWh/kg Sog-Si sont consommées durant le processus (ITRPV, 2020).

#### 1.2.4. Cristallisation du silicium et production des tranches

L'étape suivante consiste à la cristallisation du silicium de grade solaire obtenu précédemment en lingot (c-Si). Durant ce processus, la qualité du silicium est préservée. En fonction du procédé de cristallisation, l'on distingue globalement trois types de lingots sur le marché : le polycristallin, le monocristallin et le « monolike » (Gazbour, 2019). Plusieurs procédés de cristallisation de silicium de grade solaire sont utilisés. Les plus connus sont : le procédé « Czochralski » (Cz) et le procédé de solidification dirigée (DS).

- **Procédé « Czochralski » (Cz) : le silicium monocristallin**

Le procédé Czochralski, inventée par Jan Czochralski (1916) est une méthode de croissance cristalline utilisée pour la production du silicium monocristallin. Du silicium polycristallin de haute pureté est placé dans le creuset en quartz, puis fondu dans une atmosphère contrôlée (argon) à 1450 °C. Des atomes d'impuretés dopantes, comme le bore ou le phosphore, peuvent être ajoutés au silicium fondu en quantités précises pour doper le silicium, le transformant ainsi en silicium de type p ou de type n, avec des propriétés électroniques différentes (SCHUTZ-KUCHLY, 2011).

Après le processus de fusion (1 450 °C), un germe de silicium monocristallin présentant une orientation cristallographique spécifique est placé à la surface du silicium fondu. Lorsque

le germe de silicium est ensuite lentement tiré vers le haut et tourné simultanément, un monocristal de silicium cylindrique accroché au germe commence à se former pendant que l'on contrôle les gradients de température, la vitesse de traction et la vitesse de rotation. Le lingot de silicium monocristallin de diamètre 30 cm et de longueur 2 m peut être obtenu (SILINI, 2013). Le processus de fabrication de ce type de lingot est cher et énergivore, mais les cellules obtenues sont de très haut rendement (rendement relativement de 20% pour les cellules standards) (ITRPV, 2020). La Figure 1. 6 présente le procédé de fabrication du lingot de silicium monocristallin par le procédé « Czochralski ».

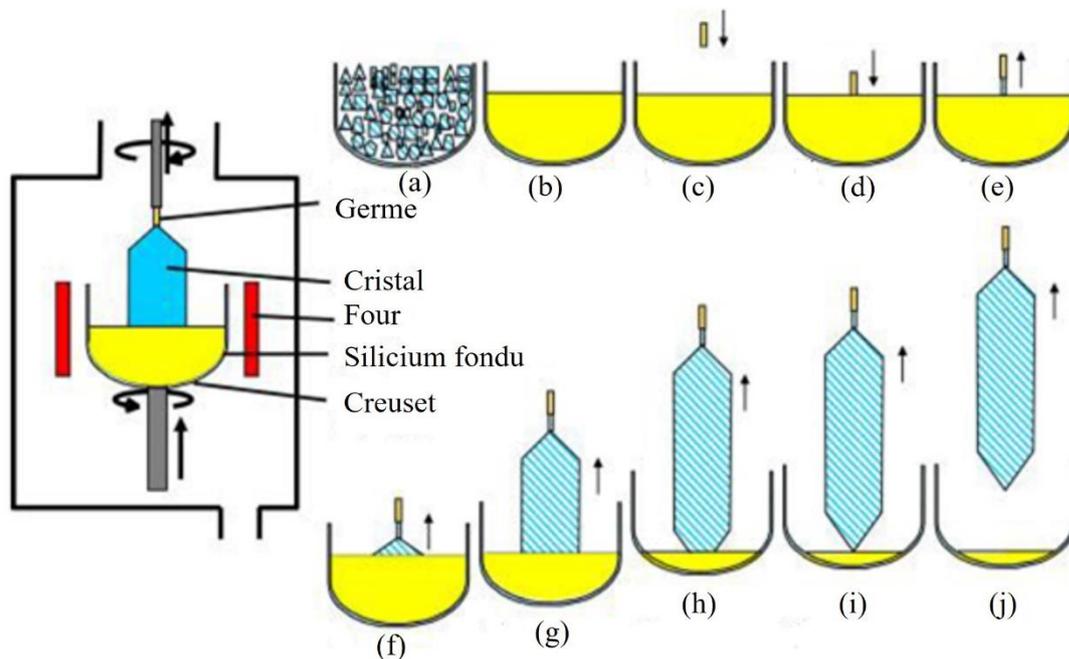


Figure 1. 6 Procédé « Czochralski » (Jay, 2016)

- **Procédé de solidification dirigée (DS) : Le silicium polycristallin**

Les lingots de silicium polycristallin sont produits par solidification dirigée d'un bain de silicium en fusion. Des morceaux de silicium polycristallin sont versés dans un creuset en graphite puis fondus par un chauffage à induction. Ensuite, on laisse refroidir le creuset depuis son fond par une bague chauffante, lentement tirée vers le haut. En divers endroits sur le fond du creuset se forment de petits monocristaux qui poussent latéralement jusqu'à ce qu'ils se touchent. Ce processus de refroidissement vertical permet aux cristaux de pousser vers le haut dans une colonne (croissance colonnaire). Enfin, le bloc de silicium polycristallin est divisé en lingots sous forme de cubes de 12,70 ou 15,24 cm le long des bords. En raison de sa qualité dégradée, le rendement de conversion des cellules solaires

fabriquées avec le silicium polycristallin est typiquement 2-3% inférieur à celui des cellules solaires monocristallines. Le processus de fabrication de ce type de lingot est moins énergivore que celui de type monocristallin (ITRPV, 2020). La technique de production du silicium polycristallin par la méthode de solidification dirigée est présentée à la Figure 1. 7.

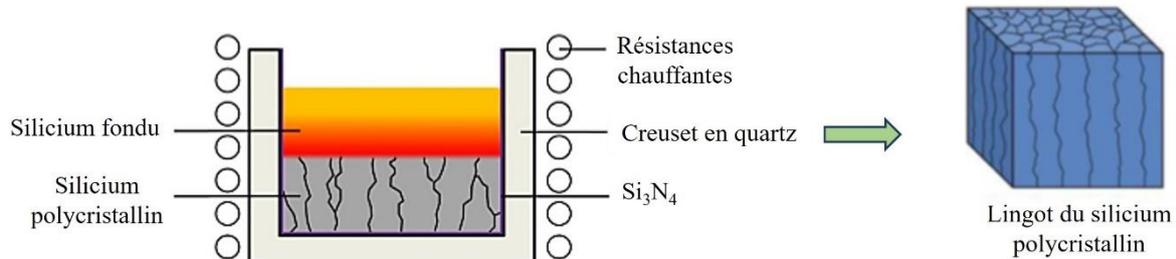


Figure 1. 7 Production du silicium polycristallin, adaptée de Drouiche et al. (2014)

Les lingots cristallisés polycristallins (procédé de cristallisation dirigée) et monocristallins (procédé Czochralski) sont tous découpés en des plaquettes fines d'environ 150-300  $\mu\text{m}$  (Figure 1. 8). L'opération est faite par des scies à disques diamantés arrosés d'abrasif et d'eau pour éviter l'échauffement. Le procédé de découpe laisse des défauts considérables en surface. Par conséquent, les faces de la plaquette sont traitées par un polissage mécanique et chimique décrite dans la section suivante. Le sciage des plaquettes engendre une perte de matière d'environ 50%.

Ce procédé est coûteux, car le silicium est un matériau très dur qui doit donc être découpé avec une méthode adaptée. Les tranches sont des carrés de taille comprise entre 10x10  $\text{cm}^2$  et 15x15  $\text{cm}^2$  dont l'épaisseur est comprise entre 200 et 350  $\mu\text{m}$ . L'épaisseur des tranches a rapidement diminué ces dernières années alors que la taille des tranches n'a fait qu'augmenter.

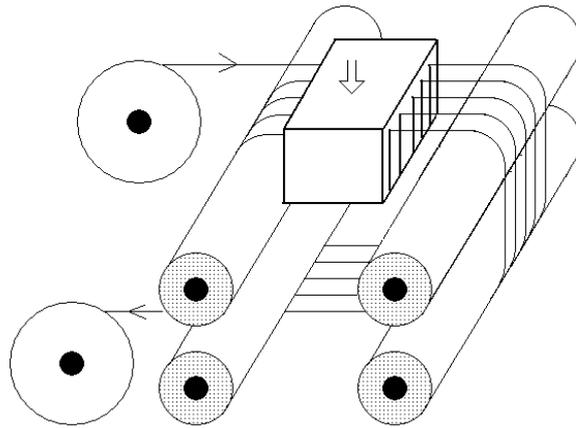
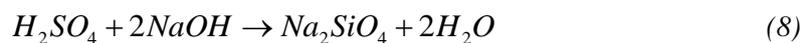


Figure 1. 8 Procédé de sciage du lingot de silicium au fil d'acier (Nadri, 2013)

### 1.2.5. Fabrication des cellules PV

#### a) Attaque chimique

L'attaque chimique est la première étape de la production de la cellule à proprement dit. Elle a un double rôle, éliminer les défauts de surface des tranches occasionnés par la découpe et permettre la texturation de la surface afin d'optimiser l'absorption des radiations solaires. Un procédé utilisant une solution de KOH-NH<sub>3</sub> est souvent utilisé, mais une solution de NaOH (meilleure texturation de la surface) est aussi envisageable. Ensuite, la cellule est rincée à l'eau et à l'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) (Phylipsen & Alsema, 1995). Durant ce processus, des molécules de dihydrogène, de l'eau, du Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> et du Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> sont libérées selon les réactions suivantes.



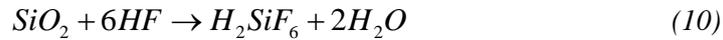
#### b) Formation de l'émetteur (n-film)

Le film est créé en diffusant du phosphore à la surface de la tranche. Habituellement, ce procédé a lieu à de hautes températures de l'ordre de 850 à 900 °C et consiste à faire buller de l'azote dans une solution de POCl<sub>3</sub> liquide. Par la suite, l'azote saturé est diffusé sur la tranche de silicium en présence d'oxygène entraînant ainsi la formation d'un film de phosphore (Phylipsen & Alsema, 1995) :



L'hémitrioxyde de phosphore donne une couche de verre de silice-phosphore (SiO<sub>2</sub>P) à la surface des tranches à partir de laquelle le phosphore va diffuser dans la partie supérieure de

la tranche. La couche de verre de silicium-phosphore excédentaire est éliminée par une attaque à l'acide fluorhydrique, HF.



La troisième étape est la préparation des bordures des tranches. En effet, après l'étape de diffusion, les bords de la tranche contiennent aussi des atomes de phosphore. Dans le but de prévenir les courts-circuits, la partie de la bordure qui contient des ions de phosphore est enlevée au moyen d'un procédé utilisant du plasma. Dans ce procédé, les tranches sont placées dans un réacteur où des atomes de fluor sont libérés à partir de  $\text{CF}_4$  et réagissent avec le silicium (Phylipsen & Alsema, 1995).



Le procédé au  $\text{POCl}_3$  peut éventuellement être remplacé par un procédé de gravure dans lequel une pâte contenant du phosphore est imprimée par sérigraphie sur la partie avant de la cellule. Ensuite, une haute température permet l'évaporation des solvants, l'émetteur entre dans la cellule et la couche d'oxyde est fluidisée en un oxyde de passivation. C'est pourquoi il n'est plus nécessaire d'utiliser de l'acide fluorhydrique pour enlever la couche excédentaire et les émissions liées à cette étape n'ont plus lieu (Phylipsen & Alsema, 1995).

### c) Application des contacts électriques

Les conducteurs aluminium et argent sont les métaux les plus utilisés pour constituer les contacts électriques avant et arrière, et permettant ainsi de connecter les cellules entre elles. De plus, l'utilisation de l'aluminium comme agent de métallisation peut présenter un avantage supplémentaire, car, lorsque la pâte constituée des métaux, des solvants, du verre fritté et des résines est chauffée à une température suffisamment élevée, il peut désactiver les impuretés présentes dans le silicium, augmentant ainsi la longueur du chemin de diffusion des électrons et des trous. Ce processus d'impression par sérigraphie des métaux sur les faces arrière et avant des cellules se déroule au moyen d'une évaporation sous vide (Thibert, 2014).

Après les opérations d'impression par sérigraphie, les tranches sont acheminées dans un four sur une courroie. Une fois dans le four, elles vont passer par des zones de températures successivement croissantes. La première zone de température comprise entre 120-150 °C permet l'évaporation du solvant. Ensuite, dans la deuxième zone, l'on assiste à la cuisson de la résine entre 300 et 400 °C. Enfin, dans la dernière zone de température supérieure à 600 °C, le verre est fritté (Gerbinet, 2011). Les émissions qui y correspondent sont donc composées de

vapeur de solvant et de composés organiques brûlés (Phylipsen & Alsema, 1995; Stoppato, 2008).

#### **d) Passivation et couche antireflets**

Les défauts (impuretés et les frontières entre les grains de silicium) à la surface des siliciums peuvent réduire l'efficacité de la cellule (pertes électriques) en facilitant les recombinaisons des électrons et des trous générés dans le semi-conducteur. Les effets de ses défauts sont neutralisés par l'opération de passivation permettant ainsi d'améliorer les qualités du volume et de la surface du matériau. Différentes couches de passivation sont utilisées en photovoltaïque, les principales sont l'oxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ), le nitrure de silicium hydrogéné et l'oxyde d'aluminium ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) (Poulain, 2012).

#### **e) L'assemblage des panneaux**

Avant d'être assemblées, les caractéristiques techniques des cellules sont testées. Celles ne respectant pas les normes sont éliminées. Les cellules PV restantes sont assemblées au moyen de bandes de cuivre recouvertes d'étain. L'étain est ajouté pour améliorer les performances à la soudure des bandes de cuivre. Elles sont connectées en série et en parallèle en fonction de la puissance du module souhaitée. Un module contient entre 20 et 40 cellules.

Ensuite, les cellules sont encapsulées entre deux feuilles de polymère plastique, l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) sous pression. La face avant du module est protégée par une couche de verre trempé à faible teneur en fer, tandis que la face arrière est revêtue de Tedlar ou d'un film composé de polyester, d'aluminium et de polyfluorure de vinyle. Un cadre en aluminium est enfin ajouté ainsi qu'une boîte de connexion sur la face postérieure (Jungbluth et al., 2005; Phylipsen & Alsema, 1995; Stoppato, 2008). Les fabricants des panneaux PV offrent généralement une garantie de performance de 25 ans sur 80% de la puissance nominale (Tan et al., 2022).

### **1.3. Différents types de systèmes PV**

Les systèmes PV peuvent être catégorisés en divers types en fonction de leur taille (pico, petite, moyenne et grande), de leur application (domestique, industrielle), de leur conception et de leur configuration (autonomes, connecté au réseau, hybride etc.). Ainsi, la composition d'un système PV dépendra type de système auquel il appartient. La Figure 1. 9 présente les principaux types de systèmes PV en fonction de leur configuration.

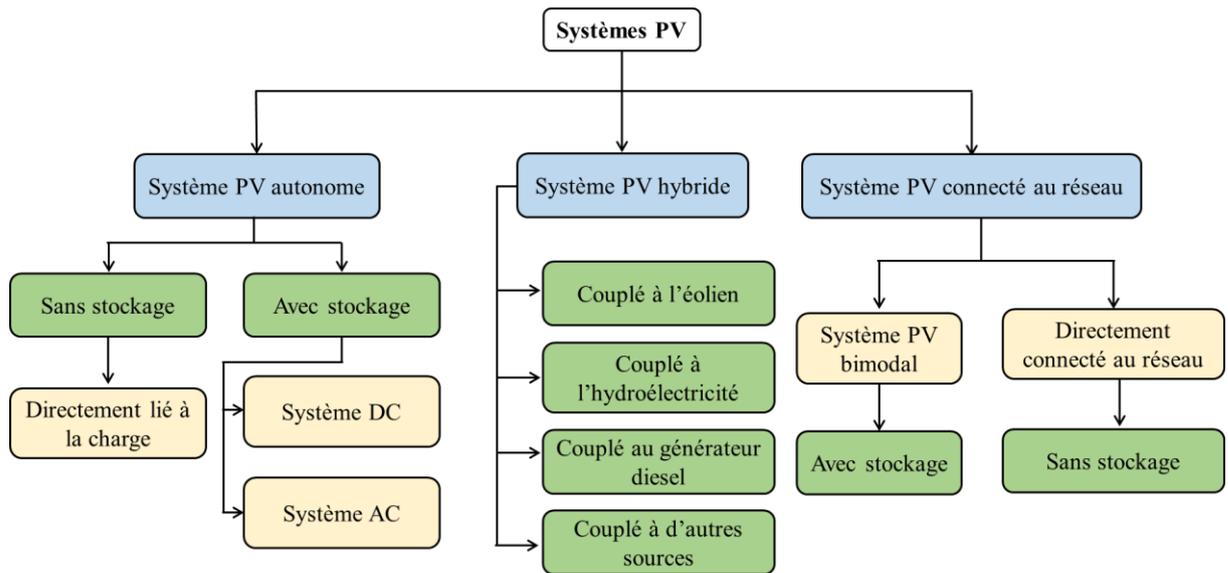


Figure 1. 9 Types de systèmes PV (El Hammoumi et al., 2022).

### 1.3.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes PV autonomes sont conçus pour répondre à la demande d'énergie électrique dans des zones isolées du réseau électrique conventionnel. Généralement, des systèmes de stockage y sont associés pour assurer la continuité de service en électricité en l'absence du rayonnement solaire, et une stabilité de tout le système. L'énergie générée par les panneaux PV durant la journée est soit utilisée immédiatement ou soit stockée dans des batteries pour être utilisée en cas de déficits (BENCHERIF, 2013). La Figure 1. 10 présente les principaux éléments constitutifs d'un système PV autonome avec stockage d'énergie.

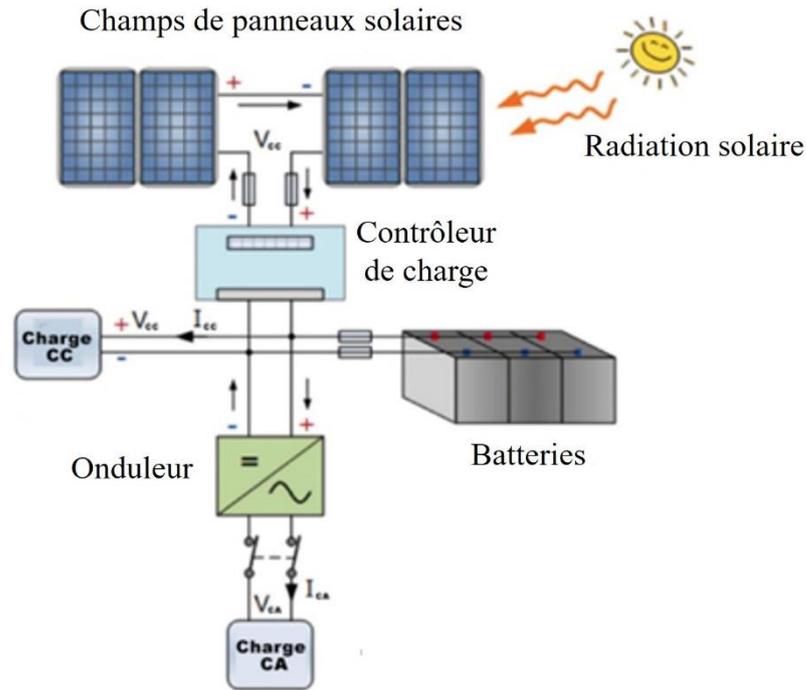


Figure 1. 10. Système PV autonome avec stockage d'énergie (Rezkalilah, 2017)

Les panneaux PV montés en série et en parallèle produisent un courant continu destiné à alimenter une charge électrique, comme une habitation. Entre la charge et les panneaux PV se trouve un ensemble de composants appelé système de raccordement. Ce dernier, en fonction de la taille, de l'emplacement ou de configuration du système PV comprend les structures de montage, les onduleurs, les régulateurs, les installations électriques et les batteries.

- **Les régulateurs de charge/décharge**

Un régulateur sert à contrôler l'intensité de courant qui charge ou décharge les accumulateurs, les protégeant ainsi contre les surcharges et les décharges profondes. Le régulateur facilite également un transfert efficace de l'énergie du panneau solaire vers l'utilisation finale. Divers modèles de régulateurs de puissance sont disponibles sur le marché, notamment les régulateurs Shunt, Série, PWM, MPPT, etc. Le régulateur est incontournable dans tout système PV avec stockage comme les systèmes PV autonomes.

- **Les onduleurs**

L'onduleur est une composante électronique essentielle du système PV qui permet de convertir du courant continu (CC) en courant alternatif (CA) basse tension 230 V utilisable par les charges. En plus de sa fonction de conversion, il régule également le système PV, tels que le suivi du point de puissance maximale ainsi que la mise en marche et l'arrêt

automatiques. Plusieurs types d'onduleurs photovoltaïques existent, les plus courants sont (Rodr, 2011):

- ✓ ***Onduleur connecté au réseau*** : il est conçu pour fonctionner avec un réseau électrique existant. Il permet d'injecter dans le réseau l'énergie produite par un système de panneaux solaires, ce qui réduit ou élimine le besoin d'une alimentation de secours.
- ✓ ***Onduleur autonome*** : également connu sous le nom d'onduleur hors réseau, il est conçu pour être utilisé avec un parc de batteries afin de fournir une alimentation électrique à tout moment, notamment en l'absence de l'éclairement solaire (pendant la nuit ou un temps de couverture nuageuse) ou de secours en cas de panne de courant du réseau. Ce type d'onduleur est généralement déployé dans des régions éloignées ou des régions dépourvues d'accès au réseau électrique.
- ✓ ***Onduleur chargeur*** : cet onduleur, en plus de sa fonction première de conversion du courant CC en courant CA permet de recharger les batteries de stockage. Il permet d'éliminer le régulateur de charge/décharge dans le système PV.
- ✓ ***Onduleur hybride*** : ce type onduleur aussi connu sous le nom d'onduleur « all in one » et qui est apparu ces dernières années regroupe toutes les fonctions énumérées plus haut. Ainsi, il fait la conversion du courant CC en AC et peut charger les batteries dans un système autonome ou dans un système connecté au réseau.

- **Les batteries**

Les systèmes PV autonomes avec stockage d'énergie disposent d'un dispositif de stockage de l'énergie produite par les panneaux afin de pallier l'intermittence de la production d'électricité d'origine photovoltaïque. Une batterie est une association en série et en parallèle d'accumulateurs électrochimiques. Chaque accumulateur est un système électrochimique qui permet de convertir de manière réversible l'énergie chimique stockée en électricité. Il existe diverses technologies de batteries en fonction du type d'électrodes et de la nature de l'électrolyte utilisées. Les principales batteries utilisées dans les installations PV sont :

- ✓ ***Les batteries au plomb-acide*** : utilisées depuis des décennies, elles sont les plus courantes dans les installations PV. Elles sont économiquement accessibles et présentent l'avantage d'être recyclables à plus de 90%. Cependant, ces batteries sont sensibles aux mauvais usages et leurs durées de vie sont souvent bien inférieures à celle du système PV. En effet, une température de fonctionnement élevée et la

décharge profonde des batteries au plomb-acide est un problème courant qui peut avoir des conséquences néfastes sur la durée de vie et les performances de ces dernières lorsqu'elles sont utilisées dans des conditions extrêmes (Dufo-López et al., 2021).

- ✓ Les batteries au lithium-ion : cette technologie de batterie est beaucoup plus récente que d'autres technologies et présentent techniquement les meilleures performances. En effet, les batteries au lithium-ion ont une densité énergétique élevée. Par conséquent, elles sont moins encombrantes, plus légères et plus efficaces. Le coût significativement élevé des batteries lithium-ion en est le principal inconvénient.

- **Structure de montage**

Les structures de montage ou structures de support sont utilisées pour soutenir ou fixer les modules solaires PV sur des surfaces telles que les toits, les façades de bâtiments ou le sol durant toute la durée de vie du système PV. Ainsi, les structures de montage doivent être stables et capables de résister aux conditions climatiques pour assurer la pérennité des panneaux. Les panneaux PV des installations autonomes sont majoritairement montés sur le toit des maisons (toits inclinés ou non) et les façades. L'aluminium et l'acier sont les métaux les plus utilisés pour la fabrication des structures de montage des systèmes PV. Comparé à l'acier galvanisé, l'aluminium est plus souple, léger, moins coûteux, résistant à la corrosion et facilement recyclable (Paraskevas et al., 2015). Cependant, sur le plan environnemental, il présente un bilan mitigé à cause de la consommation énergétique lors de son processus de fabrication.

### **1.3.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau**

Dans les systèmes PV connectés au réseau électrique, le champ PV est directement couplé au réseau à l'aide d'un onduleur particulier dit onduleur réseau. Cet onduleur prend les paramètres du réseau électrique existants et synchronise l'installation PV avec celui-ci. Ainsi, en absence ou en cas de perturbation de la tension du réseau, le système PV se déconnecte du réseau et ne peut plus participer à l'alimentation de la charge. En effet, il y a un certain nombre de contraintes technologiques associées à cette liaison, en particulier la qualité du signal électrique réinjecté du réseau. Par mesure de sécurité, l'onduleur connecté au réseau doit surveiller en permanence toute perturbation éventuelle sur le réseau et couper immédiatement l'injection en cas de panne ou de coupure d'électricité. La Figure 1. 11 présente un exemple d'un système PV simplifié connecté au réseau électrique.

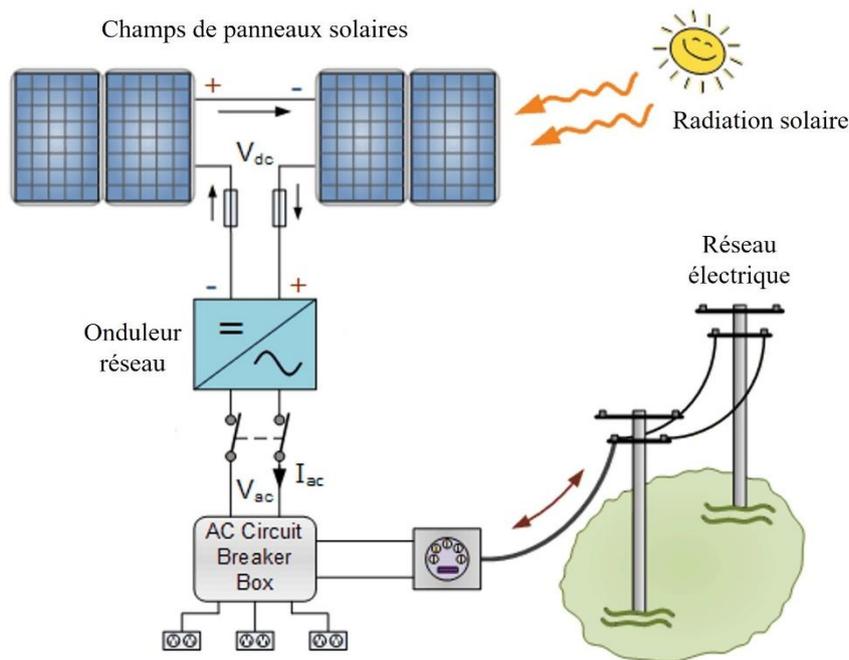


Figure 1. 11 Système PV connecté au réseau simplifié (Rezkallah, 2017)

En fonction des applications, les systèmes PV connectés au réseau peuvent être avec ou sans stockage. Un système PV connecté au réseau sans batteries est l'installation solaire la plus simple et la moins chère. Cependant, ce type de système fait face aux problèmes d'arrêts de la production lorsque l'alimentation du réseau est interrompue. Pour faire face à ces problèmes, l'on assiste de plus en plus à l'intégration du système de stockage dans la conception des centrales PV connectées au réseau, quelle que soit la taille. Lorsque les batteries sont utilisées dans des systèmes PV connectés au réseau, elles peuvent être classées en deux catégories : le stockage à court terme, c'est-à-dire, pour quelques heures ou quelques jours afin de couvrir les périodes de mauvais temps et le stockage à long terme sur plusieurs semaines pour compenser les variations saisonnières de l'irradiation solaire.

### 1.3.3. Systèmes PV hybrides

Les systèmes PV hybrides font référence à des systèmes qui combinent des panneaux solaires PV avec d'autres sources d'énergie (éolienne, groupe électrogène, système hydroélectrique, etc.). Cette combinaison de plusieurs sources d'énergie permet de maximiser l'efficacité énergétique et la disponibilité de l'énergie. La principale difficulté rencontrée dans ces systèmes est l'équilibre entre les différentes sources d'énergie de façon à les optimiser tout en assurant au système hybride un fonctionnement intelligent qui minimise le coût de revient du kilowattheure. La Figure 1. 12 présente le schéma simplifié d'un système PV hybride PV/groupe électrogène, aussi appelé système PV/Diesel.

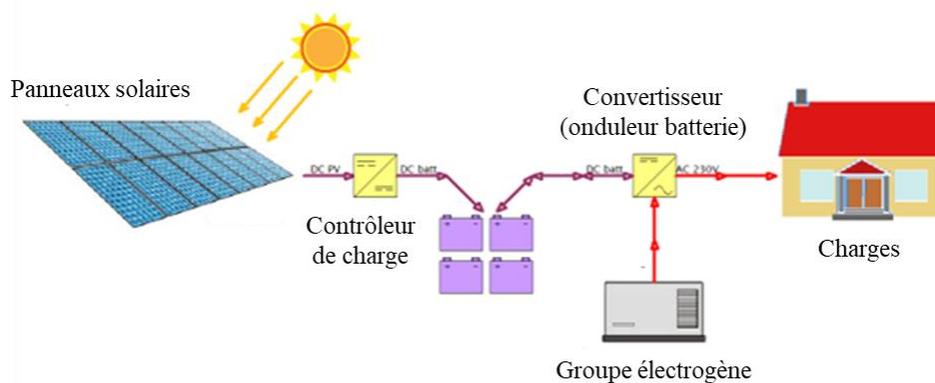


Figure 1. 12 . Système PV hybride en site isolé

La combinaison de l'énergie solaire PV avec d'autres sources d'énergie et des systèmes de stockage vise à offrir une alimentation continue, à réduire les coûts énergétiques et à augmenter la fiabilité du réseau (Touré et al., 2019). Ils sont couramment utilisés dans les applications hors réseau, les installations isolées, les sites industriels, les bâtiments résidentiels et commerciaux, les infrastructures critiques. Au Burkina Faso, le plus grand système hybride PV/Diesel est celui de la mine d'or d'Essakane dont la puissance du champ PV vaut 15 MWc (modules PV de la technologie CdTe).

#### 1.4. Gestion des déchets PV : cadre réglementaire de gestion des déchets électriques et électroniques (DEEE)

La gestion de la fin de vie des systèmes photovoltaïques (PV) fait référence aux processus qui se produisent lorsque les panneaux solaires et toutes les autres composantes sont démantelés après la phase l'exploitation ou des composantes issues du processus de remplacement.

Avec l'arrivée en fin de vie croissante des systèmes PV installés dans les deux dernières décennies, l'élimination des déchets provenant de ces systèmes est un problème. Pour faire face à cette problématique de déchet PV, chaque pays ou organisation a décidé de mettre en place une législation.

L'Union Européenne (UE) a développé la directive 2012/19/UE DEEE (Déchets d'équipements électriques et électroniques) dont l'objectif principal est de réguler la collecte, favoriser le recyclage des équipements électroniques et électriques (European Parliament and Council, 2012). Les panneaux PV sont inclus dans la catégorie 4 "équipements de consommation et panneaux PV ". Les coûts liés aux activités de collecte, de tri, d'élimination

et de valorisation de ces déchets incombent aux fabrications ou aux importateurs des équipements électriques et électroniques. Ces activités menées en fin de vie des centrales peuvent alors être confiées à des centres agréées d'élimination ([IEA PVPS EoL Task 12, 2022](#)). Les centres ou entreprises chargés de la gestion des DEEE doivent mener leurs activités conformément aux exigences définies par la directive sous la coordination de chaque Etat membre de l'UE.

Une harmonisation des mesures nationales relatives aux piles et accumulateurs et leurs déchets a été effectuée grâce à la directive n° 2006/66/CE du 06/09/06. L'objectif premier étant de réguler la fabrication et l'élimination de batteries en Europe afin de réduire leurs impacts sur l'environnement. Plusieurs centres de traitement des panneaux PV ont vu le jour en Europe : Soren (PV Cycle France), Veolia (France), Reiling Unternehmensgruppe, First Solar (Allemagne) et la société nouvelle d'affinage des métaux en ce qui concerne le recyclage des batteries.

En Asie actuellement, il n'existe aucune législation pour la gestion des composants PV en fin de vie, néanmoins certains pays mettent en œuvre diverses activités pour leur traitement. C'est le cas de la Corée du Sud et de la Chine ([IEA PVPS EoL Task 12, 2022](#); [Kim & Park, 2018](#)). En plus d'être le plus grand fabricant de panneaux PV, la Chine est aussi le pays ayant le plus grand nombre d'installations PV dans le monde ([Adenle, 2020](#); [IEA, 2018](#); [Kim & Park, 2018](#)). Selon les études menées en 2000, les déchets PV de la Chine se situeraient entre 13 et 20 millions de tonnes d'ici 2050. Il existe une loi sur la gestion des déchets électroniques et électriques, cependant en Chine, les panneaux ne sont pas considérés comme des déchets électroniques ([Weckend et al., 2016](#)). Pour y faire face, la Chine a financé ces dernières années environ 07 centres de recherche et développement pour mener des activités de recherche scientifique sur le recyclage et l'élimination des panneaux PV. En Corée du Sud, par contre une loi sur le recyclage des déchets PV a été signée le 5 octobre 2018 ([Kim & Park, 2018](#)). Après la mise en place des infrastructures de collecte, de tri et le développement des technologies de recyclage en 2022, la loi est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2023 ([Equipment, 2015](#)).

En Amérique, dans plusieurs états, les réglementations sur la gestion des déchets PV se sont multipliées à cause des opportunités économiques et environnementales qu'offre ce recyclage. Ainsi, à Washington, en Californie, les fabricants des systèmes PV ont pour obligation de collecter et de traiter leurs déchets ([Washington State, 2017](#)). Le nombre d'entreprises spécialisées dans le recyclage des modules PV sont croissants. Le marché du

recyclage PV est dominé par l'entreprise First Solar qui est le plus grand recycleur de PV au monde (Ravikumar et al., 2016, 2020).

Contrairement aux États européens et asiatiques où la gestion de fin de vie des déchets PV est bien encadrée par des lois, en Afrique, le cadre réglementaire est encore embryonnaire compte tenu de la jeunesse de la filière. En effet, environ 95% des systèmes d'énergies solaires existants ont été installés depuis 2017 (Institut Montaigne, 2019). Il n'existe donc pas une loi spécifique à l'élimination de ces déchets. Bien que peu de systèmes entrent actuellement dans le flux des déchets, de plus en plus de systèmes arriveront à la fin de leur vie utile au cours des prochaines décennies.

### **1.5. Méthodologie générale de l'analyse du cycle de vie**

Cette section présente le cadre méthodologique général utilisé lors de la réalisation de l'analyse du cycle de vie en général et de l'analyse du cycle de vie des systèmes PV en particulier. Cette méthodologie s'appuie sur les normes standards ISO 14040, ISO 14044 qui spécifient les principes et le cadre applicable à la réalisation d'ACV (ISO, 2004). La norme internationale de l'ACV des systèmes PV conçue par l'agence internationale de l'énergie (Frischknecht, Stolz, Heath, et al., 2020) est également présentée dans cette section.

#### **1.5.1. Définition**

L'analyse du cycle de vie (ACV) ou écobilan est une méthode systématique d'évaluation des impacts environnementaux globaux d'un produit, d'un processus ou d'un service tout au long de son cycle de vie, de l'extraction des matières premières à la fin de vie (ISO, 2007). Elle présente l'avantage d'être multi-étapes mais aussi multicritères. La vision holistique des implications environnementales de l'ACV permet aux décideurs et aux entreprises de prendre des décisions éclairées en matière de durabilité, permet des comparaisons des impacts environnementaux des différents produits ou alternatives, de se conformer à des normes ou réglementations spécifiques. Elle permet aussi d'identifier les opportunités d'amélioration tout au long du cycle de vie d'un produit, processus ou service.

#### **1.5.2. Méthodologie générale de l'ACV**

L'ACV actuellement en plein essor, est devenue un outil incontournable pour la conception de produits plus respectueux de l'environnement, mais aussi un outil de communication pour les entreprises engagées dans la démarche de développement durable. En raison de la complexité d'effectuer une étude rigoureuse, l'organisation internationale de normalisation a élaboré les normes de la série 14040, encadrant la méthodologie d'une ACV.

La normalisation a été une étape essentielle de l'ACV, elle permet de standardiser les unités des données collectées, d'éviter les distorsions et de faciliter la comparaison des résultats. Selon les normes 14040 et 14044 (ISO, 2006), l'ACV est constituée de quatre étapes itératives, à savoir :

- (i) La définition des objectifs et du champ de l'étude ;
- (ii) L'analyse de l'inventaire ;
- (iii) L'évaluation des impacts environnementaux ;
- (iv) L'interprétation des impacts environnementaux.

La Figure 1. 13 illustre les 4 étapes itératives de l'ACV.

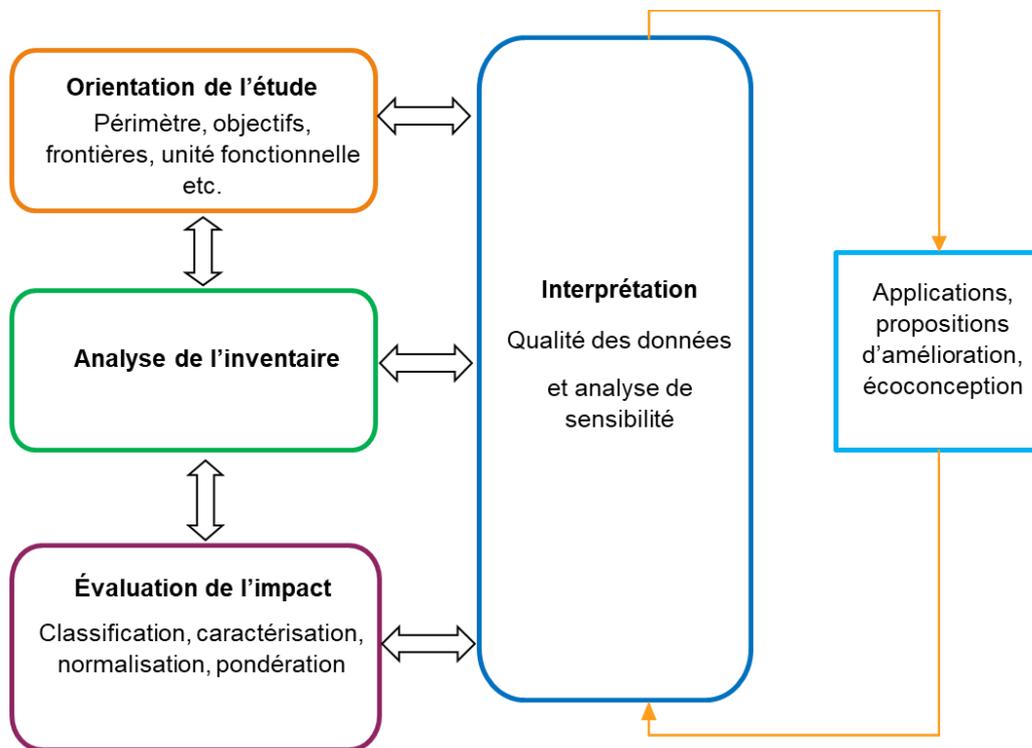


Figure 1. 13 Les étapes de l'Analyse du cycle de vie (ISO, 2006)

### 1.5.2.1. Objectifs et champ de l'étude

La définition des objectifs et du champ de l'étude est la première phase de l'ACV. Cette phase consiste tout d'abord par une description de l'étude et des objectifs, le but de l'ACV et à quoi serviront les résultats et le public cible. Ensuite, identifier la fonction du système considéré et l'unité fonctionnelle. Enfin, les limites du système, les différents scénarios et les hypothèses de l'étude sont spécifiés. Contrairement aux autres étapes de l'ACV, cette étape est descriptive.

### **a. Objectifs de l'étude**

Selon la norme ISO 14040, la définition des objectifs de l'étude doit préciser sans ambiguïté les raisons et les applications prévues de l'étude, et les parties à qui sont destinés les résultats. De plus, on explicitera les identités et adresses des commanditaires, des auteurs, et du public visé.

### **b. Champ de l'étude**

La définition du champ d'études requiert de définir explicitement : le système de produit ou service à étudier, l'unité fonctionnelle, les frontières du système, les règles d'allocations ou d'affectation, la méthodologie d'évaluation de l'impact, les types d'impact, les exigences portants sur les données, les hypothèses, les limitations, le type de revue critique prévu et le format du rapport spécifique de l'étude.

### **c. Fonction, unité fonctionnelle et flux de référence**

La fonction ou caractéristique de performance du système analysé doit clairement être spécifiée lors de la définition du champ d'étude. Pour des systèmes multifonctions, celles-ci doivent être clairement définies.

Une fois la fonction du système définie, l'unité fonctionnelle peut être dérivée. Selon la norme ISO 14044, l'unité fonctionnelle représente la grandeur quantifiant la fonction du système étudié. Elle sert de base pour normaliser et comparer les intrants et les extrants et les performances environnementales tout en évitant les distorsions liées aux caractéristiques physiques spécifiques. L'unité fonctionnelle doit également être précise, mesurable et additive. Il est important ensuite de déterminer le flux de référence dans chaque système de produits afin que la fonction prévue soit remplie. Ce paramètre désigne le flux de matière ou d'énergie associé à cette unité fonctionnelle.

### **d. Frontières du système**

La définition des frontières du système ou des limites selon ISO 14044 est « l'ensemble de critères qui spécifient quels processus élémentaires font partie du système de produits ». Elle détermine quels sont les processus unitaires à considérer pour modéliser le système étudié. Pour une analyse par processus, il est important de déterminer les critères de choix, d'inclusion ou d'exclusion de certains processus et de les appliquer conformément à la norme ISO. La définition des frontières d'un système ou produit passe par la prise en compte de

toutes les étapes de son cycle de vie, des flux et processus élémentaires à considérer. La Figure 1. 14 présente les frontières du système en ACV.

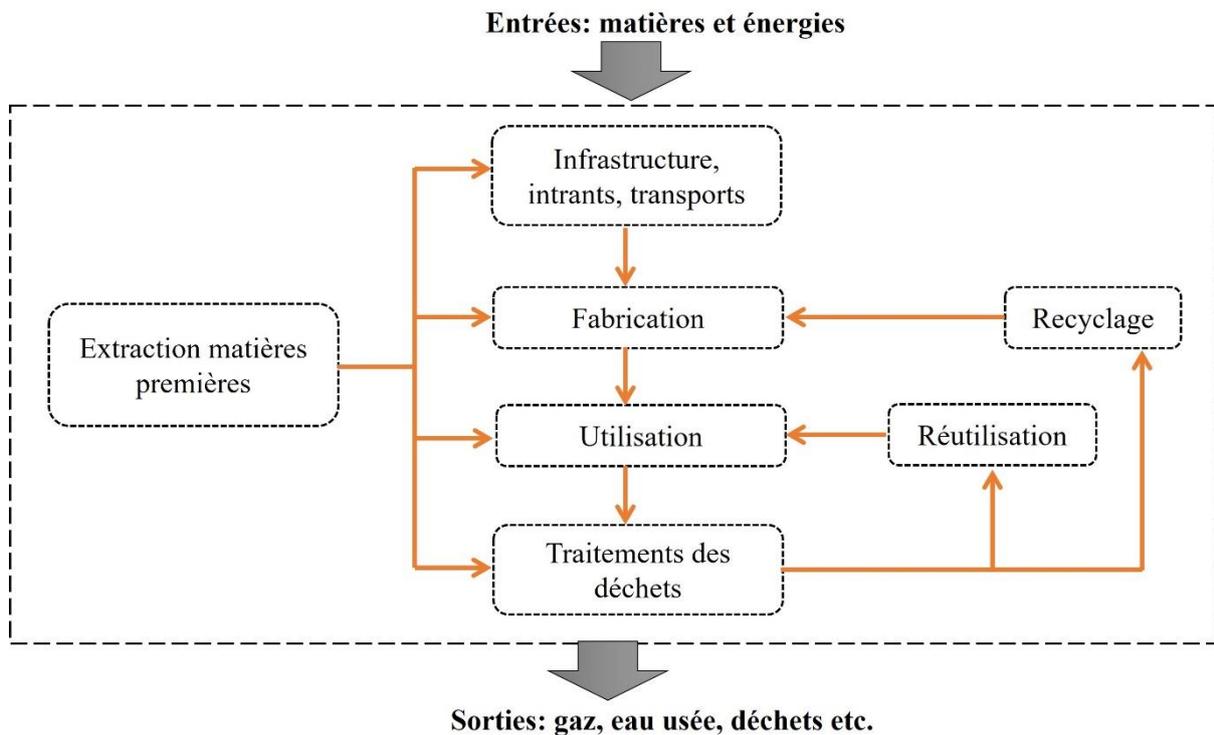


Figure 1. 14 Limite du système étudié dans une ACV (Jolliet, 2015)

De façon générale, il faut veiller à couvrir l'ensemble des différentes étapes du cycle de vie : l'extraction des matières premières, la production, le transport, la phase d'utilisation et de maintenance et le traitement des déchets en fin de vie. Parfois, on procède à un affinage des frontières du système définies initialement compte tenu des évolutions ultérieures à leur définition. Assez souvent, la définition des frontières sera donc itérative. On construira dans un premier temps un arbre des processus élémentaires où sont spécifiés les éléments inclus et exclus. Les frontières du système ne sont pas figées, elles peuvent subir des modifications au cours d'autres étapes de l'ACV. Elles peuvent par exemple, être modifiées suite à l'indisponibilité des données d'une étape ou d'un processus.

### 1.5.2.2. Inventaire du cycle de vie

Une fois la première étape de l'ACV achevée, il s'agit maintenant dans la deuxième étape, inventaire du cycle de vie (ICV) de faire une quantification des différents flux d'extraction de matière et d'émissions de substances qui traversent les frontières du système. Le principal résultat de cette étape est un tableau d'inventaire énumérant les intrants quantifiés provenant

de l'environnement (matières premières et énergies) et des extrants émis dans l'eau, l'air, le sol et les déchets associés à l'unité fonctionnelle. Il est généralement réalisé à l'aide d'outils informatiques et des bases de données adaptées. Actuellement, deux méthodes de calcul de l'inventaire prévalent :

- L'approche processus : consiste à multiplier l'inventaire de production (énergies et matières consommées) correspondant par unité fonctionnelle par des facteurs d'émission ou d'extraction directe de chaque processus unitaire. Les facteurs d'émission et d'extraction, disponibles dans les bases de données commerciales, fournissent les quantités de minerai extraites et les émissions de polluants émises pour chaque processus unitaire considéré.
- L'approche input-output : l'inventaire est calculé en utilisant des données économiques pour relier la demande directe d'un bien ou d'un service à la demande totale de l'ensemble de l'économie globale. L'inventaire des émissions et des extractions est ensuite calculé en multipliant la demande totale par unité fonctionnelle par les émissions par dollar dépensé dans chaque secteur.

Les deux méthodes de calcul de l'inventaire requièrent des données qualitatives et quantitatives pour chaque processus inclus dans les frontières du système étudié. Ces données proviennent des diverses sources, elles peuvent être primaires, c'est-à-dire directement collectées sur un site ou secondaires, c'est-à-dire, issus des rapports d'études, des articles scientifiques ou des bases des données commerciales. Les données collectées sont en suite classées dans plusieurs catégories : intrants énergétiques, de matières premières, auxiliaires, produits, coproduits, déchets, émissions dans l'air, l'eau, le sol, etc.

Plusieurs étapes opérationnelles sont nécessaires après la collecte des données pour générer les résultats d'inventaires du système étudié : la validation des données collectées, la liaison des données collectées à l'unité fonctionnelle, l'agrégation des flux élémentaires et l'analyse de sensibilité.

### **1.5.2.3. Evaluation de l'impact du cycle de vie (EICV)**

Après la collecte de données ou l'inventaire, il faut traiter l'ensemble des flux pour déterminer l'impact potentiel sur l'environnement, en utilisant une méthodologie d'évaluation de l'impact du cycle de vie (EICV). Les méthodes d'EICV permettent de faire la sommation de toutes les données des processus pour obtenir des indicateurs d'impact sur l'environnement. Selon la norme ISO 14044, l'évaluation d'impact comprend trois étapes

obligatoires, à savoir : la sélection des catégories d'impact et des modèles de caractérisation, la classification des émissions dans les différentes catégories d'impact, et la caractérisation des impacts intermédiaires et des dommages. Des étapes facultatives telles que la normalisation, le regroupement, la pondération et l'analyse de la qualité des données peuvent être utilisées en fonction des objectifs et du champ de l'étude.

#### **a. Sélection et classification des catégories d'impact**

La première étape de l'EICV est la sélection des catégories d'impact environnemental à analyser, qui doivent être conformes à l'objectif de l'étude. Les impacts environnementaux sont définis comme un effet négatif sur la santé humaine ou l'environnement, l'épuisement des ressources ou la perturbation des biomes écologiques naturels par un produit ou un processus (y compris les flux d'entrée et de sortie) au cours de son cycle de vie.

Les catégories d'impact les plus couramment utilisées sont le changement climatique, l'appauvrissement abiotique, l'acidification, la toxicité humaine et écologique, l'eutrophisation, etc. Les catégories d'impact sont sélectionnées en fonction de ce qui a été défini dans l'objectif et le champ d'application. Les émissions et les extractions contribuant aux problèmes environnementaux sont ensuite classifiées dans ces catégories d'impacts sélectionnées.

#### **b. Caractérisation**

La caractérisation vise à attribuer des significations environnementales aux résultats de l'inventaire en utilisant des indicateurs environnementaux facilement compréhensibles. Cette attribution se fait en utilisant des facteurs de caractérisation, également appelés facteurs d'impact, qui mesurent l'impact potentiel d'une unité d'émission sur une catégorie d'impact environnemental spécifique. Les significations environnementales peuvent être présentées sous forme de problèmes ou intermédiaires (midpoint) ou sous forme de dommages (endpoint) environnementaux.

- **Caractérisation intermédiaire (midpoint)**

Au cours de la caractérisation intermédiaire, les émissions et extractions sont pondérées au sein de chaque catégorie intermédiaire à laquelle elles contribuent. Pour cela, on fait appel à des facteurs de caractérisation intermédiaires qui expriment l'importance relative des émissions ou extraction de telle substance dans le contexte d'une catégorie d'impact environnemental intermédiaire spécifique. Les flux, émissions ou extractions de l'inventaire

sont multipliés par ces facteurs, puis additionnés dans chaque catégorie midpoint pour obtenir un score midpoint exprimé en kg équivalents d'une substance de référence. L'équation suivante décrit la méthode calcul du score d'impact intermédiaire :

$$SI_i = \sum_s FI_{s,i} \cdot M_s \quad (12)$$

Avec  $SI_i$  score de caractérisation intermédiaire pour la catégorie  $i$ ,  $FI_{s,i}$  facteur de caractérisation intermédiaire de la substance  $s$  dans la catégorie intermédiaire  $i$ ,  $M_s$  masse émise ou extraite de la substance  $s$ .

