

**MIX ELECTRIQUES GEOGRAPHIQUES VERSUS MIX ELECTRIQUES
MARCHE : QUELLES RECOMMANDATIONS EN ACV ?**

RAPPORT FINAL

Janvier 2024

Responsables Scientifiques

Magali Palluau, Charlotte Hugrel – Bleu Safran

Yannick Le Guern, Frédéric Croison – Elys Conseil

L'association SCORE LCA est une structure d'étude et de recherche dédiée aux travaux relatifs à l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) et à la quantification environnementale. Elle vise à promouvoir et à organiser la collaboration entre entreprises, institutionnels et scientifiques afin de favoriser une évolution partagée et reconnue, aux niveaux européen et international, de la méthode d'Analyse du Cycle de Vie et de sa mise en pratique.

- ✓ En Bibliographie, ce document sera cité sous la référence :
SCORE LCA, Mix électriques géographiques versus mix électriques marché : quelles recommandations en ACV ?, 2024, 112 pages, n°2022-01
- ✓ Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de la Transition Ecologique)
www.ademe.fr
- ✓ Les points de vue et recommandations exprimés dans ce document n'engagent que les auteurs et ne traduisent pas nécessairement, sauf mention contraire, l'opinion de l'ensemble des membres de SCORE LCA.
- ✓ Les informations et les conclusions présentées dans le présent document ont été établies au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Comité de suivi pour SCORE-LCA : Gilles ABDELAZIZ – Renault ; Julie AGUILHON – TotalEnergies ; Clarisse AUJOUX – TotalEnergies ; Erwan AUTRET – ADEME ; Yves BABIAN – Renault ; Annabelle BARTEAU - Alstom Group ; Tatiana BRATEC – ENGIE ; Hervé CASTET – EDF ; Jean-Paul CAZALETS – TotalEnergies ; Julie CLAVREUL – ENGIE ; Bénédicte Couffignal – RECORD ; Rafaele DESPLATS – ADEME ; Fabrice DEVAUX – TotalEnergies ; Marion DEVIENNE – SCORELCA ; Loic FRANCKE – TotalEnergies ; Elodie GAOUYAT – TotalEnergies ; Anne GRAU – EDF ; Anne-Laure HETTINGER - Arcelor Mittal ; Fabien HEURTAUX – Renault ; Benjamin JAUMARD – TotalEnergies ; Denis LE-BOULCH – EDF ; Olivier MAHE – Renault ; Philippe OSSET – SCORELCA ; Geraldine PAPIN – TotalEnergies ; Marion PASQUIER – TotalEnergies ; Anne PRIEUR-VERNAT – ENGIE ; Kevin RENGIFO – TotalEnergies ; Olivier RETHORE – ADEME ; Pierre SACHER – ADEME ; Alireza TEHRANI – TotalEnergies ; Clara TROMSON – ADEME ; George WONG – TotalEnergies ; Marie WOUTS – ENGIE ; Catherine YEZEGUELIAN – SOLVAY.

RESUME

SCORE LCA a souhaité investiguer les enjeux méthodologiques associés à la modélisation de l'électricité du réseau basée sur les instruments de marché, appelée approche contractuelle ou « Market-based », dans le contexte d'ACV dites attributionnelles. En effet, après une période où les mix géographiques étaient utilisés, de plus en plus de référentiels exigent ce type d'approche.

Dans un premier temps, les principales notions inhérentes aux approches contractuelles de l'électricité sont exposées pour en faciliter l'appropriation par des non-experts de ces sujets. Un **état des lieux** des connaissances et des enseignements clés en lien avec ce sujet, exposés ci-après, a ensuite été établi.

Panorama des orientations adoptées par une vingtaine de référentiels d'évaluation environnementale, orientés « produits » ou « organisation » : ce travail met en évidence le fort alignement des référentiels « Empreinte » et « Déclaration Environnementale Produit » sur l'ISO 14067 et donc l'approche Market-based. Il met en évidence différents écueils qui témoignent du caractère très récent de cette approche et d'un manque de maturité et de précisions en ce qui concerne ses règles d'application. Une cohabitation des approches Market-based et Location-based pour une même étude est ainsi rendue possible dans nombre de référentiels, sans que ces derniers ne se positionnent sur l'exigence de consistance et le niveau d'inconsistance acceptable.

Positions de fond des acteurs : certains expriment leur préférence pour le Market-based en raison de sa cohérence avec les instruments légaux en Europe, et de sa capacité à refléter les choix d'achat individuels et *in fine* à favoriser les mutations des réseaux électriques. D'autres sont en désaccord avec cette approche dont ils questionnent la validité : absence de relation causale entre les impacts réels et les règles contractuelles, pas d'incitation à agir sur les principaux leviers d'actions de la transition énergétique (efficacité, sobriété), surestimation de l'efficacité des efforts d'atténuation en raison de transferts d'impacts entre consommateurs, etc. Y compris parmi les promoteurs du Market-based, les débats montrent la nécessité de procéder à des arbitrages de fond sur la durée de validité des attributs EAC, les concordances temporelle et spatiale attendues entre l'électricité physique consommée et la revendication contractuelle ou encore la place à accorder ou non à un critère d'additionnalité.

Principes de construction des inventaires de cycle de vie des mix électriques : les principes appliqués dans des bases ACV génériques sont exposés et illustrés pour les mix géographiques et les mix marché résiduels. Les bases de données intègrent depuis récemment des inventaires de mix résiduels d'électricité par pays s'appuyant sur les données publiées par AIB pour l'Europe. En revanche, les autres données d'inventaires (matériaux, énergies, etc.) sont basées sur une approche Location-based pour l'électricité, la cohabitation des deux approches posant un problème de consistance.

Enfin, l'étude se conclut par des **recommandations méthodologiques et de mise en œuvre**. Pour différents contextes d'application, elle propose des arbitrages argumentés quant au choix de l'approche : éviter l'approche Market-based pour l'évaluation de solutions au stade R&D, favoriser l'approche Location-based pour les études à des fins d'éco-conception ou de comparaison ; si l'approche Market-based est néanmoins choisie pour des études comparatives et d'aide à la définition de politiques publiques, la compléter par une approche Location-based afin de s'assurer que les conclusions ne sont pas dépendantes de l'approche. Afin d'accompagner la mise en œuvre de l'approche Market-based, des recommandations sont formulées afin de satisfaire au mieux les principes méthodologiques fondamentaux en ACV : consistance, absence de double-comptages et justesse de la représentation. Ainsi, des recommandations accompagnées de logigrammes décisionnels sont proposées pour hiérarchiser le choix des mix électriques, des propositions sont formulées pour identifier les inventaires devant être ajustés selon une approche marché. D'autres recommandations portent sur la modélisation des mix électriques contractuels (concordance technologique, pertes de transport et de distribution de l'électricité, infrastructures, etc.) ainsi que sur la mise en œuvre et la transparence attendues concernant le respect des critères d'éligibilité devant être satisfaits par les instruments contractuels.

L'étude invite également les porteurs de programmes et de référentiels exigeant l'application d'une approche Market-based à s'emparer des sujets dont la prise en compte s'avère complexe (produits à durée de vie longue, impacts évités de fin de vie, etc.) et à engager des développements méthodologiques répondant à ces sujets challengeants.

MOTS CLES : Electricité, approche géographique, approche marché, mix résiduel, garantie d'origine, GO, outils contractuels, attribut non lié/lié, double-comptage, EnR

SUMMARY

With this study, SCORE LCA aimed to investigate the methodological issues associated with modelling grid electricity based on market instruments, known as the contractual or "Market-based" approach, in the context of attributional Life Cycle Assessment (LCA). Indeed, after a period in which geographical mixes were used, an increasing number of LCA frameworks require this type of approach.

First, the key concepts inherent to contractual approaches to electricity are presented to facilitate understanding for non-experts in these subjects. This is followed by an overview of the knowledge and key findings on this topic, as outlined below, has then been established.

Overview of the orientations of about twenty environmental assessment frameworks, "products" or "organizations" oriented : This work highlights the strong alignment of the "Footprint" and "Environmental Product Declaration" frameworks with ISO 14067 and thus the Market-based approach. It identifies several pitfalls that demonstrate the very recent nature of this approach and a lack of maturity and precision regarding its application rules. Thus, many frameworks allow the coexistence of market-based and location-based approaches for the same study, without taking a position on the consistency requirement and the level of acceptable inconsistency.

Stakeholders' fundamental positions: Some express a preference for Market-based because of its consistency with legal instruments in Europe and its ability to reflect individual purchasing decisions and ultimately promote changes in electricity networks. Others disagree with this approach and question its validity: lack of a causal relationship between real impacts and contractual rules, lack of incentive to act on key levers of energy transition (efficiency, frugality), overestimation of the effectiveness of mitigation efforts due to impact transfers between consumers, etc. Even among Market-based proponents, debates highlight the need for fundamental arbitrations on the validity period of EAC attributes, the expected temporal and spatial concordance between consumed physical electricity and contractual claims, or the consideration of an additionality criterion.

Principles of Life Cycle Inventory Construction for Electricity Mixes: The principles used in generic LCA databases are presented and illustrated for geographical mixes and residual market mixes. Databases have recently included inventories of residual electricity mixes by country based on data published by AIB for Europe. However, other inventory data (materials, energy, etc.) are based on a Location-based approach for electricity, and the coexistence of the two approaches poses a consistency problem.

Finally, the study concludes with **methodological and implementation recommendations**. For different application contexts, it proposes reasoned arbitrations regarding the choice of the approach: avoid the Market-based approach for evaluating solutions at the R&D stage, favour the Location-based approach for studies for eco-design or comparative studies. If the Market-based approach is nevertheless chosen for comparative studies and policy making, it should be complemented with a Location-based approach to ensure that the conclusions are not dependent on the approach. To support the implementation of the Market-based approach, recommendations are formulated to best meet the basic methodological principles of LCA: consistency, absence of double-counting, and accuracy of representation. Recommendations accompanied by decision flowcharts are proposed to prioritize the choice of electricity mixes, and suggestions are made to identify inventories that need adjustment based on a market approach. Other recommendations focus on the modelling of contractual electricity mixes (technological consistency, transport and distribution losses, infrastructure, etc.) and on the expected implementation and transparency regarding compliance with eligibility criteria to be met by contractual instruments.

The study also encourages program and frameworks owners that require the application of a Market-based approach to address issues for which the consideration proves to be complex (products with long lifespans, avoided end-of-life impacts, etc.) and to initiate methodological developments that address these challenging issues.

KEY WORDS

Electricity, geographical approach, location-based approach, market-based approach, residual mix, guaranty of origine, GO, contractual instruments, unbundled attribute, double-counting, RE

SIGLES, ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS

Approche Location-based	<p>Méthode d'allocation des impacts de l'électricité entre les consommateurs finaux, initialement définie par le GhG Protocol.</p> <p>« <i>A method to quantify scope 2 GHG emissions based on average energy generation emission factors for defined locations, including local, subnational, or national boundaries</i> » (GhG Protocol)</p> <p>Selon cette approche dite géographique, le même profil moyen par kWh va être appliqué à tous les consommateurs d'électricité d'un même réseau.</p>
Approche Market-based	<p>Méthode d'allocation des impacts de l'électricité entre les consommateurs finaux, définie par le GhG Protocol, reposant sur un principe des instruments contractuels individuels qui peuvent être revendiqués par les différents consommateurs.</p> <p>« <i>A method to quantify scope 2 GHG emissions based on GHG emissions emitted by the generators from which the reporter contractually purchases electricity bundled with instruments, or unbundled instruments on their own</i> » (GhG Protocol)</p>
AIB	Association of Issuing Bodies
AIE IEA	Agence Internationale de l'Energie
BEGES-R	Bilan d'Émissions de Gaz à Effet de Serre (ou Bilan GES) réglementaire en France dans le cadre de l'application de l'article L. 229-25 du code de l'environnement
EAC	Energy Attribute Certificat
EnR	Acronyme qui désigne les énergies renouvelables
EPD DEP	Environmental Product Declaration ou Déclaration Environnementale Produit
GO	Garantie d'origine (certificat électronique). Type d'EAC pour la zone Europe.
i-RECs	Type de certificat EAC géré selon l'International REC Standard. Plutôt utilisé hors Europe et hors Amérique du Nord
PCF ECP	Product Carbon Footprint ou Empreinte Carbone d'un Produit
PPA	Power Purchase Agreement. Type d'outil contractuel
RECS	Type de certificat EAC, notamment utilisé aux Etats-Unis et au Canada
Unbundled EAC	Certificat EAC qui est vendu / acheté séparément de l'électricité produite associée

LEXIQUE

Ce lexique a pour but de préciser autant que possible la terminologie couramment employée dans la documentation traitant des approches « Location-based » et « Market-based ». En particulier, ce lexique s'attache à définir les différentes notions de « mix électriques » ainsi que les outils contractuels les plus courants permettant de garantir l'origine de l'électricité produite à partir de ressources renouvelables. Toutefois, il est important de noter que :

- Le présent lexique ne constitue pas une liste exhaustive des termes en lien avec le sujet traité, mais s'attache à définir les notions clés permettant une meilleure compréhension des éléments développés dans le reste du présent rapport
- Enfin, certaines notions sont spécifiques aux approches « Market-based » ou « Location-based » et d'autres peuvent être communes aux deux approches. Ces spécificités sont mentionnées dans les colonnes « *Utilisé en approche Market-based* » et « *Utilisé en approche Location-based* »
- Certaines définitions ont été proposées par les rédacteurs de ce rapport faute de définition claire ou acceptée.

Terme	Définition	Utilisé en approche Market-based	Utilisé en approche Location-based	Source
Production brute d'électricité	Production totale d'électricité	x	x	(IEA, 2022)
Autoconsommation	Quantité d'électricité utilisée par les auxiliaires de la centrale directement liée à la production et y compris ceux utilisés pour le carburant, installation de manutention, installation d'eau de refroidissement, services de centrales électriques, chauffage, éclairage, ateliers et bâtiments administratifs en direct associés à la centrale pendant les périodes de charge et de décharge	x	x	(IEA, 2022)
Production nette d'électricité	Production brute moins l'autoconsommation	x	x	(IEA, 2022)
Consommation totale d'électricité	Elle équivaut à l'électricité fournie moins les pertes liées à la transmission et à la distribution.		x	(IEA, 2022)
Mix électrique de production	Mix de production nette, en tant compte des différentes sources de production		x	
Mix électrique de consommation (application ACV)	Le mix de consommation comprend le mix de production nette, les imports et les pertes liées au transport et/ou à la distribution.		x	(ELYS/BS)
Attribut	Un attribut fait référence à une information qui est tracée, afin de caractériser une consommation spécifique. Les attributs sont, par exemple : les sources d'énergie, les émissions de CO ₂ et les déchets radioactifs.	x		(Antti Kuronen, 2020)
Garanties d'origine (GO)	Une garantie d'origine (GO) est un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération.	x		(Code de l'énergie, France)
	En France, une GO représente un MWh d'électricité produite au cours d'un mois donné	x		(EEX, 2023)

Terme		Définition	Utilisé en approche Market-based	Utilisé en approche Location-based	Source
Mix électrique résiduel (d'un pays en Europe)	Residual Mix (of a European country)	Mix résiduel spécifique de la zone géographique concernée, tenant compte des échanges avec l'EAM (voir définition) afin d'équilibrer les situations d'excédent ou de déficit entre production et consommation. Ce mix est appelé mix résiduel final dans la méthodologie Grexel. Le mix résiduel d'électricité d'un pays caractérise les sources d'approvisionnement en électricité qui ne sont pas couvertes par des garanties d'origine (ou d'autres mécanismes de suivi fiables). Ainsi, il complète la divulgation effectuée avec des instruments de suivi explicites (ex : GO) en déterminant l'origine du reste de la consommation d'électricité.	x x		(Antti Kuronen, 2020) (AIB, 2023)
Mix électrique résiduel domestique (d'un pays en Europe)	Domestic residual Mix	Le mix résiduel domestique est le mix résiduel spécifique de la zone géographique concernée, sans tenir compte de l'excédent ou du déficit de production par rapport à la consommation. Il s'agit d'un intermédiaire de calcul.	x		(Antti Kuronen, 2020)
Mix Européen des Attributs - EAM	European Attribute Mix - EAM	Mix électrique constitué par les excédents de production des zones géographiques en L'EAM est un pool calculé des excédents d'attributs disponibles dans les mix résiduels et est nécessaire pour une coordination fiable du calcul des mixes résiduels en Europe. L'EAM résulte des excédents d'attributs disponibles par rapport à la consommation non suivie dans les pays excédentaires. L'EAM est utilisé pour couvrir les déficits d'attributs disponibles par rapport à la consommation non suivie dans les pays déficitaires.	x		(Antti Kuronen, 2020)
Mix électrique total des fournisseurs d'une zone géographique	Country-specific Total supplier mix	Pour un pays donné, le mix électrique total des fournisseurs est le volume total des attributs divulgués dans un pays, à la fois ceux qui sont explicitement suivis et ceux qui sont implicitement divulgués par le biais du mix résiduel. Il est obtenu en additionnant le volume des garanties d'origine utilisées (« annulées ») avec le mix résiduel (dit final). En termes de taille physique, il est égal à la consommation totale d'électricité dans le pays. (Parce que la consommation non suivie = consommation - annulations).	x		(Antti Kuronen, 2020)
Mix électrique résiduel de consommation		Caractérise le mix électrique de consommation non tracée (sans attributs) dans le marché considéré.	x		(ELYS/BS)
Mix électrique prospectif		Mix électrique tenant compte de scénarios prospectifs de politique publique associant évolution des usages et du mix de production.	x	x	(ADEME, 2020)
Mix électrique par usage	Utility mix	chaque usage est décomposé en une part saisonnalisée et une part non saisonnalisée (ou « en base »). La part saisonnalisée se voit attribuer un facteur d'émission élevé (reflétant la part importante de production thermique conventionnel) ; la part non saisonnalisée, un facteur d'émission faible (prédominance du nucléaire).	x	x	(ADEME, 2020)

SOMMAIRE

A. CONTEXTE DE CETTE ETUDE	10
B. INTRODUCTION AUX INSTRUMENTS CONTRACTUELS DE L'ELECTRICITE	11
B.1 Les garanties d'origine dans le droit européen et français	11
B.1.1 Principe et mécanisme des garanties d'origine (GO) - France	12
B.1.2 Nature des énergies couvertes par des GO	13
B.1.3 Cas des installations bénéficiant d'obligation d'achat ou d'aides publiques	14
B.1.4 Bref aperçu du marché Européen des GO	15
B.2 Le mix résiduel dans l'approche « market-based »	16
B.2.1 Principe	16
B.2.2 Description de la méthode Issuance Based Method (IB)	17
B.3 Garantie d'origine et EAC vs. labels volontaires sur l'électricité EnR	20
B.4 Diversité des instruments contractuels permettant de revendiquer une électricité Réseau d'origine renouvelable	22
B.4.1 Introduction aux différentes typologies d'instruments contractuels	22
B.4.2 Poids des différents types d'instruments dans les achats des grandes entreprises : tendances	23
C. ETAT DES LIEUX MODELISATION DE L'ELECTRICITE RESEAU EN ACV	27
C.1 Panorama des orientations prises dans différents référentiels d'évaluation environnementale	27
C.1.1 Présentation des référentiels examinés	28
C.1.2 « Location-based » versus « Market-based » : quelle posture des référentiels examinés ?	32
C.1.3 Approche « Market-based » : quelle hiérarchisation des profils d'électricité selon les référentiels examinés ?	39
C.1.4 Approche « Market-based » : critères d'éligibilité des instruments contractuels spécifiques selon les référentiels examinés	42
C.1.5 Exigences et recommandations de modélisation des mix contractuels spécifiques et résiduels	47
C.2 Orientations envisagées par les porteurs de bases de données ACV	52
C.3 Enjeux méthodologiques et de mise en œuvre – Apports de travaux académiques et du cas d'étude	52
C.3.1 Travaux de Holzapfel et al. Enjeux de double comptage	52
C.3.2 Cas d'étude illustratif	53
C.3.2.1 Présentation, mise en œuvre et résultats	53
C.3.2.2 Enseignements clés et pistes de réflexion	60

D. ETAT DES LIEUX | POINTS DE VUE DES ACTEURS **63**

D.1 Révision du GhG protocol scope 2 : principaux enseignements de l'enquête 2023...	63
D.1.1 Location-based : arguments « Pour » et « Contre », évolutions en débat	64
D.1.2 Market-based : arguments « Pour » et « Contre », évolutions en débat	67
D.2 Apports de travaux académiques	72
D.2.1 Travaux de Bjørn et al. (Université Concordia de Montréal)	72
D.2.2 Travaux de Brander et al. (University of Edinburgh Business school)	74

E. ETAT DES LIEUX | CONSTRUCTION DES INVENTAIRES DE MIX ELECTRIQUES : PRINCIPES APPLIQUES DANS LES PRINCIPALES BASES ACV « GENERIQUES » **76**

E.1 Le mix électrique « Location-based »	76
E.1.1 Définitions du mix « Location-based »	76
E.1.2 Modélisation des mix « Location-based »	77
E.1.3 Description des mix « Location-based » selon la méthodologie d'ecoinvent	79
E.2 Description des mix électriques résiduels « Market-based » selon la méthodologie d'ecoinvent	83
E.3 Comparaison des impacts environnementaux des mix géographiques vs. mix résiduels	83

F. RECOMMANDATIONS **86**

F.1 Recommandations selon les objectifs et les contextes d'utilisation des travaux ACV.....	86
F.2 Approche market-based: choix et hiérarchisation des mix électriques - orientations générales.....	90
F.2.1 Enjeux méthodologiques	90
F.2.2 Etapes sous contrôle de l'entité réalisant l'évaluation	91
F.2.3 Phase d'utilisation	93
F.2.4 Autres étapes n'étant pas sous contrôle de l'entité	95
F.2.5 Impacts évités associés à la fin de vie des produits et déchets de production	97
F.2.6 Consistance d'application à l'échelle d'une organisation	98
F.3 Mix contractuels spécifiques avec EAC (approche market-based) : recommandations de mise en œuvre	99
F.3.1 Critères d'éligibilité des instruments contractuels spécifiques	99
F.3.2 Appui à la modélisation des mix contractuels spécifiques avec attributs EnR	104

G. ANNEXE – MISE EN ŒUVRE MARKET-BASED : CHECK-LIST DESTINEE AUX PRATICIENS ACV **109**

H. BIBLIOGRAPHIE **110**

A. CONTEXTE DE CETTE ETUDE

L'objectif de cette étude commanditée par SCORE LCA est d'étudier l'usage dans les ACV attributionnelles des mix électriques géographiques (location-based) et des mix électriques basés sur le marché (market-based) pour modéliser les consommations de l'électricité délivrée par les réseaux et les conséquences de ces choix sur les résultats de l'ACV.

En effet, après une période où les mix géographiques étaient les plus utilisés en ACV « Produits », le guide européen PEF impose maintenant en premier choix l'utilisation d'informations contractuelles spécifiques. De plus, l'application de certaines normes sectorielles européennes (EPD pour la construction par exemple) tend de plus en plus à « s'aligner » avec PEF et/ou la norme ISO 14067 sur l'empreinte Carbone des produits qui impose également de recourir à l'approche basée sur les instruments de marché.

Les référentiels d'évaluation environnementale orientés « organisation » se sont également positionnés sur les règles méthodologiques de modélisation de l'électricité. Leurs orientations méthodologiques semblent toutefois plus diverses. Le GhG Protocol a été l'un des premiers référentiels, si ce n'est le premier, à favoriser le recours aux instruments contractuels pour modéliser l'électricité en préconisant un « dual reporting ». D'autres, comme la norme ISO 14064-1, impose l'utilisation des seuls mix géographiques.

Dans le domaine de l'électricité, les certificats rattachés aux instruments contractuels en ce qui concerne son origine renouvelable relèvent d'une chaîne de contrôle de type « Book and Claim ». Le recours à un tel modèle implique que le flux des documents administratifs qui portent les caractéristiques revendiquées, à savoir les certificats mentionnant le mode de production de l'électricité, n'a pas besoin d'être corrélé au flux physique de l'électricité.

Ces certificats ou Energy Attributes Certificats (EAC) correspondent à des Garanties d'Origine (GO) en Europe. D'autres types de certificats existent dans le Monde¹ (ex : RECS, i-REC, REGO).

▼ Des attentes relevant de différents registres

Un premier registre de besoins exprimé par SCORE LCA porte sur la compréhension des règles méthodologiques établies par des référentiels couramment utilisés en évaluation environnementale (orientés « Produits » ou « Organisations », multi-impacts ou ciblé GES). Une attente complémentaire concerne la compréhension des principes de construction des différents types de mix électriques (Location-based » et Market-based) dans les bases de données génériques couramment utilisées en ACV.

Le recours à des instruments contractuels pour modéliser l'électricité issue de réseaux suscitant des débats de fond parmi les parties prenantes, il existe également un enjeu à appréhender la position des acteurs sur ces deux types d'approches, et à restituer leurs arguments.

Appliquée à des évaluations environnementales orientées « Produits » ou « Organisations », l'approche basée sur les instruments contractuels soulève également des enjeux de consistance méthodologique et de mise en œuvre. Les membres de SCORE LCA s'interrogent ainsi sur plusieurs aspects clés et notamment les suivants :

- Si l'utilisation d'un mix contractuel semble aisée aux phases pour lesquelles l'information est connue, il semble plus difficile d'ajuster l'ensemble des données d'arrière-plan en utilisant un mix résiduel à la place d'un mix pays, d'autant plus si la modélisation du système d'arrière-plan n'est pas disponible.
- Les mix résiduels établis par l'AIB couvrent l'Europe : que faire pour les produits importés (ex. de Chine, ou des USA) ?
- Comment montrer qu'on a respecté les exigences générales de consistance d'approche telles que mentionnées dans ISO 14044 ?
- La finalité des travaux ACV est-elle de nature à influencer les choix méthodologiques ?

Les travaux conduits pour cette étude en lien avec ces différentes attentes visent ainsi à restituer les enseignements clés, à proposer des recommandations et à dégager des pistes de travail à approfondir.

¹ Par exemple, les RECS sont notamment utilisés aux Etats-Unis et au Canada, les REGO en Grande-Bretagne, J-Credit au Japon, les i-REC dans de nombreux pays hors Amérique du Nord et Europe, etc.

B. INTRODUCTION AUX INSTRUMENTS CONTRACTUELS DE L'ÉLECTRICITÉ

Les instruments contractuels de l'électricité ont notamment été instaurés dans le droit. Les sections suivantes présentent donc le cadre réglementaire européen et français dans lequel les instruments contractuels de l'électricité prennent place, le périmètre et la portée des Garanties d'Origine (GO) ainsi que leur mécanisme de transfert, des producteurs d'électricité aux clients finaux.

En outre, un bref panorama du marché des GO en Europe est présenté.

S'il existe des mécanismes similaires d'instruments contractuels dans le monde, seul le mécanisme européen est exposé dans cette étude.

B.1 LES GARANTIES D'ORIGINE DANS LE DROIT EUROPEEN ET FRANÇAIS

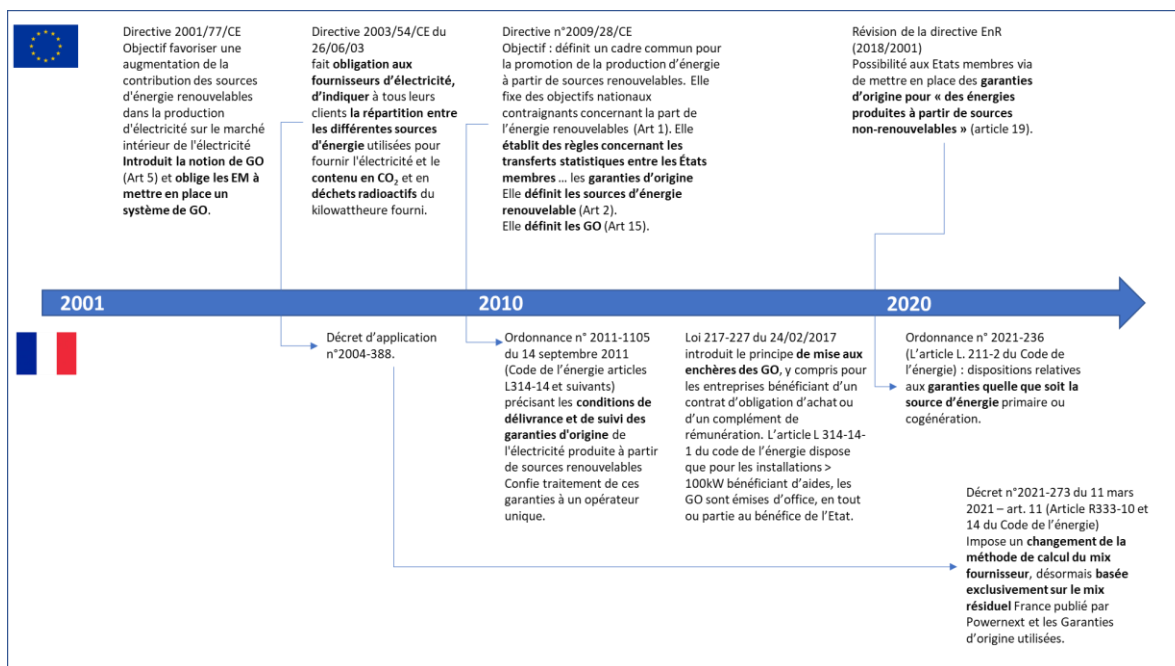
L'article 5 de la directive énergies renouvelables de 2001 impose aux Etats membres que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie.

En 2003, la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité fait obligation aux fournisseurs d'électricité, d'indiquer à tous leurs clients la répartition entre les différentes sources d'énergies utilisées pour fournir l'électricité et le contenu en CO₂ et en déchets radioactifs du kilowattheure fourni.

La révision de la directive énergies renouvelables en 2009 renforce le dispositif en introduisant la notion de garantie d'origine (GO), qui devient le mode de preuve que l'électricité est produite à partir d'une source d'énergie renouvelable. En outre, la directive précise qu'une garantie d'origine émise dans un Etat membre est valable dans l'ensemble de l'Union européenne.

Enfin depuis 2018, la dernière révision de la directive EnR (2018/2001) donne également la possibilité aux Etats membres de mettre en place des garanties d'origine pour « des énergies produites à partir de sources non-renouvelables »².

Le schéma suivant présente les principaux textes réglementaires européens et français encadrant les principes des GO.



² Pour la France, décret n° 2023-1048 du 16 novembre 2023 relatif aux garanties d'origine de l'électricité. Ce décret fait évoluer les règles d'utilisation des garanties d'origine électriques issues de l'ensemble des sources d'énergies primaire : « Art. R. 311-48.-L'électricité produite par n'importe quelle source d'énergie primaire ou par cogénération par des installations de production d'électricité régulièrement déclarées ou autorisées peut donner lieu à l'émission de garanties d'origine, à la demande du producteur ou de l'Etat ».

Les transpositions en droit français sont codifiées dans le Code de l'Energie, et permettent notamment :

- de préciser les conditions de délivrance et de suivi des GO ;
- d'introduire le principe de mise aux enchères des GO, y compris pour les entreprises bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou d'un complément de rémunération ;
- d'élargir les GO quelle que soit la source d'énergie primaire ;
- d'obliger les fournisseurs d'électricité à se baser sur le mix résiduel publié par EEX et les GO pour établir leurs mix.

B.1.1 PRINCIPE ET MECANISME DES GARANTIES D'ORIGINE (GO) - FRANCE

Selon la définition donnée par le Code de l'énergie (Article R314-53) : « Une garantie d'origine est un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération. »

Une garantie d'origine est délivrée au producteur qui en fait la demande, pour chaque MWh produit à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération, et injecté sur le réseau de transport et de distribution.

Les GO sont délivrées par les gestionnaires de réseau aux producteurs raccordés et sont ensuite inscrites dans un registre national. Le producteur peut alors vendre son électricité avec les GO ou de vendre les GO séparément.

En France, le registre national des GO est géré par European Energy Exchange AG (EEX), sous mandat du ministère français de la transition écologique et solidaire. Le groupe EEX est spécialisé dans le négoce d'électricité, de gaz naturel, de produits environnementaux, de fret et de produits agricoles ainsi que des services de compensation et d'enregistrement. Le groupe EEX fait partie du groupe Deutsche Börse³.

FOCUS : informations associées à une GO

Pour chaque garantie d'origine, les informations du registre accessibles au public sont (Article R314-64 du Code de l'énergie) :

- 1° le numéro identifiant la garantie d'origine ainsi que son pays d'émission ;
- 2° la date de sa délivrance ou de son importation ;
- 3° le nom et la qualité du demandeur ;
- 4° le nom et le lieu de l'installation de production d'électricité ainsi que sa puissance ;
- 5° la source d'énergie à partir de laquelle l'électricité a été produite ;
- 6° les dates de début et de fin de la période sur laquelle portait la demande de garanties d'origine ;
- 7° la date à laquelle l'installation a été mise en service ;
- 8° le type et le montant d'aides nationales dont a bénéficié l'installation [...], ;
- 9° le cas échéant, la mention de l'enregistrement [...] ainsi que le nom du titulaire qui utilise la garantie d'origine ou la mention de l'exportation de la garantie d'origine

▼ Émission

La période de production d'électricité pour laquelle des garanties d'origine peuvent être demandées ne peut être supérieure à un mois. Toutefois, elle peut être portée à cinq mois au plus dans le cas où la production n'atteint pas le seuil du mégawattheure durant la période considérée. Elles sont valables pendant un an après la fin de la période de production à laquelle elles s'appliquent et ne peuvent être utilisées qu'une seule fois. Une fois expirées, elles ne peuvent plus être utilisées, ni transférées.

³ Le groupe EEX comprend European Energy Exchange (EEX), EEX Asia, EPEX SPOT, Power Exchange Central Europe (PXE), Nodal Exchange, le fournisseur de registre Grexel et les sociétés de logiciels KB Tech et Lacima.

En France, pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée, la garantie d'origine doit provenir d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie sauf dans le cas où la production n'atteint pas le seuil du mégawattheure sur ce mois (Code de l'énergie, 2023).

Dans le reste de l'Europe, le pas exigé est annuel et non mensuel.

▼ Utilisation et annulation

Le producteur indique à EEX les GO qu'il détient et celles qu'il souhaite utiliser. Une fois les GO utilisées, ou si celles-ci ne sont pas utilisées dans les 12 mois précédents leur émissions, EEX procède à leur annulation dans le registre national.

▼ Transfert

Il est possible de transférer des GO actives au sein du registre national d'un titulaire de compte à un autre.

En outre, la majorité des organisations nationales en charge de la gestion des garanties d'origine sont réunies au sein de l'Association of Issuing Bodies (AIB), qui a pour but de permettre les échanges de garanties d'origine grâce au « système européen des certificats d'énergie » (European Energy Certificate System - "EECS"). Une garantie issue d'un pays de l'Espace Economique Européen (EEE) peut donc être utilisée dans n'importe quel autre pays de cet espace.

En France, les titulaires de compte peuvent importer et exporter des garanties d'origine par voie électronique depuis et vers d'autres pays européens, via l'Association of Issuing Body (AIB), EEX en étant membre.

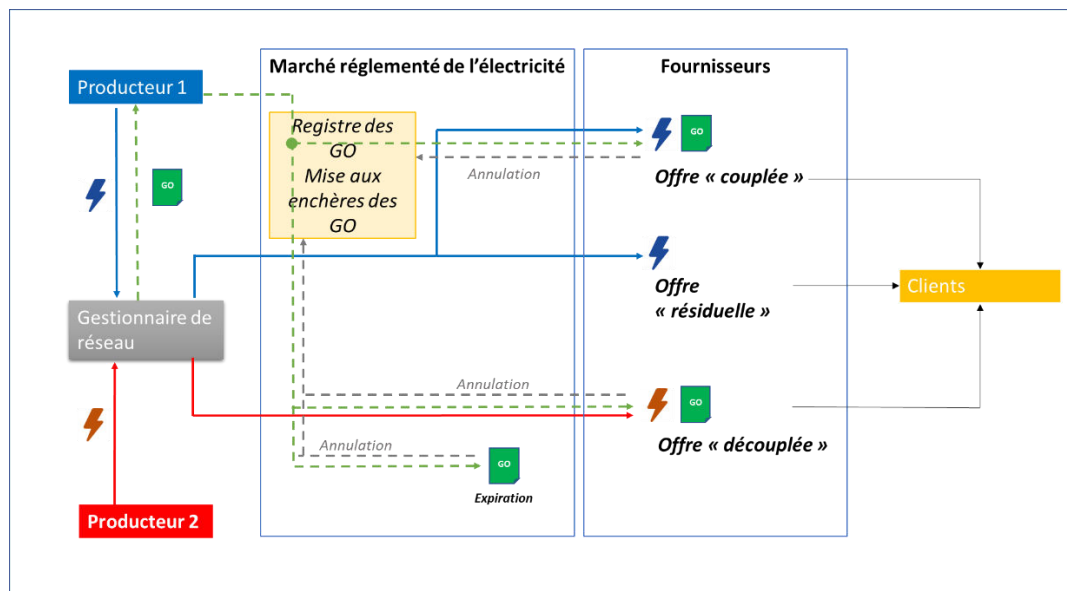


FIGURE 1 – MECANISME GENERAL DES GARANTIES D'ORIGINE

B.1.2 NATURE DES ENERGIES COUVERTES PAR DES GO

Initialement, la Directive n°2009/28/CE, dans son article 2, a défini une énergie produite à partir de sources renouvelables comme étant une énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir :

- éolienne ;
- solaire ;
- aérothermique (une énergie emmagasinée sous forme de chaleur dans l'air ambiant) ;
- géothermique (une énergie emmagasinée sous forme de chaleur sous la surface de la terre solide) ;
- hydrothermique (une énergie emmagasinée sous forme de chaleur dans les eaux de surface) ;
- marine et hydroélectrique ;
- biomasse (fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture

et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux) ;

- gaz de décharge ;
- gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz.

La révision de la directive EnR (2018/2001) offre désormais la possibilité aux Etats membres via de mettre en place des **garanties d'origine pour « des énergies produites à partir de sources non-renouvelables »** (article 19).

B.1.3 CAS DES INSTALLATIONS BENEFICIANT D'OBLIGATION D'ACHAT OU D'AIDES PUBLIQUES

Jusqu'à récemment en France, les installations de production sous obligation d'achat ou complément de rémunération ne pouvaient pas émettre de GO. La loi 217-227 du 24/02/2017 introduit le principe de mise aux enchères des GO, y compris pour les entreprises bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou d'un complément de rémunération. L'article L 314-14-1 du code de l'énergie dispose que pour les installations > 100kW bénéficiant d'aides, les GO sont émises d'office, en tout ou partie au bénéfice de l'Etat.

Lors de la mise aux enchères, les volumes sont attribués dans l'ordre décroissant du prix des offres jusqu'à épuisement du volume mis aux enchères. En cas d'offres égales et d'épuisement du volume, les volumes restants sont attribués à chaque lauréat au prorata du volume initial demandé. Les offres en dessous du prix de réserve sont éliminées.

Désormais, l'Etat peut donc procéder à des demandes d'émission sur ces installations dont la puissance installée est supérieure à 100 kW. Les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine contribuent à financer le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS TE), au même titre que taxe intérieure de consommation sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC), la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). Le CAS TE finance notamment les charges de soutien aux énergies renouvelables (EnR) électriques.

Le soutien au développement des énergies renouvelables constitue un axe majeur de la politique énergétique, renforcé par la loi relative à l'énergie et au climat de 2019 qui a notamment acté l'objectif de porter à 33 % au moins la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030 (Molina Simon, 2023).

Le tableau suivant présente la répartition des recettes alimentant le CAS TE pour l'année 2020. On remarque que les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine représentent une fraction marginale de la recette totale.

	Recettes 2020 (M€)
Fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques	6 753,7
Fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes	1,0
Revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine	2,6
TOTAL	6 757,3

TABLEAU 1 – RECETTE ALIMENTANT LE COMPTE D'AFFECTATION SPECIALE « TRANSITION ENERGETIQUE » (COUR DES COMPTES, 2020)

Selon des données plus récentes, les revenus tirés de la mise aux enchères de garanties d'origine ont augmenté sous l'effet de la récente évolution à la hausse des prix unitaires des GO, le montant global s'étant élevé à 165 M€ pour l'année 2022 (Molina Simon, 2023).

B.1.4 BREF APERÇU DU MARCHÉ EUROPEEN DES GO

Selon AIB, environ 850 TWh ont fait l'objet d'émissions de GO en 2021 (AIB, 2021).

