

# REPORTING ENVIRONNEMENTAL

## 2023

EXTRAIT DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL



The ENGIE logo, consisting of a white curved line above the word "ENGIE" in a bold, white, sans-serif font.

## 3.5 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur la page internet suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse>) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement.

Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le reporting environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

Les indicateurs 2021 à 2023 détaillés dans la présente Section sont présentés hors Equans.

### 3.5.1 LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une

plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Au regard des évolutions réglementaires, notamment européennes avec l'entrée en vigueur de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), ENGIE fera évoluer ses processus et son système de reporting environnemental sur l'exercice 2024.

### 3.5.2 LE MANAGEMENT ENVIRONNEMENTAL

À la clôture de l'exercice 2023, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentent 75% du chiffre d'affaires pertinent <sup>(1)</sup>. C'est au

niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

#### Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Par une certification EMAS	8,92%	8,86%	5,00%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	55,60%	59,11%	55,61%
Par d'autres certifications SME externes	0,20%	0,03%	2,40%
<b>TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES</b>	<b>64,73%</b>	<b>67,99%</b>	<b>63,01%</b>
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	10,15%	7,59%	11,23%
<b>TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES</b>	<b>74,9%</b>	<b>75,6%</b>	<b>74,2%</b>

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre

standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

### 3.5.3 LES SYSTÈMES DE MESURE ET DE CONTRÔLE DE LA PERFORMANCE, UN PRÉREQUIS À L'EXERCICE DE LA RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENTALE

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

#### 3.5.3.1 Éléments de méthodologie

##### Organisation et périmètre

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil, appelé EARTH, est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*). EARTH couvre l'ensemble du groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le **périmètre de reporting** sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Néanmoins, ENGIE déploie son questionnaire complet auprès des entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et la GBU Infrastructures afin de disposer d'informations environnementales sur un périmètre plus large. Pour les entités mises en équivalence de la GBU Renouvelable, de la GBU FlexGen et de Nucléaire, ENGIE intègre les données primaires énergie de la performance opérationnelle du Groupe (outil Perform). Les données des entités mises en équivalence ne sont présentées que dans le *reporting* du scope 3 du bilan des émissions de gaz à effet de serre du Groupe. A noter toutefois que les capacités électriques des entités mises en équivalence sont également prises en compte à 100% dans l'objectif sur le pourcentage d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité présenté à la Section 1.5.2.

Ainsi, en accord avec les règles de **consolidation financière**, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en *joint operation*, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel lui appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les **cessions** intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (exemple : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les **acquisitions** réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Pour le **calcul des indicateurs de management environnemental** de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le **déploiement des procédures et des instructions** à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les **définitions des indicateurs** utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un **"taux de couverture"** qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, avec la mise en œuvre de l'outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Un certain nombre de choix méthodologiques ont été faits pour réaliser le *reporting* environnemental. Ces éléments sont décrits dans les paragraphes qui suivent.

#### Fiabilité du périmètre de reporting environnement, impact environnementaux des sous-traitant et engagement d'ENGIE envers la préservation de l'eau

- La **fiabilité du périmètre** couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting*, un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque *hub* régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH. En outre, des rapprochements site par site sont réalisés avec l'outil Perform, la base de données d'ENGIE dédiée à la performance opérationnelle des installations de production d'énergie, pour réaliser un contrôle supplémentaire de l'exhaustivité du périmètre. Il est en plus demandé aux correspondants *reportings* de vérifier et de déclarer le nombre de sites appartenant à chaque entité contributrice.



- Les **impacts environnementaux** significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être

différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter.

- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de **préserver les ressources en eau**. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et les consommations d'eau douce et d'eau non-douce ainsi que sur la consommation totale.