- **Caractérisation des dommages (Endpoint)**

La caractérisation des dommages ou caractérisation endpoint vise à attribuer les résultats de l'inventaire normalisé à des catégories d'impact environnemental finales, également appelées Endpoint. Contrairement à la caractérisation midpoint, qui utilise des indicateurs intermédiaires, la caractérisation des dommages endpoint offre une vision directe des conséquences environnementales spécifiques. Son principe consiste donc à quantifier les dommages engendrés par unité des différentes substances de référence (facteurs intermédiaires de dommage) et à les multiplier par les scores d'impacts intermédiaires. On obtient alors par somme le score de caractérisation des dommages dans chaque catégorie de dommages. L'équation 13 présente le principe de calcul du score de caractérisation de dommages.

$$SD_d = \sum_i FID_{i,d} \cdot SI_i \quad (13)$$

Avec  $SD_d$  score de caractérisation dommages pour la catégorie  $d$ ,  $FID_{i,d}$  facteur intermédiaire de dommage reliant la catégorie intermédiaire  $i$  à la catégorie de dommages  $d$ .

Le choix de considérer une méthode de caractérisation, midpoint ou endpoint dépend des objectifs de l'étude, du public cible et des préoccupations spécifiques des parties prenantes. Par exemple, si l'incertitude est grande dans la caractérisation endpoint, ses résultats sont accessibles pour un public non expert en impact environnemental.

### **c. Étapes optionnelles : normalisation, regroupement et la pondération**

Les résultats obtenus par la caractérisation intermédiaire ou par la caractérisation des dommages peuvent être normalisés, pondérés ou simplement agrégés. Ces dernières étapes sont des étapes facultatives lors de l'élaboration d'une ACV (ISO, 2006).

- **Normalisation**

La normalisation implique l'évaluation de l'importance des résultats des indicateurs de catégorie d'impact ou de dommage par rapport à des données de référence spécifiques en ajustant les impacts potentiels aux caractéristiques locales, régionales ou temporelles. Son objectif est de permettre une meilleure compréhension de l'importance relative de chaque résultat d'indicateur du système de produit ou service étudié. C'est un élément facultatif pouvant se révéler utile pour le contrôle des incohérences ou pour fournir et communiquer des informations sur la portée relative des résultats des indicateurs. La normalisation peut aider aussi à l'élaboration des méthodes supplémentaires, telles que le regroupement, la pondération ou l'interprétation du cycle de vie. Le score normalisé  $N$  est exprimé par l'équation 14.

$$N_d = \frac{SD_d}{VN_d} \quad (14)$$

Où  $d$  est la catégorie de dommage,  $SD_d$  le score de dommage et  $VN_d$  la valeur de normalisation, soit l'impact des émissions ou des extractions totales actuelles. Cet impact se calcule à partir des émissions totales mondiales, continentales ou nationales multipliées par leurs facteurs de caractérisation intermédiaires ou de dommages respectifs.

- **Regroupement**

Par la procédure de regroupement (tri et/ou classement), on réalise l'attribution des catégories d'impact intermédiaire ou dommage dans un ou plusieurs ensembles, préalablement définis dans les objectifs et le champ de l'étude, afin de simplifier l'analyse et d'améliorer la lisibilité des résultats. Il existe généralement deux procédures de regroupement : le regroupement selon une base nominale, c'est-à-dire classer les catégories d'impact en fonction des caractéristiques telles que les intrants et les sortants des processus ou l'échelle spatiale. Le deuxième regroupement est la classification selon une hiérarchie de priorité, il consiste à classer les catégories d'impact en fonction de leur importance relative, souvent déterminée par des considérations telles que la gravité des impacts sur l'environnement ou les priorités des décideurs politiques ou entreprises.

- **Pondération**

La pondération est un processus permettant de convertir les résultats d'indicateurs de différentes catégories d'impact à l'aide des facteurs numériques basés sur des choix de valeurs

sociales (et non sur des bases scientifiques). Ces valeurs sociales sont quantifiées au travers des facteurs de pondération déterminés par des experts, des objectifs politiques, des considérations économiques, etc. Cela peut amener à une agrégation finale au niveau d'un indicateur unique.

#### **1.5.2.4. Interprétation, analyse de sensibilité, et incertitudes**

La quatrième et dernière étape est l'interprétation des résultats obtenus. Cette étape de l'analyse permet d'identifier les éléments les plus significatifs, de vérifier la corrélation entre les données et les résultats, de déterminer les limites de l'étude et d'émettre des conclusions et des recommandations. Cette phase doit apporter des informations claires et utilisables pour l'aide à la décision. Elle est constituée de plusieurs phases : identification des points critiques, contrôle de la qualité des données, analyses de sensibilité et d'incertitude.

##### **a. Identification des priorités d'action**

L'objectif de l'interprétation est d'identifier des opportunités d'amélioration environnementale en dégagant des priorités d'action. L'identification des points sensibles sur lesquels il convient d'agir s'effectue sur la base des résultats d'inventaire et d'analyse de l'impact. Une analyse de contribution de chaque étape du cycle de vie du produit peut être effectuée pour définir les priorités d'action. Des améliorations environnementales sont ensuite définies pour permettre de diminuer les émissions dans l'air, l'eau et le sol, la consommation des ressources et la demande énergétique.

##### **b. Contrôle de la qualité des données**

Afin d'assurer la validité des résultats, un certain nombre de vérifications des données, hypothèses doivent être effectuées. Ces vérifications peuvent être spécifiques à une étape de l'analyse du cycle de vie ou de points à examiner tout long de l'étude.

##### **c. Analyse de sensibilité**

L'objectif de l'analyse de sensibilité est de tester la robustesse des résultats et leur sensibilité aux données, hypothèses et modèles utilisés. Pour ce faire, on veillera à identifier les facteurs clés qui ont le plus d'influence sur le résultat. Une première possibilité est de faire varier d'un certain pourcentage chacun des paramètres d'entrée du modèle et d'examiner le pourcentage de variations sur les résultats du modèle qui en découle. Si l'on s'intéresse à une comparaison entre les produits, l'étude de sensibilité doit directement porter sur la différence

entre les scénarios. Une seconde possibilité consiste à faire varier les paramètres entre leurs bornes minimales et maximales et d'analyser l'incidence sur le résultat final.

#### **d. Revue critique : contrôle d'exhaustivité et de cohérence**

L'utilisation des résultats d'une ACV pour appuyer des affirmations comparatives soulève des problèmes spécifiques et rend nécessaire la réalisation d'une revue critique. Cette dernière est un processus visant à évaluer la conformité d'une étude d'ACV aux exigences en termes de méthodologie, de données, d'interprétation et de communication, ainsi qu'aux principes énoncés par les normes standards d'ACV. Elle permet ainsi de renforcer la validité et la crédibilité des résultats d'ACV mais aussi à identifier des lacunes potentielles et à améliorer la qualité globale de l'étude. La revue critique peut être effectuée par des experts dans le domaine de l'ACV, des pairs scientifiques, des chercheurs spécialisés, des évaluateurs externes ou des consultants ayant une expertise reconnue dans les méthodologies de l'ACV. La norme recommande d'intégrer dans le rapport d'ACV, les commentaires de l'évaluateur, et toutes les réponses aux recommandations formulées.

#### **1.5.3. Outils d'Analyse du Cycle de Vie**

En plus des normes standards, il existe d'autres outils utilisés pour mener une ACV : les bases des données et les logiciels.

##### **1.5.3.1. Bases de données**

Une base de données joue un rôle crucial dans le processus d'ACV. Elle fournit les données d'inventaire nécessaires pour évaluer l'impact environnemental tout au long du cycle de vie. Ces données d'inventaire comprennent des informations sur les ressources extraites, les émissions, les déchets générés et d'autres aspects environnementaux liés à chaque étape du cycle de vie. Au fil du temps, plusieurs bases de données d'Inventaire du Cycle de Vie (ICV) ont été développées pour faciliter la collecte d'informations nécessaires à l'ACV. Les principales bases de données ont été élaborées par divers acteurs publics ou privés, et souvent en collaboration avec des fédérations professionnelles et proviennent de différentes parties du monde et couvrent une variété de secteurs d'activité. Le Tableau 1. 2 présente une synthèse des bases de données les plus utilisées en ACV.

Tableau 1. 2 Synthèse des bases des données utilisées en ACV

<b>Base de données</b>	<b>Création</b>	<b>Périmètre</b>
Ecoinvent	2000	Europe
ELCD	2006	Europe
Industry Data	2007	Europe
LCA Food	2004	Europe
US LCI	2001	Amérique du nord

La base de données Ecoinvent est largement reconnue et utilisée en Europe et dans le monde. Elle a acquis une réputation mondiale en tant que référence incontournable pour l'inventaire du cycle de vie. Ecoinvent est développé en Suisse par un consortium comprenant l'Institut Paul Scherrer (PSI), l'École polytechnique fédérale de Zurich (ETH Zurich), et d'autres partenaires.

### 1.5.3.2. Principaux logiciels d'ACV

Comme rappelé ci-dessus, la plupart des bases de données regroupent une grande quantité de données d'inventaires (en général plusieurs centaines entrées/sorties) qui servent à calculer les impacts environnementaux. Par conséquent, l'utilisation de ces bases de données avec des logiciels standards comme Microsoft Excel peut s'avérer compliquée. Ainsi, dans les vingt dernières années, plusieurs logiciels ont été développés par les industriels, les instituts de recherche ou par des consultants en environnement. Ils permettent d'intégrer les bases de données, les méthodes de calcul et de modéliser en cycle de vie un produit afin d'en extraire des impacts environnementaux potentiels. Les principaux logiciels d'ACV utilisés sont présentés dans le Tableau 1. 3.

Tableau 1. 3 Synthèse des bases des données utilisées en ACV

<b>Logiciel</b>	<b>Concepteur</b>	<b>Type</b>
SimaPro	Pré Consultants (Pays-Bas)	Généraliste
GaBi	Institut National des Ressources pour l'environnement (Japon)	Généraliste
Umberto	Institut d'informatique pour l'Environnement (Allemagne)	Généraliste
TEAM	Société Écobilan (France)	Généraliste
OpenLCA	Ingénieurs (Allemagne)	Calculateur ACV

Le choix d'un logiciel d'ACV dépend de plusieurs paramètres, notamment les besoins spécifiques et le niveau d'expertise de l'utilisateur, le type d'étude menée (ACV sectorielle, ACV des produits, ACV organisationnelles etc.), le budget alloué et les fonctionnalités offertes par le logiciel.

#### **1.5.4. Méthodologie sur l'ACV des systèmes PV**

Les normes ISO 14040 et 14044 fournissent un cadre pour une ACV. Cependant, ce cadre laisse au praticien une série de choix qui peuvent affecter la validité et la fiabilité des résultats d'une ACV. Les lignes directrices actuelles de l'AIE intitulées « Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity » ont été élaborées pour fournir des conseils sur la cohérence, l'équilibre et la qualité afin d'améliorer la crédibilité et la fiabilité des résultats des ACV photovoltaïques. Ces lignes directrices représentent un consensus entre les auteurs, experts en ACV photovoltaïque d'Amérique du Nord, d'Europe et d'Asie, en ce qui concerne les hypothèses formulées sur les performances de l'énergie PV, les intrants du processus et l'allocation des émissions, les méthodes d'analyse et la présentation des résultats.

Des conseils et orientations sont donnés sur les paramètres spécifiques au photovoltaïque utilisés comme données d'entrée dans l'ACV, sur les choix et les hypothèses dans l'analyse des données de l'inventaire et sur la mise en œuvre des approches de modélisation. Une approche cohérente de la modélisation du système, de l'unité fonctionnelle, des limites du système et des aspects liés à la répartition renforcent la crédibilité des études d'ACV des systèmes PV. Elle facilite ainsi la comparaison avec d'autres systèmes de production d'électricité. La transparence des rapports est de la plus haute importance, car les paramètres varient selon les zones géographiques, les frontières du système ainsi que l'approche de la modélisation qui peuvent affecter les résultats de manière significative.

Pour une ACV d'une installation PV, les paramètres suivants doivent être clairement explicités dans le rapport : l'emplacement de l'installation PV, l'irradiation de la zone, le rapport de performance du système, le rendement des modules, le type de système, la durée de vie prévue de l'installation, les limites du système, l'objectif de l'étude, les hypothèses formulées, etc. De plus, le rapport doit identifier les éléments suivants : la méthode d'ACV utilisée, l'outil, les bases de données utilisées et le cas échéant, les méthodes de détermination des performances énergétiques. Toutes les études d'ACV d'un système PV doivent être réalisées conformément aux normes générales d'ACV ISO 14040 et 14044, ainsi qu'à la

norme ISO 14046 sur l'utilisation de l'eau. Les écarts par rapport à la nomenclature, aux procédures et aux méthodologies comparées à ces normes pour l'évaluation du cycle de vie doivent être clairement indiqués.

#### 1.5.4.1. Aspects spécifiques au photovoltaïque

Les aspects spécifiques au système PV concernent :

##### a. Durée de vie des composantes

La durée de vie est difficile à quantifier, car la plupart des systèmes PV introduits sont encore en service ou ont été produits dans les premiers stades de développement de la technologie. Cependant, de nombreux chercheurs ont étudié la durée de vie des systèmes PV. Les lignes directrices suivent les résultats de ces recherches et fixent les durées de vie indiquées dans le Tableau 1. 4.

Tableau 1. 4 Durées de vie des composantes PV (Frischknecht, Stolz, Heath, et al., 2020)

Composantes PV	Durée de vie
Modules PV	(i) 25-30 ans pour les technologies des modules matures (silicium cristallin) (ii) 15 ans pour les autres technologies
Onduleurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15 ans pour les onduleurs des installations résidentielles</li> <li>• 30 ans avec 10% de remplacement des pièces tous les 10 ans pour les grandes installations</li> </ul>
Structures de montage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 25-30 ans pour les unités installées sur le toit ou en façade</li> <li>• 25 à 60 ans pour les installations au sol sur des supports métalliques.</li> </ul>
Installations électriques	25-30 ans
Transformateurs	25-30 ans

En fonction de la contribution des composantes aux impacts environnementaux potentiels, des analyses de sensibilité doivent être réalisées en faisant varier la durée de vie des composantes.

##### b. Irradiation

L'irradiation recueillie par les modules dépend de leur emplacement et de leur orientation. En fonction de l'objectif de l'étude, des recommandations principales sont formulées :

supposer pour tous les systèmes au sol que les panneaux sur un plan de réseau sont orientés de manière optimale et inclinés à des angles égaux à la latitude. Il faut également supposer que les installations sur toiture sont orientées et inclinées de manière optimale. Toutes les hypothèses, en particulier les écarts par rapport à ces recommandations générales, doivent être signalées. L'orientation, l'ombrage et l'irradiation réels moyens du site de l'installation PV doivent être utilisés. [Schmid and Breyer \(2010\)](#) fournissent un plan spécifique à chaque pays des estimations de l'irradiation du réseau pour les systèmes PV à inclinaison fixe et avec suivi solaire.

### **c. Rapport de performance (RP)**

Le rapport de performance (RP) est défini par la norme IEC 61724 comme le rapport entre le rendement final du système (production réelle de courant alternatif) et le rendement de référence ou idéal (performance nominale en courant continu). Il est largement utilisé comme mesure de performance pour quantifier les pertes globales du système dues aux effets de la température, à l'encrassement, à l'ombrage et à l'inefficacité de ses composants. En général, le rapport de performance augmente avec la baisse de la température. Il peut être utilisé pour la surveillance précoce des systèmes PV pour détecter et rectifier les défauts. Cela signifie que les systèmes bien conçus, bien ventilés, bien entretenus et à grande échelle ont généralement un RP plus élevé. Il est recommandé d'utiliser des valeurs RP spécifiques au site ou une valeur par défaut de 0,75 pour les installations en toiture et de 0,80 pour les installations au sol ([Frischknecht, Stolz, Heath, et al., 2020](#)), ces valeurs par défaut tiennent compte de la dégradation due à l'âge des modules PV.

### **d. Dégradation**

Les modules PV se dégradent avec le temps, ce qui réduit leur efficacité et donc leur rendement pendant toute leur durée de vie. Par conséquent, le taux de dégradation annuel doit être pris en compte lors de l'estimation du rendement total d'un système PV au cours de la période évaluée. Les taux de dégradation suivants sont recommandés : une dégradation linéaire de 0,7% par an, à moins que des preuves scientifiques à long terme et des résultats d'essais vérifiés de manière indépendante ne prouvent une valeur différente pour des technologies des modules matures. Lorsque les rendements annuels sont extrapolés à partir de données spécifiques au site pour calculer le rendement total sur la durée de vie, il convient d'indiquer clairement si le taux de dégradation annuel est pris en compte ou non. Les

informations sur les taux de dégradation des différentes technologies PV disponibles dans [Jordan et al. \(2016\)](#) peuvent être utilisées.

#### **1.5.4.2. Modélisation de l'inventaire du cycle de vie**

##### **a. Modèles de système**

Le modèle de système approprié dépend de l'objectif de l'ACV. En fonction de l'objectif et de la portée de l'étude, une approche attributionnelle, décisionnelle ou conséquentielle peut être choisie. Jusqu'à présent, la plupart des ACV sont basées sur l'approche attributionnelle. Le système de produits doit être divisé en processus d'avant-plan et d'arrière-plan conformément à [Sonnemann and Vigon \(2011\)](#). Il est également recommandé lors de la modélisation de la production des composants PV d'utiliser le mix électrique actuel du réseau des pays concernés.

##### **b. Unité fonctionnelle et flux de référence**

L'unité fonctionnelle permet d'effectuer des comparaisons cohérentes entre différents systèmes PV et d'autres systèmes de production d'électricité pouvant assurer la même fonction. Le guide recommande l'unité fonctionnelle suivante pour les systèmes PV :

- ✓ L'électricité en courant alternatif fournie au réseau quantifiée en kWh pour la comparaison des technologies PV, des technologies de modules et des technologies de production d'électricité en général. Pour les systèmes PV dotés de transformateurs dédiés, il convient d'utiliser la production d'électricité en aval du transformateur.
- ✓ Le "m<sup>2</sup>" du module peut être utilisé pour quantifier les incidences sur l'environnement des efforts de construction et de fin de vie des systèmes PV fixés ou intégrés à un bâtiment particulier, y compris les éléments de construction photovoltaïques intégrés au bâtiment, ou des structures porteuses (à l'exclusion des modules PV et des onduleurs). Le mètre carré (m<sup>2</sup>) ne doit pas être utilisé pour les comparaisons entre les technologies PV, en raison des différences d'efficacité des modules et des onduleurs et des ratios de performance.
- ✓ Le kWc est utilisé pour quantifier les impacts environnementaux des composants électriques, notamment l'onduleur, le transformateur, le câble, la connexion au réseau et les dispositifs de mise à la terre. Le kWc peut également servir de débit de référence pour quantifier les incidences environnementales d'une technologie de module

individuelle. Toutefois, les comparaisons entre les technologies de modules ne doivent pas être basées sur les valeurs de la puissance nominale (kWc), car la quantité de kWh injectée dans le réseau peut différer entre les systèmes analysés.

### **c. Limites du système**

Cette section définit le champ d'application de l'ACV des systèmes PV et fournit des conseils sur les éléments à inclure ou exclure des limites du système. Les parties suivantes doivent être incluses dans les limites du système : l'approvisionnement en matières premières et en énergie ; la fabrication des panneaux PV, du système de montage ; des câbles ; des onduleurs ; les phases de construction et d'installation, la phase d'utilisation, et la phase de fin de vie.

### **d. Bases de données**

Pour ce qui est des bases de données, le guide de l'AIE ne recommande aucune base de données d'inventaire du cycle de vie particulière. Cependant, lors du choix, la transparence de la documentation, la disponibilité des informations et des données sur les processus unitaires sont de la plus haute importance.

#### **1.6. Analyse du cycle de vie des systèmes PV : études existantes**

Le marché du solaire PV pour la production d'électricité a connu une croissance rapide en raison de l'augmentation de la demande d'énergie propre et renouvelable, de la diminution des coûts des panneaux solaires et des incitations gouvernementales à l'adoption de l'énergie solaire. De plus, de nombreuses recherches ont été entreprises au cours des dernières années dans le but d'améliorer les performances des systèmes PV. Ces études ont porté sur divers aspects, notamment l'amélioration de l'efficacité des cellules solaires, leur durabilité, leurs coûts, la conception et l'intégration dans les systèmes énergétiques. En 2018, environ 102,4 GW de panneaux PV ont été installés dans le monde, portant ainsi la capacité totale d'énergie solaire mondiale à plus de 500 GW (Muteri et al., 2020). La Chine, l'Inde, le Japon, les États-Unis et l'Europe sont parmi les principaux acteurs du marché solaire PV. La Chine, en particulier, a dominé la production et l'installation de panneaux solaires des dernières années (Muteri et al., 2020).

Les systèmes PV sont un ensemble de composantes constitués principalement des modules PV, des onduleurs, des câbles et des connexions électriques, des supports et structures de montage et le cas échéant des batteries. La composition chimique de ces

composantes peut avoir un impact sur l'environnement pendant leur installation, leur exploitation et leur démantèlement, incluant les impacts environnementaux engendrés lors de la phase de production. De plus, les déchets engendrés en fin de vie peuvent être problématiques si aucun plan de gestion n'est mis en place. Ainsi, longtemps considéré comme une source d'énergie renouvelable, non polluante, silencieuse et n'émettant pas de dioxyde de carbone pendant la phase d'exploitation ([Muteri et al., 2020](#)), les systèmes PV ne peuvent pas être considérés comme totalement exempts d'impacts environnementaux au cours de leur cycle de vie. Ainsi, l'évaluation des avantages énergétiques et environnementaux de l'utilisation des systèmes PV doit se faire en tenant compte de toutes les étapes du cycle de vie de ces systèmes et de plusieurs indicateurs environnementaux. L'ACV qui est une approche multi-étapes et multicritères est devenue un outil indispensable pour évaluer les performances énergétiques et environnementales des systèmes PV.

Les premières recherches de l'ACV dans le domaine des systèmes PV ont porté sur la détermination du temps de retour énergétique des panneaux PV ([Hunt, 1976](#)). Hunt a montré dans cette étude que le temps de retour énergétique d'un panneau silicium monocristallin installé au sol était d'environ 11,6 ans et 24 ans pour les panneaux spatiaux. Depuis lors, les études d'ACV sur les performances énergétiques et des impacts environnementaux des installations PV se sont multipliées dans divers endroits du monde. Ces études ont conduit à un certain nombre de résultats importants.

De nombreux auteurs, dont [Muteri et al. \(2020\)](#), [Gerbinet et al. \(2014\)](#), [Ahmad et al. \(2018\)](#), [Peng et al. \(2013\)](#) et [Kamal et al. \(2021\)](#) ont passé en revue, résumé et compilé de nombreuses études de cycle de vie de systèmes PV retrouvés dans la littérature. Ces études ont concerné l'évaluation des impacts environnementaux des installations PV, la comparaison entre les différentes technologies de modules PV et l'évaluation des performances énergétiques telles que le temps de récupération énergétique et la demande en énergie cumulée. Les études d'évaluation des impacts environnementaux potentiels des installations de petite et moyenne taille sont les études les plus rencontrées dans la littérature.

[Kannan et al. \(2006\)](#) ont réalisé une ACV et une analyse des coûts du cycle de vie pour un système PV distribué de 2,7 kWc fonctionnant à Singapour. Dans cette étude, l'analyse du temps de retour énergétique du système solaire PV et leurs émissions de gaz à effet de serre et leurs coûts sont comparés à ceux d'une turbine à vapeur alimentée au mazout. Le système solaire PV se compose de 36 modules monocristallins montés sur le toit d'un bâtiment avec

des structures de soutien en aluminium. Le TRE et l'émission de gaz à effet de serre de système PV sont de 4,5 ans et de 165 g CO<sub>2</sub> eq/kWh respectivement.

Fu et al. (2015) ont effectué une analyse du cycle de vie d'un système PV avec des modules PV de technologie silicium polycristallin de rendement de 16%, de durée de vie de 25 ans installé dans différentes zones géographiques en Chine. Cette étude a permis l'évaluation de la demande d'énergie primaire, le temps de récupération énergétique, le changement climatique et l'eutrophisation en considérant les étapes de fabrication des modules. Les étapes de transport, de maintenance et de fin de vie sont exclues de l'étude. Les résultats montrent que la phase de production de silicium de grade solaire est la phase qui contribue le plus à cause de la forte consommation énergétique durant ce processus. Le TRE varie de 2-6 ans, le changement climatique 50,9 g CO<sub>2</sub> eq/kWh, acidification terrestre 4,27 10<sup>-4</sup> kg SO<sub>2</sub> eq/kWh et eutrophisation potentielle 4,23 10<sup>-5</sup> kg PO<sub>4</sub><sup>-3</sup> eq/kWh. Ils concluent également que les zones à fort ensoleillement sont les mieux adaptées pour l'installation des systèmes PV.

Stolz et al. (2019) ont évalué les impacts environnementaux d'un système PV batterie alimentant un bâtiment qui abrite un vestiaire des clubs dans la ville de Zurich en Suisse. L'empreinte carbone du système PV de 60 kWc avec des modules de technologie silicium polycristallins et des batteries lithium-ion (100 kWh) est quantifiée. Il ressort de cette étude que par rapport au mix électrique renouvelable de la ville de Zurich, l'installation du système PV avec stockage entraîne une augmentation des impacts environnementaux quel que soit le type de batterie utilisée.

Martinopoulos (2020) a mené une évaluation du cycle de vie et une analyse des coûts d'une installation PV en Europe. Cette étude a été réalisée pour un système PV résidentiel de 4 kW intégré au toit, composé des panneaux de technologie silicium polycristallin, d'un onduleur de 4 kW et le système de raccordement (câbles et boîtes à fusibles). Les panneaux PV sont supposés être fabriqués en Chine et installés dans 79 sites répartis dans 26 pays européens. Les étapes de fabrication des panneaux et du système de raccordement, le transport et l'installation, l'exploitation et la fin de vie ont été prises en compte. Les résultats montrent que, bien que les systèmes PV résidentiels soient considérés comme "propres" et aient un impact environnemental relativement faible tout au long de leur cycle de vie, cela pourrait ne plus être le cas dans les années à venir, en fonction du lieu d'installation et du mix électrique local.

L'évaluation des impacts environnementaux des centrales PV de grandes tailles a été discutée également dans la littérature :

Ito et al. (2005) ont travaillé sur l'évaluation des impacts environnementaux des installations PV de grande taille. Ces études ont porté sur la comparaison des technologies des modules mono-Si, a-Si et CdTe des systèmes PV de 100 MW installés au désert en prenant en compte les étapes de production, de transport, l'exploitation et la maintenance. Il ressort de ces études qu'en zone désertique, le temps de récupération énergétique des centrales PV varie de 2 à 3 ans et l'émission de carbone de 17 à 23 g CO<sub>2</sub> eq/kWh en fonction de la technologie des modules. Ils soulignent également que bien que les technologies amorphe et au CdTe nécessitent moins d'énergie que celle des modules cristallins, l'énergie totale requise par les technologies à couche minces est supérieure à celle du module silicium cristallin en raison de leur faible rendement.

Beylot et al. (2014) ont étudié les performances environnementales des installations PV de 5 MW installés au sol en considérant quatre scénarios : structures de montage fixes en aluminium (1), en bois (2), des structures mobiles, suiveurs à axe unique (3) et suiveurs à axes doubles (4). Les processus de fabrication, de transport, d'exploitation, gestion de fin de vie et les indicateurs changement climatique, santé humaine, consommation des ressources et qualité de l'écosystème ont été considérés. Les installations PV avec structure de montage fixe en aluminium ont présenté le plus grand impact sur les indicateurs le changement climatique et la santé humaine. En supposant une irradiation de 1700 kWh/m<sup>2</sup> et une inclinaison de module de silicium polycristallin de 30° et le changement climatique varie entre 37,5 et 53,5 g CO<sub>2</sub> eq/kWh selon le scénario. Les installations PV mobiles équipées de suiveurs à deux axes ont présenté le plus grand potentiel d'impact sur la qualité de l'écosystème, avec une différence de plus d'un facteur 2 par rapport aux autres installations considérées. Il ressort également de cette étude que la masse, la composition des structures de montage, la densité de puissance et les performances de production d'énergie apparaissent comme des paramètres de conception clés en ce qui concerne les performances environnementales des installations PV au sol à grande échelle, en plus des intrants énergétiques du processus de fabrication des modules.

Ito et al. (2016) ont également évalué les impacts environnementaux et l'analyse de coût sur des systèmes PV simulés de 1000 MW sur deux sites à Carpentras en France et Ouarzazate au Maroc. Le plus faible temps de récupération énergétique 0,9 an et le plus faible

taux d'émission de carbone, 27,4 g CO<sub>2</sub> eq/kWh sont obtenues en supposant une centrale de technologie de module CdTe installée sur le site du Maroc. Le Chili, l'est et l'ouest du Sahara et le Mexique ont été également identifiés à l'aide d'un système d'information géographique comme étant des sites appropriés en termes d'émissions de gaz à effet de serre pour l'installation des centrales solaires.

[Selim et al. \(2021\)](#) ont passé en revue et résumé toutes les études d'ACV réalisés en Afrique au cours de ces 20 dernières années. Sur les 199 articles recensés en Afrique, 05 articles ont porté sur l'ACV des installations PV. Ce nombre limité d'articles est justifié par la nouveauté du concept d'ACV en Afrique comparé aux autres régions du monde.

[Corona et al. \(2016\)](#) quant à eux ont étudié les impacts environnementaux d'une centrale PV de 1,008 MW installé à Casablanca (Maroc) en considérant une approche du berceau à la porte et 1 MWh comme unité fonctionnelle. Les résultats ont montré un TRE de 1,457 ans et les principaux impacts environnementaux suivants : changement climatique 53,3 kg CO<sub>2</sub> eq/MWh, eutrophisation de l'eau douce 28,3 g P eq/MWh, toxicité humaine 44,1 kg 1,4 DCB eq/MWh, écotoxicité d'eau douce 1,20 kg 1,4-DCB eq/MWh et écotoxicité marine 1,20 kg 1,4-DCB eq/MWh. La majorité de ces impacts sont liés à la phase de fabrication des composantes PV. Ils soulignent également la réduction des impacts environnementaux de 8% et 43% respectivement pour les indicateurs appauvrissement de la couche d'ozone et formation des particules occasionnés par la gestion de fin de vie.

[Akinyele et al. \(2017\)](#) ont évalué les impacts environnementaux d'un système PV de 1,5 kW installé dans six régions géographiques différentes du Nigéria. Les indicateurs évalués sont le changement climatique, la demande d'énergie cumulée, le rapport énergétique et le TRE. L'étude a considéré une performance de 80%, une durée de vie de 20-30 ans et un rendement de 15,4% pour les modules de type silicium cristallins utilisés et une irradiation de 1493-2223 kWh/m<sup>2</sup>/an. Un taux d'émission de 37,3-72,2 g CO<sub>2</sub>/kWh, un TRE de 0,83-2,3 ans et une demande en énergie cumulée de 3800-8700 MJ eq ont été obtenus. Les plus faibles taux d'émission de carbone et TRE obtenus correspondent à la zone géographique où l'irradiation solaire est la plus élevée et inversement. Cette étude met donc ainsi en exergue la variabilité des impacts environnementaux des systèmes PV en fonction du site d'installation.

[Tsuchiya et al. \(2020\)](#) ont évalué le temps de récupération énergétique et le retour sur investissement des systèmes PV hors réseau installés dans les zones rurales de Tanzanie. En

se basant sur l'utilisation de ces systèmes, les études ont révélé un TRE insatisfaisant et un temps de retour sur investissement insuffisant, en effet, l'étude a montré que les revenus générés par les investissements ne suffisent pas pour couvrir les coûts de production. En effet, pour des zones rurales à faibles et discontinues demande en énergie, la production d'électricité à partir des moteurs a semblé plus adaptée.

[Deriche et al. \(2020\)](#) quant à eux, ont évalué les performances énergétiques et environnementales de quatre systèmes PV connectés au réseau basés sur quatre technologies de modules PV installés dans la ville de Ghardaïa, dans le Sahara en Algérie. Le TRE et les émissions de GES par an varient de 2,8-5,73 ans et de 13,24 tonnes à 32,03 tonnes de CO<sub>2</sub>/kWh pour le CdTe et le m-Si respectivement. Le système PV CdTe est plus performant en termes TRE et d'émissions de GES que les autres technologies (m-Si, mc-Si et a-Si) en raison de ses faibles besoins énergétiques sur l'ensemble du cycle de vie.

Les impacts environnementaux des systèmes PV domestiques en Afrique subsaharienne ont été également évalués par [Antonanzas-Torres et al. \(2021\)](#). Seize scénarios et cinq catégories d'impact que sont les émissions de gaz à effet de serre, les combustibles fossiles, l'épuisement des métaux et de l'eau et la toxicité humaine ont été évalués dans le cadre de cette étude. Les résultats ont montré que dans les systèmes PV domestiques étudiés, les batteries au plomb-acide étaient le plus grand contributeur (36-76%) des indicateurs environnementaux. La longévité des batteries s'est également révélé un paramètre crucial pour améliorer le temps de récupération énergétique et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ils soulignent également que malgré l'utilisation des batteries, les impacts des systèmes PV restent inférieurs à ceux des réseaux nationaux et des générateurs diesels.

De toutes ces études, aucune étude de comparaison des impacts environnementaux des installations PV en fonction de leur taille n'a été faite. De plus, les nombreuses études sur l'ACV des systèmes PV menées dans la littérature à travers le monde se sont majoritairement focalisées sur des systèmes PV installés en Europe, en Asie et en Amérique qui détiennent la plus grande part des capacités installées et généralement sur un nombre restreint d'étapes du cycle de vie ou d'indicateurs environnementaux. Les impacts environnementaux des systèmes PV installés en Afrique sont très peu abordés et discutés dans la littérature, seules quelques études (06) en ont traité. Ainsi, les données environnementales de ces systèmes PV sont presque inexistantes ; les scénarios de gestion actuelle de gestion de déchets PV en Afrique subsaharienne n'a été prise en compte dans aucune étude.

Avec l'augmentation du nombre de centrales PV en Afrique subsaharienne et le fort intérêt des politiques pour les systèmes PV, ajouté au manque de législation et la non prise en compte de la gestion de fin de vie des composantes, il y a un risque que ces impacts environnementaux augmentent également de façon exponentielle dans les années à venir. C'est pourquoi il est nécessaire d'évaluer les impacts environnementaux des centrales PV dans le contexte des pays en voie de développement.

## **CHAPITRE 2 : METHODOLOGIE D'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES CENTRALES PHOTOVOLTAIQUES**

Le présent chapitre traite de l'Analyse du Cycle de Vie de trois installations PV de grande, moyenne et petite tailles installées au Burkina Faso. Ce chapitre est constitué des 04 principales étapes de l'ACV comme illustrées dans les normes ISO 14040 et 14044 décrites dans le chapitre précédent.

## **2.1 Définition de l'objectif**

L'objectif de cette étude est de comparer les impacts environnementaux des installations PV de grande, moyenne et petite tailles installées au Burkina Faso en considérant toutes les étapes du cycle de vie du système, depuis la fabrication des composantes jusqu'au démantèlement de l'installation. Les performances énergétiques, notamment le temps de récupération énergétique (TRE) seront évaluées. Les descriptions des caractéristiques des systèmes PV portés à l'étude sont présentées à la section suivante.

Plus spécifiquement, l'étude vise à :

- Établir le profil environnemental de chaque installation et identifier les étapes de processus les plus contributrices aux impacts environnementaux potentiels du cycle de vie des différents systèmes PV de grande, moyenne et petite tailles ;
- Comparer les impacts environnementaux des systèmes PV entre eux et avec le réseau national d'électricité du Burkina Faso considéré comme système de référence ;
- Déterminer le temps de récupération énergétique (TRE) des centrales PV.

Les résultats détaillés de l'étude des centrales PV sont envisagés à des fins de divulgation publique. Ainsi, nous pensons contribuer à améliorer la compréhension des impacts environnementaux de la transition énergétique au Burkina Faso, à cerner les pistes d'amélioration et à alimenter une réflexion plus large au niveau des entrepreneurs et des décideurs.

Une revue critique est une évaluation indépendante des données, des méthodes, des hypothèses et des résultats de l'ACV. Elle vise à garantir la validité, la fiabilité et la crédibilité des résultats, ainsi qu'à identifier d'éventuelles lacunes, erreurs ou biais. Bien que certaines normes ISO puissent considérer les revues critiques comme facultatives pour un usage interne, elles sont souvent encouragées, voire exigées, lorsque les résultats de l'ACV sont destinés à être communiqués publiquement ou utilisés dans le cadre de déclarations environnementales. Dans le cadre de cette étude, les rapports d'évaluation par les pairs

effectués lors de la publication de nos articles scientifiques ont été considérés comme des revues critiques.

En plus des normes ISO 14040 et 14044, l'étude a été réalisée aussi conformément au programme de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur les systèmes PV ([Frischknecht, Heath, et al., 2020](#)) décrit dans le chapitre 1 et sera donc comparable à d'autres études d'ACV des systèmes PV.

## **2.2 Description des systèmes PV**

Les systèmes PV de cette étude sont constitués de trois installations PV de grande (Centrale PV de Zagtouli), moyenne (Centrale PV de Ziga) et petite (centrale PV 2iE) tailles. Le mix électrique du Burkina Faso a été utilisé comme référence dans cette étude. Les lignes qui suivent décrivent de façon succincte les installations PV étudiées et le scénario de référence.

### **2.2.1. Scénario de référence : le réseau national de distribution d'électricité**

Le système de référence utilisé dans cette étude est l'énergie distribuée dans le réseau national interconnecté (RNI) du Burkina Faso par la société nationale Burkinabè d'électrification (SONABEL) en 2021. Le mix électrique de l'année considéré est constitué de : 60% du thermique, 8,73% d'hydroélectricité ; 15% du solaire PV et de 25% de l'importation ([IRENA, 2021](#)). Ce scénario de référence a été établi comme base comparative et va permettre de quantifier une diminution ou une augmentation des impacts environnementaux potentiels engendrés par la transition énergétique, notamment les installations des centrales solaires PV.

### **2.2.2. La centrale photovoltaïque de Zagtouli**

Située à 14 km de la ville de Ouagadougou (Burkina Faso), la centrale solaire PV de Zagtouli, d'une puissance de 33,7 MWc est basée dans la localité de Zagtouli de coordonnées géographiques 12°18'33.3" Nord, 1°38'27.7" Ouest. Elle s'étend sur une superficie d'environ 60 hectares et est le fruit d'un partenariat entre l'État burkinabè, l'Union Européenne (UE) et la France à travers l'Agence Française de Développement (AFD). La centrale solaire PV de Zagtouli représente la première étape d'un ambitieux programme visant à développer la production d'énergie solaire au Burkina Faso. L'objectif était de fournir plus de 100 MW d'énergie solaire au réseau du Burkina Faso d'ici 2020, ce qui équivaldrait à environ 30% de la production totale du pays.

La construction de la centrale solaire PV de Zagtouli a débuté en juin 2016 et s'est achevée en août 2017, soit 14 mois de travaux. Le champ solaire est constitué de 129 600 modules PV de la technologie silicium polycristallin ; chaque module a une puissance crête de 260 Wc. Les modules PV sont montés en groupe sur des supports métalliques en acier inoxydable. Chaque groupe de modules PV est appelé table ; la centrale de Zagtouli comprend 1 800 tables. Ces structures de montage au nombre de 1 800 sont tenues au sol par des pieux (profilés en acier) enfoncés de 1,20 m dans le sol. L'espacement d'environ 5,26 m entre les structures de montage permet notamment de rendre accessibles les panneaux solaires pour les engins de nettoyage. Les modules de chaque table sont reliés entre eux en série pour former une branche ou string. Ensuite, les courants des strings récupérés au niveau des boîtes de jonction ; il y en a 466 dans la centrale de Zagtouli. Les lignes issues des boîtes de jonction transportent du courant continu qu'il faut convertir en courant alternatif au travers d'onduleurs. Les 466 lignes sont donc réparties entre les entrées de 32 onduleurs de type centraux. Les sorties des onduleurs (au nombre de 32) sont distribuées sur 16 transformateurs. Ces transformateurs permettent d'élever les tensions issues des onduleurs jusqu'au niveau de la tension de consigne du point d'injection sur le réseau national interconnecté du Burkina Faso.

L'injection de la production énergétique de la centrale solaire au réseau national interconnecté se fait au travers d'une liaison de raccordement avec le poste de Zagtouli qui comprend :

- Une double ligne 33 kV enterrée, d'une longueur d'environ 400 m ;
- Un poste de livraison ou poste solaire ;
- Trois boucles de distribution 33 kV exploitées en boucle ouverte pour alimenter 16 Centres Photovoltaïques Intégrés (CPI).

Elle est également équipée de 17 caméras de surveillance infrarouges autour de l'enceinte du champ PV. Une vue aérienne partielle de la centrale est présentée à la Figure 2. 1.



Figure 2. 1 Vue aérienne partielle de la centrale solaire PV de Zagtouli

Les caractéristiques techniques du point de vue matériaux des modules PV, des onduleurs, des transformateurs, des structures de montage sont présentées sur la Figure 2. 2.

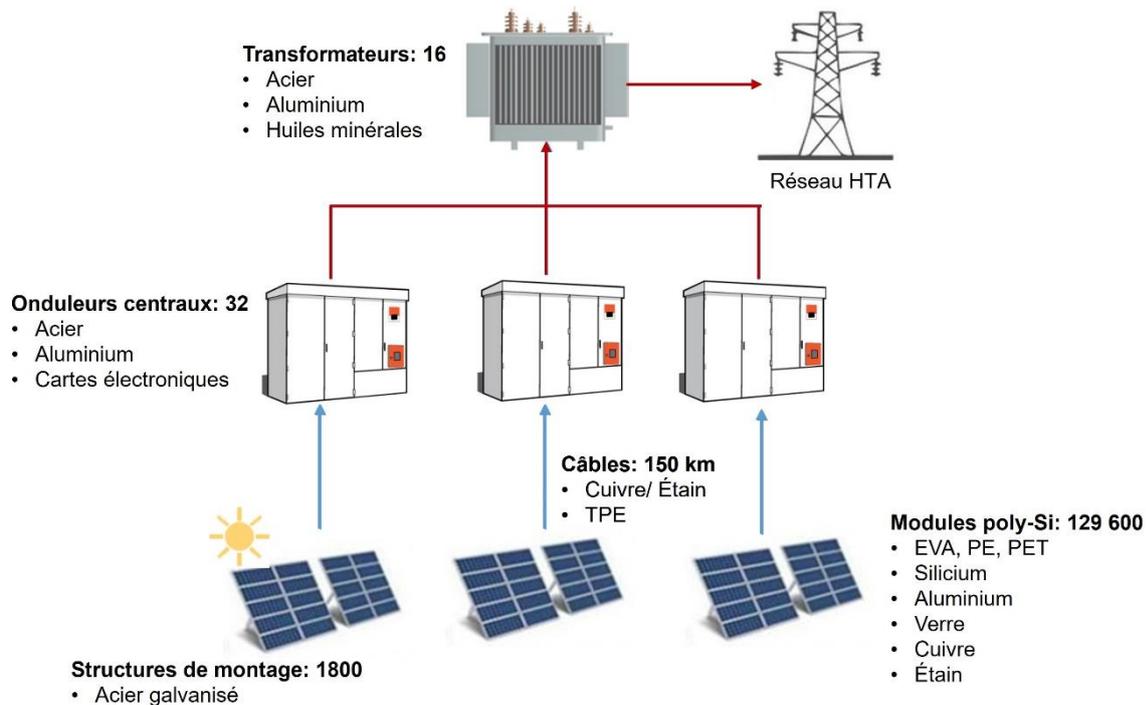


Figure 2. 2 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Zagtouli

La centrale dispose de quatre petites stations météorologiques constituées chacune d'instruments de mesure des rayonnements solaires (pyranomètre) et d'un thermomètre permettant d'enregistrer les conditions climatiques de la zone en temps réel à partir de la salle de contrôle. Les données mensuelles de l'ensoleillement du site pour l'année 2021 sont présentées sur la Figure 2. 3.

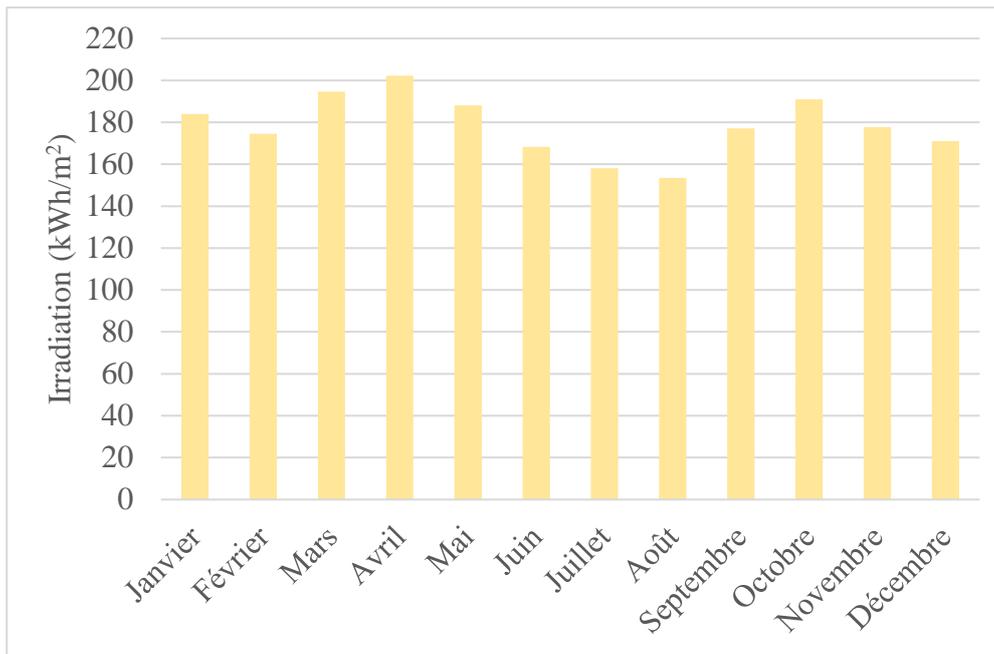


Figure 2. 3 Répartition mensuelle de l'irradiation annuelle globale horizontale sur le site de Zagtoui en 2021

Le site de Zagtoui possède une irradiation globale moyenne d'environ 2 140 kWh/m<sup>2</sup>/an et bénéficie donc d'un ensoleillement favorable à l'exploitation de la centrale PV. Il est estimé que l'énergie totale qui sera produite par cette centrale est de 1 334,07 GWh pendant 25 ans de fonctionnement.

### 2.2.3. Centrale photovoltaïque de Ziga

Située à 50 km de Ouagadougou, la centrale de Ziga d'une capacité de 1,1 MWc couvre une superficie de près de 02 ha. Une vue partielle de la centrale est représentée à la Figure 2. 4. Sur cette superficie sont repartis 44 structures de montage ou tables en aluminium, chaque structure est composée de 4 lignes et de 25 rangées de modules. Ainsi, chaque table a un total de 100 modules de silicium polycristallin, soit 4 400 modules PV pour toute la centrale. Contrairement à la centrale de Zagtoui, la centrale PV de Ziga utilise des onduleurs string. Les 100 modules PV d'une table sont mis en série pour former un string qui est connecté à l'entrée d'un onduleur string dédié. Aux 44 tables correspondent 44 strings et donc le même nombre d'onduleurs dont les courants de sortie de type alternatif sont mis ensemble avant d'attaquer l'unique transformateur de la centrale. Ce dernier élève la tension issue des onduleurs jusqu'au niveau de celle du point d'injection au réseau national interconnecté. La centrale de Ziga dispose aussi d'une station météorologique constituée d'un thermomètre et d'un anémomètre. La production totale de la centrale sur 25 ans est estimée à 41,55 GWh.



Figure 2. 4 Vue aérienne de la centrale solaire PV de Ziga

Les caractéristiques techniques du point de vue matériau de la centrale PV de Ziga sont présentées sur la Figure 2. 5.

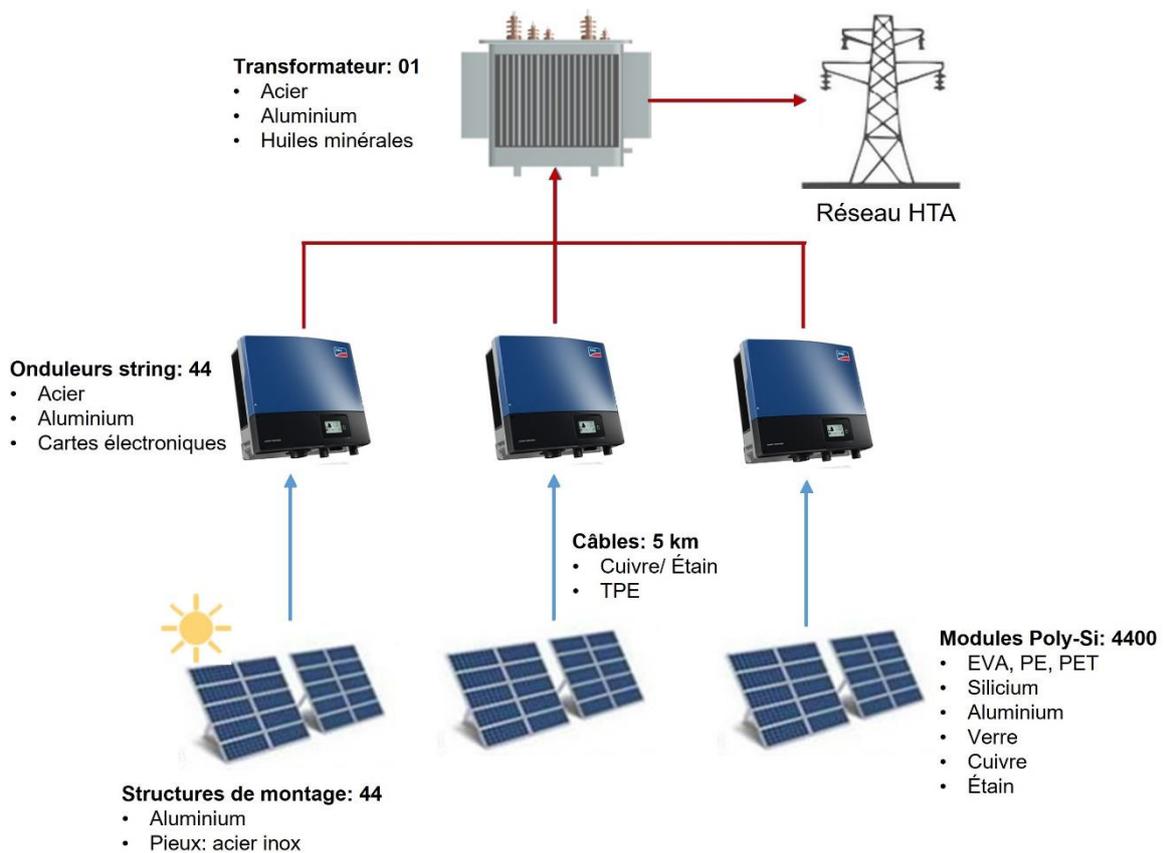


Figure 2. 5 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Ziga

#### 2.2.4. Centrale PV de l'institut 2iE

La centrale PV étudiée est située à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Burkina Faso, à 15 km de la capitale Ouagadougou, de coordonnées

géographique 12°27' Nord et 1°33' Ouest. Elle a été construite en 2013 dans le cadre du projet « Solar Capacity Upgrading Project » financé par la Banque Mondiale. D'une puissance de 17 kWc, elle a une double fonction : renforcer l'approvisionnement électrique du laboratoire électrotechnique de l'Institut et servir de champ d'expérimentation pour la formation des étudiants et des professionnels dans le domaine du solaire PV. L'installation est constituée de 72 modules composés de 24 modules de silicium monocristallins de puissance 240 Wc, 24 modules de technologie silicium polycristalline de 230 Wc et 24 modules de 235 Wc de technologie HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer). Les modules PV sont installés sur le toit du laboratoire électrotechnique par groupe de technologies, orientés à l'azimut -20°, à une inclinaison de 15° vers le Sud sur des structures en acier. Les modules d'une même technologie sont organisés en strings repartis sur un onduleur réseau via un coffret de protection DC. L'installation a donc un total de six onduleurs réseau de type SMA (Sunny Tripower 8000 TL). Bien que le système PV soit connecté au réseau, il y a été ajouté un parc de batteries stationnaires en vue d'une continuité de service quand l'énergie du réseau n'est plus disponible. Dans ce cas de figure, il y a un ilotage du bâtiment abritant le laboratoire pédagogique d'électrotechnique qui est désormais alimenté de façon autonome. Le fonctionnement en ilotage est géré par trois onduleurs chargeurs SMA Sunny Island 5048 qui pilote un parc de batteries stationnaires de 9000 Ah composé de 72 batteries au plomb-acide de marque FAAM (24STG125) de type OPZV - Gel VLRA. La Figure 2. 6 présente l'architecture de l'installation PV de 2iE.