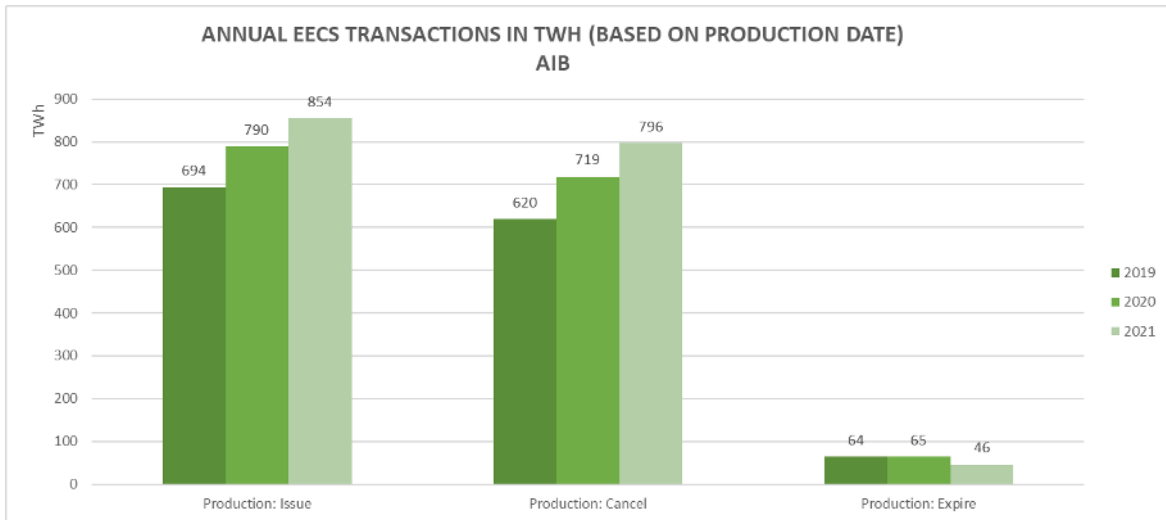


FIGURE 2 – EMISSIONS, ANNULATIONS ET EXPIRATION DES GO POUR L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DE RESSOURCES RENOUVELABLES. PERIMÈTRE AIB DE 2019 À 2021

Les dernières données statistiques proposées par AIB permettent de distinguer la proportion des différentes sources d'énergies renouvelables pour les émissions de GO. Comme l'indique le graphique suivant, l'hydroélectricité est le principal émetteur de GO en Europe pour l'année 2021.

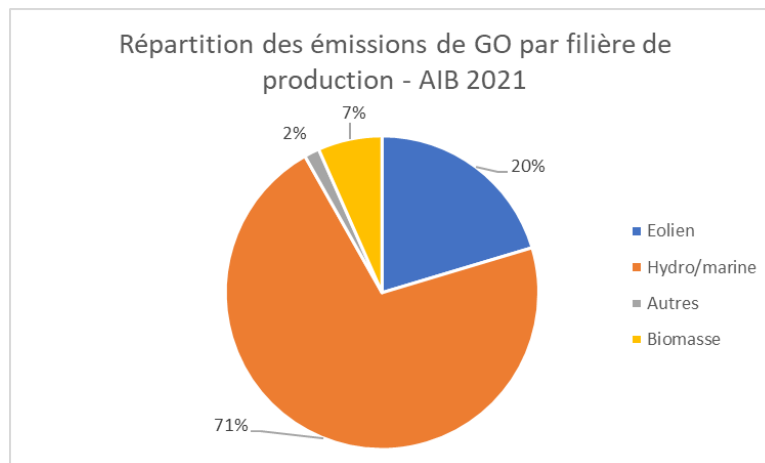


FIGURE 3 – ORIGINE DES GO POUR L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DE RESSOURCES RENOUVELABLES, SELON LES SOURCES D'ÉNERGIE. PERIMÈTRE AIB 2021

La Norvège est le premier émetteur européen de garanties d'origine grâce à l'importance de son parc hydroélectrique et à un fort taux d'importation et d'exportation de GO. L'Allemagne apparaît comme le plus important importateur de GO, comme l'indique la figure suivante.

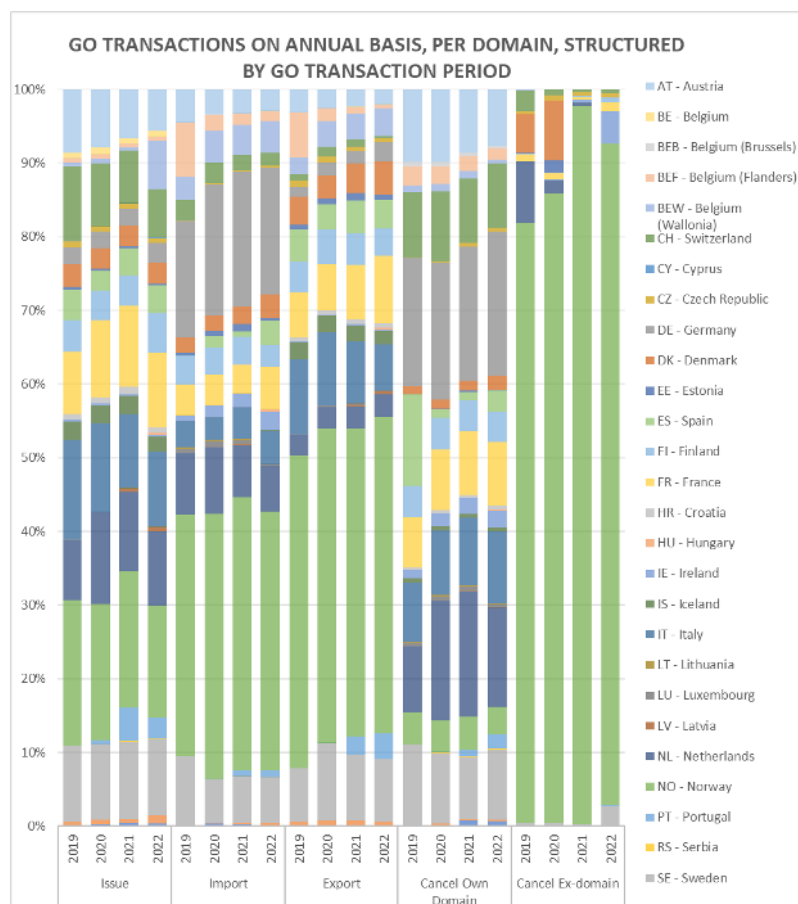


FIGURE 4 – TRANSACTION DES GO. PERIMETRE AIB 2019 A 2023

B.2 LE MIX RESIDUEL DANS L'APPROCHE « MARKET-BASED »

B.2.1 PRINCIPE

Le mix résiduel est le mix de sources d'énergie qui reste une fois que la consommation tracée est retirée du mix. Le mix résiduel est nécessaire lorsque la consommation n'est pas « tracée ».

Dans un contexte dit « Full disclosure », c'est-à-dire où toutes les sources d'énergie sont suivies et tracées, le mix résiduel peut ne pas être nécessaire, car toute la consommation est couverte par les GO annulées. L'Autriche a mis en place un tel système en 2017 et, par conséquent, le mix résiduel est nul. De plus, la Suisse et les Pays-Bas ont une même réglementation, mais en raison des détails de mise en œuvre et des règles de calcul, les mix résiduels peuvent toujours être calculés et sont inclus dans les résultats.

Selon AIB, deux méthodes de calcul sont possibles, telles que présentées dans le tableau suivant :

	Issuance Based Method (IB) méthode basée sur les émissions	Transaction Based Method (TB) méthode basée sur les transactions
Etablissement du mix résiduel	Production année n – émissions attribués année n + 3 mois ⁴ + attributs expirés année n + 3 mois	Production année n – attributs expirés année n + 3 mois + imports année n + 3 mois – exports année n + 3 mois

TABEAU 2 – METHODES DE CALCUL DU MIX RESIDUEL (ANTTI KURONEN, 2020)

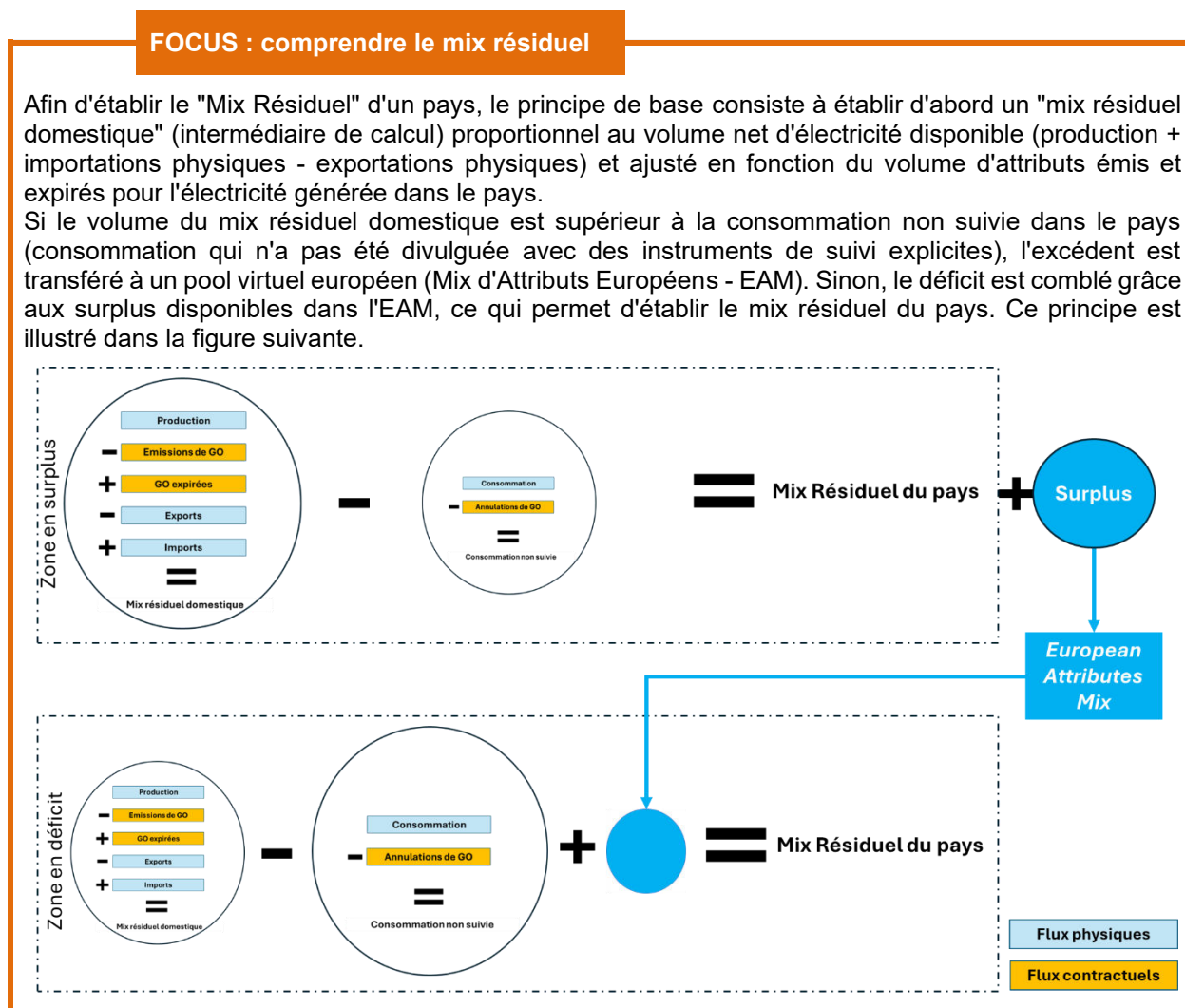
⁴ Selon RE-DISS Best Practice Recommendations [RE-DISS II, 2015] "La date limite d'annulation de GO à des fins de divulgation au cours d'une année X donnée doit être le 31 mars de l'année X + 1". Cela signifie que les annulations liées à l'année X se produisent entre le 1.4.X et le 31.3.X+1. Pour garder les données utilisées en ligne, la même approche décalée est appliquée à la transaction d'émission et d'expiration.

Les deux méthodes visent à défalquer la quantité d'électricité attribuée de la quantité totale d'électricité disponible (production + imports – exports) dans une zone donnée. La seule différence entre les deux méthodes réside dans la manière dont les attributs sont pris en compte pour le calcul du mix résiduel : TB utilise les volumes d'annulation, d'importation et d'exportation pour déterminer la consommation d'électricité attribuée alors qu'IB s'appuie sur les volumes d'émissions et d'expirations.

L'une des principales limites qui a conduit à écarter la méthode TB est sa sensibilité au niveau d'activité commerciale entre les registres. En effet, si les volumes d'importation et d'exportation sont supérieurs aux volumes d'émission et d'annulation, les activités de négoce ont un impact plus important sur le mix résiduel que l'électricité produite et consommée. Par exemple, lorsque les GO importées sont réservées pour être exportées à nouveau, mais pas encore exportées à la fin de l'année de déclaration, les activités commerciales ont un poids exagéré avec la méthode TB.

La méthode basée sur les émissions (IB) est actuellement employée.

B.2.2 DESCRIPTION DE LA METHODE ISSUANCE BASED METHOD (IB)



Les différentes étapes de la méthodologie IB sont décrites ci-dessous (se référer à la Figure 6 qui présente les étapes du calcul selon la numérotation des étapes décrites ci-dessous) :

- 1- Recensement des sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité.
- 2- Recensement des données de production d'électricité, de consommation et d'échanges.
 - a. Production nette d'électricité du pays au cours de l'année X, par source d'énergie
 - b. Consommation d'électricité du pays au cours de l'année X, totale

- c. Exportation et importation nettes d'électricité vers des pays extérieurs, par source d'énergie. Dans le cas où un pays a une importation nette d'un pays externe spécifique, le volume net importé doit être spécifié par source d'énergie en fonction du mix de production du pays externe (ou, si disponible, du mix résiduel).
- 3- Recensement des données sur les origines garanties de l'électricité (émissions d'attributs).
Volumes d'attributs de suivi émis, annulés et expirés par date de transaction dans le pays du 1^{er} avril de l'année X au 31 mars de l'année X+1, distingués par source d'énergie
- 4- Calcul du mix résiduel domestique (DRM), le DRM étant donc un intermédiaire de calcul
- a. $DRM \text{ Mix Energie source } x = \text{Production nette Energie source } x + \text{Import Energie source } x - \text{Export Energie source } x - \text{Emissions d'attributs Energie source } x + \text{Attributs expirés Energie source } x$
- $$DRM \text{ Mix} = \sum_{x=1}^n DRM \text{ Mix Energie source } x$$
- b. La différence entre les volumes du mix résiduel domestique et le volume de consommation sans attributs permet d'établir le déficit ou l'excédent d'attributs disponibles⁵ dans le pays. Le volume total de Consommation sans attributs est obtenu par différence entre la consommation totale moins le volume total d'attributs annulés.
- 5- Etablissement de l'European Attribute Mix (EAM) : tous les excédents sont collectés dans un pool virtuel d'Attributs disponibles : l'EAM.
- 6- **Calcul du mix résiduel du pays** (appelé mix résiduel final dans la méthodologie)
- a. Pays déficitaires : on complète le DRM avec la quantité déficitaire (mix électrique de l'EAM)
- b. Pays excédentaires : on défalque du DRM la quantité excédentaire (mix électrique DRM)

Il est également possible d'établir le mix total fournisseurs (TSM) d'un pays. Il est obtenu en faisant la somme du mix résiduel du pays et des GO annulées sur la même période.

Note : le système AIB couvre des GO pour d'autres sources d'énergies que celles renouvelables. Sont également couvertes les sources d'énergies fossiles (charbon, gaz) et nucléaires. Ainsi, contrairement aux idées reçues, le mix résiduel présenté par AIB ne représente pas uniquement un mix dépourvu d'électricité renouvelable suivie mais un mix auquel est soustraite l'électricité dont l'origine est garantie.

	Production mixes	Residual mixes	European attribute mix
Volume [TWh]	3161.22	1821.51	326.04
RE unspecified %	0.07%	0.01%	0.00%
RE biomass %	4.78%	1.39%	1.22%
RE solar %	6.81%	3.57%	4.20%
RE geothermal %	0.37%	0.01%	0.00%
RE wind %	16.47%	1.82%	1.55%
RE hydro %	14.42%	2.29%	2.29%
Nuclear %	19.74%	30.10%	17.01%
FO unspecified %	1.49%	2.29%	3.50%
FO hard coal %	13.28%	22.39%	38.02%
FO lignite %	0.94%	1.56%	0.10%
FO oil %	1.06%	1.81%	1.63%
FO gas %	20.57%	32.76%	30.48%

FIGURE 5 – MIX DE PRODUCTION, RESIDUEL ET EAM 2022 TOTAL EUROPE (AIB, 2023)

⁵ "Available Attributes : Attributes that are not explicitly tracked in order to disclose certain consumption. The pool of yearly available attributes in a country constitutes the domestic residual mix."

MWh annuels																																	
	Etape 1	Etape 2a		Etape 2b		Etape 2c		Etape 3		Etape 3		Etape 3		Etape 4a		Etape 4b		Etape 4b		Etape 5		Etape 6		Etape 5									
	Sources d'énergie	Production nette		Consommation		Import		Export		Emissions attributs		Expirations		Annulations attributs		DRM		Untracked consumption		Surplus / déficit		Contrib EAM		FRM		EAM TOTAL							
	a		B		c		d		e		f		g		h=a+c-d-e+f		i		j=B-G		k=H-J		l=K*i		m=h-K*i		n						
PAYS 1	Nuc	50 000	26%			5 000	1 000							54 000	33%							13 295	40 705	33%	Nuc	13 295	12%						
	Hydro	40 000	21%			3 000	1 000		32 000	2 000			30 000	12 000	7%								2 954	9 046	7%	Hydro	2 954	3%					
	Gaz	40 000	21%			5 000	1 000							44 000	27%								10 833	33 167	27%	Gaz	10 833	10%					
	Fioul	30 000	16%			0	1 000							29 000	18%								7 140	21 860	18%	Fioul	7 140	6%					
	Charbon	20 000	11%			1 000	500							20 500	12%								5 047	15 453	12%	Charbon	5 047	4%					
	PV	5 000	3%			1 000	500	5 000	1 000	4 000	1 500	1%											369	1 131	1%	PV	369	0%					
	Eolien	5 000	3%			1 000	500	5 000	3 000	2 000	3 500	2%											862	2 638	2%	Eolien	74 362	65%					
	Totaux	190 000				160 000	16 000	5 500	42 000	6 000	36 000	164 500			124 000	40 500	40 500	124 000								114 000							
PAYS 2	Nuc	0	0%			5 000							5 000	7%								0	18 295	10%									
	Hydro	50 000	28%			3 000		40 000	20 000	20 000	33 000	48%											0	35 954	20%								
	Gaz	20 000	11%			5 000					25 000	36%											0	35 833	20%								
	Fioul	2 000	1%			0					2 000	3%											0	9 140	5%								
	Charbon	0	0%			1 000					1 000	1%											0	6 047	3%								
	PV	100 000	56%			1 000		100 000	1 000	99 000	2 000	3%											0	2 369	1%								
	Eolien	5 000	3%			1 000		5 000		5 000	1 000	1%											0	75 362	41%								
	Totaux	177 000				307 000	16 000	0	145 000	21 000	124 000	69 000			183 000	-114 000	-114 000	183 000															
PAYS 3	Nuc	0	0%										0	0%								0	0	0									
	Hydro	0	0%					0					0	0%								0	0	0									
	Gaz	0	0%										0	0%								0	0	0									
	Fioul	0	0%										0	0%								0	0	0									
	Charbon	0	0%										0	0%								0	0	0									
	PV	0	0%					0					0	0%								0	0	0									
	Eolien	200 000	100%				26 500	100 000		100 000	73 500	100%											73 500	0	0								
	Totaux	200 000				100 000	0	26 500	100 000	0	100 000	73 500			0	73 500	73 500	0															

FIGURE 6 – EXEMPLE SIMPLIFIE ET FICTIF ILLUSTRANT LES ETAPES DE CALCULS DU MIX RESIDUEL SELON LA METHODE IB DE L'AIB

B.3 GARANTIE D'ORIGINE ET EAC VS. LABELS VOLONTAIRES SUR L'ELECTRICITE ENR

Une des limites mise en avant par certaines parties prenantes en ce qui concerne le mécanisme des GO, est qu'il ne garantit pas aux consommateurs que les revenus associés seront réinvestis dans le développement de nouvelles filières de production renouvelables. Par ailleurs, on constate également que les GO sont souvent assimilées à des certificats verts⁶. Ainsi, des labels ont été créés afin de garantir que les revenus associés contribuent au développement des énergies renouvelables.

C'est par exemple le cas du label VertVolt de l'ADEME. Ce label se compose de deux niveaux et d'un socle d'exigences communes. Un extrait du cahier des charges est présenté ci-après (ADEME, 2021).

FOCUS : Label VertVolt ADEME

Exigences pour le niveau Engagé :

- Achat mensuel des GO équivalent à la consommation mensuelle des clients (obligation légale).
- Achat mensuel équivalent entre GO et électricité (par achat ou production par le fournisseur) provenant :
 - o de la même installation dans le cas des installations sans soutien, ou sorties des soutiens : achat conjoint strict ;
 - o de la même région et même technologie pour les installations avec soutien : achat conjoint élargi.
- Achat direct ou indirect de l'intégralité de la production d'électricité des installations.
- Exclusion des installations hydroélectriques sous concession ou d'une puissance installée supérieure à 4,5 MW.

Exigences pour le niveau Très Engagé :

En plus du respect des exigences du niveau engagé, l'achat ou la production de 25 % de l'électricité à partir :

- d'une installation récente n'ayant pas bénéficié d'un soutien public (premier raccordement après le 1^{er} janvier 2015) et/ou
- d'une installation faisant l'objet d'une gouvernance partagée.

Les installations photovoltaïques post 2015 développées sans soutien public doivent être conformes par rapport aux exigences des appels d'offres de la CRE en termes d'implantation et de plafond de bilan carbone des modules présents.

Exigences concernant l'incitation à la maîtrise de l'énergie communes aux deux niveaux.

- Sensibilisation et fournitures de conseil des clients sur la baisse de leur consommation et la limite des appels de puissance pendant les périodes de tension.
- Information des consommateurs sur la possibilité d'activer la collecte de leur courbe de charge.

Exigences concernant l'obligation de transparence communes aux deux niveaux

- Information sur le recours ou pas par le fournisseur à l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique).
- Origine géographique et technologique de l'électricité vendue d'après les GO annulées.
- Composition de l'additionnalité en distinguant l'additionnalité économique, et l'additionnalité sociétale (en part de l'approvisionnement, région et technologie des projets).
- « Taux moyen de couverture demi-horaire » de la consommation des clients de l'offre par la production des installations sous contrat.
- Rapport entre le nombre de clients du fournisseur ayant souscrit à une offre d'électricité verte labélisée et le nombre de clients du fournisseur dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.
- Pourcentage de clients de l'offre d'électricité verte labélisée ayant activé le suivi de consommation du compteur Linky

⁶ [Certificat vert - énergie-info \(energie-info.fr\)](http://energie-info.fr)

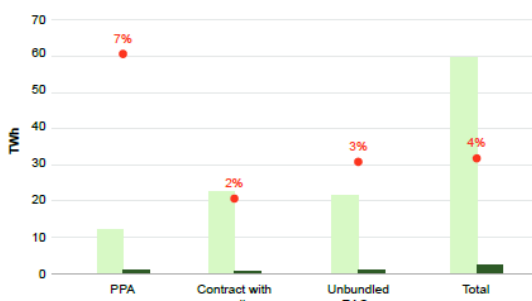
D'autres labels privés portés par des organismes tels que EKOenergy TÜV SÜD, l'Association VUE en Suisse, etc. se sont développés sur le marché de l'électricité d'origine renouvelable. Les critères pris en compte par ces labels varient d'une initiative à une autre et relèvent de différents registres, par exemple :

- Respect de critères écologiques des dispositifs de production : pour l'hydraulique, par exemple débits réservés, gestion des écluées, gestion du charriage, etc. Pour le photovoltaïque, absence d'installations sur les surfaces non construites
- Simultanéité entre production et consommation de l'électricité⁷
- Proportion minimale d'électricité produite à partir d'installations récentes
- Additionnalité via un versement sur des fonds
- Impacts environnementaux selon scope ACV devant être inférieurs à une valeur de référence

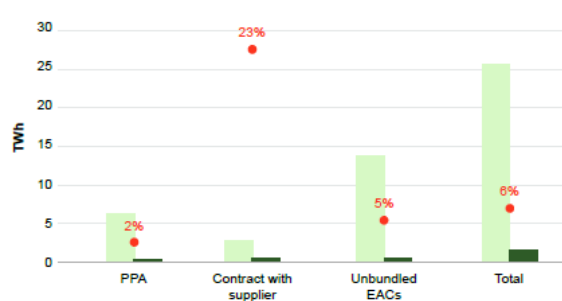
De manière volontaire, les labels peuvent faire les démarches pour être reconnus par le système de gestion des certificats opéré par l'AIB. Ainsi, les GO contiendront une information additionnelle de type "ICS tag" (Independent Certification Schemes) pour rendre compte de l'obtention des labels concernés.

Dans le cadre de cette étude, il n'a pas été identifié de source d'information aisément accessible rendant compte du poids de ces différents labels privés dans le sourcing d'électricité. Les statistiques établies par l'initiative RE100⁸ apportent toutefois un éclairage.

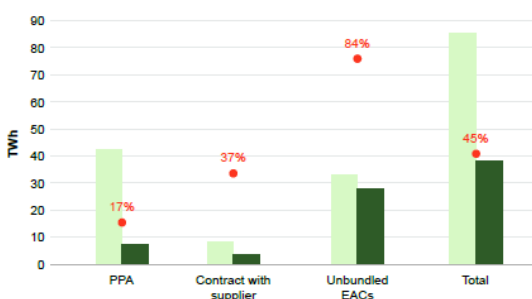
> FIGURE 23: USE OF ADDITIONAL, VOLUNTARY LABELS IN EUROPE



> FIGURE 25: USE OF ADDITIONAL, VOLUNTARY LABELS IN ASIA



> FIGURE 24: USE OF ADDITIONAL, VOLUNTARY LABELS IN NORTH AMERICA



Légende :

- Reported procurement
- Of which with additional, voluntary label
- Share in procurement

FIGURE 7 – RECOURS A DES LABELS VOLONTAIRES POUR LE SOURCING D'ELECTRICITE CHEZ LES ADHERENTS RE100 (SOURCE : RE100 ANNUAL DISCLOSURE REPORT 2022)

Aux bornes des entreprises adhérentes à l'initiative RE100, nous notons ainsi que le recours aux labels volontaires (Green-e, EKOenergy label, Gold Standard Renewable Energy, TÜV SÜD, autres) est très marginal en Europe et en Asie mais semble beaucoup plus courant en Amérique du Nord. La nature des critères couverts par ces labels n'est pas restituée dans l'analyse de RE100.

⁷ Exemple : standard TÜV SÜD « CMS Standard 82 » (Certification of electricity products from renewable energy sources with simultaneous generation and consumption, product EE 02)

⁸ RE100 est une initiative mondiale volontaire rassemblant quelques centaines de grandes entreprises qui se sont engagées à accroître la part d'électricité d'origine renouvelable dans leurs approvisionnements en recourant notamment aux instruments de marché. Selon son dernier rapport annuel, les quelques 350 membres de RE100 ont totalisé 376 TWh d'électricité consommée en 2021 dont la moitié revendiquée comme d'origine renouvelable.

B.4 DIVERSITE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS PERMETTANT DE REVENDIQUER UNE ELECTRICITE RESEAU D'ORIGINE RENOUVELABLE

B.4.1 INTRODUCTION AUX DIFFERENTES TYPOLOGIES D'INSTRUMENTS CONTRACTUELS

Différentes catégories d'instruments peuvent permettre d'encadrer les dispositions contractuelles relatives à l'achat d'électricité et/ou des certificats (EAC) attestant de son origine renouvelable. Les typologies les plus communément mises en œuvre sont :

- **Les contrats types « offre électricité verte »** proposés par un fournisseur d'électricité pour la fourniture d'électricité renouvelable. L'énergie et les attributs énergétiques sont regroupés lors de leur livraison au consommateur d'électricité.
- **Les certificats non liés (unbundled certificates)** : les certificats EAC peuvent être achetés seuls, indépendamment de la production sous-jacente pour laquelle ils sont émis, et indépendamment de l'achat d'électricité physique par les consommateurs pour leurs activités. Ces achats n'impliquent aucun engagement sur la durée.
- **Les Power Purchase Agreement (PPA)** : il s'agit de contrat conclu généralement sur le long-terme entre un consommateur (typiquement des entreprises) et un producteur d'électricité indépendant, un fournisseur d'électricité ou un financier dans lequel le client s'engage à acheter une quantité spécifique d'électricité renouvelable, ou la production d'un actif spécifique, à un prix et pour une durée convenus. Ils peuvent concerner des nouveaux actifs ou des actifs existants (par exemple arrivés en fin de période d'obligation d'achat). Il existe une grande variété de PPA (voir encadré).
- D'autres instruments relèvent d'**approvisionnements dit passifs**. Un premier type concerne des achats ayant des revendications basées sur les certificats EAC mais livrés passivement (part EnR dans un profil de mix résiduel) via des offres classiques d'électricité.

Certains référentiels comme le RE100 prennent également en compte des achats réalisés sur des réseaux hautement renouvelables où il n'existe pas d'instruments basés sur le marché (hors Europe).

N.B : En Europe, tous ces instruments contractuels s'appuient sur des GO. Les calculs réalisés par l'AIB pour établir les mix résiduels prennent en compte l'ensemble des GO, tous types d'instruments contractuels confondus. Il n'existe pas de variantes de mix résiduels qui ne prendraient en compte que certains instruments contractuels (ex : tous les instruments sauf les certificats non liés).

FOCUS : Les différents PPA

Sans prétendre à l'exhaustivité, les quelques éléments ci-après visent à éclairer le lecteur sur la diversité des configurations possibles pouvant relever de contrats dits « PPA ».

Les PPA physiques

Les PPA physiques sont dits « sur site » lorsque les installations de production d'énergie renouvelable sont installées sur le site du client utilisateur. Dans ce cas, le producteur d'électricité finance la conception, l'installation et l'exploitation des équipements. Quant au client propriétaire ou au locataire du site, il peut consommer lui-même l'énergie produite.

Les PPA sont dits « hors site » lorsque l'équipement de production d'énergie n'est pas installé chez le client. Ces contrats sont cependant qualifiés de « physiques » lorsque le client s'engage à acheter au producteur une certaine quantité d'électricité verte produite par une installation de renouvelable bien définie.

Les PPA physiques ne doivent pas nécessairement être bilatéraux entre l'entreprise acheteuse et le producteur. Un PPA trilatéral peut également impliquer une partie supplémentaire qui est responsable de la vente de l'électricité produite par le projet. Ce tiers est souvent un fournisseur d'électricité. Un PPA trilatéral peut être présenté comme un "Retail PPA", un "sleeved PPA" ou un "Third-party PPA".

De plus, un PPA n'implique pas nécessairement un approvisionnement depuis un nouvel actif (PPA greenfield). Il peut également s'agir d'installations existantes mais sorties des obligations d'achat (PPA brownfield). Cette typologie conduit à des durées de contrats sensiblement différentes, par exemple de 3 à 5 ans pour des PPA brownfield mais beaucoup plus longues (10, 20 ans voir plus) pour des nouveaux actifs.

FOCUS : Les différents PPA

Les PPA synthétiques ou virtuels (Virtual PPA ou Synthetic PPA)

Pour ces PPA, les flux financiers et physiques d'électricité sont dissociés. L'électricité consommée par le client n'est pas liée à un site défini. Le consommateur s'engage à payer la différence entre un prix de référence négocié (« strike price ») et, en général, un prix de marché, spot le plus souvent, pour chaque MWh produit et vendu sur le marché.

Sauf exception, les certificats EAC (GO en Europe) sont vendus au client dans le cadre du PPA et donc liés à l'électricité.

Pour aller plus loin :

RE-Source Platform, 2020. Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe (RE-Source Platform, 2020)

E-Cube Strategy Consultants pour la CRE, Février 2022. Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe (E-Cube Strategy Consultants, 2022)

B.4.2 POIDS DES DIFFERENTS TYPES D'INSTRUMENTS DANS LES ACHATS DES GRANDES ENTREPRISES : TENDANCES

RE100 est une initiative mondiale rassemblant quelques centaines de grandes entreprises qui se sont engagées à accroître la part d'électricité d'origine renouvelable dans leurs approvisionnements en recourant notamment aux instruments de marché.

Selon son dernier rapport annuel, les quelques 350 membres de RE100 ont totalisé 376 TWh d'électricité consommée en 2021, dont 49% sont déclarés d'origine renouvelable sur base de différents instruments contractuels.

RE100 consolide également chaque année les informations déclarées par ces membres en ce qui concerne la nature des instruments contractuels qu'ils utilisent pour attester de la part d'électricité d'origine renouvelable.

Au global à l'échelle de l'ensemble des membres de RE100, les tendances observées entre 2016 et 2021 (cf. ci-dessous) montrent la prédominance des EAC non liés (39% de l'électricité EnR en 2021) ainsi que la montée en puissance des instruments type PPA (14% en 2016 mais 35% en 2021). Les contrats de type « offre électricité verte » constituent la troisième famille par importance avec 19% en 2021.

> FIGURE 10: PROCUREMENT REPORTED BY RE100 MEMBERS SINCE 2016

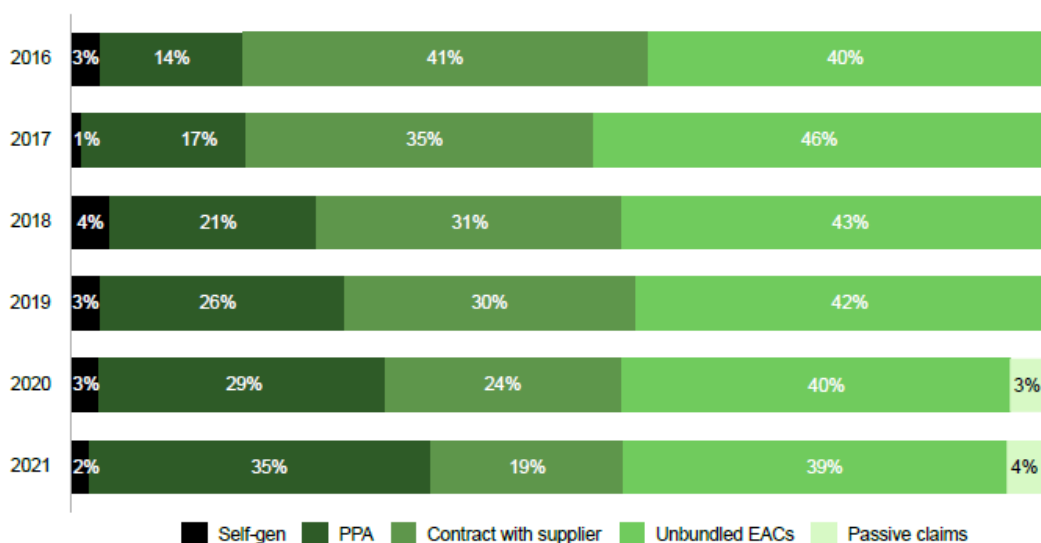


TABLEAU 3 – TYPOLOGIE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS UTILISES PAR LES ADHERENTS RE100 POUR ATTESTER DE L'ORIGINE RENOUVELABLE DE L'ELECTRICITE – TENDANCES SUR LA PERIODE 2016 – 2021 (RE 100, 2023)

Une analyse par grande région du Monde (Europe, Amérique du Nord, Asie et Océanie) met en exergue des spécificités par grande zone géographique (voir Tableau 4).

Les EAC non liés (unbundled EAC) sont largement utilisés dans tous les territoires, avec une domination particulièrement marquée en Asie (70% des achats pour cette zone).

Les contrats de type « green tariffs » sont bien implantés en Europe mais moins présents dans les autres grandes régions du Monde

On remarque également que les PPA sont peu mis en œuvre en Europe mais couvrent en revanche un tiers des achats contractuels d'électricité EnR des implantations des membres RE100 en Amérique du Nord.

Sur ce dernier point, des travaux récemment réalisés par E-Cube Strategy Consultants et publiés sur le site de la Commission de Régulation de l'Energie en France dresse la dynamique de développement des PPA dans différents pays Européens.

Ce rapport confirme la situation contrastée selon les pays européens, ainsi que la faible dynamique en France avec 0,6 GW de capacité cumulée greenfield (installations nouvelles) entre 2015 et 2021 à l'inverse de pays tels que l'Espagne et les pays scandinaves (plus de 13 GW de capacité cumulée greenfield sur la même période en Espagne).

Quelques données clés pour la France, l'Allemagne, l'Espagne et la Suède sont restituées en Tableau 5 des éléments complémentaires et des monographies couvrant d'autres pays étant disponibles dans le rapport complet d'E-Cube Strategy Consultants (E-Cube Strategy Consultants, 2022).

Un des principaux freins au développement des PPA en France identifiés par les Pouvoirs Publics et des acteurs du secteur est le risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque pour le producteur de voir son acheteur faire défaut de manière structurelle et permanente.

La création d'un fond garantissant les contrats d'approvisionnement de long terme pour des industriels lorsqu'ils sont adossés à des installations renouvelables a ainsi été annoncée à la fin de l'année 2022. En couvrant le risque de défaut de l'industriel acheteur, les Pouvoirs Publics espèrent favoriser le développement de ces contrats de long terme entre des industriels et des producteurs d'électricité renouvelable.