### 3.5.3.2 Indicateurs

#### Indicateurs hors GES

- Les émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>x</sub> et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles. Pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NO<sub>x</sub> et un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SO<sub>x</sub> (0,281 g/GJ pci) et un autre pour les émissions de particules fines (0,9 g/GJ pci), tous deux recommandés par l'EMEP, l'*European Monitoring and Evaluation Programme*.
- Soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou la modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité.
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental.
- Les stations de pompage-turbinage sont depuis 2022 traitées comme les batteries, comme préconisé par la taxonomie européenne. A ce titre, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée au réseau. Cette dernière n'est par conséquent plus comptabilisée dans la production d'électricité d'ENGIE. Cette modification a été appliquée avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence.
- À des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,25 pour les incinérateurs et à 0,61 pour toutes les activités d'achat et de production d'énergie du Groupe. Ce dernier facteur a été mis à jour avec effet rétroactif depuis 2015 sur la base du Règlement délégué 2015/2402 de la Commission Européenne.
- L'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ainsi que les gaz sidérurgiques (voir la note relative à la chaleur et celle relative aux gaz sidérurgiques ci-après). Pour les sites alimentés en chaleur, cette dernière est à la fois comptabilisée en entrée et en sortie dans le calcul du rendement.

- Pour les sites de production d'énergie en boucle ouverte sans tour de refroidissement, les sorties d'eau de refroidissement sont considérées égales aux entrées d'eau de refroidissement, correspondant à une consommation nulle d'eau de refroidissement en raison de la proximité de la source rivière ou mer. Pour les sites de production d'énergie en boucle fermée (réseaux de chaleur), l'appoint d'eau est considéré comme une consommation d'eau ce qui maximise la mesure de leur consommation d'eau.

#### Indicateurs GES : émissions directes (scope 1)

- Les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy - 2006*). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards.
- La biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE comptabilise les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O associées à leur combustion lorsque ces combustibles sont utilisés pour la production d'énergie mais pas celles de CO<sub>2</sub>.
- Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO<sub>2</sub>. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO<sub>2</sub> équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (6<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC - 2022), considérés sur une échelle de 100 ans.
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des

installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant ces émissions de GES de son scope 1 et les centrales de DK6 en France et de Knippegroen et Rodenhuize en Belgique, ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie qui rentre dans le calcul des émissions spécifiques du Groupe.