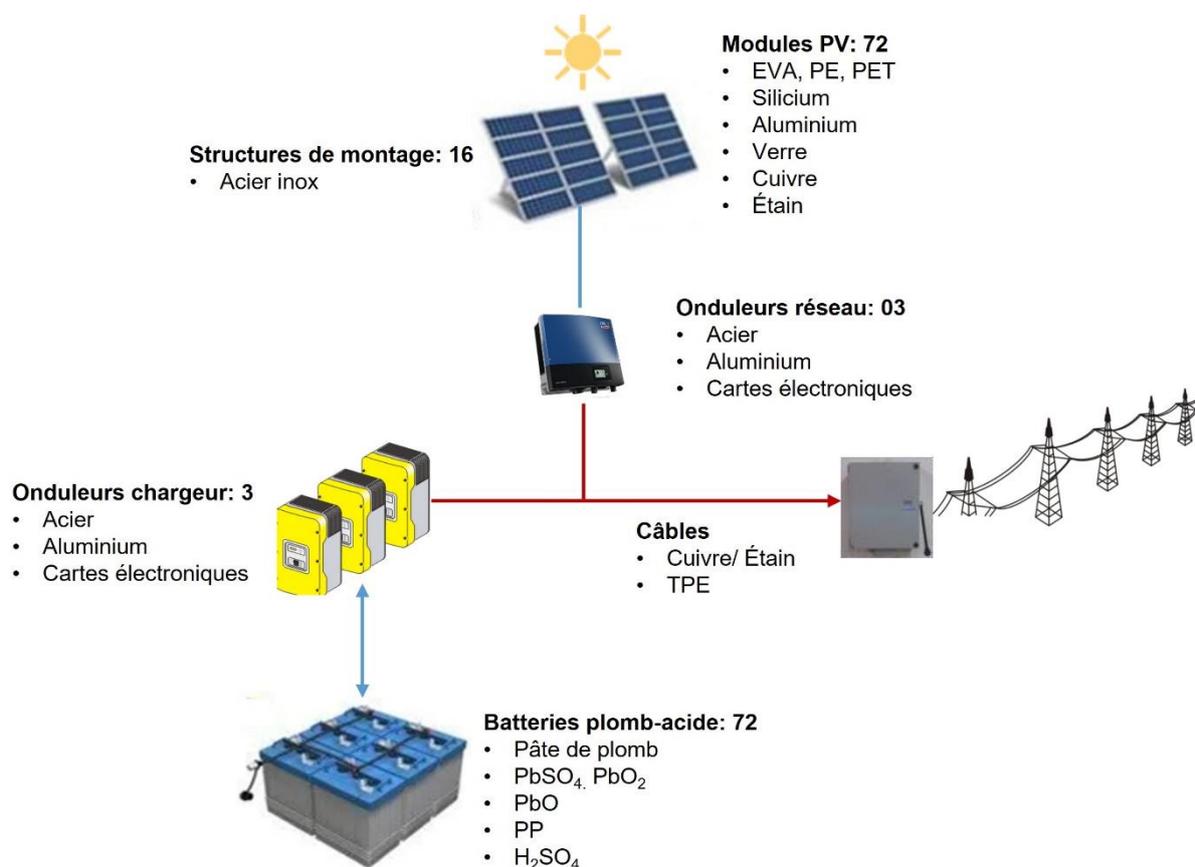


Figure 2. 6 Caractéristiques techniques de la centrale PV de Ziga

## 2.3. Définition du champ de l'étude

### 2.3.1. Fonction et unité fonctionnelle

La fonction des installations PV est la production d'électricité destinée aux activités des populations. L'unité fonctionnelle, c'est-à-dire la référence à laquelle se rapportent les calculs d'inventaire et d'évaluation des impacts, se définit comme suit : « 1 kWh d'énergie électrique produite par la centrale solaire PV et injecté dans le réseau national Burkinabé pendant 25 ans ». La mise en relation de l'unité fonctionnelle avec les résultats va permettre la comparaison avec le système de référence.

### 2.3.2. Frontières des systèmes

Les frontières des systèmes déterminent quelles activités ou processus seront considérées pour évaluer les impacts environnementaux des centrales PV. Elles doivent être soigneusement définies en fonction des objectifs de l'étude, en incluant toutes les étapes pertinentes, en tenant compte des considérations géographiques et temporelles, et en garantissant la transparence dans le processus d'évaluation. Les paragraphes suivants présentent une description générale des frontières des systèmes, ainsi que les considérations géographiques et temporelles associées à cette étude.

### 2.3.3. Processus inclus dans les centrales PV étudiées

Le cycle de vie des centrales solaires PV a été modélisé à l'aide des étapes du cycle de vie présentées sur la Figure 2. 7. Il est important d'inclure toutes les étapes et tous les processus du cycle de vie, car l'omission de certains d'entre eux peut affecter les résultats de l'analyse. Les frontières du système PV incluent les étapes de production, le transport, l'installation des composantes des systèmes, leur exploitation et leur fin de vie.

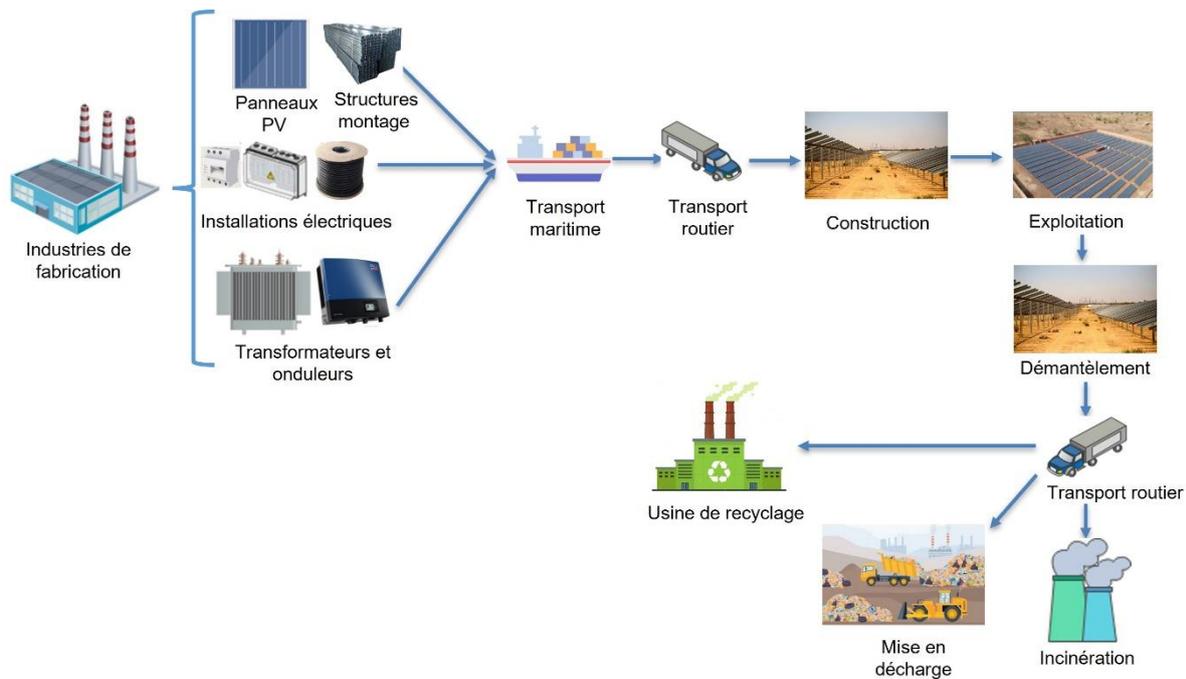


Figure 2. 7 Frontière des systèmes PV étudiés

### 2.3.4. Frontières géographiques et temporelles

La prise en compte des variations spatiales (géographiques) et temporelles des impacts environnementaux est un défi lors de l'évaluation des impacts en ACV. La différenciation spatiale consiste à prendre en compte les caractéristiques des émissions et des récepteurs propres au lieu, telles que la géographie et le climat (Beloin-Saint-Pierre et al., 2020). Tandis que, la différenciation temporelle consiste à tenir compte du moment où les émissions et des impacts environnementaux se produisent tout au long du cycle de vie.

Dans cette étude, les régions géographiques correspondent aux pays de production des différentes composantes des systèmes PV et du contexte Burkinabè pour la phase de construction/exploitation, démantèlement et traitement en fin de vie ont été considérées. Par ailleurs, il est à noter que tous les processus nécessaires à la réalisation de l'unité fonctionnelle sont compris dans les frontières des systèmes, peu importe où et quand ils ont

lieu. Le Tableau 2. 1 présente les frontières géographiques considérées pour chacune des composantes des différentes centrales étudiées.

*Tableau 2. 1 Frontières géographiques des systèmes étudiés*

	<b>Centrale de Zagtouli</b>	<b>Centrale de Ziga</b>	<b>Centrale 2iE</b>
<b>Modules PV</b>	Allemagne	Chine -Taïwan	Allemagne/Japon/Norvège
<b>Onduleurs</b>	Espagne	Allemagne	Allemagne
<b>Transformateurs</b>	Belgique	Allemagne	//
<b>Installations électriques</b>	Espagne	Chine-Taïwan	Allemagne
<b>Batteries</b>	//	//	Italie
<b>Construction-exploitation</b>	Burkina Faso	Burkina Faso	Burkina Faso
<b>Fin de vie</b>	Burkina Faso	Burkina Faso	Burkina Faso

Tous les processus compris dans les frontières des systèmes ont lieu dans les frontières géographiques indiquées à l'année de fabrication ou de réalisation du processus. Bien que certaines données datent d'années antérieures, il a été jugé qu'elles étaient pertinentes pour représenter les systèmes à l'étude. Ainsi, les activités associées à la production, aux transports, à l'installation, à l'exploitation et au démantèlement en fin de vie ont autant que possible été modélisées de manière à répondre à ce critère.

### **2.3.5. Qualification des données et des résultats**

L'un des principaux défis de l'évaluation de l'impact de l'ACV est d'obtenir des données fiables et représentatives pour l'inventaire et les facteurs d'impact. La qualité et la disponibilité des données dépendent de nombreux facteurs, tels que le champ d'application, les limites du système, les sources de données, les méthodes de collecte des données et les procédures de validation des données. Une qualité et une disponibilité médiocres des données peuvent entraîner des incertitudes, des erreurs et des biais dans les résultats de l'ACV. Par conséquent, les indicateurs de qualité des données, telles que l'exhaustivité, la cohérence, l'exactitude, la transparence et la pertinence ont été vérifiés.

### 2.3.6. Hypothèses

Il est difficile de collecter des données exhaustives et exactes pour toutes les étapes de l'analyse du cycle de vie des centrales PV. Plusieurs hypothèses ont été formulées dans le cadre de cette étude :

- En raison du manque de données, cette étude n'examine pas certaines composantes des centrales PV, notamment les systèmes de protection et les composants électroniques (caméras de surveillance, parafoudre et clôture) ;
- Une dégradation de 0,7% de l'efficacité des panneaux PV a été supposée sur la base de la tâche 12 de l'IEA PVPS (Frischknecht et al., 2020) ;
- Les systèmes PV ont été supposés durer 25 ans, tandis que les autres composantes, comme les batteries et les onduleurs, devraient être remplacés (Frischknecht et al., 2020) ;
- Deux types de transport supposés être des allers simples ont été pris en compte dans cette étude : le bateau de fret transocéanique et le camion de 16 à 32 tonnes.

### 2.4. Inventaire et analyse de l'inventaire

L'inventaire du cycle de vie (ICV) analyse les matériaux, l'énergie utilisés (intrants) ainsi que les produits générés et les traitements des déchets (extrants) pour le produit ou service analysé. Dans cette section, les inventaires du cycle de vie des trois centrales PV étudiées seront décrits en termes de la provenance des données, et de la manière dont elles ont été obtenues et traitées. Les inventaires complets ne seront pas présentés ici, car ils sont trop étendus pour cela et sont présentés dans l'annexe 2.

Les données d'inventaires de la production des différentes composantes des centrales PV ont été obtenues à partir des données secondaires tirées de la littérature scientifique, des rapports techniques et de banques de données commerciales. Lorsque cela était possible, des moyennes ont été réalisées. Les composantes non existantes dans la base des données ont été modélisées sur la base de leur composition et de leur masse. Celles existantes mais ne répondant pas aux caractéristiques des systèmes étudiés ont été adaptées ou mise à l'échelle pour mieux refléter la réalité. Le Tableau 2. 2 présente les sources utilisées pour l'analyse de l'inventaire du cycle de vie des composantes des systèmes PV étudiés.

Tableau 2. 2 L'inventaire des données et leurs sources

Inventaire des données	Sources
Modules PV	Antonanzas-Torres et al. 2021b; Komoto and Lee 2018; Latunussa et al. 2016; Müller et al. 2021; Muteri et al. 2020; Xie et al. 2018
Onduleurs	Ecoinvent 3.7
Transformateurs	Ecoinvent 3.7
Installation électrique	Ecoinvent 3.7
Structures de montage	Dossiers techniques fournis par Vincy energy* et SONABEL**
Construction/exploitation	Dossiers techniques fournis par Vincy energy* et SONABEL**
Batteries	GREET (2019), Spanos et al. (2015), Ellingsen et al. (2013), Ecoinvent 3.7
Fin de vie	Huang et al. 2017; Komoto and Lee 2018; C. E. L. Latunussa et al. 2016 ;Latunussa et al., 2016

\* Vincy Energy est le constructeur de la centrale de Zagtouli

\*\* SONABEL est le propriétaire et exploitant des centrales PV de Zagtouli et Ziga

Les données de la phase de construction et exploitation ont été collectées à l'aide de questionnaires, de visites d'installations et de discussions avec les organismes de construction (Vincy energy) et d'exploitation des centrales PV de Zagtouli et de Ziga. La collecte visait à déterminer les matières premières et énergies utilisées lors des travaux de construction tels que la préparation du terrain de génie civile, la réalisation des fondations, le montage des structures métalliques, l'installation des modules PV et du système de raccordement (câbles, installation électrique, onduleurs et transformateurs). L'énergie, les carburants et l'eau consommés pendant la phase d'exploitation des systèmes PV sont également inclus. L'occupation du sol, les activités de maintenance (le remplacement des composants, le nettoyage, le désherbage) ont été également incluses dans cette étape.

Le processus de transport est modélisé sur la base des masses des composantes et de la distance de leur lieu de production au site d'exploitation. On a supposé que le transport des composantes PV vers Ouagadougou s'est fait par mer en cargos commerciaux jusqu'au port de Lomé au Togo et par route de Lomé à Ouagadougou en utilisant des camions de 32 tonnes. Le transport des composantes en fin de vie vers le site de recyclage a été également pris en compte.

Toutes les données des étapes de fabrication, transport, utilisation et fin de vie des composantes du système PV sont ensuite adaptées avec la situation géographique ou la technologie de production et ramenés à la production de 1 kWh d'électricité.

Pour ce qui est de la qualité des données, l'ensemble des données utilisées peut être considéré de bonne qualité puisqu'elles proviennent des articles publiés, des bases de données professionnelles et parfois de la collecte par l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

## **2.5. Évaluation des impacts environnementaux**

La méthode globale ReCiPe (Relevance, Endpoint, iNterim, and Point for an integrated impact assessment methodology) 2016, reconnue internationalement, a été choisie pour évaluer les impacts du cycle de vie des centrales PV. À l'origine, la méthode ReCiPe a été développée par un consortium de chercheurs européens dans le cadre du projet européen PRé (Person Re-identification for Smart Environment) au début des années 2010. L'objectif principal était de créer une méthodologie d'ACV (Analyse du Cycle de Vie) plus complète et plus pertinente en combinant diverses catégories d'impacts environnementaux pour mieux refléter les réalités des problèmes environnementaux. De nos jours, il s'agit de la méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie la plus récente, la plus complète utilisée pour calculer les impacts environnementaux aux niveaux intermédiaire et final ([Alexandre et al., 2020](#); [M. A. J. Huijbregts et al., 2016](#)). En plus de fournir les résultats pour dix-huit catégories d'impact environnementaux, la méthode ReCiPe permet l'agrégation des résultats en quatre catégories de dommage à savoir l'effet sur la santé humaine, la biodiversité et la rareté des ressources, comme illustrée à la Figure 2. 8 Catégories d'impacts et de dommages couvertes par la méthode ReCiPe 2016 et de leur relation avec les zones de protection ([M. Huijbregts et al., 2016](#)). Figure 2. 8. Cette agrégation facilite la compréhension et la communication des résultats de l'ACV. De plus, on assiste à la mise à jour fréquente pour prendre en compte les avancées dans le domaine de l'ACV, l'amélioration des données environnementales et les retours d'expérience des utilisateurs. Ces mises à jour visent à améliorer la précision et la pertinence de l'analyse des impacts environnementaux. La Figure 2. 8 présente les différentes catégories d'impacts couvertes par la méthode ReCiPe.

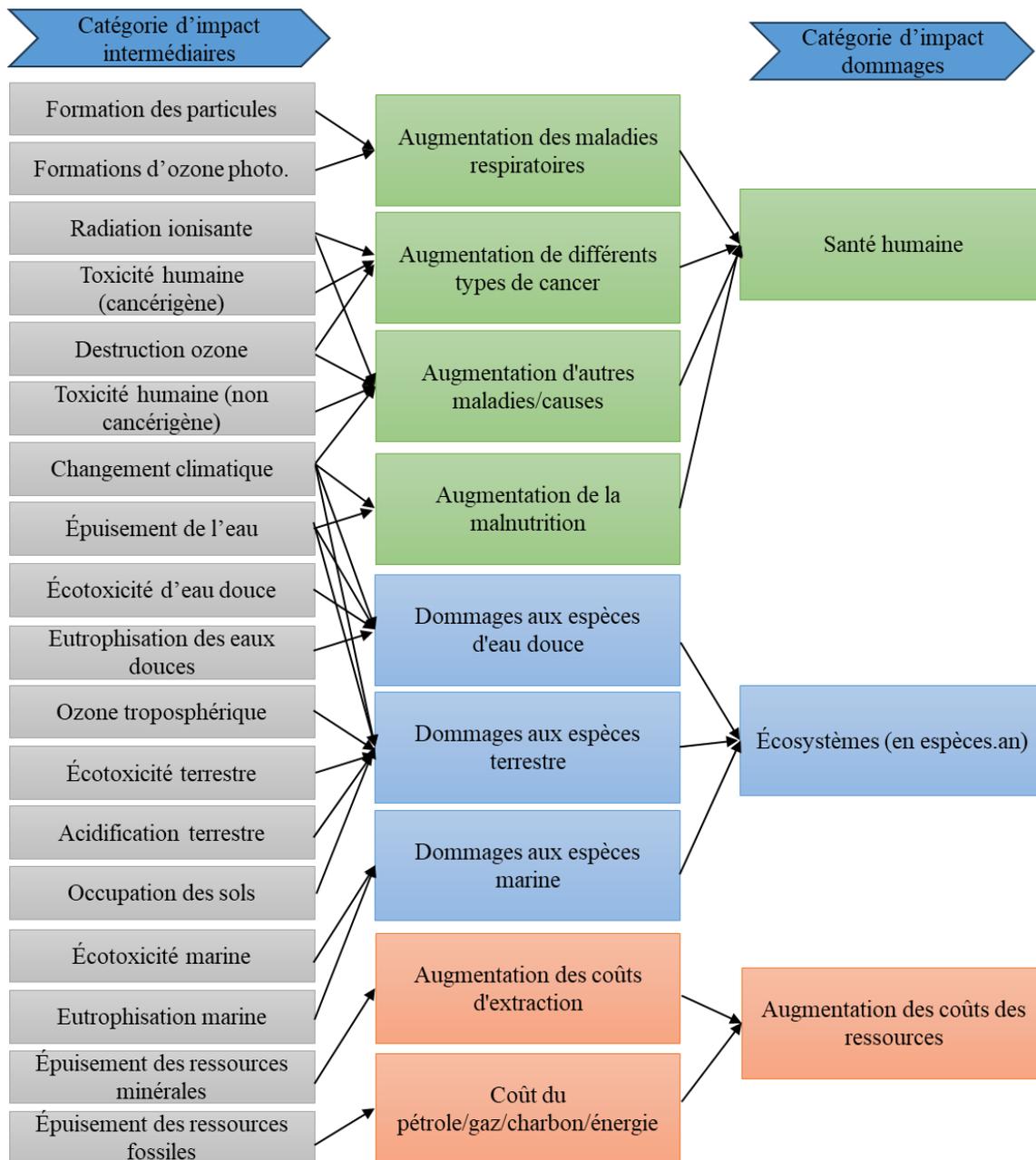


Figure 2. 8 Catégories d'impacts et de dommages couvertes par la méthode ReCiPe 2016 et de leur relation avec les zones de protection (M. Huijbregts et al., 2016).

### 2.5.1. Choix des catégories d'impacts environnementaux

Les dix-huit catégories d'impacts intermédiaires rencontrées dans la méthode ReCiPe 2016 ne sont pas toutes pertinentes dans le cadre de l'ACV des installations PV. Une dizaine ressortent de façon régulière dans les études à cause de leur pertinence, leur applicabilité et leur capacité à fournir une image globale de l'impact environnemental (Antonanzas-Torres et al., 2021c; Beylot et al., 2014; Frischknecht et al., 2020; Jasper et al., 2022). Dans le cadre du présent travail, 09 des 10 catégories d'impact les plus fréquentes ont été retenues et sont présentées dans le Tableau 2. 3. En effet, l'indicateur environnemental relatif à

l'eutrophisation des eaux marines a été considéré comme non pertinent dans le contexte du Burkina Faso, caractérisé par une absence des eaux marines.

*Tableau 2. 3 Catégories d'impact choisies pour être analysées dans le cadre de l'ACV*

<b>Catégories d'impacts</b>	<b>Unités</b>	<b>Description</b>
Changement climatique (CC)	kg CO <sub>2</sub> eq	Indicateur du réchauffement climatique potentiel dû aux émissions de gaz à effet de serre dans l'air. Divisé en trois sous-catégories en fonction de la source d'émission : (1) ressources fossiles, (2) ressources biologiques et (3) changement d'affectation des sols.
Écotoxicité terrestre (ET)	kg 1,4-DCB	Impact sur les organismes terrestres
Écotoxicité d'eau douce (EED)	kg 1,4-DCB	Impact sur les organismes d'eau douce des substances toxiques émises dans l'environnement.
Toxicité humaine cancérigène (THC)	kg 1,4-DCB	Impact sur l'homme des substances toxiques émises dans l'environnement.
Toxicité humaine non cancérigène (THNC)	kg 1,4-DCB	Impact sur l'homme des substances toxiques émises dans l'environnement.
Occupation des sols (OS)	m <sup>2</sup> a crop eq	Mesure des changements dans la qualité du sol (production biotique, résistance à l'érosion, filtration mécanique).
Diminution des ressources minérales (CRS)	kg Cu eq	Indicateur de l'épuisement des ressources naturelles non fossiles.
Diminution des ressources fossiles (CRS)	kg oil eq	Indicateur de l'épuisement des ressources naturelles en combustibles fossiles.
Consommation en eau (CE)	m <sup>3</sup>	Indicateur de la quantité relative d'eau utilisée, basé sur des facteurs de rareté de l'eau régionalisés.

Étant donné que l'objectif du travail consiste à concevoir un outil d'aide destiné aux décideurs politiques, la sélection des dix catégories d'impact a été faite pour répondre aux préoccupations environnementales actuelles (lois, politiques, ententes internationales, etc.). Ces catégories d'impacts sélectionnées couvrent les aspects environnementaux liés à l'eau, à la consommation des ressources, l'occupation des sols et au changement climatique.

Des trois perspectives (Individualiste, hiérarchique et égalitaire) incluses dans ReCiPe 2016, la perspective hiérarchique a été utilisée. En effet, celle-ci permet d'évaluer les impacts environnementaux à court et à long termes simultanément. De plus, les effets qu'elle inclut sont basés sur un consensus, parce qu'ils dérivent d'une approche de consensus entre des experts en ACV et des parties prenantes de l'industrie et de la recherche.

### 2.5.2 Logiciel de modélisation environnementale

Le logiciel d'ACV Simapro version 9.4, logiciel le plus utilisé dans le domaine d'ACV a été utilisé pour les calculs de l'inventaire et d'impact environnemental. Le logiciel est fourni avec une combinaison de vastes bases de données internationales d'inventaire du cycle de vie (Ecoinvent, ELCD, Agri-footprint, USLCI) et une variété de méthodes d'évaluation d'impact (Impact 2000+, CML, ReciPe, IPCC). Le principe de modélisation par le logiciel Simapro est présenté à la Figure 2. 9.

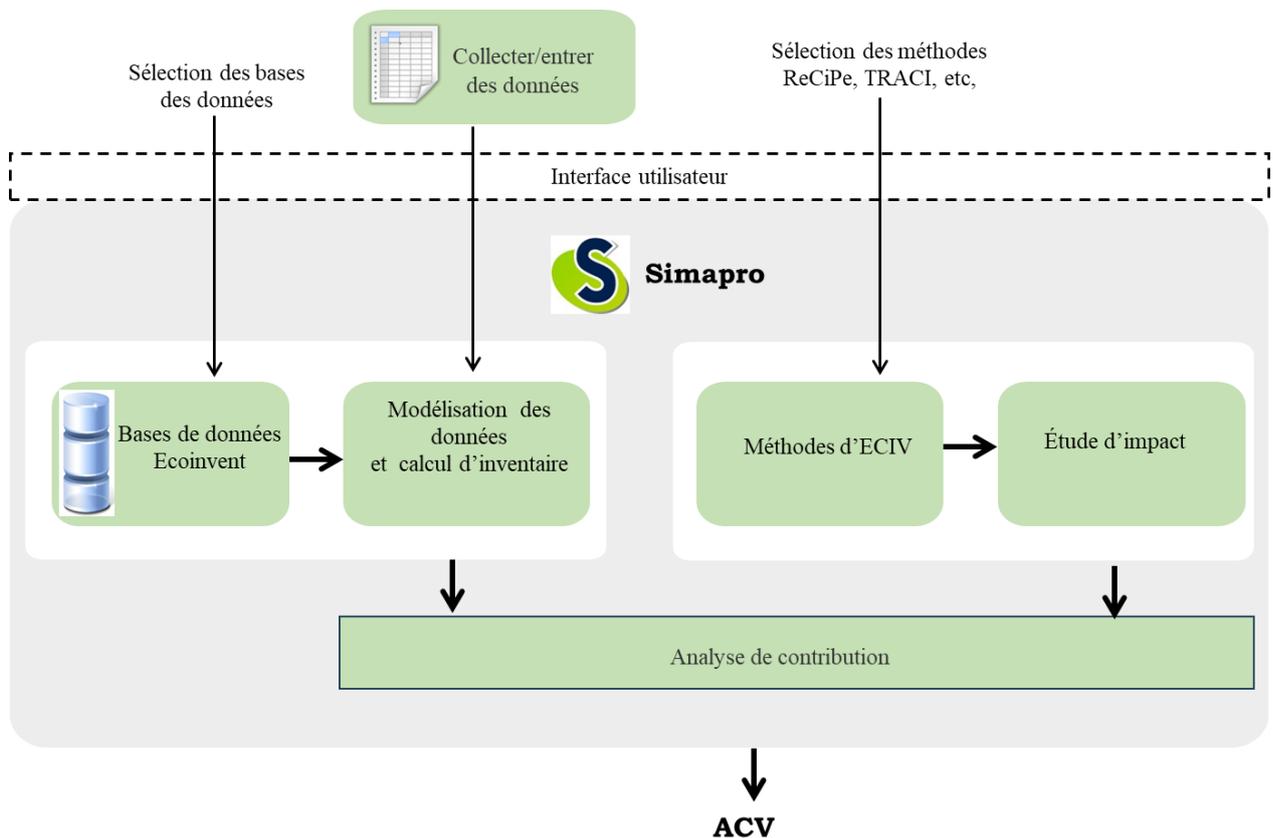


Figure 2. 9 Principe de l'analyse du cycle de vie avec le logiciel Simapro

## 2.6. Temps de récupération énergétique (TRE)

Pour qu'un système de production énergétique soit rentable, il doit produire beaucoup plus d'énergie que celle dont il a besoin pour sa fabrication, son installation et son exploitation au cours de son cycle de vie. Le TRE d'un système PV exprimé en année correspond au ratio entre l'énergie primaire totale consommée au cours de son cycle de vie (fabrication, assemblage, transport, installation, maintenance et recyclage) et l'énergie produite annuellement (Bhandari et al., 2015; Frischknecht, Stolz, Krebs, et al., 2020). Le résultat de ce calcul dépend de plusieurs facteurs tels que le type de module PV, les technologies de fabrication, l'efficacité de conversion du module, le lieu d'installation, etc. Le TRE est calculé pour chaque centrale PV en utilisant la formule suivante :

$$TRE = \frac{E_{ext} + E_{fab} + E_{trans} + E_{inst} + E_{fin}}{((E_{aprod} / \eta_G) - E_{aexp})} \quad (15)$$

$E_{ext}$ ,  $E_{fab}$ ,  $E_{trans}$ ,  $E_{inst}$ ,  $E_{fin}$  : Énergies primaires nécessaires à l'extraction des matières premières, à la fabrication des composantes PV, aux transports, à l'installation et à la fin de vie des composantes des systèmes PV respectivement.

$E_{aprod}$  : Production annuelle d'électricité

$E_{aexp}$  : Demande annuelle d'énergie primaire pour l'exploitation et la maintenance

$\eta_G$  : Rendement du réseau, le rendement moyen de conversion de l'énergie primaire en électricité du côté de la demande.

Le TRE n'est pas un impact environnemental, il est une variable permettant de se faire une idée du niveau des avantages apportés par l'exploitation d'une énergie renouvelable. Il est un outil précieux pour les acteurs du secteur énergétique, y compris les gouvernements, les entreprises et les décideurs, car il leur permet d'évaluer et de comparer différentes sources d'énergie et de prendre des décisions éclairées.

## 2.7. Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité vise à évaluer les hypothèses formulées tout au long de la définition de l'objectif, du champ d'application et de l'analyse de l'inventaire du cycle de vie. Il est toujours important de procéder à une analyse de sensibilité pour évaluer l'importance des incertitudes possibles dans les données et la manière dont ces incertitudes peuvent affecter les résultats. Des analyses de sensibilité ont été effectuées sur les paramètres et hypothèses suivants :

- Les technologies des modules et des batteries : les modules utilisés par les centrales sont tous de technologie polycristalline, une analyse de sensibilité a été menée pour étudier l'influence de la technologie des modules sur les indicateurs environnementaux. L'influence de la substitution des batteries plomb-acide par des batteries lithium ion a été également étudiée.
- Lieu de production des modules PV : dans le cas de base, les modules des centrales PV ont été fabriqués dans des pays de mix électrique fortement carboné, or il existe des producteurs de modules dans des pays de mix électrique moins carboné tel que la Norvège. Une analyse a donc été réalisée pour évaluer l'effet du changement de lieu de production sur l'impact global des centrales.
- Durée de vie des composants du système PV : dans le cas de base, il a été considéré que les modules PV avaient une durée de vie de 25 ans et les batteries plomb-acide de 08 ans comme proposé à la base par le guide méthodologique de l'ACV des systèmes PV (Frischknecht, Stolz, Heath, et al., 2020). Dans les conditions climatiques du Burkina Faso, il est possible que ces composants ne soient pas en mesure de durer aussi longtemps. Après examen des résultats de la présente étude, il a été jugé pertinent d'effectuer une analyse de sensibilité sur la réduction de la durée de vie des modules.

Ce chapitre avait pour but l'application de la méthodologie d'analyse du cycle vie aux centrales PV de grande, moyenne et petite tailles correspondant aux centrales de Zagtouli, de Ziga et de l'institut de 2iE respectivement. Le chapitre suivant portera sur les résultats des impacts environnementaux des dites centrales PV.

## **CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION**

Ce chapitre est consacré à la dernière étape de l'ACV, c'est-à-dire l'interprétation des résultats, conformément au cadre méthodologique présenté au chapitre 1. Il présente le profil environnemental des systèmes PV et leur comparaison. Les résultats du temps de récupération énergétique (TRE) et des différentes études de sensibilités sont également présentés.

### 3.1. Profils environnementaux des systèmes PV

Le premier objectif de l'étude est d'établir le profil environnemental de systèmes PV en fonction de leur taille (grande, moyenne et petite). Il permet l'identification des composantes et processus qui contribuent le plus aux impacts potentiels des différents centrales PV. Mais avant tout, le profil environnemental de l'électricité distribuée par le réseau du Burkina Faso, considéré comme le système de référence de notre étude est présenté.

#### 3.1.1. Système de référence : Mix électrique du Burkina Faso

Le mix électrique du Burkina Faso est décrit au chapitre 2. La couverture des besoins énergétiques du pays est assurée essentiellement par des centrales thermiques, hydroélectriques, et photovoltaïques, et l'électricité importée des pays voisins, la Côte d'ivoire et le Ghana. La Figure 3. 1 présente les contributions relatives de chacune des étapes du cycle de vie de la production d'électricité par le réseau national du Burkina Faso calculées par kWh d'électricité produite en 2021.

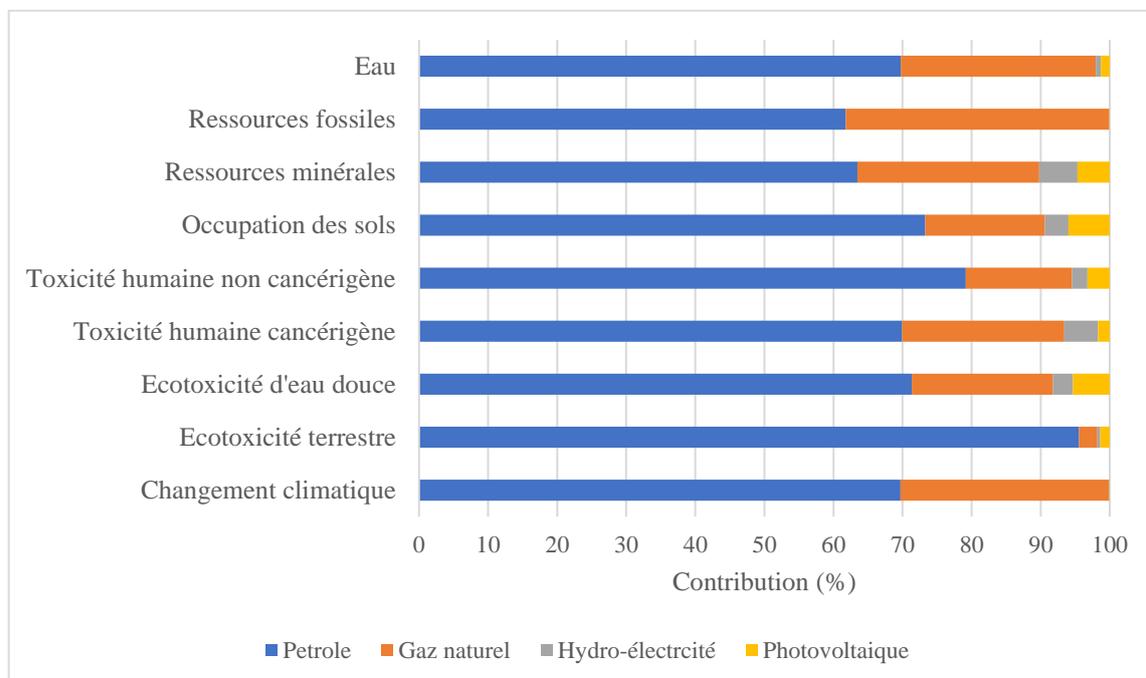


Figure 3. 1 Contributions environnementales de la production d'électricité par le réseau national du Burkina Faso (système de référence).

Les énergies fossiles : pétrole et gaz naturel se partagent la grande majorité des impacts environnementaux potentiels dans l'ensemble des catégories d'impacts étudiées. Cette contribution importante est principalement due à la consommation du mazout et du gaz naturel par les centrales thermiques lors de la production d'énergie. En effet, les énergies fossiles représentent environ de 85% du mix électrique du Burkina Faso pour l'année étudiée. Le mazout est le principal combustible utilisé au Burkina Faso par les centrales thermiques pour la production de l'électricité. Le gaz naturel quant à lui est utilisé par les centrales thermiques des pays exportateurs d'électricité vers le Burkina Faso.

L'utilisation des combustibles fossiles (mazout et gaz naturel) par les centrales thermiques est très polluante et émet de nombreux gaz à effet de serre, d'où l'impact important de ce procédé pour l'indicateur changement climatique et consommation des ressources fossiles (99%). La production 1 kWh d'électricité par le réseau national engendre environ 683 g CO<sub>2</sub> eq dans l'air, dont 25% de ses émissions s'effectuent hors du territoire Burkinabé. En effet, cette émission due à l'importation de l'électricité bien que s'effectuant hors du territoire est attribuée au mix électrique du pays. En 2020, les travaux de l'Institut des stratégies environnementales mondiales (TAKAHASHI et al., 2023) dans son rapport de la liste des facteurs d'émission de la grille a indiqué qu'au Burkina Faso, la production d'électricité par le réseau national émettait 471 g CO<sub>2</sub>/kWh soit 45% de moins que celle trouvée dans cette étude. Cette différence est due au fait que les résultats provenant de ce rapport constituent une moyenne sur 05 ans, contrairement à cette étude qui a considéré le mix électrique de l'année 2021.

Les émissions de dioxyde de carbone, de particule, des oxydes de soufres et d'azotes lors de la combustion des combustibles fossiles par les centrales sont responsables des effets des toxicités humaines (cancérogènes et non-cancérogènes). Les indicateurs écotoxicités (terrestre et d'eau douce) quant à eux sont dus aux procédés d'extraction et du raffinage du gaz naturel et du diesel.

Les énergies renouvelables (hydroélectrique et photovoltaïque) ont présenté les impacts les plus faibles (1-10%) dans toutes les catégories ce qui coïncide avec la faible part des énergies renouvelables dans le mix électrique du réseau national (3-6%). La plus grande contribution des énergies renouvelables est observée pour l'indicateur environnemental rareté des ressources minérales (10,2%). Les études menées dans la littérature ont permis de conclure que, plus la part de l'énergie fossile est importante dans le mix électrique grande est son impact sur la santé humaine et sur l'écosystème (Faria et al., 2013; Syrtsova et al., 2023).

Il est annoté que la modélisation du mix électrique n'a pas tenu compte des infrastructures de transport, de protection et de transformation.

### 3.1.2. Centrales PV de grandes et moyennes tailles

Cette sous-section regroupe les résultats d'analyse des deux centrales PV de grande et moyenne tailles. Les deux centrales ont été regroupées pour la similitude de leurs profils environnementaux. En effet, les interprétations qui découlent de ces profils environnementaux sont similaires également. La Figure 3. 2 présente les contributions relatives de chacune des étapes du cycle de vie à l'impact global engendré par la centrale PV de grande taille.

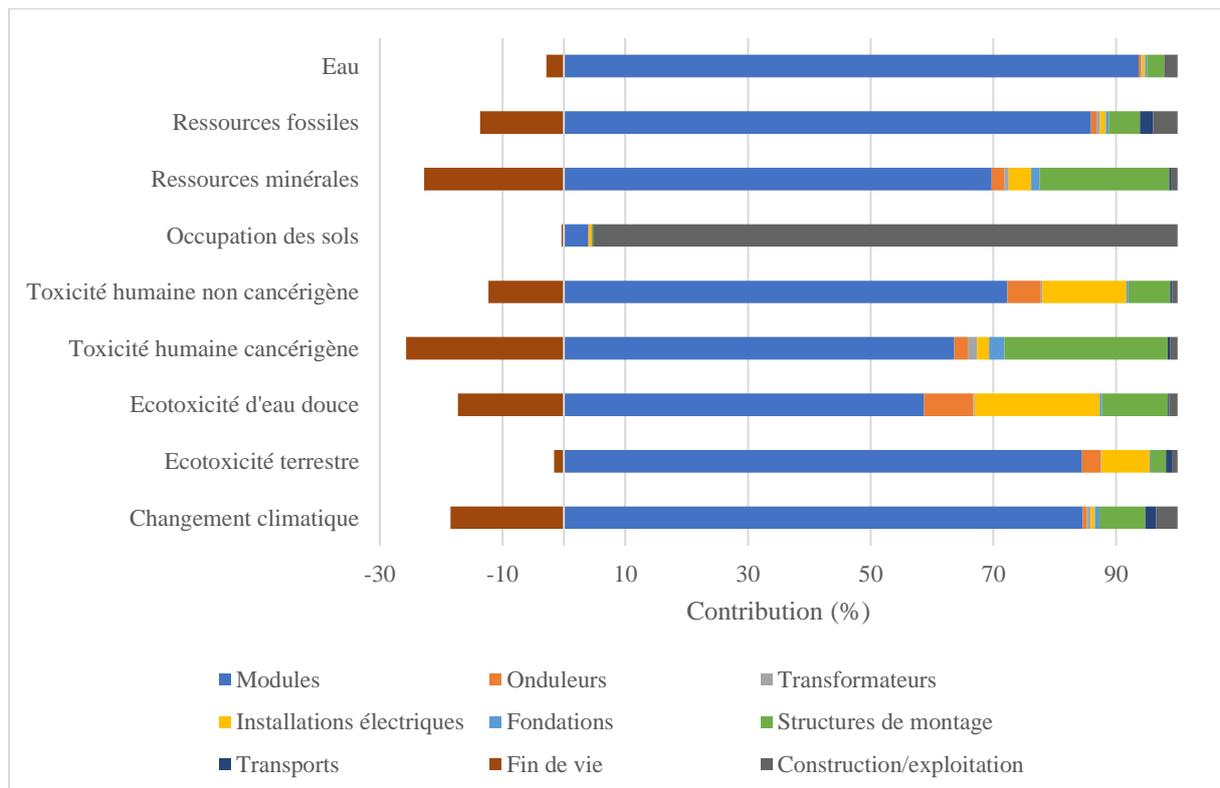


Figure 3. 2 Contributions environnementales de la production d'électricité par la centrale PV de Zagtoui.

Les contributions relatives à l'impact global engendrées par la centrale de Ziga quant à elles sont présentées à la Figure 3. 3.

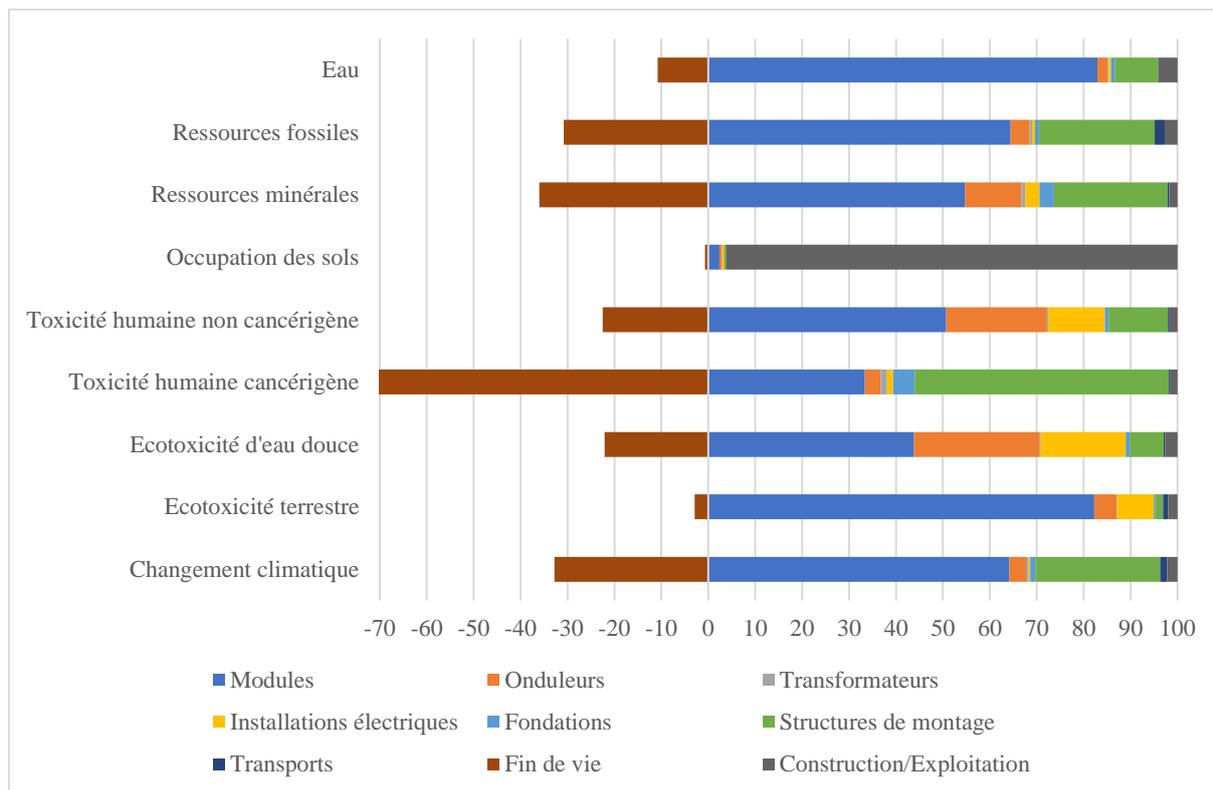


Figure 3.3 Contributions environnementales de la production d'électricité par la centrale PV de Ziga.

Du point de vue général, les résultats de la caractérisation des deux centrales mettent en évidence l'impact important de l'étape de la production des modules, la fin de vie des déchets PV et l'étape de fabrication de la structure de montage.

La fabrication des modules représente plus de 70% de l'impact sur chaque indicateur environnemental dont 7 indicateurs au-dessus de 80%. Vu l'impact très important de la production des modules PV, une étude de sensibilité sera réalisée dans le but d'analyser l'influence du choix d'une technologie donnée de modules PV sur les impacts globaux potentiels des différentes centrales PV.

La fabrication des structures de montage, acier galvanisé pour la centrale PV de Zagtoui et aluminium pour la centrale de Ziga apparaissent comme les deuxièmes composantes de l'étape de fabrication ayant le plus d'impact environnemental : dans le cas de la centrale PV de Zagtoui, une contribution d'environ 18-25% est observée sur les indicateurs diminution des ressources minérales et écotoxicité respectivement. Pour la centrale PV de Ziga, la structure de montage compte pour 24 à 35% de l'impact total global. La structure en aluminium de la centrale de Ziga à une contribution supérieure à la structure de montage en acier de la centrale de Zagtoui.

Les contributions des composantes onduleurs et installations électriques aux différents impacts environnementaux de l'étape de fabrication sont très inégales selon les indicateurs. Toutefois, toutes ces contributions restent inférieures à 10% excepté l'indicateur l'écotoxicité d'eau douce où la contribution de la composante installations électriques représente 18-20%. La fabrication des transformateurs représente l'impact le plus faible sur la quasi-totalité des indicateurs environnementaux avec une valeur maximale de 1,52% sur l'indicateur toxicité humaine cancérigène.

Pour toutes les centrales étudiées, l'étape de transport inclut le transport des composantes de leurs lieux de fabrication à leur lieu d'installation et le transport du lieu d'exploitation vers les centres de mise en décharge et/ou de recyclage après démantèlement. Dans toutes les catégories d'impacts évaluées, l'étape de transport contribue de 0,01-2,13% des impacts totaux, dont plus des deux tiers sont attribuables au transport par bateau. En effet, bien que le transport par voie maritime pollue moins que le transport en camion, la distance parcourue par bateau est en moyenne 100 fois plus grande que la distance du transport par camion.

L'étape de fin de vie des centrales constitue la troisième étape la plus contributrice des impacts environnement. Contrairement aux autres étapes où les impacts sont néfastes, la contribution négative de l'étape de fin de vie correspond aux impacts environnementaux évités par cette étape. En effet, les structures de montage recyclées permettent d'avoir des matériaux nouveaux considérés comme des matériaux primaires servant de matière première pour la fabrication des nouvelles structures de montage. Les contributions de la fin de vie varient de 30-80% et de 30-45% respectivement pour les centrales de grande et moyenne tailles. L'enfouissement considéré pour les autres composantes engendre des impacts environnementaux, mais négligeables devant le gain environnemental engendré par le recyclage des structures de montage. Le gain engendré par le recyclage de la structure de montage de la centrale de Ziga est légèrement plus important que celui de la centrale de Zagtouli, car le recyclage d'aluminium engendre un gain environnemental plus important que le recyclage de l'acier. Ces résultats ne sont valables que si les structures de montage, acier dans la centrale de Zagtouli et aluminium dans celle de Ziga sont récupérées et recyclées à 100%.

Les contributions de l'étape de fabrication des modules PV, de la structure de montage et de la gestion de fin de vie constituent les points chauds du cycle de vie des centrales de grande et moyenne taille étudiées. Pour mieux appréhender les impacts environnementaux de

ces centrales PV, il est important de détailler tous les impacts environnementaux afin de déterminer pour chaque composante la ou les substances à l'origine de leur contribution.

- **Changement climatique**

Les valeurs de l'indicateur changement climatique des centrales PV de Zagtouli et de Ziga sont respectivement de 39,8 et 62,7 g CO<sub>2</sub> eq/kWh d'électricité produite. Cet indicateur est dominé par les émissions du dioxyde de carbone d'origine fossile émis dans l'air (83,6% et 90,6%) et du méthane d'origine fossile (5,5% et 14,1%). La Figure 3. 4 présente la contribution des composantes aux substances responsables du changement climatique des systèmes PV de Zagtouli et de Ziga.