TABLEAU 4 – TYPOLOGIE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS UTILISES PAR LES ENTREPRISES ADHERENTES RE100 POUR L'ANNEE 2020 ((RE 100, 2023))

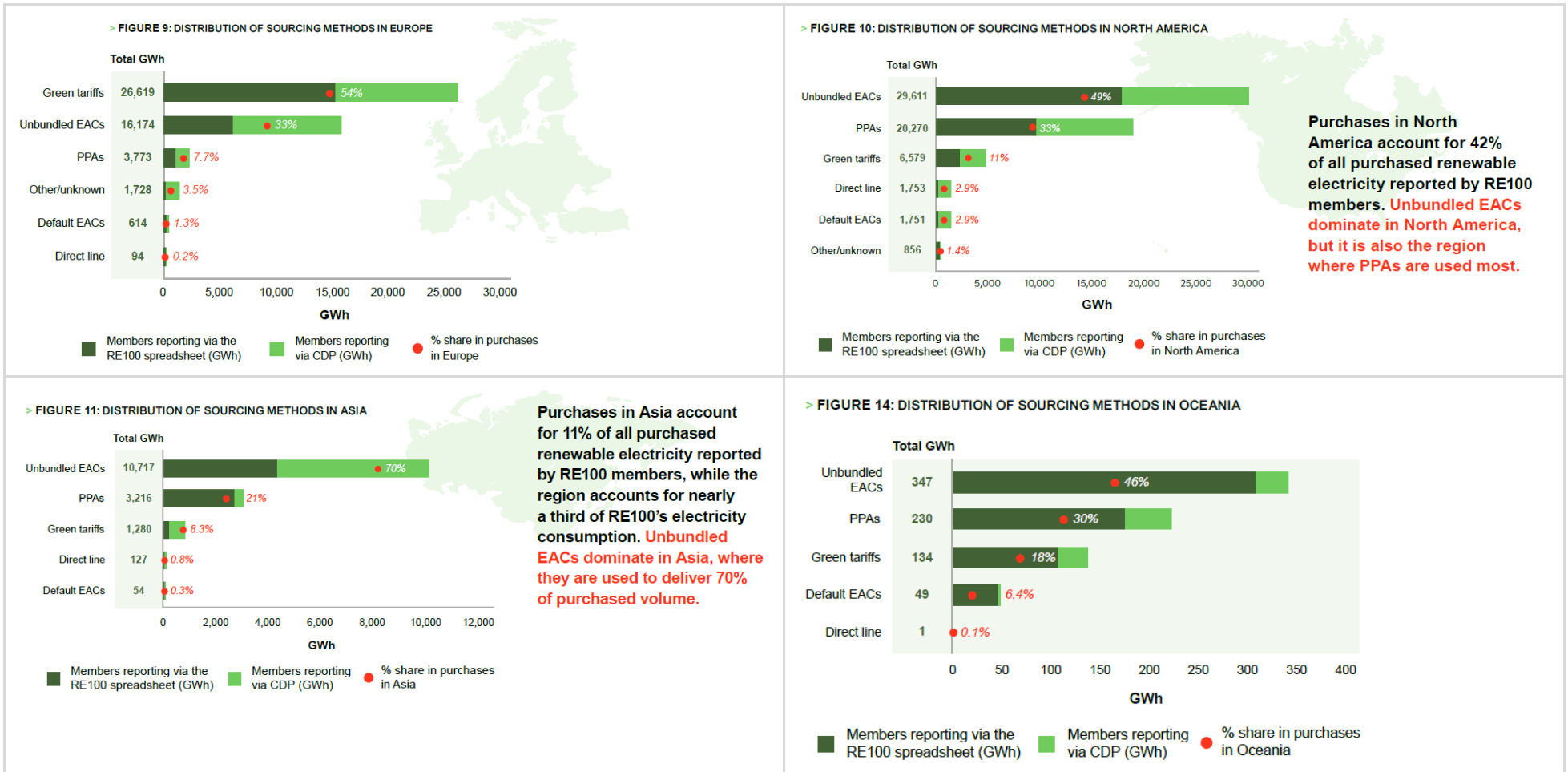
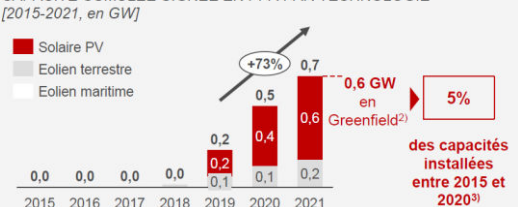
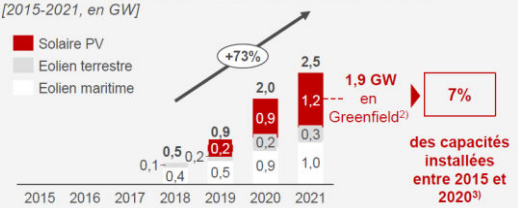
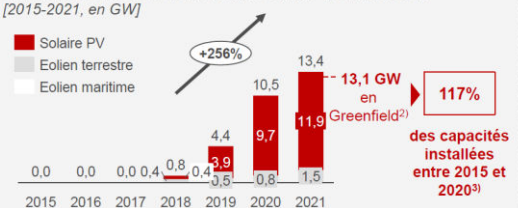
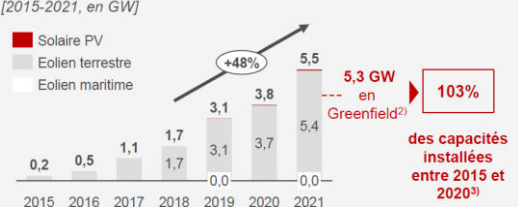


TABLEAU 5 – DYNAMIQUE DE DEVELOPPEMENT DES PPA DANS DIFFERENTS PAYS EUROPEENS (E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS, 2022)

FRANCE	<p>ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]</p>  <p>des capacités installées entre 2015 et 2020³⁾</p>	<ul style="list-style-type: none"> Prix moyen indicatif des PPA⁴⁾ en Déc.2020 : <ul style="list-style-type: none"> Solaire : [40-45]€/MWh Eolien terrestre : <i>no data</i> Durée moyenne des contrats : 20 ans Principalement en « Sleeved PPA » 	<ol style="list-style-type: none"> Jusqu'en septembre 2021. Inclus le Repowering Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. Fourchette estimée grâce aux données Pexapark, plateforme d'intermédiation de C-PPA. <p>Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants</p>
ALLEMAGNE	<p>ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]</p>  <p>des capacités installées entre 2015 et 2020³⁾</p>	<ul style="list-style-type: none"> Prix moyen par technologie des PPA⁴⁾ en H1 2020 : <ul style="list-style-type: none"> Solaire : [43 – 48 €/MWh] Eolien terrestre : [40 – 45 €/MWh] Durée moyenne des contrats : 11 ans En sortie d'OA, plusieurs centrales « citoyennes » pourraient être rachetées par des opérateurs « professionnels » et utilisées dans le cadre de PPA Brownfield 	
ESPAGNE	<p>ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]</p>  <p>des capacités installées entre 2015 et 2020³⁾</p>	<ul style="list-style-type: none"> Prix moyen indicatif des PPA⁴⁾ en H1 2020 : <ul style="list-style-type: none"> Eolien terrestre : [35 – 40 €/MWh] PV au sol : [30 – 35€/MWh] Durée moyenne des contrats (Greenfield) : 11 ans Les modèles « Sleeved PPA » et « onsite PPA » se développent. Les VPPA émergent (e.g. Contrat TotalEnergies) 	<ol style="list-style-type: none"> Jusqu'en septembre 2021. Inclus le Repowering Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA. <p>Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants</p>
SUEDE	<p>ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]</p>  <p>des capacités installées entre 2015 et 2020³⁾</p>	<ul style="list-style-type: none"> Prix moyen indicatif des PPA⁴⁾ en H1 2020 : <ul style="list-style-type: none"> Solaire : [40 - 45 €/MWh] Eolien terrestre : [30 – 35 €/MWh] Durée moyenne des contrats : 13 ans Majoritairement des modèles en « Sleeved PPA » et « Synthetic PPA » Le modèle de contrat « as produced » apparaît comme le standard de marché, les modèles en « baseload » sont de plus en plus courants. 	

C. ETAT DES LIEUX | MODELISATION DE L'ELECTRICITE RESEAU EN ACV

C.1 PANORAMA DES ORIENTATIONS PRISES DANS DIFFERENTS REFERENTIELS D'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE

L'objectif de ce panorama est de mettre en évidence les exigences et les recommandations posées par des référentiels communément utilisés et/ou d'intérêt pour l'étude en ce qui concerne la modélisation de l'électricité consommée via les réseaux.

Plusieurs angles d'analyse de ces référentiels sont restitués dans les sections suivantes :

- Leur **positionnement vis-à-vis des approches dites Location-based et Market-based**, en examinant les règles posées pour **différentes étapes** du cycle de vie (approche produit) ou de la chaîne de valeur (approche organisation) ;
- La **hiérarchie des types de mix électriques** à utiliser dès lors qu'il n'est pas possible de revendiquer un profil contractuel spécifique (cas de l'approche market-based) ;
- Les **critères d'éligibilité à satisfaire** pour pouvoir revendiquer des instruments contractuels spécifiques sur l'origine renouvelable de l'électricité ;
- Leurs **exigences et ou leurs recommandations de modélisation** (ex : périmètre, source, etc.) des mix géographiques, des mix spécifiques contractuels et des mix résiduels.

Approche Location-based

Cette terminologie est définie par le GHG Protocol Scope 2 guidance. Par extension, elle désigne également les approches de modélisation de l'électricité décrites dans d'autres référentiels et qui ne prennent pas en compte des instruments contractuels ou qui établissent qu'aucune discrimination entre fournisseurs d'électricité d'un même réseau n'est à prendre en compte.

"A method to quantify scope 2 GHG emissions based on average energy generation emission factors for defined locations, including local, subnational, or national boundaries."

Il s'agit d'une méthode d'allocation des impacts environnementaux de l'électricité entre tous les consommateurs d'un même réseau qui implique que le même profil moyen par kWh va être appliqué à tous les consommateurs d'électricité de ce réseau.

Cette approche ne tenant pas compte des instruments contractuels pouvant exister, ce profil moyen d'un réseau donné va donc inclure des sources de production d'électricité renouvelables raccordées à ce réseau pour lesquelles des garanties d'origine (ou tout autre type d'EAC) ont été émises puis vendues de manière spécifique à certains consommateurs d'électricité (de ce réseau ou d'autres réseaux).

Approche Market-based

Cette terminologie est définie par le GHG Protocol Scope 2 guidance, et par extension, désigne également les approches de modélisation de l'électricité décrites dans d'autres référentiels comme reposant sur les instruments contractuels.

"A method to quantify scope 2 GHG emissions based on GHG emissions emitted by the generators from which the reporter contractually purchases electricity bundled with instruments, or unbundled instruments on their own"

Il s'agit d'une méthode d'allocation des impacts de l'électricité qui permet de refléter le profil de l'électricité que les entreprises ont délibérément choisi (ou qu'elles n'ont pas choisi). Elle repose donc sur la prise en compte d'instruments contractuels.

Cette modalité d'allocation est donc basée sur le fait de détenir ou non des certificats EAC portant la revendication de l'origine renouvelable de l'électricité, étant précisé que ce flux d'informations contractuelles peut être différent des flux d'énergie sous-jacents dans le réseau (chaîne de contrôle type Book and Claim).

C.1.1 PRESENTATION DES REFERENTIELS EXAMINES

Cette sélection, établie en concertation avec SCORE LCA, permet de couvrir des référentiels couramment utilisés dans des évaluations environnementales quantitatives orientées « Produits » ou « Organisation », y compris restreintes à la seule problématique « Gaz à effet de serre ».

Le choix a également été fait de s'intéresser à des référentiels :

- Visant à rendre compte des actions des organisations vis-à-vis de la limitation de la contribution au changement climatique ou d'un objectif de neutralité Carbone
- Portant sur l'information financière et les risques liés au changement climatique, ces derniers pouvant formuler des exigences en matière de reporting des impacts associés à l'électricité

	Approche « Produits »	Approche « Organisation »
Multi-Impacts	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Product Environmental Footprint (EU) ▪ International EPD® System ▪ EN 15804+A2 ▪ prEN 15941 : 2022 ▪ PEP Ecopassport ▪ Programme INIES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organisation Environmental Footprint (EU)
Ciblé « Gaz à effet de Serre »	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ISO 14067 : 2018 ▪ Product Carbon Footprint - Pathfinder-Framework ▪ Product Carbon Footprint - Guideline for the Chemical Industry 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ GHG Protocol ▪ ISO 14064-1 ▪ BEGES réglementaire France ▪ ISO IWA 42:2022 - Net Zero Guidelines ▪ Science Based Target Initiative, Corporate Manuel ▪ Net Zero Initiative – Neutralité carbone collective ▪ SEC Climate-Related Disclosures for Investors ▪ IFRS S2 Climate-related Disclosures

TABLEAU 6 – ETAT DES LIEUX : REFERENTIELS D'EVALUATION EXAMINES

Remarques :

L'approche Market-based basée sur les instruments contractuels individuels pour modéliser l'électricité du réseau est récente à l'échelle de la pratique ACV. Ainsi, la sélection s'est logiquement portée sur des référentiels de création ou de mise à jour récente et donc susceptibles d'avoir pris position sur les deux approches de modélisation de l'électricité que sont le « Location-based » et le « Market-based ».

Pour cette raison, cette sélection n'inclut pas les normes ISO générales encadrant l'ACV et ses multiples applications (ISO 14040 :2006 et ISO 14044 : 2006), aucune information ou consigne particulière n'étant présente dans ces normes publiées en 2006 et leurs amendements en ce qui concerne l'application des approches Location-based et Market-based.

Les référentiels orientés Produits sélectionnés encadrent un type particulier d'application, à savoir des « Empreintes » ou des « déclarations environnementales ». Ainsi, ces référentiels ne couvrent pas d'autres applications de la méthode ACV telles que des évaluations comparatives (y compris portant sur des produits concurrents) ou des études visant à aider à la décision dans un contexte de R&D (éco-conception).

Les tableaux présentés dans les pages suivantes apportent des informations complémentaires au regard de caractéristiques clés des référentiels analysés :

- L'organisme porteur ou sponsor
- L'année de publication
- Le type de référentiel (ex : norme volontaire, programme de déclaration environnemental, méthode réglementaire, etc.) et leur principal contexte d'application
- Leur portée géographique ainsi que leur caractère général et/ou sectoriel

Le tableau ci-après fournit les références des sources bibliographiques associées à chaque référentiel et leur numérotation (reprise dans les différents tableaux de cette section).

Référentiels	Référence de la Source	Numération Source
PEF et OEF – Guide principal et guide sur les jeux de données EF-compliant	(Commission Européenne, 2021)	[1]
	(JRC, 2020)	[2]
ISO 14067 : 2018	(ISO, 2018)	[3]
International EPD® System	(International EPD® System, 2021)	[4]
EN 15804+A2	(CEN, 2019)	[5]
prEN 15941 : 2022	(CEN, 2022)	[6]
PEP Ecopassport	(Programme PEP ecopassport®, 2021)	[7]
Programme INIES	(INIES, 2022)	[8]
Product Carbon Footprint - Pathfinder- Framework	(wbcsd, 2023)	[9]
Product Carbon Footprint - Guideline for the Chemical Industry	(TfS, 2022)	[10]
GHG Protocol	(wbcsd, WRI, 2015)	[11]
	(wbcsd, WRI, 2011 a)	[12]
	(wbcsd, 2011 b)	[13]
ISO 14064-1	(ISO, 2018)	[14]
BEGES réglementaire France	(Ministère Transition Ecologique, 2022)	[15]
ISO IWA 42:2022 - Net Zero Guidelines	(ISO, 2022)	[16]
Science Based Target Initiative, Corporate Manuel	(Science Based Targets, 2021)	[17]
Net Zero Initiative – Neutralité carbone collective	(Carbone 4, 2020)	[18]
	(Carbone 4, 2022)	[19]
SEC Climate-Related Disclosures for Investors	(Securities and Exchange Commission, 2022)	[20]
IFRS S2 Climate-related Disclosures	(International Sustainability Standards Board, 2023)	[21]

TABLEAU 7 – SOURCES DOCUMENTAIRES RELATIVES AUX REFERENTIELS EXAMINES

TABLEAU 8 – REFERENTIELS ORIENTES « PRODUITS » EXAMINES

Référentiel	PEF	ISO 14067 : 2018	International EPD® System	EN 15804+A2	prEN 15941 : 2022	PEP Ecopassport	Programme INIES	PCF - Pathfinder-Framework	PCF - Guideline for the Chemical Industry
Réf. biblio	[1], [2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]
Porteur sponsor	JRC / CE	ISO	EPD International AB	CEN	CEN	PEP ecopassport	Alliance HQE-GBC	WBCSD	TfS (chemical companies)
Version Année	12/2021	09/2018	Version 4.0 03/2021	2019	09/2022 (provisoire)	Edition 4 09/2021	05/2023	Version 2 01/2023	Version 2 11/2022
Type	Méthode de référence UE Avec applications réglementaires (ex : taxonomie, règlement batteries...)	Norme volontaire Avec applications réglementaires (ex : décret FR neutralité carbone, taxonomie EU)	Programme de déclarations env.	Norme volontaire	Norme volontaire	Programme de déclarations env. Avec applications réglementaires	Programme de déclarations env. Avec applications réglementaires	Guidance ciblée sur la production de PCF cradle to gate	Guidance ciblée sur la production de PCF cradle to gate
Impacts	Muti-impacts	Ciblé GES	Muti-impacts	Muti-impacts	Muti-impacts	Muti-impacts	Muti-impacts	Ciblé GES	Ciblé GES
Contexte d'application	Empreinte produit	Empreinte produit	Déclaration environnementale	Déclaration environnementale	Déclaration environnementale	Déclaration environnementale	Déclaration environnementale	Elaboration et échange de données dans chaîne de valeur	Elaboration et échange de données dans chaîne de valeur
Portée géographique	Europe + International	International	International	Europe	Europe	France + international	France	International	International
Général ou sectoriel	Général	Général	Général	Produits de construction	Produits de construction	Equipements électriques, électroniques et génie climatique	Produits de construction	Général	Industrie chimique

TABLEAU 9 – REFERENTIELS ORIENTES « ORGANISATION » EXAMINES

Référentiel	OEF	GHG Protocol	ISO 14064-1	BEGES réglementaire France	ISO IWA 42:2022(E) - Net Zero Guidelines	SBTi Corporate Manual	Net Zero Initiative	SEC Climate-Related Disclosures for Investors	IFRS S2 Climate-related Disclosures
Réf. biblio.	[1], [2]	[11], [12], [13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18], [19]	[20]	[21]
Porteur / sponsor	JRC / CE	WRI et WBCSD	ISO	Ministère Transition Ecologique	ISO	Science-based Target Initiative	Carbone 4	SEC	IFRS
Version / Année	12/2021	2015 (scope 2) 2011 (scope 3)	2018	Version 5 07/2022	2022	2021	2020	2022 (draft)	06/2023
Type	Méthode de référence UE	Référentiel volontaire (très répandue)	Norme volontaire	Méthode réglementaire Art. L. 229-25 Code de l'envir	International Workshop Agreement	Référentiel volontaire	Référentiel volontaire	Règles pour sociétés cotées aux US	Standard IFRS (comptabilité)
Impacts	Muti-impacts	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES	Ciblé GES
Contexte d'application	Quantitatif Empreinte	Quantitatif Reporting	Quantitatif Reporting	Quantitatif Reporting	Quantitatif Orienté objectifs réduction / neutralité	Quantitatif Orienté objectifs réduction / neutralité	Quantitatif Orienté objectifs réduction / neutralité	Risques financiers / GhG disclosure	Risques financiers / GhG disclosure
Portée géographique	Europe + International	International	International	France	International	International	France	International	International
Général ou sectoriel	Général	Général	Général	Général	Général	Général	Général	Général	Général

C.1.2 « LOCATION-BASED » VERSUS « MARKET-BASED » : QUELLE POSTURE DES REFERENTIELS EXAMINES ?

▼ Nature de l'analyse

L'objectif de cette analyse est de rendre compte des choix opérés par les référentiels examinés vis-à-vis des approches de modélisation de l'électricité Location-based et Market-based.

Outre le cas des **étapes ou des activités sous contrôle** de l'entité réalisant l'évaluation, nous avons également cherché à comprendre si les référentiels se positionnent ou non sur la modélisation de l'électricité pour d'autres étapes du cycle de vie d'un produit ou de la chaîne de valeur d'une organisation, et plus particulièrement :

- La **phase d'utilisation** d'un produit ou des produits d'une organisation
- Dans le cas d'une démarche orientée « Produit », les étapes, hors phase d'utilisation, représentées par des données non spécifiques à l'entité (**inventaires d'arrière-plan**)
- Dans le cas d'une démarche orientée « Organisation », les **autres postes d'émissions indirectes** pouvant impliquer de la consommation d'électricité (achat de biens, traitements des déchets, etc.)

Mais également les étapes pouvant être à l'origine de consommations évitées d'électricité :

- Lors de la fin de vie des déchets ou des produits via le recyclage, la valorisation énergétique, etc.
- Via les co-produits lorsqu'une approche par substitution est permise par le référentiel.

Selon les référentiels, et les étapes concernées, ce positionnement peut être formulé de manière explicite ou être implicite (on comprend en creux qu'une des deux approches n'est pas autorisée).

Pour un même référentiel, cette grille de lecture « par étape » permet d'identifier :

- i. si des règles différentes peuvent exister d'une étape à une autre, ce qui est de nature à soulever un enjeu de consistance méthodologique,
- ii. l'absence de règle explicite pour certaines étapes, et en particulier concernant les étapes ou les activités qui ne sont pas sous le contrôle direct de l'entité réalisant l'évaluation.

Cette analyse conduite, référentiel par référentiel est restituée dans le Tableau 10 (sous-groupe des référentiels orientés Produits) et le Tableau 11 (sous-groupe des référentiels orientés Organisation)

▼ Constats et enseignements

Enseignements clés

- 7 référentiels d'évaluation orientés Produits sur les 9 examinés se sont alignés, soit :
 - Sur la norme ISO 14067 : 2018 qui requiert de modéliser l'électricité selon une approche basée sur les instruments contractuels individuels
 - Sur l'approche Market-based du GhG Protocol dans le cas de deux référentiels encadrant le partage de PCF « cradle to gate » au sein de la chaîne de valeur des entreprises.

S'agissant des étapes sous contrôle d'une entité, la méthode Location-based n'est ainsi jamais autorisée en première intention dans ces 7 référentiels. Son utilisation est circonscrite aux situations pour lesquelles les profils « Marché - mix résiduels » ne sont pas accessibles, ou à des fins d'analyse de sensibilité.

En revanche, le recours à l'approche Location-based est explicitement requis par certains de ces référentiels pour d'autres étapes constitutives du cycle de vie d'un produit. Pour d'autres référentiels, on note l'absence de règle explicite et univoque s'agissant de la modélisation de l'électricité afférente à ces étapes.

Des modélisations de l'électricité réseau de type Market-based et Location-Based vont donc coexister, ou sont susceptibles de coexister, aux bornes d'une même évaluation. Il s'agit d'un enseignement clé qui pose la question de la consistance méthodologique au sein d'une même évaluation, cette consistance d'approche étant une exigence générale de la norme ISO 14044.

- Au sein des référentiels orientés Organisation, les règles de modélisation de l'électricité sont beaucoup plus contrastées.

Enseignements clés

Le recours à l'approche Location-based est marqué, 6 référentiels sur 9 imposant ou recommandant l'usage de cette approche. 2 référentiels sur 9 requièrent ou recommandent l'usage de l'approche Market-based.

Plusieurs référentiels ne tranchent pas en faveur d'une seule approche, mais peuvent marquer une préférence pour une approche, demander une double approche (dual reporting) ou alors laisser les utilisateurs exercer leur choix.

Parmi les référentiels examinés, deux d'entre eux se positionnent comme des **référentiels prescripteurs** en ce qui concerne les modalités de modélisation de l'électricité, à savoir :

- La norme ISO 14067 : 2018 pour les approches orientées Produits
- Le GHG Protocol Scope 2 pour les approches orientées Organisations mais également Produits.

Dans leurs principes de comptabilisation de l'électricité, ces deux référentiels partagent le fait de promouvoir l'approche Market-based mais avec toutefois une différence importante. En effet, la norme ISO 14067 : 2018 impose le recours aux instruments contractuels comme la seule approche générique de comptabilisation des impacts de l'électricité, sauf cas très particuliers et circonscrits (voir tableau détaillé). Les discussions menées dans le cadre de l'élaboration du GhG Protocol scope 2 ont en revanche conduit les porteurs de ce référentiel à opter pour une logique de « dual reporting », ce qui implique que les organisations doivent conduire leur comptabilisation Scope 2 selon une approche Location-based ET une approche Market-based.

Comme le souligne la **FIGURE 8**, cette forte dynamique d'alignement est particulièrement marquée pour les référentiels orientés Produits, la majorité d'entre eux ayant fait le choix d'un alignement avec l'ISO 14067 ou avec le GhG Protocol et donc d'exiger l'application de l'approche Market-based, a minima en ce qui concerne les étapes/procédés sous contrôle de l'entité. Deux référentiels, celui de PEP ecopassport et du programme INIES, ont une position moins tranchée, les deux approches Market-based et Location-based étant possibles.

Ainsi, dans les référentiels orientés Produits examinés la méthode Location-based n'est jamais autorisée en première intention. Son utilisation est circonscrite à des fins d'analyse de sensibilité pour certains contextes particuliers (ex : ISO 14067) ou alors comme jeu de données par défaut lorsque les profils de mix résiduels ne sont pas accessibles.

Référentiels orientés « Produits »	Location-based	Market-based	Référentiels orientés « Organisation »	Location-based	Market-based
Requise		7	Requise	4	2
Recommandée	1		Recommandée	2	
Possible	1	2	Possible	2	4
Pas autorisée sauf cas particuliers / exceptions	6		Non recommandée mais possible		1
Pas autorisée	1		Pas autorisée	1	2

FIGURE 8 – STATUT DES APPROCHES LOCATION-BASED ET MARKET-BASED POUR LES ACTIVITES SOUS CONTROLE D'UNE ENTITE : VUE D'ENSEMBLE DES ORIENTATIONS DES REFERENTIELS EXAMINES

La situation est beaucoup plus contrastée dans le cas des référentiels orientés Organisations :

- L'approche Location-based est requise par quatre référentiels, l'approche Market-based par deux référentiels, dont le GhG Protocol qui est dans une logique de dual reporting.

- Deux référentiels n'autorisent pas l'approche Market-based, sauf éventuellement en information déportée. Un seul référentiel n'autorise pas l'approche Location-Based : le référentiel OEF qui est aligné sur les principes du référentiel PEF.

A l'instar du GhG Protocol et de sa logique de dual reporting, plusieurs référentiels ne tranchent pas en faveur d'une seule approche, mais peuvent marquer une préférence pour une approche (deux recommandent l'approche Location-based) ou alors laisser les utilisateurs exercer leur choix.

Etapes autres que celles sous le contrôle direct de l'entité

On observe une certaine disparité dans la manière dont les référentiels, y compris ceux orientés Produits, ont pu définir des orientations méthodologiques pour modéliser l'électricité dans le cas des étapes n'étant pas sous le contrôle d'une entité déclarante.

Tout d'abord, on peut noter que les deux référentiels identifiés précédemment comme prescripteurs ne contiennent pas de règles explicites et univoques concernant ces étapes :

- De manière implicite, on peut supposer que les règles de l'ISO 14067 : 2018 devraient s'appliquer à ces étapes comme à celles sous contrôle d'une entité.
- Les lignes directrices du GhG Protocol relatives au scope 3 font état d'une diversité des sources de données pouvant être mobilisées (supplier-specific, industry-average, proxy, etc.). Une coexistence des approches Location-based et Market-based est donc autorisée.

Ce constat d'une absence de règle explicite est également valable pour la majorité des autres référentiels examinés. En effet, seuls quatre d'entre eux ont formalisé des règles traitant spécifiquement de certaines autres étapes du cycle de vie d'un produit ou de la chaîne de valeur d'une organisation : les référentiels PEF/OEF, le projet de norme pr EN 15491 : 2022 et le programme International EPD® system.

- Phase d'utilisation : PEF/OEF et le projet de norme pr EN 15491 : 2022 imposent le choix de l'approche Location-based et d'un mix consommation (et non production). A l'inverse, le programme International EPD® system impose le recours au mix résiduel du marché en première intention.
- Autres étapes :
 - Méthodes PEF/OEF : selon le guide d'élaboration de jeux de données PEF compliant⁹ (JRC, 2020), deux « shall » cohabitent. Ainsi, l'électricité doit être modélisée selon l'approche Location-based mais également selon l'approche Market-based lorsque des données contractuelles « sector-specific » sont disponibles.
 - projet de norme pr EN 15491 : 2022 : dès lors que les procédés ne sont pas sous contrôle direct par le déclarant, l'approche Location-based doit être mise en œuvre.
 - programme International EPD® system : les mix contractuels, spécifiques puis résiduels sont priorisés, l'approche Location-based étant à utiliser en dernier recours

Au vu des référentiels actuels, les modélisations Market-based et Location-Based de l'électricité réseau vont donc coexister aux bornes d'une même évaluation, soit en raison des règles explicitement établies par les référentiels, soit en raison d'une absence de règles explicites pour encadrer la modélisation de l'électricité pour les étapes qui ne sont pas sous le contrôle direct d'une entité.

Il s'agit d'un enseignement clé qui pose la question de la consistance méthodologique au sein d'une même évaluation, cette consistance d'approche étant une exigence générale de la norme ISO 14044.

Un constat complémentaire est qu'aucun référentiel n'encadre cette « hybridation » des deux approches, en définissant par exemple des règles à mettre en œuvre pour évaluer, pour une étude donnée, si cette hybridation est acceptable ou non compte tenu de l'exigence de consistance méthodologique.

⁹ **“Electricity modelling:** The country specific consumption mix shall be used to model processes occurring in a specific country. When a country specific mix is not available, the average EU consumption mix (EU+EFTA+UK) or region representative consumption mix shall be constructed and used. Sector specific information on the use of green electricity shall be used if available and if the set of minimum criteria to ensure the reliability of the contractual instruments is met. The criteria met shall be described in the meta-data information and confirmed by the reviewer. This can be combined with the remaining electricity, which shall be modelled with the residual grid mix.”

TABLEAU 10 – APPROCHES LOCATION-BASED VERSUS MARKET-BASED POUR MODELISER L'ÉLECTRICITE RESEAU – ORIENTATIONS DES REFERENTIELS ORIENTES « PRODUITS »

	Requise	Recommandée	Pas autorisée	Pas autorisée sauf cas particuliers	Autres situations					
Référentiel	PEF/OEF	ISO 14067	International EPD® system	EN 15804+A2	pr EN 15941 : 2022	PEP Ecopassport	Programme INIES	Pathfinder-Framework	PCF - Guideline for the Chemical Industry	
Réf. biblio.	[1], [2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	
Méthode « parente » sur les principes de comptabilisation de l'électricité ?										
Référentiel « parent »	ISO 14067 et GhG Protocol Scope 2 guidance		ISO 14067	pr EN 15941 : 2022	ISO 14067	ISO 14067	ISO 14067	GHG Protocol Scope 2 guidance	GHG Protocol Scope 2 guidance	
Consommation d'électricité par les étapes/procédés <u>sous contrôle de l'entité</u>										
Approche contractuelle	Requise	Requise	Requise	Non traité*	Requise	Possible (en cas d'alignement avec ISO 14067)	Possible	Requise	Requise	
Approche géographique	Pas autorisée (implicite)	Pas autorisée sauf cas particuliers **	Pas autorisée*** Sauf si le mix résiduel n'est pas disponible	Non traité*	Pas autorisée sauf si approche contractuelle impossible	Recommandée (choix par défaut)	Possible	Pas autorisée *** (implicite)	Pas autorisée *** Sauf si le mix résiduel n'est pas disponible	
Consommation d'électricité dans les étapes (hors utilisation) représentées par des données non spécifiques à l'entité (<u>pas de contrôle direct par l'entité</u>)										
Approche contractuelle	Requise si disponibilité d'un profil « sector specific »	Requise (implicite)	Requise (implicite)	Non traité*	Pas autorisée	Possible (cf. ISO 14067)	Possible (en se basant sur l'ISO 14067. Peu courant en pratique)	Les « <i>general quality rules for secondary data sources</i> » ne contiennent pas de règle explicite	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer pour ce type d'étapes	
Approche géographique	Requise (mix consommation)	Pas autorisée sauf cas particuliers **	Pas autorisée*** Sauf si le mix résiduel n'est pas disponible	Non traité*	Requise (mix consommation)	Recommandée (choix par défaut)	Possible (approche couramment utilisée en pratique)	→ Probable cohabitation des deux approches selon les sources de données	→ Probable cohabitation des deux approches selon les sources de données	

Référentiel	PEF/OEF	ISO 14067	International EPD® system	EN 15804+A2	pr EN 15941 : 2022	PEP Ecopassport	Programme INIES	Pathfinder-Framework	PCF - Guideline for the Chemical Industry
-------------	---------	-----------	---------------------------	-------------	--------------------	-----------------	-----------------	----------------------	---

Consommation d'électricité lors de la phase d'utilisation du produit

Approche contractuelle	Pas autorisée	Requise (implicite)	Requise	Non traité*	Pas autorisée (sauf pour les procédés en contrôle direct par le déclarant)	Possible (cf. ISO 14067)	Possible (en se basant sur l'ISO 14067. Peu courant en pratique)	Phase hors scope	Phase hors scope
Approche géographique	Requise (consommation grid mix)	Pas autorisée sauf cas particuliers **	Pas autorisée*** Sauf si le mix résiduel n'est pas disponible	Non traité*	Requise (mix consommation)	Recommandée (choix par défaut)	Possible (approche couramment utilisée en pratique)		

Emissions de l'électricité évitée : (i) lors de la fin de vie des déchets et/ou produits, (ii) via les co-produits (approche par substitution)

Approche contractuelle	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Requise (implicite)	Non traité*	Pas autorisée (sauf pour les procédés en contrôle direct par le déclarant)	Possible (cf. ISO 14067)	Possible (en se basant sur l'ISO 14067. Peu courant en pratique)	FdV produit hors scope	Co-produits (substitution) : pas de règle explicite sur l'électricité	FdV produit hors scope	Co-produits (substitution) : pas de règle explicite sur l'électricité
Approche géographique			Pas autorisée*** Sauf si le mix résiduel n'est pas disponible	Non traité*	Requise	Recommandée (choix par défaut)	Possible (approche couramment utilisée en pratique)				

* Se conformer aux exigences du programme de déclaration ou au projet de norme pr EN 15941 : 2022

** L'ISO 14067 précise que « *Certaines caractéristiques liées à l'électricité comme les certificats verts sont vendues sans être directement associées à l'électricité elle-même. Dans certains pays, il peut arriver que des parts d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable soient vendues/exportées en tant qu'électricité renouvelable sans être exclues du mix électrique. Pour cette raison, dans de telles situations, une analyse de sensibilité appliquant le mix de consommation du réseau national pertinent doit être réalisée et enregistrés dans le rapport d'étude d'ECP pour démontrer la différence dans les résultats des instruments de traçage électrique* »

*** Ces référentiels établissent une hiérarchie des types de mix à utiliser dans le cadre de l'approche marché : le mix de consommation géographique (non corrigé des instruments de marché) est utilisable en dernier recours (voir Tableau 12)

TABLEAU 11 – APPROCHES LOCATION-BASED VERSUS MARKET-BASED POUR MODELISER L'ÉLECTRICITE RESEAU – ORIENTATIONS DES REFERENTIELS ORIENTES « ORGANISATIONS »

	Requise	Recommandée	Pas autorisée	Non recommandée (mais possible)	Autres situations				
Référentiel	OEF	GhG Protocol	ISO 14064-1	BEGES réglementaire France	ISO IWA 42:2022 (E)	SBTi Corporate Manual	Net Zero Initiative	SEC Climate-Related Disclosures	IFRS S2 Climate-related Disclosures
Réf. biblio.	[1], [2]	[11], [12], [13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18], [19]	[20]	[21]
Méthode « parente » sur les principes de comptabilisation de l'électricité ?									
Référentiel « parent »	ISO 14067 et GhG Protocol Scope 2 guidance			ISO 14064-1		GhG Protocol Scope 2 guidance		GhG Protocol Scope 2 guidance (en discussion)	GhG Protocol Scope 2 guidance
Consommation d'électricité par les activités sous contrôle des organisations (scope 2 ou équivalent)									
Approche contractuelle	Requise	Requise car dual reporting	Pas autorisée NB : possible en information déportée	Pas autorisée NB : information déportée possible*	Possible en complément de l'approche géographique	Possible (une seule approche à choisir)	Non recommandée mais néanmoins possible	Possible	Information (?) requise si des instruments contractuels existent***
Approche géographique	Pas autorisée (implicite)	Requise car dual reporting	Requise (mix consommation)	Requise (mix moyen réseau**)	Recommandée	Possible (une seule approche à choisir)	Recommandée	Possible	Requise
Autres émissions indirectes impliquant de la consommation d'électricité (ex : achat de biens, traitements des déchets, etc.) (scope 3 ou équivalent)									
Approche contractuelle	Requise si disponibilité d'un profil « sector specific »	Pas de règle unique et explicite sur l'électricité. NB : les données peuvent être supplier-specific, industry-average, proxy, etc.	Pas autorisée	Pas autorisée	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer
Approche géographique	Requise (mix consommation)		Requise (implicite)	Requise (implicite)					

Référentiel	OEF	GHG Protocol	ISO 14064-1	BEGES réglementaire France	ISO IWA 42:2022 (E)	SBTi Corporate Manual	Net Zero Initiative	SEC Climate-Related Disclosures	IFRS S2 Climate-related Disclosures
Emissions indirectes liées à la consommation d'électricité lors de l'utilisation des produits vendus par les organisations (scope 3 ou équivalent)									
Approche contractuelle	Pas autorisée	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Pas autorisée (implicite)	Pas autorisée (implicite)	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer
Approche géographique	Requise (consumption grid mix)		Requise (implicite)	Requise (implicite)					
Emissions de l'électricité évitée lors de la fin de vie des déchets et/ou produits de l'organisation (valorisation énergétique, recyclage, etc.)									
Approche contractuelle	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer****	Pas autorisée (implicite)	Pas autorisée (implicite)	A priori hors périmètre de ce référentiel	A priori hors périmètre de ce référentiel	Ne précise pas explicitement l'approche à considérer	A priori hors périmètre de ce référentiel	A priori hors périmètre de ce référentiel
Approche géographique			Requise (implicite)	Requise (implicite)					

* Des informations sur la consommation d'énergie renouvelable de la Personne Morale peuvent être jointes au bilan. Elles ne figurent pas en tant qu'émissions de GES dans le tableau de déclaration du bilan mais peuvent être rapportées dans un champ séparé dédié aux émissions évitées. Elles doivent permettre de caractériser complètement la quantité et la nature de l'énergie renouvelable concernée.

** La méthode réglementaire BEGES prévoit également la possibilité de recourir à des facteurs d'émissions par usage en information déportée

*** An entity is "required to provide information about contractual instruments only if such instruments exist and information about them informs users' understanding of an entity's Scope 2 greenhouse gas emissions."

**** Selon le référentiel Greenhouse Gas Protocol Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard (2011), les émissions évitées ne sont pas à inclure dans le scope 3 mais peuvent être reportées séparément

C.1.3 APPROCHE « MARKET-BASED » : QUELLE HIERARCHISATION DES PROFILS D'ÉLECTRICITÉ SELON LES REFERENTIELS EXAMINÉS ?

▼ Nature de l'analyse

De manière générale, les différents référentiels ayant opté pour une approche Market-based de modélisation de l'électricité issue du réseau posent le principe pour une entité de pouvoir recourir à ses instruments contractuels spécifiques dès lors que les conditions d'éligibilité sont remplies (voir section C.1.4 dédiée aux critères d'éligibilité).

En revanche, si une entité ne dispose pas d'instruments contractuels permettant de revendiquer l'origine technologique de l'électricité consommée ou si les instruments contractuels dont elle dispose sont inéligibles, se pose la question du mix électrique à considérer.

Les certificats EAC revendiqués spécifiquement par certains consommateurs ne devant pas être comptés deux fois, le principe posé par l'approche Market-based est celui d'appliquer aux autres consommateurs d'électricité un mix électrique appelé mix résiduel (cf. section B.2). A l'heure actuelle, une difficulté pratique est toutefois la disponibilité limitée de ces mix résiduels dans les bases de données d'évaluation environnementale.

Cette section s'intéresse donc aux instructions et à la hiérarchisation des types de mix qui ont pu être posées par les différents référentiels. Il s'agit notamment de comprendre :

- A quelle maille de représentativité géographique les mix résiduels doivent-ils être établis ? Les différents référentiels adoptent-ils les mêmes logiques ?
- D'autres mix peuvent-ils être utilisés en cas de non-disponibilité des mix résiduels et si oui, lesquels ? Les différents référentiels adoptent-ils les mêmes logiques ?

Le Tableau 12 présente les règles édictées par sept référentiels imposant l'approche Market-based. Les référentiels alignés sur les règles de l'ISO 14067 sans les préciser davantage ou n'apportant pas de consignes particulières (ex : standards comptables) ne sont pas présentés dans ce tableau.

▼ Constats et enseignements

Enseignements clés

- Les règles de hiérarchisation établies par les sept référentiels examinés sont toutes différentes.
- Plusieurs référentiels autorisent explicitement de pouvoir recourir aux mix Location-based bien que l'approche adoptée par ces référentiels soit l'approche Market-based. Pour les référentiels les plus cadrés, il s'agit d'un choix à exercer en dernier ressort en cas d'indisponibilité des mix résiduels classés avant dans la hiérarchie.
- Des mix fournisseurs, spécifique ou résiduel, sont intégrés à la hiérarchisation posée par un nombre minoritaire de référentiels.
- La représentativité territoriale attendue pour le mix résiduel est variable selon les référentiels (pays, région, échelle nationale, échelle infranationale, marché). Certaines de ces mailles posent des enjeux d'interprétation notamment pour comprendre la maille à retenir dans le cas de pays dont le réseau est interconnecté avec d'autres pays.
- La granularité et la clarté de la hiérarchisation sont variables selon les référentiels, certains d'entre eux ayant établi des segmentations explicites tandis qu'elles sont peu détaillées et peu éclairantes pour d'autres.
- Selon les référentiels, la hiérarchie exposée peut avoir un caractère prescriptif, et donc obligatoire, tandis que pour d'autres il s'agit davantage d'une hiérarchie non contraignante mais conditionnant la précision/qualité des données utilisées.

Un premier constat est que les règles de hiérarchisation établies par les sept référentiels examinés sont toutes différentes, mêmes si elles partagent certains points communs.

L'analyse montre que des arbitrages différents ont été fait par les référentiels en ce qui concerne plusieurs aspects exposés ci-dessous.

- **Des mix fournisseurs, spécifique ou résiduel, sont intégrés à la hiérarchisation posée par un nombre minoritaire de référentiels**

La hiérarchie construite par les référentiels PEF/OEF inclut un « *Mix total spécifique fournisseur* », en second choix après le produit électricité spécifique d'un fournisseur, et qui n'est reprise par aucun des autres référentiels examinés. Précisons également que la définition ou la modalité de calcul de ce profil ne sont pas explicitées.

Le programme International EPD® system est le seul référentiel à intégrer dans sa hiérarchie, en second choix après le produit électricité spécifique d'un fournisseur, un « *Mix résiduel fournisseur* », devant être établi à l'échelle du marché de l'électricité consommée.

- **La représentativité territoriale du mix résiduel, avec des échelles diverses et des ambiguïtés**

Selon les référentiels, les mix résiduels sont établis à des échelles variables : pays et région (PEF/OEF), région (ISO 14067), national ou infranational (GhG Protocol), marché (EPD® system).

Certaines échelles sont de plus difficiles à interpréter en l'absence de clarifications des terminologies ou des modalités de calcul. Dans le cas de l'ISO 14067, pour des pays ayant des réseaux interconnectés avec d'autres pays, la rédaction ne permet pas de trancher aisément entre la maille pays (ex : France) et la maille totalité du réseau interconnecté (ex : marché européen de l'électricité).

Dans le cas de l'échelle marché préconisée par le programme International EPD® system, celui-ci précise que la notion de « marché » peut correspondre à un marché national de l'électricité si cela peut être justifié, mais sans illustrer ou encadrer la nature des justifications.