### Indicateurs GES : émissions indirectes (scopes 2 et 3)

- La nature des achats de chaleur comptabilisés dans le scope 2 a évolué depuis 2022. La chaleur provenant des Unités de Valorisation Énergétique (UVE) ou hors UVE n'est plus comptabilisée dans le calcul des émissions de scope 2. ENGIE s'aligne ainsi sur la pratique française en la matière telle que décrite dans la méthodologie du Syndicat National du Chauffage Urbain (SNCU) pour répondre à l'enquête annuelle sur les Réseaux de Chaleur et de Froid. Cette enquête fait office de statistique nationale pour le Ministère de la Transition Énergétique et de base de calcul du contenu CO<sub>2</sub> et du taux EnRR de chaque réseau publié dans l'arrêté "DPE". Les achats de chaleur pris en considération concernent uniquement la chaleur produite hors UVE. Sur la base des MWh achetés, un taux de pertes moyen de 16,5% fourni par le SNCU est utilisé pour connaître les MWh de chaleur perdue lors du transport et réalisé le calcul du scope 2. En 2022, la chaleur achetée produite hors UVE représentait 8,11% de toute la chaleur acquise. Faute de données antérieures permettant la distinction entre chaleur d'UVE et hors UVE, le même pourcentage a été appliqué rétroactivement depuis 2015 à des fins de cohérence.
- Deux changements méthodologiques sont intervenus depuis 2022 sur le scope 2, avec effet rétroactif depuis 2015. Il s'agit de l'exclusion de la chaleur récupérée des UVE et du passage des stations de pompage-turbinage du statut d'installations de production d'électricité à celui de batteries.
- En 2023, deux changements méthodologiques ont été opérés sur le scope 2. Le premier a été la prise en compte des pertes sur les infrastructures de transport d'électricité. Le second a été l'ajout du scope 2 en *market based* dans le reporting (en complément des informations liées aux réseaux d'électricité *location based*). Pour le *market based*, un facteur d'émission vert est appliqué sur les consommations d'électricité pour lequel le Groupe dispose de certificats ou garanties d'origine renouvelables. Les facteurs d'émission des réseaux électriques par pays pour le calcul des émissions *location based* et les facteurs d'émissions verts sont issus de la base de données ENERDATA et des données du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). Les facteurs d'émissions résiduels ont été calculés par notre commercialiseur, GEMS (Global Energy Management & Sales), sur la base des données de l'AIB (*Association of Issuing Bodies*). Les données utilisées sont la composition du mix résiduel et son pourcentage par rapport au mix du réseau ainsi que des données internes Groupe sur les volumes annuels d'électricité consommée par pays. Pour les autres pays, les valeurs résiduelles souvent non disponibles sont reprises des facteurs réseaux. Ces éléments ont été ajoutés dans le reporting 2023 mais le total des émissions de GES (scopes 1 + 2 + 3) reste présenté en *location based*.
- Dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.
- Pour le scope 3, la catégorie "émissions indirectes de GES associées à l'énergie" comprend les émissions de GES de la chaîne amont des combustibles, la chaîne amont de l'électricité et de la chaleur consommée ainsi que, depuis 2022 celles de la chaîne amont de l'électricité achetée pour la revente. Pour le calcul de ces dernières émissions, les émissions des TWh vendus sont déterminées en calculant dans un premier temps les émissions de la production d'ENGIE. Les facteurs d'émission utilisés pour cela incluent l'ACV complète, construction des installations incluse sauf pour les installations de combustion pour lesquelles les facteurs sont appliqués à leurs consommations réelles de combustibles, méthode plus précise que le calcul sur base de l'ACV pour ce type d'installations. Ces émissions de la production sont ensuite déduites de celles des ventes totales d'ENGIE dans les pays concernés, calculées sur la base de facteurs moyens européens incluant l'ACV complète.
- Les émissions de la catégorie *Investment* correspondent aux émissions directes de la production d'énergie et celles des autres activités comme les infrastructures gazières. En 2023, suite à l'élargissement de la collecte de données environnementales aux entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et de la GBU *Infrastructures*, la catégorie *investissements* inclut les émissions indirectes dues à l'achat et la consommation d'électricité et de chaleur. Les émissions rapportées dans cette catégorie du scope 3 sont les émissions des entités au taux de détention du Groupe (*Ownership rate*).
- Pour la catégorie "utilisations des produits vendus", en complément des combustibles non renouvelables, les ventes de biomasse et de biométhane à des utilisateurs finaux sont maintenant collectées en calculant les émissions biogéniques. Ce dernier ajout permet également de compléter les émissions de la chaîne amont des deux combustibles biomasse et biométhane.
- Bien que moins significatives, les émissions de CO<sub>2</sub> calculées sur la base des modes de travail (*Ways of Working*) sont maintenant intégrées dans les scopes 1, 2 et 3. Certaines catégories sont disponibles sur les trois années présentées dans ce chapitre, d'autres seulement pour 2023.

## 3.5.4 LES ACTIONS DU GROUPE

### 3.5.4.1 Le changement climatique

#### Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné <sup>(1)</sup> et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2023 s'établit à 131,4 gCO<sub>2</sub>éq./kWh, en diminution de 13,4% par rapport à 2022 et de 70,3% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO<sub>2</sub>éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé

(1) La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 121% en neuf ans passant de 28,6% en 2015 à 63,2% en 2023.

de près de 5,5 millions de tonnes en un an, passant de 30 à 24,5 millions de tonnes, soit une réduction de 18,2%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'Accord de Paris : désengagement total du charbon et croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique et produit un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire *Climate Change* du CDP.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions totales directes de GES - Scope 1 □□	t CO <sub>2</sub> éq.	24 496 514	29 943 790	36 703 290
dont émissions de la production d'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	22 243 521	27 918 015	34 376 035
dont émissions des Infrastructures	t CO <sub>2</sub> éq.	1 962 875	1 712 245	1 954 553
- Part due au CH4 dans la Distribution de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	1 068 498	947 586	1 197 204
- Part due au CH4 dans le Transport de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	176 880	192 740	247 550
- Part due au CH4 dans le Stockage de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	72 918	78 928	92 691
- Part due au CH4 dans les Terminaux Méthaniers	t CO <sub>2</sub> éq.	135 151	44 354	86 637
- Part due à d'autres sources (autres combustions, véhicules, gaz fluorés...)	t CO <sub>2</sub> éq.	509 428	448 637	330 471
dont émissions des autres activités (véhicules, gaz fluorés, modes de travail...)		290 118	313 530	372 702
Émissions de GES par unité d'activité - production d'énergie	kg CO <sub>2</sub> éq./MWh éq.	131,4	151,7	180,1