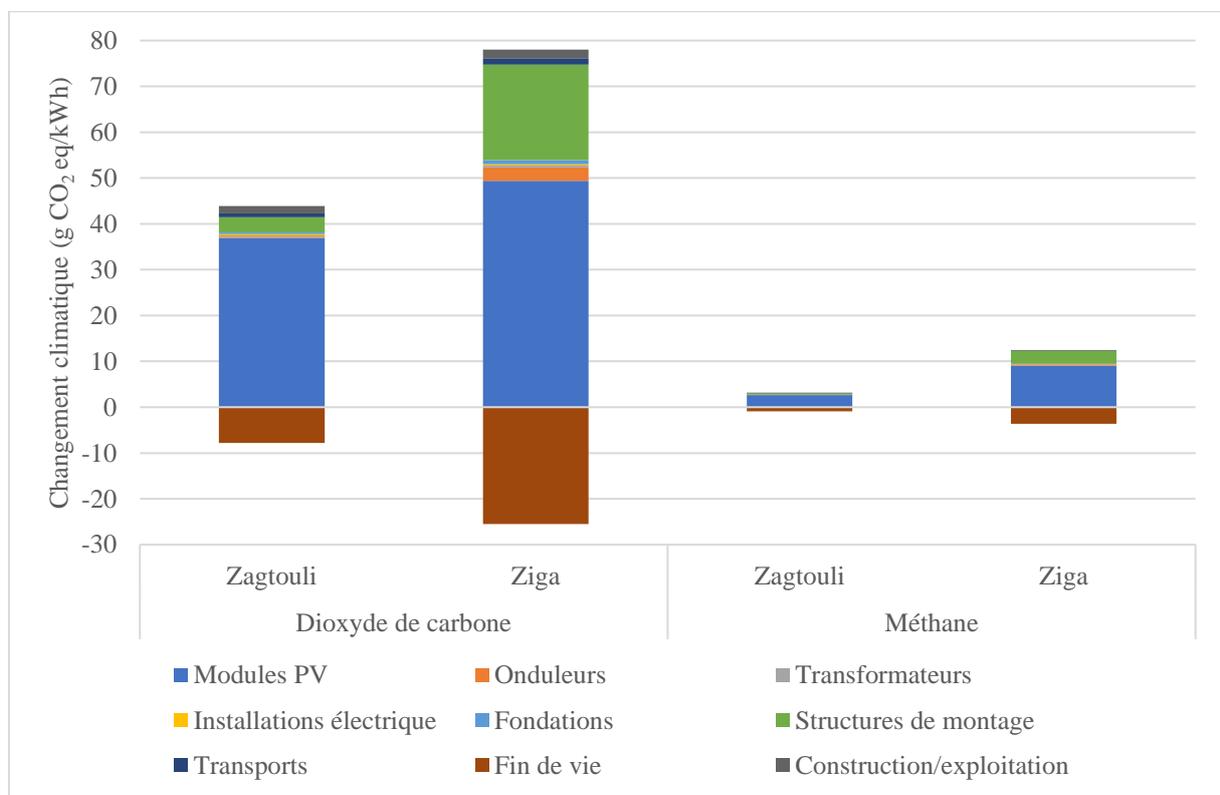


Figure 3. 4 Contribution des étapes du cycle de vie à l'émission du dioxyde de carbone et du méthane de l'indicateur changement climatique

Les principaux contributeurs à ces émissions de gaz à effet de serre sont par ordre décroissant l'étape de fabrication des modules PV (75-90%), l'étape de fin de vie (19,5-40,7%) et la fabrication des structures de montage (8,4-33,3%). Les contributions des étapes de fabrication des onduleurs, des transformateurs, de l'installation électrique, les étapes de transport et de construction/exploitation sont toutes inférieures à 10% des contributions globales.

Le dioxyde de carbone d'origine fossile qui est la substance la plus contributrice de l'indicateur changement climatique est émis majoritairement lors de la production des panneaux PV (84,2%) et de la structure de montage (7,6%). Cette émission est liée à la forte consommation d'électricité pendant le processus de fabrication des cellules PV, plus précisément lors de la phase de purification du silicium de grade métallurgique en silicium de grade solaire de haute pureté et lors de la fabrication d'aluminium servant de cadre pour le panneau PV. Les mix électriques des lieux de fabrication des modules des deux centrales PV, Allemagne et Chine-Taiwan sont caractérisés par une production brute d'électricité issue principalement des centrales thermiques à combustibles fossiles (lignite, charbon, gaz naturel, pétrole). La production d'un kilowattheure d'électricité en Allemagne et en Chine est accompagnée par l'émission dans l'air de 0,67 et 0,92 kg CO<sub>2</sub> eq. Dans la littérature, plusieurs auteurs ont souligné également la forte contribution de l'étape de fabrication des modules PV sur l'indicateur changement climatique (Fu et al., 2015; Gerbinet et al., 2014; Huang et al., 2017).

Une partie des émissions de dioxyde de carbone provient de la consommation énergétique lors de la production de l'acier et de l'aluminium utilisés comme structure de montage respectivement pour les centrales PV de Zagtouli et de Ziga. La fabrication des structures de montage de la centrale PV de Ziga émet environ 6,9 fois plus de carbone que les structures en acier de Zagtouli. La fabrication de l'aluminium est plus énergivore que celle de l'acier. Les émissions de gaz à effet de serre associées à la production de l'acier qui sont de 1,086 kg CO<sub>2</sub> eq/kg d'acier sont environ 04 fois moins que celui du lingot d'aluminium primaire. Plusieurs auteurs (Colett et al., 2016; Nunez & Jones, 2016). Beylot et al. (2014); Desideri et al. (2012); Ito et al. (2016), en étudiant l'impact environnemental des centrales PV ont également souligné la grande contribution des structures de montage à l'émission du dioxyde de carbone, une contribution atteignant parfois plus de 45% de l'impact total de la centrale.

L'émission du méthane, deuxième principal contributeur à l'indicateur changement climatique présente le même profil que l'émission du dioxyde de carbone fossile. La consommation énergétique lors des étapes de fabrication des modules PV et de la structure de montage en est la principale cause. Cette émission provient d'une part des centrales à gaz naturels, des fuites éventuelles liées à leur extraction et au transport, et d'autre part des activités d'extraction de lignite et de charbon utilisés par les centrales thermiques. Selon les

études menées par (Tutak & Brodny, 2019) , de grandes quantités de méthanes sont libérées dans l'atmosphère lors de l'exploitation du charbon par le biais des systèmes de ventilation.

Contrairement aux étapes de fabrication des modules PV et de la structure de montage qui constituent les points chauds de l'émission de gaz à effet de serre dans l'air, l'étape de fin de vie considérée dans cette étude constitue un gain environnemental significatif en raison des avantages environnementaux associés au recyclage de l'aluminium des cadres des panneaux et au recyclage de l'acier et de l'aluminium des structures de montage. Des réductions de 20% et 10% sont observées sur l'émission de dioxyde de carbone et de méthane respectivement.

Le changement climatique potentiel est l'indicateur environnemental le plus étudié dans l'ACV des systèmes PV dans la littérature. Des études antérieures ont évalué des émissions totales de 38-88 g CO<sub>2</sub> eq/kWh pour les systèmes PV installés en Europe (Bekkelund, 2013b; Leccisi et al., 2016; Wu et al., 2017). Des valeurs de 50-87,3 g CO<sub>2</sub> eq/kWh ont été obtenus pour les installations PV asiatique, principalement la Chine (Fu et al., 2015; Huang et al., 2017). Les études menées en Afrique subsaharienne, plus particulièrement au Nigeria et en Tanzanie ont abouti à des émissions de 37,3-180 g CO<sub>2</sub> eq/kWh en fonction des localités d'installations des systèmes PV (Akinyele et al., 2017; Antonanzas-Torres et al., 2021b).

- **Écotoxicités terrestre et d'eau douce**

La pollution de l'eau est un enjeu majeur en matière de protection de l'environnement. Les principaux polluants de l'eau pour le milieu aquatique sont les métaux lourds, toxiques pour les organismes vivants aquatiques. Cette pollution conduit à plus ou moins long terme à la disparition de certaines espèces animales et végétales et à la dégradation de l'écosystème. Les valeurs des écotoxicités d'eau douce des deux centrales PV sont de  $6,58 \cdot 10^{-3}$  et  $7,48 \cdot 10^{-3}$  kg 1,4-DCB/kWh. Les contributeurs prépondérants de cet indicateur sont les métaux cuivre (60,7-64%) et zinc (29,6-32,2%) (Figure 3. 5). L'émission de ces métaux dans les eaux provient des étapes de fabrication des modules PV, des installations électriques et des onduleurs. Les rejets du cuivre et du zinc dans l'eau proviennent du processus de l'interconnexion des cellules PV. En effet, le cuivre et le zinc sont utilisés dans la cellule PV pour l'interconnexion entre les cellules. Des rejets de ces métaux sont également observés lors du lessivage des résidus contenus dans des bassins de retenue endigués provenant de l'exploitation minière du cuivre et du zinc. Le cuivre, en tant que matière première, utilisé dans la fabrication des installations électriques et des onduleurs est également émis dans les eaux lors de ce processus de fabrication.

Les valeurs des écotoxicités terrestres quant à elle sont de 1,10 et 1,17 kg 1,4-DCB/kWh soit environ 156 fois supérieure aux écotoxicités d'eau douce. Elles sont dominées par le rejet dans l'air des métaux argent (73,5%) et du cuivre (18,41%). L'émission d'argent métallique (Ag) provient principalement de la production des cellules solaires. En effet, le métal argent, bonne conductivité électrique est la composante principale de la pâte utilisée pour les contacts électriques avant et arrière de la cellule PV. De plus, lors de la découpe et de la gravure des matériaux utilisés dans la fabrication des cellules solaires, des particules d'argent peuvent être générées. Ces particules peuvent être libérées dans l'air et l'environnement si les procédures de contrôle et de confinement ne sont pas adéquates.

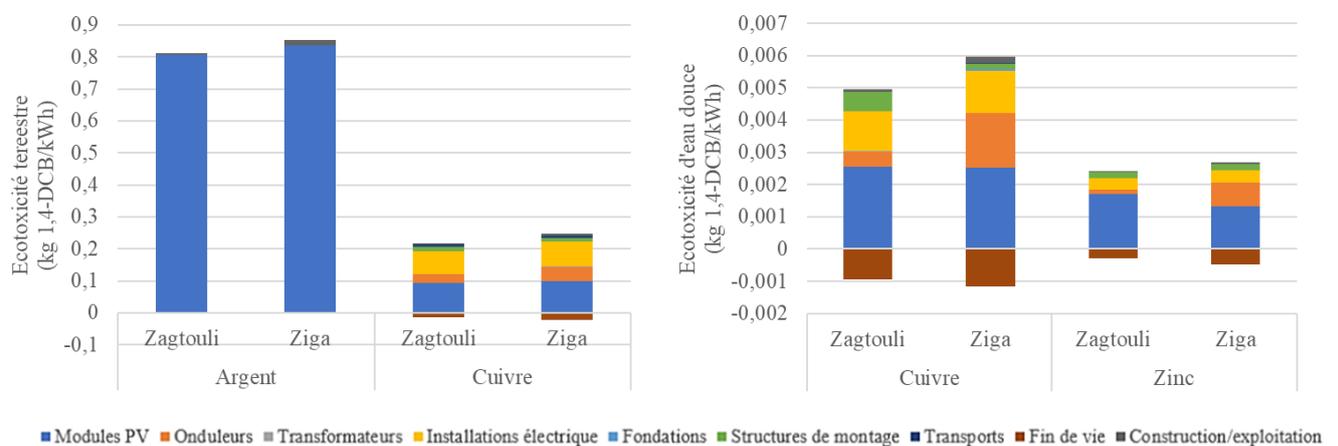


Figure 3. 5 Contributions des substances aux indicateurs écotoxicités (terrestre et d'eau douce)

Le recyclage en fin de vie de la structure de montage des deux centrales PV n'a pas d'effet significatif (<2%) sur l'écotoxicité terrestre. En revanche, il engendre des gains environnementaux de 4-20% sur l'indicateur écotoxicité d'eau douce. Le gain environnemental sur cet indicateur est principalement dû à la charge évitée lors de la production d'acier et d'aluminium.

Les valeurs de  $3,25 \cdot 10^{-5}$  kg 1,4 DB eq./kWh et  $5,96 \cdot 10^{-2}$  kg 1,4 DB eq./kWh ont été trouvées pour l'écotoxicité terrestre et l'écotoxicité d'eau douce sur les systèmes PV installés au Pakistan (Shah et al., 2023). Ces valeurs sont inférieures aux valeurs trouvées dans le cadre de notre étude. Cette différence s'explique par le fait que d'autres composantes n'ont pas été incluses dans l'évaluation des impacts. En effet, Shah et al. (2023) ont uniquement évalué les impacts environnementaux des modules PV.

- **Toxicités humaines (cancérigènes et non-cancérigènes)**

La catégorie d'impact toxicité humaine exprimée en kg d'équivalents 1,4-dichlorobenzène (kg 1,4 DCB) représente les composés affectent la santé humaine émis lors du cycle de vie complet de la centrale PV.

Les résultats obtenus montrent que les principaux polluants responsables des toxicités humaines sont les métaux lourds. La toxicité humaine cancérigène est de  $3,96 \cdot 10^{-3}$  et  $2,54 \cdot 10^{-3}$  kg 1,4-DCB/kWh pour les centrales PV de Zagtouli et de Ziga respectivement. Cet indicateur environnemental est causé principalement par l'émission de chrome VI (chrome hexavalent) dans l'air provenant des processus de fabrication des modules PV (60%) et de la structure de montage (38%) comme le montre la Figure 3. 6.

Lors de la production de composants métalliques, tels que l'aluminium des cadres des modules PV et les structures de support, des traitements de surface ou revêtements métalliques impliquant un placage au chrome peuvent être utilisés pour augmenter la dureté et améliorer leur résistance à la corrosion. Ce processus peut libérer des substances de chrome VI dans l'air et dans l'eau s'il n'est pas correctement contrôlé ou si les déchets générés par le bain de chrome hexavalent ne sont pas bien éliminés. [Bakhiyi et al. \(2014\)](#), en étudiant les questions relatives à l'environnement et la santé au travail dans les industries de fabrication des modules PV ont montré que la fabrication des modules PV peut entraîner une exposition des travailleurs potentiels à plusieurs substances cancérigènes telles que l'arsenic, les retardateurs de flamme contenant du brome, le cadmium et le chrome hexavalent.

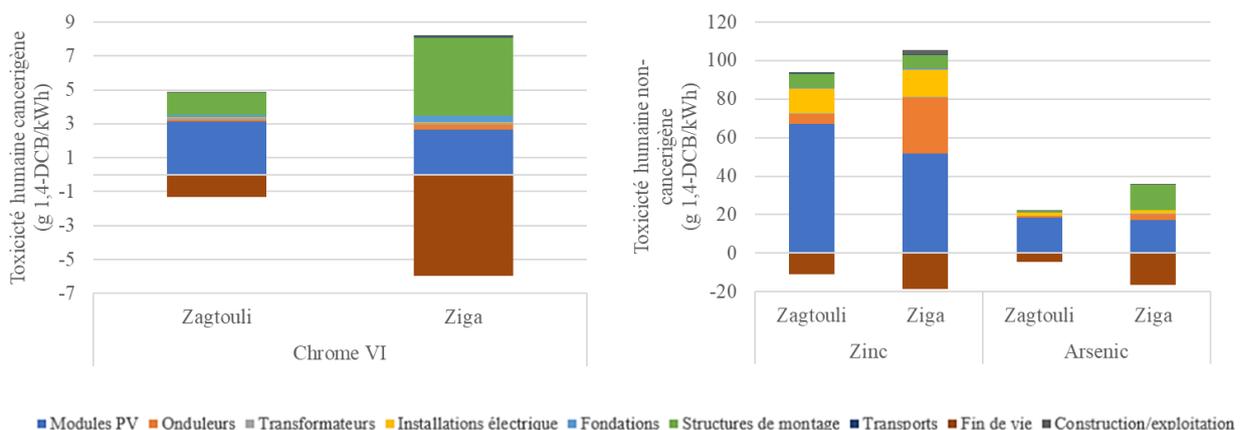


Figure 3. 6 Contributions des substances aux indicateurs toxicité humaine cancérigène et non cancérigène

L'indicateur toxicité humaine non cancérigène des deux centrales PV ont des valeurs identiques soit 0,13 kg 1,4-DCB/kWh. Le zinc (65,33%) et l'arsenic (18,2%) sont les

principaux contributeurs aux impacts de cet indicateur tant dans la centrale PV de Zagtoui que celle de Ziga. Ces métaux sont émis dans l'eau lors de la fabrication des modules, des installations électriques, de la structure de montage et des onduleurs. Cette contribution est liée à la part importante d'électricité consommée provenant des centrales thermiques lors de la fabrication de chacune des composantes. En effet, l'extraction du charbon libère du zinc, du nickel, du cuivre et d'autres métaux dans l'eau lors du traitement des déblais miniers, ce qui contribue de manière importante à l'impact total (Zhou et al., 2021).

Le recyclage en fin de vie des structures de montage et du cadre en aluminium des modules PV considéré dans cette étude a une contribution positive significative sur les indicateurs écotoxicités humaines (cancérogène et non cancérogène) en raison des bénéfices associés à leur recyclage. Un recyclage complet de la structure de montage et de l'aluminium des cadres entraîne des diminutions de 20-45% des impacts sur les toxicités humaines. Les charges évitées grâce à la récupération de l'aluminium sont supérieures à celles de la récupération de l'acier, ce qui est principalement dû aux émissions associées à leur production.

Les études menées par Fu et al. (2015) sur l'ACV des systèmes PV polycristallins en Chine ont relevé des valeurs de  $1,76 \cdot 10^{-2}$  kg eq-DCB/kWh pour les écotoxicités humaines (cancérogène et non cancérogène). Des valeurs de  $8,6 \cdot 10^{-2}$  kg eq-DCB/kWh ont été trouvées par Palanov (2014). Ces auteurs soulignent également dans ces études que les émissions dans l'eau et dans l'air des métaux lourds (l'arsenic, le chrome, le nickel et le sélénium) et les émissions organiques et inorganiques provenant de la consommation électrique sont les sources principales de cette contribution. Toutes ses valeurs de toxicité humaine sont inférieures aux valeurs obtenues dans le cadre de notre étude. La différence entre ces valeurs et les nôtres peut s'expliquer par la taille des installations étudiées. Ses différents auteurs ont déterminé les impacts environnementaux des installations de petite taille. De plus, ces auteurs n'ont pas pris en compte dans les frontières du système les impacts de la structure de montage, des onduleurs et des installations électriques. Notre étude est plus complète, car elle englobe la totalité des composantes des systèmes PV considérés.

- **Diminution des ressources minérales**

Pour évaluer l'indicateur environnemental diminution des ressources minérales dans le cadre d'une ACV, il est courant d'utiliser un facteur de disponibilité des ressources. Ce facteur tient compte des réserves de ressources minérales disponibles et de leur taux

d'exploitation pour estimer l'impact environnemental de l'épuisement de ces ressources. La consommation des ressources minérales est de  $7,10 \cdot 10^{-4}$  et  $7,67 \cdot 10^{-4}$  kg Cu eq/kWh respectivement pour les centrales de Zagtouli et de Ziga. Les ressources minérales responsables de la diminution des ressources minérales sont l'Or (59,21% et 70%), l'argent (12,34% et 13,93%), le nickel (7,34%), le cuivre (7,71%), l'acier (5,49%). La Figure 3. 7 présente les contributions des différentes composantes sur l'indicateur environnemental diminution des ressources minérales.

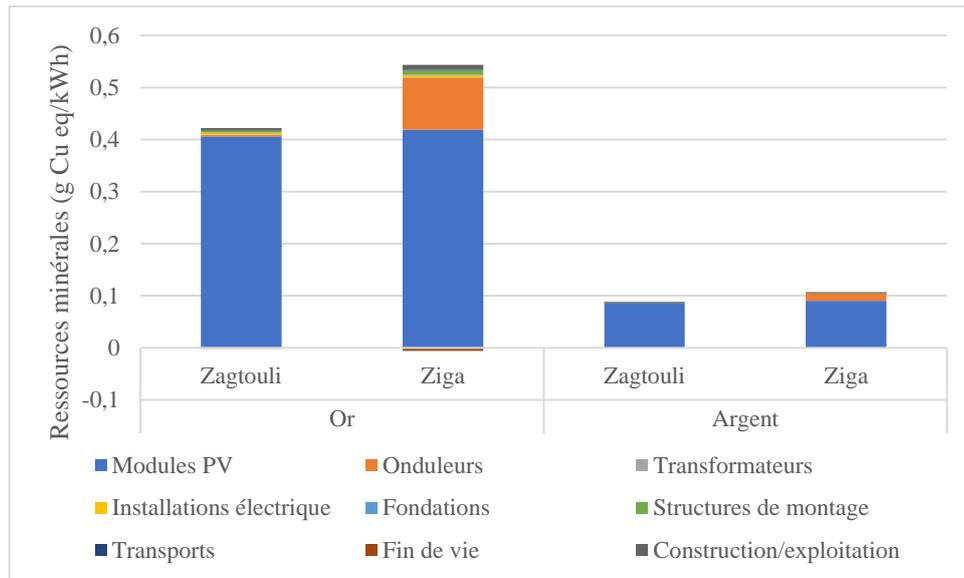


Figure 3. 7 Contribution des composantes à l'émission des substances responsables de la diminution des ressources minérales

Les modules PV sont les plus grands contributeurs à l'exploitation du minerai argent (94,9%). Ce dernier est utilisé dans les cellules PV comme agent de métallisation (collecteur d'électrons), cependant le métal argent ne représente que 5% de la croûte terrestre. Ce dernier siècle, 10 fois plus d'argent ont été extraits que l'or, alors que le stock d'or existe toujours à hauteur de 95%, la situation est inverse pour l'argent dont 95% ont été détruits par l'industrie. Il résulte de cette destruction une raréfaction de l'argent métal accentuée par la hausse de la demande du secteur des hautes technologies. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le domaine du panneau solaire constitue une source croissante de la demande en métal argent. Les études de [Hallam et al. \(2022\)](#) ont montré que d'ici 2050, le secteur PV représentera 18% de la demande mondiale du métal argent.

Dans la méthode ReCiPe, le sable n'est pas inclus dans l'inventaire des ressources minérales, mais s'il l'était, la diminution des ressources minérales serait probablement dominée encore plus par la production du module PV.

- **Diminution des ressources fossiles**

La production d'électricité par les centrales PV dans le contexte du Burkina Faso s'accompagne par la consommation de 11,23 et de 14,7 g Pétrole eq/kWh d'électricité produite pour la centrale PV de Zagtouli et de Ziga. Les principales ressources fossiles responsables de cette consommation de ressources fossiles sont principalement le charbon (49-62%) et le gaz naturel (19-28%). La Figure 3. 8 présente la contribution des différentes composantes à l'indicateur environnemental consommation des ressources fossiles.

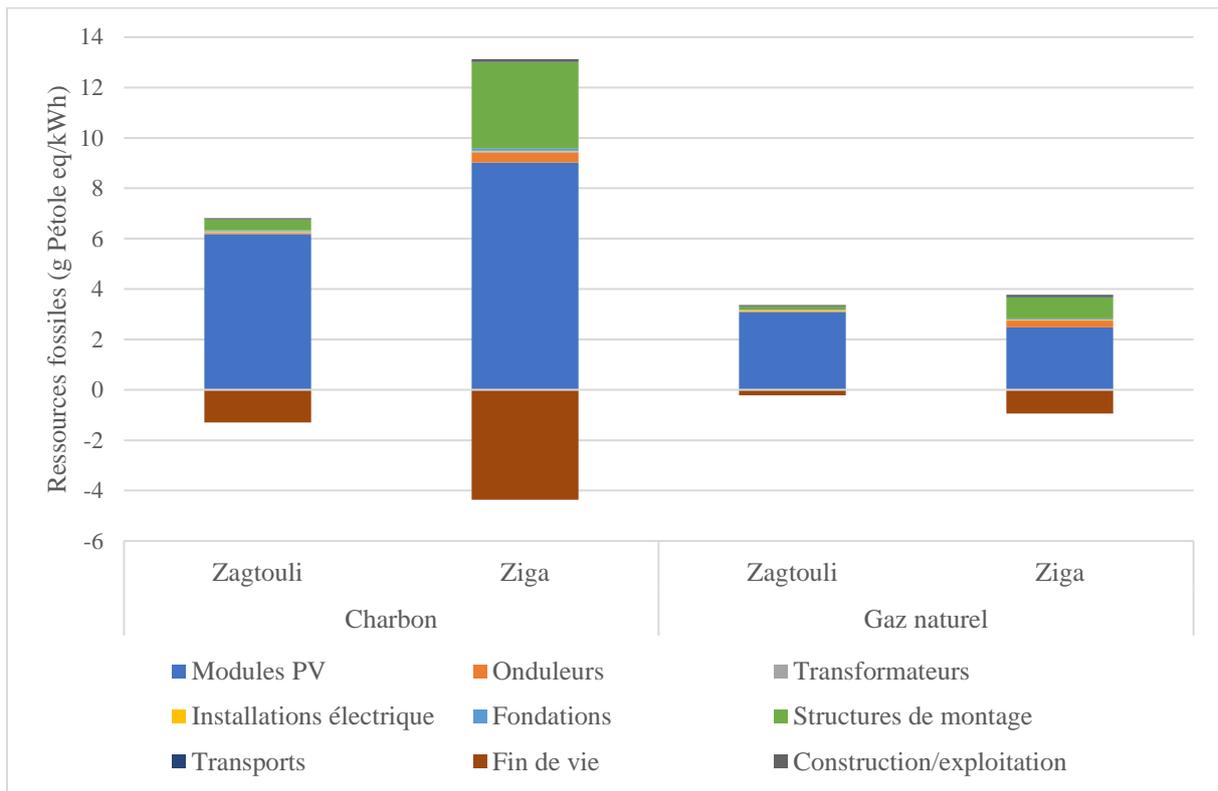


Figure 3. 8 Contribution des composantes à la consommation des ressources fossiles.

Il ressort de ce graphe que les principales composantes responsables de la consommation des ressources fossiles sont le module PV (64-86%), la structure de montage (5-24%). L'utilisation de ses ressources intervient lors de la production d'électricité pendant la phase de production. Le grand impact de cette composante est aisément compréhensible au vu de la grande quantité d'énergie qu'elle consomme pendant la phase de production du silicium de grade solaire. En effet, le charbon et le gaz naturel sont utilisées par les centrales thermiques pour la production d'électricité servant à la fabrication des différentes composantes.

- **Occupation des sols**

La transformation et l'occupation des sols font l'objet d'une attention croissante dans les analyses d'inventaire et les méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie. L'indicateur environnemental occupation des sols est de  $4,22 \cdot 10^{-1}$  et de  $4,46 \cdot 10^{-1} \text{ m}^2\text{a culture eq/kWh}$  respectivement pour les centrales de Zagtouli et de Ziga. Cet indicateur est dû à 96,4% à la transformation et l'occupation des sols pendant les 25 ans de la phase d'exploitation des centrales PV considérées. En effet, la phase de la construction des centrales PV entraîne une modification importante de la biodiversité dans les zones directement transformées lors des activités de déforestation, de défrichage, de nivellement du terrain et de la construction des routes d'accès.

Pour ce qui est de l'occupation des sols, la superficie et la durée de vie des centrales sont à l'origine de la perte de la biodiversité. Cette occupation de sol pendant la phase d'exploitation constitue une entrave à l'occupation des sols pour des activités agricoles et est susceptible d'être à l'origine de plusieurs désaccords sociaux et de mécontentement avec la population environnante. Une part faible (inférieure à 4%) des contributions à l'indicateur occupation des sols est attribuables à la fabrication des modules PV, plus précisément de la consommation de bois utilisé comme agent de réduction dans le processus de production de silicium de grade métallurgique. Dans la littérature, les surfaces nécessaires aux projets des centrales PV varient de 2,2 à 12,2 ha/MW (De Marco et al. 2014 ; Aman et al. 2015). Ces surfaces dépendent de plusieurs facteurs, notamment de la technologie de module utilisée, la disposition des panneaux solaires et les contraintes locales. Une étude de sensibilité a été donc menée pour étudier l'influence de la technologie des modules dans le cas du Burkina Faso.

- **Consommation d'eau**

L'indicateur consommation d'eau, exprimée en  $\text{m}^3$  désigne la quantité d'eau extraite des différentes sources (rivières, lacs, puits, mer ou océan) nécessaire à la production d'un kilowattheure d'électricité par les centrales PV.

Les consommations d'eau des centrales PV de Zagtouli et de Ziga sont respectivement de  $1,47 \cdot 10^{-3}$  et  $1,42 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kWh}$  causées à 83% et à 93% respectivement par la production des cellules PV. Les processus de nettoyage et de préparation des substrats lors de la fabrication des cellules solaires nécessitent de grandes quantités d'eau pour éliminer les contaminants et assurer une surface propre. De plus, dans certaines étapes de fabrication, des équipements peuvent nécessiter un refroidissement à l'eau pour maintenir des températures adéquates,

augmentant ainsi la consommation en eau. [Palanov \(2014\)](#) dans son étude sur les impacts environnementaux des systèmes PV a souligné que la production des cellules PV était l'étape qui nécessitait le plus d'eau, soit 82% de l'eau utilisée pour l'ensemble du système PV. La Figure 3. 9 présente les principaux contributeurs à l'indicateur environnemental consommation d'eau.

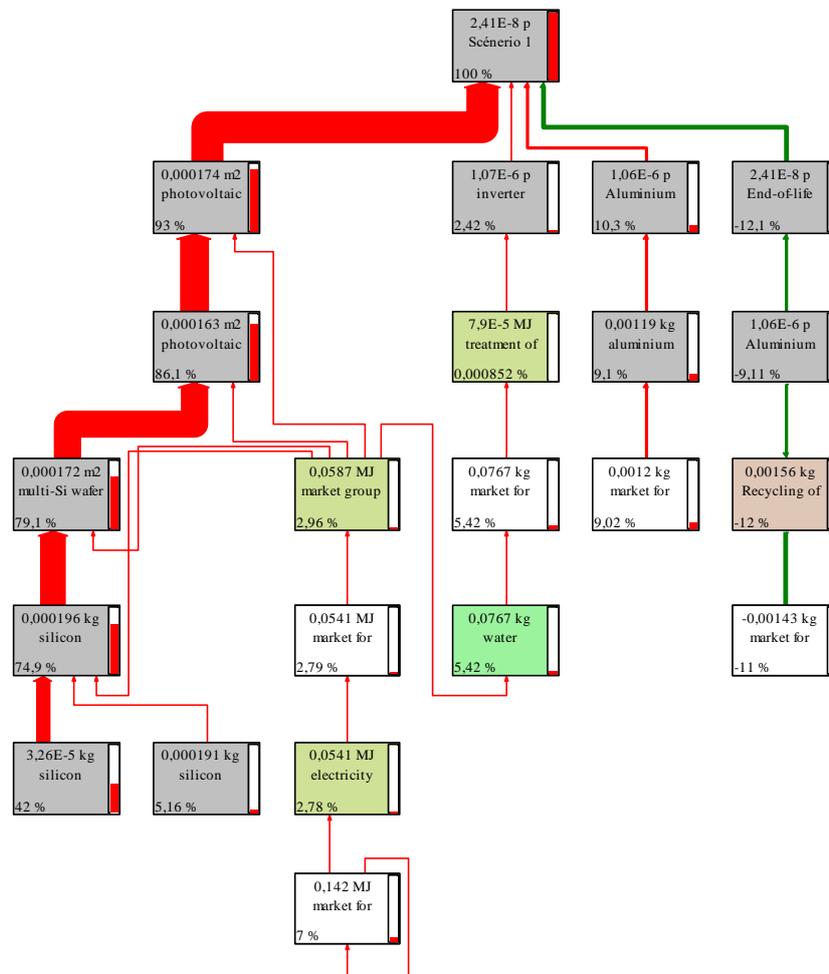


Figure 3. 9 Processus contributeurs à la consommation d'eau

Une partie bien que faible mais non négligeable est la consommation d'eau pendant la phase d'exploitation des centrales PV. Pendant cette phase, l'eau est utilisée pour le nettoyage des modules PV. En effet, le Burkina Faso caractérisé par un sol poussiéreux entraîne des salissures nécessitant un nettoyage hebdomadaire des modules pour optimiser le rendement de production. Actuellement, le nettoyage des panneaux avec de l'eau est la stratégie la plus courante pour le dépolluissage. Le Burkina Faso est caractérisé par une ressource en eau limitée, c'est-à-dire, soumis à des contraintes hydriques ([Godfrey, 2012](#); [Mizutani et al., 2019](#)). Avec le déploiement des centrales PV au fil des années, la consommation d'eau pour le

nettoyage quotidien des modules PV peut également entrer en conflit avec l'utilisation de l'eau par d'autres activités humaines (usage domestique, agriculture). Une étude menée par [Hernandez et al. \(2014\)](#) sur les impacts environnementaux des centrales solaires PV indique que le nettoyage des modules avec de l'eau pour le dépoussiérage est une composante majeure (90%) de la consommation totale d'eau par les centrales PV. Cependant, dans le cadre africain, aucune information sur la consommation d'eau n'est disponible malgré la multiplication des installations solaires.

### 3.1.3. Centrale PV de petite taille

Contrairement aux centrales PV de Zagtouli et de Ziga dont les profils environnementaux ont été décrits précédemment, la centrale PV située à l'Institut 2iE est une centrale de petite taille installée sur le toit, avec un système de stockage d'énergie, notamment les batteries plomb-acide. De plus, cette centrale PV ne possède ni de fondation ni de transformateur. Le profil de ce système PV est présenté à la Figure 3. 10.

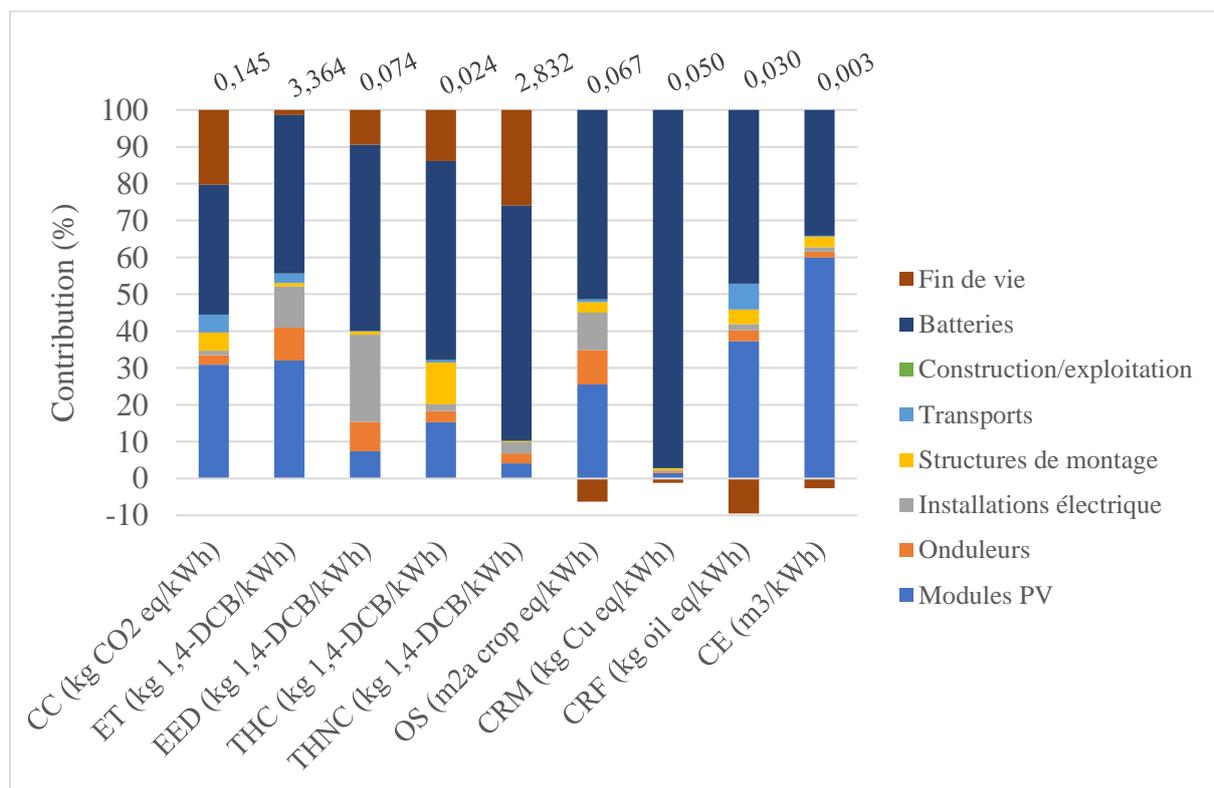


Figure 3. 10 Résultats de la caractérisation des impacts environnementaux de la centrale PV de 2iE

Pour une meilleure compréhension des effets dans chaque catégorie d'impact, toutes les catégories d'impact ont été ramenées à 100%. Comme le montre la Figure 3. 10, chaque histogramme représente l'impact découlant des différentes étapes du cycle de vie de la centrale sur l'indicateur environnemental considéré. Les résultats de la caractérisation

montrent que les catégories d'impacts étudiés sont dominées par trois principaux processus : l'étape de fabrication des batteries (34-97%), la fabrication des modules (3-60%) et la gestion de fin de vie (9-26%). ([Antonanzas-Torres et al., 2021a](#)) en évaluant les impacts environnementaux des systèmes solaires domestiques en Afrique Sub-Saharienne avait conclu que dans un système PV avec stockage, les contributions des batteries plomb-acide (36-76%) et celle des modules PV étaient les plus importantes.

La consommation de l'énergie lors des activités de production des électrodes, de l'assemblage des batteries et les émissions de plomb dans l'air et le sol au cours de processus d'extraction et de production du plomb sont les principales causes de la forte contribution de l'étape de fabrication des batteries aux indicateurs environnementaux étudiés. Cette énergie consommée provient principalement des centrales thermiques à gaz naturel caractéristique du mix électrique italien, pays où a lieu la fabrication des batteries. Elle est à l'origine donc de 35,19% de changement climatique et à 47,08% de consommation des ressources. ([Davidson et al., 2016](#); [Tannous et al., 2018](#)) dans leurs études avaient également démontré que la consommation de l'électricité pour la production des électrodes de plomb et durant la phase de l'assemblage de la batterie étaient l'élément responsable du changement climatique et de la consommation des ressources fossiles.

Les écotoxicités d'eau douce et terrestre sont dues à 90,5% à l'émission des composés toxiques tels que le cuivre (38%), le zinc (25,22%), le plomb (20%) et l'argent (10,11%) dans les eaux et le sol pendant la phase de production des électrodes des batteries et pendant la métallisation de la cellule PV. La principale source d'émissions de plomb, du cuivre et du zinc dans cette étude est le traitement des résidus provenant de la fabrication du plomb. L'exploitation du plomb pour la fabrication des électrodes fait de ce minerai le principal contributeur (97,20%) à la consommation des ressources minérales.

L'indicateur toxicité humaine cancérigène est dominé à 72,95% par le chrome hexavalent (chrome VI) et à 22,43% de l'arsenic émis dans les eaux durant la production des électrodes et durant la phase de production des modules PV. La production du métal plomb engendre des déchets de fusion qui sont généralement mis en décharge et contribue ainsi à plus de 80% de l'émission du chrome dans l'eau par lixiviation. Quant à l'indicateur toxicité humaine non cancérigène, ses principaux contributeurs sont la fabrication des batteries (63,81%) et la fin de vie des déchets (25,81%).

Les modules PV étant installés sur le toit du laboratoire, l'étape de construction/exploitation de la centrale n'implique pas des activités de génie civil (défrichage et terrassement ou construction des pistes). Elle engendre donc une part négligeable 1 à 3% des impacts environnementaux potentiels. Cette faible contribution s'explique par le peu d'entretien nécessaire lors de l'exploitation de la centrale de petite taille. Aucune consommation électrique n'est par ailleurs nécessaire pour son fonctionnement. De plus, les systèmes PV installés sur les toits ont des effets directs négligeables sur l'indicateur environnemental occupation des sols.

Le recyclage des déchets de plomb par le secteur informel considéré dans cette étude contribue à augmenter les impacts environnementaux de tous les indicateurs environnementaux, excepté les indicateurs occupations des sols et consommation des ressources fossiles où on assiste à des diminutions de 6,27% et 9,51% respectivement. Il permet des augmentations de 20,28%, 9,45%, 13,82% et 25,89% pour les indicateurs changement climatique, écotoxicité d'eau douce, toxicité humaine cancérigène et toxicité humaine non cancérigène respectivement. Le déversement de l'acide riche en plomb dans l'eau et sur le sol durant le découpage des batteries avant fusion constitue la première étape de pollution. Une autre source de pollution provient de la fusion du plomb à l'air libre dans des fonderies traditionnelles alimentées aux bois de chauffe entraînant des émissions de carbone et de plomb dans l'air. (Pure Earth, 2020; WHO, 2017) en étudiant la gestion des batteries plomb au Nigéria a conclu que la fusion à l'air libre du plomb est un processus hautement toxique pour la santé humaine et pour l'environnement, car ce processus non contrôlé laisse échapper dans l'air, l'eau et le sol des particules de poussière de plomb. La mise en décharge des résidus de plomb non fondus riche en oxyde de plomb contribue également à l'augmentation de l'impact environnemental de l'étape de fin de vie.

### **3.2. Comparaison des systèmes de production d'électricité**

Le deuxième objectif de ce chapitre était de comparer les centrales PV entre elles et avec le réseau national de distribution, considéré comme référence. Les résultats des 09 indicateurs des quatre systèmes de production d'électricité (03 centrales PV et le réseau national du Burkina Faso) ont été normalisés en fonction du système de production d'électricité ayant le potentiel d'impact le plus élevé dans chacune des catégories d'impacts. Ainsi donc, la valeur la plus élevée dans une catégorie d'impact possède une valeur normalisée à 100%. La Figure 3. 11 présente la comparaison des systèmes de production d'électricité sur la base de la production de 1 kWh d'énergie électrique.

Les incertitudes suivantes sont utilisées pour l'évaluation des incidences : 10% pour le changement climatique, occupation des sols, consommation d'eau et consommation des ressources (minérales et fossiles), 1 à 2 ordres de grandeur pour les toxicités humaines (cancérigène et non cancérigène) et 1 à 3 ordres de grandeur pour les écotoxicités (terrestre et d'eau douce). L'application de ces règles aux impacts du cycle de vie des quatre systèmes de production d'électricité montre qu'il existe des différences significatives dans toutes les catégories d'impacts étudiés.

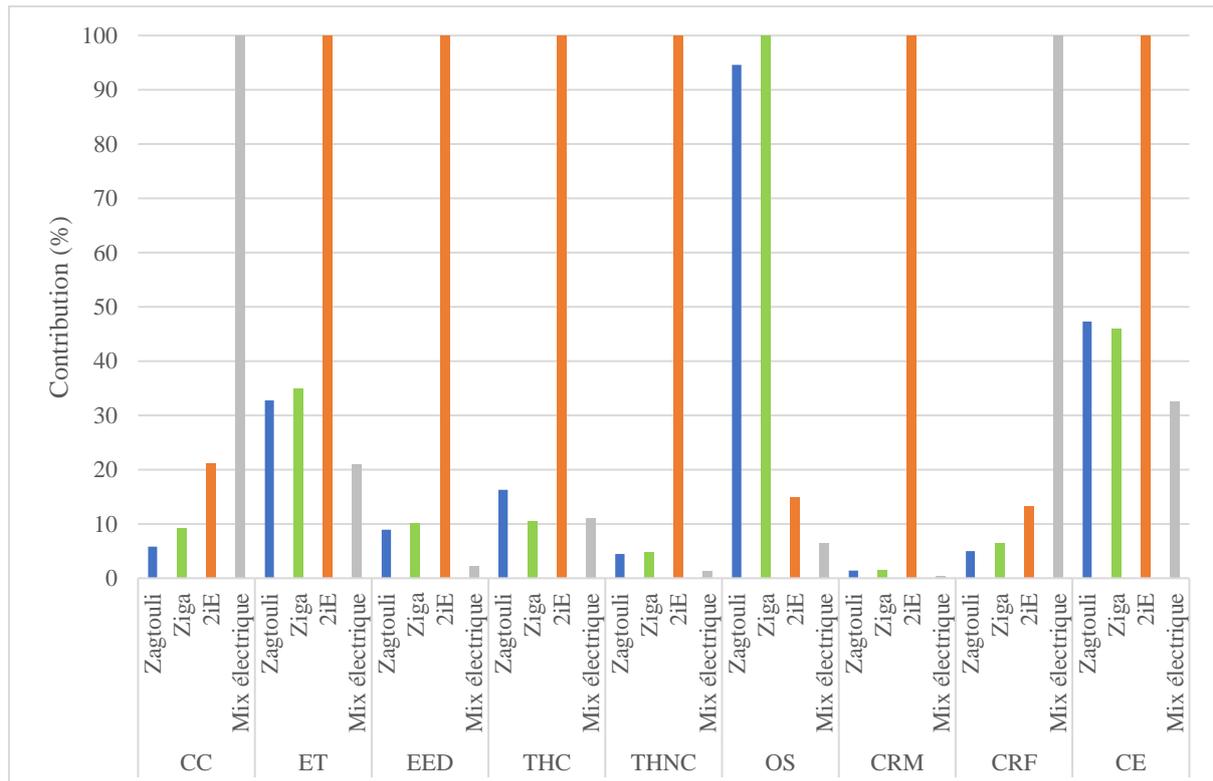


Figure 3. 11 Comparaison environnementale normalisée des systèmes de production d'électricité

Une comparaison des trois centrales PV entre elles, montre que les impacts environnementaux potentiels de la centrale PV de Zagtoui et ceux de la centrale PV de Ziga ne sont pas très différents, elles ont des profils environnementaux semblables. La différence entre les deux centrales varie entre 0,12% et 5,82% respectivement pour les indicateurs consommation de ressources minérales et toxicité humaine cancérigène.

La production de l'électricité par les centrales PV de grande et moyenne tailles présentent des avantages environnementaux substantiels de 50-99%/kWh que la centrale de 2iE dans toutes les catégories excepté l'occupation des sols où elles causent environ 70 fois plus d'impact. Les impacts du changement climatique, de l'écotoxicité terrestre, de la consommation des ressources fossiles et de la consommation d'eau des centrales de grande et

moyenne taille sont en moyenne 2-4 fois inférieur aux impacts de la centrale de 2iE. De même, l'écotoxicité d'eau douce et la toxicité humaine cancérigène sont 9-10 fois inférieur, 70 fois moins de matière minérale que la centrale de 2iE. La majorité (34-97%) des impacts de la centrale de 2iE provient de l'étape de fabrication des batteries plomb-acide, utilisé comme système de stockage d'énergie. Cette production entraîne non seulement une consommation des ressources fossiles, mais aussi d'importante pollution due aux déversements de plomb et de résidus de plomb dans l'air, l'eau au cours de la production et lors de la phase de fin de vie.

De la comparaison environnementale des trois centrales PV avec le réseau national, il ressort que le système de production d'énergie favorise le réseau national d'électricité (scénario de référence) dans l'ensemble des indicateurs exceptés les indicateurs de changement climatique et la consommation des ressources fossiles où il représente le plus grand impact environnemental. Les émissions de carbone et la consommation des ressources par le réseau national sont respectivement de 4-17 fois et 4-20 fois supérieures à celles des centrales PV. Ainsi, les centrales PV de grande et moyenne tailles installées au sol permettent d'économiser 80 à 88% par kWh dans les catégories changement climatique et consommation des ressources fossiles tandis que celle de 2iE permet d'économiser 34-76% par kWh sur les mêmes indicateurs. La production de l'électricité par les centrales PV va engendrer une augmentation de la pollution en moyenne de 30-90% dans les sept autres catégories d'impacts étudiées. Les décideurs peuvent choisir entre les différents systèmes de production d'électricité en fonction de l'importance relative accordée aux différentes catégories d'impacts évalués.

Les résultats ne sauraient être généralisés sur les installations de petite, de grande ou de moyenne taille. En effet, la variabilité des composantes, de lieu et techniques de fabrication entraîneront des consommations énergétiques ou de matières premières qui peuvent être distinctes d'un système PV à un autre. De plus, la variation géographique et temporelle sont également les principaux éléments qui influencent les résultats des ACV. Les systèmes PV étudiés donnent des indications très intéressantes sur le cycle de vie les systèmes PV au Burkina Faso, ils ne sauraient être représentatifs de la totalité des systèmes PV du Burkina Faso.

Bien que cette analyse fournisse une exploration approfondie des impacts environnementaux des centrales de grande, moyenne et petite tailles, il est important de reconnaître les limites associées à cette étude.

Tout d'abord, la présente ACV utilise un mélange de données primaires et secondaires pour les composantes des centrales. Le système modélisé peut ne pas être une représentation exacte d'une centrale PV installée au Burkina Faso, c'est le cas des données des inventaires du recyclage informel des batteries. Comme mentionné précédemment, cette analyse utilise également des facteurs de caractérisation globaux, alors qu'en réalité les impacts des catégories varieront en fonction de l'endroit où les flux élémentaires se produisent. Le développement et l'utilisation de facteurs de caractérisation locaux ou régionaux fourniraient une meilleure représentation des impacts des centrales PV du Burkina Faso.

### 3.3. Les temps de récupération énergétique

Le TRE est l'un des indicateurs les plus couramment utilisés pour évaluer la performance environnementale des énergies renouvelables. Il s'agit du rapport entre l'énergie consommée pendant le cycle de vie et l'énergie produite par an. Le TRE des trois centrales PV étudiées dans le cadre de cette étude sont présentés à la Figure 3. 12.

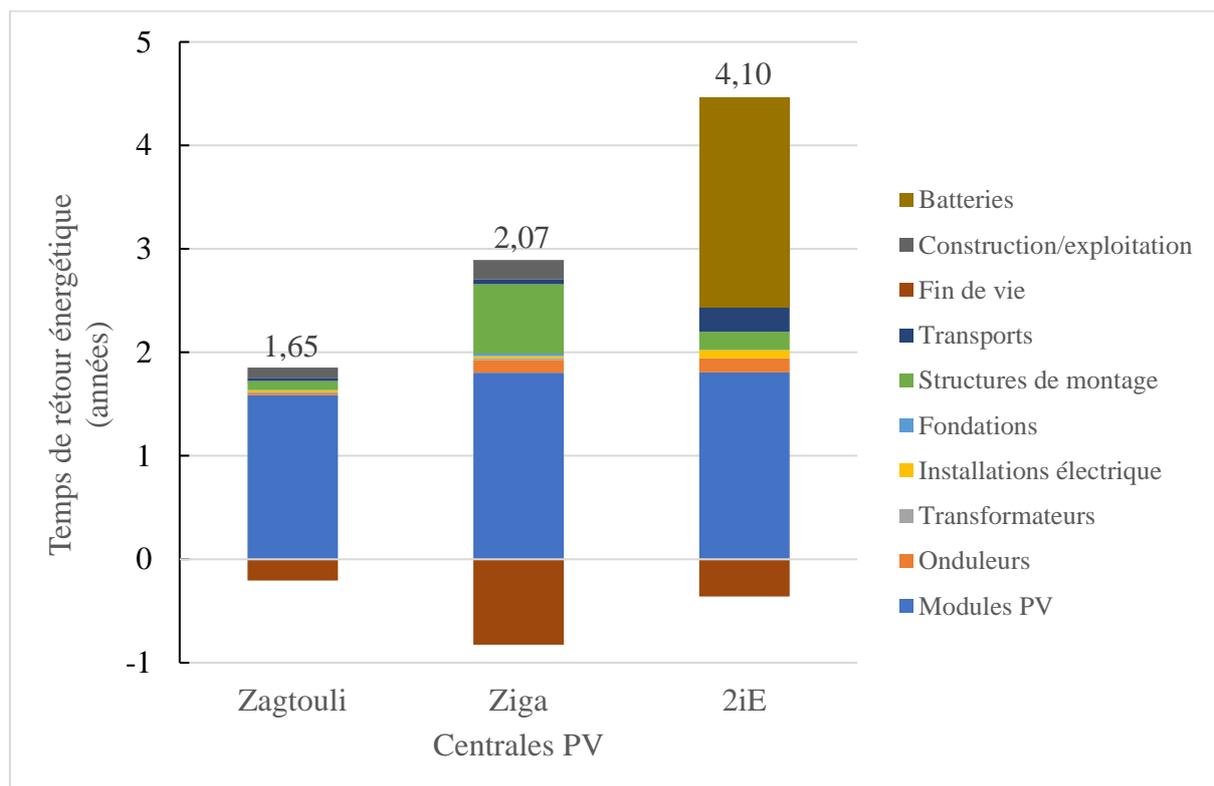


Figure 3. 12 Les TRE des centrales PV installées au Burkina Faso (2140 kWh/m<sup>2</sup>/an)

Le TRE de la centrale de 2iE (4,1ans) est respectivement 2 et 2,5 fois supérieur à ceux des centrales de Ziga et de Zagtouli. Ces deux dernières centrales PV sont caractérisées par la forte contribution de la production des modules PV (62% et 86%), la fin de vie des composantes (28% et 11%) et la structure de montage. Tandis que pour la centrale 2iE, la

fabrication des batteries (45%) et des modules (40%) en sont les principaux responsables. La consommation d'énergie d'origine fossile pour la purification du silicium, la fabrication des électrodes de batterie, et la fabrication des structures métalliques constituent la majeure partie de la consommation énergétique (>90%). Ces résultats soulignent l'importance de l'influence du mix électrique du pays de production des composantes du système PV sur les TRE.