- **La granularité de la hiérarchisation et son caractère prescriptif ou indicatif**

Pour les référentiels de l'initiative PEF/OEF et le programme International EPD® system, la segmentation est explicite et la hiérarchie exposée constitue un ordre de priorité à respecter.

Pour d'autres référentiels comme le GhG Protocol ou les référentiels PCF - Pathfinder- Framework et PCF - Guideline for the Chemical Industry, la hiérarchisation exposée est davantage indicative que contraignante et permet de situer le niveau de précision/qualité des profils envisageables. Elle est de plus peu détaillée et peu éclairante dans le cas du référentiel PCF - Pathfinder- Framework.

S'agissant de principes communs partagés par plusieurs référentiels, on peut citer celui de pouvoir recourir aux mix Location-based bien que l'approche adoptée par ces référentiels soit l'approche Market-based. Pour les référentiels les plus cadrés, il s'agit d'un choix à exercer en dernier ressort, c'est-à-dire en cas d'indisponibilité des mix résiduels classés avant dans la hiérarchie.

L'ISO 14067 fait toutefois exception, la possibilité de recourir à un mix géographique Location-based étant mentionnée uniquement pour les territoires dans lesquels aucun système de suivi de l'origine de l'électricité n'est en place. Quant au référentiel PCF - Pathfinder- Framework, il ne fait explicitement référence ni aux mix résiduels, ni aux mix géographiques Location-based mais uniquement à des « secondary databases » ou à des « Proxy data and EEIO databases ».

TABLEAU 12 – HIERARCHIE DANS LA SELECTION DES PROFILS D'ELECTRICITE DANS L'APPROCHE MARKET-BASED – REGLES SELON LES REFERENTIELS

Référentiel	PEF/OEF	GhG Protocol Scope 2	ISO 14067	International EPD® System	prEN 15941 : 2022	PCF - Pathfinder-Framework	PCF - Guideline for the Chemical Industry
Réf. biblio.	[1], [2]	[11]	[3]	[4]	[6]	[9]	[10]
Produit « électricité » spécifique avec certificats EAC éligibles*	Choix 1	Choix 1	Choix 1	Choix 1	Choix 1	Choix 1	Choix 1
Mix total spécifique fournisseur, et respect critères éligibilité	Choix 2						
Mix résiduel fournisseur				Choix 2 (pour le marché concerné)			
Mix résiduel pays/marché	Choix 3 (pays)	Choix 3 (national ou infranational)	Choix 2 (région) Pour des pays ayant des réseaux interconnectés, la rédaction ne permet pas de trancher aisément entre la maille pays (ex : France) et la maille totalité du réseau interconnecté (ex : marché européen de l'électricité)	Choix 3 (marché) "Le marché" peut correspondre à un marché national de l'électricité, si cela peut être justifié	Choix 2	Choix 2	Choix 2 Il semble ne pas y avoir de hiérarchie entre « mix résiduel » et « mix conso flux physique » par exemple et entre maille géographique (Pays/zone marché interconnectée)
Mix résiduel région (> Pays)	Choix 4 (ex : UE+EFTA)				Choix 3		
Mix géographique Consommation (location-based)	Choix 5** Implicite si mix résiduel non dispo pour pays hors EU	Choix 4	Si absence de système de suivi de l'origine de l'électricité	Choix 4 (marché) Uniquement si étapes non sous contrôle de l'entité	Choix 4 (si mix résiduel indisponible)	Choix 2	Choix 3 → Alternatives peu détaillées et donc peu cadrées
Mix géographique Production (location-based)							
Autres		Choix 2 Autres contrats***				Choix 3 « EEIO databases and data proxies »	

* L'électricité et les certificats attestant de l'origine renouvelable de tout ou partie de cette électricité peuvent être gérés via un contrat unique ou plusieurs contrats (ex : achat de certificats non liés)

** Ce choix n'est pas présent dans la hiérarchie formelle présentée dans le référentiel PEF. Toutefois, les consignes de modélisation apportées pour modéliser le mix résiduel lorsqu'il n'est pas disponible consistent à modéliser un mix consommation géographique non corrigé des instruments contractuels individuels.

*** contrats qui transmettent des attributs à l'entité consommant l'énergie lorsqu'il n'existe pas de certificats, ou encore contrats d'électricité qui ne mentionnent pas d'attributs, mais dans lesquels les attributs ne sont pas autrement suivis ou revendiqués

C.1.4 APPROCHE « MARKET-BASED » : CRITERES D'ELIGIBILITE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS SPECIFIQUES SELON LES REFERENTIELS EXAMINES

▼ Nature de l'analyse

Les différents référentiels qui requièrent ou autorisent l'approche Market-based pour modéliser l'électricité du réseau conditionnent cette mise en œuvre à des critères que les instruments contractuels spécifiques doivent satisfaire.

Cette partie de l'analyse s'intéresse donc à la compréhension et à l'analyse des critères d'éligibilité posés par les référentiels orientés Produits et Organisations, ceci afin de comprendre :

- La nature des critères à prendre en compte
- Les similitudes et les éventuelles différences pouvant exister entre les référentiels, que ce soit sur la nature des critères ou sur le niveau de cadrage.

Une mise en perspective avec l'initiative volontaire RE100 et ses « Technical criteria » est également présentée.

Le Tableau 12 restitue les critères édictés par les deux référentiels prescripteurs, l'ISO 14067 et le GhG Protocol, ainsi que les référentiels PEF/OEF qui se sont inspirés des critères du GhG Protocol mais en les précisant pour certains.

Sauf exception, les autres référentiels de ce panorama font directement référence aux critères d'éligibilité de l'ISO 14067 ou du GhG Protocol sans les préciser davantage, ils ne sont donc par présentés dans ce tableau. Le cas échéant, les exceptions identifiées sont directement présentées dans le corps du texte ci-dessous.

▼ Constats et enseignements

Enseignements clés

- La typologie des critères d'éligibilité est globalement similaire entre les différents référentiels examinés. Les critères et les conditions à respecter pour satisfaire ces critères sont plus précis dans PEF/OEF et dans le GhG Protocol comparativement à l'ISO 14067.
- Les enjeux sous-jacents aux critères ainsi établis concernent : 1) la nature appropriée des attributs portés par les instruments contractuels, 2) la propriété unique des attributs, 3) l'absence de double-revendication des attributs, 4) la nature des instruments contractuels acceptés, 5) les concordances spatiale et temporelle entre l'électricité physique consommée et les attributs revendiqués.
Aucun critère d'éligibilité ne porte sur l'âge ou encore le mode de financement des installations de production d'électricité renouvelable.
- A la lecture de leur descriptif, certains critères s'avèrent non discriminants ou peu contraignants.
 - La nature des instruments contractuels n'est pas un critère discriminant, tous types d'instruments étant acceptés par les différentes référentiels.
 - Les référentiels demandent une concordance temporelle « aussi proche que possible », cette notion floue laissant une large place à l'interprétation. L'absence d'un seuil explicite et opposable est de nature à amoindrir la pertinence de ce critère.
 - Concernant la nature des attributs, l'ISO 14067 ne cite pas d'attributs précis, préférant une formulation générale « fournit les informations associées à l'unité d'électricité délivrée ».
- Pour d'autres critères, les conditions à respecter pour les satisfaire sont plus ou moins cadrées et précises selon les référentiels.
 - La propriété unique des attributs est un critère essentiel qui n'est, semble-t-il, pas acquis dans les pays/marchés disposant de systèmes à certificats multiples. Les référentiels PEF/OEF et le GhG Protocol explicitent cet enjeu, ce qui n'est pas le cas de l'ISO 14067. En revanche, aucun des référentiels examinés ne va jusqu'à illustrer ou recenser les pays/

Enseignements clés

marchés pour lesquels la revendication d'une propriété unique des attributs rattachés à une production d'électricité n'est pas garantie de fait.

- La concordance spatiale entre les instruments contractuels et la consommation d'électricité à laquelle ils sont rattachés est attendue à l'échelle du marché (y compris via des réseaux interconnectés) ou du pays selon les référentiels. La notion de marché peut présenter des enjeux d'interprétation, en particulier dans le cas de l'Europe pour laquelle l'initiative RE100 montre que ce critère ne va pas nécessairement de soi (ex : Pologne, Roumanie ne font pas partie du marché européen au sens des critères « market boundaries » de RE100).

▪ Une typologie de critères globalement commune aux différents référentiels examinés

La typologie des critères édictés par l'ISO 14067, le GhG Protocol et les référentiels PEF/OEF est globalement proche, et couvre les thématiques suivantes :

- La **nature des attributs environnementaux** devant être portés par les instruments contractuels
- La capacité à démontrer la **propriété unique des attributs**
- La capacité à démontrer l'**absence de double-revendication** des attributs
- La **nature des instruments contractuels** acceptés
- Les exigences en matière de **concordance spatiale** entre l'électricité physique consommée et la zone d'émission des attributs revendiqués
- Les exigences en matière de **concordance temporelle** entre l'électricité physique consommée et les attributs revendiqués

Les référentiels PEF/OEF se distinguent toutefois en ne formulant pas de critère explicite sur les outils contractuels acceptés et sur la concordance spatiale.

▪ La nature des attributs devant être portés par les instruments contractuels varie selon les référentiels, en raison de leur finalité (multi-impacts ou ciblés GES) et de leur précision rédactionnelle

Dans le cas du GhG Protocole Scope 2, les attributs portent sur les émissions de GES (scope 2), tandis que PEF/OEF demande le mix des sources de production (energy mix), sans toutefois encadrer davantage la granularité attendue.

L'ISO 14067 ne cite pas d'attributs précis, préférant une formulation générale « fournit les informations associées à l'unité d'électricité délivrée ». Le critère relatif aux attributs portés par les instruments contractuels est donc peu contraignant.

▪ Propriété unique des attributs et concordance spatiale : au-delà de leur principe, des conditions à satisfaire plus ou moins précises selon les référentiels

Propriété unique des attributs

Tous les référentiels posent l'exigence du caractère unique des attributs revendiqués via les instruments contractuels. Au-delà de ce principe, les référentiels PEF/OEF et le GhG Protocol (section 7.5) précisent davantage les conditions à remplir pour satisfaire pour ce critère, celles-ci rejoignant celles du référentiel RE100 et son critère « d'agrégation des attributs ».

L'enjeu porte en effet sur un sujet technique qui nécessite de savoir si le pays/marché dans lequel sont émis les certificats portant les attributs ciblés par les référentiels est doté d'un système à certificat unique ou d'un système à certificats multiples. Dans cette dernière configuration, il n'y a pas de garantie d'allégation unique sauf à acquérir de manière délibérée la propriété de tous les attributs environnementaux qui ont pu être associés à la production de l'électricité.

En revanche, aucun des référentiels examinés ne va jusqu'à publier une liste positive de pays/marchés dotés d'un système à certificat unique, ou encore à illustrer ou recenser les pays/ marchés disposant d'un système à certificats multiples et pour lesquels la revendication d'une propriété unique des attributs rattachés à une production d'électricité n'est pas garantie de fait.

Concordance spatiale

A l'exception de PEF/OEF (peut-être faut-il comprendre que ce critère est implicite), les autres référentiels imposent la nécessité d'une concordance spatiale entre les instruments contractuels et les activités de consommation d'électricité auxquelles ils sont appliqués. Ce besoin est exprimé à l'échelle du marché pour le GhG Protocol, et à l'échelle du pays ou du marché pour l'ISO 14067.

La notion de marché peut poser des enjeux d'interprétation, en particulier dans le cas de l'Europe, si des règles explicites ne sont pas présentes dans les référentiels, sachant que de telles règles sont inexistantes dans l'ISO 14067 et que le GhG Protocol expose davantage des principes et des exemples sur cet aspect.

L'initiative RE100 se distingue sur ce point, celle-ci ayant établi des conditions explicites pour qu'un pays soit considéré comme faisant partie du marché Européen. Elles sont au nombre de trois (voir Tableau 13). Au sens de ce référentiel, des pays comme la Bulgarie, la Pologne, le Royaume-Uni ou encore la Roumanie doivent ainsi être considérés comme des marchés individuels non intégrés au marché européen.

NB : sur ce critère, le programme International EPD® System retient une règle différente de celle de RE100, son référentiel indiquant « *In Europe, the European Continental (UCTE), Nordic, United Kingdom, Ireland and Baltic electricity grids shall be considered to be interconnected* ».

▪ **L'absence de double-revendication des attributs repose sur deux principes**

- Les instruments contractuels doivent faire l'objet d'un suivi et d'un rachat, d'un retrait ou d'une annulation par ou au nom de l'entreprise (tous les référentiels).
- L'électricité provenant d'installations dont les attributs ont déjà été vendus séparément doit être caractérisée comme possédant les attributs environnementaux du mix électrique résiduel (GhG Protocol et PEF/OEF).

▪ **Certains critères s'avèrent non discriminants ou peu contraignants : nature des instruments contractuels, concordance temporelle**

Instruments contractuels acceptés

Le critère relatif aux instruments de marché acceptés s'avère non discriminant, tous types d'instruments (PPA, offres dite « vertes », certificats EAC non liés, etc.) étant valables selon les référentiels examinés.

Concordance temporelle

S'agissant de la concordance temporelle entre l'électricité physique consommée et les attributs revendiqués, les formulations adoptées par les référentiels sont proches et font état d'une concordance « aussi proche que possible ». Cette notion laisse donc une large place à l'interprétation, ce qui est de nature à amoindrir sa pertinence voire à rendre ce critère d'éligibilité inopérant.

▪ **Des critères additionnels pris en compte par l'initiative RE100**

RE100 a récemment introduit dans ces critères techniques un critère relatif à l'âge des installations de production, que celles-ci soient nouvelles ou aient fait l'objet d'un « repowering » dont les conditions sont détaillées dans leurs Technical Criteria. Ce critère vise à encourager les changements attendus et nécessaires à l'échelle des réseaux en utilisant le levier de la demande en électricité d'origine renouvelable des entreprises.

Concernant les moyens de production, RE 100 indique uniquement reconnaître l'électricité renouvelable produite à partir de la biomasse et de l'hydroélectricité considérée comme « durable ». RE100 recommande que cette attente soit prouvée par la certification d'une tierce partie, différents programmes de certification étant listés à titre indicatif dans les RE100 Technical Criteria.

TABLEAU 13 – CRITERES D'ELIGIBILITE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS POUR UTILISER UN PROFIL SPECIFIQUE DE L'ELECTRICITE

Référentiel	PEF/OEF	GhG Protocol (GES)	ISO 14067 (GES)	Eclairages apportés par l'initiative RE100
Réf. biblio.	[1], section 4.4.2.2.	[11], tableau 7.1 + section 7.5	[3], section 6.4.9.4.4	(RE100, 2022)
Critères d'éligibilité des instruments contractuels				
Nature des attributs environnementaux revendiqués	Fournir les informations sur le bouquet énergétique (ou d'autres attributs environnementaux connexes) associé à l'unité d'électricité produite Donner des explications sur la méthode de calcul	Convey the direct GHG emission rate attribute associated with the unit of electricity produced	Fournir les informations associées à l'unité d'électricité délivrée ainsi que les caractéristiques du générateur	
Démontrer la propriété unique des attributs	Être associé à une allégation singulière, c'est-à-dire être le seul instrument portant l'allégation d'attribut environnemental associée à la quantité considérée d'électricité produite. Si l'installation se situe dans une région/un pays doté d'un système à certificat unique, le critère de l'allégation singulière est respecté. Si l'installation se situe dans une région ou un pays doté d'un système à certificats multiples, il n'y a pas de garantie d'allégation singulière : besoin de déterminer s'il est nécessaire de demander plus d'un instrument contractuel pour s'assurer qu'il n'y a pas de risque de double comptabilisation. Si plus d'un instrument contractuel est nécessaire, tous les instruments contractuels doivent être demandés au fournisseur pour éviter toute double comptabilisation. S'il n'est pas possible d'éviter la double comptabilisation, le mix électrique résiduel de consommation propre au pays doit être utilisé	Be the only instruments that carry the GHG emission rate attribute claim associated with that quantity of electricity generation.	Présenter la garantie d'une seule allégation	RE100 : Attribute aggregation. A renewable electricity usage claim is not supported by any individual attribute, but rather by all attributes that define the generation being claimed. Therefore, making a credible renewable electricity usage claim requires ownership of all environmental and social attributes associated with the generation that can be owned, and that none of these attributes have been sold off, transferred, or claimed elsewhere RE100 : To prevent double registration and issuance of certificates, tracking systems must be clear on the geographic boundaries within which generators have access to the tracking system, and ensure, through cooperation with other tracking systems, that generation facilities register in only one tracking system for certificate issuance
Démontrer l'absence de double-revendication des attributs	Faire l'objet d'un suivi et d'un rachat, d'un retrait ou d'une annulation par ou au nom de l'entreprise L'électricité provenant d'installations dont les attributs ont déjà été vendus (par le biais de contrats ou de certificats) doit être caractérisée comme possédant les attributs environnementaux du mix électrique résiduel de consommation du pays dans lequel se situe l'installation de production de cette électricité	Be tracked and redeemed, retired, or canceled by or on behalf of the reporting entity. Be calculated based on delivered electricity, incorporating certificates sourced and retired on behalf of its customers. Electricity from renewable facilities for which the attributes have been sold off (via contracts or certificates) shall be characterized as having the GHG attributes of the residual mix in the utility or supplier-specific emission factor. An adjusted, residual mix characterizing the GHG intensity of unclaimed or publicly shared electricity shall be made available for consumer scope 2 calculations, or its absence shall be disclosed by the reporting entity	Faire l'objet d'un suivi et d'un rachat, d'un retrait ou d'une annulation par ou au nom de l'entité déclarante	

Référentiel	PEF/OEF	GhG Protocol (GES)	ISO 14067 (GES)	Eclairages apportés par l'initiative RE100
Instruments contractuels acceptés	NDLR : pas d'exigence explicite	Any type of contract between two parties for the sale and purchase of energy bundled with attributes about the energy generation, or for unbundled attribute claims.	Tout type de contrat entre deux parties concernant la vente et l'achat d'énergie associées à des caractéristiques de génération d'énergie ou à des déclarations de caractéristiques non associées	
Exigence de concordance spatiale	NDLR : pas d'exigence explicite	Be sourced from the same market in which the reporting entity's electricity-consuming operations are located and to which the instrument is applied	Produit électricité produit dans le pays de consommation ou au sein des frontières du marché de consommation si le réseau est interconnecté	<p>RE100 : Claims to use of renewable electricity must be based on generation occurring in the same market for renewable electricity that use is claimed in. Individual countries are distinct markets for renewable electricity, except EU single market and US + Canada single market. Countries in Europe which meet all the following conditions are considered to form a single market for renewable electricity:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The country is in the EU single market; • The country is a member of AIB • The country has a grid connection to another country meeting the first two rules <p>Not part of EU single market : Bulgaria, Cyprus, Ireland, Malta, Poland, Romania, Serbia, United Kingdom</p>
Exigence de concordance temporelle	Être émis et retiré aussi près que possible de la période de consommation d'électricité à laquelle l'instrument contractuel s'applique	Be issued and redeemed as close as possible to the period of energy consumption to which the instrument is applied	Produit électricité aussi proche que possible de la période durant laquelle l'instrument contractuel s'applique et couvre un intervalle de temps équivalent	
Autres exigences				
Critère d'âge des installations EnR	Aucune	Aucune	Aucune	RE100 : technical criteria require corporate buyers' procurement of renewable electricity to observe a fifteen-year commissioning or re-powering date limit. Corporate buyers may exempt procurement of renewable electricity up to a threshold of 15% of their total electricity consumption from the requirements above
Performances « sustainability » des modes de production EnR	Aucune	Aucune	Aucune	RE100 : only recognizes renewable electricity generated from biomass and hydropower that is also sustainable. RE100 recommends that this sustainability is proven through third-party certification

C.1.5 EXIGENCES ET RECOMMANDATIONS DE MODELISATION DES MIX CONTRACTUELS SPECIFIQUES ET RESIDUELS

▼ Nature de l'analyse

Cette partie de l'analyse s'intéresse aux exigences et aux recommandations de modélisation posées ou non par les référentiels portant sur le cycle de vie complet ou partiel de produits en ce qui concerne les mix contractuels. Différents sujets susceptibles d'être encadrés sont ainsi examinés :

- **Périmètre des étapes du cycle de vie de l'électricité** : des exigences ou des recommandations sont-elles formulées sur les étapes à inclure ou à exclure ?
- **Sources de données** : des bases d'inventaires ou des sources de données d'activité sont-elles imposées ou recommandées par les référentiels pour modéliser les mix spécifiques contractuels et les mix résiduels ?
- **Exigences ou recommandations de modélisation** des mix spécifiques ou des mix résiduels (si non disponibles) ?
- **Cas des certificats EAC non liés à l'électricité et partiels** : les référentiels expliquent-ils comment procéder pour établir le mix des sources de production lorsque l'électricité consommée et les attributs ne sont pas liés et que le profil contractuel résultant ne reposant pas uniquement sur des attributs « EnR » ?
- **Validité temporelle des instruments contractuels spécifiques** : certains instruments contractuels sont par nature non engageants pour les acheteurs (ex : achats ponctuels d'EAC non liés), ce qui implique une possible volatilité dans le temps du profil d'impacts de l'électricité contractuelle. Les référentiels posent-ils des exigences pour encadrer cet enjeu ?

Sauf cas particuliers (programme International EPD® System et prEN 15941 : 2022), les référentiels encadrant l'élaboration de déclarations environnementales n'apportent pas de préconisations plus détaillées ou complémentaires à celles de la norme ISO 14067 à laquelle ils se réfèrent le plus souvent en ce qui concerne la modélisation de l'électricité. Ils ne sont donc pas repris dans les tableaux suivants.

▼ Constats et enseignements

Enseignements clés

- Sauf exception, les référentiels examinés n'imposent pas d'inventaires ou de sources de données d'activité pour modéliser les mix résiduels et les mix contractuels spécifiques. Le PEF constitue une exception mais avec un cadrage partiel puisque les mix résiduels seront au mieux mis à disposition pour les pays situés en Europe et que seules des briques élémentaires de modélisation seront imposées pour les mix contractuels spécifiques (ICV individualisé par technologie/pays).
- Concernant le périmètre des étapes à prendre en compte, les référentiels exposent au mieux des grands principes : étapes amont, étape de génération, étapes aval. Par exemple, la nécessité de prendre en compte ou non les infrastructures des unités de production d'électricité et des réseaux (construction et démantèlement) n'est pas abordée de manière explicite dans les référentiels.
- Les référentiels formulent peu d'exigences ou de recommandations pour encadrer la modélisation des mix contractuels, qu'ils soient spécifiques ou résiduels. Dans le cas des mix spécifiques, certains sujets d'intérêt ne sont pas cadrés :
 - Les cas où l'électricité physique consommée et les attributs EnR sont dissociés et que ces derniers ne couvrent pas l'intégralité de l'électricité consommée
 - La prise en compte des pertes : les certificats étant émis pour une quantité d'électricité injectée sur le réseau (sans prise en compte des pertes ultérieures dues à l'acheminement vers les utilisateurs si notre compréhension est correcte), se pose pourtant la question des sources de production devant être considérées pour modéliser ces pertes.
- Le PEF ou de l'ISO 14067 n'inclut pas d'exigence spécifique portant sur la continuité dans le temps d'un recours aux certificats EAC. Des exigences sont en revanche formulées par l'International EPD® System et le projet de norme prEN 15941 : 2022, le principe posé étant que l'entité déclarante s'engage à acheter des certificats pendant toute la durée de validité de sa DEP et à déclarer tout changement d'utilisation d'instruments contractuels.

▪ Périmètre des étapes

D'une manière générale, les référentiels exposent au mieux des grands principes (tenir compte des étapes amont, de la génération, des étapes aval) et les illustrent par quelques exemples de postes à considérer.

A titre d'exemples, la nécessité de prendre en compte les pertes réseaux lors du transport et de la distribution de l'électricité est explicite dans l'ISO 14067 et PEF notamment. En revanche, la nécessité de prendre en compte ou non les infrastructures des unités de production d'électricité et des réseaux (construction et démantèlement) n'est pas abordée dans l'ISO 14067. S'agissant de PEF, la règle générale est celle de l'exclusion des infrastructures mais avec des exceptions possibles¹⁰.

▪ Exigences ou recommandations de modélisation des produits électricité spécifiques EnR

L'ISO 14067 et PEF ne posent pas d'exigence particulière et ne formulent pas de recommandation sur la démarche à mettre en œuvre pour modéliser l'électricité contractuelle spécifique. Le seul référentiel à guider davantage les utilisateurs est le PCF - Guideline for the Chemical Industry.

Certains sujets peuvent toutefois présenter quelques enjeux d'interprétation, avec le risque que les interprétations données par les uns et les autres ne soient pas homogènes en l'absence de cadrage.

C'est notamment le cas lorsque les instruments contractuels couvrant d'une part l'électricité physique consommée et d'autre part les attributs (typiquement origine EnR) sont dissociés et que les attributs achetés ne couvrent pas l'intégralité de l'électricité consommée. Le seul référentiel à cadrer cet enjeu est le PCF - Guideline for the Chemical Industry qui pose le principe d'un calcul pondéré tenant compte des certificats partiels achetés et des parts relatives de chacune des sources de production dans le mix transmis par le fournisseur de l'électricité physique.

Un autre sujet qui nous semble appeler un cadrage est celui de la prise en compte des pertes d'électricité lors de son acheminement via les réseaux de transport et/ou de distribution dans le cas des instruments contractuels spécifiques. Le principe des certificats EAC étant d'être émis pour une quantité d'électricité injectée sur le réseau, cela sous-entend que la quantité d'électricité ainsi revendiquée n'est pas corrigée des pertes survenant ultérieurement à l'injection. Dans ce cas, quelle(s) source(s) de production devraient être considérées pour modéliser ces pertes ? Aucun des référentiels analysés ne se positionne sur ce sujet.

Le type de pertes et les taux associés ne sont pas davantage cadré, bien qu'une modélisation différenciée selon les sources EnR puisse éventuellement faire sens. En effet, certains moyens de production d'électricité EnR sont centralisés (raccordement au réseau de transport, cas des grosses centrales hydrauliques) et d'autres décentralisés comme le solaire ou l'éolien (raccordement au réseau de distribution et non au réseau de transport, avec possible refoulement vers le réseau de transport dans le cadre de la gestion de l'équilibre demande/offre).

▪ Exigences ou recommandations de modélisation des mix résiduels

Le référentiel PEF, en raison de ses principes généraux, implique d'utiliser les inventaires EF compliant mis à disposition. Cette base d'inventaires¹¹, en cours de construction, devrait inclure des mix résiduels pour pays pour une trentaine de pays situés en Europe ainsi qu'un profil EU-27+EFTA.

Dans le cas des autres référentiels, aucun inventaire ou source de données d'activité n'est imposé, des indications sont au mieux formulées comme dans le cas du PCF - Guideline for the Chemical Industry.

En l'absence d'inventaire mix résiduel pays/marché disponible clé en main dans des bases de données, ce qui risque d'être fréquemment le cas pour les pays hors Europe, le seul référentiel à formuler des consignes de modélisation est le référentiel PEF. Toutefois, ces principes de modélisation sont ceux d'un mix consommation pays basé sur les seuls flux physiques et non d'un réel mix résiduel.

¹⁰ Dans le cas de l'électricité et de la future EF database en cours de construction, il n'a pas été possible de clarifier ce point, les interlocuteurs sollicités au sein du JRC n'ayant pas souhaité donner suite à notre sollicitation.

¹¹ Il s'agit ici de la base en phase de déploiement de PEF et non de celle créée pour les phases pilotes.

- **Exigences de validité temporelle et de pérennité des instruments contractuels spécifiques**

Certains instruments contractuels sont par nature non engageants pour les acheteurs (ex : achats ponctuels d'EAC non liés), ce qui implique une possible volatilité dans le temps du profil d'impacts de l'électricité contractuelle.

Dans le cas de PEF ou de l'ISO 14067 par exemple, aucune exigence spécifique portant sur la continuité dans le temps d'un recours aux certificats EAC (GO ou autres) n'est formulée. Ce sujet est traité de manière indirecte via les règles de mise à jour et de validité des empreintes lorsque de telles règles existent.

Le référentiel de l'International EPD® System et le projet de norme prEN 15941 : 2022 se distinguent sur ce point en allant plus loin que les règles générales relatives à la mise à jour et à la validité des DEP. Le principe posé est que l'entité déclarante s'engage à acheter des certificats pendant toute la durée de validité de leur déclaration environnementale et que tout changement d'utilisation d'instruments contractuels soit notifié au programme DEP.

TABLEAU 14 – EXIGENCES RELATIVES A LA MODELISATION DES PROFILS « MARCHÉ » (SPECIFIQUE CONTRACTUEL ET MIX RESIDUEL)

Référentiel	PEF ¹²	ISO 14067	International EPD® System	prEN 15941 : 2022	PCF - Guideline for the Chemical Industry
Réf. biblio.	[1], [2]	[3]	[4]	[6]	[10]
Rappel	Cycle de vie, Multi-impacts	Cycle de vie, Ciblé GES	Cycle de vie, Multi-impacts	Cycle de vie, Multi-impacts	Cycle de vie, Ciblé GES
Exigences transversales relatives au périmètre					
Etapes à inclure/exclure	<p>Pas de section spécifique au périmètre des étapes du CdV de l'électricité mais ce référentiel impose la BDD ICV (technologies de production et mix résiduel)</p> <p>Mention explicite des pertes réseau transport et distribution</p> <p>Infrastructures* : règle générale d'exclusion des infrastructures mais règle spécifiques à l'électricité non connue</p>	<p>Principe général : étapes amont, génération de l'électricité, étapes aval</p> <p>Mention explicite des pertes réseau transport et distribution</p> <p>Infrastructures : non mentionnées (pas d'inclusion ou d'exclusion explicites)</p>	Sujet non traité	Sujet non traité	<p>Principe général : étapes amont, génération de l'électricité, étapes aval</p> <p>Mention explicite des pertes réseau transport et distribution</p> <p>Infrastructures : non mentionnées (pas d'inclusion ou d'exclusion explicites)</p>
Autres exigences relatives à la modélisation des produits électricité « spécifiques » contractuels					
Règles de calcul en cas de certificats non liés et partiels	Aucune règle énoncée, sujet non cadré	Aucune règle énoncée, sujet non cadré	Aucune règle énoncée, sujet non cadré	Aucune règle énoncée, sujet non cadré	<p>Oui, FE pondéré à calculer sur base :</p> <p>1) des certificats partiels achetés</p> <p>2) des parts relatives des sources non renouvelables dans le mix fournisseur</p>
Inventaire ou source de données imposée ?	<p>Oui, partiellement.</p> <p>Selon les principes PEF, les ICV par technologie/pays sont imposés</p> <p>Rmq : AO pour la BDD PEF mentionne wind power, hydro power, biomass, geothermal, mais pas solar</p>	Aucune exigence ou recommandation formulée	Aucune exigence ou recommandation formulée	Aucune exigence ou recommandation formulée	<p>Pas de source imposée.</p> <p>Possibilité de combiner plusieurs sources pour obtenir une valeur en cycle de vie</p>

¹² Il n'a pas été possible de clarifier certains aspects techniques (ex : infrastructures, technologies de production EnR qui seront couvertes par les datasets), les interlocuteurs contactés au sein du JRC n'ayant pas souhaité donner suite à notre sollicitation.

Référentiel	PEF ¹²	ISO 14067	International EPD® System	prEN 15941 : 2022	PCF - Guideline for the Chemical Industry
Exigences ou préconisations de modélisation ? Ex : modélisation des pertes, représentativité des ICV par technologie, etc.	Aucune exigence ou recommandation formulée sur base des documents publics accessibles	Aucune exigence ou recommandation formulée pour gérer les cas où un fournisseur ne fournit pas une donnée GES « cycle de vie » clé en main	Aucune exigence ou recommandation formulée	Aucune exigence ou recommandation formulée	Electricité EnR : FE "gate to gate" = 0 et FE "upstream steps" = 0 par défaut car considéré comme négligeable sauf exception (application d'un cut-off)
Autres exigences relatives à la modélisation du mix résiduel					
Inventaire ou source de données imposée ?	Oui , base obligatoire d'inventaires EF compliant ICV « residual mix grid » pour EU-27+EFTA et 31 pays de la zone Europe Pas d'ICV « residual grid mix » en dehors de l'Europe	Non	Non	Non	Non. Différentes sources possibles dont AIB (mais FE gate to gate), GaBi, autres DBs Les valeurs des bases de données sont privilégiées si elles couvrent un périmètre cradle-to-gate
Exigences ou préconisations de modélisation ?	Oui, sauf que les principes de modélisation posés en cas de mix résiduel non disponibles sont ceux d'un mix consommation Pays basé sur les seuls flux physiques (voir section 4.4.2.3.)	Aucune indication apportée	Aucune indication apportée	Aucune indication apportée	Si la source AIB est utilisée, FE « amont » à calculer sur la base du mix combustibles (check LCA databases). Si FE « amont » non disponible, considérer un proxy (20% de la valeur de l'IEA)
Exigence de validité					
Critère de validité temporelle du recours aux instruments contractuels	Non, pas d'exigence ou de préconisation spécifique Règles générales sur la validité d'un PEF (3 ans max) et les seuils de mise à jour s'appliquent	Non, pas d'exigence ou de préconisation spécifique	Oui , les GO (ou similaires) doivent être valables au moins pour l'année à venir et le fabricant doit s'engager à acheter des GO pendant toute la durée de validité de la DEP + Règles générales sur la validité/mise à jour d'une DEP	Oui , déclarants doivent garantir au programme DEP que les instruments contractuels seront bien utilisés pendant la validité de la DEP et tout changement d'utilisation d'instruments contractuels lui sera notifié	Non, pas d'exigence ou de préconisation spécifique. Règles générales sur la validité/mise à jour d'un PCF s'appliquent (5 ans max)

* Règle générale PEF sur les infrastructures : "Capital goods (including infrastructure) and their EoL should be excluded, unless there is evidence from previous studies that they are relevant. If capital goods are included, the PEF report shall include a clear and extensive explanation on why they are relevant, reporting all assumptions made."

C.2 ORIENTATIONS ENVISAGEES PAR LES PORTEURS DE BASES DE DONNEES ACV

A l'occasion de ces travaux, des porteurs de base de données ICV/ACV ont été sollicités afin de tenter de mieux comprendre leurs orientations actuelles et à venir concernant l'approche de modélisation de l'électricité.

En ce qui concerne la future base EF, il n'a pas été possible d'obtenir davantage d'informations que celles restituées dans le panorama des référentiels (C.1), les interlocuteurs contactés n'ayant pas souhaité donner suite à notre sollicitation.

Au niveau français, un travail a été engagé il y a quelques mois sous l'égide de l'ADEME pour construire la base Empreinte¹³, qui constitue la nouvelle base de données publique officielle pour la réalisation d'exercices de comptabilité carbone, l'affichage environnemental et l'éco-conception des produits et services de grande consommation.

Selon les informations recueillies auprès de l'ADEME¹⁴, la question de l'approche de modélisation de l'électricité n'a pas encore été abordée par le comité de gouvernance de la base (COGO), elle pourrait l'être dans le courant de l'année 2024.

C.3 ENJEUX METHODOLOGIQUES ET DE MISE EN ŒUVRE – APPORTS DE TRAVAUX ACADEMIQUES ET DU CAS D'ETUDE

C.3.1 TRAVAUX DE HOLZAPFEL ET AL. | ENJEUX DE DOUBLE COMPTAGE

Les enjeux du double comptage des impacts environnementaux de l'électricité ont été abordés par (Holzapfel, 2023) et sont restitués dans les paragraphes suivants.

Pour l'approche Location-based, l'enjeu est lié à différentes résolutions spatiales et temporelles des facteurs d'émission appliqués. Globalement, les impacts par kilowattheure sont égaux à la moyenne des impacts de tous les kilowattheures consommés à toutes les heures de l'année pendant toute la durée. Si des kilowattheures spécifiques, consommés à un certain moment, sont comptabilisés au niveau individuel et font également partie du mix moyen, ces kilowattheures sont comptés en double. Cela peut conduire à des sous-estimations ou à des surestimations des impacts liés à l'électricité. Toutefois, ce cas de figure n'est pratiquement jamais rencontré dans les études ACV.

Pour l'approche Market-based, l'auteur discute de l'orientation posée par le PEF qui indique que si le mix électrique spécifique du produit électricité du fournisseur n'est pas disponible ou éligible, il convient alors d'utiliser le mix spécifique total du fournisseur (« Supplier-specific total electricity mix »). Pour l'auteur, si ce mix est calculé selon la même méthode que le mix électrique total des fournisseurs d'un pays (voir lexique), il inclurait également une fraction d'électricité contractuelle issue des énergies renouvelables, qui serait donc comptée deux fois.

Selon l'auteur, quelle que soit l'approche, si celle-ci est appliquée de manière uniforme pour toutes les consommations d'électricité, on évite les problèmes de double comptage. Le problème de double-comptage apparaît notamment lorsque l'on utilise les deux approches en parallèle. Il l'illustre avec un cas fictif simple¹⁵ : si une zone géographique produit 25% d'électricité d'origine renouvelable, avec une approche Location-based chaque kWh aura 25% d'origine renouvelable. Si l'on fait la somme des kWh utilisés, l'électricité d'origine renouvelable représentera toujours 25%. Avec une approche Market-based, si un consommateur utilise la totalité des 25% d'électricité disponible, les autres postes de consommations d'électricité utiliseront le mix résiduel. Au total, l'électricité d'origine renouvelable représentera toujours 25% du total consommé. En revanche, si un poste de consommation utilise l'approche marché et que les autres postes utilisent l'approche géographique, 75% de l'électricité d'origine renouvelable est double-comptée. La part de l'électricité d'origine renouvelable augmenterait donc de 18,75% ($75\% \times 25\%$) et ferait artificiellement passer la part des énergies renouvelables à $25\% + 18,75\% = 43,75\%$.

Or, la combinaison des deux approches est proposée dans le PEF (EUROPEAN COMMISSION, 2013) : l'approche marché est exigée pour la production et si le produit consomme de l'électricité lors de son utilisation, l'approche géographique est exigée en l'absence de mix fournisseurs (cf. Tableau 10). Afin

¹³ Déployée depuis février 2023, la Base Empreinte est une fusion de la Base Carbone et de la Base Impacts.

¹⁴ Entretien avec Olivier Réthoré, septembre 2023

¹⁵ Pas de prise en compte des imports/exports, la production est égale à la consommation.

d'améliorer la consistance de l'étude et réduire les double-comptages, Holzapfel suggère d'utiliser des mix électriques totaux fournisseurs¹⁶ sectoriels (par ex. le mix total des fournisseurs d'électricité des ménages pour les produits ménagers).

Toutefois, ces mix électriques ne sont pas disponibles actuellement dans les principales bases de données. L'alternative proposée par les auteurs est d'utiliser le mix total des fournisseurs de la zone géographique couverte.

Les principales recommandations de l'auteur pour réduire les risques de double-comptage sont :

- Recommandation 1 : être le plus cohérent possible sur l'approche utilisée, éviter la cohabitation des deux approches au sein d'une même étude ;
- Recommandation 2 : si l'approche Market-based est utilisée à une étape du cycle de vie (production par exemple), utiliser le mix total fournisseurs en phase d'utilisation pour les produits consommateurs d'électricité en phase d'usage ;
- Recommandation 3 : développer et utiliser des mix électriques totaux fournisseurs sectoriels en phase d'utilisation pour les produits consommateurs d'électricité en phase d'usage.

Ces propositions sont discutées plus en détail dans la section dédiée aux recommandations de la présente étude (F.2.3 - Phase d'utilisation).

C.3.2 CAS D'ETUDE ILLUSTRATIF

C.3.2.1 PRESENTATION, MISE EN ŒUVRE ET RESULTATS

▼ Questions auxquelles le cas d'étude cherche à répondre

1. Quelles conséquences sur les résultats d'une approche Location-based vs. Market-based à l'échelle du cycle de vie d'un produit ?
2. La contribution relative des différentes étapes du cycle de vie peut-elle être modifiée en fonction de l'approche ?
3. Quels sont les risques de double comptage des productions basées sur les énergies renouvelables, d'évaporation de CO₂ non comptabilisé... avec une approche hybride (application des deux approches au sein d'une même étude) ?
4. Quels sont les enjeux de consistance de l'approche ?
 - a. Peut-on identifier jusqu'où remonter dans la chaîne de valeur amont afin d'adapter les données d'inventaire basées sur une approche Location-based avec une approche Market-based ?
 - b. Qu'est-ce qui est faisable ?
5. Modéliser une consommation d'électricité avec garantie d'origine (GO) : comment faire ? Y a-t-il des choix méthodologiques influents ?