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

### Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de reporting des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Scope 2 - émissions indirectes liées aux consommations énergétiques				
Scope 2 "Location Based" - émissions indirectes associées à l'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	654 073	850 154	552 962
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO <sub>2</sub> éq.	584 526	749 362	543 973
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO <sub>2</sub> éq.	6 428	8 486	8 989
dont émissions indirectes liées aux pertes sur les réseaux de transport d'électricité	t CO <sub>2</sub> éq.	63 119	92 307	
Scope 2 "Market Based" - émissions indirectes associées à l'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	847 043	-	-
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO <sub>2</sub> éq.	777 496	-	-
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO <sub>2</sub> éq.	6 428	-	-
dont émissions indirectes liées aux pertes sur les réseaux de transport d'électricité	t CO <sub>2</sub> éq.	63 119		
Scope 3 : Autres émissions indirectes de GES				
Scope 3 - Total	t CO <sub>2</sub> éq.	133 337 361	144 543 263	122 622 236
Cat. 3.1 - Achats de produits et de services	t CO <sub>2</sub> éq.	5 936 639	5 465 933	5 486 727
Cat. 3.2 - Immobilisations des biens	t CO <sub>2</sub> éq.	3 051 298	2 820 304	2 206 878
Cat. 3.3 - Chaîne amont des commodités (Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories «émissions directes de GES» et «émissions indirectes de GES associées à l'énergie)	t CO <sub>2</sub> éq.	41 451 946	42 168 536	17 796 478
dont émissions de l'électricité achetée pour la revente	t CO <sub>2</sub> éq.	28 533 202	26 250 871	-
Cat. 3.5 - Déchets produits par les activités (services payés pour les)	t CO <sub>2</sub> éq.	2 265	0	0
Cat. 3.6 - Voyages professionnels	t CO <sub>2</sub> éq.	43 177	26 762	13 636
Cat. 3.7 - Déplacements domicile-travail des employés	t CO <sub>2</sub> éq.	56 591	66 222	91 396
Cat. 3.11 - Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des tiers, hors marché)	t CO <sub>2</sub> éq.	52 536 380	61 288 580	65 561 304
dont ventes de gaz naturel et GNL	t CO <sub>2</sub> éq.	52 526 771	61 279 489	65 560 855
dont ventes de biomasse et de biométhane	t CO <sub>2</sub> éq.	9 609	9 091	449
Cat. 3.15 - Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO <sub>2</sub> éq.	30 259 065	32 706 929	31 465 816
dont émissions de la production d'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	29 969 276	32 184 853	31 465 816
dont émissions d'autres activités	t CO <sub>2</sub> éq.	289 789	522 076	-

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

### L'adaptation au changement climatique

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au

Mexique (parc solaire de Star Mina), le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

### 3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent, en 2023, 25,9 GW équivalents électriques installés (GWéeq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWéeq.	25 874	22 291	20 450
Renouvelable - Électricité et Chaleur produites □□	GWhéeq.	78 529	70 383	63 765
Énergie produite - part du grand hydraulique	Pourcentage	56,8%	59,6%	60,4%
Énergie produite - part du petit hydraulique	Pourcentage	1,0%	1,2%	1,3%
Énergie produite - part de l'éolien	Pourcentage	26,8%	23,1%	22,6%
Énergie produite - part du géothermique	Pourcentage	0,4%	0,4%	0,4%
Énergie produite - part du solaire	Pourcentage	8,8%	7,1%	4,8%
Énergie produite - part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	6,2%	8,6%	10,6%
Renouvelable et Non Renouvelable - Électricité et Chaleur produites	GWhéeq.	169 345	183 986	190 864
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	46,4%	38,3%	33,4%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