Le recyclage de la structure de montage en acier de la centrale de Zagtouli et l'aluminium de la centrale PV de Ziga permet des réductions de TRE de 12,49% et 39,94% respectivement. Le recyclage de la batterie par le secteur informel quant à lui permet une réduction plus faible soit environ 8,75% du TRE.

Les études menées sur les performances énergétiques des installations PV en Afrique ont rapporté des TRE de 0,83-2,3 ans pour une installation en silicium monocristallin de 1,5 kWc au Nigeria dans différentes localités d'irradiation 1493-2223 kWh/m<sup>2</sup>/an (Akinyele et al., 2017) et 2 ans pour un système PV au sol de 48 kWc en Tanzanie, d'irradiation 1900 kWh/m<sup>2</sup>/an (Tsuchiya et al., 2020). De même, des TRE de 0,9-1,7 ans ont été trouvés pour une centrale PV avec différentes technologies de modules au Maroc (Ito et al., 2016). Cette différence des résultats entre nos TRE (1,65-4,10 ans) et ceux de la littérature peut s'expliquer par la taille des installations, en effet, la majorité de ces études ont porté sur des installations de puissance inférieure à 5 kWc. De plus, dans la plupart de ces articles, la structure de montage et ou les installations électriques sont considérées comme négligeable ; ce qui tendrait à sous-estimer le TRE. Toutefois, compte tenu de la longue durée de vie des systèmes PV (25 ans), les valeurs du TRE de ces trois centrales sont considérées acceptables. En effet, l'énergie consommée par les systèmes PV durant tout leur cycle de vie sera compensée en moins de 2 ans pour les centrales de Zagtouli et de Ziga et en moins de 4 ans pour la centrale de 2iE.

### **3.4 Analyse de sensibilité**

L'analyse de sensibilité vise à évaluer l'influence de la variation des hypothèses, des paramètres ou des données utilisées sur les résultats de l'ACV. Dans le cadre de cette étude, les analyses de sensibilité ont porté sur la durée de vie des panneaux PV et batteries, le lieu de production des panneaux PV et les technologies des modules et des batteries.

#### **3.4.1. Lieu de production des panneaux PV**

Dans le cas de base, en s'appuyant sur les fiches techniques des modules, il a été noté que les panneaux PV ont été produits en Allemagne pour les centrales de Zagtouli et de 2iE, et en

Chine Taïwan pour la centrale PV de Ziga. Ces pays sont réputés pour leur mix électrique fortement carboné. Or, il existe des producteurs de panneaux dans des pays de mix électrique composé à majorité des énergies renouvelables tel que la Norvège. L'influence du lieu de production des panneaux PV sur les impacts environnementaux des centrales a été réalisée à travers une analyse de sensibilité. Les résultats de cette analyse sont présentés au Tableau 3. 1.

*Tableau 3. 1 Évolution des impacts environnementaux potentiels des centrales PV par rapport au cas de base si les modules PV étaient fabriqués en Norvège.*

Impacts environnementaux	Variation des impacts		
	Zagtouli	Ziga	2iE
Changement climatique	-55%	-64%	-8%
Écotoxicité terrestre	-1%	-2%	-0%
Écotoxicité d'eau douce	-15%	-5%	-1%
Toxicité humaine cancérigène	-41%	-42%	-3%
Toxicité humaine non cancérigène	-28%	-13%	-1%
Occupation des sols	-2%	-1%	-5%
Diminution des ressources minérales	-2%	-1%	-0%
Diminution des ressources fossiles	-48%	-53%	-8%
Consommation en eau	+56%	+70%	+11,65%

Il ressort de cette analyse que le changement de mix électrique, c'est-à-dire, du lieu de fabrication, affecte principalement les impacts environnementaux des centrales de grande et moyenne taille. Ce changement entraîne des réductions de plus de 41-64% sur les indicateurs changement climatique, toxicité humaine cancérigène et diminution des ressources fossiles. Ces diminutions des impacts lors de la production des panneaux en Norvège sont dues principalement à l'origine ou à la source d'approvisionnement en électricité. Contrairement à l'Allemagne et à la Chine, la Norvège a un mix électrique essentiellement basé sur les énergies renouvelables (98%), l'hydroélectricité étant la source dominante, soit 92% en 2020 (IEA, 2022a). La réduction des impacts environnementaux suite à la modification du lieu de fabrication avait été mentionnée dans les études de Müller et al. (2021).

Les catégories d'impact, écotoxicité terrestre, occupation des sols et diminution des ressources minérales sont moins affectés (<3%) par le changement du lieu de production des panneaux. En effet, ces indicateurs ne sont pas directement liés à la consommation d'électricité.

Contrairement aux autres catégories d'impacts où l'on observe une diminution des impacts, le changement de mix électrique a un effet néfaste sur l'indicateur consommation en eau. En effet, il permet une augmentation de la consommation en eau de 56% et 70% respectivement pour la centrale de Zagtoui et de Ziga. Le mix électrique de la Norvège essentiellement hydroélectrique est à l'origine de cette grande consommation d'eau. Tous ces résultats ne modifient pas les tendances présentées précédemment.

### **3.4.2. Durée de vie des panneaux PV**

Conformément aux fiches techniques des modules PV des centrales étudiées, une durée de vie de 25 ans a été considérée dans cette étude pour les panneaux PV, indépendamment de leur lieu de fabrication. En effet, en fonction de la technologie de fabrication, des conditions d'exploitation, les panneaux peuvent avoir une durée de vie plus ou moins longue que celles données par le fabricant. Au cours de l'exploitation, on peut assister à une dégradation du module, ce qui affecte son efficacité et par conséquent sa performance environnementale. Une analyse de sensibilité sur des durées de vie de plus ou moins 5 ans (20 et 30 ans) par rapport à la moyenne de 25 ans donnée par le fabricant a été effectuée. Les variations des impacts environnementaux des centrales PV par rapport aux différentes durées de vie des panneaux sont illustrées dans la Figure 3. 13.

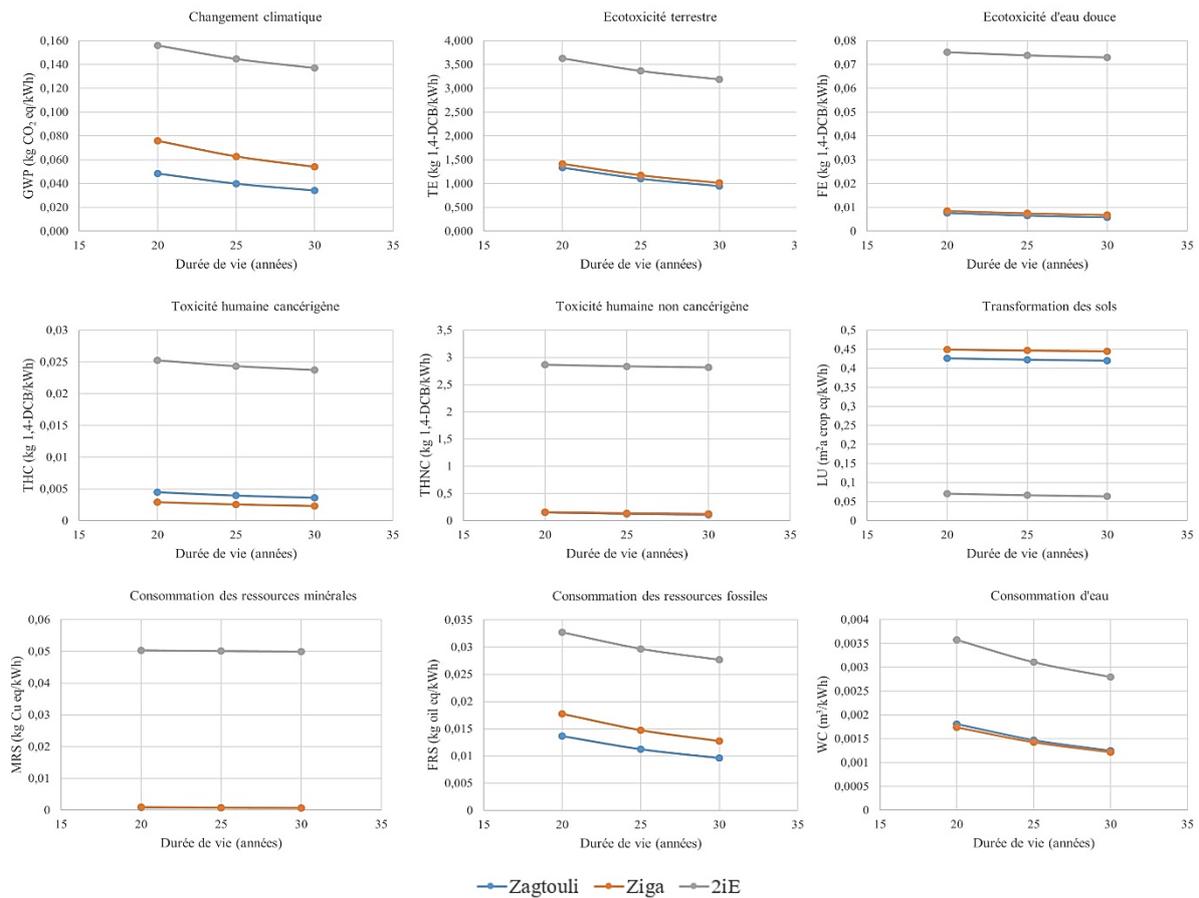


Figure 3. 13 Résultats d'influence de la durée de vie des modules PV sur les indicateurs environnementaux des centrales PV

Il ressort de cette figure que de façon générale, une variation de la durée de vie des modules peut augmenter ou diminuer considérablement les impacts des centrales PV. Lorsque la durée de vie d'un module PV passe de 25 à 20 ans, c'est-à-dire quand le module PV a subi un vieillissement prématuré, toutes les catégories d'impact subissent une augmentation de 13-22% pour les centrales de grande et moyenne tailles excepté la catégorie d'impact occupation des sols impactés à moins de 1%. L'impact causé par la diminution de la durée de vie du module est moins important pour la centrale de 2iE (<10%). Ces résultats sont conformes aux résultats de l'impact de la production des composantes décrits lors de la détermination des profils environnementaux des centrales.

Contrairement au vieillissement prématuré des modules, une augmentation de la durée de vie de 5 ans des modules des centrales de Zagtouli et de Ziga s'est traduite par un gain environnemental de 11-17% dans toutes les catégories, excepté l'occupation des sols (<1%). La centrale de 2iE a quant à elle une amélioration environnementale moins importante que celles décrites précédemment, elle avoisine 4%. Ce gain environnemental est dû au fait que

l'allongement de la durée du module de 5 ans entrainera une réduction du nombre de modules utilisés pendant le cycle de vie des centrales PV. L'allongement entraine logiquement une production supplémentaire par rapport à la durée de vie de 25 ans. Ces résultats sont similaires aux études de [Palanov \(2014\)](#) qui en étudiant l'allongement de la durée de vie du système PV de 30 à 40 ans avait trouvé des réductions d'environ 23% sur tous les indicateurs environnementaux.

Le vieillissement prématuré ou l'allongement de la durée de vie des modules des centrales n'ont pas d'effet significatif (<1%) sur la catégorie d'impact occupation des sols. Cela s'explique par le fait que la contribution à l'indicateur occupation des sols est lié à la phase d'exploitation des centrales, plus précisément à l'espace occupée par les centrales et non à la durée de vie proprement dite des modules.

D'un point de vue environnemental, les résultats obtenus montrent qu'il serait plus intéressant d'acheter des modules PV de bonne qualité qui pourraient atteindre au minimum la durée de vie donnée par le fabricant, car un vieillissement prématuré des modules entrainera une augmentation des impacts environnementaux.

### **3.4.3. Technologies des panneaux PV**

On a démontré précédemment que l'étape de fabrication des modules était responsable de la majorité des impacts environnementaux des centrales PV. De plus, en analyse de sensibilité on a montré que le lieu de fabrication exerçait une influence également sur ces impacts. Plusieurs études menées dans la littérature ont montré que les impacts environnementaux d'une centrale PV peuvent varier d'une technologie à une autre. En effet, les processus de fabrication, la consommation énergétique, la consommation des matières premières et les émissions de polluants dans l'air, le sol et l'eau diffèrent d'une technologie à une autre.

Les modules PV installés sur les trois centrales sont des modules de technologie de silicium polycristallin. Une influence de la substitution de cette technologie par les modules de technologie de silicium monocristalline et couche mince, notamment la technologie à base de silicium amorphe (a-Si) a été étudiée. Ces deux technologies bien que présentes en faible proportion sur le marché national, une hypothèse d'une possibilité d'extension a été supposée. Les résultats sont présentés dans le Tableau 3. 2.

Tableau 3. 2 Influence de la technologie de modules PV sur les impacts environnementaux globaux des centrales PV.

Indicateurs	Zagtouli		Ziga		2iE	
	Mono-Si	a-Si	Mono-Si	a-Si	Mono-Si	a-Si
CC	8,4%	-44%	-24,6	71,9%	7%	-11,6%
ET	-7,6%	-71%	-9,5	-43,3%	-0,2%	-27,5%
EED	-1,5%	-17,1%	6,0	28,4%	0,3%	-2,6%
THC	5,8%	24,2%	22,6	60,2%	2,7%	3,6%
THNC	0,2%	-33,2%	13,0	6,6%	0,5%	-1,7%
OS	0,1%	68,1%	1,5	120,5%	4,7%	-4,5%
CRM	-5,5%	6,9%	-7,3	38,8%	0%	0,0%
CRF	6,9%	-39,1%	-12,0	124,1%	8,4%	-15,4%
CE	-14%	-71,6%	-6,5	31,0%	-13,3%	-48,8%

Les impacts environnementaux varient en fonction de la technologie des modules utilisée, mais aussi en fonction de la centrale PV. L'utilisation de la technologie monocristalline dans les centrales de Zagtouli et de 2iE à un double effet. Dans certaines catégories d'impacts tels que le changement climatique, la toxicité humaine cancérigène et la consommation des ressources fossiles, elle permet l'augmentation des impacts des deux centrales. Toutefois, ces augmentations d'impact sont toutes inférieures à 10% des impacts globaux. Dans certaines catégories d'impacts en revanche, comme les écotoxicités, la consommation des ressources minérales et la consommation en eau, l'utilisation de la technologie monocristalline à des effets positifs sur l'environnement bien qu'ils soient faibles (<14%).

Contrairement à la technologie monocristalline, la technologie de silicium amorphe quant à elle, dans la majorité des catégories d'impact entraîne des variations négatives, c'est-à-dire que son utilisation permettrait de réduire les impacts globaux des centrales de Zagtouli et de Ziga. Pour les catégories d'impacts écotoxicité terrestre et consommation d'eau, elle permet de réduire environ 71% des impacts. Les gains environnementaux engendrés par la centrale de Zagtouli sont supérieurs à ceux de la centrale de 2iE, du fait déjà de la forte contribution des modules dans le profil environnemental de la centrale de Zagtouli alors que celle de 2iE est dominé par les contributions des batteries.

Ces différences de contribution des technologies aux différents impacts des deux centrales sont principalement dues aux procédés de fabrication des différentes technologies des modules. Les cellules PV des modules de technologies de silicium cristallin (mono ou

polycristallin) est fabriqué à partir de lingots de silicium monocristallin de structure cristalline de très haute pureté lui conférant une efficacité élevée. Cette purification du silicium nécessite des étapes supplémentaires énergivores. Les modules PV de silicium amorphe sont fabriqués à partir d'un procédé physico-chimique complètement différent de celui des technologies cristallines. Ce dernier est déposé sous forme de couches minces sur un substrat, comme du verre ou du plastique à basse température. Des études antérieures de (Ito et al., 2005) menées sur l'ACV des différentes technologies des modules PV ont montré également que les technologies silicium monocristallin ont plus d'impact sur l'environnement que les polycristallins et les couches minces.

Une exception mérite d'être soulignée : la technologie de silicium amorphe contribue à augmenter d'environ 68% l'indicateur occupation des sols. En effet, les modules a-Si du fait de leur faible rendement (7-12%) occupent plus de surface que les technologies monocristallines et polycristallines pour les mêmes puissances installées. Cette grande occupation des sols par les technologies couches minces comparées aux technologies cristallines avaient été soulignées par Desideri et al. (2012).

Pour la centrale PV de Ziga, les effets inverses sont observés. En effet, l'utilisation de la technologie monocristalline contribue à diminuer les impacts et celle de silicium amorphe à les augmenter. La surface occupée par les modules en est la principale cause. En effet, la technologie de silicium amorphe entraîne une augmentation de surface occupée d'environ 02 fois la surface initiale. Cette augmentation de la surface a pour principale conséquence l'augmentation de nombre de structures de montage constitué principalement d'aluminium. Il a été démontré précédemment dans l'étude du profil environnemental de la centrale de Ziga que la structure de montage avait une part considérable dans l'impact global. Et inversement, l'utilisation de la technologie monocristalline, de rendement plus élevé et donc de surface moindre consommerait donc moins de structures de montage et par conséquent constituera un gain environnemental.

#### **3.4.4. Technologies des batteries**

En Afrique subsaharienne, les batteries plomb-acide couramment utilisées dans les installations solaires PV ont une durée de vie courte (8 ans) du fait de la température. Les batteries lithium-ion, de durée de vie plus longue (20 ans), de puissance plus élevée ainsi qu'une meilleure tolérance aux paramètres externes telle que la température sont de plus en plus utilisées pour remplacer les batteries plomb-acide. (Diouf & Avis, 2019) en étudiant le potentiel des Li-ion pour remplacer idéalement les batteries plomb-acide dans les systèmes

solaires domestiques ruraux hors réseau dans la zone de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a montré que la substitution des batteries par les batteries Li-ion pourraient être une meilleure solution. Le Tableau 3. 3 présente les impacts environnementaux de la substitution des batteries plomb-acide par les batteries lithium ion sur la centrale de 2iE.

*Tableau 3. 3 Effet de la substitution de la batterie plomb-acide par une batterie lithium-ion sur les impacts environnementaux potentiels des centrales PV.*

<b>Impacts environnementaux</b>	<b>2iE (Pb-acide)</b>	<b>2iE (Li-ion)</b>	<b>Variations</b>
Changement climatique (kg CO <sub>2</sub> eq)	1,45E-01	7,96E-02	-45%
Écotoxicité terrestre (kg 1,4-DCB)	3,36E+00	2,71E+00	-19%
Écotoxicité d'eau douce (kg 1,4-DCB)	7,38E-02	6,74E-02	-9%
Toxicité humaine cancérigène (kg 1,4-DCB)	2,43E-02	1,15E-02	-53%
Toxicité humaine non cancérigène (kg 1,4-DCB)	2,83E+00	5,12E-01	-82%
Occupation des sols (m <sup>2</sup> a crop eq)	6,65E-02	5,21E-02	-22%
Diminution des ressources minérales (kg Cu eq)	5,01E-02	1,94E-03	-96%
Diminution des ressources fossiles (kg oil eq)	2,97E-02	2,11E-02	-29%
Consommation en eau (m <sup>3</sup> )	3,11E-03	2,77E-03	-11%

Comme le montre le Tableau 3. 3, la centrale PV avec batterie lithium-ion est plus respectueuse de l'environnement que la technologie plomb-acide. Le remplacement des batteries plomb-acide par les batteries lithium ion engendre des gains environnementaux de 9% à 96% sur l'ensemble de tous les indicateurs environnementaux étudiés. Il permet des réductions de plus de 50% des impacts dans trois catégories d'impacts : toxicité humaine cancérigène (-53%), toxicité humaine non cancérigène (-82%) et diminution des ressources fossiles (-96%). L'absence du plomb dans les batteries lithium ion est à l'origine de la diminution des toxicités humaines (cancérigène et non cancérigène). L'indicateur changement climatique quant à lui est réduit de 45%. Cette réduction s'explique les processus de fabrication moins énergivore. Des nombreuses études dans la littérature ont été menées en Amérique et en Europe sur l'étude comparative des impacts environnementaux d'une batterie plomb-acide et d'une batterie lithium-ion. Les études de [Yudhistira et al. \(2022\)](#) ont montré que les batteries Li-ion ont 50-94% d'impacts environnementaux de moins que celles des

plomb-acide pour les indicateurs changement climatique, utilisation des combustibles fossiles, utilisation des minéraux et métaux.

### **3.5 CONCLUSION**

Il ressort de cette étude que les étapes de fabrication de modules, structure de montage et l'étape de fin de vie dominent le profil environnemental des centrales de Zagtouli et de Ziga tandis que les étapes de fabrication de batteries, modules et fin de vie domine celui de 2iE. La comparaison des centrales entre elles d'une part, et au mix électrique du Burkina Faso d'autre part, indique que les impacts environnementaux des centrales PV sont plus importantes que ceux du mix énergétiques pour la majorité des impacts environnementaux exceptés le changement climatique et la consommation des ressources. De toutes les centrales PV, la centrale de 2iE est la centrale la plus polluante du fait de l'utilisation des batteries plomb-acide comme système de stockage. Des analyses de sensibilité ont été menées afin d'étudier les effets de la modification des différents paramètres sur les performances environnementales des centrales PV. Il ressort de ces analyses que le changement de lieu de production et la technologie des modules PV ont une grande influence sur les impacts. L'analyse de sensibilité de la gestion de fin de vie n'a pas été menée ici vu la complexité des différents scénarios de fin de vie. Le chapitre suivant analyse les impacts environnementaux des scénarios de gestion de fin de vie des déchets PV au Burkina Faso.

## **CHAPITRE 4 : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA GESTION DES DECHETS PV**

Ce chapitre se compose de trois parties. Dans la première partie, un état de lieu de la gestion actuelle des déchets PV au Burkina Faso est présenté. La partie 2 traite des impacts environnementaux des différents scénarios de gestion des déchets PV provenant des centrales PV étudiées dans les chapitres 2 et 3. Enfin, dans la dernière partie de ce chapitre, les propositions de configurations viables minimisant les impacts environnementaux des centrales PV sont présentées.

#### **4.1. Gestion des déchets PV au Burkina Faso**

Contrairement au pays occidentaux, le développement des systèmes solaire PV en Afrique subsaharienne et plus particulièrement au Burkina Faso n'a pas été accompagné par la mise en place d'une législation ou réglementation sur la gestion des déchets PV. La non-inclusion des déchets PV dans la législation nationale sur les déchets est généralement liée aux faibles quantités de modules PV hors d'usage ou en fin de vie, en raison de leur longue durée de vie (jusqu'à 25-30 ans) et des faibles taux d'installation dans le passé. Avec l'accroissement des installations PV sur l'ensemble du territoire national, et très bientôt la fin de vie de celles installées dans les dernières décennies, les déchets PV constituent une préoccupation croissante et un obstacle environnemental à surmonter dans les prochaines années. Cette sous-section a pour objectif de faire un état de lieu des pratiques et de la gestion actuelles concernant les déchets issues des systèmes PV au Burkina Faso.

##### **4.1.1. Méthodologie**

La méthodologie utilisée pour atteindre l'objectif a consisté à effectuer une recherche documentaire et une enquête de terrain :

- Dans la première phase, une recherche documentaire a été faite afin d'acquérir une bonne vue d'ensemble sur la situation du traitement des déchets électriques et électroniques en général, et plus spécifiquement des déchets PV dans la ville de Ouagadougou, capitale du Burkina Faso. Il s'agissait de parcourir les documents scientifiques et les rapports gouvernementaux. Les données relatives aux installations PV ont été collectées auprès de l'Agence Nationale des Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique (ANEREE) et du ministère de l'énergie.
- Dans la deuxième phase, une enquête et des observations directes ont été faites dans les unités de collecte, de stockage, de recyclage et d'exportation des déchets PV pré-identifiées pendant la première phase. Des 10 unités pré-identifiées, seules six ont accepté de faire l'entretien, conditionné par la confidentialité de leurs identités. L'enquête sur le terrain s'est déroulée durant le mois de mai 2022 dans la ville de

Ouagadougou. Au cours de ces différentes sorties de terrain, une description de la filière de gestion des déchets PV et des acteurs impliqués a été faite.

#### 4.1.2. Gestion de déchets PV au Burkina Faso

L'un des défis majeurs de la gestion des déchets électriques et électroniques, plus particulièrement les déchets PV dans la région de l'Afrique subsaharienne, est l'absence des politiques et des réglementations sur leur gestion. Bien que la majorité des pays aient signé la Convention de Bâle, aucun des pays Africains n'a promulgué des lois ou réglementation sur la gestion des déchets électriques et électroniques (Lambrechts, 2016). Les seules réglementation environnementale existantes au Burkina Faso sont la loi n° 005/97/ADP du 30 janvier 1997 et la n°006-2013/AN, lois portant code de l'environnement. À son article 39, elle interdit tout acte relatif à la gestion des déchets dangereux : achat, vente, transport, stockage et traitement.

La gestion de déchets PV au Burkina Faso est effectuée par le secteur informel et mobilise divers acteurs. Ces derniers sont composés des ménages, des utilisateurs industriels, des récupérateurs ou collecteurs, des réparateurs, des recycleurs informels et des exportateurs. Les relations entre les différents acteurs impliqués dans la gestion des déchets PV au Burkina Faso sont présentées à la Figure 4. 1.

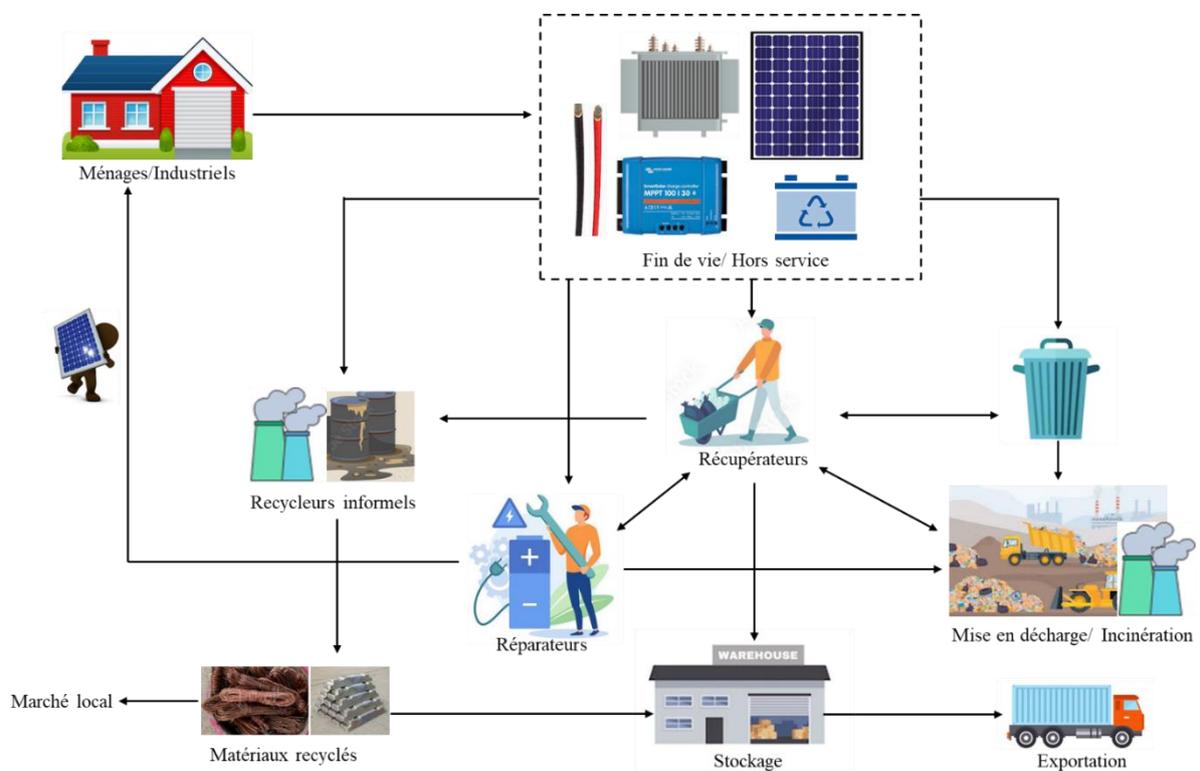


Figure 4. 1 Gestion actuelle des déchets PV et les acteurs impliqués

Les équipements PV en fin de vie sont envoyés chez le réparateur, vendus aux récupérateurs et recycleurs, ou jetés dans les poubelles ou les décharges sauvages. Les poubelles et les décharges sont la plupart du temps fouillées par des récupérateurs qui en longueur de journée parcourent les artères de la ville à la recherche des déchets valorisables. À la fin de la journée, les déchets collectés par les récupérateurs sont soit cédés aux recycleurs informels, soit vendus dans les centres de stockage. Après réparation, certains équipements sont restitués aux propriétaires, d'autres sont vendus aux récupérateurs, aux recycleurs ou acheminés directement dans les décharges municipales. Les récupérateurs dont le travail se limite à la collecte et à la commercialisation sont principalement des jeunes, comme l'ont montré les études de la banque mondiale en 2014 ([Banque Mondiale, 2014](#)). En réalité, la présence des jeunes se justifie par l'effort physique nécessaire pour transporter des masses importantes de déchets. Ces jeunes, pour la plupart, ignorent les dangers associés aux activités de collecte, de transport et d'élimination des déchets PV.

#### **4.1.2.1 Modules PV**

Les modules PV en panne ou en fin de vie sont donnés aux réparateurs. Quand ils arrivent à les réparer, ils restituent aux propriétaires. Sinon, ils sont utilisés comme support de table ou comme toiture de maison. Il arrive également que les modules de très petite taille (kits solaires), les modules broyés à la suite d'un choc mécanique se retrouvent dans les décharges. Ceux-ci sont généralement dépourvus du cadre en aluminium et ne sont donc pas recyclés par le secteur informel. Les modules hors service provenant des utilisateurs industriels sont stockés soit dans des containers, soit à l'air libre en attendant une exportation vers des industries de recyclages en Europe. En effet, actuellement, il n'existe pas encore de réglementation définie pour la gestion des déchets PV. De plus, les processus de recyclage ne sont pas encore économiquement viables au vu du volume insignifiant actuel des déchets PV comparés à d'autres déchets électroniques. La Figure 4. 2 présente le stockage des panneaux hors service sur la centrale PV de Ziga à Ouagadougou.



*Figure 4. 2 Stockage des modules hors service à l'air libre*

#### **4.1.2.2 Batteries**

En raison de leur coût d'achat élevé, les batteries hors service sont acheminées dans la majorité des cas chez les réparateurs pour une régénération. Le processus de sulfatation des électrodes est la principale cause de défaillance prématurée de la plupart des batteries au plomb (Catherino et al., 2004). Le processus de régénération, c'est-à-dire la désulfatation des électrodes, peut permettre aux batteries de faire fonctionner encore pendant quelques années supplémentaires (Jamratnaw, 2017; Shi et al., 2013). La réparation des batteries se fait dans de petites structures informelles de Recharge/Entretien/Réparation. Dans la ville de Ouagadougou, on dénombre une centaine de structures de réparation des batteries. Elle s'effectue majoritairement le long des routes, près de canalisation d'eau, avec des infrastructures parfois inappropriées. Durant le processus de régénération, on assiste aux déversements de l'électrolyte riche en plomb dans les eaux et sur le sol environnant. De plus, l'activité est menée par un personnel non formé, et en l'absence totale d'équipements de protection individuels. L'enquête a également révélé que la majorité des réparateurs des batteries n'ont pas une connaissance approfondie des risques encourus lors de cette activité. Contrairement au Burkina Faso, dans d'autres pays d'Afrique subsaharienne (Nigéria, Sénégal, Rwanda et Ouganda) la régénération des batteries est effectuée par des sociétés agréées. En octobre 2022, Be Energy, leader mondial de régénération des batteries et des huiles, a ouvert ses portes au Sénégal en étroite collaboration avec le ministère de l'environnement sénégalais et le Centre Régional des Conventions de Bâle et de Stockholm (CRCBS) l'objectif principal étant la réduction massive des déchets de batterie dans ce pays.

Les batteries ne pouvant pas faire l'objet d'une réparation sont revendues aux récupérateurs, aux recycleurs locaux ou directement aux exportateurs. Dans la ville de

Ouagadougou, des exportateurs et recycleurs des batteries exigent que les batteries soient livrées sans acide. Ainsi, les batteries avec acide, appelées localement « batteries avec eau », ont un prix de vente nettement inférieur aux batteries libérées de leur acide. Cette marge bénéficiaire incite donc les récupérateurs à déverser les acides contaminés au plomb dans l'environnement (eaux, sols) : c'est donc la première pollution dans la chaîne du recyclage des batteries. Ces récupérateurs, majoritairement de niveau moyen primaire, dont la tâche principale est de transférer les déchets de batterie d'un acteur à un autre, n'ont pas de connaissance sur la toxicité des batteries, excepté les risques de blessure et parfois d'électrocution.

Les activités de recyclage des batteries, principalement les batteries plomb-acide sont effectués par le secteur informel. Ce recyclage est effectué dans les maisons et les arrières de maisons. Il se fait en plusieurs phases. La première implique le découpage des batteries sans équipements de protection en utilisant des outils rudimentaires comme la hache et les machettes. Ce processus entraîne le déversement des acides riches en plomb dans le sol environnement. Une fois les batteries brisées, le plomb récupéré est fondu à l'air libre dans des fonderies traditionnelles alimentées aux bois de chauffe. La fusion à l'air libre du plomb est un processus hautement toxique pour la santé humaine et pour l'environnement, car laisse échapper dans l'air, l'eau et le sol des particules de poussière de plomb (Pure Earth, 2020; WHO, 2017). Le plomb obtenu de la fusion d'application limité sur le marché local est revendu aux exportateurs de batteries.

Le recyclage des batteries est un secteur dynamique fait par des hommes plus âgés que les récupérateurs. Ces derniers n'ont reçu aucune formation dans le domaine du recyclage et n'ont aucune connaissance des dangers encourus dans de telles pratiques. Parmi les quelques recycleurs, les niveaux moyens primaires et secondaires sont constatés. La connaissance des dangers sur la santé humaine et sur l'environnement du recyclage des batteries est très faible chez les recycleurs de niveau moyen secondaire. Cette méconnaissance des risques est plus importante chez ceux de niveau moyen primaire.

Les boîtiers des batteries contaminés au plomb, les déchets de fusion du plomb (oxyde de plomb) sont laissés à l'air libre. En raison de la proximité des fonderies traditionnelles avec les habitations, les populations environnantes sont exposées. Bien que ces pratiques de fusion à l'air libre du plomb soient courantes au Burkina Faso, un rapport de la convention de Bâle interdits ces pratiques non respectueuses de l'environnement, mais aussi sources majeures de contamination sur la santé humaine (UNEP, 1994). Entre 2007 et 2008 à Dakar au Sénégal, environ 18 enfants de moins de 5 ans sont décédés suite à un empoisonnement aigu au plomb

causé par les activités de recyclage informel des batteries au plomb qui avaient lieu dans cette localité (Haefliger et al., 2009; OMS, 2008).

#### 4.1.2.3 Les câbles électriques

Les câbles électriques sont composés d'un conducteur, d'un isolant et d'une gaine protectrice en plastique. Les matériaux conducteurs les plus utilisés dans la fabrication des câbles électriques sont le cuivre et l'aluminium. Le recyclage des câbles électriques usagés permet donc la récupération des métaux, principalement le cuivre. Selon UNEP (2010), le cuivre est le troisième élément minéral le plus recyclé après le fer et l'aluminium.

La récupération du cuivre des câbles se fait au Burkina Faso par l'incinération à l'air libre. Durant ce processus, on assiste à l'émanation des grandes quantités de fumées comme illustrée à la Figure 4. 3. Le cuivre récupéré est revendu aux artisans locaux. Le processus d'incinération non contrôlée des câbles électriques en plein air à des conséquences néfastes pour la santé humaine et pour l'environnement. Une étude menée au Nigeria par Manhart et al. (2011) a montré que l'incinération informelle des câbles électriques occasionne des fortes émissions des dioxines dans l'air.



Figure 4. 3 Incinération des câbles électriques au Burkina Faso

#### 4.1.2.4 Autres déchets PV

Les autres déchets PV sont les structures de support, les onduleurs et les transformateurs pour les installations PV de grande taille. Les supports de structure sont majoritairement faits en acier ou en aluminium. Le prix de ces métaux a fortement augmenté ces dernières années, ainsi tous les déchets de fer ou d'aluminium sont directement récupérés par les collecteurs ou vendus directement aux exportateurs lorsqu'il s'agit du fer et aux recycleurs (artisans et forgerons) lorsqu'il s'agit de l'aluminium.

Actuellement, il n'existe pas de transformateurs hors service ou en fin de vie provenant d'une centrale PV installée au Burkina. Cependant, les transformateurs provenant de la

société nationale d'électricité (SONABEL) sont stockés dans des magasins ou à l'air libre. Aucun recyclage n'est donc fait pour ce type de déchets à l'heure actuelle.

## **4.2. Évaluation des impacts environnementaux des différentes options de gestion des déchets PV**

L'évaluation environnementale des différentes options de gestion des déchets PV en fin de vie des centrales PV s'est fait conformément à la méthodologie générale de l'analyse du cycle de vie et au programme de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur les systèmes PV décrits dans le chapitre 2.

### **4.2.1 Définition de l'objectif et champ d'application**

#### **4.2.1.1 Objectif de l'étude et application envisagée**

Le but de cette étude est d'évaluer les impacts environnementaux potentiels associés à différentes options de gestion des déchets des centrales PV installées au Burkina Faso et de les comparer. Les résultats de cette étude sont prévus à des fins de sensibilisation des populations et des décideurs politiques sur la gestion des déchets PV en Afrique.

#### **4.2.1.2 Fonction et unité fonctionnelle**

Les systèmes étudiés ont pour principales fonctions la gestion de déchets PV en fin de vie. L'unité fonctionnelle se définit comme suit : « Gérer les déchets PV en fin de vie provenant de la production d'un kilowattheure d'électricité par les centrales PV installées au Burkina Faso ». La valeur 1kWh d'électricité a été choisie afin d'évaluer la contribution des différentes options de gestion des déchets PV aux impacts environnementaux des centrales de Zagtouli, Ziga et de 2iE précédemment décrites dans les chapitres 2.

#### **4.2.1.3 Description générale des déchets PV**

Les déchets PV proviennent des centrales PV en fin de vie. Ils sont constitués principalement des panneaux, des onduleurs, des structures de montage ou tables, des transformateurs, des installations électriques et des batteries pour la centrale avec stockage d'énergie. Le Tableau 4. 1 présente les types et quantités des déchets en fin de vie en fonction des centrales PV.

Tableau 4. 1 Inventaire des déchets en fonction des centrales PV étudiées

Composantes PV	Zagtouli	Ziga	2iE
Modules PV	2 400 tonnes (Poly-Si)	86,1 tonnes (Poly-Si)	1,4 tonne (Poly-Si)
Structures de montage	1 677 tonnes (Acier)	49,3 tonnes (Aluminium)	1,9 tonne (Acier)
Fondations	193 tonnes (Acier)	17,6 tonnes (Acier)	/
Installations électriques	82,7 tonnes	2,7 tonnes	0,2 tonne
Onduleurs	81,8 tonnes	2,7 tonnes	0,1 tonne
Transformateurs	82,7 tonnes	5 tonnes	/
Batteries	/	/	10,8 tonnes (Pb-Acide)

#### 4.2.1.4 Scénarios de gestion de fin de vie des déchets PV et frontières des systèmes

Conformément aux tendances principales sur la gestion des déchets PV, trois scénarios de gestion des déchets PV ont été retenus pour chacune des centrales :

- Scénario 0, ou scénario de référence, il représente la situation actuelle de gestion des déchets PV au Burkina Faso. Ici, toutes les composantes PV en fin de vie sont mises en décharge non contrôlée excepté l'aluminium des cadres des modules PV et les structures de montage en aluminium et en acier qui sont recyclés. Les installations électriques et les batteries le cas échéant sont incinérées à l'air libre pour la récupération du cuivre secondaire et du plomb respectivement. Les options d'élimination conventionnelles des DEEE, la mise en décharge et l'incinération sont les plus pratiquées au Burkina Faso à cause de l'absence des lois et réglementations et du manque des infrastructures de recyclage. L'utilisation de ce scénario vise à explorer les risques maximums des déchets des centrales PV sur les indicateurs santé humaine, qualité de l'écosystème et les ressources. Les processus inclus dans les frontières de l'étude du scénario de référence 0 sont schématisés à la Figure 4. 4.

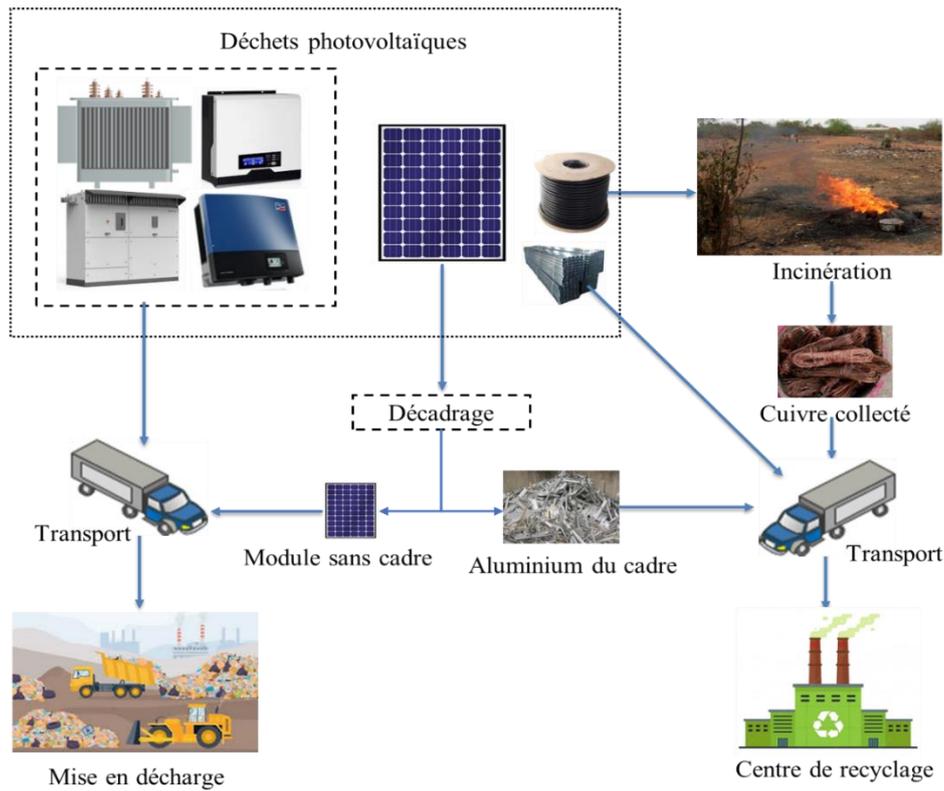


Figure 4. 4 Scénario 0 (référence), ce qui se fait actuellement.

- Le scénario 1 correspond à un schéma où la gestion de déchets PV est réglementée et est régie par des lois. Contrairement au scénario de référence, ici, les modules PV, les structures de montage, les installations électriques et les batteries le cas échéant sont considérés recyclés par les structures agréées. Les transformateurs et autres installations électriques sont mis en décharges parce que leurs technologies de recyclage sont encore à l'échelle de laboratoire dans les pays. Les frontières générales des processus de recyclage partiel, scénario 1 est représenté à la Figure 4. 5.

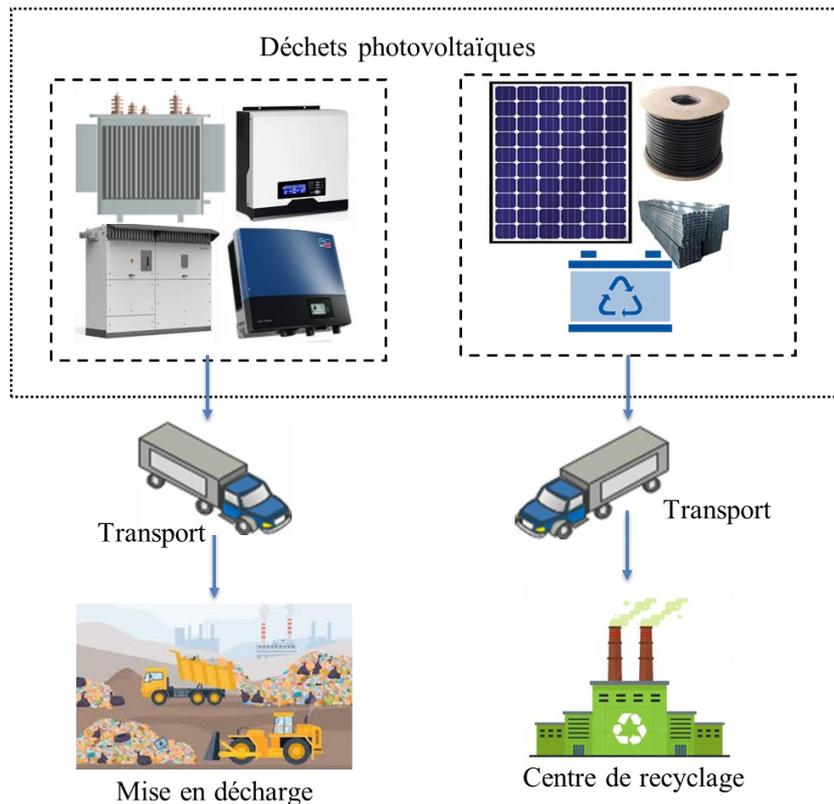


Figure 4. 5 Scénario 1, recyclage partiel

- Le scénario 2, scénario idéal suppose qu’avec le développement des technologies de recyclage, d’ici quelques années, il serait possible de recycler et à moindre coût toutes les composantes d’une installation PV. On a supposé donc que 100% des composantes PV sont collectées et dirigées vers un centre de recyclage approprié. Les frontières du système de recyclage total de toutes les composantes PV sont représentées à la Figure 4. 6.

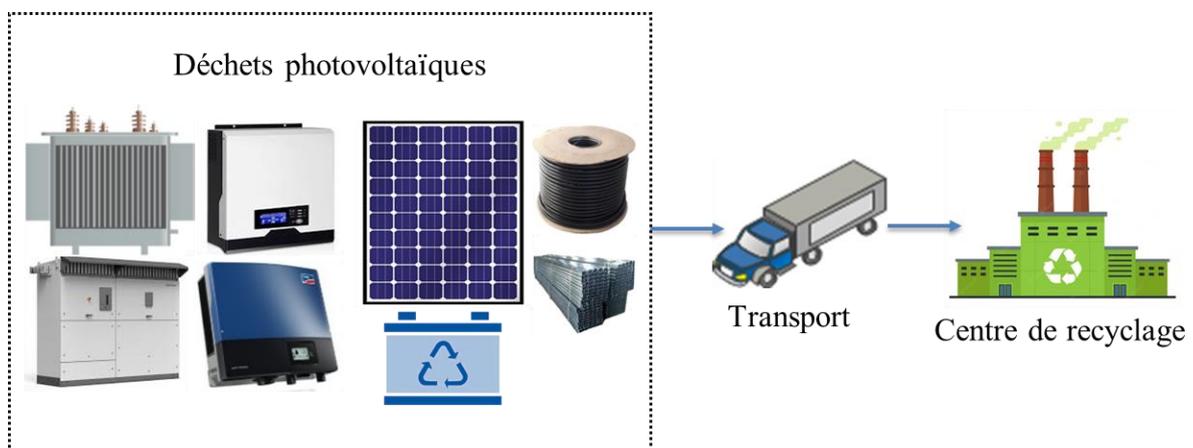


Figure 4. 6 Scénarios 2, recyclage total

Les frontières des systèmes des trois scénarios évalués incluent tous les processus de traitement des déchets PV : le démantèlement, le transport des déchets vers les centres de mise en décharge ou de recyclage, la séparation des fractions recyclables/récupérables, la mise en décharge et/ou les processus de recyclage (incinération, traitement thermique, traitement chimique).

Durant les processus de gestion de fin de vie des différents scénarios, on assistera à la récupération de plusieurs matériaux, l'acier, aluminium, le cuivre, le verre, l'argent, le silicium et parfois à la récupération de l'énergie, etc. Ces matériaux recyclés sont supposés substituer les matériaux primaires, évitant ainsi les impacts environnementaux associés à la production de ces derniers.

#### **4.2.1.5 Hypothèses de l'étude**

Un certain nombre d'hypothèses ont été faites dans le cadre de cette étude, sur différents scénarios de gestion de déchets PV des trois centrales :

- La quantité d'énergie qui a servi pour l'installation des équipements est égale à celle nécessaire pour la phase de démantèlement ;
- La mise en décharge des déchets PV se fait dans des sites d'enfouissement réglementaires ;
- Le recyclage informel des batteries plomb-acide pollue 10 à 100 fois plus que le recyclage formel ;
- La décharge municipale est située à 100 km du lieu d'installation des centrales PV ;
- Il est possible de récupérer à 100% les modules PV et les structures de montage en fin de vie ;
- Deux types de transport, supposés être des allers simples ont été considérés dans cette étude : le navire de fret transocéanique et le camion de 16 à 32 tonnes ;
- On suppose que lors du recyclage informel qu'environ 55% des batteries sont recyclées et les restants constitués des plastiques et d'oxyde de plomb sont mis en décharge.
- Les matériaux recyclés et énergies récupérées sont supposés produire un gain environnemental en évitant la production de matériaux primaires et la production d'énergie.

#### 4.2.2 Inventaire et analyse de l'inventaire

Les données d'inventaires de la gestion de fin de vie des différents scénarios ont été obtenues à partir des données secondaires tirées de la littérature scientifique, des rapports techniques et de banques de données commerciales tels que Ecoinvent.

L'atteinte de cet objectif est limitée par l'absence de données statistiques sur la gestion des déchets PV et sur les entreprises de recyclage en Afrique. Par conséquent, les données tirées de la littérature ont été contextualisées pour mieux refléter la réalité. Pour ce qui est du scénario de recyclage, on a supposé qu'il s'effectue par des entreprises agréées qui répondent aux lois environnementales. Le Tableau 4. 2 présente les sources utilisées pour l'évaluation des impacts environnementaux des différents scénarios de gestion de fin de vie.

Tableau 4. 2 L'inventaire des données et leurs sources

Inventaire des données	Sources
Modules PV (mise en décharge et recyclage)	Lunardi et al. (2018), Latunussa et al. (2016)
Onduleurs (mise en décharge et recyclage)	Ecoinvent 3.7
Transformateurs (mise en décharge et recyclage)	Ecoinvent 3.7
Installation électrique (Incinération et recyclage)	Ecoinvent 3.7
Structures de montage : recyclage	Ecoinvent 3.7
Transports	Ecoinvent 3.7
Batteries (recyclage informel et formel)	GREET (2019)

#### 4.2.3 Évaluation des impacts environnementaux

L'évaluation environnementale des scénarios de gestion des déchets PV est modélisée dans le logiciel SimaPro version 9.4.2. La méthode globale ReCiPe (H) en Endpoint a été utilisée. Cette dernière permet une agrégation des dix-huit indicateurs de la méthode intermédiaire en trois catégories de dommage, à savoir l'effet sur la santé humaine, la qualité de l'écosystème et la rareté des ressources, comme illustrée à la Figure 4. 7 et au Tableau 4. 3.

Tableau 4. 3 Les catégories d'impacts Endpoint de la méthode ReCiPe (H)

Catégories	Unités	Commentaires
Santé humaine	DALY	Transforme les kg de substance équivalente en années de vie perdues
Qualité de l'écosystème	Species.yr	Évalue la fraction d'espèce disparue sur un m <sup>2</sup> /an
Ressources	USD	Permet une comparaison directe entre l'épuisement des ressources et les coûts économiques (monétisation de l'impact environnemental).