▼ Produit considéré, frontières du système et étapes du cycle de vie considérées

Les critères retenus pour définir le cas d'étude sont les suivants :

- Le produit doit être simple en ce qui concerne sa composition pour :
 - éviter une sur-représentation des étapes amont dans les résultats, tout en étant le plus réaliste possible ;
 - permettre de modifier les hypothèses de production d'électricité des données génériques¹⁷ ;
- Le produit doit induire une consommation d'électricité aux différentes étapes du cycle de vie, afin de voir si la contribution des étapes peut varier en fonction de l'approche ;
- La consommation d'électricité aux différentes étapes doit être connue (données génériques) ou estimable, afin de pouvoir utiliser différents types de mix électriques selon les approches.

¹⁶ Le mix fournisseur total est la somme des GO annulées et du mix résiduel.

¹⁷ La base de données ecoinvent propose des données d'inventaires basées sur une approche géographique. Seuls des inventaires de mix résiduels d'électricité sont disponibles.

Le choix retenu pour cette étude de cas est un câble de transport d'électricité moyenne tension car il répond aux critères mentionnés ci-dessus. Les données utilisées pour sa composition sont issues d'une déclaration environnementale produit d'un producteur de câble.

Les procédés de production du câble et de production de la gaine d'isolation sont basés sur les données de la base de données ecoinvent 3.9.1.

La consommation d'électricité en phase d'usage en ligne est basée sur le calcul des pertes par effet Joule uniquement.

Des adaptations des données disponibles ont été faites afin d'équilibrer la contribution des étapes de production des matières premières et d'utilisation, les adaptations suivantes ont été considérées :

- la durée de vie a été ramenée à 30 ans (vs. 40 ans dans la DEP) ;
- un taux de pertes de 15% de matières premières est considéré ;
- un taux d'utilisation du câble de 50% à intensité maximum.

Ce cas d'étude est donc purement fictif et adapté au contexte de cette étude afin de tenir compte des objectifs de l'analyse.

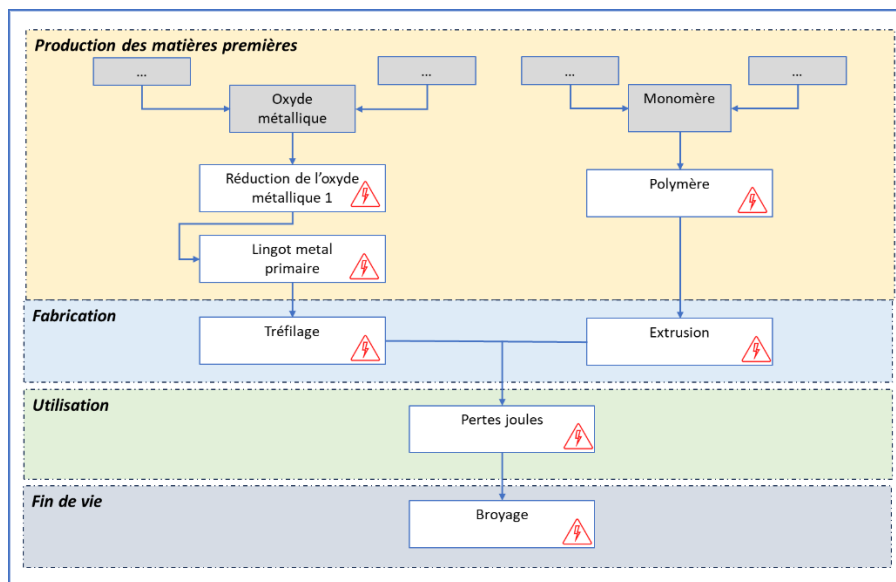
L'unité fonctionnelle est définie ainsi : « **utiliser 1 mètre de câble durant 30 ans** ».

Les principales hypothèses considérées sont présentées dans le tableau suivant

	Données	Unités
Masse métal conducteur	1,7	kg/m
Masse polymère isolant	1,6	kg/m
Masse additifs polymère	0,06	kg/m
Durée de vie	30	Ans
Pertes joules lors de l'utilisation	181	kWh
Fin de vie broyage	0,1	kWh

TABLEAU 15 – CARACTERISTIQUES DU PRODUIT ETUDIE POUR LE CAS D'ETUDE

La figure ci- contre illustre les étapes du cycle de vie considérées pour l'étude de cas.



Modification du modèle électrique (géographique ou marché)

NB : module D selon approche EN 15804+A2 non pris en compte

FIGURE 9 – FRONTIÈRES DU SYSTÈME CONSIDÉRÉ POUR L'ÉTUDE DE CAS

▼ Analyses menées

Dans ecoinvent, le mix résiduel n'étant disponible qu'à l'échelle des pays européens, l'analyse est menée pour les 4 pays cités chapitre E.3).

- Analyse 1 : comparaison d'une approche Location-based vs. Market-based en modifiant l'inventaire d'électricité des étapes marquées du symbole « électrique » : soit géographique, soit mix résiduel.

L'intérêt d'une analyse comparée entre une modélisation « Marché – mix résiduel » et une modélisation « approche géographique » est de s'inscrire dans le contexte des arbitrages à conduire par les réalisateurs d'une étude lorsqu'il n'existe pas d'instruments contractuels EnR éligibles.

- Analyse 2 : comparaison d'une approche hybride, telle que prescrite dans la méthode PEF : mix résiduel de consommation pour les étapes marquées du symbole « électrique » sauf pour l'utilisation basée sur un mix Location-based vs. approche 100% Market-based ;
- Analyse 3 : utilisation d'une électricité d'origine renouvelable (avec GO) à l'étape d'utilisation selon 3 cas :
 - Les pertes de distribution sont considérées être compensées avec un surplus de production de la même installation que celle qui a produit l'électricité avec GO, avec infrastructures ;
 - Les pertes de distribution sont considérées être compensées avec un surplus de production de la même installation que celle qui a produit l'électricité avec GO, sans infrastructures ;
 - Les pertes de distribution sont considérées être compensées avec un surplus de production basé sur le mix résiduel, avec infrastructures ;

Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'origine de l'électricité d'origine renouvelable, elles s'appuient sur les principales sources de production émettant des GO selon AIB (AIB, 2023).

Espagne	France	Allemagne	Norvège
Eolien Onshore	Hydroélectricité barrage		

TABLEAU 16 – TYPES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE CONSIDÉRÉS DANS LES PAYS POUR L'ÉTUDE DE CAS

L'évaluation environnementale se base sur la méthode EF3.1 (European Commission, 2023) complétée des paramètres énergie primaire renouvelable et non renouvelable.

▼ Résultats

Analyse 1 - Variation observée avec une approche Market-based (mix résiduel) par rapport à une approche Location-based

▪ ESPAGNE

Le graphique ci-dessous présente la variation observée entre le total cycle de vie selon les deux approches (le mix Location-based est pris en référence).

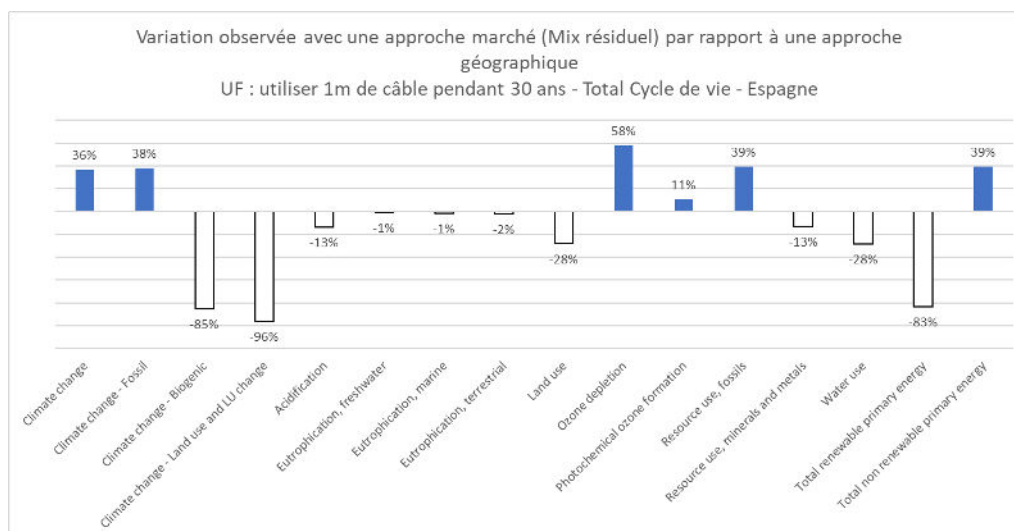


FIGURE 10 : VARIATION OBSERVEE AVEC UNE APPROCHE MARCHÉ (MIX RESIDUEL) PAR RAPPORT A UNE APPROCHE GEOGRAPHIQUE - ESPAGNE

La variation est notable pour l'indicateur de changement climatique total et pour ses composantes ainsi que pour les paramètres énergie primaire renouvelable et non renouvelable.

L'utilisation du mix résiduel induit une réduction pour les indicateurs de changement climatique liés à l'usage des sols, d'usage des sols et d'épuisement des ressources abiotiques, notamment du fait d'une moindre proportion des installations éoliennes. La réduction de l'indicateur d'épuisement de l'eau est liée à la moindre proportion de l'hydroélectricité. L'augmentation des indicateurs d'épuisement de la couche d'ozone et d'oxydation photochimique avec l'utilisation du mix résiduel est notamment liée à une plus forte proportion des ressources énergétiques fossiles.

▪ FRANCE

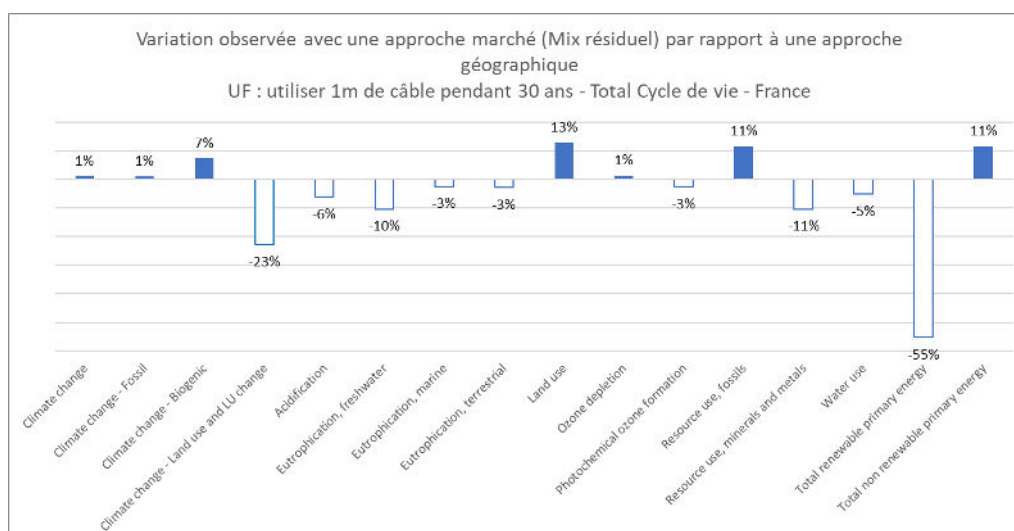


FIGURE 11 : VARIATION OBSERVEE AVEC UNE APPROCHE MARCHÉ (MIX RESIDUEL) PAR RAPPORT A UNE APPROCHE GEOGRAPHIQUE - FRANCE

Les seules différences observables portent sur le changement climatique lié à l'occupation des sols, dont la diminution reflète la proportion moindre des sources de production renouvelable dans le mix résiduel, dont certaines ont un effet sur l'emprise au sol (PV, éolien...).

La contribution du changement climatique lié à l'occupation des sols ayant une contribution marginale au changement climatique total, il n'y a pas de différence significative pour ce dernier. L'utilisation du mix résiduel induit une augmentation des indicateurs liés à l'épuisement des ressources fossiles.

■ **ALLEMAGNE**

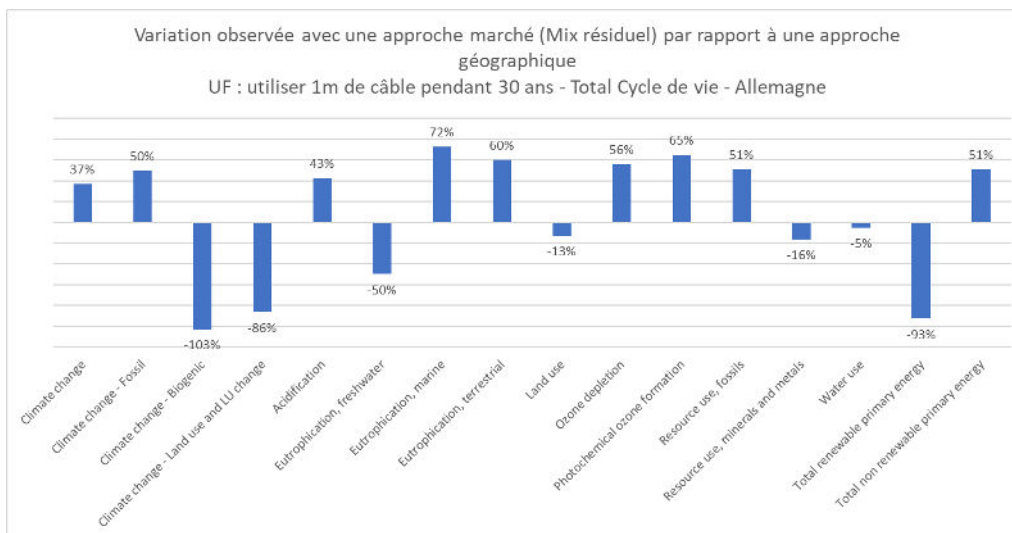


FIGURE 12 : VARIATION OBSERVEE AVEC UNE APPROCHE MARCHÉ (MIX RESIDUEL) PAR RAPPORT A UNE APPROCHE GEOGRAPHIQUE - ALLEMAGNE

L'utilisation du mix résiduel induit une augmentation notable pour une majorité des indicateurs et est principalement liée à l'augmentation de la proportion des sources d'énergies fossiles dans le mix résiduel. Pour l'indicateur freshwater ecotoxicity, *a priori* c'est parce qu'il n'y a pas ou très peu de lignite dans le mix résiduel alors qu'il y en a dans le mix géographique.

■ **NORVEGE**

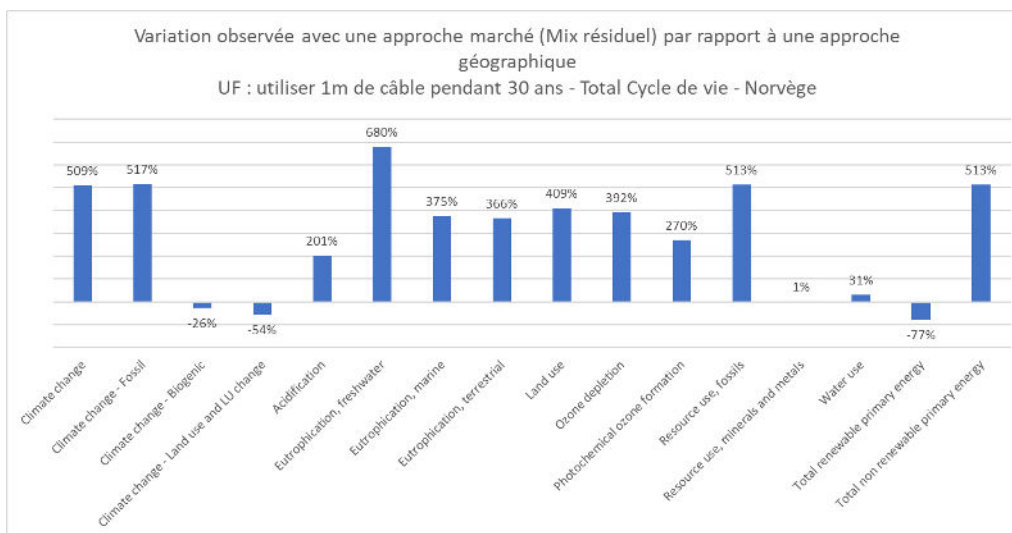


FIGURE 13 : VARIATION OBSERVEE AVEC UNE APPROCHE MARCHÉ (MIX RESIDUEL) PAR RAPPORT A UNE APPROCHE GEOGRAPHIQUE - NORVEGE

L'utilisation du mix résiduel induit une augmentation significative pour la majorité des indicateurs et est principalement liée à l'augmentation de la proportion des sources d'énergies fossiles dans le mix résiduel. Seuls les indicateurs de changement climatique biogénique et celui lié à l'occupation des sols montrent une diminution forte avec le mix résiduel, principalement du fait d'une moindre proportion d'électricité issue de la biomasse.

TABLEAU 17 – SYNTHÈSE DES RESULTATS DE L'ETUDE DE CAS – ANALYSES 1, 2 ET 3

ESPAGNE	FRANCE	ALLEMAGNE	NORVEGE																																																												
Analyse 1 - Focus sur l'indicateur de changement climatique – contribution des étapes du cycle de vie selon les deux approches																																																															
<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Espagne</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Géographique (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>70</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>20</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>1,4</td> <td>1,6</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>48</td> <td>70</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	70	96	Production des MP	20	24	Fabrication	1,4	1,6	Utilisation	48	70	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - France</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Géographique (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>30,1</td> <td>30,5</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>14,7</td> <td>14,7</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>1,0</td> <td>1,1</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>14,3</td> <td>14,6</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	30,1	30,5	Production des MP	14,7	14,7	Fabrication	1,0	1,1	Utilisation	14,3	14,6	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Allemagne</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Géographique (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>122</td> <td>167</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>28</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>1,8</td> <td>2,2</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>93</td> <td>131</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	122	167	Production des MP	28	34	Fabrication	1,8	2,2	Utilisation	93	131	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble - pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Norvège</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Géographique (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>19</td> <td>117</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>13</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>1,0</td> <td>1,8</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>5</td> <td>88</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	19	117	Production des MP	13	27	Fabrication	1,0	1,8	Utilisation	5	88
Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	70	96																																																													
Production des MP	20	24																																																													
Fabrication	1,4	1,6																																																													
Utilisation	48	70																																																													
Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	30,1	30,5																																																													
Production des MP	14,7	14,7																																																													
Fabrication	1,0	1,1																																																													
Utilisation	14,3	14,6																																																													
Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	122	167																																																													
Production des MP	28	34																																																													
Fabrication	1,8	2,2																																																													
Utilisation	93	131																																																													
Étape	Approche Géographique (kg CO2 eq)	Approche Marché (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	19	117																																																													
Production des MP	13	27																																																													
Fabrication	1,0	1,8																																																													
Utilisation	5	88																																																													
<p>Quelle que soit l'approche, l'étape d'utilisation et de production des matières premières sont les plus contributrices. La contribution relative des différentes étapes est globalement inchangée.</p>		<p>Dans le cas d'une approche géographique, la production des matières premières est la plus contributrice suivie par l'étape d'utilisation. C'est l'inverse avec une approche marché.</p>																																																													
Analyse 2 - Conséquence de l'inconstance de l'approche : approche Market-based pour toutes les étapes (mix résiduels), sauf l'étape d'utilisation avec approche Location-based - Focus sur l'indicateur de changement climatique																																																															
<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Espagne</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Hybride (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>96</td> <td>74</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>24</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>70</td> <td>48</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	96	74	Production des MP	24	24	Fabrication	2	2	Utilisation	70	48	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - France</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Hybride (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>30</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>1,1</td> <td>1,1</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>15</td> <td>14</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	30	30	Production des MP	15	15	Fabrication	1,1	1,1	Utilisation	15	14	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Allemagne</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Hybride "YES" (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>167</td> <td>129</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>34</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>131</td> <td>93</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride "YES" (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	167	129	Production des MP	34	34	Fabrication	2	2	Utilisation	131	93	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - Total Cycle de vie - Norvège</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Approche Marché (kg CO2 eq)</th> <th>Approche Hybride (kg CO2 eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total Cycle de vie</td> <td>117</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>Production des MP</td> <td>27</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>Fabrication</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Utilisation</td> <td>88</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)	Total Cycle de vie	117	34	Production des MP	27	27	Fabrication	2	2	Utilisation	88	5
Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	96	74																																																													
Production des MP	24	24																																																													
Fabrication	2	2																																																													
Utilisation	70	48																																																													
Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	30	30																																																													
Production des MP	15	15																																																													
Fabrication	1,1	1,1																																																													
Utilisation	15	14																																																													
Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride "YES" (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	167	129																																																													
Production des MP	34	34																																																													
Fabrication	2	2																																																													
Utilisation	131	93																																																													
Étape	Approche Marché (kg CO2 eq)	Approche Hybride (kg CO2 eq)																																																													
Total Cycle de vie	117	34																																																													
Production des MP	27	27																																																													
Fabrication	2	2																																																													
Utilisation	88	5																																																													
<p>Réduction de 23% par rapport à une approche « full market »</p>	<p>Pas de variation significative</p>	<p>Réduction de 23% par rapport à une approche « full market »</p>	<p>Réduction de 71% par rapport à une approche « full market »</p>																																																												

TABLEAU 17 – SYNTHÈSE DES RESULTATS DE L'ETUDE DE CAS – ANALYSES 1, 2 ET 3

ESPAGNE	FRANCE	ALLEMAGNE	NORVEGE																																																																																																
Analyse 3 - Approche marché : modélisation de l'utilisation de Garanties d'Origine en phase d'utilisation – conséquences de choix méthodologiques - Focus sur l'indicateur de changement climatique																																																																																																			
<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total (kg eq CO2) UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - ESPAGNE</p> <table border="1"> <caption>Data for Spain (kg eq CO2)</caption> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Compensé par GO - Avec Infrastructures</th> <th>Compensé par GO - Sans Infrastructures</th> <th>Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TOTAL CYCLE DE VIE</td> <td>38,9</td> <td>25,8</td> <td>38,4</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION DES MP</td> <td>24,9</td> <td>23,3</td> <td>24,9</td> </tr> <tr> <td>FABRICATION</td> <td>1,43</td> <td>1,52</td> <td>1,43</td> </tr> <tr> <td>UTILISATION</td> <td>4,36</td> <td>0,02</td> <td>4,73</td> </tr> <tr> <td>FIN DE VIE</td> <td>0,009</td> <td>0,008</td> <td>0,009</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures	TOTAL CYCLE DE VIE	38,9	25,8	38,4	PRODUCTION DES MP	24,9	23,3	24,9	FABRICATION	1,43	1,52	1,43	UTILISATION	4,36	0,02	4,73	FIN DE VIE	0,009	0,008	0,009	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total (kg eq CO2) UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - FRANCE</p> <table border="1"> <caption>Data for France (kg eq CO2)</caption> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Compensé par GO - Avec Infrastructures</th> <th>Compensé par GO - Sans Infrastructures</th> <th>Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TOTAL CYCLE DE VIE</td> <td>17,0</td> <td>13,3</td> <td>17,1</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION DES MP</td> <td>14,7</td> <td>14,2</td> <td>14,7</td> </tr> <tr> <td>FABRICATION</td> <td>1,27</td> <td>0,97</td> <td>1,07</td> </tr> <tr> <td>UTILISATION</td> <td>1,56</td> <td>0,08</td> <td>1,25</td> </tr> <tr> <td>FIN DE VIE</td> <td>8,11 03</td> <td>7,26 03</td> <td>8,11 03</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures	TOTAL CYCLE DE VIE	17,0	13,3	17,1	PRODUCTION DES MP	14,7	14,2	14,7	FABRICATION	1,27	0,97	1,07	UTILISATION	1,56	0,08	1,25	FIN DE VIE	8,11 03	7,26 03	8,11 03	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total (kg eq CO2) UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - ALLEMAGNE</p> <table border="1"> <caption>Data for Germany (kg eq CO2)</caption> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Compensé par GO - Avec Infrastructures</th> <th>Compensé par GO - Sans Infrastructures</th> <th>Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TOTAL CYCLE DE VIE</td> <td>37,6</td> <td>25,6</td> <td>38,3</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION DES MP</td> <td>34,1</td> <td>33,3</td> <td>34,1</td> </tr> <tr> <td>FABRICATION</td> <td>2,25</td> <td>2,14</td> <td>2,25</td> </tr> <tr> <td>UTILISATION</td> <td>1,16</td> <td>0,08</td> <td>1,90</td> </tr> <tr> <td>FIN DE VIE</td> <td>0,009</td> <td>0,008</td> <td>0,009</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures	TOTAL CYCLE DE VIE	37,6	25,6	38,3	PRODUCTION DES MP	34,1	33,3	34,1	FABRICATION	2,25	2,14	2,25	UTILISATION	1,16	0,08	1,90	FIN DE VIE	0,009	0,008	0,009	<p>Contribution des étapes du cycle de vie - Changement climatique total (kg eq CO2) UF : utiliser 1m de câble pendant 30 ans - NORVEGE</p> <table border="1"> <caption>Data for Norway (kg eq CO2)</caption> <thead> <tr> <th>Étape</th> <th>Compensé par GO - Avec Infrastructures</th> <th>Compensé par GO - Sans Infrastructures</th> <th>Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TOTAL CYCLE DE VIE</td> <td>38,4</td> <td>28,0</td> <td>31,0</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION DES MP</td> <td>27,4</td> <td>26,7</td> <td>27,4</td> </tr> <tr> <td>FABRICATION</td> <td>1,84</td> <td>1,73</td> <td>1,84</td> </tr> <tr> <td>UTILISATION</td> <td>1,16</td> <td>0,08</td> <td>1,67</td> </tr> <tr> <td>FIN DE VIE</td> <td>0,009</td> <td>0,007</td> <td>0,009</td> </tr> </tbody> </table>	Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures	TOTAL CYCLE DE VIE	38,4	28,0	31,0	PRODUCTION DES MP	27,4	26,7	27,4	FABRICATION	1,84	1,73	1,84	UTILISATION	1,16	0,08	1,67	FIN DE VIE	0,009	0,007	0,009
Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures																																																																																																
TOTAL CYCLE DE VIE	38,9	25,8	38,4																																																																																																
PRODUCTION DES MP	24,9	23,3	24,9																																																																																																
FABRICATION	1,43	1,52	1,43																																																																																																
UTILISATION	4,36	0,02	4,73																																																																																																
FIN DE VIE	0,009	0,008	0,009																																																																																																
Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures																																																																																																
TOTAL CYCLE DE VIE	17,0	13,3	17,1																																																																																																
PRODUCTION DES MP	14,7	14,2	14,7																																																																																																
FABRICATION	1,27	0,97	1,07																																																																																																
UTILISATION	1,56	0,08	1,25																																																																																																
FIN DE VIE	8,11 03	7,26 03	8,11 03																																																																																																
Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures																																																																																																
TOTAL CYCLE DE VIE	37,6	25,6	38,3																																																																																																
PRODUCTION DES MP	34,1	33,3	34,1																																																																																																
FABRICATION	2,25	2,14	2,25																																																																																																
UTILISATION	1,16	0,08	1,90																																																																																																
FIN DE VIE	0,009	0,008	0,009																																																																																																
Étape	Compensé par GO - Avec Infrastructures	Compensé par GO - Sans Infrastructures	Compensé par Mix résiduel - Avec Infrastructures																																																																																																
TOTAL CYCLE DE VIE	38,4	28,0	31,0																																																																																																
PRODUCTION DES MP	27,4	26,7	27,4																																																																																																
FABRICATION	1,84	1,73	1,84																																																																																																
UTILISATION	1,16	0,08	1,67																																																																																																
FIN DE VIE	0,009	0,007	0,009																																																																																																
<p>Quel que soit le contexte géographique, les choix méthodologiques en ce qui concerne l'inclusion des infrastructures et le surplus de production permettant de compenser les pertes liées à la transformation et à la distribution de l'électricité entraînent une conséquence sur l'indicateur de changement climatique, en particulier sur l'étape à laquelle l'électricité avec GO est consommée (étape d'utilisation dans le cas présent). Comparativement à la situation où les pertes du réseau sont compensées par le même moyen de production que celui des GO et les infrastructures sont considérées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'exclusion des infrastructures a pour conséquence de réduire de plus de 90% l'indicateur de changement climatique de l'étape d'utilisation dans les 4 cas ; • la compensation des pertes de transport et de distribution avec un mix résiduel augmente les résultats de l'indicateur de changement climatique de manière plus au moins marquée selon les pays (de +8% pour la France à + 64% pour l'Allemagne à l'étape d'utilisation). <p>Sur le cycle de vie total, l'inclusion ou non des infrastructures a un effet notable. En revanche, le modèle de compensation des pertes de transformation et de distribution de l'électricité consommée lors de l'étape d'utilisation a un effet moins marqué.</p>																																																																																																			

C.3.2.2 ENSEIGNEMENTS CLES ET PISTES DE REFLEXION

▼ Enseignements clés de l'étude de cas

L'utilisation d'une approche Market-based induit une variation hétérogène des indicateurs selon les pays, certains à la hausse, d'autres à la baisse. Comme le montrent les résultats de l'étude de cas, cette variation est dépendante du contexte géographique de l'étude. Les pays fortement producteurs et exportateurs de GO semblent être plus sensibles, comme pour la Norvège.

Malgré tout, ces résultats indiquent que l'application de mix résiduels tend à augmenter les indicateurs d'impacts liés à l'utilisation d'énergies fossiles, notamment l'indicateur de changement climatique total. Cette tendance s'explique notamment par le fait que les GO portent actuellement principalement sur la production d'électricité renouvelable, ce qui augmente mécaniquement la proportion des sources de production basées sur les énergies non-renouvelables dans les mix résiduels, dont les énergies fossiles. L'évolution potentielle du nombre de pays mettant en place des systèmes dits « full disclosure » pourrait modifier cette tendance dans le futur.

Pour l'indicateur de changement climatique, l'application d'une approche basée sur le marché ou d'une approche géographique peut conduire à une hiérarchie différente des contributeurs. Il en va de même pour l'application d'une approche « hybride ».

Les approches « hybrides » peuvent induire une différence importante avec une approche Market-based, en particulier pour l'indicateur de changement climatique, comme l'indiquent les résultats de l'étude de cas.

Lorsque des systèmes de production d'électricité produite à partir de ressources renouvelables (pour l'application de GO) sont utilisés, l'exclusion des infrastructures dans l'analyse environnementale conduit à une sous-estimation importante de l'indicateur changement climatique, et plus globalement des autres indicateurs dans une proportion variable, et ce, pour les quatre pays analysés.

Le choix de la source de production utilisée pour compenser les pertes de transport et de distribution a également une influence, mais moins marquée que celle des infrastructures. L'utilisation d'un mix résiduel pour compenser ces pertes tend à augmenter les résultats pour l'indicateur de changement climatique.

▼ Harmonisation de l'approche dans la chaîne de valeur : amorce de démarche méthodologique

Comme le montre les résultats précédents, une combinaison des deux approches au sein d'une même étude (approche « hybride ») peut conduire à une estimation erronée des indicateurs, par rapport à une approche Market-based. Or, les bases de données présentent actuellement des inventaires de cycle de vie de processus d'arrière-plan basés sur des inventaires d'électricité établis selon une approche Location-based (production des matières premières, procédés industriels, transports...).

Cette section vise donc à proposer une méthode permettant d'identifier les étapes du cycle de vie et les inventaires de cycle de vie pour lesquels une adaptation du mix électrique est requise afin de réduire les enjeux d'inconsistance.

Pour cela, on se base sur le cas où de l'électricité avec GO est considérée pour l'étape d'utilisation et on cherche à identifier les besoins en adaptation des modèles électriques aux autres étapes du cycle de vie. On cherche donc à identifier quels sont postes consommateurs d'électricité les plus influents sur le cycle de vie étudié.

Afin d'identifier ces postes, l'analyse inclut le recours à la consommation d'énergie primaire totale qui constitue à notre sens un « paramètre de suivi » intéressant :

- Il peut servir de traceur pour rendre compte du poids des électricités difficiles à modéliser selon une approche « Market-based » par rapport à l'ensemble des électricités d'un système étudié exprimées en énergie primaire
- Il permet de combiner l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables.
- Il est reconnu et exigé dans certains référentiels méthodologiques (cf. EN 15804+A2 par exemple) et il est utilisé dans de nombreuses études.

- Il est pertinent pour traiter des questions énergétiques, et limite l'effet de « signature » des indicateurs d'impacts¹⁸ et s'affranchissant des incertitudes liées aux méthodes de caractérisation.

Pour le système étudié dans le cas d'étude, les principaux contributeurs (étapes de cycle de vie, procédés élémentaires) à la consommation d'énergie primaire totale ont été identifiés pour les 4 pays. Cette analyse se base sur l'approche « full Location-based » car la consistance est garantie.

Par ordre croissant, les principaux contributeurs à la consommation d'énergie primaire totale de l'étude de cas sont :

- les pertes joules lors de l'utilisation. Cette étape est basée sur une approche marché avec GO, elle est donc exclue de l'analyse puisque l'on cherche à identifier les autres étapes ayant besoin d'une adaptation du modèle électrique ;
- la production du conducteur (métal primaire) ;
- le tréfilage du métal ;
- la production des granulés de polymère ;
- l'extrusion des granulés de polymère.

Pour chacun de ces contributeurs, la contribution spécifique de l'électricité dans la consommation d'énergie primaire totale du cycle de vie a été établie (% de contribution de l'électricité pour chaque étape du cycle x % de l'étape du cycle de vie au total).

	Production des matières premières	Fabrication	Fin de vie
Espagne	11%	< 1%	< 1%
France	11%	< 1%	< 1%
Allemagne	11%	< 1%	< 1%
Norvège	10%	< 1%	< 1%

TABLEAU 18 : CONTRIBUTION DE L'ELECTRICITE DANS LA CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE TOTALE DE L'ETUDE DE CAS

NB : l'électricité concernée est celle marquée d'un symbole dans la NB : module D selon approche EN 15804+A2 non pris en compte

FIGURE 9 – FRONTIERES DU SYSTEME CONSIDERE POUR L'ETUDE DE CAS.

Si l'on considère que le mix électrique doit être adapté selon une approche marché dès lors que la contribution de la consommation d'électricité à la consommation d'énergie primaire totale est $\geq 10\%$, alors les étapes de production des matières premières doivent être adaptées avec un mix résiduel de chaque pays (les étapes de fabrication et de fin de vie restent sur un mix électrique Location-based).

Les résultats sont les suivants pour l'indicateur de changement climatique :

			Total Cycle de vie	Production des MP	Fabrication	Utilisation	Fin de vie
Climate change ES	kg CO2 eq	Marché pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	30	24	1,6	4,7	4E-02
		Géo. pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	27	20	1,4	4,7	4E-02
Climate change FR	kg CO2 eq	Marché pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	17	15	1,1	1,3	8E-03
		Géo. pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	17	15	1,0	1,3	8E-03
Climate change DE	kg CO2 eq	Marché pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	38	34	2,2	1,9	7E-02
		Géo. pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	32	28	1,8	1,9	7E-02
Climate change NO	kg CO2 eq	Marché pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	31	27	1,8	1,7	5E-02
		Géo. pour MP, Fab. et Fin de vie - GO Pour utilisation	16	13	1,0	1,7	5E-02

TABLEAU 19 : VARIATION DES RESULTATS DE L'INDICATEUR CHANGEMENT CLIMATIQUE AVEC RECTIFICATION DES MIX ELECTRIQUES DE L'ETUDE DE CAS

¹⁸ Par exemple, l'indicateur de radiation ionisante fait principalement ressortir l'électricité d'origine nucléaire.

On constate que l'influence de cette modification sur le résultat total est non significative pour la France et supérieure à 10% pour l'Allemagne et la Norvège. Pour l'Espagne, la variation est inférieure à 10% (9%). Ceci montre que l'identification des besoins en adaptation doit tenir à la fois de la contribution de l'électricité à la consommation totale d'énergie primaire et des différences d'impacts observées entre le mix géographique et le mix marché.

Selon les résultats de cette étude de cas et en première approche, si la part de l'électricité à la consommation d'énergie primaire totale est supérieure à 10% et que la variation de l'impact kWh Location-based vs. kWh Market-based est au moins de l'ordre de 50%¹⁹, une adaptation du modèle électrique avec une approche marché serait requise pour palier au problème d'inconsistance.

Cette proposition pourrait servir de base pour des travaux complémentaires qui seraient menés dans le cadre des définitions des règles de catégories de produits (ou tout autre référentiel méthodologique équivalent).

Ce type de méthode implique donc de pouvoir tracer toute sa chaîne de valeur. Dans le cas où un contributeur apparaîtrait très en amont dans la chaîne de valeur et que l'on ne connaît pas le ou les pays de production, l'approche Market-based bute sur un enjeu de mise en œuvre, les mix résiduels qui pourraient être utilisés par défaut n'étant disponibles qu'à l'échelle des pays. On pourrait imaginer de recourir à des mix contractuels sectoriels adaptés aux zones géographiques de consommation (ex : secteur de production de telle ou telle matière première pour une zone géographique donnée) sans que cela conduise à des double-comptages, la condition étant que ces inventaires d'arrière-plan soient imposés à tous (possible dans le contexte du socle méthodologique PEF par exemple). Toutefois, de tels mix sectoriels ne semblent pas être produits à ce jour et ne sont donc pas disponibles dans les bases de données. S'ils devaient être établis, une fréquence de mise à jour régulière serait attendue.

Dans le cas où les zones géographiques de production ne seraient absolument pas connues ou en cas de zones ne disposant pas de dispositifs permettant d'établir un mix résiduel (par exemple, l'Asie), alors l'application d'une approche marché pourrait être remise en cause si ces postes de production ont une contribution non-négligeable à la consommation d'énergie primaire totale.

¹⁹ Cas pour l'Allemagne et la Norvège pour l'indicateur de changement climatique (cf. § Tableau 28)

D. ETAT DES LIEUX | POINTS DE VUE DES ACTEURS

D.1 REVISION DU GHG PROTOCOL SCOPE 2 : PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS DE L'ENQUETE 2023

Le WRI et le WBCSD ont lancé en fin d'année 2022 un important processus de révision des différents référentiels du GhG Protocol, dont le référentiel Scope 2 qui porte notamment sur les émissions liées à la consommation d'électricité.

Ce processus qui va impliquer de multiples parties prenantes. Une gouvernance va être mise en place pour débattre des positions exprimées et aboutir à un nouveau GhG Protocol scope 2 à horizon 2025.



Process to update the GHG Protocol Corporate Standards

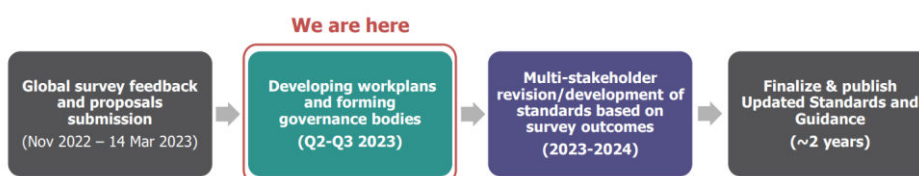


FIGURE 14 – PLANNING PREVISIONNEL DE REVISION DES STANDARDS GHG PROTOCOL (SOURCE : WRI/WBCSD)

La phase d'enquête, qui s'est achevée en mars 2023, a permis au WRI/WBCSD de recueillir plusieurs centaines de retours sur le référentiel Scope 2. Certains questionnaires d'enquête ont été rendus publics par leurs auteurs (ex : association RECS, AIB, Carbone4).

Certains répondants ont également soumis des propositions relatives à l'évolution des règles méthodologiques. De l'ordre d'une cinquantaine de contributions portant sur le référentiel Scope 2 ont été rendues publiques²⁰.

Le lecteur gardera en tête que les répondants ayant soumis des retours et/ou des propositions sont des parties prenantes ou des parties intéressées ayant des intérêts très directs dans le choix des règles méthodologiques et notamment dans l'arbitrage entre une logique géographique (dite Location-based) et une logique basée sur les instruments de marché (dite Market-based). Ainsi, les points de vue exprimés ne sont pas nécessairement neutres.

La consolidation par le WRI/WBCSD des points de vue exprimés étant encore à un stade précoce à la date de réalisation de ce rapport, un travail dédié d'analyse et de synthèse des principaux points de vue exprimés a été réalisé par l'équipe projet.

Ces éléments d'analyse et de synthèse sont restitués dans les sections suivantes.

²⁰ Les profils des répondants sont divers : associations à but non lucratif, organismes établissant des référentiels de reporting GHG, fournisseur d'électricité, opérateur de réseau électrique, professionnels des certificats EAC, associations de promotion des EnR, collectivités locales, groupes d'audit financier, consultants techniques, associations professionnelles, IT et data providers, etc.

D.1.1 LOCATION-BASED : ARGUMENTS « POUR » ET « CONTRE », EVOLUTIONS EN DEBAT

▼ Synthèse des principaux arguments « Pour » et « Contre »

APPROCHE LOCATION-BASED	
Favorables	Défavorables
<ul style="list-style-type: none"> ● Suivi de la dépendance énergétique d'une entreprise et incitation à agir sur les leviers les plus importants de la transition énergétique ● Meilleure méthode pour refléter les émissions causées par la contribution des entreprises/consommateurs à la demande globale d'électricité devant être satisfaite par les réseaux d'électricité, systèmes complexes desservant ce pool de consommateurs 	<ul style="list-style-type: none"> ● Méthode non incitative ● Manque de précision des données moyennes établies à l'échelle d'un territoire ne reflètent pas la réalité physique de la consommation propre à chaque consommateur en particulier. ● Conflit avec les instruments légaux existants pour démontrer aux clients finaux la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables (ex : Europe). Certains pointent également les risques de double-comptage en cas de coexistence avec les instruments légaux de type « marché » ● Marges d'interprétation concernant la maille territoriale à utiliser (ex : UE ou France ?, UE ou Pologne ?)