### 3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité et de chaleur, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations

apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Production d'énergie des installations contrôlées (périmètre du scope 1)	GWhéeq.	169 345	183 986	190 864
Production d'énergie des installations mises en équivalence (périmètre du scope 3)	GWhéeq.	92 222	88 544	93 230
Consommation d'énergie primaire - total (excluant l'autoconsommation) □□	GWh pci	217 479	278 430	318 311
Part du charbon/lignite	Pourcentage	2,03%	4,79%	10,04%
Part du gaz naturel	Pourcentage	46,32%	41,35%	36,56%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	1,38%	0,83%	0,76%
Part de l'uranium	Pourcentage	42,38%	44,68%	44,72%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,36%	4,77%	4,34%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,35%	3,43%	3,25%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,18%	0,14%	0,33%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhéeq.	6 323	6 692	7 499
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	50,4%	49,6%	47,6%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

### 3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des

centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 1.6.5.2.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions gazeuses radioactives				
Gaz rares	TBq	37,01	32,19	36,12
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,03
Aérosols	GBq	0,04	0,28	0,27
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m <sup>3</sup>	123	182	186
Rejets liquides radioactifs				
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	10,20	14,95	11,46
Tritium	GBq	56,30	101,80	83,49

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.7 "Risques liés aux activités nucléaires".

### 3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur la gestion des bassins prioritaires et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau pour l'énergie produite à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2023, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* de l'outil *Aqueduct* du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents risques liés à l'eau.

En 2023, 53 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 7 % des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls cinq sites sur les 53 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m<sup>3</sup>/an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire depuis 2017 de 36,5% les prélèvements d'eau douce (eau exempte de sel) et de 50% les consommations d'eau totales (eau douce et eau salée cumulées).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Eau douce				
Prélèvement total	Mm <sup>3</sup>	1 773	1 658	2 406
Rejet total	Mm <sup>3</sup>	1 726	1 603	2 340
Eau non douce				
Prélèvement total	Mm <sup>3</sup>	4 292	5 215	5 249
Rejet total	Mm <sup>3</sup>	4 276	5 191	5 218
Consommation totale (Prélèvements - Rejets)	Mm <sup>3</sup>	62	80	96



### 3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets. Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels de réduction de production de ses déchets dangereux (-95% vs 2017) et non dangereux (-80% vs 2017) d'ici 2030.

Cette ambition de réduction est complétée par le suivi des taux de valorisation de 83% pour les déchets non dangereux et de 24,4% pour les déchets dangereux en 2023. Les sites

industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	753 711	1 459 706	2 875 114
• Cendres volantes, refiorms	t	84 857	660 169	1 669 050
• Cendres cendrées, mâchefers	t	220 895	513 615	702 669
• Sous-produits de désulfuration	t	13 992	53 170	69 841
• Boues	t	39 013	13 484	21 269
• Bois flotté	t	5 097	10 783	11 508
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	625 771	1 164 816	2 419 194
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	26 797	23 506	33 601
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	6 537	4 926	5 180

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

### 3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté, optimisation de la combustion et traitements des fumées, mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les particules totales (de toute taille), installation de brûleurs bas-NO<sub>x</sub> ou injection d'urée

(traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote, choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre.

Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels d'ici 2030 de réduction des émissions de NO<sub>x</sub> (-75% vs 2017), de SO<sub>x</sub> (-98% vs 2017) et de particules totales (-60% vs 2017).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions de NO <sub>x</sub>	t	27 037	34 197	49 819
dont production d'énergie	t	26 676	33 896	49 574
Émissions de SO <sub>x</sub>	t	3 396	7 418	106 028
dont production d'énergie	t	3 379	7 400	106 007
Émissions de poussières	t	2 832	3 398	5 820
dont production d'énergie	t	2 823	3 391	5 815
Émissions de mercure	kg	104	139	347
dont production d'énergie	kg	38	49	198

### 3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine, mais aussi aux activités économiques. ENGIE, par ses activités industrielles, a des impacts potentiels directs sur la biodiversité (continuité écologique, avifaune, piscifaune, etc), et indirects via la chaîne d'approvisionnement. Le Groupe présente aussi des dépendances à la biodiversité du fait, notamment, de son utilisation de ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par les services écosystémiques.