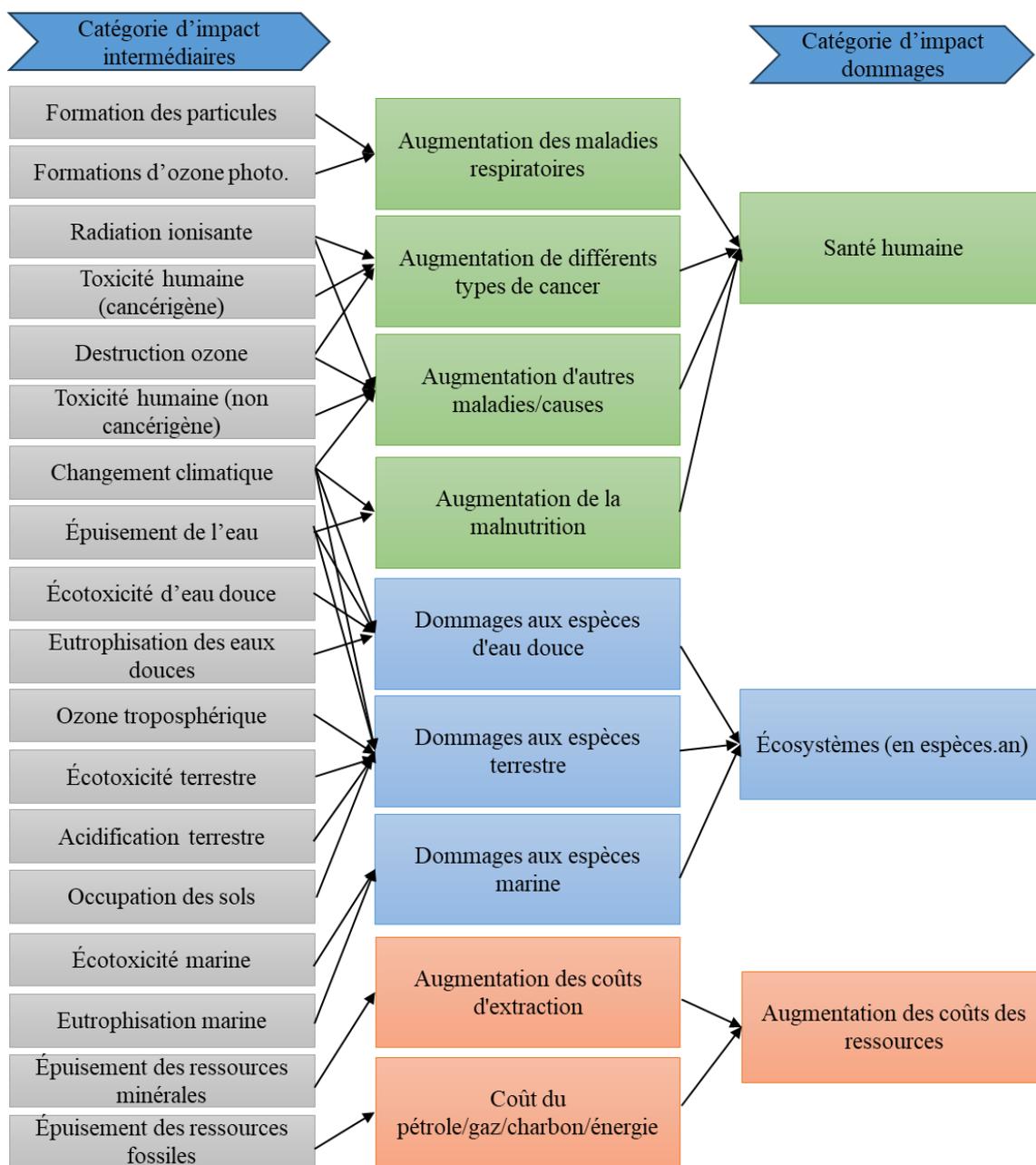


Figure 4. 7 Catégories d'impact et de dommages couvertes par la méthode ReCiPe 2016 et de leur relation avec les zones de protection (M. Huijbregts et al., 2016).

#### 4.2.4 Interprétation des résultats

Cette section est consacrée à la dernière étape de l'ACV, l'interprétation des résultats. Les résultats d'impact concernent les trois alternatives de gestion des déchets PV décrites dans les sections précédentes. Pour rappel, ces trois alternatives sont : le scénario 0 (scénario de référence), le scénario 1 (scénario optimiste) et le scénario 2 (scénario idéal). Dans un premier temps, les trois scénarios de chaque centrale PV sont comparés entre elles, selon les trois

catégories de dommages (Endpoint) à savoir les impacts sur santé humaine, sur la qualité des écosystèmes et sur l'utilisation des ressources. Dans un second temps, des analyses de sensibilité et d'incertitude sont menées sur des paramètres issus des hypothèses de modélisation.

#### **4.2.4.1 Comparaison des scénarios de gestion de fin de vie**

En première analyse des Figure 4. 8 et Figure 4. 9, tous les scores des scénarios de gestion des déchets PV sont négatifs, c'est-à-dire, engendrent des gains environnementaux sur tous les indicateurs étudiés et dans toutes les centrales PV, exceptés le scénario 0 de la centrale PV de 2iE sur les indicateurs santé humaine et qualité de l'écosystème. Les charges environnementales des processus qui contribuent négativement aux impacts sont donc inférieures à celle des processus qui engendrent des gains. En effet, plus un scénario a un score d'impact proche de zéro, plus il est dommageable comparativement aux autres. Les écarts relatifs entre les scénarios 0 et 1 sont majoritairement significatifs (>45%), tandis qu'entre les scénarios 1 et 2 l'on atteint des écarts faibles (<5%) pour toutes les catégories d'impact des centrales PV étudiées. Les résultats sont d'abord présentés dans l'ordre suivant : pour la santé humaine, pour la qualité de l'écosystème, pour l'utilisation des ressources et en fin des résultats normalisés des trois indicateurs pour une comparaison globale.

##### **a) Santé humaine**

Les dommages sur la santé humaine regroupent les indicateurs environnementaux, changement climatique, les effets respiratoires, les toxicités humaines cancérigènes et non cancérigènes, les radiations ionisantes, la diminution de la couche d'ozone et la consommation des eaux. Ces dommages varient d'une centrale à une autre et d'un scénario de gestion à un autre. La Figure 4. 8 présente les dommages sur la santé humaine par différents scénarios de gestion de fin de vie et par type de centrale PV.

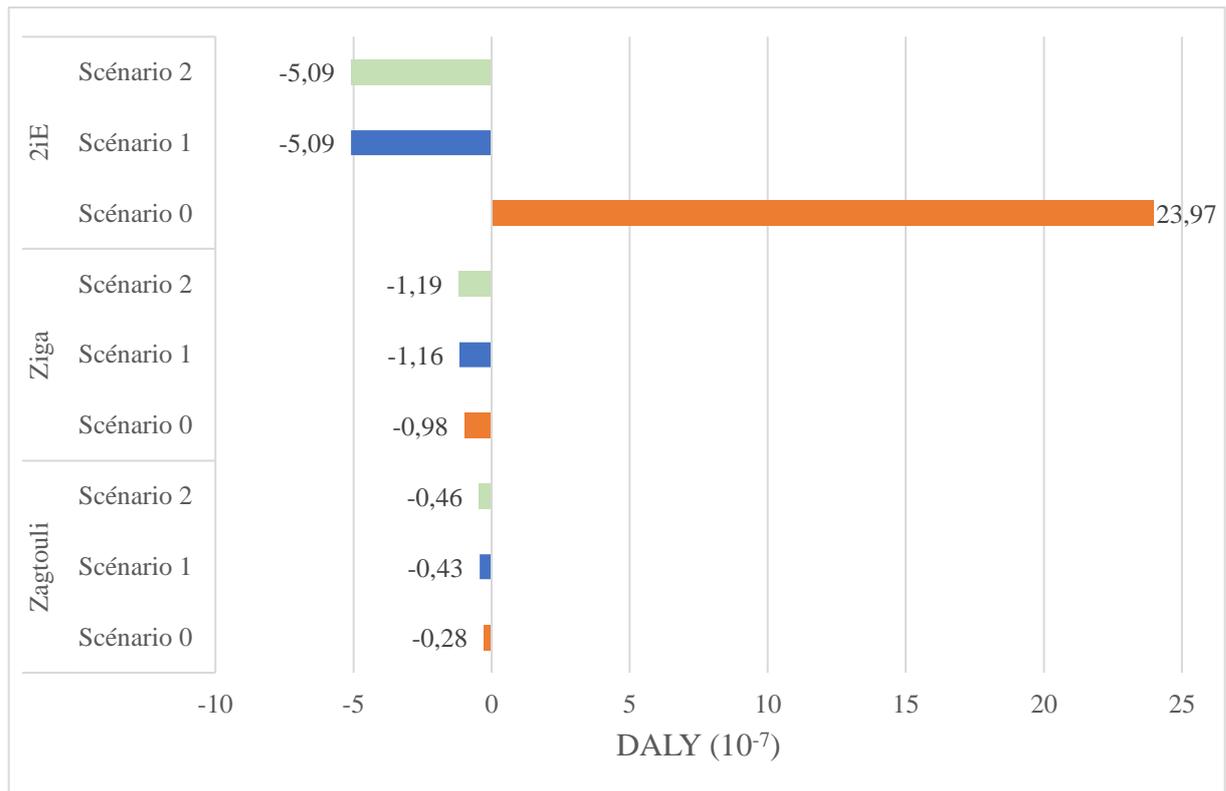


Figure 4. 8 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur santé humaine

Selon la Figure 4. 8, dans les scénarios 0, scénario de référence, les dommages sur la santé humaine sont de  $-2,81 \cdot 10^{-8}$  et  $-9,81 \cdot 10^{-8}$  DALY/kWh respectivement pour les centrales de Zagtouli et de Ziga. Ces valeurs globales négatives indiquent que les impacts environnementaux engendrés par la mise en décharge des modules PV, des transformateurs, d'onduleurs et par l'incinération des câbles sont faibles comparé aux charges environnementales évitées par le recyclage des structures de montage et du cadre en aluminium des panneaux PV. Le recyclage de l'aluminium et de la structure de montage contribue à la réduction de 68% et 18% respectivement des dommages sur la santé humaine dans la centrale de Zagtouli. Pour la centrale de Ziga en revanche, ces contributions sont de 21% et 73%. Cette inversion de tendance et la différence de dommage sur la santé humaine entre ces deux centrales sont dues à la composition de la structure de montage. En effet, les structures de montage des deux centrales sont de composition différente, la centrale de Zagtouli est en acier galvanisé tandis que celle de Ziga est en aluminium. La production d'aluminium primaire a des répercussions plus importantes sur l'environnement que celle de l'acier, ce qui signifie que son recyclage éviterait plus d'impact (ALCOA, 2012). Par ailleurs, la production d'aluminium à partir de déchets peut réduire la consommation d'énergie jusqu'à 95% par rapport à l'aluminium primaire (C. E. L. Latunussa et al., 2016) alors que le

recyclage de l'acier quant à lui ne permet qu'une réduction de 50% par rapport à la production de l'acier primaire. Les charges évitées grâce à la récupération de l'aluminium contribuent fortement à la réduction des effets cancérigènes chez l'homme, principalement les émissions de chrome (VI) dans l'eau lors de la production d'aluminium primaire. Le recyclage de l'aluminium dans les déchets PV devrait donc avoir une priorité comparée à l'acier.

Contrairement aux scénarios de référence des centrales de Zagtoui et de Ziga qui globalement constituent un gain environnemental sur la santé humaine, le scénario de référence de la centrale de 2iE, de valeur positive ( $2,40 \cdot 10^{-6}$  DALY/kWh) contribue à augmenter l'impact sur la santé humaine avec une contribution 240% supérieur aux dommages des centrales de Zagtoui et de Ziga. Dans ce scénario 0 de la centrale de 2iE, bien que l'aluminium des cadres et l'acier de la structure des montages soient recyclés, leurs contributions restent très inférieures aux impacts causés par le recyclage informel des batteries plomb-acide. En effet, le recyclage informel des batteries plomb-acide, plus précisément le processus de fusion à l'air libre du plomb, est un processus hautement toxique pour la santé humaine et pour l'environnement. Ce processus laisse échapper dans l'air, l'eau et le sol des particules de poussière de plomb très toxique pour la santé humaine. Les études menées dans la littérature ont montré que les activités de recyclage de plomb constituent un danger pour la santé humaine (Lei et al., 2016; WHO, 2017; X. Zhang et al., 2012). Ces auteurs soulignent qu'au niveau de la population, les principales conséquences de l'exposition au plomb sont le retardement du développement neurocognitif des enfants, l'apparition des maladies cardiovasculaires à l'âge adulte (Lee et al., 2019; Wani et al., 2015) et parfois une intoxication aiguë engendrant des pertes en vies humaines (Haefliger et al., 2009; OMS, 2008).

Une comparaison des scénarios de référence permet de conclure que dans la situation actuelle de la gestion des déchets PV au Burkina Faso, le recyclage informel des batteries est le principal contributeur aux impacts sur la santé humaine et devrait faire l'objet d'une attention particulière. De plus, l'on a supposé dans la modélisation que les déchets PV sont enfouis dans un centre agréé. Dans le cas contraire, on assisterait à une augmentation de ces impacts sur la santé humaine, notamment à cause des lessivages des métaux contenus dans les modules, les transformateurs et les onduleurs.

Dans les scénarios 1 de chacune des centrales, en plus du recyclage de l'aluminium des cadres et les structures de montage, les modules PV, les installations électriques et les batteries le cas échéant (centrale 2iE) sont recyclés par une structure formelle agréée,

respectueuse de l'environnement. Ces recyclages supplémentaires permettent d'augmenter les gains environnementaux par rapport aux scénarios de références de 1,54 et 1,12 fois pour la centrale de Zagtouli et de Ziga respectivement. Dans la centrale avec stockage d'énergie, le recyclage formel des batteries par une structure agréée, permet des gains environnementaux de plus de 200%. Le recyclage des modules PV et des batteries le cas échéant sont à l'origine de ces différences entre les scénarios 1 et les scénarios 0. Le recyclage des panneaux PV permet la récupération d'un certain nombre de matériaux tels que le silicium, le cuivre, l'argent qui peuvent être réutilisés dans le secteur de l'énergie PV, entraînant ainsi une réduction qu'aurait engendré la production de ces matières (C. Latunussa et al., 2016; Okoroigwe et al., 2020). Pour ce qui est des batteries, les études menées par Pure Earth, (2020) ont démontré que le recyclage formel des batteries était environ 100 fois moins polluant que le système de gestion actuel des batteries.

Dans les scénarios 2, scénarios idéaux, où il a été supposé le recyclage de toutes les composantes PV de toutes les centrales, le gain environnemental par rapport au scénario 1 est moins important ; il est inférieur à 20% dans toutes les centrales étudiées. Le recyclage des transformateurs et des onduleurs a donc une faible contribution aux impacts environnementaux globaux des centrales. Cela s'explique par leurs faibles contributions à l'étape des fabrications des composantes PV.

## **b) Écosystèmes**

L'indicateur qualité de l'écosystème désigne les dommages causés sur les espèces d'eau douce, terrestres et marines. Cet indicateur regroupe les impacts intermédiaires, réchauffement climatique, consommation des eaux, écotoxicités (aquatique, terrestre et marine) et eutrophisation (marine et d'eau douce). La Figure 4. 9 présente les dommages sur la qualité de l'écosystème par différents scénarios de gestion de fin de vie et par type de centrale PV.

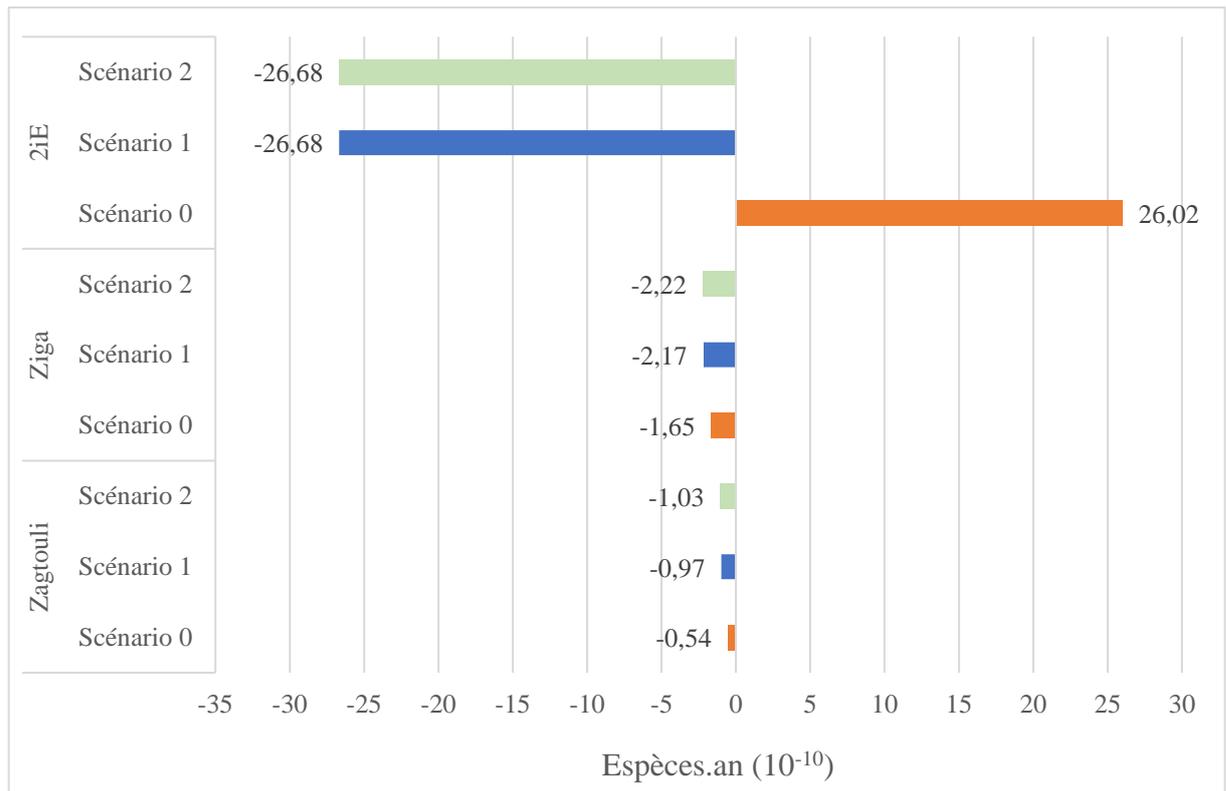


Figure 4. 9 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur qualité de l'écosystème

Dans les scénarios de référence (scénario 0) des centrales de Zagtoui et de Ziga, le recyclage de la structure de montage et de l'aluminium génère un gain environnemental sur l'indicateur écosystème de  $-5,40 \cdot 10^{-11}$  et  $-1,65 \cdot 10^{-10}$  espèces.an. Les contributions respectives du recyclage de l'aluminium des cadres et du recyclage de la structure de montage sont de 77% et 13% dans la centrale de Zagtoui et de 20% et 72% dans celle de Ziga. Cette différence de contribution d'une centrale à une autre est due au type de métal utilisé par la structure de montage, acier pour la centrale de Zagtoui et aluminium pour celle de Ziga.

Comme pour l'indicateur santé humaine étudié précédemment, le recyclage informel des batteries est à 99% responsable de la qualité de l'écosystème du scénario 0 de la centrale PV de 2iE. La contribution du scénario 1 à un effet négatif sur l'environnement comparé aux scénarios 0 d'autres centrales. Le plomb est connu dans la littérature pour sa toxicité chez les espèces terrestres et marines, du fait de ses propriétés de bioaccumulations dans la chaîne alimentaire (Lee et al., 2019). Son rejet dans l'environnement lors des processus de recyclage informel peut entraîner des conséquences néfastes pour les espèces terrestres, d'eau douces et marines. La gestion actuelle des batteries constitue ainsi un problème majeur pour la qualité de l'écosystème.

Les gains environnementaux générés dans les scénarios 1 des centrales de Zagtoui, Ziga et de 2iE sont 1,80, 1,32 et 100 fois respectivement plus que ceux des scénarios 0 de chacune des centrales PV. Ces gains sont dus principalement aux recyclages supplémentaires des modules et des câbles électriques pour les centrales de Zagtoui et de Ziga, alors que dans la centrale de 2iE, ils sont dus au recyclage formel des batteries plomb-acide par des structures agréées. La centrale PV de Ziga est moins sensible aux recyclages des modules et des câbles. Cette faible sensibilité s'explique par la faible part des modules PV dans les impacts environnementaux globaux de la centrale. De même, dans la centrale de 2iE les impacts évités sont dus à 4% aux modules et à 95% au recyclage des batteries. Le recyclage formel des batteries permet de réduire totalement les impacts sur la qualité de l'écosystème engendrés par le système de gestion informelle actuelle des batteries.

Dans les scénarios idéaux des centrales PV, c'est-à-dire les scénarios 2, on assiste à une augmentation de gain environnemental d'environ 10% par rapport au gain des scénarios 1. Ce gain est généré par le recyclage des transformateurs et onduleurs.

Le recyclage des composants PV a des impacts à la fois positifs et négatifs sur l'écosystème, mais dans l'ensemble, il est considéré comme bénéfique pour l'environnement. Les composants des systèmes PV sont généralement constitués de plastiques, métaux, verre, semiconducteur (silicium). Aussi, le recyclage des composants PV permet la récupération de ces matériaux, ce qui réduit la quantité de déchets nocifs pour l'environnement.

### **c) Ressources**

L'indicateur environnemental, Endpoint utilisation des ressources regroupe deux indicateurs intermédiaires : la consommation des ressources minérales et la consommation des ressources fossiles. La Figure 4. 10 présente les impacts dommages sur l'indicateur ressources des différents scénarios de gestion de fin de vie en fonction des centrales PV.

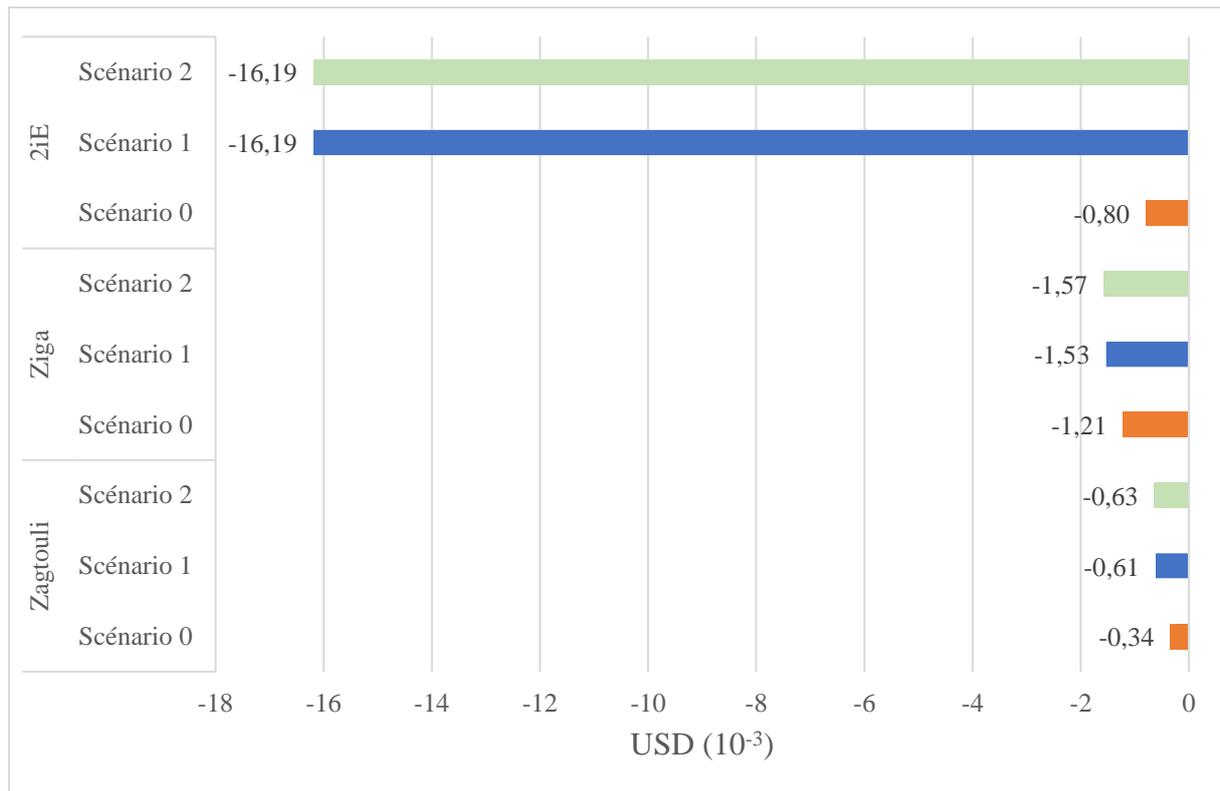


Figure 4. 10 Comparaison des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur ressources

Tous les scénarios étudiés dans le cadre de cette étude engendrent des gains environnementaux sur l'indicateur dommage consommation des ressources. Ces gains s'expliquent par le fait que chaque composante recyclée, aussi petite qu'elle soit, engendre un gain environnemental sur l'utilisation des ressources fossiles ou minérales. Dans le scénario de référence de la centrale de 2iE, bien que le recyclage informel soit une source de pollution pour la santé humaine et pour la qualité de l'écosystème, il constitue un gain environnemental pour l'indicateur dommage consommation des ressources. Ce recyclage, bien qu'informel, permet néanmoins une récupération du plomb secondaire et par conséquent réduit l'impact sur la consommation des ressources minérales, notamment le plomb, mais aussi les ressources fossiles servant à la production du plomb primaire.

Les scénarios 1 permettent des réductions sur la consommation des ressources de  $6,12 \cdot 10^{-4}$ ;  $1,53 \cdot 10^{-3}$ ;  $1,62 \cdot 10^{-2}$  USD/kWh pour les centrales de Zagtouli, Ziga et de 2iE respectivement. Ces valeurs sont 1,82; 1,26 et 20,29 fois moins grande que celles des scénarios de référence. Les avantages du recyclage sont d'éviter l'enfouissement de déchets qui présentent des risques environnementaux et de produire des matières premières qui permettront d'éviter la production de matières premières. Il permet donc l'utilisation des ressources en boucles fermées, ce qui permet de réduire l'épuisement des ressources et les

impacts environnementaux associés à leur exploitation. Des études menées dans la littérature sur le recyclage des batteries ont montré que les industries de production de plomb secondaire contribuent énormément à réduire l'effet de la pollution sur la santé humaine et à alléger les pressions liées à la pénurie des ressources (Chen et al., 2017; Tian et al., 2014). Cependant, il n'existe pas de différence significative entre les scénarios 1 et 2 pour toutes les centrales PV étudiées. La contribution du recyclage des transformateurs et onduleurs sont faibles comparés à celles d'autres composantes telles que la structure de montage et l'aluminium des cadres des modules.

#### 4.2.4.2 Comparaison des impacts environnementaux normalisés

La Figure 4. 11 présente les résultats des indicateurs environnementaux normalisés en fonction du scénario de gestion de fin de vie par centrale PV.

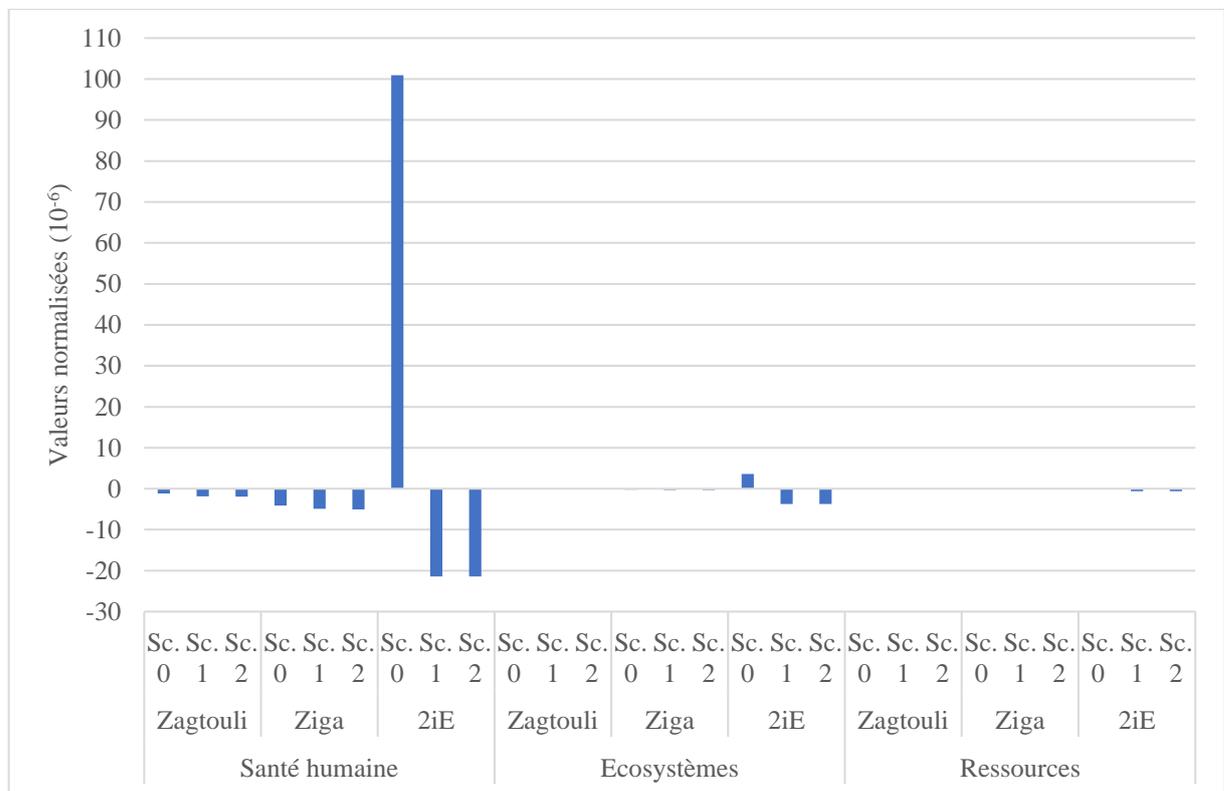


Figure 4. 11 Comparaison normalisée des impacts environnementaux des trois scénarios de gestion de fin de vie des déchets PV des trois centrales sur l'indicateur santé humaine

La normalisation montre que les catégories d'impact qui sont les plus touchées par ces scénarios de traitement des déchets sont (du plus touché au moins touché) la santé humaine, la qualité de l'écosystème et l'utilisation des ressources. La mise en place d'un système de gestion efficace des déchets PV réduirait de façon considérable leur impact sur la santé humaine et sur la qualité de l'écosystème.

#### 4.2.4.3 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité est une procédure permettant d'évaluer l'influence des hypothèses et des données sélectionnées sur les résultats d'une étude. Ici, l'analyse de sensibilité a été réalisée sur la distance des lieux de recyclages des composantes. Dans les hypothèses initiales, il avait été considéré que les mises en décharges et recyclage s'effectuaient localement à 100 km des lieux d'installation de chaque centrale. Un accent est mis donc sur l'analyse des incidences dues au transport. Le Tableau 4. 4 présente les résultats d'analyses de sensibilité lorsque la distance du lieu de recyclage passe de 100 à 1 000 km.

Tableau 4. 4 Analyse de sensibilité sur la distance du lieu de recyclage (100 à 1000 km)

Centrale PV	Scénario	Santé humaine	Écosystèmes	Ressources
	0	1,5%	2,1%	9,7%
Centrale de Zagtoui	1	2,2%	2,6%	11,9%
	2	2,2%	2,6%	12,0%
Centrale de Ziga	0	0,5%	0,8%	3,2%
	1	1,0%	1,4%	5,6%
	2	1,0%	1,4%	5,6%
Centrale 2iE	0	-0,9%	-2,1%	260,2%
	1	4,3%	2,2%	10,3%
	2	4,3%	2,2%	10,4%

	0-10% : Faible variation
	10-15% : Variation moyenne
	15% < : Forte variation

L'allongement de la distance du lieu de recyclage des différentes composantes de 100 à 1000 km entraîne globalement des faibles variations (<10%) sur les indicateurs santé humaine et qualité de l'écosystème, indépendamment du scénario de gestion de fin de vie et de la centrale PV. Des variations moyennes (10-15%) sont observées dans les scénarios 1 et 2 de la centrale de Zagtoui et de Ziga sur l'indicateur qualité de l'écosystème. Le diesel utilisé par les camions pour transporter les composantes de leur lieu d'installation vers les lieux de recyclages sont à l'origine de cette variation de consommation des ressources fossiles. Le scénario de référence de la centrale 2iE présente une certaine particularité sur l'indicateur consommation des ressources. En effet, l'allongement de la distance de 100 à 1 000 km

entraîne une augmentation de la consommation des ressources de 260%. Cette forte contribution est attribuée à la masse totale des batteries (10,8 tonnes) à transporter vers les centres de recyclages. En effet, l'impact du transport sur les indicateurs environnementaux est fonction de la distance, mais aussi de la masse de la composante à transporter. Pour minimiser les impacts environnementaux, des scénarios de fin de vie des composantes PV des centres de recyclages locaux doivent être développés, surtout pour ce qui concerne les batteries.

Comme dans la plupart des pays de l'Afrique sub-saharienne, le Burkina Faso ne dispose pas de normes spécifiques pour la collecte, la réutilisation et le recyclage des déchets solaires. Le recyclage effectué est essentiellement informel et engendre des pollutions sur la santé humaine et sur l'environnement. Les études menées sur l'impact des différents scénarios de gestion de fin de vie a permis de montrer que la mise en place d'un système de gestion des déchets PV permettrait en moyenne d'avoir un gain environnemental deux fois grand plus que celui des processus pratiqués actuellement. De plus, pour les systèmes avec stockage d'énergie, la mise en place d'un système de recyclage est primordiale, car les techniques actuelles de gestion de ces batteries constituent une source de pollution pour la santé humaine et pour la qualité de l'écosystème. Des stratégies de réduction des impacts environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie des centrales PV installées dans un pays en voie de développement, et plus particulièrement au Burkina Faso sont proposés dans la section suivante.

#### **4.3 Propositions de solutions de réduction des impacts environnementaux des centrales photovoltaïques**

Le concept de développement durable est devenu un élément majeur de discussion et des politiques publiques au cours des dernières décennies. Cette évolution est le reflet d'une prise de conscience et d'une inquiétude croissante face aux problèmes mondiaux, tels que le changement climatique et l'épuisement des ressources minérales et fossiles. Le développement durable se trouve ainsi intégré dans toutes les stratégies de développement et dans des projets structurants. Les objectifs de développement durable (ODD) au nombre de 17 visent à améliorer la société humaine, la durabilité écologique et la qualité de vie (UN, 2015). Le secteur énergétique est traité à l'objectif 7 et est intitulé « Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable ».

Les systèmes de production d'énergie par le système PV ont été longtemps considérés comme des sources d'énergie propres et durables. Bien que ces systèmes soient silencieux et peu polluants pendant la phase d'exploitation, les impacts environnementaux sur l'ensemble

de leur cycle de vie, de la phase de fabrication à la phase de fin de vie ne peuvent être ignorés (V. M. Fthenakis & Kim, 2011; Jungbluth et al., 2008; Wong et al., 2016). Il a été démontré dans le cadre de cette étude que les installations PV génèrent des pollutions au cours du processus de fabrication des composants et en fin de vie si une bonne politique de gestion des déchets PV n'était pas mise en place. De plus, elles ont un impact significatif sur l'utilisation des sols pendant la phase d'exploitation. La présente section vise à proposer des solutions destinées aux décideurs politiques, aux entreprises et aux particuliers qui souhaitent réduire les impacts environnementaux des systèmes de production d'électricité par les installations solaires PV.

Les résultats de l'ACV des centrales PV en fonction de leur taille et les impacts environnementaux de la gestion des déchets PV ont révélé que les impacts négatifs sur l'environnement des systèmes PV pouvaient être considérablement atténués grâce à un choix optimal de la technologie et du lieu de fabrication des modules PV, au choix du type de structures de montage, à une sélection minutieuse du site d'installation et au recyclage des composants en fin de vie.

#### **4.3.1 Le choix des composants PV**

Le choix des composants PV et leur lieu de fabrication peuvent avoir un impact environnemental significatif sur l'ensemble des impacts d'une installation PV. Ce choix peut influencer différentes étapes du cycle de vie : la production, le transport, l'utilisation et la fin de vie.

##### **4.3.1.1 Technologies des modules solaires**

La production des modules PV est le processus qui contribue le plus aux impacts environnementaux des centrales PV connectées au réseau. Ce processus de production varie d'une technologie de module à une autre et par conséquent les impacts environnementaux associés à cette production sont fonctions de la technologie du module utilisée. Pour des installations de même puissance, il a été démontré que les technologies des modules silicium cristallins ont plus d'impacts environnementaux que celles des couches minces. De plus, au sein des technologies silicium cristallin, la technologie monocristalline a plus d'impact que celle polycristalline en raison de son processus de fabrication plus énergivore. La faible différence de rendement en moyenne 3% entre la technologie monocristalline et la polycristalline explique également la différence entre les impacts. Dans le contexte africain, le module silicium polycristallin est la technologie qui minimise les impacts. Ce choix ne prend

en compte que le volet environnemental, or, il est connu que le choix de la technologie des modules est influencé par d'autres paramètres tels que le coût.

#### **4.3.1.2 Type de structure de montage**

Les structures de montage, deuxième contributeur des impacts environnementaux de la centrale de Zagtouli après les modules PV et principal contributeur de celle de Ziga, influence également le résultat des impacts environnementaux des installations PV. Le type de métal utilisé dans ces structures, les ressources nécessaires pour leur installation et leur recyclabilité en fin de vie sont les paramètres qui déterminent l'impact des structures de montage. Il a été démontré dans le cadre de cette étude que les structures en acier galvanisé avaient moins d'impact sur l'environnement que les structures en aluminium. Il serait donc plus judicieux dans le contexte du Burkina Faso, sur le plan environnemental, d'utiliser les structures de montage en acier galvanisé.

#### **4.3.1.3 Système de stockage**

Les impacts environnementaux des centrales avec stockage d'énergie dépendent directement du type de batterie utilisée et de leur durée de vie. L'étude environnementale menée a permis de démontrer que l'utilisation des batteries Li-ion en substitut aux batteries plomb-acide permet la réduction des impacts environnementaux de 10-96%. Bien que les batteries plomb-acide, soient les plus courantes sur le marché Africain, du fait de leur faible coût d'achat, leur substitution par les batteries lithium-ion permettrait des réductions très significatives des impacts environnementaux. À défaut, de l'utilisation des batteries Li-ion, les batteries plomb-acide usagées en fin de vie doivent être exportées vers un centre de recyclage agréé pour limiter les impacts engendrés par le recyclage informel. Cependant, le choix de la batterie dépendra des besoins spécifiques de l'installation PV, du budget et de la disponibilité des technologies sur le marché. Il est également important de tenir compte des facteurs tels que la durabilité, la durée de vie, l'efficacité et la facilité de recyclage pour minimiser l'impact environnemental global de votre système solaire. Pour tous ces paramètres, les batteries lithium-ion apparaissent comme la meilleure option.

#### **4.3.2 Phase de production des composantes**

Dans la littérature et dans le cadre de cette étude, il a été démontré que la source d'électricité utilisée pour la fabrication des composantes, et particulièrement la production des panneaux PV était la principale cause des impacts environnementaux. Le lieu de production des panneaux est donc l'un de levier de réduction des impacts environnementaux des installations PV. La production de modules PV devrait donc idéalement avoir lieu dans des

pays ayant un mix électrique à faible teneur en carbone, mais une attention particulière doit être accordée à la disponibilité des matériaux. Néanmoins, la distance entre le site de production et l'usine doit être réduite pour éviter le transfert de pollution dû au transport. Il convient toutefois de noter qu'en Europe, les préoccupations environnementales sont le facteur le plus déterminant des facteurs d'adoption des panneaux PV. En Afrique, le choix du lieu d'achat des modules PV peut être influencé par des facteurs économiques et sociaux. Des études supplémentaires sur les paramètres sociaux économiques liés au choix de la technologie de module PV et de leur lieu de production doivent être menées. En outre, l'utilisation d'énergies renouvelables comme principale source d'électricité dans tous les procédés de fabrication des panneaux pourrait réduire également les impacts environnementaux des installations PV.

### **4.3.3 Phase d'exploitation**

Durant la phase d'exploitation des trois centrales PV étudiées dans le cadre de cette étude, 95% des impacts environnementaux sont générés par l'occupation des terres. Les impacts des centrales installées au sol étaient environ 100 fois supérieures ceux de la centrale de 2iE située sur le toit du bâtiment.

Les centrales PV de Zagtoui et de Ziga de capacité cumulée d'environ 35 MW occupent une surface cumulée totale de 62 hectares de terre potentiellement agricoles, soit 1,77 ha/MW installé. Actuellement, au Burkina Faso, les capacités centrales PV installées au sol sont estimées à 150 MW soit une surface occupée de 265 hectares environ. Avec le développement croissant des projets solaires, ces surfaces vont augmenter d'ici à quelques années. Cette utilisation des terres arables à des fins énergétiques entraîne souvent une concurrence pour les terres, qui sont également nécessaires à la production de denrées alimentaires (Ketzer, 2020). La disponibilité des terres est donc l'un des principaux défis pour le développement de projets solaires de grande taille installés au sol. Plusieurs solutions existent pour remédier au problème d'occupation des sols par les centrales solaires PV, les principales sont : l'utilisation des terres dégradées et l'association des panneaux PV avec l'agriculture (Scognamiglio, 2016).

#### **4.3.3.1 Utilisation des terres dégradées**

Les terres dégradées et les sites inutilisés (anciennes décharges, sites industriels à reconverter, sites pollués, carrières abandonnées, sites miniers, etc.) sont propices à l'installation des centrales PV. Les avantages de l'utilisation de ces sites ont été longuement discutés dans la littérature. Simon & Mosey (2013) ont mené une étude de faisabilité d'installation d'une centrale PV dans un centre d'enfouissement et sur un site pollué aux

États-Unis. Il ressort de leur étude que l'installation de la centrale PV sur ces sites pouvait être un avantage sur le plan économique et environnemental. En effet, ces sites dégradés ou inutilisés offrent de grandes surfaces de terrain disponibles et sont généralement bien protégés, soit parce qu'ils sont partiellement enterrés, soit parce qu'ils sont entourés de bois ou de forêts. Ils sont donc mieux acceptés par le public, les riverains et les associations.

En France, afin d'accélérer le développement de l'énergie solaire, le régulateur français de l'énergie encourage la réhabilitation des terrains dits dégradés, en particulier les carrières dont la période de concession arrive à son terme ou qui ont été abandonnées. Ainsi, en 2018, dans la commune de Bousquet d'Orb, une ancienne mine de charbon de près de 50 hectares polluée, pas adaptée, à d'autres activités a été utilisée pour la construction d'une centrale de 12 MW offrant ainsi une seconde vie à ce site. De plus, en 2022, une centrale solaire PV de 59 MW, une des plus grandes centrales urbaines d'Europe, a été construite sur le site d'une ancienne décharge dans la ville de Bordeaux (Szabó et al., 2017). Ce site avait été désigné comme inadapté à la construction des bâtiments résidentiels ou commerciaux, ou à une utilisation agricole.

Le Burkina Faso est riche en ressources minérales et produit de l'or, du zinc, du cuivre, du manganèse, du phosphate et du calcaire. Il possède également des réserves de diamant, de bauxite, de nickel et de vanadium (Gueye, 2001). Avec environ 440 sites miniers sur l'ensemble du territoire, l'exploitation minière industrielle et artisanale constitue une source de revenus pour une grande partie de la population (Ouedraogo et al., 2022). Ces derniers sites après exploitation sont généralement des sites, abandonnés sans remise à l'état initial ou pollués. En effet, des études menées sur la pollution des sols dans les sites miniers au Burkina ont montré que ces sites étaient pollués à l'arsenic et au mercure utilisés pour séparer l'or du minerai (Compaore et al., 2019; Porgo & Gokyay, 2017). De plus, le pays dispose des nombreux sites d'enfouissement des déchets municipaux. Ces sites pollués et non utilisés peuvent être aménagés pour les installations PV et permettre ainsi la réduction de la pression sur les terres agricoles. À ce jour, aucun inventaire exhaustif des sites pouvant effectivement être convertis n'a été réalisé. Un tel inventaire serait pourtant un outil politique précieux pour fixer des objectifs nationaux volontaristes en matière de développement de l'énergie solaire.

#### **4.3.3.2 Association du système PV avec l'agriculture**

L'utilisation des terres potentiellement agricoles pour l'implantation des centrales solaires augmente la concurrence pour les ressources foncières, tout comme la production alimentaire et la production d'énergie. Cette concurrence pour l'accès aux terres agricoles est amplifiée

par le boom démographique. Elle peut être atténuée en utilisant le concept d'agrivoltaïque (Trommsdorff et al., 2021). Les systèmes d'énergie agrivoltaïque sont des solutions techniques qui combinent la production solaire d'électricité et la production de cultures agricoles sur la même surface. Ils permettent une optimisation optimale des terres agricoles et fournissent de nouvelles sources de revenus aux communautés rurales.

La combinaison de l'agriculture et de l'énergie PV sur la même surface gagne en attention et en soutien politique dans un nombre croissant de pays. Une étude réalisée par (Hernandez et al., 2014) a révélé que la production d'électricité aux États-Unis pourrait être assurée en utilisant environ 11% des terres cultivées américaines. D'autres études ont souligné l'augmentation des rendements de production de l'électricité et de culture lorsque le système PV est couplé à une production agricole (Amaducci et al., 2018). En effet, l'ombrage et la couverture physique fournis par les panneaux PV, modifient le microclimat et protègent les cultures et les sols, entraînant ainsi une augmentation du rendement et de la qualité des récoltes.

L'agrivoltaïque gagne rapidement en popularité dans de nombreux pays, mais reste embryonnaire dans les pays africains (Emmanuel Cheo et al., 2022). Des études expérimentales d'agrivoltaïque sont menées à travers le continent Africain pour aider les régions rurales à accroître leur productivité, en cultivant des aliments, en produisant de l'énergie solaire. Un projet de recherche en cours au Mali et en Gambie a pour objectif d'explorer les possibilités offertes par ce système, en mettant particulièrement l'accent sur l'intégration au sein des communautés locales et sur les approches de financement inclusif. Des installations agrivoltaïques, le premier du genre en Afrique de l'Est a été inauguré en 2021 au Kenya et est présenté à la Figure 4. 12 (Randle-Boggis et al., 2021).



*Figure 4. 12 Agrivoltaïque au Kenya (Chloride Exide Ltd)*

Au Burkina Faso, il n'existe pas à l'heure actuelle des systèmes agrivoltaïques. Des travaux sont donc nécessaires dans ce domaine afin de déterminer le potentiel agrivoltaïque du Burkina Faso. Ce concept peut être particulièrement intéressant pour le Burkina Faso, où le taux d'électrification rurale est encore faible et où la sécurité alimentaire doit être améliorée. De plus, il permettra de réduire les impacts environnementaux causés par l'occupation des sols.

#### **4.3.4 Phase de fin de vie**

En Afrique, bien que signataires de traités internationaux (Convention de Bâle) sur le transport et le traitement des déchets électroniques, seuls 13 pays (Égypte, Ghana, São Tomé et Príncipe, Kenya, Madagascar, Tanzanie, Nigeria, Rwanda, Afrique du Sud, Ouganda, Cameroun, Côte d'Ivoire et Zambie) disposent d'une législation ou d'une réglementation sur la gestion des déchets électroniques (Forti et al., 2020). Des pays comme le Ghana, le Nigeria et le Kenya ont progressé dans la mise en œuvre de ces législations (Magalini et al., 2021). Au Ghana, une loi sur le contrôle et la gestion des déchets électroniques a été adoptée en 2016. Au Kenya, la manipulation, le transport et l'élimination des déchets électroniques sont conditionnés à l'obtention d'une licence de l'autorité nationale de gestion. Le Sénégal se prépare actuellement à établir un cadre réglementaire. Parmi tous ces pays, aucun ne dispose d'une législation ou d'une infrastructure appropriée pour la gestion des déchets PV. Néanmoins, des projets de loi sur la gestion des déchets PV, bien qu'embryonnaires, sont en cours d'élaboration au niveau sous-régional, c'est le cas de projet intégration des déchets solaires dans le décret DEEE au Sénégal. L'absence de cadre législatif pour la gestion des

déchets PV a entraîné la prolifération de structures de recyclage informelles et non respectueuses de l'environnement (Kinally et al., 2022). Le Burkina Faso, comme la plupart des pays africains, n'est pas à l'abri de ce problème.

La gestion des déchets PV dans les pays en voie de développement, et au Burkina Faso en particulier, est un défi important en raison de l'augmentation rapide des installations solaires PV et du manque d'infrastructures appropriées pour leur élimination. Pour remédier aux problèmes environnementaux liés à la gestion de ces déchets, quelques stratégies peuvent être mises en place afin de réduire leur impact sur la santé humaine et sur l'environnement :

#### **4.3.4.1 Législation et réglementation**

La gestion des déchets PV n'étant actuellement pas incluse dans le cadre réglementaire national ou régional, les gouvernements doivent élaborer et mettre en place des lois et réglementations appropriées pour encadrer la collecte et l'élimination des déchets PV. Les sources de financement et l'organisation du secteur doivent également être bien définies. Cela peut inclure des normes de traitement et de recyclage, des exigences de collecte obligatoire, des mécanismes de responsabilité des producteurs des composantes PV et des sanctions pour les pratiques de gestion des déchets illégales ou non respectueuses de l'environnement. En France par exemple, l'arrêté du 26 juin 2001, impose aux fabricants des batteries d'assurer les activités de collecte et d'acheminement des batteries vers les centres de tri et vers les centres d'élimination.

#### **4.3.4.2 Sensibilisation et éducation**

Il est important d'investir dans le renforcement des capacités locales pour gérer les déchets PV. Cela peut inclure la formation du personnel chargé de la collecte et du traitement, ainsi que le développement d'infrastructures appropriées, telles que des centres de recyclage et des installations de traitement sécurisées. De même, les entreprises, les populations et tous les acteurs de la chaîne de valorisation des déchets PV doivent être sensibilisés sur les risques sur la santé humaine et sur l'environnement d'une mauvaise gestion de ces déchets et sur les retombées d'un recyclage approprié. Ainsi, un programme d'identification et de recensement de tous les acteurs actifs dans la gestion des déchets PV doivent être mis en place.

#### **4.3.4.3 Mise en place de systèmes de collecte**

Les pays en voie de développement doivent développer des systèmes de collecte des déchets PV à l'échelle nationale ou régionale. Plusieurs stratégies de collecte des déchets existent, chacune est adaptée à des besoins et situations particulières : la collecte en porte-à-

porte, point de collecte, collecte volontaire et les systèmes de consigne. Les points de collecte spécifiques sont préconisés aux autres stratégies de collectes en raison de la dangerosité potentielle des déchets PV, particulièrement les batteries. Cela peut être réalisé en établissant ces points de collecte spécifiques dans les villes ou quartiers, en encourageant les particuliers et les entreprises à rapporter leurs composants PV en fin de vie ou en organisant des campagnes de collectes périodiques. Il est impératif que les centres de collecte obtiennent les autorisations requises des instances compétentes avant de procéder à leurs activités. Ainsi, les autorités doivent s'assurer que le centre respecte les lois et réglementations locales concernant la collecte et le transport des déchets PV, mais aussi que les mesures de sécurité mise en place pour éviter tout risque de fuite ou de déversement des substances nocives dans l'environnement. La Figure 4. 13 présente un schéma de collecte des déchets PV.