TABLEAU 20 – POINTS DE VUE DE PARTIES PRENANTES SUR LE BIEN-FONDE DE L'APPROCHE LOCATION-BASED DU GHG PROTOCOL SCOPE 2

▼ Les « Pour » | éclairages :

Un atout souligné par les parties prenantes favorables à la priorisation de cette méthode est sa capacité à suivre la dépendance énergétique des entreprises et l'incitation que cela implique pour agir sur les leviers les plus importants de leur transition énergétique, à savoir :

- L'efficacité énergétique (consommer moins)
- La suffisance / sobriété (faire moins)

D'autres répondants soulignent que de leurs points de vue cette approche est la seule valable pour refléter de manière adéquate les émissions causées par la contribution individuelle des entreprises/consommateurs à la demande globale devant être satisfaite par des systèmes complexes tels que les réseaux d'électricité desservant ce pool de consommateurs.

▼ Les « Contre » | éclairages :

Les parties prenantes les plus critiques sur l'approche Location-based sont les acteurs impliqués dans la promotion des énergies renouvelables et les transactions relatives aux certificats EAC/GO.

Ils mettent ainsi en avant son caractère non incitatif. Une autre critique formulée est que cette approche n'encourage pas suffisamment à l'action et à l'investissement. Par ailleurs, elle ne permet pas de rendre responsables de leur choix les consommateurs l'électricité qui « choisissent » d'acheter de l'électricité non EnR. Un répondant considère même que ces consommateurs d'électricité s'attribuent le mérite des actions d'autrui en utilisant l'approche Location-based, ce qui implique des revendications infondées.

Une autre critique formulée concerne le recours à des données moyennes établies à l'échelle d'un territoire qui ne reflète pas la réalité physique de la consommation propre à chaque consommateur en particulier, ces valeurs moyennes impliquant une faible valeur "décisionnelle" actuelle de la méthode Location-based.

Certains soulignent également ce qu'ils perçoivent comme un conflit avec les instruments légaux et obligatoires dans certaines régions du Monde (en Europe en particulier) pour démontrer aux clients finaux

la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Selon eux, les initiatives de comptabilisation volontaire des émissions ne doivent pas affaiblir les instruments gouvernementaux.

Un autre reproche concerne le double-comptage. Il ne s'agit pas d'une critique intrinsèque à cette approche semble-t-il mais davantage d'un enjeu qui découle de la coexistence de l'approche Location-based avec l'approche Market-based dans les territoires pour lesquels des outils contractuels existent, voir sont obligatoires.

Concernant les enjeux d'interprétation relatifs à la maille territoriale à utiliser, une préoccupation exprimée par RECS concerne le risque d'ambiguïté sur la maille territoriale appropriée, comme cela peut être le cas avec des données établies par Pays (ex : France, Allemagne, Pologne) mais également à l'échelle de l'ensemble des réseaux européens interconnectés. Cette situation favoriserait une attitude de « cherry picking » des consommateurs d'électricité qui choisiraient le profil le plus favorable.

Sur cet aspect, il est utile de rappeler que les imports/exports, entre pays européens par exemple, sont conditionnés par la limite des interconnexions physiques et du dimensionnement général du réseau. Dans le cas de l'Europe, il est ainsi erroné de considérer que la « plaque européenne » permet un échange instantané de toute puissance en tout point.

▼ Evolutions méthodologiques proposées par des acteurs favorables à cette approche

Les thématiques

- **Concordances temporelle et spatiale entre consommation d'électricité et les attributs contractuels**
- **Prise en compte des imports/exports physiques et donc priorisation d'un mix géographique consommation**
- **Restriction d'application de l'approche**
- **Recours à la maille « ensemble du réseau interconnecté », par exemple en Europe (position singulière d'un acteur)**

Concordances temporelle et spatiale (granularité)

Les arguments :

- Les émissions de l'électricité consommée peuvent varier considérablement dans le temps et dans l'espace - au cours d'une même journée, selon les saisons, et au sein d'un ensemble de réseaux interconnectés. Les différents consommateurs d'électricité d'un même réseau peuvent avoir des profils de consommation très différents les uns des autres à l'échelle d'une journée, des saisons, etc.

Le réseau n'étant pas statique, la mesure de la consommation d'énergie à un niveau quotidien ou horaire permettrait de saisir les variations d'impacts à travers les cycles quotidiens et saisonniers

NB : des travaux conduits aux US pour différents types de bâtiments consommateurs d'électricité (résidentiel, tertiaire, industriels...) ont évalué que les écarts sur l'indicateur GES peuvent aller jusqu'à + ou - 35% entre l'usage de données granulaires « horaires » de consommation et l'usage de données annuelles. Les données mensuelles n'amélioreraient pas notablement la précision par rapport aux profils annuels selon ces mêmes travaux.

Miller, Gregory & Novan, Kevin & Jenn, Alan. (2022). Hourly accounting of carbon emissions from electricity consumption. Environmental Research Letters. 17. 10.1088/1748-9326/ac6147.

Position :

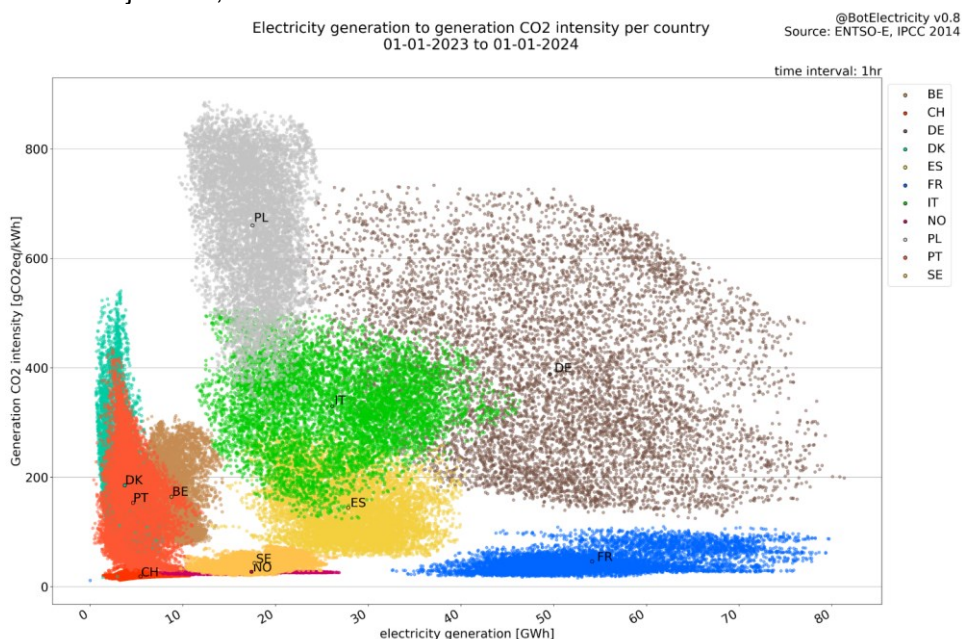
- Améliorer la granularité des données en priorisant le recours à des données horaires de consommation et de mix des sources de production de l'électricité.

Ainsi, les consommateurs d'électricité d'un même réseau n'auront pas les mêmes profils d'impacts par kWh d'électricité. Cette meilleure granularité va favoriser la « consumption-based theory of change ». En effet, si la méthode Location-based est appliquée avec une granularité spatiale et temporelle élevée, elle pourrait également inciter à optimiser la gestion de la charge pour

consommer l'électricité du réseau lorsque les sources de production EnR sont les plus disponibles et que les facteurs d'émission sont donc faibles.

Afin d'illustrer cet enjeu, les graphiques ci-dessous sont instructifs. Ils restituent pour 11 pays du continent européen, la valeur d'impact GES (émissions directes uniquement) d'un kWh produit **selon un pas de temps horaire**, ceci pour toutes les heures de production d'électricité de l'année 2023.

Les nuages de points ainsi obtenus témoignent d'une plus ou moins grande dispersion, selon les pays, des valeurs de l'intensité GES d'un kWh produit lorsqu'un pas de temps horaire est pris en compte, et illustrent ainsi la possible limite à représenter selon des profils d'impacts moyennés à l'échelle d'une année des consommations d'électricité individuelles présentant des spécificités en termes de saisonnalité, heures de consommation sur une journée, etc.



Ci-dessus : chaque cercle représente la quantité d'électricité produite durant une heure (en gigawattheures) et l'émission associée en équivalent (en grammes par kWh).

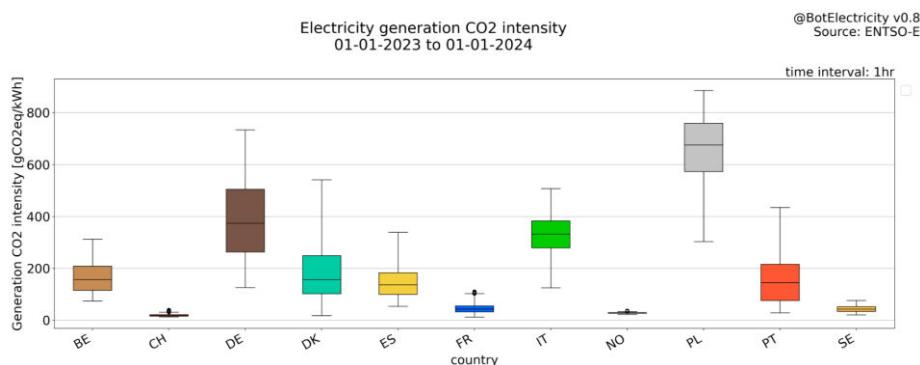


FIGURE 15 – PRODUCTION D'ELECTRICITE ET IMPACTS GES PAR kWh ETABLIES A UN PAS DE TEMPS HORAIRE POUR 11 PAYS DU CONTINENT EUROPEEN – ANNEE 2023 (AURIEL, THOMAS, 2024)

Des pays comme la Norvège, la Suède mais également la France, présentent une faible dispersion de l'impact GES par kWh selon un pas de temps horaire ou une dispersion relativement contenue en comparaison d'autres pays. A l'inverse, le profil d'impact GES moyen du kWh produit est très dispersé pour des pays tels que l'Allemagne, le Danemark ou encore la Pologne.

Prise en compte des imports/exports physiques

Dans sa rédaction actuelle, le GhG Protocol Scope 2 guidance ne marque pas une distinction forte dans la hiérarchie des données entre les mix de production et les mix de consommation géographiques.

Position :

Plusieurs acteurs appellent à une clarification en soulignant que le profil moyen de l'électricité réseau d'un territoire donné devrait correspondre à un inventaire de « consommation » et non de « production ».

▼ **Evolutions méthodologiques proposées par les acteurs défavorables à cette approche**

Restriction d'application

Certains acteurs proposent que l'approche Location-based ne soit pas être utilisée en reporting Scope 2 pour les pays pour lesquels les EAC sont le seul instrument légal pour démontrer aux clients finaux la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans le bouquet énergétique d'un fournisseur d'énergie (cas de l'Europe via les GO).

Maille géographique

Dans le cas de l'Europe, l'association RECS se déclare favorable à ce que le seul jeu de données utilisé soit celui établi à l'échelle de tous les pays interconnectés du marché intérieur européen de l'énergie du marché interne européen.

D.1.2 MARKET-BASED : ARGUMENTS « POUR » ET « CONTRE », EVOLUTIONS EN DEBAT

▼ **Synthèse des principaux arguments « Pour » et « Contre »**

APPROCHE MARKET-BASED	
Favorables	Défavorables
<ul style="list-style-type: none">● Reflète les choix d'achat individuels des entreprises lorsque l'électricité est fournie par les réseaux collectifs● Favorise les mutations des réseaux électriques (aggregational theory of change) <p>Mais des critiques et des débats importants parmi les acteurs favorables à cette méthode.</p> <p>De manière schématique, deux tendances opposées se dégagent :</p> <ul style="list-style-type: none">❖ Acteurs souhaitant <u>renforcer les critères de causalité</u> de façon à mieux corréliser la convention contractuelle à la réalité physique et à répondre aux critiques sur le défaut de crédibilité / précision de cette méthode❖ Acteurs souhaitant <u>une flexibilité maximale</u> et des critères peu contraignants	<ul style="list-style-type: none">● Absence de relation causale entre les impacts réels et les règles actuelles relatives aux instruments de marché● Méthode n'incitant pas à prioriser les leviers d'actions les plus importants de leur transition énergétique, à savoir l'efficacité énergétique (consommer moins) et la suffisance (faire moins).● Risques d'informations erronées voire trompeuses, notamment dans le contexte de démarches type science-based targets● Surestimation de l'efficacité des efforts d'atténuation (du changement climatique) en raison de transferts d'impacts entre consommateurs, au détriment de certaines catégories de consommateurs non soumis à des contraintes de reporting● Critique des postulats sous-jacents à « l'idéologie du marché », dont l'Aggregational theory of change

TABLEAU 21 – APPROCHE MARKET-BASED : POINTS DE VUE DE PARTIES PRENANTES SUR L'APPLICABILITE ET LE BIEN-FONDE DE CETTE APPROCHE DANS LE CONTEXTE DU GHG PROTOCOL SCOPE 2

▼ Les « Pour » | éclairages :

Les promoteurs de l'approche Market-based font valoir que sans une approche fondée sur le marché, les entreprises et les organisations n'auraient pas la possibilité d'exercer une influence sur le type d'énergie achetée qu'elles ne sont pas en mesure de réduire.

Les possibilités d'influence se limiteraient à un déplacement géographique de leurs activités vers des pays disposant d'une électricité réseau à moindres impacts ou à l'investissement dans des centrales électriques propres, ce qui peut être envisagé pour les grandes organisations à forte consommation d'énergie mais est beaucoup moins accessible aux petites et moyennes entreprises.

▼ Les « Contre » | éclairages :

Absence de relation causale entre les impacts réels et les règles actuelles relatives aux instruments de marché

Pour différents acteurs, y compris favorables à la méthode market-based, il existe une décorrélation trop poussée entre la réalité physique et certains outils contractuels actuellement utilisés en raison de critères d'éligibilité trop flexibles et non contraignants. Les limites suivantes sont pointées :

- La comptabilisation annuelle et la validité annuelle des EAC permet de déclarer comme EnR des consommations d'électricité ayant lieu lorsque ce type de sources n'est pas opérationnel.
- Selon les référentiels, une entité peut utiliser des EAC acquises et retirées sur un marché où elle n'exerce aucune activité et qui n'a pas de lien physique direct avec l'endroit où ces activités consommatrices d'électricité sont implantées.

Un contributeur du milieu académique souligne en outre que pour satisfaire les critères de précision (accuracy) et de pertinence (relevance) attendues en comptabilité environnementale, les inventaires établis dans les approches attributionnelles doivent refléter les impacts causés par l'entité déclarante. Le problème fondamental de la méthode contractuelle est qu'elle ne représente aucune relation causale entre l'entité déclarante et les émissions comptabilisées.

En outre, les effets escomptés et supposés sur le financement des nouvelles capacités de production EnR relève d'une logique conséquentielle et non attributionnelle. Si ces effets devaient être restitués, ce devrait être sous la forme d'informations additionnelles (ex : reporting dédié et séparé).

D'autres acteurs sont en désaccord sur le fond avec ce type de convention contractuelle qui ne reflète pas la dépendance des consommateurs revendiquant ces conventions vis-à-vis de l'ensemble des fonctions rendues par les réseaux électriques (équilibre du réseau, capacité de secours, etc.). Ces fonctions sont soutenues financièrement par les contribuables ou d'autres consommateurs d'énergie. Pour ces acteurs, il n'est pas légitime de pouvoir s'arroger une partie d'un tout au travers de conventions contractuelles telles que les EAC.

Méthode n'incitant pas à prioriser les leviers d'actions les plus importants de leur transition énergétique

Les instruments contractuels de l'approche Market-based permettent aux consommateurs tirant partie de ces instruments de reporter des émissions de gaz à effet de serre associées à cette électricité contractuelle qui sont faibles voire proches de zéro, sans même avoir besoin de réduire leur consommation énergétique réelle. Ainsi, cette approche n'incite pas à prioriser les leviers essentiels à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique que sont l'efficacité énergétique (consommer moins) et la suffisance (faire moins).

Risques d'informations erronées voire trompeuses, notamment dans le contexte de démarches type science-based targets

L'achat par certains acteurs d'EAC, dont des EAC émis pour des moyens de production EnR historiques (non additionnels), augmente de fait les impacts Market-based d'autres acteurs, nombre d'entre eux étant des consommateurs d'électricité qui ne sont pas soumis à des obligations de reporting (ménages, petites

entreprises...). Cela signifie que les émissions totales déclarées selon l'approche Market-based surestimeront toujours la réduction réelle des émissions totales du réseau en raison d'une déclaration incomplète.

Certains acteurs divulguent de plus en plus leurs émissions (notamment GES) dans le contexte d'objectifs fondés sur la nécessité de réduire les émissions globales à l'échelle de la Planète en se revendiquant comme étant basés sur des données scientifiques (ex : SBT initiative). Pour certains répondants à l'enquête du GhG Protocol, il est trompeur pour les parties prenantes que les entreprises puissent atteindre ces objectifs sans réduire les émissions globales.

FOCUS : règles SBTi

« The GHG Protocol Scope 2 Guidance (WRI & WBCSD, 2015) defines two approaches for calculating the scope 2 emissions from purchases of renewable energy and other forms of energy:

- The "location-based" approach is designed to reflect the average emissions intensity of grids on which energy consumption occurs and mostly uses grid-average emission factors.
- In contrast, the "market-based" approach is intended to help companies reflect the emissions impacts of differentiated electricity products that they have purposefully chosen (e.g., supplier-specific emissions rates and power purchasing agreements).

For the purposes of setting SBTs, companies shall choose the results of only one approach for base year emissions reporting and tracking performance. Also, if a company chooses to use the market-based approach, it shall assess all contractual instruments for conformance with the Scope 2 Quality Criteria.

As an alternative to setting percentage-reduction targets on scope 2 emissions, companies may instead set targets on the procurement of renewable electricity. Such procurement targets are acceptable if they are in line with procuring **80% of electricity from renewable sources by 2025 and 100% by 2030**. Companies that already source electricity at or above these thresholds shall maintain or increase their share of renewable electricity. »

SBTi corporate manuel, TVT-INF-002 | Version 2.0 | December 2021

Transferts d'impacts entre consommateurs

En comparaison de la méthode Location-based, et dans le cas d'EAC émis pour des moyens EnR existants, cette méthode revient *de facto* à avoir un phénomène de vase communicant entre des consommateurs desservis par un même réseau, au risque de voir les sources de production d'électricité les plus impactantes attribuées à certaines catégories de consommateurs (ex : ménages, entreprises non soumises à reporting...).

Toute réduction de l'inventaire d'une organisation devrait correspondre à une réduction quantifiable des émissions atmosphériques, et non simplement déplacer les impacts sur d'autres acteurs.

L'Aggregational theory of change n'est pas effective

Des répondants soulignent que les règles actuelles du GhG Protocol Scope 2 permettent (trop) facilement aux consommateurs d'électricité de choisir les instruments les moins chers et les moins vertueux (ex : pas d'additionnalité) ce qui entrave la théorie du changement agrégé (aggregated theory of change) qui soutient les méthodes fondées sur le marché.

FOCUS : aggregational theory of change

Il s'agit d'un concept souvent mis en avant pour les promoteurs des instruments de marché.

Bien que ce concept ne soit pas précisément défini dans le GhG Protocol scope 2, nous comprenons que le postulat est le suivant.

Si l'utilisation d'instruments de marché, tels que les certificats EAC, est nécessaire pour suivre et répartir les impacts de l'électricité entre les consommateurs et que l'offre en instruments de marché est finie à

un instant t, il en résulte des signaux de demande qui encouragent le développement de nouveaux actifs de production EnR et *in fine* la réduction des émissions globales de gaz à effet de serre.

Sur base de ce concept, la méthode de comptabilité attributionnelle fondée sur le marché permet alors aux organisations de déclarer dans leur inventaire une réduction immédiate des émissions de GES, via un recours aux certificats EAC, sans devoir nécessairement démontrer une réduction immédiate et équivalente des émissions dans l'atmosphère.

▼ Evolutions méthodologiques proposées par certains acteurs

Les thématiques

- **Concordance temporelle et durée de vie des EAC**
- **Concordance géographique entre le lieu de consommation de l'électricité et la zone d'émission des EAC | Echanges d'EAC au sein de réseaux électriques interconnectés**
- **Nécessité/pertinence ou non d'imposer un critère d'additionnalité et la définition à donner à cette notion**
- **Besoin de réduire l'hétérogénéité des règles fixées par les pays, notamment en ce qui concerne l'émission des EAC**

Concordance temporelle et durée de vie des EAC (granularité)

Les arguments :

- La concordance annuelle entre la consommation d'électricité et les certificats EAC est remise en question par certains répondants, ce pas de temps annuel permettant de revendiquer une électricité 100% EnR alors que les consommateurs vont continuer à dépendre des sources non EnR. Certains acteurs souhaitent donc remettre de la « cohérence technique » en adoptant un pas de temps horaire pour faire coïncider consommation d'électricité et instruments de marché (ex : montée en puissance des outils type PPA 24/7, politique fédérale aux USA qui serait en faveur de la granularité horaire (Executive Order 14057))
- En raison de la validité annuelle des EAC, ce mécanisme fonctionne comme un « stockage virtuel » gratuit d'électricité renouvelable. Il en découle une faible incitation à améliorer le fonctionnement des moyens de production EnR (ex : déploiement des infrastructures de stockage) et à faire évoluer le comportement des entreprises consommatrices en les incitant à programmer leur consommation en fonction des profils horaires.
- Descendre à une granularité fine, par exemple horaire, des consommations d'électricité et des outils contractuels pourrait ne pas être accessible aux petits consommateurs. Si le système des EAC passe au pas horaire, les certificats pourraient subir une nette perte de valeur pour les heures pendant lesquelles les énergies renouvelables approvisionnent abondamment le réseau. A l'inverse, les heures pendant lesquelles ces énergies manquent engendreront une forte volatilité et des prix élevés des EAC.

Les positions :

- ❖ Position #1 : Mieux corréliser la convention contractuelle avec la réalité physique, et ainsi améliorer la précision des profils d'impacts, en adoptant une granularité temporelle plus fine des consommations d'électricité et des EAC. Une granularité horaire est plébiscitée modulo l'enjeu d'accès à ces données.
- ❖ Position #2 : Rester sur une granularité annuelle pour les EAC pour être flexible et permettre au plus grand nombre d'accéder aux instruments contractuels de l'électricité.

Concordance géographique entre le lieu de consommation de l'électricité et la zone d'émission des EAC | Echanges d'EAC au sein de réseaux interconnectés

Les positions :

- ❖ Position #1a : Mieux corrélérer la convention contractuelle avec la réalité physique en édictant des critères clairs sur les limites territoriales d'émission des EAC en lien avec les lieux de consommation de l'électricité (ex : critères RE100)
- ❖ Position #1b : Les échanges internationaux de garanties d'origine devraient être limités aux réservations de capacités d'interconnexions : il ne serait plus possible de vendre davantage de garanties d'origine qu'il ne peut physiquement s'échanger d'électricité entre pays
- ❖ Position #2 : opter pour une décorrélation totale entre lieu de consommation et lieu d'émission des EAC, pour permettre d'accéder à un large panel d'opportunités

Nécessité/pertinence ou non d'imposer un critère d'additionnalité

Les arguments :

- Prendre uniquement en compte les outils de marché répondant à des critères d'additionnalité limiterait le risque que des entités déclarent qu'elles ont atteint leurs objectifs de réduction sans avoir réellement réduit leurs émissions globales de GES en utilisant des instruments non additionnels.
- Un critère d'additionnalité n'a pas sa place dans un reporting attributionnel. L'effet que certains veulent cadrer via cette notion (favoriser la création de nouvelles capacités de production EnR) relève d'une logique conséquentielle. S'il doit être pris en compte, il devrait faire l'objet d'un reporting séparé.
- Les critères d'additionnalité devraient être réservés à des démarches spécifiques, volontaires.
- Les EAC non liés (unbundled), bien que critiqués, sont une partie très significative du marché des EAC et l'argent ainsi injecté soutient la transition énergétique. Il en est de même pour des EAC émis pour des moyens de production anciens.
- L'ajout de critères d'additionnalité trop stricts pourrait réduire la faisabilité pour de nombreux consommateurs, par exemple les petites et moyennes entreprises qui ne sont pas en mesure de signer des contrats à long terme avec de nouveaux actifs (PPA).
- L'additionnalité constitue une notion complexe, non consensuelle et possiblement difficile à démontrer. Dans de nombreuses régions du monde, les nouveaux projets d'énergie renouvelable sont construits comme l'option la plus économique, sans lien avec les actions de l'acheteur, et l'additionnalité devient donc de plus en plus difficile à prouver.

Les positions :

- ❖ Position #1 : certains acteurs sont favorables à l'ajout de critères d'éligibilité pour n'accepter que des EAC apportant une additionnalité : ne prendre en compte que les outils de marché les plus « impactful », exclure les EAC non liés dit unbundled (proposition SBTi)
- ❖ Position #2 : tous les types d'EAC (PPA, EAC liés ou non liés) devraient être éligibles et émis pour tous les moyens de production EnR, qu'ils soient nouveaux ou anciens.
- ❖ Position #3 : certains acteurs n'ont pas de position tranchée, mais sont favorables à ce que la pertinence et la faisabilité de ce type de critères soient analysées avant toute évolution des règles méthodologiques.

Besoin de réduire l'hétérogénéité des règles fixées par les pays, notamment en ce qui concerne l'émission des EAC

Les arguments :

- Selon les pays, il existe ou non une obligation pour les fournisseurs d'électricité de recourir à des EAC pour attester de l'origine renouvelable des sources de production EnR.

- Selon les pays, les sources de production EnR disposant de financements publics peuvent ou non être autorisées à émettre des EAC (ex : pas possible en Allemagne par exemple, possible en France mais EAC vendus au profit de l'Etat)

NDLR : En Europe, il est envisagé de demander un pas horaire à horizon 2030 pour tracer les garanties d'origine qui serviront à attester l'origine EnR de l'hydrogène produit par électrolyse, ce qui est différent du cas général pour les autres usages de l'électricité.

D.2 APPORTS DE TRAVAUX ACADEMIQUES

D.2.1 TRAVAUX DE BJØRN ET AL. (UNIVERSITE CONCORDIA DE MONTREAL)

(Bjørn, Anders & Lloyd, Shannon & Brander, Matthew & Matthews, H., 2022)

Le contexte, la problématique

Les travaux de Bjørn et al. se sont intéressés aux communications de grandes entreprises au titre de leur trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre en adéquation avec les objectifs de l'Accord de Paris (objectif de limiter l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2 °C ou à 1,5 °C).

Leur publication a plus particulièrement porté sur des organisations ayant fondé leurs quantifications sur la méthodologie de l'initiative Science Based Target (SBT, objectifs fondés sur la science), cette dernière posant les principes suivants :

- Les entreprises ont le choix d'opter pour une quantification des impacts de leurs achats d'électricité basée soit sur l'approche Market-based, soit sur l'approche location-based
- Au lieu de fixer des objectifs de réduction en pourcentage des émissions Scope 2, les entreprises peuvent fixer des objectifs d'achat d'électricité renouvelable, y compris basés sur les instruments contractuels.

Les auteurs considèrent toutefois qu'il est peu probable que les réductions d'émissions déclarées par les entreprises au moyen d'instruments contractuels n'ayant pas fait la démonstration de leur additionnalité²¹ puissent refléter des réductions réelles des émissions mondiales.

Cet enjeu est de nature selon eux à compromettre l'alignement sur l'objectif de Paris en matière de limitation de l'élévation de la température mondiale des initiatives revendiquant être fondées sur la Science.

Leurs travaux se sont ainsi intéressés à l'influence de l'approche retenue pour modéliser l'électricité sur les efforts d'atténuation revendiqués par les organisations. Ils ont analysé les données publiées par des entreprises en isolant les uns des autres les différents leviers. Les jeux de données suffisamment complets de 115 entreprises avec des SBT ont été pris en compte dans leurs travaux.

Concernant les instruments de marchés de l'électricité, ils ont fait une distinction entre les PPA (production supplémentaire d'énergie renouvelable et donc réductions réelles d'émissions) et les autres instruments (considérés non additionnels, donc pas de capacité de production renouvelable supplémentaire et pas de réductions d'émissions réelles).

Les constats

L'échantillon d'entreprises analysé et s'appuyant sur l'approche Market-based a déclaré une réduction combinée de 30,7 % de leurs émissions scope 2 entre 2015 et 2019 (de 68,9 à 47,8 Mt CO₂e par an, voir Figure 16). Cela correspond à une réduction nettement plus élevée que les 4,2 % d'émissions de l'année de référence requis par la trajectoire d'atténuation mondiale linéaire de 1,5 °C du SBTi (ligne mauve).

Toutefois, la majeure partie de cette réduction d'émissions est due à l'utilisation d'EAC non additionnels (RECs sur la figure) par les entreprises, qui sont passés de 8 % de l'électricité achetée en 2015 à 27 % en 2019. Sans la contribution des EAC non additionnelles, les émissions n'auraient diminué que de 9,9 % entre 2015 et 2019.

Par conséquent, l'impression que la trajectoire historique des émissions scope 2 des entreprises dotées de SBT s'aligne facilement sur l'objectif de 1,5 °C est fortement trompeuse selon les auteurs et résulte

²¹ Dit autrement, leur capacité à conduire à la création de moyen supplémentaire de production d'énergie renouvelable

d'une forte dépendance à l'égard des EAC non additionnels qui ne sont pas associés à des réductions réelles d'émissions de gaz à effet de serre.

Si cette tendance se poursuit, les auteurs évaluent que 42 % des réductions d'émissions associées au scope 2 des entreprises avec SBT ne se traduiront pas par une réduction réelle des émissions mondiales (voir Figure 17).

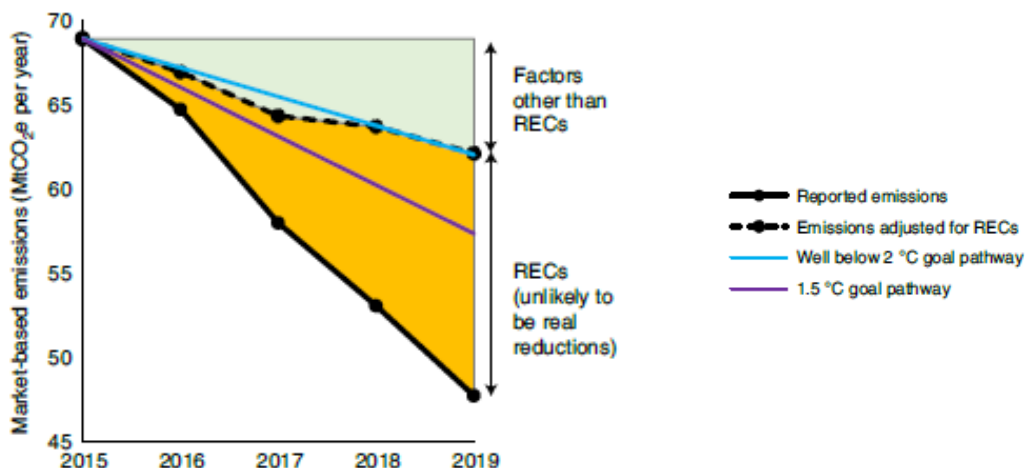
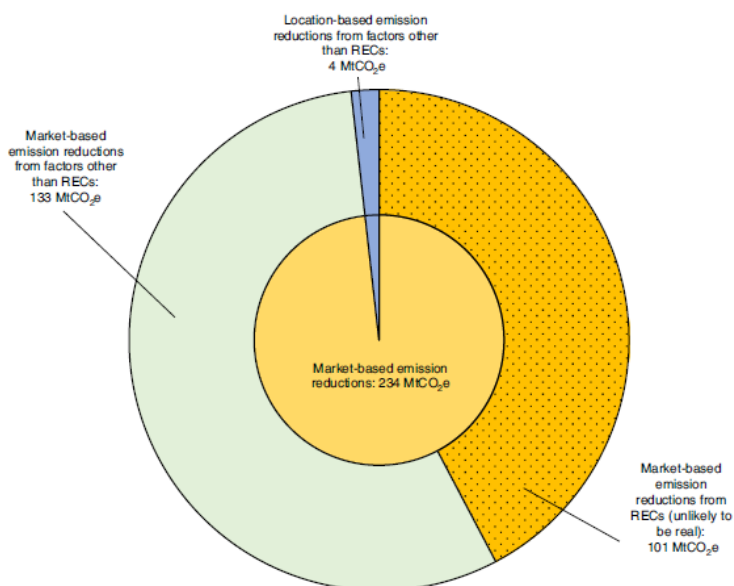


FIGURE 16 – TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS SCOPE 2 DES ENTREPRISES DE L'ÉCHANTILLON UTILISANT L'APPROCHE MARCHÉ EXAMINÉ – MIS EN ÉVIDENCE DE LA PART DE RÉDUCTION IMPUTABLES AUX EAC NON ADDITIONNELLES (SOURCE : BJØRN ET AL., 2022)



Le cercle intérieur représente les engagements de réduction d'émissions estimés par les entreprises dont les SBT font référence à la comptabilité basée sur le marché et la localisation. L'anneau extérieur représente les contributions estimées des EAC non additionnelles (RECs sur cette figure) et d'autres facteurs à ces engagements de réduction. L'année de référence médiane et l'année cible des SBT sont respectivement 2017 et 2030

FIGURE 17 – ESTIMATION DE LA RÉDUCTION CUMULÉE DES ÉMISSIONS SCOPE 2 ENTRE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE ET L'ANNÉE CIBLE SUR LA BASE DES SBT DES ENTREPRISES DE L'ÉCHANTILLON (SOURCE : BJØRN ET AL., 2022)

Les auteurs font également les constats suivants :

- Le recours aux instruments contractuels non additionnels est la pratique dominante des entreprises ayant des objectifs fondés sur la science (type SBTi) plutôt que l'exception
- Les entreprises faisant le choix de l'approche Market-based tendent à s'engager à des réductions d'émissions plus ambitieuses. Cela peut s'expliquer selon eux par le fait que la comptabilité fondée sur le marché offre un moyen relativement peu coûteux d'apparaître comme réduisant les

émissions, et que les entreprises qui utilisent cette approche sont donc disposées à fixer des objectifs de réduction plus ambitieux.

Les recommandations

Les auteurs suggèrent qu'il est nécessaire de réviser les règles de la comptabilité environnementale afin d'exiger des entreprises qu'elles ne déclarent que les réductions d'émissions réelles pour justifier de l'atteinte de leurs objectifs scientifiques. Ils exposent leurs préconisations vis-à-vis de l'initiative SBT et du GhG Protocol scope 2.

Concernant l'initiative SBT, les auteurs proposent deux approches :

- En première option, l'initiative SBT pourrait exiger de toutes les entreprises qu'elles n'utilisent que l'approche Location-based pour rendre compte des impacts de l'électricité. L'inconvénient potentiel de cette option est qu'elle pourrait dissuader les entreprises de recourir à des PPA qui peuvent réellement conduire à une production supplémentaire d'énergie renouvelable.
- Dans la seconde option, les auteurs imaginent qu'une version plus restrictive de l'approche Market-based pourrait être imposée aux entreprises, celle-ci impliquant la démonstration obligatoire de l'additionnalité des instruments basés sur le marché, c'est-à-dire la preuve que la production d'énergie renouvelable n'aurait probablement pas eu lieu sans l'instrument en question. Ils soulignent que le Net Zero Carbon Buildings Framework du UK Green Buildings Council formule une telle exigence.

Le cas du GhG Protocol est un peu différent. Les auteurs analysent en effet qu'un argument du GhG Protocol est de dire que l'utilisation d'instruments non additionnels fondés sur le marché ne pose pas de problème puisque l'objectif principal est d'attribuer les émissions totales du réseau aux consommateurs individuels. Les entreprises individuelles peuvent légitimement utiliser les EAC non liés pour déclarer des réductions d'émissions qui ne reflètent pas une réduction globale des émissions, étant donné que les émissions basées sur le marché de tous les utilisateurs d'énergie sur le réseau s'additionnent pour former les émissions totales du réseau.

Les auteurs encouragent néanmoins le GhG Protocol à reconsidérer sa position sur l'additionnalité pour deux raisons :

- De nombreux utilisateurs d'énergie, qu'il s'agit des ménages ou d'entreprises, ne déclarent pas leurs émissions (ils n'ont pas d'obligation ou d'incitation à le faire). Ainsi, l'achat par une entreprise d'attributs non additionnels augmente nécessairement les émissions basées sur le marché de ces autres acteurs qui ne déclarent pas leurs émissions. Cela signifie que les émissions totales déclarées sur le marché surestimeront toujours la réduction réelle des émissions totales du réseau en raison d'une déclaration incomplète.
- Comme les entreprises communiquent de plus en plus leurs émissions dans le contexte d'objectifs fondés sur la nécessité de réduire les émissions mondiales, les auteurs considèrent qu'il est manifestement trompeur (« clearly misleading ») pour les parties prenantes que les entreprises individuelles puissent revendiquer atteindre ces objectifs sans réduire les émissions mondiales. Ce serait également le cas dans une situation où la déclaration serait complète.

D.2.2 TRAVAUX DE BRANDER ET AL. (UNIVERSITY OF EDINBURGH BUSINESS SCHOOL)

(Brander, Matthew & Gillenwater, Michael & Ascui, Francisco., 2018)

Le contexte, la problématique

Partant du constat de la contribution importante de la production de l'électricité aux émissions mondiales de gaz à effet de serre, et de la part prépondérante des activités commerciales et industrielles dans cette consommation (deux tiers à l'échelle mondiale selon la publication), les auteurs soulignent la nécessité d'agir efficacement sur la réduction de ces consommations à l'échelle des entreprises individuelles. Cet objectif implique de pouvoir disposer de méthodes appropriées de comptabilité environnementale rendant possible une prise de décision pertinente des différentes parties prenantes (gestionnaires, consommateurs, régulateurs, investisseurs).

Face à l'émergence de la méthode basée sur le marché, les auteurs ont analysé cette approche dans le contexte de référentiels rendant compte des émissions de gaz à effet de serre (GhG Protocol, ISO 14067) et en ont conclu qu'elle n'est pas adéquate pour satisfaire les objectifs précédemment exposés. Les auteurs

explorent également les raisons de l'intérêt grandissant de certaines parties prenantes pour cette approche, cette partie des travaux n'étant pas reprise ici.

Les constats

Pour les auteurs, la méthode Market-based souffre de deux problèmes fondamentaux.

Le premier est relatif au constat que dans leur majeure partie, les instruments contractuels sont très peu susceptibles d'entraîner des investissements supplémentaires dans la capacité de production d'énergie renouvelable. Les auteurs pointent notamment les aspects suivants :

- Beaucoup d'attributs concernent des moyens de production d'énergie renouvelable existante (non supplémentaire), et leur prix ne reflète que les coûts de transaction associés.
- Dans de nombreux pays, les capacités de production des moyens de génération renouvelables augmentent en raison d'autres incitations, telles que les subventions gouvernementales
- Des travaux d'autres chercheurs, notamment aux Etats-Unis et aux Pays-Bas, montrent que le montant des revenus provenant des EAC volontaires est trop faible et trop incertain pour modifier les décisions d'investissement dans la capacité renouvelable.

Le second est le défaut de « relation causale » entre l'entité déclarante et les émissions déclarées lorsqu'une approche contractuelle telle que la méthode Market-based est utilisée. L'analyse des auteurs est que pour être précis, pertinents et utiles à la prise de décision, les inventaires de GES doivent au contraire refléter les émissions causées par l'entité déclarante.

Les auteurs critiquent la « confusion conceptuelle » de l'argumentation avancée par le GhG Protocol scope 2, argumentaire selon lequel la méthode basée sur le marché reflète les choix que font les entreprises concernant leurs produits électricité. Pour Brander et al., le choix en question concerne uniquement l'achat d'attributs et *in fine* de « facteurs d'émission contractuels » et ne concerne pas la livraison physique ou la génération d'électricité. Ainsi, l'argument revient à affirmer que les facteurs d'émission contractuels sont justifiés car ils reflètent la décision d'acheter des facteurs d'émission contractuels. Les données d'impact résultantes ne reflètent que les arrangements comptables eux-mêmes et ne fournissent aucune information pertinente pour la prise de décision sur les émissions réelles. Pour être utiles, les comptes environnementaux doivent représenter autre chose que leurs propres règles comptables.