Selon les experts internationaux de l'IPBES <sup>(1)</sup>, la biodiversité est menacée par cinq pressions majeures : le changement d'usage des sols, la surexploitation des ressources, le changement climatique, la pollution et les espèces exotiques envahissantes. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

(1) Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

Dès 2010, le Groupe a intégré la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. Il est désormais doté d'une politique dédiée et d'engagements clés au travers des dispositifs "act4nature international" et "Entreprises Engagées pour la Nature". Les engagements act4nature international ont été renouvelés en octobre 2023 et un bilan deux ans après des engagements "Entreprises engagées pour la Nature" a été transmis à l'Office Français de la Biodiversité. Tous les détails concernant ces engagements et leurs avancées sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite>.

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

C'est dans une logique de respect de la séquence "Éviter, réduire et compenser" que le Groupe développe ses projets. L'évaluation des risques est matérialisée au sein d'une matrice RSE exigée pour tous les grands projets.

L'ensemble des sites du Groupe est analysé chaque année au regard de leur proximité des différentes aires protégées (UICN catégories I à VI, Ramsar, UNESCO naturel et mixte, KBA, MAB). Chaque site localisé à moins de 15 km d'une aire protégée travaille à la mise en œuvre de plans d'action développés en concertation avec les parties prenantes pertinentes.

Le Groupe a également pris un engagement fort d'avoir une gestion des sites respectueuse de la nature, en arrêtant l'usage des produits phytosanitaires chimiques et en contribuant à la restauration des continuités écologiques.

En 2023, le Groupe a réalisé la mesure de son empreinte biodiversité avec l'outil Global Biodiversity Score. Un résumé des résultats sera présenté sur le site internet au cours du premier semestre 2024.

Intitulé de l'objectif	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021	Cible 2030
Développement de plans d'actions pour les sites industriels situés dans ou à proximité d'une zone sensible pour la biodiversité, dans un rayon de 15 km	%	62	60	41	100
Mise en place d'une gestion écologique des sites industriels du Groupe, à savoir entretien des espaces verts respectueux de la nature et zéro produit phytosanitaire	%	58	34	28	100

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires historiques : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement (FNE). Depuis 2009, le comité français de l'UICN apporte à ENGIE son expertise pour intégrer davantage la biodiversité dans sa stratégie, et depuis 2008, FNE contribue à la mise en

relation avec des experts locaux et à la sensibilisation aux enjeux tels que l'application de la séquence "éviter-réduire-compenser" en France. Ces partenariats sont élaborés sur une base triennale. Depuis 2022, ces partenariats sont complétés d'un partenariat avec le Centre mondial de surveillance pour la conservation de la nature (UNEP-WCMC), dans le cadre du programme Proteus.

### 3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	93,7%	96,0%	82,8%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	90,9%	95,3%	88,6%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Plaintes liées à l'environnement	4	20	13
Condamnations liées à l'environnement	0	1	2
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	0	9	697
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	924 914	902 683	632 298

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu une plainte pour nuisances sonores et une pour les désagréments associés à l'effet stroboscopique ;
- au Pays-Bas, le gestionnaire du parc éolien de Levanto a reçu une plainte une chute de concrétions glacées sur un véhicule ;
- en Roumanie, une plainte a été reçue pour une nuisance sonore liée à une station de mesure du réseau de distribution de gaz.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Energia Mayakan au Brésil consécutive au contrôle du diamètre d'un tuyau d'évacuation d'eau qui ne correspondait pas à celui autorisé par le permis d'exploitation. Les travaux ont été réalisés pour mettre l'évacuation d'eau en conformité.

En 2023, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se sont montées à près de 925 millions d'euros.

### 3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser

les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré.

### 3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élevaient à 1,388 milliard d'euros en 2023 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de 10 ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque *hub* régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent l'une des occupations des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels en surface puisqu'elles n'empêchent pas les espèces de se déplacer comme elles le doivent. Néanmoins, elles peuvent avoir un impact négatif sur les habitats souterrains. Les gazoducs peuvent également générer des conflits d'occupation des sols et pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnités. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.