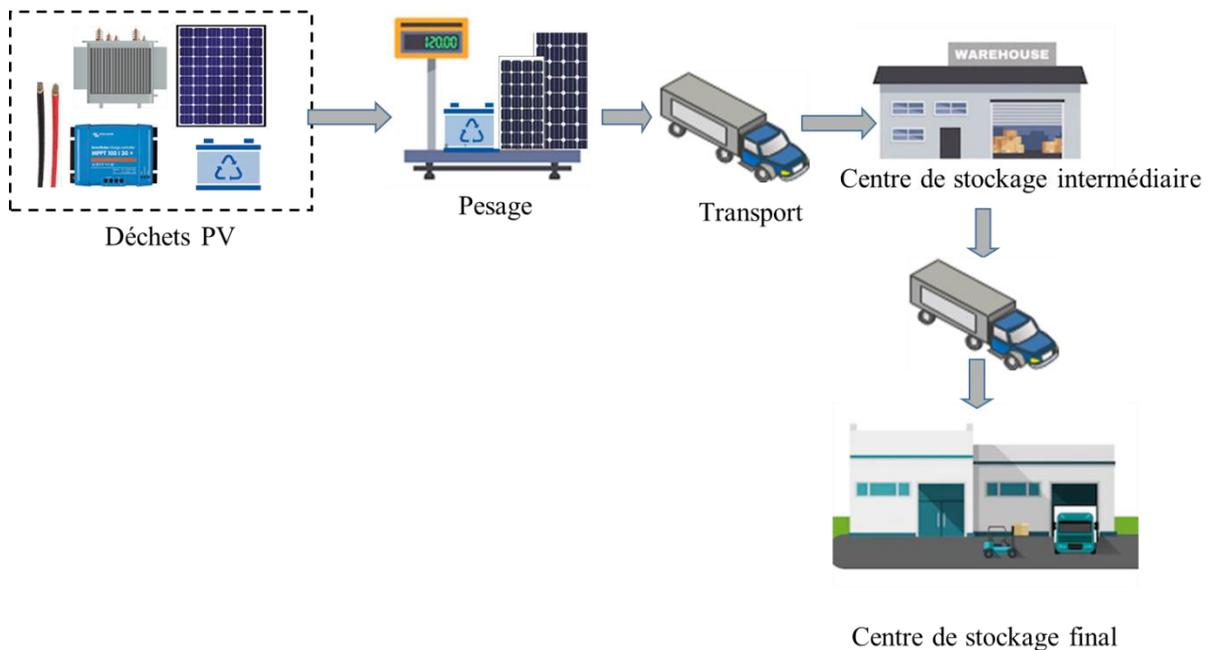


Figure 4. 13 Schéma de la stratégie de collecte des déchets PV proposée pour le Burkina Faso

#### 4.3.4.4 Promotion du recyclage et de la réutilisation

Le recyclage et la réutilisation des déchets PV sont des stratégies essentielles pour réduire leur impact environnemental. Les gouvernements peuvent encourager le développement de filières de recyclage en offrant des incitations aux entreprises de recyclage et en facilitant l'accès aux technologies de recyclage appropriées. La réutilisation des composants PV fonctionnelles peut également être promue par le biais de programmes de dons ou de vente à bas prix. Le recyclage des composants en fin de vie présente des avantages économiques et environnementaux, notamment en ce qui concerne la récupération des métaux de structures de montage, de l'aluminium des cadres des modules ou la récupération de silicium de grade

solaire en vue de leur réutilisation potentielle dans des nouveaux modules PV. D'après les résultats obtenus dans notre étude, le recyclage de la structure de montage implique une réduction globale d'environ 30-60% des impacts environnementaux.

Les déchets qui peuvent être entièrement ou partiellement recyclés localement doivent être acheminés dans des installations de recyclage agréées par l'État. Les déchets concernés sont les structures de montage et l'aluminium du cadre des modules.

Pour ce qui est des batteries, la fusion informelle du plomb doit être remplacée par des techniques de fusion modernes et respectueuses de l'environnement. La fusion industrielle du plomb peut être réalisée à l'aide de fours modernes : fours à réverbère, fours à arc électrique, fours rotatifs, hauts fourneaux, filtres céramiques et épurateurs. Un exemple de four et de four rotatif installés au Ghana est présenté à la Figure 4. 14. Les émissions de poussière contenant du plomb étant généralement la principale source de contamination pour les travailleurs et la population environnante, les fours industriels sont équipés d'un système de collecte des poussières et de filtration de l'air (filtres à manches, électrofiltres et cyclones). Ce système de contrôle de la pollution minimise les émissions de plomb, protégeant ainsi la santé des travailleurs et des résidents des communautés avoisinantes. La fusion industrielle du plomb permet d'atteindre une pureté de 97 à 99%, contrairement aux lingots issus de la fusion artisanale, qui contiennent encore des quantités considérables d'oxyde de plomb.



Figure 4. 14 Fours à plomb secondaire, le haut fourneau à gauche et le four rotatif à droite (Manhart & Schleicher, 2015)

Les déchets PV qui ne peuvent pas être recyclés localement (panneaux solaires, transformateurs, onduleurs et batteries Li-ion) sont collectés, stockés sur un site intermédiaire et exportés vers des centres de recyclage agréés à l'étranger. Ces opérations d'exportation nécessiteront un soutien financier pour être viables. L'identification de la méthode de

financement sera la clé du développement durable du secteur du recyclage. Des études menées au Sénégal par la GIZ ont estimé le coût du traitement des déchets solaires à 12 milliards en considérant le volume total de panneaux solaires à traiter d'ici 2050 (GIZ, 2021).

Une autre solution intermédiaire entre l'exportation et le recyclage serait d'effectuer un prétraitement local avant l'exportation. Cette méthode permettra de récupérer le cadre en aluminium et le verre des modules PV. Les matériaux récupérés pourraient être vendus localement. La partie non recyclable est alors renvoyée au centre d'exportation.

#### **4.3.4.5 Coopération internationale**

Les pays en voie de développement peuvent bénéficier de la coopération internationale dans la gestion des déchets PV. Des partenariats peuvent être établis avec des organisations internationales, des pays développés et des entreprises privées pour obtenir un soutien technique, financier et logistique dans la mise en œuvre de programmes de gestion de ces déchets.

En adoptant ces différentes stratégies, les pays en voie de développement peuvent améliorer leur gestion des déchets PV, réduire les impacts environnementaux et créer des opportunités économiques grâce au développement de filières de recyclage et de réutilisation. Cependant, des études de faisabilité économiques et sociales doivent être menées pour chaque stratégie.

#### **Conclusion partielle**

La problématique de la gestion des déchets PV en Afrique, notamment au Burkina Faso, mérite une attention particulière. L'absence de législation sur la gestion des déchets est à l'origine de la prolifération d'unités de recyclage informelles dans les grandes agglomérations. Plusieurs acteurs sont impliqués dans la chaîne de gestion des déchets PV : les réparateurs, les collecteurs, les recycleurs locaux et les exportateurs. Le recyclage des déchets PV par le secteur informel a des répercussions sur la santé humaine et l'environnement. Par exemple, l'acide sulfurique contaminé par le plomb des batteries est déversé dans l'eau et sur le sol. La fusion du plomb et l'incinération des câbles électriques à l'air libre génèrent des fumées toxiques pour la population environnante et les personnes directement impliquées dans l'activité sans équipement de protection individuelle. La mise en place de réglementations et l'organisation du secteur informel du recyclage sont nécessaires pour faire face aux flux de déchets PV qui seront générés dans quelques années. Une attention particulière doit être accordée au recyclage des batteries plomb-acide et à l'incinération des câbles pour la

récupération du cuivre. En attendant la mise en place d'une législation et de structures de gestion des déchets, plusieurs lignes directrices sont formulées : l'interdiction de déverser l'acide des batteries dans l'environnement, la sensibilisation des acteurs directement impliqués dans les activités de fusion, et l'incinération à l'air libre du plomb et des câbles électriques, respectivement. Il est également recommandé d'apporter un soutien financier aux structures de recyclage de ces déchets. Une étude de quantification des déchets PV au Burkina Faso dans les 30 prochaines années devrait être réalisée, et une étude d'impact environnemental à travers l'analyse du cycle de vie des activités informelles de recyclage devrait être menée pour compléter cette étude.

## **CONCLUSION GENERALE**

Cette thèse avait pour objectif général l'évaluation des impacts environnementaux des centrales PV dans le contexte des pays en voie de développement à travers un outil d'analyse du cycle de vie. De façon spécifique, il s'agissait tout d'abord d'évaluer et de comparer les profils environnementaux de différentes centrales PV entre elles d'une part et d'autre part avec celui du mix électrique du Burkina Faso. Dans un second temps, il fallait faire un état des lieux de la gestion actuelle des déchets PV, et enfin faire une étude comparative des différentes options de gestion des déchets PV et proposer des stratégies de réduction des impacts des centrales en se basant sur les résultats de l'ACV.

Les profils environnementaux des centrales PV de grande et moyenne tailles installées au Burkina Faso sont dominés par les processus de fabrication des modules PV (70-80%), les structures de montage (18-25%) et par les processus de fin de vie des composantes PV (30-45%). La centrale PV de petite taille quant à elle est dominée par le processus de fabrication des batteries plomb-acide (34-97%) mais aussi par sa gestion en fin de vie (01-26%). La production de l'électricité par les centrales PV de grande et moyenne tailles présentent des avantages environnementaux substantiels de 50-99%/kWh que la centrale de petite taille dans toutes les catégories d'indicateurs, excepté l'occupation des sols où elles causent environ 70 fois plus d'impact. L'utilisation des batteries plomb acide dans la centrale de petite taille est à l'origine de cette différence entre les centrales du point de vue des impacts environnementaux. Il ressort également de cette étude que toutes les centrales PV étudiées ont plus d'impacts sur l'environnement que le mix électrique du Burkina Faso. Cependant, pour les indicateurs changement climatique et la consommation des ressources ces centrales ont des impacts en moyenne 8 fois et 12 fois moins importants respectivement. L'analyse de sensibilité conduite a permis de montrer que des gains environnementaux de 41-64% étaient possibles si les modules PV étaient produits dans un pays ayant un mix électrique moins carboné. Dans le contexte actuel du Burkina Faso, il est plus intéressant du point de vue environnemental d'utiliser le mix énergétique actuel plutôt que des centrales PV.

Pour ce qui est de la gestion actuelle des déchets PV au Burkina Faso, l'enquête a montré que la gestion des déchets PV en Afrique, notamment au Burkina Faso, mérite une attention particulière. L'absence de législation sur la gestion des déchets est à l'origine de la prolifération d'unités de recyclage informelles dans les grandes agglomérations. Plusieurs acteurs sont impliqués dans la chaîne de gestion : les réparateurs, les collecteurs, les recycleurs locaux et les exportateurs. Durant ce processus de gestion, on assiste à des rejets de polluant tels que le plomb, les acides et à l'émission des fumées toxiques dans

l'environnement. La mise en place de réglementations et l'organisation du secteur informel du recyclage sont nécessaires pour faire face aux flux de déchets PV qui seront générés dans les prochaines décennies. Une attention particulière doit être accordée au recyclage des batteries plomb-acide et à l'incinération des câbles pour la récupération du cuivre. L'investissement dans des infrastructures de recyclage, la formation et la sensibilisation des parties et acteurs impliqués dans la gestion des déchets PV, et la responsabilité élargie des fabricants des composants PV sont des mesures recommandées pour réduire l'impact de la gestion actuelle des déchets PV.

En ce qui concerne l'évaluation des impacts environnementaux des différents scénarios de gestion de fin de vie des composants PV, il ressort de l'étude que des trois scénarios étudiés, le scénario de référence (la gestion actuelle) est le scénario qui a le plus d'impact sur tous les indicateurs environnementaux étudiés. Le scénario de recyclage partiel et le scénario de recyclage total réduiraient les impacts environnementaux d'environ 30 à 90% en fonction de l'indicateur environnemental considéré. Il n'y a pas de différence significative (<5%) entre le scénario de recyclage partiel et le scénario de recyclage total des composants PV. Les modules PV, les structures de montage et les batteries sont les composants dont le recyclage engendre le plus des gains environnementaux. Le choix de la technologie des modules PV et leur lieu de production, le choix du type de structure de montage, le type de stockage le cas échéant et la fin de vie sont les principaux paramètres à prendre en compte pour réduire les impacts des centrales PV sur l'environnement. L'étude a montré que l'utilisation des modules de technologies couches minces, avec une structure de montage en acier et un recyclage en fin de vie, minimiseraient les impacts de la centrale.

Les résultats d'évaluation des impacts environnementaux des centrales PV dans le contexte des pays en voie de développement à travers l'analyse du cycle de vie présentés dans cette thèse ont plusieurs utilités et avantages, tant du point de vue environnemental que du point de vue de la prise de décision stratégique. Ces résultats peuvent être utilisés pour garantir une transition énergétique durable et éclairée en Afrique, en alignant les choix énergétiques sur les objectifs environnementaux et socio-économiques spécifiques à la région. De plus, ils peuvent informer les décideurs, les gouvernements, les entreprises et d'autres parties prenantes sur les implications environnementales des choix énergétiques sur la planification de projets photovoltaïques.

Notre étude a abouti à des résultats importants qui peuvent contribuer de façon significative au développement des infrastructures dans des pays en voie de développement

comme le Burkina Faso. Toutefois, pour repousser les limites de nos travaux, des études supplémentaires portant notamment sur la prévision des déchets PV peuvent être entreprises.

- Une étude des impacts socio-économiques des centrales PV et des différentes options de gestion de fin de vie serait un complément à notre étude pour éclairer davantage les décideurs dans leurs choix en matière de politique énergétique.
- Une étude de quantification des déchets PV au Burkina Faso dans les 30 prochaines années pourrait aider à prédire les niveaux de pollution environnement en vue d'une meilleure orientation stratégique de la politique énergétique.
- L'ACV des activités informelles de recyclage pourrait aider à prévenir les risques sanitaires encourus par les acteurs et les impacts environnementaux sur les habitats et les zones agricoles à proximité des sites de traitements des déchets PV.

## **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- Adenle, A. A. (2020). Assessment of solar energy technologies in Africa-opportunities and challenges in meeting the 2030 agenda and sustainable development goals. *Energy Policy*, 137(October 2018), 111180.
- Africa: main sources of electricity generation* / Statista. (n.d.). Retrieved November 8, 2023, from <https://www.statista.com/statistics/1275969/main-sources-of-electricity-generation-in-africa/>
- Ahmad, N., Ifthitah, N., Hana, M. M., Adib, M., Asri, M., Teridi, M., Sepeai, S., Zaharim, A., & Sopian, K. (2018). *Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies : A review*. 96(April), 11–28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.048>
- Akinyele, D. O., Rayudu, R. K., & Nair, N. K. C. (2017). Life cycle impact assessment of photovoltaic power generation from crystalline silicon-based solar modules in Nigeria. *Renewable Energy*, 101, 537–549. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.017>
- ALCOA. (2012). *Comparative Life Cycle Assessment of Aluminum and Steel Truck Wheels* (Vol. 5, Issue 3).
- Alexandre, C., Gérard, A., Goedkoop, M., Ponsioen, T. C., Alexandre, C., Gérard, A., Goedkoop, M., Ponsioen, T. C., & Impact, I. D. (2020). *INDICATEURS D ' IMPACT ENVIRONNEMENTAUX EN ACV : ETAT DE L ' ART , RETOUR D ' EXPERIENCES ET RECOMMANDATIONS*.
- Allouhi, A., Rehman, S., Buker, M. S., & Said, Z. (2023). Recent technical approaches for improving energy efficiency and sustainability of PV and PV-T systems: A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 56, 103026. <https://doi.org/10.1016/J.SETA.2023.103026>
- Alsema, E. A., & de Wild-Scholten, M. J. (2006). Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production. *Proceedings of the 13th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering, LCE 2006, November*, 103–108. <https://doi.org/10.1557/proc-0895-g03-05>
- Alsema, E. A., & De Wild-Scholten, M. J. (2006). Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production. *Materials Research Society Symposium Proceedings*, 895, 73–81.

- Amaducci, S., Yin, X., & Colauzzi, M. (2018). Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production. *Applied Energy*, 220(January 2018), 545–561. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.081>
- Antonanzas-Torres, F., Antonanzas, J., & Blanco-Fernandez, J. (2021a). Environmental impact of solar home systems in sub-saharan Africa. *Sustainability (Switzerland)*, 13(17), 1–18. <https://doi.org/10.3390/su13179708>
- Antonanzas-Torres, F., Antonanzas, J., & Blanco-Fernandez, J. (2021b). Environmental impact of solar home systems in sub-saharan Africa. *Sustainability (Switzerland)*, 13(17), 1–19. <https://doi.org/10.3390/su13179708>
- Antonanzas-Torres, F., Antonanzas, J., & Blanco-Fernandez, J. (2021c). Environmental Impact of Solar Home Systems in Sub-Saharan Africa. *Sustainability (Switzerland)*, 13(17), 1–19. <https://doi.org/10.3390/su13179708>
- Atwoli, L., Erhabor, G. E., Gbakima, A. A., Haileamlak, A., Ntumba, J. M. K., Kigera, J., Laybourn-Langton, L., Mash, R., Muhia, J., Mulaudzi, F. M., Ofori-Adjei, D., Okonofua, F., Rashidian, A., El-Adawy, M., Sidibé, S., Snouber, A., Tumwine, J., Yassien, M. S., Yonga, P., ... Zielinski, C. (2022). COP27 Climate Change Conference: urgent action needed for Africa and the world. *The Lancet Oncology*, 23(12), 1486–1488. [https://doi.org/10.1016/S1470-2045\(22\)00645-3](https://doi.org/10.1016/S1470-2045(22)00645-3)
- Avila, N., Carvallo, J. P., Shaw, B., & Kammen, D. M. (2017). Le défi énergétique en Afrique subsaharienne : Guide pour les défenseurs et les décideurs Première partie : Produire l' énergie pour un équitable. In *Oxfam Research Backgrounder*.
- Baines, T., Shalvey, T. P., & Major, J. D. (2018). CdTe Solar Cells. In *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-811479-7.00010-5>
- Bakhiyi, B., Labrèche, F., & Zayed, J. (2014). The photovoltaic industry on the path to a sustainable future - Environmental and occupational health issues. *Environment International*, 73, 224–234. <https://doi.org/10.1016/j.envint.2014.07.023>
- Banque Mondiale. (2014). *Situation économique du Sénégal. Apprendre du passé pour un avenir meilleur*.
- Baye, R. S., Ahenkan, A., & Darkwah, S. (2021). Renewable energy output in sub Saharan

- Africa. *Renewable Energy*, 174, 705–714. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.144>
- Bekkelund, K. (2013a). *A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems* (Issue August) [Norwegian University of Science and Technology]. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/235329>
- Bekkelund, K. (2013b). *A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems* [Norwegian University of Science and Technology]. In *Norwegian University of Science and Technology* (Issue August). <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/235329>
- Beloin-Saint-Pierre, D., Albers, A., Hélias, A., Tiruta-Barna, L., Fantke, P., Levasseur, A., Benetto, E., Benoist, A., & Collet, P. (2020). Addressing temporal considerations in life cycle assessment. *Science of the Total Environment*, 743, 140700. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.140700>
- BENCHERIF, M. (2013). *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*.
- Beylot, A., Payet, J. Ô., Puech, C., Adra, N., Jacquin, P., Blanc, I., & Beloin-Saint-Pierre, D. (2014). Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations. *Renewable Energy*, 61, 2–6. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.051>
- Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- Blimpo, M. P., Postepska, A., & Xu, Y. (2020). Why is household electricity uptake low in Sub-Saharan Africa? *World Development*, 133, 1–41. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2020.105002>
- Byaro, M., & Mmbaga, N. F. (2022). What’s new in the drivers of electricity access in sub-Saharan Africa? *Scientific African*, 18, e01414. <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2022.e01414>
- Catherino, H. A., Feres, F. F., & Trinidad, F. (2004). Sulfation in lead-acid batteries. *Journal of Power Sources*, 129(1 SPEC. ISS.), 113–120. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.11.003>

- CETE Méditerranée. (2010). *Étude du potentiel de production d'électricité d'origine solaire en Hérault*.
- Chang, L., Baloch, Z. A., Saydaliev, H. B., Hyder, M., & Dilanchiev, A. (2022). Testing oil price volatility during Covid-19: Global economic impact. *Resources Policy*, 78(May), 102891. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102891>
- Chen, S., Lian, Z., Li, S., Kim, J., Li, Y., Cao, L., & Liu, Z. (2017). The environmental burdens of lead-acid batteries in China: Insights from an integrated material flow analysis and life cycle assessment of lead. *Energies*, 10(12), 1–15. <https://doi.org/10.3390/en10121969>
- Cole, M. A., Elliott, R. J. R., Occhiali, G., & Strobl, E. (2018). Power outages and firm performance in Sub-Saharan Africa. *Journal of Development Economics*, 134, 150–159. <https://doi.org/10.1016/j.jdeveco.2018.05.003>
- Colett, J. S., Kelly, J. C., & Keoleian, G. A. (2016). Using Nested Average Electricity Allocation Protocols to Characterize Electrical Grids in Life Cycle Assessment. *Journal of Industrial Ecology*, 20(1), 29–41. <https://doi.org/10.1111/jiec.12268>
- Compaore, W. F., Dumoulin, A., & Rousseau, D. P. L. (2019). Gold Mine Impact on Soil Quality, Youga, Southern Burkina Faso, West Africa. *Water, Air, and Soil Pollution*, 230(8). <https://doi.org/10.1007/s11270-019-4257-z>
- Corona, B., Escudero, L., Quéméré, G., Luque-heredia, I., & Miguel, G. S. (2016). *Energy and environmental life cycle assessment of a high concentration photovoltaic power plant in Morocco*. 2035(Eia 2014). <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1157-y>
- Cui, Y., Yao, H., Hong, L., Zhang, T., Tang, Y., Lin, B., Xian, K., Gao, B., An, C., Bi, P., Ma, W., & Hou, J. (2021). Organic photovoltaic cell with 17% efficiency and superior processability. *National Science Review*, 7(7), 1239–1246. <https://doi.org/10.1093/NSR/NWZ200>
- Daljit Singh, J. K., Molinari, G., Bui, J., Soltani, B., Rajarathnam, G. P., & Abbas, A. (2021). Life cycle analysis of disposed and recycled end-of-life photovoltaic panels in australia. *Sustainability (Switzerland)*, 13(19), 1–16. <https://doi.org/10.3390/su131911025>
- Davidson, A. J., Binks, S. P., & Gediga, J. (2016). Lead industry life cycle studies: environmental impact and life cycle assessment of lead battery and architectural sheet

- production. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 21(11), 1624–1636. <https://doi.org/10.1007/s11367-015-1021-5>
- Deriche, M. A., Hafaifa, A., Tahri, A., Mohammedi, K., & Tahri, F. (2020). Energy and environmental performance analysis of grid-connected photovoltaic systems under similar outdoor conditions in the Saharan environment. *Diagnostyka*, 21(2), 13–23.
- Desideri, U., Proietti, S., Zepparelli, F., Sdringola, P., & Bini, S. (2012). Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems. *Applied Energy*, 97, 930–943. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.055>
- Diouf, B., & Avis, C. (2019). The potential of Li-ion batteries in ECOWAS solar home systems. *Journal of Energy Storage*, 22(February), 295–301. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.02.021>
- Drouiche, N., Cuellar, P., Kerkar, F., Medjahed, S., Boutouchent-Guerfi, N., & Ould Hamou, M. (2014). Recovery of solar grade silicon from kerf loss slurry waste. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 32, Issue May 2018). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.059>
- Dufo-López, R., Cortés-Arcos, T., Artal-Sevil, J. S., & Bernal-Agustín, J. L. (2021). Comparison of lead-acid and li-ion batteries lifetime prediction models in stand-alone photovoltaic systems. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(3), 1–16. <https://doi.org/10.3390/app11031099>
- El Hammoumi, A., Chtita, S., Motahhir, S., & El Ghzizal, A. (2022). Solar PV energy: From material to use, and the most commonly used techniques to maximize the power output of PV systems: A focus on solar trackers and floating solar panels. *Energy Reports*, 8, 11992–12010. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.054>
- Ellingsen, L. A., Majeau-bettez, G., Singh, B., Srivastava, A. K., Valøen, L. O., & Strømman, A. H. (2013). *Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack*. 18(1), 113–124. <https://doi.org/10.1111/jiec.12072>
- Emmanuel Cheo, A., Adelhardt, N., & Krieger, T. (2022). *Agrivoltaics across the Water-Energy-Food-Nexus in Africa: Opportunities and Challenges for Rural Communities in Mali*. April. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1503422/v1>

- Equipment, E. (2015). *ENFORCEMENT DECREE OF THE ACT ON RESOURCE CIRCULATION OF ELECTRICAL AND*. 9(24155).
- Espinosa, K. (2013). *La fabrication d'une cellule photovoltaïque*. Site de Soloréa. <https://blog.soloréa.com/fabrication-cellule-photovoltaïque>
- European Parliament and Council. (2012). Directive 2011/7/EU of the European Parliament and of the Council. *Fundamental Texts On European Private Law, June*, 38–71. <https://doi.org/10.5040/9781782258674.0030>
- Faria, R., Marques, P., Moura, P., Freire, F., Delgado, J., & De Almeida, A. T. (2013). Impact of the electricity mix and use profile in the life-cycle assessment of electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 271–287. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.063>
- Feldman, D., Hoskins, J., Margolis, R., & Horowitz, K. (2018). *PV Market Update*.
- Finnveden, G., Hauschild, M. Z., Ekvall, T., Guinée, J., Heijungs, R., Hellweg, S., Koehler, A., Pennington, D., & Suh, S. (2009). Recent developments in Life Cycle Assessment. In *Journal of Environmental Management* (Vol. 91, Issue 1, pp. 1–21). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2009.06.018>
- Fisher, K., Wallen, E., Laenen, P., & Collins, M. (2006). *Battery Waste Management Life Cycle Assessment* (Issue October).
- Forti, V., Baldé, C. P., Kuehr, R., & Bel, G. (2020). The Global E-waste Monitor 2020. In *Quantities, flows, and the circular economy potential*. <http://ewastemonitor.info/>
- Frischknecht, R., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., & de Wild-Scholten, M. (2020). *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity 4th Edition*.
- Frischknecht, R., Stolz, P., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., & Wild-Scholten, M. de. (2020). *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity*. [http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/rep12\\_11.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/rep12_11.pdf)
- Frischknecht, R., Stolz, P., Krebs, L., de Wild-Scholten, M., Sinha, P., Fthenakis, V., Kim, C., Raugei, M., & Stucki, M. (2020). *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems 2020* (Issue June).

- Fthenakis, V. (2012). Sustainability metrics for extending thin-film photovoltaics to terawatt levels. *MRS Bulletin*, 37(4), 425–430. <https://doi.org/10.1557/mrs.2012.50>
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2011). Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Solar Energy*, 85(8), 1609–1628. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.057>
- Gao, T., Hu, L., & Wei, M. (2021). Life Cycle Assessment (LCA)-based study of the lead-acid battery industry. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 651(4), 042017. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/651/4/042017>
- Gazbour, N. (2019). *Intégration systémique de l' éco-conception dès la phase de R & D des technologies photovoltaïques* To cite this version : HAL Id : tel-02373608 *Intégration systémique de l' éco -conception dès la phase de R & D des technologies photovoltaïques*.
- Gerbinet, S. (2011). *Évaluation environnementale de systèmes de production d' électricité renouvelable*. Université de Liège.
- Gerbinet, S., Belboom, S., & Léonard, A. (2014). Life Cycle Analysis ( LCA ) of photovoltaic panels : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 747–753. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.043>
- Gharib, C., Mefteh-Wali, S., Serret, V., & Ben Jabeur, S. (2021). Impact of COVID-19 pandemic on crude oil prices: Evidence from Econophysics approach. *Resources Policy*, 74(February), 102392. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2021.102392>
- Godfrey, M. M. (2012). *Water Security and Management in Burkina Faso : How Socio-Political and Cultural Complexities Affect Development*.
- Goetzberger, A., Hebling, C., & Schock, H. W. (2003). Photovoltaic materials, history, status and outlook. *Materials Science and Engineering R: Reports*, 40(1), 1–46. [https://doi.org/10.1016/S0927-796X\(02\)00092-X](https://doi.org/10.1016/S0927-796X(02)00092-X)
- Gueye, D. (2001). Etude sur les mines artisanales et les exploitations minières à petite échelle au Burkina Faso. In *MMSD Briefing* (Issue 2188452).

- Haefliger, P., Mathieu-Nolf, M., Locicero, S., Ndiaye, C., Coly, M., Diouf, A., Faye, A. L., Sow, A., Tempowski, J., Pronczuk, J., Filipe, A. P., Bertollini, R., & Neira, M. (2009). Mass lead intoxication from informal used lead-acid battery recycling in Dakar, Senegal. *Environmental Health Perspectives*, *117*(10), 1535–1540. <https://doi.org/10.1289/ehp.0900696>
- Hallam, B., Kim, M., Zhang, Y., Wang, L., Lennon, A., Verlinden, P., Altermatt, P. P., & Dias, P. R. (2022). The silver learning curve for photovoltaics and projected silver demand for net-zero emissions by 2050. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *October 2022*, 598–606. <https://doi.org/10.1002/pip.3661>
- Hernandez, R. R., Easter, S. B., Murphy-mariscal, M. L., Maestre, F. T., Tavassoli, M., Allen, E. B., Barrows, C. W., Belnap, J., Ochoa-hueso, R., Ravi, S., & Allen, M. F. (2014). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *29*, 766–779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>
- Hou, G., Sun, H., Jiang, Z., Pan, Z., Wang, Y., Zhang, X., Zhao, Y., & Yao, Q. (2016). Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China. *Applied Energy*, *164*, 882–890. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.023>
- Huang, B., Zhao, J., Chai, J., Xue, B., Zhao, F., & Wang, X. (2017). Environmental influence assessment of China's multi-crystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules considering recycling process. *Solar Energy*, *143*, 132–141. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.038>
- Huijbregts, M. A. J., Steinmann, Z. J. N., Elshout, P. M. F., Stam, G., & Zelm, R. Van. (2016). ReCiPe2016 : a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1246-y>
- Huijbregts, M., Steinmann, Z. J. N., Elshout, P. M. F. M., Stam, G., Verones, F., Vieira, M. D. M., Zijp, M., & van Zelm, R. (2016). ReCiPe 2016 - A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. Report I: Characterization. In *National Institute for Public Health and the Environment*. <https://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/2016-0104.pdf>
- Hunt, L. (1976). Total energy use in the production of silicon solar cells from raw materials to

- finished product. *12th IEEE PV Specialists Conference*, 347–52.
- IEA. (2018). Snapshot of Global Photovoltaic Markets - 2018. *Report IEA PVPS T1-33:2018*, 1–16.
- IEA. (2019). Africa Energy Outlook 2019 Africa Energy Outlook 2019. In *Iea* (Issue November). [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- IEA. (2022a). Norway 2022 Energy Policy Review. *International Energy Agency*, 1–177. [https://www.oecd-ilibrary.org/energy/poland-2022-energy-policy-review\\_2075436d-en](https://www.oecd-ilibrary.org/energy/poland-2022-energy-policy-review_2075436d-en)
- IEA. (2022b). Africa Energy Outlook 2022. In *Africa Energy Outlook 2022*. OECD. <https://doi.org/10.1787/2abd9ce2-en>
- IEA, IRENA, UNSD, Bank, W., & WHO. (2022). Tracking SDG 7: The Energy Progress Report. In *IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO*. [https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2021\\_tracking\\_sdg7\\_chapter\\_6\\_outlook\\_for\\_sdg7.pdf](https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2021_tracking_sdg7_chapter_6_outlook_for_sdg7.pdf)
- IEA PVPS EoL Task 12. (2022). *Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task12 Countries 2022 PVPS Task 12 PV Sustainability*. [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org).
- Institut Montaigne. (2019). *Energie solaire en Afrique: un avenir rayonnant?* <https://www.institutmontaigne.org/ressources/pdfs/publications/energie-solaire-en-afrique-un-avenir-rayonnant-note.pdf>
- IRENA. (2019). *FUTURE OF Deployment , investment , technology , grid integration and socio-economic aspects*.
- IRENA. (2021). *Utility-scale solar and wind areas: Burkina Faso*. [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- IRENA and AfDB. (2022). Renewable Energy Market Analysis : Africa and Its Regions, International Renewable Energy Agency and African Development Bank, Abu Dhabi and Abidjan. In *Energy Market*.
- ISO. (2004). Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework (ISO 14040:2006). *British Standard*, 3(1), 32. <https://www.iso.org/standard/23151.html>
- ISO. (2006). *Analyse du cycle de vie: Exigences et lignes directrices*.

- ISO. (2007). Analyse du cycle de vie: Principes et cadre. In *Ntc-Iso 14044* (Vol. 3, Issue 571). <http://tienda.icontec.org/brief/NTC-ISO14044.pdf>
- Ito, M., Kato, K., Komoto, K., Kichimi, T., & Kurokawa, K. (2005). Comparative Study of m-Si, a-Si and CdTe System of Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems in Desert. *Proceedings of 20th EU-PVSEC, January*, 2178–2181. [http://www.kurochans.net/english/papers/eupvsec20\\_ito.pdf](http://www.kurochans.net/english/papers/eupvsec20_ito.pdf)
- Ito, M., Komoto, K., & Kurokawa, K. (2009). A comparative LCA study on potential of very-large scale PV systems in Gobi desert. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 000729–000732. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411180>
- Ito, M., Lespinats, S., Merten, J., Malbranche, P., & Kurokawa, K. (2016). Life cycle assessment and cost analysis of very large- scale PV systems and suitable locations in the world. *Progress in Photovoltaics: Research And Applications, July 2015*, 159–174. <https://doi.org/10.1002/pip>
- ITRPV. (2020). International technology roadmap for photovoltaic. *Itrpv, 11th Editi*(April), 76. <https://itrvp.vdma.org/en/ueber-uns>
- Jamratnaw, W. (2017). Desulfation of lead-acid battery by high frequency pulse. *ECTI-CON 2017 - 2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, August*, 676–679. <https://doi.org/10.1109/ECTICon.2017.8096328>
- Jasper, F. B., Späthe, J., Baumann, M., Peters, J. F., Ruhland, J., & Weil, M. (2022). Life cycle assessment (LCA) of a battery home storage system based on primary data. *Journal of Cleaner Production*, 366(June). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132899>
- Jay, F. (2016). *Nouveaux substrats de silicium cristallin destinés aux cellules photovoltaïque à haut rendement : cas du silicium mono-like et du dopage aux donneurs thermiques liés à l'oxygène pour les cellules à hétérojonction de silicium*. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01315189>
- Juillet, B. G. (2009). *Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental*. 1–35.
- Jungbluth, N., Bauer, C., Dones, R., & Frischknecht, R. (2005). Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 10(1), 24–34.

<https://doi.org/10.1065/lca2004.11.181.3>

- Jungbluth, N., Dones, R., & Frischknecht, R. (2008). Life cycle assessment of photovoltaics: Update of the ecoinvent database. *Materials Research Society Symposium Proceedings, 1041*(May), 33–42. <https://doi.org/10.1557/proc-1041-r01-03>
- Jungbluth, N., & Flury, K. (2012). *Life Cycle Inventories of Photovoltaics* (Issue April).
- Jungbluth, N., Stucki, M., Flury, K., Frischknecht, R., & Büsser, S. (2012). *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*.
- Kamal, M., Rabaia, H., Ali, M., Taha, E., Elsaid, K., Chae, K., Wilberforce, T., & Olabi, A. G. (2021). Environmental impacts of solar energy systems : A review. *Science of the Total Environment, 754*, 141989. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.141989>
- Kang, H. (2021). Crystalline Silicon vs. Amorphous Silicon: The Significance of Structural Differences in Photovoltaic Applications. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 726*(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/726/1/012001>
- Kannan, R., Leong, K. C., Osman, R., Ho, H. K., & Tso, C. P. (2006). Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV system in Singapore. *Solar Energy, 80*(5), 555–563. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.008>
- Kato, K., Murata, A., & Sakuta, K. (1997). An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon. *Solar Energy Materials and Solar Cells, 47*(1–4), 95–100. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(97\)00029-9](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(97)00029-9)
- Ketzer, D. (2020). Land Use Conflicts between Agriculture and Energy Production. In *Dissertations in Physical Geography No* (Vol. 4, Issue 4). Stockholm University.
- Kim, H., & Park, H. (2018). PV Waste Management at the Crossroads of Circular Economy and Energy Transition : The Case of South Korea. *MDPI*. <https://doi.org/10.3390/su10103565>
- Kinally, C., Antonanzas-Torres, F., Podd, F., & Gallego-Schmid, A. (2022). Off-grid solar waste in sub-Saharan Africa: Market dynamics, barriers to sustainability, and circular economy solutions. *Energy for Sustainable Development, 70*, 415–429. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.08.014>

- Komoto, K., & Lee, J. S. (2018). End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies. In *IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T12* (Vol. 10, Issue April).
- Lambrechts, D. (2016). Environmental Crime in Sub-Saharan Africa – A Review and Future Challenges. In *Politikon* (Vol. 43, Issue 2, pp. 155–158). Taylor & Francis. <https://doi.org/10.1080/02589346.2016.1213692>
- Latunussa, C., Ardente, F., Blengini, G. A., & Mancini, L. (2016). Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 156, 101–111. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.03.020>
- Latunussa, C. E. L., Mancini, L., Blengini, G. A., Pennington, D., & Ardente, F. (2016). *Analysis of Material Recovery from Silicon Photovoltaic Panels*. <https://doi.org/10.2788/786252>
- Leccisi, E., Raugei, M., & Fthenakis, V. (2016). The energy and environmental performance of ground-mounted photovoltaic systems - A timely update. *Energies (MDPI)*, 9(8). <https://doi.org/10.3390/en9080622>
- Lee, J. W., Choi, H., Hwang, U. K., Kang, J. C., Kang, Y. J., Kim, K. Il, & Kim, J. H. (2019). Toxic effects of lead exposure on bioaccumulation, oxidative stress, neurotoxicity, and immune responses in fish: A review. *Environmental Toxicology and Pharmacology*, 68, 101–108. <https://doi.org/10.1016/J.ETAP.2019.03.010>
- Lei, K., Giubilato, E., Critto, A., Pan, H., & Lin, C. (2016). Contamination and human health risk of lead in soils around lead/zinc smelting areas in China. *Environmental Science and Pollution Research*, 23(13), 13128–13136. <https://doi.org/10.1007/s11356-016-6473-z>
- Lunardi, M. M., Alvarez-Gaitan, J. P., Bilbao, J. I., & Corkish, R. (2018). Comparative life cycle assessment of end-of-life silicon solar photovoltaic modules. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(8), 3–4. <https://doi.org/10.3390/app8081396>
- Luo, W., Khoo, Y. S., Kumar, A., Low, J. S. C., Li, Y., Tan, Y. S., Wang, Y., Aberle, A. G., & Ramakrishna, S. (2018). A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 174(January 2017), 157–162. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>

- Luque, A., & Hegedus, S. (2011). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1002/9780470974704>
- M. Rezkallah, A. Hamadi, A. Chandra, and B. S. (2017). Un système photovoltaïque autonome ne produisant pas d'excès de puissance! *Actualité Scientifique et Innovation de l'éts*. <https://substance.etsmtl.ca/systeme-photovoltaique-autonome-pas-exces-de-puissance>
- Magalini, S.-F., Clarke, A., Malo, R. S. C. T. H. – I., Bassey, D., & Atseye, J. (2021). *E-Waste Guide for Solar in Nigeria E-Waste Guide for Stand-Alone Solar in Nigeria*. <http://ewastemonitor.info/>
- Manhart, A., Osibanjo, P. D. O., Aderinto, D. A., & Prakash, S. (2011). Informal e-waste management in Lagos, Nigeria—socio-economic impacts and feasibility of inter-national recycling co-operations. *Final Report of ...*, 125. <http://social-lca.com/oekodoc/1371/2011-008-en.pdf>
- Manhart, A., & Schleicher, T. (2015). *The recycling chain for used lead- acid batteries in Ghana*. May.
- Martello, E. D. (2012). *Impurity distribution and reduction behaviour of quartz in the production of high purity silicon*.
- Martinopoulos, G. (2020). Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis. *Applied Energy*, 257(October 2019), 114035. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114035>
- Mason, J. E., Fthenakis, V. M., Hansen, T., & Kim, H. C. (2005). Energy Pay-Back and Life Cycle CO2 Emissions of the BOS in an Optimized 3.5 MW PV Installation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Mesquita, D. D. B., Lucas De Silva, J., Moreira, H. S., Kitayama, M., & Villalva, M. G. (2019). A review and analysis of technologies applied in PV modules. *2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019*. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895369>
- Milousi, M., Souliotis, M., Arampatzis, G., & Papaefthimiou, S. (2019). Evaluating the environmental performance of solar energy systems through a combined life cycle

- assessment and cost analysis. *Sustainability (Switzerland)*, *11*(9).  
<https://doi.org/10.3390/su11092539>
- Mizutani, O., Letzring, B., & State, N. D. (2019). *WORSENING WATER CRISIS IN BURKINA FASO* (Issue 1).
- Moheimani, N. R., & Parlevliet, D. (2013). Sustainable solar energy conversion to chemical and electrical energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *27*, 494–504.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.006>
- Mohr, M., Peters, J. F., Baumann, M., & Weil, M. (2020). Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes. *Journal of Industrial Ecology*, *24*(6), 1310–1322. <https://doi.org/10.1111/jiec.13021>
- MOUHADJER, S. (2007). *Contribution à l'optimisation du rendement des générateurs photovoltaïques et éoliens par l'intégration des systèmes électroniques d'adaptation à commande MPPT*. 191.
- Müller, A., Friedrich, L., Reichel, C., Herceg, S., Mittag, M., & Neuhaus, D. H. (2021). A comparative life cycle assessment of silicon PV modules : Impact of module design , manufacturing location and inventory. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *230*(April), 111277. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>
- Muteri, V., Cellura, M., Curto, D., Franzitta, V., Longo, S., Mistretta, M., & Parisi, M. L. (2020). Review on life cycle assessment of solar photovoltaic panels. *Energies (MDPI)*, *13*(1). <https://doi.org/10.3390/en13010252>
- Nadri, A. (2013). *Modélisation de la microstructure des grains dans le silicium multicristallin pour le photovoltaïque*. Université de Grenoble.
- Nakamura, M., Yamaguchi, K., Kimoto, Y., Yasaki, Y., Kato, T., & Sugimoto, H. (2019). Cd-Free Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> thin-film solar cell with record efficiency of 23.35%. *IEEE Journal of Photovoltaics*, *9*(6), 1863–1867.  
<https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2937218>
- Nunez, P., & Jones, S. (2016). Cradle to gate: life cycle impact of primary aluminium production. *International Journal of Life Cycle Assessment*, *21*(11), 1594–1604.  
<https://doi.org/10.1007/s11367-015-1003-7>
- Okoroigwe, F. C., Okoroigwe, E. C., Ajayi, O. O., Agbo, S. N., & Chukwuma, J. N. (2020).

- Photovoltaic Modules Waste Management: Ethical Issues for Developing Nations. *Energy Technology*, 8(11). <https://doi.org/10.1002/ente.202000543>
- OMS. (2008). *Intoxication au plomb à Thiaroye sur Mer , Sénégal*. 3.
- ONEE. (2015). *Etude d'impact environnemental et social du projet solaire photovoltaïque de Tafilalt , Maroc : Site de Missouri*.
- Ouedraogo, R., Nyantakyi, E. K., Sorgho, B., Siabi, E. K., Amproche, A. A., Obiri-Yeboah, A., Zongo, T., Mortey, E., Domfeh, M. K., & Owusu, P. A. (2022). The emergence of artisanal gold mining and local perceptions in the Hounde municipality, Burkina Faso. *Scientific African*, 17, e01306. <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2022.e01306>
- PACJA. (2009). *The Economic Cost of Climate Change in Africa*. November, 52. <http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/16357/>
- Palanov, N. (2014). *Life-cycle assessment of Photovoltaic systems*. [http://www.byfy.lth.se/fileadmin/byfy/files/TVBH-5000pdf/TVBH-5074NP\\_web.pdf](http://www.byfy.lth.se/fileadmin/byfy/files/TVBH-5000pdf/TVBH-5074NP_web.pdf)
- Paraskevas, D., Kellens, K., Dewulf, W., & Duflou, J. R. (2015). Environmental modelling of aluminium recycling: A Life Cycle Assessment tool for sustainable metal management. *Journal of Cleaner Production*, 105, 357–370. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.09.102>
- Parida, B., Iniyar, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 3, pp. 1625–1636). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>
- Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 255–274. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>
- PETIT, P. (2011). *Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques*. 15. *Photovoltaïque.info - Technologies de cellules solaires photovoltaïques*. (n.d.). Retrieved October 13, 2023, from <https://www.photovoltaïque.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaïques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaïques/>
- Phylipsen, G. J. ., & Alsema, E. a. (1995). Environmental life-cycle assessment of

- multicrystalline silicon solar cell modules. *Analysis*, 95057, 65. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.126.292&rep=rep1&type=pdf>
- Porgo, M., & Gokyay, O. (2017). Environmental impacts of gold mining in Essakane site of Burkina Faso. *Human and Ecological Risk Assessment*, 23(3), 641–654. <https://doi.org/10.1080/10807039.2016.1263930>
- Poulain, G. (2012). *Procédés laser pour la réalisation de cellules photovoltaïques en silicium à haut rendement*. INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES APPLIQUÉES DE LYON.
- Pure Earth. (2020). *Assessment of Informal Used Lead Acid Battery Recycling and Associated Impacts in Bangladesh* (Issue April). [www.pureearth.org](http://www.pureearth.org)
- Rajaeifar, M. A., Raugei, M., Steubing, B., Hartwell, A., Anderson, P. A., & Heidrich, O. (2021). Life cycle assessment of lithium-ion battery recycling using pyrometallurgical technologies. *Journal of Industrial Ecology*, 25(6), 1560–1571. <https://doi.org/10.1111/jiec.13157>
- Rajput, P., Singh, Y. K., Tiwari, G. N., Sastry, O. S., Dubey, S., & Pandey, K. (2018). Life cycle assessment of the 3.2 kW cadmium telluride (CdTe) photovoltaic system in composite climate of India. *Solar Energy*, 159(September 2017), 415–422. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.087>
- Ram, B. (2006). Renewable Energy Development in Africa-Challenges, Opportunities, Way Forward. *South Africa Regional Office, African Development Bank.*, 1–20. <http://www.indiaenergycongress.in/montreal/library/pdf/275.pdf>
- Randle-Boggis, R. J., Lara, E., Onyango, J., Temu, E. J., & Hartley, S. E. (2021). Agrivoltaics in East Africa: Opportunities and challenges. *AIP Conference Proceedings*, 2361(June). <https://doi.org/10.1063/5.0055470>
- Rathore, N., Panwar, N. L., Yettou, F., & Gama, A. (2021). A comprehensive review of different types of solar photovoltaic cells and their applications. *International Journal of Ambient Energy*, 42(10), 1200–1217. <https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1592774>
- Ravikumar, D., Seager, T., Sinha, P., Fraser, M. P., Reed, S., Harmon, E., & Power, A. (2020). Environmentally improved CdTe photovoltaic recycling through novel technologies and facility location strategies. *Progress in Photovoltaics: Research and*

- Applications*, 28(9), 887–898. <https://doi.org/10.1002/pip.3279>
- Ravikumar, D., Sinha, P., Seager, T. P., & Fraser, M. P. (2016). An anticipatory approach to quantify energetics of recycling CdTe photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(5), 735–746. <https://doi.org/10.1002/pip.2711>
- Rodr, P. (2011). *GRID CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAIC AND WIND POWER SYSTEMS*.
- Saga, T. (2010). Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. *NPG Asia Materials*, 2(3), 96–102. <https://doi.org/10.1038/asiamat.2010.82>
- Sahlberg, A., Khavari, B., Korkovelos, A., Fuso Nerini, F., & Howells, M. (2021). A scenario discovery approach to least-cost electrification modelling in Burkina Faso. *Energy Strategy Reviews*, 38(September), 100714. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100714>
- Schmid, J., & Breyer, C. (2010). *Population Density and Area Weighted Solar Irradiation: Global Overview on Solar Resource Conditions for Fixed Tilted, 1-Axis and 2-Axes PV Systems*. <https://doi.org/10.4229/25THEUPVSEC2010-4BV.1.91>
- SCHUTZ-KUCHLY, T. (2011). *Investigation du silicium de qualité solaire de type n pour la fabrication de cellules photovoltaïques*.
- Scognamiglio, A. (2016). “Photovoltaic landscapes”: Design and assessment. A critical review for a new transdisciplinary design vision. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 629–661. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.072>
- Shah, H. H., Bareschino, P., Mancusi, E., & Pepe, F. (2023). Environmental Life Cycle Analysis and Energy Payback Period Evaluation of Solar PV Systems: The Case of Pakistan. *Energies*, 16(17), 6400. <https://doi.org/10.3390/en16176400>
- Shahsavari, A., & Akbari, M. (2018). Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(March), 275–291. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.065>
- Shi, Y., Ferone, C. A., & Rahn, C. D. (2013). Identification and remediation of sulfation in lead-acid batteries using cell voltage and pressure sensing. *Journal of Power Sources*, 221, 177–185. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.08.013>
- SILINI, S. (2013). *Les contraintes internes et l'effet des traitements thermiques sur les*

*défauts et la ségrégation des impuretés dopantes dans le silicium polycristallin pour des applications photovoltaïques.* UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR ANNABA.

- Sillion, B. (2003). *Comment ça marche?* <https://www.ef4.be/fr/archives/energies-renouvelables/solaire-photovoltaique/fonctionnement.html>
- Simon, J., & Mosey, G. (2013). *Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at the Sky Park Landfill Site in Eau Claire, Wisconsin. January 2013.* <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56995.pdf>
- Sinha, P., & Wild-Scholten, M. de. (2012). Life Cycle Assessment of Utility-Scale CdTe PV Balance of Systems. *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2, 12. <https://www.jstor.org/stable/2841351?origin=crossref>
- Sonnemann, G., & Vigon, B. (2011). Global Guidance principles for life cycle assessment databases. In *Shonan Guidance Principles*. [www.unep.org](http://www.unep.org)
- Sood, Y., Jarilal, R., & Mughal, S. (2018). (PDF) *A Review on Solar Photovoltaic Technology and Future Trends.* May. [https://www.researchgate.net/publication/324922616\\_A\\_Review\\_on\\_Solar\\_Photovoltaic\\_Technology\\_and\\_Future\\_Trends](https://www.researchgate.net/publication/324922616_A_Review_on_Solar_Photovoltaic_Technology_and_Future_Trends)
- Spanos, C., Turney, D. E., & Fthenakis, V. (2015). Life-cycle analysis of flow-assisted nickel zinc-, manganese dioxide-, and valve-regulated lead-acid batteries designed for demand-charge reduction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 478–494. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.072>
- Stolz, P., Frischknecht, R., Kessler, T., & Züger, Y. (2019). Life cycle assessment of PV-battery systems for a cloakroom and club building in Zurich. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 27(11), 926–933. <https://doi.org/10.1002/pip.3089>
- Stoppato, A. (2008). Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, 33(2), 224–232. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>
- Syrtsova, E., Pyzhev, A., & Zander, E. (2023). Social, Economic, and Environmental Effects of Electricity and Heat Generation in Yenisei Siberia: Is there an Alternative to Coal? *Energies*, 16(1), 1–19. <https://doi.org/10.3390/en16010212>
- Szabó, S., Bódis, K., Kougias, I., Moner-Girona, M., Jäger-Waldau, A., Barton, G., & Szabó, L. (2017). A methodology for maximizing the benefits of solar landfills on closed sites.