Rappelant l'importance de la contribution aux émissions mondiales de GES de l'électricité consommée par les acteurs économiques, Brander et al. considèrent que la représentation erronée de la responsabilité de ces émissions par l'utilisation de la méthode basée sur le marché a le potentiel de compromettre considérablement les efforts mondiaux d'atténuation du changement climatique.

Les recommandations

Les auteurs formulent deux recommandations principales dans le contexte de reporting d'organisations tels que le GhG Protocol mais également d'autres menés à d'autres mailles (ex : déclaration produit).

La première est de rendre compte des impacts de l'électricité en utilisant la méthode Location-based. Les auteurs rappellent que cette approche présente des aspects perfectibles²² mais considèrent qu'il s'agit de la meilleure méthode disponible à date.

Les auteurs interrogent également la possibilité de rendre compte de manière séparée des actions des entreprises pouvant véritablement conduire à la création de capacités supplémentaires d'énergie renouvelable connectées au réseau et qui n'auraient pas pu être viables sans ces actions.

²² Enjeux soulevés : disposer de facteurs d'émission moyens du réseau davantage spécifiques du moment où la consommation a lieu. Pour le calcul des facteurs moyens, privilégier des frontières reflétant la zone d'équilibrage du réseau plutôt que des frontières juridictionnelles nationales ou régionales plus arbitraires.

E. ETAT DES LIEUX | CONSTRUCTION DES INVENTAIRES DE MIX ELECTRIQUES : PRINCIPES APPLIQUES DANS LES PRINCIPALES BASES ACV « GENERIQUES »

E.1 LE MIX ELECTRIQUE « LOCATION-BASED »

E.1.1 DEFINITIONS DU MIX « LOCATION-BASED »

Les flux physiques d'électricité sont régis par deux caractéristiques fondamentales :

- Le courant électrique se déplace à une vitesse de 200 000 km par seconde, empruntant le chemin de moindre résistance : son flux est donc quasiment instantané et physiquement intraçable ;
- Une fois produite, l'électricité ne peut pas être stockée à grande échelle et doit donc être consommée instantanément. L'équilibre de l'offre et de la demande est donc un enjeu fondamental pour le bon fonctionnement des réseaux électriques, un déséquilibre pouvant entraîner un effondrement du réseau (« black-out ») plus ou moins étendu selon son maillage.

La priorité d'un mix électrique est de préserver l'équilibre offre/demande : cet équilibre est assuré à la fois par les moyens de production en place, couplé à une gestion économique en adéquation avec la gestion technique de ces moyens de production. Ainsi le gestionnaire d'équilibre du réseau devra faire appels aux imports/exports d'électricité via les interconnexions existantes entre systèmes électriques voisins.

Le **mix électrique de production** représente la somme de tous les moyens de production²³ mis en œuvre sur un territoire donné (généralement à l'échelle d'un pays), sur un pas de temps donné (année, mois, jour, heure). Les moyens de production sont exprimés en pourcentage de contribution à la production totale d'électricité du territoire concerné sur la période de temps considérée. Le mix de production inclut uniquement l'électricité provenant des moyens de productions situés sur la zone géographique considérée. Les flux d'électricité couverts par des échanges commerciaux entre pays interconnectés (imports/exports) ne sont pas inclus dans le mix de production qui ne constitue pas un produit commercialisable en tant que tel. Le mix de production est le résultat de choix historiques d'ordre techniques, économiques et politiques.

Le **mix de consommation** (ou *mix consommé*) est, de manière simplifiée, celui qui arrive « à la prise » (Herbert A.S, 2018), c'est-à-dire celui composé de l'électricité produite sur le territoire, mais aussi provenant d'autres pays, par interconnexion, et gérée par des logiques de marchés en plus de la mobilisation des moyens de production localisés sur la zone géographique considérée. Il tient compte également des infrastructures de réseau (transport, transformation et distribution de l'électricité), de leurs émissions associées (émissions de N₂O, O₃, SF₆ ...) et des pertes d'électricité lors du transport.

Le référentiel PEF/OEF précise la définition du mix électrique de consommation comme suit : *le mix électrique total transféré sur un réseau défini et qui comprend l'électricité déclarée ou avérée verte.*

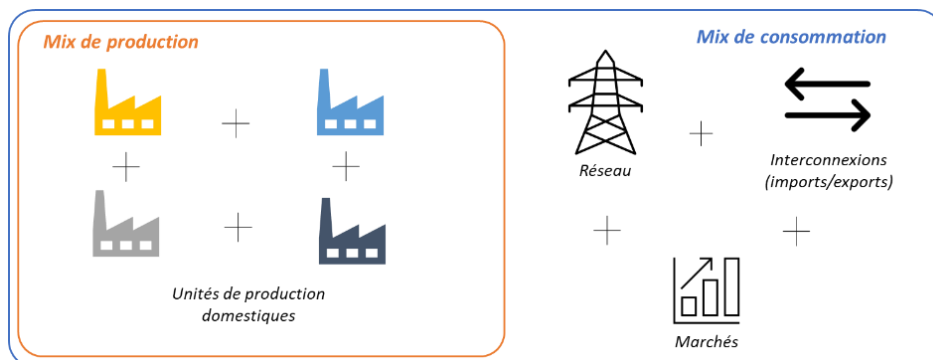


FIGURE 18 – DESCRIPTION SCHEMATIQUE DU PERIMETRE DU MIX DE PRODUCTION ET DU MIX DE CONSOMMATION

En analyse de cycle de vie, le **mix géographique** est équivalent au mix de consommation et peut être défini comme la moyenne pondérée de la production domestique des unités de production d'électricité sur une zone géographique donnée (en général à l'échelle d'un pays ou d'une région) à laquelle viennent

²³ Un *moyen de production* électrique désigne une ou plusieurs technologies de production d'électricité faisant appel à une même ressource primaire. Les moyens de production d'électricité ne prennent donc pas en compte les spécificités technologiques, c'est-à-dire les différents types de centrales de production. Une *ressource primaire* correspond à la ressource impliquée dans la production d'électricité, sans distinction de technologie (ex : le charbon, le gaz, le fioul, l'hydraulique, etc.).

s'ajouter les imports d'électricité provenant des pays voisins interconnectés, les pertes d'électricité lors du transport, de la distribution et de la transformation de l'électricité sur le réseau et les infrastructures de transport et leurs émissions associées.

Plusieurs variantes de modèles de mix d'approvisionnement en ACV ont fait l'objet de discussions dans des publications (Itten R, Frischknecht R, Stucki M, 2014), notamment sur la question de la modélisation des imports et exports d'électricité. Ces variantes sont décrites dans le paragraphe suivant.

E.1.2 MODELISATION DES MIX « LOCATION-BASED »

La complexité de prise en compte des imports/exports d'électricité dans la modélisation des mix électriques de consommation est un sujet qui a été discuté abondamment au sein de la communauté ACV. Dans une étude datant de 1998, Ménard et al. (Menard M., 1998) cherchent notamment à répondre à la question suivante : comment les importations et les exportations doivent-elles être prises en compte pour déterminer le mix électrique d'une zone d'approvisionnement spécifique, ou comment les livraisons de transit dans le réseau interconnecté peuvent-elles être déterminées à partir des données et calculées mathématiquement ?

Dans cette étude, les auteurs décrivent quatre approches de modélisation des échanges commerciaux d'électricité :

- **Modèle M1** : selon ce modèle, le mix électrique correspond au mix de production domestique. Les imports/exports d'électricité ne sont pas pris en compte dans ce modèle. Ce modèle simplifié n'est valable que pour des pays ayant une faible part d'électricité importée ou exportée ;
- **Modèle M2** : le modèle M2 intègre les importations en plus de la production d'électricité domestique. Il n'y a pas de différence entre l'électricité exportée et l'électricité fournie au marché intérieur. Si aucune information détaillée sur les volumes d'électricité échangés n'est disponible, ce modèle offre une approximation équilibrée et fiable ;
- **Modèle M3** : ce modèle suppose que l'électricité exportée est produite par les centrales électriques domestiques et que l'électricité importée est utilisée exclusivement pour l'approvisionnement en électricité du pays importateur. Cette approche ne tient pas compte du fait que l'électricité importée peut être exportée vers d'autres pays (transit). Cela peut avoir une forte influence sur le mix électrique des pays dont le volume d'électricité échangé est élevé ;
- **Modèle M4** : le modèle M4 est basé sur l'hypothèse que les importations et les exportations simultanées, physiquement mesurées, sont dues au commerce de transit de l'électricité. Cette approche a été développée afin de modéliser les flux d'électricité dans des pays comme la Suisse. Les importations et les exportations d'électricité sont mesurées avec huit échantillons horaires sur un an et extrapolées à l'année entière. Les importations nettes d'électricité sont modélisées avec le mix électrique des pays exportateurs et les exportations nettes d'électricité sont modélisées avec le mix électrique des pays importateurs (Modèle M1). Cette approche est basée sur les flux physiques d'électricité, qui peuvent s'écarter des réalités économiques. Il est difficile à appliquer en raison des données détaillées nécessaires pour décrire le commerce de l'électricité. Les incertitudes introduites avec les extrapolations sont très élevées.

Le Tableau 22 synthétise les caractéristiques de ces quatre modèles. Aujourd'hui, les principales bases de données d'inventaires de cycle de vie (ex : ecoinvent, GaBi) se base sur le modèle M2 pour modéliser les mix électriques de consommation.

TABLEAU 22 – SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MODÈLES DE MIX ÉLECTRIQUES INTEGRANT LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ

		Modèle	Adéquation, domaine d'application
M1	Production domestique = mix d'approvisionnement	<p>Legend: Hydroelectric Fossil thermal Nuclear Importmix</p>	<p>Ne tient compte que des données de production domestique. Convient pour des zones d'approvisionnement sans importations significatives.</p>
M2	Production domestique + imports = mix d'approvisionnement		<p>Exports = mix de consommation du pays considéré. Convient pour des zones d'approvisionnement avec des importations importantes et des flux de transit faibles.</p>
M3	Production domestique - exports + imports = mix d'approvisionnement		<p>Exports = mix de production domestique. Approprié lorsqu'il existe suffisamment d'informations détaillées pour distinguer toutes les transactions de transit des importations destinées à l'autoconsommation. Si données détaillées non disponibles, M3 n'est applicable qu'aux zones d'approvisionnement qui n'ont pas de flux de transit significatifs.</p>
M4	Production domestique + net imports/exports = mix de consommation	<p>* Extrapolated based on load flows at 03:00h am and 11:00h am on four days per year (every 3rd Wednesday in January, April, August and December).</p>	<p>Basé sur l'hypothèse que les importations et exportations « physiques » simultanées et mesurées sont dues au commerce de transit de l'électricité. Convient donc pour les zones d'approvisionnement avec des importations importantes et des flux de transit élevés. Modèle développé pour des pays comme la Suisse dans lesquels l'activité de transit d'électricité est importante. Les importations et les exportations d'électricité sont mesurées avec huit échantillons horaires en un an et extrapolées à l'année entière. Importations nettes d'électricité sont modélisées avec le mix du pays exportateur.</p>

E.1.3 DESCRIPTION DES MIX « LOCATION-BASED » SELON LA METHODOLOGIE D'ECOINVENT

La méthodologie mise en œuvre dans la base de données ecoinvent v3 pour l'établissement des inventaires de cycle de vie de la production et de l'approvisionnement en électricité est décrite dans la publication de Treyer et Bauer²⁴. L'approche retenue pour la modélisation des mix électriques correspond au model M2 décrit par Ménard et al., présenté dans la section E.1.3.

La modélisation s'articule autour des étapes suivantes :

1. Etablissement du mix de consommation (au niveau haute tension)
2. Traitement des pertes liées à la transformation et à la transmission de l'électricité
3. Etablissement de l'inventaire du « *market for electricity, high voltage* »
4. Etablissement de l'inventaire du « *market for electricity, medium voltage* »
5. Etablissement de l'inventaire du « *market for electricity, low voltage* »

La Figure 19 ci-dessous donne un aperçu de l'approche et de la structure des inventaires d'« *electricity markets* » développés par ecoinvent.

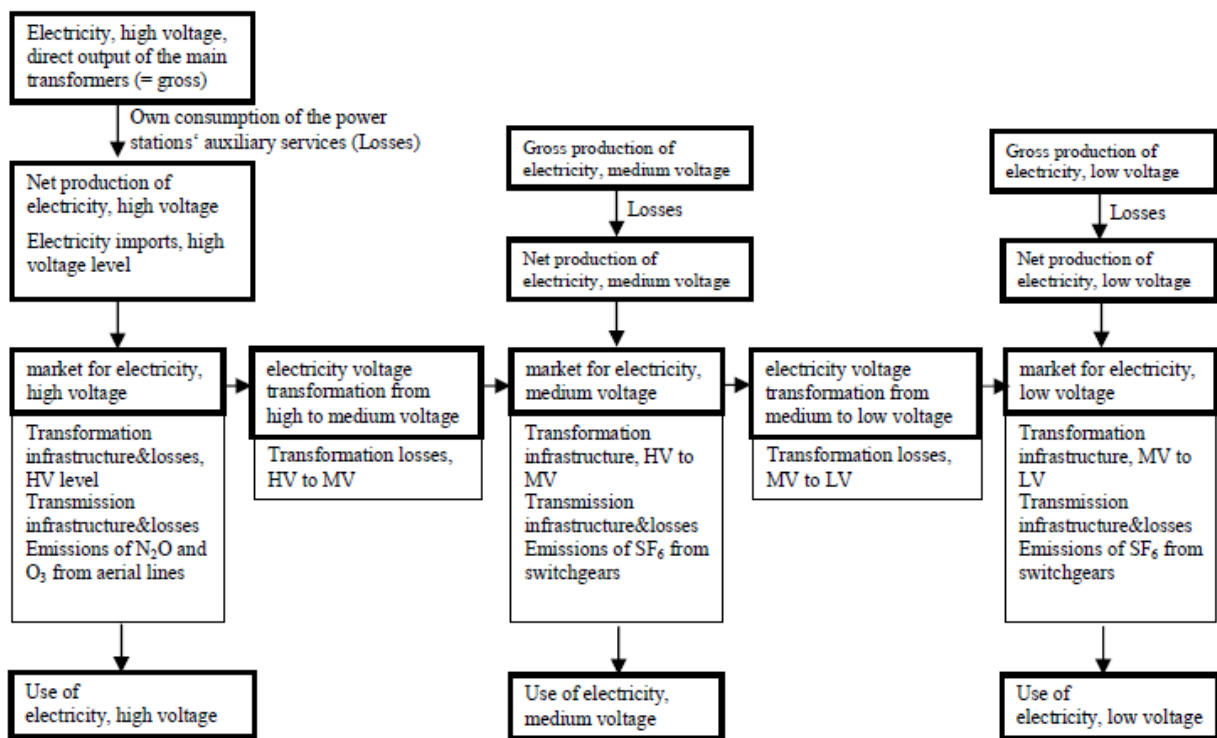


FIGURE 19 – STRUCTURE ET LIEN ENTRE LES INVENTAIRES DE CYCLE DE VIE « ELECTRICITY MARKETS » (HAUTE, MOYENNE ET BASSE TENSION) DANS LA BASE DE DONNEES ECOINVENT V3 (SOURCE : TREYER ET AL., 2016)

▼ Etablissement du mix de consommation (au niveau haute tension)

Note : dans la version 3 de la base de données ecoinvent, les inventaires des mix de production domestiques (au niveau haute tension uniquement) ont été maintenus pour assurer une cohérence avec la version précédente de la base de données. Ces inventaires de cycle de vie des mix de production domestique ne sont pas cependant pas rappelés directement dans les modules « *market for electricity, high voltage* ».

Pour rappel, le modèle de mix électrique M2 sur lequel s'appuie la méthodologie ecoinvent est calculé comme suit :

²⁴ Treyer K.; Bauer C., Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part II: electricity markets, Int J Life Cycle Assess (2016) 21:1255–1268 (Treyer K.; Bauer C., 2016)

$$\frac{\text{Production brute} - \text{autoconsommations} + \text{imports}}{\text{Production nette}}$$

Les données à collecter pour le calcul du mix de consommation sont les suivantes :

- Les données production brutes annuelles, par filière de production (principalement issues des données de l'AIE),
- Les données sur les autoconsommations (AIE),
- Les données sur les imports d'électricité, par pays d'origine (OCDE et AIE) : les données d'imports considèrent les flux d'électricité bruts qui traversent la frontière du pays importateur sans distinguer si l'électricité importée est utilisée sur le territoire du pays importateur ou une réexportée vers des pays voisins.

Les exports d'électricité ne sont pas pris en compte dans ce modèle.

	Production brute	Autoconsommations	Production nette	Mix de production domestique	Imports	Production nette + imports	Mix de consommation
	a	b	c = a-b	d = ci/∑ci	e	f	g = fi/∑fi
	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
Hydroélectricité	5900,0	354,0	5546,0	6,8%		5546,0	6,3%
Nucléaire	40000,0	2400,0	37600,0	46,0%		37600,0	42,8%
Fioul	1150,0	69,0	1081,0	1,3%		1081,0	1,2%
Gaz naturel	34000,0	2040,0	31960,0	39,1%		31960,0	36,4%
Lignite	2500,0	150,0	2350,0	2,9%		2350,0	2,7%
Biomasse et déchets	2600,0	156,0	2444,0	3,0%		2444,0	2,8%
Eolien	300,0	18,0	282,0	0,3%		282,0	0,3%
Solaire	250,0	15,0	235,0	0,3%		235,0	0,3%
Géothermie	350,0	21,0	329,0	0,4%		329,0	0,4%
Imports pays 1	-	-	-	-		1000,0	1000,0
Imports pays 2	-	-	-	-	4550,0	4550,0	5,2%
Imports pays 3	-	-	-	-	500,0	500,0	0,6%
Total domestique	87050,0	5223,0	81827,0	100%	-	81827,0	93,1%
Total imports	-	-	-	-	6050,0	6050,0	6,9%
Total approvisionnement	-	-	-	-	-	87877,0	100,0%

TABLEAU 23 – EXEMPLE (FICTIF) DE CALCUL D'UN MIX DE CONSOMMATION D'APRES L'APPROCHE RETENUE PAR ECOINVENT

▼ Traitement des pertes liées à la transformation et à la transmission des pertes en ligne

La modélisation des inventaires « *market for electricity* » nécessite d'allouer les pertes liées à la transformation et à la transmission de l'électricité à chaque niveau de tension. Pour cela, la méthodologie mise en œuvre par ecoinvent fait intervenir deux types de données :

- Des données spécifiques représentatives du pays ou de la région concernée : il s'agit de la production domestique totale, des pertes totales et de la consommation totale d'électricité. Ces données sont principalement issues des statistiques de l'IEA ;
- Des données génériques, appliquées uniformément à tous les inventaires d'électricité d'ecoinvent. ces données concernent :
 - La répartition de la consommation totale par niveau de tension (haute, moyenne et basse tension),
 - La répartition des pertes totales entre la transformation et la transmission de l'électricité et par niveau de tension.

D'après la documentation de la base de données ecoinvent, ces données génériques sont représentatives du cas de la Suisse (Itten R, Frischknecht R, Stucki M, 2014).

Niveau de tension	Répartition de la consommation totale
Haute tension (HT)	4%
Moyenne tension (MT)	32%
Basse tension (BT)	64%

TABLEAU 24 – REPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR NIVEAU DE TENSION SELON LA METHODOLOGIE ECOINVENT

Type de perte	Répartition des pertes d'électricité totales
Transformation HT-HT	6%
Transmission HT	33%
Transformation HT-MT	8%
Transmission MT	5%
Transformation MT-BT	24%
Transmission BT	24%

TABLEAU 25 – REPARTITION DES PERTES D'ÉLECTRICITÉ SELON LA METHODOLOGIE ECOINVENT

Il faut noter que ces données sont des parts de quantités absolues d'électricité, et non des parts relatives à une unité fonctionnelle.

La combinaison des données spécifiques et des données génériques permet ensuite de modéliser la chaîne de distribution d'électricité, telle que présentée dans la Figure 20 ci-dessous :

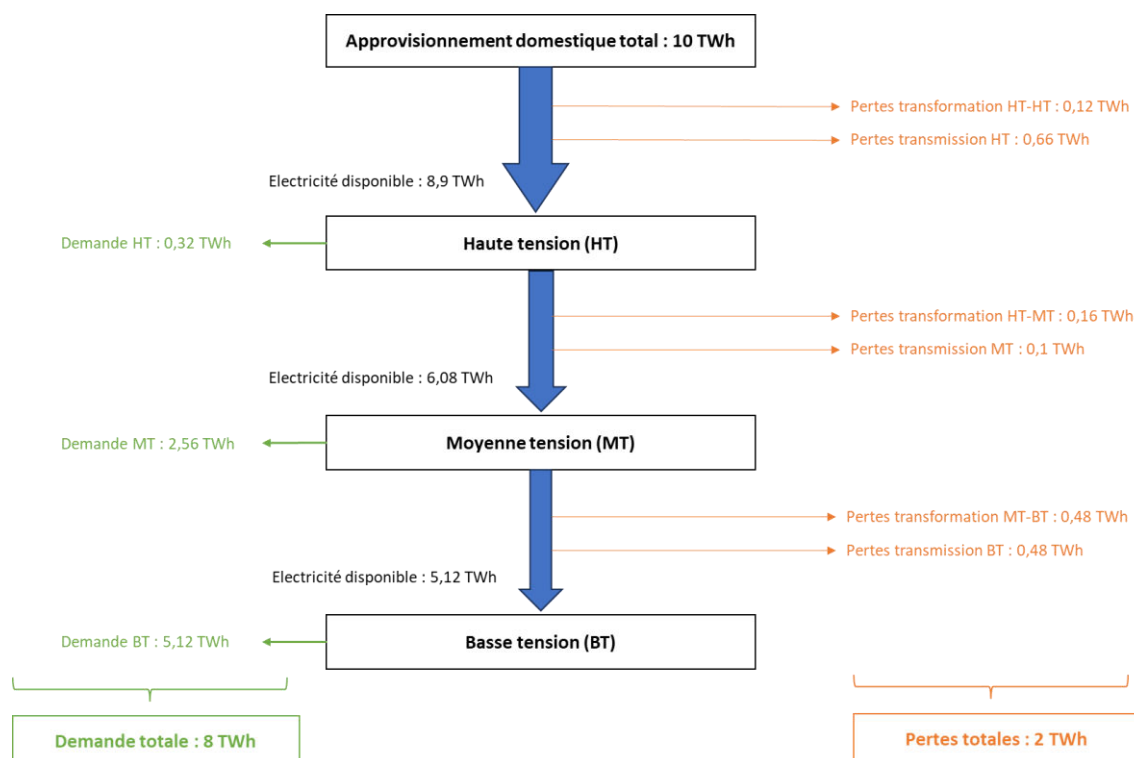


FIGURE 20 – EXEMPLE (FICTIF) DE MODELISATION DE LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ SELON L'APPROCHE RETENUE PAR ECOINVENT

A chaque étape de la chaîne de valeur, il est ainsi possible de calculer l'électricité disponible selon la formule suivante :

$$Dispo\ n = Dispo\ 0 - \sum_{i=1}^n Perte\ i - \sum_{i=1}^n Demande\ i$$

Avec :

- Dispo n : quantité d'électricité disponible à l'étape n,
- Pertes i : quantité totale d'électricité perdue lors de la transformation et à la transmission d'électricité, à l'étape n et précédentes,
- Demande i : quantité totale d'électricité consommée à l'étape n et précédentes.

Le calcul de l'électricité disponible à une étape donnée permet ensuite de déterminer les coefficients de pertes (CP) à cette étape de la chaîne de valeur, donnée qui est utilisée dans les inventaires ecoinvent « *market for electricity* » aux différents niveaux de tension. Ce coefficient de perte représente la fraction d'un kilowatt-heure brut d'électricité disponible perdue à l'étape et se calcule comme suit :

$$CP_i = \frac{Pertes_i}{Dispo_i - 1}$$

Ainsi, en reprenant l'exemple de la Figure 20, les coefficients de pertes calculés sont les suivants :

Type de perte	Pertes de l'étape (A) (en TWh)	Electricité disponible à l'étape précédente (B) (en TWh)	Coefficient de perte de l'étape (A/B)
Transformation HT-HT	0,12	10,00	0,0120
Transmission HT	0,66	9,88	0,0668
Transformation HT-MT	0,16	9,220	0,0174
Transmission MT	0,10	8,74	0,0114
Transformation MT-BT	0,48	6,080	0,0789
Transmission BT	0,48	5,600	0,0857

TABLEAU 26 – EXEMPLE DE CALCUL DES COEFFICIENTS DE PERTE D'ELECTRICITE SELON LA METHODOLOGIE ECOINVENT

Dans la modélisation ecoinvent, les pertes sont concrètement prises en compte de la façon suivante :

- Les **pertes de transformation HT-HT** et de **transmission HT** sont directement intégrées au module « *Electricity, high voltage {xx} market for electricity, high voltage* » et associées au mix « *Electricity, high voltage {xx} market for electricity, high voltage* »,
- Les **pertes de transformation HT-MT** sont intégrées dans un module dédié « *Electricity, medium voltage {xx} electricity voltage transformation from high to medium voltage* » et associées au mix « *Electricity, high voltage {xx} market for electricity, high voltage* ». Ce module est ensuite rappelé dans le module « *Electricity, medium voltage {xx} market for electricity, medium voltage* »,
- Les **pertes de transmission MT** sont intégrées directement dans le module « *Electricity, medium voltage {xx} market for electricity, medium voltage* »,
- La modélisation des pertes de transmission et transformation pour la basse tension suit la même logique que celles des pertes en moyenne tension.

▼ Etablissement de l'inventaire « *market for electricity, high/medium/low voltage* »

Une fois le mix électrique établi et les pertes liées à la transformation et à la transmission de l'électricité haute tension allouées à chaque niveau de tension, l'inventaire « *market for electricity, high/medium/low voltage* » est complété par :

- Les infrastructures de transformation et transmission de l'électricité haute tension,
- Les émissions de N2O et d'ozone liées aux lignes aériennes (émissions liées au champ électromagnétique des lignes hautes tensions)

A noter que certaines technologies de production d'électricité n'interviennent qu'à un niveau de tension donné : c'est le cas pour l'électricité d'origine photovoltaïque qui est prise en compte uniquement au niveau basse tension ou encore de l'électricité issue de l'incinération de déchets municipaux qui est prise en compte au niveau moyenne tension.

▼ Synthèse des principales sources de données utilisées dans la modélisation ecoinvent

Le tableau suivant présente les principales sources de données utilisées dans la modélisation des modules « *market for electricity* » d'ecoinvent, ainsi que leur représentativité temporelle et géographique (pour les pays de l'OCDE) :

Paramètre	Source (Pays de l'OCDE)	Représentativité géographique	Représentativité temporelle*
Production	IEA	Spécifique au pays ou à la région	2019
Imports	ENTSO-E/IEA	Spécifique au pays ou à la région	2019
Pertes (quantité)	IEA	Spécifique au pays ou à la région	2019
Répartition par technologie	ecoinvent	-	-
Répartition des pertes	(Itten R, Frischknecht R, Stucki M, 2014)	Suisse, mais appliquée à tous les modules ecoinvent	2011
Répartition des niveaux de tension	(Itten R, Frischknecht R, Stucki M, 2014)	Suisse, mais appliquée à tous les modules ecoinvent	2011

TABLEAU 27 – PRINCIPALES SOURCES DE DONNEES UTILISEES DANS LA MODELISATION D'ECOINVENT (v3.9.1)

E.2 DESCRIPTION DES MIX ELECTRIQUES RESIDUELS « MARKET-BASED » SELON LA METHODOLOGIE D'ECOINVENT

Le principe appliqué reprend la même logique de construction que pour l'approche Location-based mais le bouquet énergétique se base sur le mix résiduel domestique, tel qu'il est publié par AIB.

Les impacts de la transmission, de la transformation et de la distribution sont également considérés en tenant compte des infrastructures, des émissions directes lors du transport et de la transformation (émissions de N₂O, O₃, SF₆ etc.) et des pertes en électricité. Celles-ci sont compensées par la production d'un surplus d'électricité selon le mix résiduel domestique.

Ecoinvent renvoie à la méthodologie de Grexel (Antti Kuronen, 2020), utilisée par l'AIB, pour la méthode d'établissement du mix résiduel domestique.

E.3 COMPARAISON DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DES MIX GEOGRAPHIQUES VS. MIX RESIDUELS

Le tableau ci-dessous présente les impacts environnementaux des mix géographiques et des mix résiduels pour différents pays (pour la très haute tension) : Espagne (ES), France (FR), Allemagne (GB) et la Norvège (NO).

Ces pays ont été retenus compte tenu des enseignements issus du chapitre 0 : la Norvège est le plus gros exportateur de GO en Europe (hydroélectricité), l'Espagne est un pays exportateur de GO (d'origine éolienne, notamment) et l'Allemagne, en tant que principal importateur de GO. La France est également considérée compte tenu de la typicité de son mix électrique ayant une forte proportion d'électricité d'origine nucléaire.

Les résultats des mix géographiques sont présentés en base 100 et la différence pour les mix résiduels calculée en conséquence. Ces résultats sont issus de la caractérisation des inventaires de la base de données ecoinvent 3.9, avec la méthode EF 3.1 (les indicateurs de catégorie III/interim ne sont pas présentés).

EF3.1		ES High voltage Géo	ES High voltage Résiduel	FR High voltage Géo	FR High voltage Résiduel	DE High voltage Géo	DE High voltage Résiduel	NO High voltage Géo	NO High voltage Résiduel
Climate change total	CO2 eq	100	148	100	106	100	152	100	2 139
Climate change - Biogenic	kg CO2 eq	100	22	100	108	100	2	100	63
Climate change - Fossil	kg CO2 eq	100	150	100	106	100	154	100	2 199
Climate change - Land use and LU change	kg CO2 eq	100	3	100	61	100	10	100	38
Particulate matter	disease inc.	100	75	100	79	100	141	100	559
Acidification	mol H+ eq	100	84	100	91	100	168	100	2 034
Eutrophication, marine	kg N eq	100	100	100	98	100	191	100	1 777
Eutrophication, freshwater	kg P eq	100	102	100	86	100	48	100	1 928
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	100	99	100	98	100	174	100	1 693
Land use	Pt	100	67	100	129	100	84	100	1 003
Ozone depletion	kg CFC11 eq	100	190	100	117	100	194	100	2 999
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	100	116	100	98	100	191	100	1 782
Resource use, fossils	MJ	100	146	100	115	100	155	100	1 698
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	100	87	100	98	100	54	100	193
Water use	m3 depriv.	100	69	100	91	100	89	100	161
Ionising radiation	kBq U-235 eq	100	140	100	115	100	119	100	537

TABLEAU 28 – COMPARAISON DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ENTRE MIX GEOGRAPHIQUES ET MIX RESIDUELS

De manière globale, on observe sur ces 4 exemples que les mix résiduels se caractérisent par des impacts potentiels plus importants pour de nombreux indicateurs, notamment l'indicateur de changement climatique total. Ceci s'explique principalement par une proportion plus importante des énergies fossiles dans les mix résiduels (ES : 30% FO pour mix géo et 62% pour résiduel ; FR 6% géo 21% résiduel, DE 40% géo 88% résiduel, NO : <1% pour mix géo et 70% pour mix résiduel).

La figure suivante illustre la différence observée pour l'indicateur de changement climatique total, la Norvège est présentée séparément pour plus de visibilité sur le graphique.

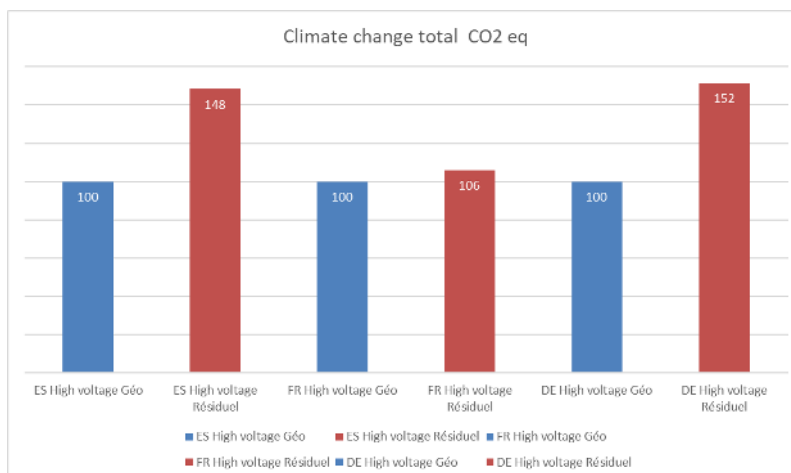


FIGURE 21 – COMPARAISON DES MIX GEOGRAPHIQUES (PRODUCTION) ET RESIDUELS POUR L'INDICATEUR DE CHANGEMENT CLIMATIQUE (EF3.1) POUR L'ESPAGNE (ES), LA FRANCE (FR) ET L'ALLEMAGNE (DE)

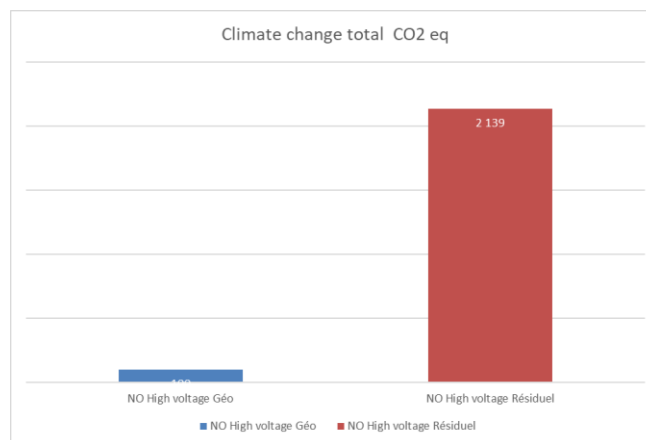


FIGURE 22 – COMPARAISON DES MIX GEOGRAPHIQUES (PRODUCTION) ET RESIDUELS POUR L'INDICATEUR DE CHANGEMENT CLIMATIQUE (EF3.1) POUR LA NORVEGE (NO)

Comme le montre le graphique précédent, le cas de la Norvège est beaucoup plus contrasté. Ceci s'explique principalement par le fait que la Norvège est le principal pays exportateur de GO européennes et que celles-ci sont issues de l'hydroélectricité en majeure partie (cf. section B.1.4). Ainsi, le mix géographique est composé à 95% d'électricité d'origine hydraulique et le mix résiduel à 70% d'énergie fossile.

L'indicateur de changement climatique d'origine biogénique évolue de manière fluctuante selon les pays. Ceci est principalement lié aux GO de l'électricité issue de la biomasse. On remarque toutefois que la contribution de ce sous-indicateur au changement climatique total est marginale pour ces 4 exemples. Cette variabilité ne semble donc pas constituer un enjeu important.

On constate une augmentation des impacts pour les autres indicateurs suivants : épuisement de la couche d'ozone, épuisement des ressources fossiles, formation d'ozone photochimique et émissions de radiations ionisantes qui traduisent notamment une proportion plus importante des énergies fossiles et de l'énergie nucléaire dans les mix résiduels.

L'indicateur d'occupation des sols est le second indicateur pour lequel on observe un positionnement variable selon les cas (en cours d'analyse à la date de rédaction du rapport intermédiaire) :

- Espagne : dans le mix géographique, la proportion d'électricité issue d'éoliennes, dont l'emprise au sol est plus forte, induit des résultats plus élevés pour cet indicateur. De plus, il y a une proportion plus importante de gaz par kWh dans le mix résiduel, qui a une emprise au sol faible.
- France : l'indicateur est influencé par la proportion d'électricité produite à partir de biomasse, qui est plus faible en proportion dans le mix géographique que dans le mix résiduel. Ceci sous-entend que l'électricité produite à partir de biomasse n'a pas fait l'objet d'émissions de GO. NB : dans le modèle LANCA, seules les occupations terrestres sont considérées donc il n'y a pas d'effet de l'hydroélectricité.
- Allemagne : l'indicateur est influencé par la proportion d'électricité produite à partir de biomasse : le mix géographique en comprend alors que le mix résiduel n'en comprend pas. Ce qui sous-entend que l'électricité produite à partir de biomasse a fait l'objet d'émissions de GO, contrairement à la France.
- Norvège : l'électricité issue de la biomasse est considérée dans les deux mix, mais celle-ci est complètement écrasée par la proportion d'hydroélectricité dans le mix géographique.

Un positionnement variable est observé pour les indicateurs suivants : émissions de particules, acidification, eutrophisation des eaux douces et terrestre, épuisement des ressources minérales et épuisement de la ressource en eau. Celui-ci est conditionné par les hypothèses et les données considérées pour la production des infrastructures et leurs opérations de fonctionnement mais également par la zone géographique de production et le niveau de stress hydrique correspondant, pour l'indicateur d'épuisement de l'eau.

Ces résultats montrent qu'il existe des différences entre les impacts d'un mix électrique géographique et d'un mix résiduel, mais celles-ci sont plus ou moins marquées selon le pays considéré. Les effets semblent plus notables pour les pays fortement dotés de moyens de production d'énergie renouvelable et fortement exportateurs de GO, comme la Norvège. On remarque, sur ces 4 exemples, des transferts d'impacts allant majoritairement vers une augmentation des impacts liés à la consommation d'énergie fossile et nucléaire pour les mix résiduels et avec une tendance variable pour les autres indicateurs.

F. RECOMMANDATIONS

F.1 RECOMMANDATIONS SELON LES OBJECTIFS ET LES CONTEXTES D'UTILISATION DES TRAVAUX ACV

La figure suivante illustre les principales recommandations pour l'application de l'approche Market-based dans les ACV, selon les principaux objectifs des études²⁵.

Ces recommandations sont détaillées dans les sections suivantes.

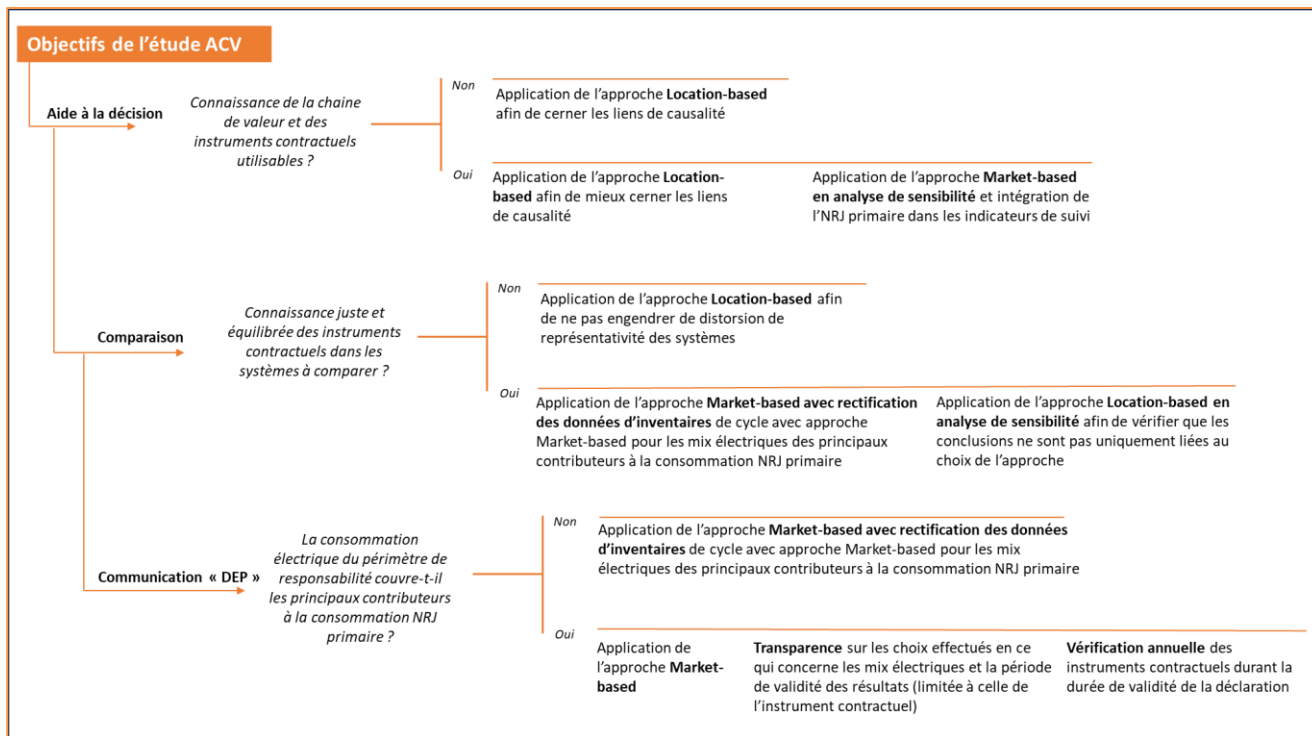


FIGURE 23 – SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS DE L'APPLICATION MARKET-BASED EN FONCTION DES OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

Si l'on se réfère à l'ILCD Handbook (European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability, 2010), les principaux types d'applications de l'ACV peuvent être synthétisés selon le tableau suivant :

Types de commanditaires	Types d'études ACV / objectifs	Exemples
Acteurs privés	Aide à l'innovation	Ecoconception travaux R&D sur de nouveaux produits / procédés / solutions
Acteurs privés	Aide à l'optimisation des produits et services	Eco-conception
Acteurs privés / publics	Aide aux choix de solutions	ACV comparative
Acteurs privés	Assertion comparative	ACV comparative
Acteurs privés / publics	Aide à la définition d'une trajectoire et à l'atteinte d'objectifs de réduction	Référentiel type SBTI
Acteurs privés	Communication environnementale	Déclaration Environnementale Produit
Acteurs publics	Aide à la décision pour les politiques publiques	Analyse de l'impact environnemental de technologies, de stratégies d'utilisation de matières premières, etc.