*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(February), 1291–1300.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.117>

TAKAHASHI, K., Machiko, L., & TSUKUI, A. (2023). *IGES List of Grid Emission Factors*. Institute for Global Environmental Strategies. <https://doi.org/10.57405/iges-1215>

Tan, V., Dias, P. R., Chang, N., & Deng, R. (2022). Estimating the Lifetime of Solar Photovoltaic Modules in Australia. *Sustainability (Switzerland)*, 14(9).  
<https://doi.org/10.3390/su14095336>

Tannous, S., Manneh, R., Harajli, H., & El Zakhem, H. (2018). Comparative cradle-to-grave life cycle assessment of traditional grid-connected and solar stand-alone street light systems: A case study for rural areas in Lebanon. *Journal of Cleaner Production*, 186, 963–977. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.155>

Tao, M. (2014). Terawatt solar photovoltaics: Roadblocks and opportunities. In *SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology* (Issue 9781447156420).  
<https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5643-7>

Thibert, S. (2014). *Etude de la métallisation de la face avant des cellules photovoltaïques en silicium*. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01127018>

Thomas, L. V., Schmidt, O., Gambhir, A., Few, S., & Staffell, I. (2020). Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage. *Journal of Energy Storage*, 28(January). <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101230>

Tian, X., Gong, Y., Wu, Y., Agyeiwaa, A., & Zuo, T. (2014). Management of used lead acid battery in China: Secondary lead industry progress, policies and problems. In *Resources, Conservation and Recycling* (Vol. 93, Issue December, pp. 75–84). Elsevier B.V.  
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2014.10.008>

Touré, A. F., Addouche, S. A., Danioko, F., Diourté, B., & El Mhamedi, A. (2019). Hybrid systems optimization: Application to hybrid systems photovoltaic connected to grid. A Mali case study. *Sustainability (Switzerland)*, 11(8). <https://doi.org/10.3390/su11082356>

Trommsdorff, M., Kang, J., Reise, C., Schindele, S., Bopp, G., Ehmann, A., Weselek, A., Högy, P., & Oberfell, T. (2021). Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 140(January). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110694>

- Tsuchiya, Y., Swai, T. A., & Goto, F. (2020). Energy payback time analysis and return on investment of off-grid photovoltaic systems in rural areas of Tanzania. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 42(September), 100887. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100887>
- Tutak, M., & Brodny, J. (2019). Forecasting methane emissions from hard coal mines including the methane drainage process. *Energies*, 12(20). <https://doi.org/10.3390/en12203840>
- UN. (2015). *Les objectifs de développement durable : informations et conseils pour les organisations de volontaires*.
- UNEP. (1994). The Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal. *Central European Journal of Public Health*, 2(SUPPL.), 10–15. <https://doi.org/10.1515/9783110874815-040>
- UNEP. (2010). Metal Stocks In Society Scientific Synthesis. In *Environment*.
- Wani, A. L., Ara, A., & Usmani, J. A. (2015). Lead toxicity: A review. In *Interdisciplinary Toxicology* (Vol. 8, Issue 2, pp. 55–64). <https://doi.org/10.1515/intox-2015-0009>
- Washington State. (2017). *Photovoltaic module stewardship and takeback program*. vi, 1–5. <https://app.leg.wa.gov/RCW/default.aspx?cite=70A.510>
- Weckend, S., Wade, A., & Heath, G. (2016). *End-Of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels*.
- WHO. (2017). *Recycling used lead-acid batteries: health considerations*. [www.who.int/phe/en/](http://www.who.int/phe/en/)
- Wong, J. H., Royapoor, M., & Chan, C. W. (2016). Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multi-crystalline silicon photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 608–618. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.241>
- Wu, P., Ma, X., Ji, J., & Ma, Y. (2017). Review on Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emission Profit of Solar Photovoltaic Systems. *Energy Procedia*, 105, 1289–1294. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.460>
- Xie, M., Ruan, J., Bai, W., Qiao, Q., Bai, L., Zhang, J., Li, H., Lv, F., & Fu, H. (2018).

- Pollutant payback time and environmental impact of Chinese multi-crystalline photovoltaic production based on life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 184, 648–659. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.290>
- Yudhistira, R., Khatiwada, D., & Sanchez, F. (2022). A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage. *Journal of Cleaner Production*, 358, 131999. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131999>
- Zhang, C., Chen, L., Zhu, Y., & Guan, Z. (2018). Fabrication of 20.19% Efficient Single-Crystalline Silicon Solar Cell with Inverted Pyramid Microstructure. *Nanoscale Research Letters*, 13, 4–11. <https://doi.org/10.1186/s11671-018-2502-9>
- Zhang, P., Duan, J., Chen, G., Li, J., & Wang, W. (2018). Production of polycrystalline silicon from silane pyrolysis: A review of fines formation. *Solar Energy, December*, 44–53. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.031>
- Zhang, X., Yang, L., Li, Y., Li, H., Wang, W., & Ye, B. (2012). Impacts of lead/zinc mining and smelting on the environment and human health in China. *Environmental Monitoring and Assessment*, 184(4), 2261–2273. <https://doi.org/10.1007/s10661-011-2115-6>
- Zhou, X., Feng, X., Bi, X., Li, X., Wang, Q., Li, S., He, T., & Li, Z. (2021). Partitioning behaviors of zinc in eight coal-fired power plants with different fueled coals and air pollution control devices. *Environmental Science and Pollution Research*, 28(17), 21599–21609. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-11524-2>

## ARTICLES ET CONFÉRENCES

### Articles

- **Articles publiés**

Badza, K., Soro, Y. M., & Sawadogo, M. (2023). Life cycle assessment of a 33 . 7 MW solar photovoltaic power plant in the context of a developing country. *Sustainable Environment Research*. <https://doi.org/10.1186/s42834-023-00201-x>

Badza, K., Soro, Y. M., & Sawadogo, M. (2023). Photovoltaic waste management in Sub-Saharan Africa: current practices in Burkina Faso, *Waste Disposal & Sustainable Energy*, soumis en août 2023.

- **Articles soumis**

Evaluation of Energy Payback Time (EPBT) and Carbon Emission by a Medium-Sized PV Power Plant in Burkina Faso, *Green Energy and Technology*, Soumis en mai 2023.

Environmental impacts of a stand-alone PV system with energy storage in Sub-Saharan Africa, *Heliyon*, soumis en novembre 2023.

### Conférences

Kodami Badza, Y.M. Soro and Marie Sawadogo, « Life cycle assessment of photovoltaic plant in the context of developing country », 2<sup>nd</sup> WASEND symposium, organisé le 03 décembre 2021 par L'École polytechnique d'Abomey-Calavi (EPAC), Bénin.

Kodami Badza, Y.M. Soro and Marie Sawadogo, « Life cycle assessment of photovoltaic system/plant in the context of developing country », 7<sup>th</sup> African Network for Solar Energy (ANSOLE) organisé du 08 au 09 décembre 2022 par l'université de Douala, Cameroun.

Kodami Badza, Y.M. Soro and Marie Sawadogo, « Life cycle assessment of photovoltaic system/plant in developing country context », 10<sup>ème</sup> Edition des Doctoriales, organisé du 13 au 15 décembre 2022 par Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Burkina Faso.

Kodami Badza, Marie Sawadogo and Y.M. Soro « Evaluation of energy payback time (EPBT) and carbon emission by a medium-sized PV power plant in Burkina Faso », 8<sup>th</sup> International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER) organisé du 28 au 30 Avril 2023 par Universitat Politècnica de Catalunya BarcelonaTech (UPC), Espagne.

## **ANNEXES**

## Annexes 1 : Spécifications techniques des centrales PV

Tableau A1. 1 Spécifications techniques des composantes des centrales PV de Zagtoui et de Ziga

Composantes	Centrales PV	
	Zagtoui	Ziga
<b>Modules PV</b>	Solarworld Poly-Si 260 Wc Uoc : 38,4 V Umpp : 31,4 V Isc : 8,94 A Impp : 8,37 A $\eta$ :15,51% Surface : 1,675 m <sup>2</sup> Masse : 18 kg Nombre : 129 600 modules	Speedtech energy Poly-Si 250 Wc Uoc : 37,2 V Umpp : 31,2 V Isc : 8,94 A Impp : 8,03 A $\eta$ :15,64% Surface : 1, 598 m <sup>2</sup> Masse : 19 kg Nombre : 4 400 modules
<b>Structures de montage</b>	Type : fixe Nombre : 1800 structures Matériaux : acier	Type : fixe Nombre : 44 structures Matériaux : aluminium
<b>Onduleurs</b>	Type : 1165TL B420 Indoor U <sub>DC</sub> :1050 V U <sub>AC</sub> :420 V I <sub>DC</sub> : 2 000 A Puissance : 1071 KVA Masse : 1 860 kg Nombre : 32 onduleurs	Type : SMA Sunny tripower U <sub>AC</sub> :380/400/415 V Puissance : 25000 W U <sub>DC</sub> : 1 000 V I <sub>DC</sub> : 33 A I <sub>DC</sub> : 36,2 A Masse : 61 kg Nombre : 44 onduleurs
<b>Transformateurs</b>	Type : CG power systems Belgium NV Puissance : 2 330 KVA U <sub>primaire</sub> : 420 V U <sub>sécondaire</sub> : 33 000 V Masse : 5 170 kg Nombre : 16 transformateurs	Type : DOTUL 1800 H/30 Puissance : 1 800 KVA U <sub>primaire</sub> : 400 V U <sub>sécondaire</sub> : 33 000 V Masse : 5170 kg Nombre : 01 transformateur

Tableau A1. 2 Spécifications techniques des composantes de la centrales PV de l'institut 2iE

Composantes	Centrale 2iE		
<b>Modules PV</b>	Solarworld Mono-Si 240 Wc Uoc : 37,6 V Umpp : 30,6 V Isc : 8,22 A Imp : 7,87 A $\eta$ :15,51% Surface : 1,675 m <sup>2</sup> Masse : 21,2 kg Nombre : 24 modules	VBHN HIT 235 Wc Uoc : 51,8 V Umpp : 43,0 V Isc : 5,84 A Imp : 5,48 A $\eta$ :18,65% Surface : 1,26 m <sup>2</sup> Masse : 15 kg Nombre : 24 modules	REC Poly-Si 230 Wc Uoc : 37,1 V Umpp : 29,4 V Isc : 8,3 A Imp : 7,8 A $\eta$ :14% Surface : 1,65 m <sup>2</sup> Masse : 18 kg Nombre : 24 modules
<b>Structures de montage</b>	Type : fixe Nombre : 16 structures Matériaux : acier		
<b>Onduleurs</b>	Type : SMA Sunny Island 5048 U <sub>DC</sub> :48 V U <sub>AC</sub> :240 V P nom :5000 W I max :56 A Masse : 63 kg Nombre : 03 onduleurs	Type : SMA 8000TL-10 U <sub>DC</sub> :8,2 kW-1 kW U <sub>AC</sub> :8 kW-230/400 V Masse : 65 kg Nombre : 03 onduleurs	
<b>Batteries</b>	Type: Plomb acide OPzV 24 STG 125 U nom : 2 V/48V Capacité : 3000 Ah Capacité totale : 9000 Ah Masse : 240 kg Nombre : 72 batteries		

## Annexes 2 : Données d'inventaire du cycle de vie

### Section A : Inventaires fabrication des composantes PV

- **Modules PV polycristallins**

Tableau A2. 1 Inventaire fabrication module polycristallin (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Poly-Si module	1.00	m <sup>2</sup>	
<b>INPUT FROM FOREGROUND</b>			
Poly-Si cell*	7.53E-01	m <sup>2</sup>	
<b>MATERIALS</b>			
Aluminum. production mix. wrought alloy. at plant (RER)	1.09	kg	Aluminum profile for frame.

Flat glass. uncoated. at plant (RER)	6.75	kg	Area: 1.67 m <sup>2</sup>
Triple superphosphate. as P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> . at regional storehouse (RER)	4.95E-01	kg	
Corrugated board base paper. testliner. at plant (RER)	20.6	kg	Packaging.
Ethylene vinyl acetate copolymer. at plant (RER)	7.99E-01	kg	.
Plaster mixing (CH)	1.03E-01	kg	Assumption for silicon-resin plaster.
Welding. arc. steel (RER)	8.47E-02	m	
<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid (UCTE)	2.32	kWh	
<b>RESOURCES</b>			
Water. unspecified natural origin	7.73E-04	m <sup>3</sup>	

Tableau A2. 2 Inventaire fabrication Poly-Si cell (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Poly-Si cell	1.00	m <sup>2</sup>	Area: 243 cm <sup>2</sup> (156x156 mm <sup>2</sup> ).
<b>INPUT FROM FOREGROUND</b>			
Poly-Si Wafer*	1.47	m <sup>2</sup>	
<b>MATERIALS</b>			
Silver. at regional storage (RER)	2.88E-02	kg	For metallization paste front side and back side.
Aluminum. production mix. wrought alloy. at plant (RER)	8.83E-01	kg	For metallization paste back side.
Ammonia. liquid. at regional storehouse (RER)	4.11E-03	kg	For silicon nitride deposition.
Hydrochloric acid. from the reaction of hydrogen with chlorine. at plant (RER)	7.81E-02	kg	For surface etching.
Hydrogen fluoride. at plant (GLO)	1.20	kg	For etching phosphor glass.
Nitric acid. 50% in H <sub>2</sub> O. at plant (RER)	5.05E-01	kg	For etching phosphor glass.
Sodium hydroxide. 50% in H <sub>2</sub> O. membrane cell. at plant (RER)	9.86E-02	kg	For etching and cleaning.
Poly lactide. granulate. at plant (GLO)	8.22E-03	kg	
Water. deionised. at plant (CH)	120	kg	

<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid (UCTE)	27.1	kWh	
<b>INFRASTRUCTURE</b>			
Photovoltaic cell factory (DE)	4.47E-07	P	
<b>RESOURCES</b>			
Water. unspecified natural origin	3.61E-01	m <sup>3</sup>	

Tableau A2. 3 Inventaire fabrication Poly-Si wafer (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Poly-Si Wafer	1.00	m <sup>2</sup>	Area: 243 cm <sup>2</sup> (156x156 mm <sup>2</sup> ). Thickness: 180 µm. Average weight per area: 0.431 kg/m <sup>2</sup> .
<b>INPUT FROM FOREGROUND</b>			
Ingot*	4.85E-01	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Polyethylene. HDPE. granulate. at plant (RER )	1.31	kg	For sawing slurry.
Sodium hydroxide. 50% in H2O. production mix. at plant (RER )	5.75E-02	kg	For wafer cleaning.
Silicon carbide. at plant (RER )	1.18	kg	For sawing slurry.
Water. deionised. at plant (CH)	45.5	kg	For wafer cleaning.
Corrugated board base paper. testliner.at plant (RER )	1.60	kg	
<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid (UCTE)	3.15	kWh	
<b>INFRASTRUCTURE</b>			
Wafer factory (DE)	3.04E-06	P	

Tableau A2. 4 Inventaire fabrication lingot (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Ingot	1.00	kg	Traditional method.
<b>INPUT FROM FOREGROUND</b>			
SoG-Si*	1.33	kg	

<b>MATERIALS</b>			
Argon. liquid. at plant (RER)	3.02E-05	kg	For crystal growing.
Hydrogen. liquid. at plant (RER)	4.89E-08	kg	
<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid	8.89	kWh	
<b>RESOURCES</b>			
Water. unspecified natural origin	8.89E-03	m <sup>3</sup>	

Tableau A2. 5 Inventaire fabrication SoG-Si (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)

<b>Item</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
<b>PRODUCT</b>			
SoG-Si	1.00	kg	Produced with modified Siemens technology.
<b>INPUT FROM FOREGROUND</b>			
Mg-Si*	1.5	kg	
<b>MATERIALS</b>			
chlorine, gaseous, membrane cell, at plant (RER)	1.00	kg	
hydrogen, liquid, at plant (RER )	1.31E-01	kg	
sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant (RER )	44	kg	
<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid (UCTE)	190	kWh	
heat, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy (RER)	414	MJ	
<b>RESSOURCES</b>			
water, unspecified natural origin	1.70E-02	m <sup>3</sup>	
water, cooling, unspecified natural origin	4.54E-01	m <sup>3</sup>	
<b>EMISSIONS TO AIR</b>			
silicon, unspecified	8.00E-01	kg	
hydrogen chloride, unspecified	9.00E-02	kg	
fluorine, unspecified	1.00E-04	kg	
silicon tetrafluoride, low population	8.00E-03	kg	
<b>EMISSIONS TO WATER</b>			
chlorine, river	1	kg	

solids, inorganic, river	5.18	kg	
--------------------------	------	----	--

**Tableau A2.6 Inventaire fabrication Mg-Si (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)**

*Tableau A2. 6 Inventaire fabrication Mg-Si (Fu et al., 2015; Jungbluth & Flury, 2012)*

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Mg-Si	1.00	kg	Produced in electrical furnace. Reducing agent: Charcoal
<b>MATERIALS</b>			
silica sand, at plant (DE)	2.68	kg	Represents the quartz input
graphite, at plant (RER )	1.20E-01	kg	Graphite electrodes
<b>ENERGY:</b>			
Electricity. medium voltage. production UCTE. at grid (UCTE)	12.7	kWh	
charcoal, at plant (GLO)	1.90E-01	kg	Reduction agent
hard coal, at regional storage (WEU)	9.60E-01	kg	
petroleum coke, at refinery (RER)	6.00E-01	kg	Reduction agent
<b>RESSOURCES</b>			
water, unspecified natural origin	1.20E-01	m <sup>3</sup>	
<b>EMISSIONS TO AIR</b>			
carbon dioxide, fossil, unspecified	3.58	kg	
nitrogen oxides, unspecified	1.62E-01	kg	
sulfur dioxide, unspecified	5.71E-01	kg	
silicon, unspecified	5,40E-01	kg	Assumption for silicon dioxide

- **Modules PV monocristallins**

Tableau A2. 7 Inventaire de fabrication module PV silicium monocristallin (Frischknecht, Stolz, Krebs, et al., 2020)

Item	Amount	Unit
<b>OUTPUT</b>		
Mono-Si Panel	1.00E+00	m <sup>2</sup>
<b>IMPUS</b>		
Mono-Si Cell*	9.35E-01	m <sup>2</sup>
Electricity. medium voltage (Malaysia)	3.73E+00	kWh
Diesel. burned in building machine	8.75E-03	MJ
Photovoltaic panel factory	4.00E-06	unit
Tap water	5.03E+00	kg
Tempering. flat glass	8.81E+00	kg
Copper wire drawing	1.03E-01	kg
Aluminum alloy. AlMg3	2.13E+00	kg
Tin	1.29E-02	kg
Lead	7.25E-04	kg
Diode. unspecified	2.81E-03	kg
Polyethylene. HDPE. granulate	2.38E-02	kg
Solar glass. low-iron	8.81E+00	kg
Copper. primary	1.03E-01	kg
Glass fiber reinforced plastic. polyamide. injection molding	2.95E-01	kg
Ethylvinylacetate, foil	8.75E-01	kg
Polyethylene terephthalate. granulate. amorphous	4.58E-01	kg
Extrusion. plastic film	4.82E-01	kg
Silicone product	1.22E-01	kg
Corrugated board. mixed fiber. single wall	7.63E-01	kg
1-propanol	1.59E-02	kg
Hydrogen fluoride	6.24E-02	kg
Isopropanol	1.47E-04	kg
Potassium hydroxide	5.14E-02	kg
Soap	1.16E-02	kg
Disposal. municipal solid waste. 22.9% water. to municipal incineration	3.00E-02	kg
Disposal. polyvinylfluoride. 0.2% water. to municipal incineration	1.12E-01	kg
Disposal. plastics. mixture. 15.3% water. to municipal incineration	1.64E+00	kg
Disposal. used mineral oil. 10% water. to hazardous waste incineration	1.61E-03	kg
Treatment. sewage. from residence. to wastewater treatment.	5.03E-03	m <sup>3</sup>
<b>EMISSION TO AIR</b>		

Heat. waste (to air)	1.34E+01	MJ
NMVOC. non-methane volatile organic compounds. Unspecified origin (to air)	8.06E-03	kg
Carbon dioxide. fossil (to air)	2.18E-02	kg

Tableau A2. 8 Inventaire fabrication Mono-Si cell (Frischknecht, Stolz, Krebs, et al., 2020)

Item	Amount	Unit
<b>OUTPUT</b>		
Mono-Si cell	1.00E+00	m <sup>2</sup>
<b>IMPUTS</b>		
Mono-Si Wafer*	1.03	m <sup>2</sup>
Tap water	171	kg
Ammonia, liquid (RER)	0.0219	kg
Phosphoryl chloride (GLO)	0.0133	kg
Isopropanol (GLO)	0.177	kg
Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state (RER)	0.000629	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state (GLO)	0.604	kg
Lime, hydrated, packed (GLO)	0.0151	kg
Refrigerant R134a production (RER)	0.0000312	kg
Nitrogen, liquid (RER)	1.15	kg
Silicon tetrahydride (GLO)	0.00291	kg
Copper plating for mono-Si cell	0.00585	m <sup>2</sup>
Hydrogen fluoride (GLO)	0.000645	kg
<b>ENERGY</b>		
Electricity, medium voltage (DE)	14.4	kWh
Heat, district or industrial, natural gas (RER)	0.0608	MJ
<b>EMISSION TO AIR</b>		
Heat, waste	51.8	MJ
Aluminium	0.00000773	kg
Hydrogen fluoride	0.000138	kg
Lead	0.00000773	kg
Silicon	0.00000003	kg
Silver	0.00000773	kg
Tin	0.00000773	kg
Ammonia (DE)	0.0000373	kg
Carbon dioxide, fossil	0.167	kg
Chlorine	0.0000460	kg
Hydrogen	0.011	kg
2-Pentanol	0.0147	kg
Acetaldehyde	0.000633	kg

Ethane,1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	0.0000312	kg
Silicon	0.00263	kg
NM VOC	0.0126	kg
Water	11.6	kg
<b>WASTE</b>		
Waste from PV cell production (ROW) treatment of wastewater from PV cell production	0.159	m <sup>3</sup>
Waste, from silicon wafer production, inorganic (ROW) treatment of, residual material landfill	2.33	kg
Spent solvent mixture (RER) treatment of spent solvent, hazardous	0.172	kg

Tableau A2. 9 Inventaire fabrication Mono-Si wafer (Frischknecht, Stolz, Krebs, et al., 2020)

Item	Amount	Unit
<b>OUTPUT</b>		
Mono-Si Wafer	1.00E+00	m <sup>2</sup>
<b>IMPUTS</b>		
CZ single crystalline silicon*	1.58	kg
Tap water at user	6.00E-03	kg
Water deionised	1.80E+01	kg
Silicon carbide	0.62048	kg
Silicon carbide, recycling	1.409435	kg
Flat glass, uncoated	0.009985	kg
Sodium hydroxide, 50% in H <sub>2</sub> O	0.014998	kg
Hydrochloric acid, 30% in H <sub>2</sub> O	0.0027	kg
Acetic acid, 98% in H <sub>2</sub> O	0.038996	kg
Triethylene glycol	0.217784	kg
Triethylene glycol, recycling	1.947732	kg
Dipropylene glycol monomethyl ether	0.299967	kg
Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical	0.239974	kg
Acrylic binder, 34% in H <sub>2</sub> O	0.003854	kg
Brass	0.007438	kg
Steel, low-alloyed	0.797173	kg
Wire drawing, steel	0.80461	kg
Disposal, waste, silicon wafer production, 0% water, to underground deposit	0.170118	kg
Transport, lorry >16t, fleet average	9.29E-01	tkm
Transport, freight, rail	3.84E+00	tkm
Wafer factory	0.000004	unit
<b>ENERGY</b>		
Electricity, medium voltage	25.7	kWh
Heat, district or industrial, natural gas (RER)	4	MJ

<b>EMISSIONS/WASTE</b>		
Heat, waste (to air)	92.45562	MJ
COD, Chemical Oxygen Demand (to river)	0.029545	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand (to river)	0.029545	kg
DOC, Dissolved Organic Carbon (to river)	0.011095	kg
TOC, Total Organic Carbon (to river)	0.011095	kg

Tableau A2. 10 Inventaire fabrication CZ Single crystalline silicon (Frischknecht, Stolz, Krebs, et al., 2020)

<b>Item</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>
<b>OUTPUT</b>		
CZ single crystalline silicon photovoltaics*	1.00E+00	kg
<b>IMPUTS</b>		
Water, cooling	5.09	m <sup>3</sup>
Tap water	9.41E+01	kg
Water deionized	4.01	kg
Silicon, production mix	0.781	kg
Argon, liquid	1	kg
Hydrogen fluoride	0.01	kg
Nitric Acid, 50% in water	0.067	kg
Sodium Hydroxide, 50% in water	0.042	kg
Ceramic Tiles	0.167	kg
Lime, hydrated, packed	0.022	kg
transport, lorry >16ft.	0.912	tkm
transport, freight rail	1.41	tkm
Silicone plant	1E-11	unit
Disposal, waste, Si wafer production	0.167	kg
<b>ENERGY</b>		
Electricity, medium voltage	68.2	kWh
Heat, district or industrial, natural gas (RER)	6.82E+01	MJ
<b>EMISSIONS/WASTE</b>		
Waste Heat (to air)	2.46E+02	MJ
Hydroxide (to river)	0.367	kg
Biological Oxygen Demand (BOD5) (to river)	0.130	kg
Chemical Oxygen Demand (to river)	0.130	kg
Dissolved Organic Carbon (to river)	0.040	kg
Total Organic Carbon (to river)	0.040	kg
Nitrogen Oxides (to river)	0.034	kg
Nitrate (to river)	0.084	kg

- **Module PV a-Si**

Tableau A2. 11 Inventaire fabrication module PV a-Si

Item	Amount	Unit
<b>PRODUCT</b>		
photovoltaic laminate, a-Si, at plant	1	m <sup>2</sup>
<b>MATERIALS</b>		
tap water, at user (RER)	3.97E+1	kg
aluminium alloy, AlMg3, at plant (RER)	1.43E-2	kg
copper, at regional storage (RER)	6.68E-2	kg
steel, low-alloyed, at plant	9.64E-1	kg
brazing solder, cadmium free, at plant (RER)	2.62E-3	kg
soft solder, Sn97Cu3, at plant	9.71E-3	kg
polyethylene, HDPE, granulate, at plant (RER)	1.10E+0	kg
packaging film, LDPE, at plant (RER)	3.10E-1	kg
polyvinylfluoride film, at plant (US)	1.23E-1	kg
glass fibre reinforced plastic, polyamide (RER)	3.58E-2	kg
synthetic rubber, at plant (RER)	6.76E-2	kg
oxygen, liquid, at plant (RER)	4.85E-4	kg
hydrogen, liquid, at plant (RER)	2.18E-2	kg
<b>ENERGY</b>		
electricity, medium voltage, at grid (US)	4.82E+1	kWh
light fuel oil, burned in industrial furnace 1MW, non-modulating (RER)	5.89E+0	MJ
<b>INFRASTRUCTURE</b>		
photovoltaic panel factory (GLO)	4.00E-6	unit
<b>WASTE:</b>		
disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration	3.00E-2	kg
disposal, rubber, unspecified, 0% water, to municipal incineration	6.76E-2	kg
disposal, polyvinylfluoride, 0.2% water, to municipal incineration	1.23E-1	kg
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	3.46E-1	kg
treatment, glass production effluent, to wastewater treatment, class 2	3.97E-2	m <sup>3</sup>
<b>EMISSIONS TO AIR:</b>		
Heat, waste	1.74E+2	MJ

- **Batteries au plomb-acide**

Tableau A2. 12 Inventaire fabrication batterie au plomb acide (Spanos et al., 2015)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Lead Acid Battery	1.00E+00	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Lead, primary, at plant/GLO	7.10E-01	kg	
Calcium carbide, technical grade, at plant/RER	3.00E-02	kg	Grid Alloy additives
Aluminum, production mix, at plant/RER	1.00E-02	kg	
Tin, at regional storage/RER	4.00E-02	kg	
Silver, at regional storage/RER	1.00E-02	kg	
Barite, at plant/RER	1.20E-01	kg	Negative Electrode Additives
Carbon black, at plant/GLO	4.00E-02	kg	
Sulfate pulp, average, at regional storage/RER	5.00E-02	kg	
Glass fiber, at plant/RER	2.50E+00	kg	Fiberglass mat separator
Copper, primary at refinery/RER	5.00E-01	kg	Copper terminals
Sulfuric acid, liquid, at plant/RER	6.30E+00	kg	Electrolyte
Water, deionised, at plant/CH	1.08E+01	kg	
Polypropylene, granulate, at plant/RER	7.50E+00	kg	Polypropylene Casing
Integrated circuit	2.00E-04	kg	Balancing and control electronics
Printed wiring board	4.00E-02	kg	
ABS plastic casing for controller	7.60E-01	kg	
<b>ENERGY</b>			
Electricity, medium voltage, at grid/US	4.59E+00	MJ	Electric
heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER	6.31E+00	MJ	Gas
heat, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW/RER	6.50E-01	MJ	Oil

- **Batteries Li-ion**

Tableau A2. 13 Inventaire fabrication batterie au Li-ion (Ellingsen et al., 2013)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Li-Ion Battery	1	kg	
<b>MATERIALS</b>			
*Battery cell, Li-ion	0.8	kg	
Cable (data cable in infrastructure)	0.37	m	

Cable (three-conductor cable)	0.025	m	
Printed wiring board (Pb)	0.001	kg	
Printed wiring board (Pb-free)	0.002	kg	
Reinforcing steel	0.15	kg	
Sheet rolling	0.15	kg	
Electricity	0.108	kWh	

Tableau A2. 14 Inventaire fabrication de la cellule de batterie Li-ion (Ellingsen et al., 2013)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Battery cell, Li-ion	1	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Aluminum, wrought alloy	0.016	kg	
* Graphite anode	0.4	kg	
Battery separator	0.054	kg	
* Lithium-ion cathode	0.33	kg	
Ethylene carbonate	0.16	kg	
Plastic film extruded	0.07	kg	
* Lithium hexafluorophosphate	0.019	kg	
Liquid nitrogen	0.01	kg	
Low density polyethylene	0.07	kg	
Sheet rolling	0.016	kg	
Electricity	0.106	kWh	
Heat	0.065	MJ	

Tableau A2. 15 Inventaire fabrication anode graphite (Ellingsen et al., 2013)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Graphite anode	1	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Carbon black	0.015855	kg	
Copper	0.52414	kg	
Graphite	0.49414	kg	
Latex	0.018497	kg	
Sheet rolling	0.52414	kg	
Sulfuric acid	0.080763	kg	
Deionised water	0.42369	kg	
Electricity	0.002	kWh	

Heat	1.2163	MJ	
------	--------	----	--

Tableau A2. 16 Inventaire fabrication de la cathode de la batterie Li-ion (Ellingsen et al., 2013)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Lithium-ion cathode	1	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Aluminum	0.39	kg	
Carbon black	0.026	kg	
Lithium manganese oxide	0.62	kg	
Sheet rolling	0.39	kg	
Sodium hydroxide	0.13	kg	
Deionised water	0.2	kg	
Electricity	0.002	kWh	
Heat	0.65	MJ	

Tableau A2. 17 Inventaire fabrication de l'hexafluorophosphate de lithium (Ellingsen et al., 2013)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Lithium hexafluorophosphate	1	kg	
<b>MATERIALS</b>			
Hydrogen fluoride	4.04	kg	
Hydrated lime	7.44	kg	
Lithium fluoride	0.2	kg	
Liquid nitrogen	0.001	kg	
Phosphorus pentachloride	2	kg	
Water	4.3	kg	
Electricity	0.5	kWh	

- **Inventaire onduleur**

Tableau A2. 18 Inventaire fabrication d'un onduleur (1MW)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>PRODUCT</b>			
Inverter	1		Nominal output: 1 MW

<b>MATERIALS</b>			
Aluminum. cast alloy {GLO}	127	kg	
Copper {GLO}	325	kg	
Electric connector. wire clamp {GLO}	46	kg	
Glass fibre reinforced plastic. polyamide. injection moulded {GLO}	69	kg	
Glass fibre reinforced plastic. polyester resin. hand lay-up {GLO}			

- **Inventaire transformateur** (Mason et al., 2005)

Tableau A2. 19 Inventaire fabrication d'un transformateur (2330 KVA)

<b>Item</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
<b>PRODUCT</b>			
Transformer	1		2330 KVA
<b>MATERIALS</b>			
Aluminum primary. ingot (RER)	608	kg	
Reinforcing steel	4532	kg	
Section bar extrusion Aluminum (GLO)	608	kg	
Section bar rolling steel (RER)	4532	kg	
Paraffin	1095	kg	
<b>ENERGY</b>			
Electricity. medium voltage {RER}	4448	kWh	

**Section B : Inventaires fin de vie des composantes**

- **Recyclage de modules PV silicium cristallin (poly-si et mono-Si)**

Tableau A2. 20 Inventaire recyclage 1000 kg de modules poly-Si (Daljit Singh et al., 2021)

<b>Item</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
<b>Inputs</b>			
PV waste panels	1000	kg	
Electricity	113.55	kWh	Required in various treatment processes as disassembly. glass separation. module cutting. sieving. leaching.

Diesel fuel	1.14	Liter	electrolysis
Water	409.71	kg	Water consumption for acid leaching, electrolysis, and neutralization process
HNO <sub>3</sub>	7.08	kg	Acid leaching process
NaOH	7.08	kg	
HF	7.08	kg	
Ca(OH) <sub>2</sub>	36.5	kg	Neutralization of acid solution
<b>Outputs recovered materials</b>			
Glass	693	kg	
Aluminum	168	kg	
Copper	4.38	kg	
Solar-grade Si	34.66	kg	
Silver	0.5	kg	
Lead	0.25	kg	
Tin	0.25	kg	
<b>Output energy recovery</b>			
Electricity	248.84	MJ	Produced by the incineration of PV Encapsulation, back-sheet layer and polymers from cables
Thermal energy	502.84	MJ	Produced by the incineration of PV Encapsulation, back-sheet layer and polymers from cables
<b>Output waste to Landfill</b>			
Contaminated glass	14	kg	Disposal in landfill
Fly ash (hazardous waste)	2	kg	Disposal in hazardous waste landfill
Liquid waste	306.13	kg	Disposal in landfill
Sludge (hazardous waste)	50.25	kg	Contains metallic residue, disposal in special landfill
<b>Output Emission to air</b>			
NO <sub>x</sub>	2	kg	Emission from electrolysis

- **Mise en décharge des modules PV (Ecoinvent)**

Tableau A2. 21 Inventaire mise en décharge 1000 kg de modules poly-Si

Item	Amount	Unit	Comment
<b>Inputs</b>			
PV waste panels	1000	kg	
<b>Output, waste to Landfill</b>			
Lead smelter slag {GLO} treatment of residual material landfill	2.5	kg	Disposal in hazardous waste landfill
Disposal, glass, 0% water, to inert	700	kg	

material landfill/CH S			
Disposal. waste. Si waferprod.. inorg. 9.4% water. to residual material landfill/CH S	34.7		
Copper slag {GLO}  market for copper slag	4.38	kg	
Waste plastic. mixture {RoW}  treatment of waste plastic. mixture. sanitary landfill	200	kg	
Aluminum (waste treatment) {GLO}  recycling of Aluminum	183	kg	Recycling of Aluminum

- **Recyclage batterie plomb-acide**

Tableau A2. 22 Inventaire recyclage batteries au plomb-acide (Fisher et al., 2006)

Item	Amount	Unit	Comment
<b>Inputs</b>			
Lead acid batteries	1000	kg	
Iron scrap	4	kg	
Limestone	5.8	kg	Limestone, milled. Ecoinvent, Switzerland, 2002
NaOH	350	kg	
Sodium nitrate	0.4	kg	Generic inorganic chemicals
Sulphur	0.9	kg	
Iron chloride	0.9	kg	Iron (III) chloride (30%).
Slag	150	kg	
Electricity	35.2	kWh	
Natural gas	16.2	kg	
Coke	20	kg	Petroleum coke, used as substitute for coke.
Process water	770	kg	
<b>Outputs recovered materials</b>			
Lead to processor	650	kg	
Flue dust for internal reuse	13.6	kg	Reused in process
Return slag for internal	150	kg	Reused in process
Sulphuric acid for internal reuse	71	kg	
<b>Output. waste to Landfill</b>			
Excess slag to landfill	44	kg	Disposal of inert waste to in inert landfill.
<b>Output. Emission to air</b>			
SO <sub>2</sub>	7.1	kg	Emission from electrolysis
CO <sub>2</sub> (fuel combustion)	500	kg	

Pb	0.00127		
Sb	0.0000056		

- **Mise en décharge onduleur (Ecoinvent)**

Tableau A2. 23 Inventaire mise en décharge onduleur

Item	Amount	Unit	Comment
<b>Inputs</b>			
Inverters Landfill	1		Landfill of one inverter
<b>Output. waste to Landfill</b>			
Waste Aluminum {RoW}  treatment of. sanitary landfill	127	kg	
Scrap steel {RoW}  treatment of. inert material landfill	1397	kg	
Waste polyethylene {RoW}  treatment of waste polyethylene. sanitary landfill	21		
Waste packaging glass. unsorted {RER}  treatment of waste glass from unsorted public collection. sorting	112	kg	
Waste wire plastic {RoW}  treatment of. municipal incineration	46	kg	
Scrap steel {CH}  treatment of. inert material landfill	325	kg	

- **Mise en décharge transformateur (Ecoinvent)**

Tableau A2. 24 Inventaire mise en décharge transformateur

Item	Amount	Unit	Comment
<b>Inputs</b>			
Transformer Landfill	1		Landfill of one transformer
<b>Output. waste to Landfill</b>			
Waste Aluminum {CH}  treatment of. sanitary landfill	608	kg	
Scrap steel {RoW}  treatment of. inert material landfill	4532	kg	
Waste mineral wool. for final disposal {CH}  treatment of waste mineral wool. inert material landfill	1095	kg	

## Annexes 3 : Résultats bruts des analyses du cycle de vie

### Section A : CHAPITRE 3

Tableau A3. 1 *Impacts environnementaux du système de référence (mix électrique du Burkina Faso)*

<b>Catégorie d'impact</b>	<b>Unité</b>	<b>Electricity Oil</b>	<b>Electricity natural gas,</b>	<b>Electricity hydro</b>	<b>Electricity photovoltaic</b>	<b>Total</b>
Global warming	kg CO <sub>2</sub> eq	4,76E-01	2,06E-01	6,57E-04	3,95E-04	6,83E-01
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6,75E-01	1,85E-02	3,04E-03	9,62E-03	7,06E-01
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1,17E-03	3,35E-04	4,70E-05	8,73E-05	1,64E-03
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1,89E-03	6,35E-04	1,32E-04	4,55E-05	2,71E-03
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2,99E-02	5,79E-03	8,55E-04	1,21E-03	3,78E-02
Land use	m <sup>2</sup> a crop eq	3,19E-03	7,54E-04	1,48E-04	2,61E-04	4,35E-03
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1,41E-04	5,83E-05	1,23E-05	1,03E-05	2,21E-04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	1,39E-01	8,58E-02	1,23E-04	1,02E-04	2,25E-01
Water consumption	m <sup>3</sup>	7,05E-04	2,86E-04	7,49E-06	1,27E-05	1,01E-03

Tableau A3. 2 Impacts environnementaux de la centrale PV de Zagtouli

Catégorie d'impact	Unité	PV Modules	Inverter	Transformer	Electric installation	Steel foundation	Steel mounting structure	Transport s	End-of-life	Construction	Total
Global warming	kg CO <sub>2</sub> eq	4,13E-02	3,55E-04	3,10E-04	3,33E-04	3,45E-04	3,65E-03	8,60E-04	-9,03E-03	1,70E-03	3,98E-02
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	9,46E-01	3,45E-02	7,22E-04	8,87E-02	1,44E-03	2,83E-02	1,06E-02	-1,80E-02	1,03E-02	1,10E+00
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	4,67E-03	6,38E-04	1,71E-05	1,62E-03	2,96E-05	8,58E-04	1,60E-05	-1,37E-03	1,05E-04	6,58E-03
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	3,39E-03	1,16E-04	8,10E-05	1,05E-04	1,35E-04	1,41E-03	1,88E-05	-1,37E-03	6,67E-05	3,96E-03
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1,05E-01	7,90E-03	3,49E-04	1,99E-02	4,59E-04	9,85E-03	4,66E-04	-1,78E-02	1,25E-03	1,27E-01
Land use	m <sup>2</sup> a crop eq	1,67E-02	7,41E-04	4,55E-05	1,72E-03	7,12E-05	1,07E-03	6,92E-05	-1,57E-03	4,03E-01	4,22E-01
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	6,41E-04	1,88E-05	6,64E-06	3,38E-05	1,27E-05	1,94E-04	2,70E-06	-2,10E-04	9,78E-06	7,10E-04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	1,12E-02	1,18E-04	7,71E-05	1,21E-04	6,36E-05	6,61E-04	2,77E-04	-1,77E-03	5,18E-04	1,12E-02

Tableau A3. 3 Impacts environnementaux de la centrale PV de Ziga

Catégorie d'impact	Unité	PV modules	Inverters	Transforme r	Electric installation	Foundation	Mounting structures	Transports	End-of- life	Construction	Total
Global warming	kg CO <sub>2</sub> eq	5,99E-02	3,37E-03	4,49E-04	3,56E-04	1,01E-03	2,48E-02	1,44E-03	-3,06E-02	1,99E-03	6,27E-02
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4- DCB	9,94E-01	5,71E-02	1,05E-03	9,49E-02	4,21E-03	1,95E-02	1,33E-02	-3,47E-02	2,36E-02	1,17E+00
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4- DCB	4,21E-03	2,57E-03	2,43E-05	1,74E-03	8,69E-05	6,91E-04	2,32E-05	-2,12E-03	2,54E-04	7,48E-03
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4- DCB	2,89E-03	2,94E-04	1,19E-04	1,12E-04	3,96E-04	4,69E-03	3,15E-05	-6,11E-03	1,28E-04	2,54E-03
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4- DCB	8,91E-02	3,77E-02	4,91E-04	2,13E-02	1,35E-03	2,23E-02	6,13E-04	-3,95E-02	2,91E-03	1,36E-01
Land use	m <sup>2</sup> a crop eq	1,08E-02	2,60E-03	6,16E-05	1,84E-03	2,09E-04	2,06E-03	8,86E-05	-3,21E-03	4,32E-01	4,46E-01
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	6,57E-04	1,45E-04	9,78E-06	3,62E-05	3,73E-05	2,90E-04	4,18E-06	-4,32E-04	2,12E-05	7,67E-04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	1,37E-02	8,52E-04	1,24E-04	1,30E-04	1,87E-04	5,24E-03	4,49E-04	-6,55E-03	5,78E-04	1,47E-02
Water consumption	m <sup>3</sup>	1,33E-03	3,45E-05	4,28E-06	7,63E-06	1,30E-05	1,46E-04	1,72E-06	-1,72E-04	6,48E-05	1,43E-03

Tableau A3. 4 Impacts environnementaux de la centrale PV de l'institut 2iE

Catégorie d'impact	Unité	PV modules	Inverters	Batteries	Electric installation	Mounting structure	Construction	Transports	End-of-life	Total
Global warming	kg CO <sub>2</sub> eq	4,47E-02	3,69E-03	5,09E-02	1,82E-03	7,09E-03	2,86E-06	7,10E-03	2,93E-02	1,45E-01
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1,08E+00	3,03E-01	1,45E+00	3,76E-01	2,95E-02	2,22E-06	8,87E-02	4,63E-02	3,36E+00
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	5,45E-03	5,89E-03	3,73E-02	1,75E-02	6,07E-04	1,56E-07	1,33E-04	6,98E-03	7,38E-02
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	3,72E-03	7,30E-04	1,31E-02	4,53E-04	2,76E-03	2,15E-07	1,59E-04	3,36E-03	2,43E-02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1,17E-01	7,67E-02	1,81E+00	8,44E-02	9,42E-03	4,75E-06	4,04E-03	7,33E-01	2,83E+00
Land use	m <sup>2</sup> a crop eq	1,81E-02	6,66E-03	3,65E-02	7,22E-03	1,99E-03	9,99E-07	5,82E-04	-4,45E-03	6,65E-02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	7,56E-04	2,33E-04	4,92E-02	1,43E-04	2,61E-04	3,76E-09	2,24E-05	-5,75E-04	5,01E-02
Fossil resource scarcity	kg oil eq	1,22E-02	9,53E-04	1,54E-02	5,44E-04	1,31E-03	7,03E-07	2,30E-03	-3,12E-03	2,97E-02
Water consumption	m <sup>3</sup>	1,91E-03	4,98E-05	1,09E-03	3,95E-05	9,08E-05	2,99E-08	1,01E-05	-8,27E-05	3,11E-03

Tableau A3. 5 Temps de récupération énergétique (TRE) des centrales PV

	PV modules	Inverters	Transformers	Electric installation	Mounting structure	Transports	End-of-life	Construction	Batteries	Total
Zagtouli	1,586	0,018	0,010	0,019	0,091	0,030	-0,206	0,099	0,000	1,65 ans
Ziga	1,804	0,124	0,015	0,021	0,692	0,051	-0,826	0,185	0,000	2,07 ans
2iE	1,806	0,137	0,000	0,080	0,176	0,238	-0,359	0,000	2,024	4,10 ans

Tableau A3. 6 Analyse de sensibilité technologie des modules PV des centrales PV

	Unité	Base	Zagtouli Mono	a-Si	Base	Ziga Mono	a-Si	Base	2iE Mono	a-Si
Global warming	kg CO <sub>2</sub> eq	3,98E-02	4,32E-02	2,23E-02	6,27E-02	5,06E-02	1,08E-01	1,45E-01	1,55E-01	1,28E-01
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1,10E+00	1,02E+00	3,20E-01	1,17E+00	1,17E+00	6,64E-01	3,36E+00	3,36E+00	2,44E+00
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6,58E-03	6,49E-03	5,46E-03	7,48E-03	8,43E-03	9,60E-03	7,38E-02	7,41E-02	7,19E-02
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	3,96E-03	4,19E-03	4,92E-03	2,54E-03	3,02E-03	5,35E-03	2,43E-02	2,50E-02	2,52E-02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1,27E-01	1,27E-01	8,50E-02	1,36E-01	1,65E-01	1,45E-01	2,83E+00	2,85E+00	2,78E+00
Land use	m <sup>2</sup> a crop eq	4,22E-01	4,23E-01	7,10E-01	4,46E-01	4,55E-01	8,09E+00	6,65E-02	6,96E-02	6,35E-02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	7,10E-04	6,70E-04	7,59E-04	7,67E-04	7,52E-04	1,06E-03	5,01E-02	5,00E-02	5,01E-02
Fossil resource scarcity	kg oil eq	1,12E-02	1,20E-02	6,85E-03	1,47E-02	1,39E-02	3,30E-02	2,97E-02	3,21E-02	2,51E-02
Water consumption	m <sup>3</sup>	1,47E-03	1,26E-03	4,17E-04	1,43E-03	1,47E-03	1,87E-03	3,11E-03	2,69E-03	1,59E-03

**Section B : CHAPITRE 4**

*Tableau A3. 7 Scénario de gestion de fin de vie de la centrale PV de Zagtouli*

		Unité	PV modules	Inverter	Transformer	Electric installation	Foundation	Mounting structure	Transport	Total
<b>Scenario 0</b>	Human health	DALY	-1,91E-08	5,74E-12	1,63E-12	-3,48E-09	-5,81E-10	-5,04E-09	1,10E-10	-2,81E-08
	Ecosystems	species.yr	-3,19E-11	1,78E-14	4,65E-15	-8,44E-12	-1,45E-12	-1,25E-11	2,96E-13	-5,40E-11
	Resources	USD2013	-2,44E-04	1,14E-07	1,21E-07	-1,23E-05	-9,27E-06	-8,04E-05	8,41E-06	-3,37E-04
<b>Scenario 1</b>	Human health	DALY	-3,38E-08	5,74E-12	1,63E-12	-3,95E-09	-5,81E-10	-5,04E-09	1,10E-10	-4,33E-08
	Ecosystems	species.yr	-7,45E-11	1,78E-14	4,65E-15	-8,92E-12	-1,45E-12	-1,25E-11	2,96E-13	-9,71E-11
	Resources	USD2013	-5,01E-04	1,14E-07	1,21E-07	-3,02E-05	-9,27E-06	-8,04E-05	8,41E-06	-6,13E-04
<b>Scenario 2</b>	Human health	DALY	-3,38E-08	-2,23E-09	-6,58E-10	-3,95E-09	-5,81E-10	-5,04E-09	1,10E-10	-4,62E-08
	Ecosystems	species.yr	-7,45E-11	-4,80E-12	-1,27E-12	-8,92E-12	-1,45E-12	-1,25E-11	2,96E-13	-1,03E-10
	Resources	USD2013	-5,01E-04	-1,13E-05	-9,02E-06	-3,02E-05	-9,27E-06	-8,04E-05	8,41E-06	-6,33E-04

Tableau A3. 8 Scénario de gestion de fin de vie de la centrale PV de Ziga

		Unité	PV modules	Inverters	Transformer	Electric installation	Foundation	Mounting structures	Transports	Total
<b>Scenario 0</b>	Human health	DALY	-2,13E-08	2,02E-10	3,28E-12	-3,72E-09	-1,70E-09	-7,17E-08	1,30E-10	-9,81E-08
	Ecosystems	species.yr	-3,40E-11	1,94E-14	9,32E-15	-9,03E-12	-4,24E-12	-1,18E-10	3,49E-13	-1,65E-10
	Resources	USD2013	-2,80E-04	2,18E-07	2,42E-07	-1,32E-05	-2,72E-05	-9,05E-04	9,92E-06	-1,21E-03
<b>Scenario 1</b>	Human health	DALY	-3,89E-08	2,02E-10	3,28E-12	-4,23E-09	-1,70E-09	-7,17E-08	1,30E-10	-1,16E-07
	Ecosystems	species.yr	-8,57E-11	1,94E-14	9,32E-15	-9,55E-12	-4,24E-12	-1,18E-10	3,49E-13	-2,17E-10
	Resources	USD2013	-5,77E-04	2,18E-07	2,42E-07	-3,23E-05	-2,72E-05	-9,05E-04	9,92E-06	-1,53E-03
<b>Scenario 2</b>	Human health	DALY	-3,89E-08	-1,76E-09	-1,32E-09	-4,23E-09	-1,70E-09	-7,17E-08	1,28E-10	-1,19E-07
	Ecosystems	species.yr	-8,57E-11	-1,82E-12	-2,54E-12	-9,55E-12	-4,24E-12	-1,18E-10	3,44E-13	-2,22E-10
	Resources	USD2013	-5,77E-04	-2,31E-05	-1,81E-05	-3,23E-05	-2,72E-05	-9,05E-04	9,79E-06	-1,57E-03

Tableau A3. 9 Scénario de gestion de fin de vie de la centrale PV de l'institut 2iE

		Unité	PV modules	Inverters	Transformer	Electric installation	Foundation	Mounting structures	Transports	Total
<b>Scenario 0</b>	Human health	DALY	5,02E-10	5,00E-10	4,50E-10	4,91E-10	5,12E-09	-1,19E-08	2,40E-06	2,40E-06
	Ecosystems	species.yr	1,12E-12	1,12E-12	1,01E-12	5,17E-12	1,32E-12	-2,96E-11	2,62E-09	2,60E-09
	Resources	USD2013	1,99E-06	1,98E-06	1,79E-06	2,47E-06	8,48E-07	-1,90E-04	-6,17E-04	-7,98E-04
<b>Scenario 1</b>	Human health	DALY	-1,43E-08	-1,43E-08	-1,28E-08	1,97E-09	-2,06E-08	-1,19E-08	-4,37E-07	-5,09E-07
	Ecosystems	species.yr	-3,15E-11	-3,14E-11	-2,83E-11	2,07E-11	-4,93E-11	-2,96E-11	-2,52E-09	-2,67E-09
	Resources	USD2013	-2,12E-04	-2,11E-04	-1,90E-04	9,87E-06	-1,49E-04	-1,90E-04	-1,52E-02	-1,62E-02
<b>Scenario 2</b>	Human health	DALY	-1,43E-08	-1,43E-08	-1,28E-08	1,97E-09	-2,06E-08	-1,19E-08	-4,37E-07	-5,09E-07
	Ecosystems	species.yr	-3,15E-11	-3,14E-11	-2,83E-11	2,07E-11	-4,93E-11	-2,96E-11	-2,52E-09	-2,67E-09
	Resources	USD2013	-2,12E-04	-2,11E-04	-1,90E-04	9,87E-06	-1,49E-04	-1,90E-04	-1,52E-02	-1,62E-02