²⁵ On rappelle que dans le cadre de cette étude, seule l'application de l'approche Market-based des mix électriques dans les ACV dites attributionnelles est abordée

Types de commanditaires	Types d'études ACV / objectifs	Exemples
Acteurs publics	Développement de nouvelles réglementations	Identification de familles produits ayant le plus fort potentiel d'amélioration

TABLEAU 29 – PRINCIPALES APPLICATIONS DE L'ACV ATTRIBUTIONNELLE

▼ Ecoconception travaux R&D sur de nouveaux produits, nouveaux procédés

Par essence, les informations relatives à chaîne de valeur et aux conditions d'utilisation du produit ou du service sont encore peu voire non connues dans ce type d'études. Il semble donc difficilement imaginable de pouvoir appliquer une approche Market-based au risque d'appliquer systématiquement des mix électriques résiduels. Cette considération est d'autant plus vraie si l'on ne connaît pas les pays impliqués dans la chaîne de production et/ou le contexte géographique dans lequel le système étudié est en opération.

En outre, les ACV menées dans de tels contextes visent davantage à identifier les liens de causalité entre le système étudié et ses impacts potentiels sur l'environnement. L'approche Location-based apparaît plus adaptée pour répondre à ce besoin.

▼ Aide à l'optimisation de produits/services : ne pas regarder que le carbone

Une démarche d'éco-conception requiert de se baser sur une analyse multicritère afin d'identifier les transferts de pollution d'une étape du cycle de vie à une autre ou d'une catégorie d'impact à une autre.

Ainsi, une analyse monocritère, comme l'« empreinte carbone » selon l'ISO 14067, appliquant une approche Market-based (électricité avec GO) pour tout ou partie de ses approvisionnements en électricité, occulte les impacts liés à l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables. En effet, si une telle approche permet de réduire les résultats de l'empreinte carbone du système étudié, les transferts de pollution ne sont pas identifiés ni maîtrisés. En particulier, une telle approche ne permet pas de rendre compte du niveau de dépendance du système étudié aux énergies renouvelables.

Une lecture multicritère est donc requise pour ce type d'étude, d'autant plus lorsqu'une approche Market-based est utilisée pour les approvisionnements en électricité. Toutefois, les indicateurs actuellement calculables en ACV évaluent mal ou insuffisamment les impacts environnementaux qui peuvent être associés à l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables²⁶ mais également les contraintes de disponibilité des ressources énergétiques EnR afin de satisfaire tous les besoins. C'est notamment le cas pour les indicateurs d'impacts recommandés par le PEF.

Ainsi, si l'optimisation d'un produit ou d'un service requiert de réduire les intrants énergétiques, nous recommandons d'intégrer les paramètres liés à l'utilisation de l'énergie primaire (incluant l'énergie primaire renouvelable et non-renouvelable). Ces paramètres permettront d'identifier et de hiérarchiser les étapes du cycle de vie requérant une réduction des intrants énergétiques ainsi que de suivre les résultats des actions de réduction. La communication des résultats liés à la consommation d'énergie primaire permettra également de rendre compte des progrès accomplis. Cette recommandation rejoint pleinement les recommandations du GIEC en ce qui concerne la sobriété énergétique, condition indispensable pour limiter le changement climatique en plus du déploiement des énergies renouvelables (IPCC, 2023).

Enfin, on rappelle que la Commission européenne a reconnu la nécessité de réduire l'usage des ressources naturelles d'une part et réduire l'impact environnemental de cet usage de l'autre (European Commission, 2005). Ceci requiert donc de réduire l'intensité des flux physiques liés à l'exploitation et à l'utilisation des ressources, dont les ressources énergétiques. Or, actuellement l'approche Location-based semble être plus adaptée pour décrire les liens de causalité entre un système et les impacts potentiels sur l'environnement qu'il génère. L'approche Location-based est donc à privilégier pour répondre à ce type d'objectif.

²⁶ Enjeux de méthode mais également de complétude et de robustesse des données d'inventaires en l'état actuel des bases de données

▼ **Evaluations comparatives de produits/services concurrents (aide au choix d'une solution et assertions comparatives)**

L'application d'une approche Market-based pour la réalisation d'ACV comparatives soulève l'enjeu d'équivalence du niveau de connaissance de la chaîne de valeur des systèmes comparés et d'égalité de traitement. En effet, cette connaissance est possible pour le commanditaire de l'étude, pour sa solution, permettant ainsi de pouvoir considérer finement les instruments de marché aux différentes étapes du cycle de vie. En revanche, c'est rarement le cas pour le cycle de vie du système alternatif concurrent, objet de la comparaison. La nécessaire consistance de l'approche entre les deux systèmes pourrait induire l'application systématique de mix résiduels pour le système concurrent pour lequel l'accès à l'information est réduit, voire nul. Le risque majeur est alors d'induire une distorsion qui prive le résultat du système concurrent de son caractère représentatif, en le faussant systématiquement.

Si toutefois ce frein est levé et que les justifications sont apportées dans le rapport d'étude sur cet aspect, il apparaît nécessaire de vérifier que le positionnement observé entre les deux systèmes n'est pas alors uniquement lié à ce choix méthodologique. Une analyse de sensibilité basée sur une approche Location-based permettrait alors de confirmer les tendances observées ou au contraire, de ne pas pouvoir conclure sur la supériorité d'un système ou d'un autre du fait de la sensibilité des résultats à l'approche retenue. Si la supériorité est néanmoins démontrée quelle que soit l'approche retenue pour les mix électriques, la durée de validité des conclusions est conditionnée par la durée de validité des instruments contractuels utilisés pour l'électricité (GO/EAC) et donc par nature, limitée à un an en raison du recours fréquent à des instruments contractuels non engageants sur la durée. Ainsi, l'étude devra être mise à jour régulièrement ou bien les preuves d'achat des mêmes instruments contractuels que ceux utilisés dans l'étude initiale devront être apportées annuellement.

Par ailleurs, il est fortement recommandé de rectifier, autant que faire se peut, les inventaires des principaux contributeurs aux résultats avec des mix électriques Market-based afin de réduire au maximum l'hybridation de l'approche.

▼ **Communication environnementale basée sur l'ACV (ex : DEP/empreinte produits)**

Dans le cas où le référentiel utilisé autoriserait l'utilisation de l'approche Market-based sur le périmètre pour lequel le déclarant a le contrôle et/ou sur d'autres étapes, l'enjeu réside à réduire l'hybridation de l'approche en ce qui concerne les mix électriques. Il devient donc nécessaire d'identifier les procédés élémentaires pour lesquels une rectification des inventaires de cycle de vie basés sur des mix électriques Location-based avec des mix basés sur une approche Market-based. La méthode permettant d'identifier les besoins en rectification des inventaires devrait être définie au niveau des règles de catégories de produits.

A l'instar des exigences de certains opérateurs de programmes de déclarations environnementales, comme International EPD® System, l'application d'une approche Market-based est assujettie à un certain niveau de transparence en ce qui concerne les choix effectués : indication des étapes pour lesquelles des GO/EAC sont utilisées, information sur le modèle de production d'électricité choisi et sur le contenu en CO₂eq. par kWh, si la contribution de l'électricité est significative (seuil fixé à 30% des émissions de gaz à effet de serre pour International EPD® System, par exemple).

En raison du recours fréquent à des instruments contractuels non engageants sur la durée, la durée de validité des déclarations environnementales ne peut être limitée qu'à un an et requiert que les preuves d'utilisation des mêmes instruments soient apportées au vérificateur tous les ans pour maintenir la validité de la déclaration (en général durant 5 ans). Si une attestation sur l'honneur peut être fournie par l'entité déclarante pour attester de son engagement à poursuivre l'achat d'EAC/GO durant la période de validité de la déclaration environnementale, elle ne semble pas être suffisante à elle seule. En effet, certains aléas futurs ne peuvent être anticipés au moment de la publication de l'étude (modification de l'offre des fournisseurs d'électricité, changement de fournisseurs d'électricité, consentement à payer remis en question par une évolution non anticipable des prix des EAC ... par exemple).

Par soucis de probité, l'application d'une approche Market-based devrait être faite de manière globale pour l'ensemble des déclarations environnementales établies et ne pas concerner des cas spécifiques et ponctuels. Par exemple, dans le cas de déclarations environnementales couvrant une gamme de produits ou de services, l'application de GO/EAC sur un produit requiert d'appliquer la même approche Market-based pour les autres produits ou services. Cette réflexion doit être étendue à l'ensemble de la

communication environnementale de l'entité, sauf si des exigences méthodologiques imposent l'une ou l'autre approche²⁷. L'application de l'approche Market-based « *là où on le souhaite* » doit être proscrite.

Enfin, on rappelle que la communication d'informations environnementales doit porter sur un aspect environnemental significatif au regard des impacts générés par le produit (DGCCRF, 2015). Ainsi, l'utilisation d'électricité adossée à des attributs environnementaux à des étapes ayant une contribution faible aux impacts environnementaux doit amener le déclarant à faire un usage raisonnable d'une allégation relative à l'utilisation d'électricité contractuelle d'origine renouvelable et le conduire à l'élaboration un message proportionné à l'ampleur des actions menées et transparent.

▼ **Etudes d'aide à la décision de mise en place d'une nouvelle législation env. ou d'évaluation d'une politique env. existante** (Pouvoirs publics)

Pour ce type d'étude, l'application de l'approche Market-based pour les mix électriques semble complexe à mettre en œuvre, car elle requiert une connaissance fine de la localisation des différentes étapes du cycle de vie et des outils contractuels spécifiques à chacun des acteurs de la chaîne de valeur. Sans ce niveau d'information, le risque est une application exagérée des mix résiduels, privant alors l'analyse de son caractère représentatif.

Cette approche peut toutefois être envisagée dans des contextes particuliers : secteurs très concentrés, chaîne de valeur peu étendue d'un point de vue géographique, bien connue et/ou documentée et implantée dans des zones géographiques pour lesquels des données publiques de mix résiduels sont disponibles. Là encore, une rectification des mix électriques basés sur une approche Location-based est requise afin d'assurer un maximum de consistance au sein de l'analyse. En fonction des enjeux de l'étude et des conséquences potentielles, la participation d'un expert sur les marchés de l'électricité pourrait être nécessaire afin de garantir la pertinence des modèles électriques Market-based utilisés.

Compte tenu de l'importance des décisions qui pourrait en découler et des conséquences, il apparaît nécessaire de vérifier que les enseignements de l'étude ne sont pas sensibles à ce choix par la réalisation d'analyses de sensibilité basée sur des mix Location-based ²⁸.

▼ **Evaluation orientées Aide à la définition d'une trajectoire et atteinte d'objectifs de réduction**

Ce type d'application de l'ACV reprend les enjeux cités précédemment d'aide à l'optimisation et de communication environnementale. Ainsi, une approche Market-based permet potentiellement d'optimiser les résultats de son bilan environnemental, mais ne reflète pas nécessairement les progrès réalisés d'un point de vue de l'efficacité énergétique. L'approche Location-based apparaît plus adaptée pour répondre à ce besoin.

Les résultats obtenus avec une approche Market-based pourraient être présentés en information additionnelle.

Si l'atteinte des objectifs est conditionnée par une amélioration de l'efficacité énergétique, le suivi et la publication des paramètres liés à l'énergie primaire permettra de rendre compte des efforts consentis sur ce sujet.

²⁷ Par exemple, les programmes de déclarations environnementales peuvent avoir des exigences différentes selon les pays.

²⁸ On notera que pour ce type d'étude, une approche conséquentielle doit être également envisagée.

F.2 APPROCHE MARKET-BASED: CHOIX ET HIERARCHISATION DES MIX ELECTRIQUES - ORIENTATIONS GENERALES

En lien avec la section précédente, les applications qui sont les plus susceptibles de mettre en œuvre la méthode Market-based sont les applications de type Déclarations Environnementales Produits et de type Empreintes. Les recommandations ci-après concernent plus particulièrement ces applications.

F.2.1 ENJEUX METHODOLOGIQUES

La nécessité d'une cohérence méthodologique

La cohérence méthodologique (consistency) fait partie des attendus des normes générales ISO 14040 : 2006 et ISO 14044 : 2006 qui encadrent la réalisation d'ACV. Cela doit se traduire par des méthodes, des données, des hypothèses appliquées de manière cohérente tout au long d'une étude.

L'enjeu, le défi des double-comptages

La cohabitation des approches Market-based et Location-based dans une même étude engendre des incohérences de méthode et des risques de double-comptage de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

En application du principe de cohérence, la modélisation des consommations d'électricité « réseau » au sein d'une même étude ACV devrait, dans l'idéal, reposer sur une méthode unique, soit l'approche Market-based, soit l'approche Location-based.

En pratique, respecter strictement ce principe fondamental peut s'avérer difficile voire impossible dans le cas de travaux souhaitant opter pour l'approche Market-based. Toute étude ACV ayant un périmètre de type « cycle de vie » s'appuie sur des données secondaires provenant de bases de données d'inventaires dont les développeurs ont eux-mêmes fait des choix de modélisation de l'électricité. A date, les bases de données les plus communément utilisées (ex : ecoinvent, GaBi) modélisent l'électricité appelée dans leurs inventaires en ayant recours à l'approche Location-based.

Si une cohérence complète n'est pas atteignable, se pose la question de jusqu'où il convient d'aller pour adapter la modélisation de l'électricité lorsqu'une étude a recours à des jeux de données issus de base de données telles qu'ecoinvent ou GaBi. Dans tous les cas, il faudrait s'assurer que l'électricité des étapes concernées n'est pas un contributeur significatif dont les choix de modélisation peuvent influencer les résultats d'impacts.

Un autre aspect en lien avec les risques de double comptage est celui du choix du mix marché à considérer lorsqu'il n'est pas possible de revendiquer un instrument contractuel spécifique portant des attributs EnR. Ce chapitre formule des recommandations en ce sens et formule une position vis-à-vis de certaines préférences formulées par les méthodes PEF/OEF (*Mix total spécifique fournisseur / Supplier specific total electricity mix*) et le programme International EPD® system (*Mix résiduel fournisseur/ Residual electricity mix of the electricity supplier*).

L'enjeu, le défi de la juste représentation des choix contractuels individuels

Dans son principe, l'approche Market-based implique une singularisation par consommateur, sur la base des choix contractuels individuels, des profils d'impacts de l'électricité livrée par les réseaux électriques. Il est donc nécessaire de rendre compte de ces choix individuels si l'on souhaite atteindre une juste représentation. Cela implique toutefois d'accéder à des informations spécifiques pour des activités (consommatrices d'électricité) qui vont très au-delà de ce qui est sous le contrôle direct d'une entité souhaitant réaliser une étude ACV.

Lorsque la connaissance des choix d'achat individuels n'est pas accessible ou n'est pas recherchée, ce qui peut être fréquent pour les étapes qui ne sont pas sous contrôle d'une entité, il reste possible d'appliquer le mix résiduel. Ce choix permet d'éviter le risque de double comptage des EAC « EnR » mais *a priori* ne permet pas de représenter avec justesse les choix contractuels afférents aux étapes concernées.

Dans le cas particulier de l'étape d'utilisation, qui peut concerner une multitude de consommateurs et donc de cas individuels, Holzapfel et al. posent la question d'une alternative à l'utilisation des mix résiduels via leur proposition de recourir aux « Country-specific total supplier mix ». L'intérêt et les limites de cette proposition sont discutées dans la section dédiée à la phase d'utilisation.

F.2.2 ETAPES SOUS CONTROLE DE L'ENTITE REALISANT L'EVALUATION

S'agissant des étapes sous contrôle d'une entité, la mise en œuvre du logigramme décisionnel décrit en Figure 24 est recommandée.

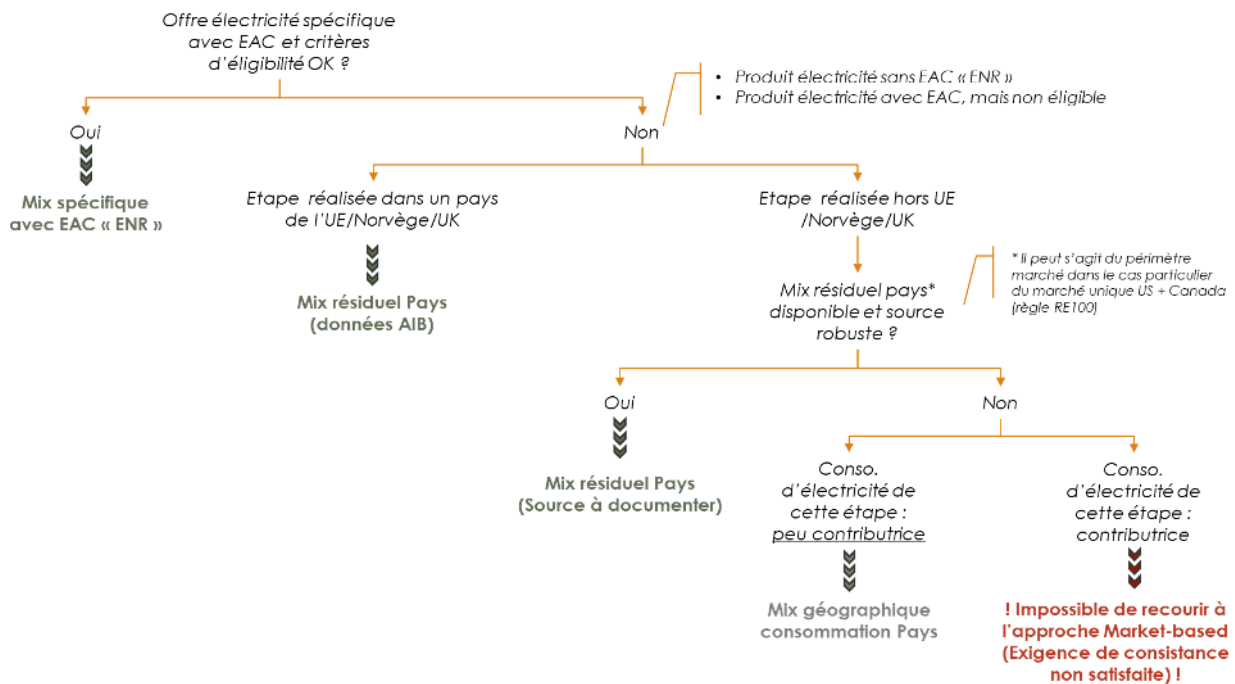


FIGURE 24 – APPROCHE MARKET-BASED : IDENTIFICATION ET HIERARCHISATION DES TYPES DE MIX A PRENDRE EN COMPTE - LOGIGRAMME DECISIONNEL POUR LES ETAPES SOUS CONTROLE DE L'ENTITE REALISANT L'ACV

Principes :

- Une offre d'électricité spécifique peut correspondre à un produit électricité « clé en main » ou à un produit électricité complété d'achat d'EAC non liés (conformément aux critères prévus à ce jour par les référentiels).
- Pour des raisons de consistance méthodologique, le recours à une modélisation de l'électricité basée sur un mix géographique doit être limité. Dans le cas des étapes sous contrôle, ces situations sont circonscrites à des étapes réalisées hors Europe et pour lesquelles les mix résiduels ne sont pas disponibles. Ce recours doit en outre être restreint à des étapes dont la consommation d'électricité est peu contributrice aux impacts environnementaux étudiés.
- Dans le cas des étapes sous contrôle, leur localisation est connue de l'entité réalisant les travaux. Il est attendu que la localisation géographique soit établie à l'échelle du ou des pays concerné(s).
- Si le produit électricité ne contient pas d'attributs contractuels permettant de revendiquer les moyens de production de l'électricité (ex : origine « EnR ») ou en cas de produit électricité ne satisfaisant par les critères d'éligibilité, le mix résiduel du pays doit être utilisé pour modéliser la consommation d'électricité de l'étape.
- ! Si les critères précédemment exposés ne sont pas remplis (cf. logigramme), l'exigence de consistance méthodologique n'est pas satisfaite et l'approche Market-based ne doit pas être mise en œuvre dans l'étude. L'étude doit alors être intégralement conduite selon une approche Location-based. !
- Cas particulier : si l'étape a lieu dans un pays ayant mis en place un traçage intégral (« full disclosure »), le profil spécifique du produit électricité du fournisseur doit en principe être appliqué. Du fait du traçage intégral, le mix résiduel est nul dans les pays concernés. A l'heure actuelle, ces cas concernent la Suisse et l'Autriche mais pourraient s'étendre à d'autres pays à l'avenir.
- Ce type de profil contractuel peut inclure tout type de source de production d'électricité et pas uniquement des sources EnR. Pour conduire cette modélisation, il est possible de s'inspirer des

recommandations de mise en œuvre exposées en section F.3.2). Si ce mix contractuel spécifique ne peut pas être modélisé, l'approche alternative – conservatrice – est de recourir au mix résiduel européen.

Caractère peu contributeur des étapes modélisées en Location-based

Pour essayer de satisfaire le mieux possible l'exigence de consistance méthodologique, le principe posé est celui de circonscrire le recours à une approche Location-based au sein d'une étude revendiquant mettre en œuvre une approche Market-based.

Pour cela, il est nécessaire de s'assurer que les étapes pour lesquelles il n'est pas possible d'utiliser autre chose qu'une modélisation Location-based de leur consommation d'électricité restent peu contributrices.

Cette appréciation doit être appréhendée non pas étape par étape concernée mais **en appréciant la contribution agrégée des étapes concernées, qu'il s'agisse d'étapes sous contrôle ou non de l'entité réalisant l'étude**. Cette contribution agrégée des électricités de ces étapes mérite d'être examinée au regard : i) des paramètres liés à la consommation d'énergie primaire et de la contribution de toutes les électricités à ces indicateurs de flux physiques, ii) des indicateurs d'impacts étudiés.

La méthodologie à mettre en œuvre, les valeurs seuils à satisfaire devraient idéalement être établies par les référentiels encadrant les DEP et les empreintes pour ce qui est des principes généraux, et les Product Category Rules (PCR, PEFCR) pour ce qui est des seuils et des consignes de mise en œuvre adaptées aux spécificités d'une catégorie de produits. L'amorce de démarche méthodologique présentée dans le cas d'étude (C.3.2.2) pourrait servir de base pour de tels travaux.

Si de telles règles n'existent pas ou ne sont pas encore disponibles au sein des PCR, alors le réalisateur d'une étude doit définir une approche et démontrer le caractère peu contributeur des étapes restant modéliser en Location-based

Remarques complémentaires :

- A l'heure actuelle, le mix résiduel européen est disponible ou non dans les bases d'ICV communément utilisées. La version 3.9.1 de la base de donnéesecoinvent n'inclut pas cet inventaire.
- Le mix résiduel européen ne doit pas être confondu avec l'European Attribut Mix ou EAM (disponible dansecoinvent 3.9.1) dont la signification est différente et qui constitue un intermédiaire de calcul pour établir les mix résiduels par pays.
- Actuellement, les principales bases de données d'inventaires de cycle de vie proposent des jeux de données de mix résiduels uniquement pour des pays de l'Union Européenne. Les chaînes de valeur de nombreux produits ou services étant bien souvent mondialisées, la mise à disposition d'inventaires de cycle de vie de mix résiduels représentatifs d'autres marchés (USA, Canada, Chine, Inde...) permettrait une application plus consistante de l'approche Market-based. Certaines bases de données telles qu'ecoinvent pourraient à l'avenir aller vers un tel élargissement²⁹.
- L'association I-REC a annoncé en juin 2023 avoir demandé à Norsus (Norwegian Institute for Sustainability Research) de développer une méthodologie de calcul des mix résiduels qui puisse être applicable aux pays émettant des certificats I-REC. Cette méthodologie n'est pas disponible à la date de rédaction de la présente étude. I-REC indique que cette méthodologie ne serait pas établie selon une méthode Issuance-based (méthode appliquée par l'AIB) mais selon une autre variante méthodologique. Ceci constitue un point d'attention en termes de consistance méthodologique.

²⁹ Entretien avec le Dr. Roland Hischier, responsable du service de recherche ALCA de l'EMPA et membre du Conseil d'Administration d'ecoinvent (novembre 2023)

Référentiels PEF/OEF

La règle de hiérarchisation établie par les méthodes PEF/OEF place en second choix³⁰ (*shall*) le recours à un « *Supplier-specific total electricity mix* ».

La méthodologie de construction d'un tel mix n'est pas explicitée. Son intitulé laisse penser qu'il pourrait résulter d'un mix des offres « produit électricité » proposées par un fournisseur donné, certaines offres pouvant revendiquer des EAC et d'autres non ou encore plusieurs offres pouvant inclure des EAC mais selon des proportions différentes (ex : 50% EnR, 100% EnR).

Il apparaît discutable d'appliquer ce type de mix à des consommateurs qui auraient souscrit des offres sans EAC auprès d'un fournisseur. En effet, ce choix méthodologique ne permet pas de satisfaire le besoin d'éviter les double-comptages.

Holzapfel et al. ont une analyse similaire : « *If the supplier-specific total electricity mix, which should be used if no supplier-specific electricity product is available, is calculated according to the same method as the country-specific total supplier mix [...], it would also include exclusively claimed electricity products, which would hence be double counted* ».

Position de cette étude : ne pas inclure ce type de mix dans la hiérarchie à mettre en œuvre.

Programme International EPD® system

La règle de hiérarchisation établie par le programme International EPD® system place en second choix (*shall*) le recours à un « *Residual electricity mix of the electricity supplier* ».

La méthodologie de construction d'un tel mix n'est pas explicitée. Dans le cas de l'Europe, notre compréhension est que la réglementation fait obligation aux fournisseurs d'électricité de calculer leur mix fournisseur en se fondant exclusivement sur le mix résiduel (pays) et sur les garanties d'origine utilisées. Notre compréhension est donc que pour une implantation géographique donnée, le mix résiduel fournisseur et le mix résiduel pays seront identiques.

Pour d'autres régions du Monde, le manque de visibilité sur la construction de ce type de mix ne permet pas de conduire une réelle analyse critique.

Position de cette étude : sans davantage d'éléments explicatifs concernant la pertinence de ce type de mix, proposition de ne pas l'inclure dans la hiérarchie à mettre en œuvre.

F.2.3 PHASE D'UTILISATION

Éléments de contexte

Selon les objectifs d'une étude et la nature du produit ou service étudié, les frontières peuvent comprendre l'étape d'utilisation de ce produit ou service. Cette utilisation peut impliquer une consommation d'électricité.

Pour des raisons de consistance méthodologique, cette étape doit être modélisée selon un mix marché et non selon une approche géographique. Se pose cependant la question du ou des mix à considérer.

Dans leur publication « *Electricity accounting in life cycle assessment : the challenge of double counting* », Holzapfel et al. interrogent le choix d'appliquer un mix résiduel (voir section C.3.1). Ils soulignent, à juste titre, que recourir à un mix résiduel pourrait conduire à une surestimation de l'impact de la phase d'utilisation car cela revient à négliger le fait que des consommateurs d'électricité peuvent disposer d'instruments contractuels permettant de revendiquer de l'électricité produite à partir d'EnR.

Ces auteurs proposent en choix alternatif de recourir au mix total des fournisseurs d'un pays (Country specific Total Supplier Mix, TSM). Pour un pays donné, ce mix correspond au volume d'électricité de sa consommation ; il est obtenu en additionnant son mix résiduel et les garanties d'origine utilisées

³⁰ Le premier choix étant un produit « électricité » spécifique avec certificats EAC éligibles

(« annulées ») dans ce pays (celles-ci pouvant avoir été émises dans le pays ou dans d'autres territoires dans le cadre du marché européen des garanties d'origine).

Selon les pays européens, le profil du Total Supplier Mix peut notablement se distinguer du mix résiduel. Comme l'illustre le Tableau 30, c'est particulièrement le cas des pays dans lesquels des consommateurs d'électricité ont fortement recours à l'achat de garanties d'origine.

gCO ₂ /kWh (source AIB)	Residual Mix	Total Supplier Mix	Production Mix
France	124,96	107,25	53,57
Allemagne	684,03	186,32	387,63
Norvège	502,31	408,63	7,23
Pays-Bas	438,97	172,93	296,34

TABLEAU 30 – CONTENU CO₂ PAR KWh DU MIX RESIDUEL, TOTAL SUPPLIER MIX ET MIX PRODUCTION POUR QUELQUES PAYS ET POUR L'ANNEE 2022 (AIB, 2023)

Le TSM reposant sur la consommation d'électricité totale d'un pays, il englobe aussi bien des consommations des particuliers, que celles des entreprises des secteurs industriels, des activités tertiaires, etc. Or il est possible que les profils moyens d'achat propres à ces différents types de consommateurs soient différents. Selon les territoires et mêmes les années, le profil global du TSM pourrait par exemple d'être davantage influencé par les garanties d'origine achetées par les acteurs économiques que par les décisions d'achat des ménages, notamment en raison des démarches de reporting des entreprises.

Le recours à ce type de mix ne permet donc pas de s'affranchir d'un risque de double comptage des certificats EnR³¹.

Proposition d'une modélisation par scénarios

Un des arguments des promoteurs de l'approche marché est que cette approche à une forte valeur « décisionnelle » et qu'elle responsabilise les consommateurs d'électricité quant à leurs choix d'achat individuels.

Dans cette logique, il peut s'avérer pertinent de rendre compte de l'influence que diverses postures d'achat peuvent avoir sur les résultats d'une évaluation plutôt que de vouloir représenter un profil d'utilisation moyen, de surcroît difficile à établir ; l'intérêt pédagogique semble supérieur vis-à-vis des utilisateurs destinataires de l'évaluation.

Dans le cas particulier de la phase d'utilisation, une alternative à l'emploi d'un mix résiduel serait de procéder par scénarios. Dans le cadre d'empreintes produit ou de DEP, la phase d'utilisation pourrait être déclinée selon un profil d'utilisation « offre électricité, 100% certificat EnR » et un profil « offre électricité, 0% certificat EnR (mix résiduel) par exemple. Il est également possible de représenter un mix de ces profils si des données permettant de restituer les orientations d'achats des consommateurs sont raisonnablement accessibles.

Dans le cas d'une faible contribution de la phase d'utilisation aux résultats d'impacts environnementaux, ceci quel que soit le profil contractuel d'achat considéré lors de cette étape, il serait alors acceptable de simplifier la modélisation en utilisant le mix résiduel du pays.

Période temporelle

Une autre question relative à la phase d'utilisation est celle de la période temporelle à représenter, certains produits ayant une longue durée d'usage. Une recommandation possible est de chercher à représenter une année « actuelle » d'utilisation d'un objet à longue durée de vie³², pour laquelle les instruments contractuels sont susceptibles d'exister, plutôt que de vouloir établir des valeurs d'impacts à l'échelle de l'ensemble de la durée d'usage du produit. Le corollaire de ce choix sera de mettre à jour les résultats d'impacts de façon à tenir compte des évolutions du mix électrique devant représenter la phase d'utilisation.

³¹ S'ajoute à cela, un enjeu pratique, à savoir la disponibilité ou non des Total supplier mix des pays européens dans les bases de données ACV.

³² Le reste du cycle de vie du produit étant ramené à cette période de temps via le choix de l'unité fonctionnelle.

F.2.4 AUTRES ETAPES N'ETANT PAS SOUS CONTROLE DE L'ENTITE

S'agissant des autres étapes qui ne sont pas sous le contrôle d'une entité, la mise en œuvre du logigramme décisionnel présenté en Figure 25 et Figure 26 est recommandée.

Principes :

- Pour certaines étapes non contrôlées par une entité, celle-ci peut néanmoins avoir conduit un recueil de données auprès de fournisseurs, partenaires, et ainsi disposer d'informations spécifiques à leurs choix contractuels individuels concernant leur consommation d'électricité.

Le logigramme décrit précédemment pour les étapes sous contrôle est applicable à ces situations.

- Pour des raisons de consistance méthodologique, le recours à une modélisation de l'électricité basée sur un mix géographique doit être limité. Dans le cas des étapes qui ne sont pas sous contrôle d'une entité, ces situations sont circonscrites :
 - à des étapes dont la représentation géographique est approximative et se réfère aux grandes régions du Monde (ex : Europe, Asie, etc.).
Précisons que les mix résiduels ne sont pas pertinents à ces mailles géographiques, exception faite des marchés uniques des énergies renouvelables contractuelles relatifs à l'Europe et à l'Amérique du Nord.
 - à des étapes réalisées dans les pays non européens bien identifiés mais pour lesquels les mix résiduels ne sont pas disponibles.

Ce recours doit en outre être restreint à des étapes dont la consommation d'électricité est peu contributive aux impacts environnementaux étudiés (voir encadré en section F.2.2).

- ! Si les critères précédemment exposés ne sont pas remplis (cf. logigrammes), l'exigence de consistance méthodologique n'est pas satisfaite et l'approche Market-based ne doit pas être mise en œuvre dans l'étude. L'étude doit alors être intégralement conduite selon une approche Location-based. !
- Cas particuliers : si l'étape a lieu dans un pays ayant mis en place un traçage intégral (« full disclosure »), le profil spécifique du produit électricité du fournisseur doit en principe être appliqué. Accéder à ses informations spécifiques peut toutefois s'avérer difficile, voire impossible. Du fait du traçage intégral, le mix résiduel est nul dans les pays concernés et ne constitue donc pas une option de modélisation. Il est alors nécessaire de procéder par approximation, deux approches étant envisageables : recourir au Total Supplier Mix du pays concerné (cela suppose toutefois qu'il soit disponible dans les bases de données ACV), ou recourir au mix résiduel de la zone Europe.

Remarques complémentaires :

- La modélisation des étapes qui ne sont pas sous le contrôle d'un déclarant devrait être l'objet d'efforts de collecte de données relatives à l'électricité lorsque l'approche Market-based est mise en œuvre, ceci :
 - En sollicitant les acteurs de la chaîne de valeur : le recours aux données spécifiques de ces tiers améliore la juste représentation des instruments contractuels de l'électricité pour les étapes concernées
 - En améliorant la précision des données de locations géographiques, notamment pour les données génériques issues des bases de données. Ce type de travail peut limiter le recours aux mix géographiques et le risque afférent d'inconsistance méthodologique.

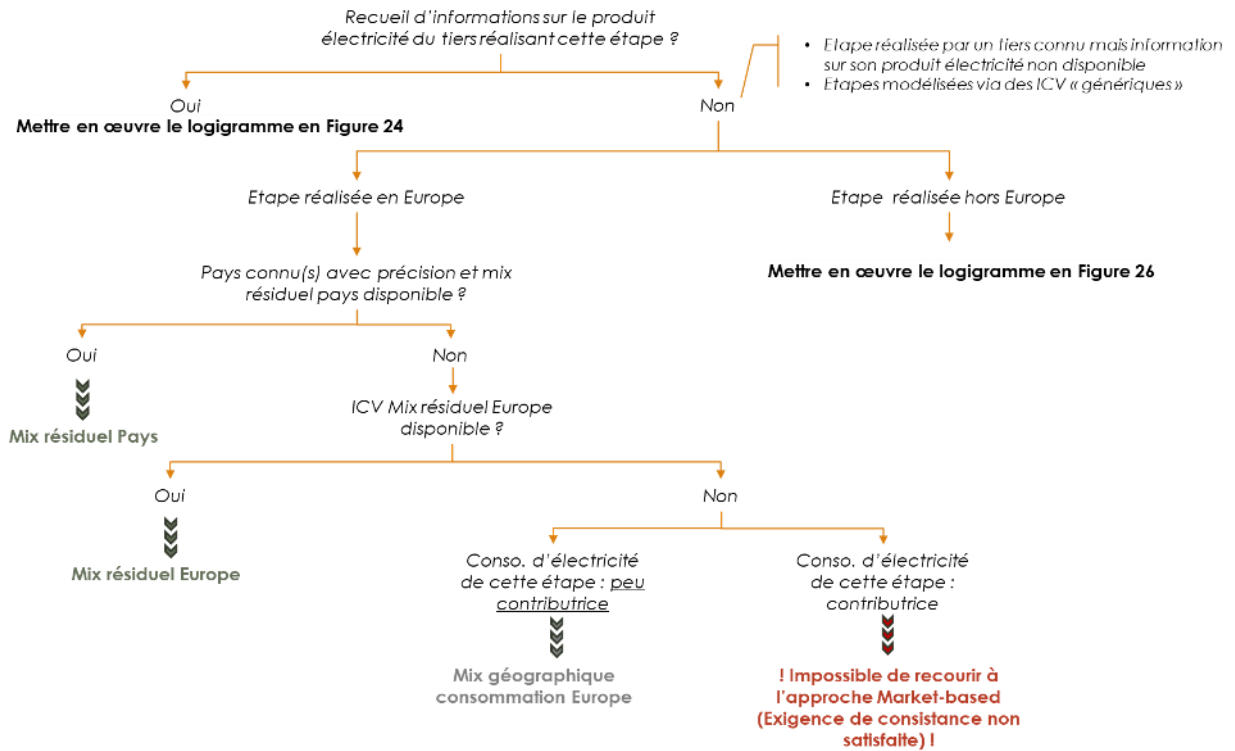


FIGURE 25 – APPROCHE MARKET-BASED : IDENTIFICATION ET HIERARCHISATION DES TYPES DE MIX A PRENDRE EN COMPTE - LOGIGRAMME DECISIONNEL POUR LES ETAPES N'ETANT PAS SOUS CONTROLE DE L'ENTITE REALISANT L'ACV [1/2]

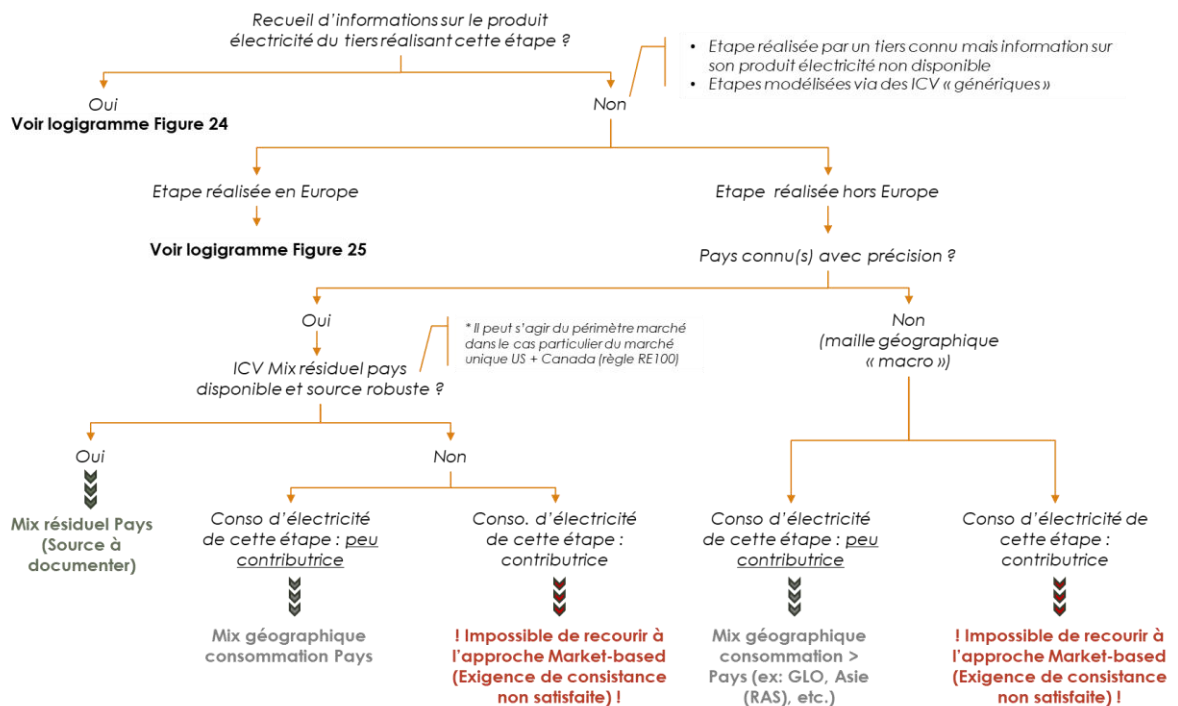


FIGURE 26 – APPROCHE MARKET-BASED : IDENTIFICATION ET HIERARCHISATION DES TYPES DE MIX A PRENDRE EN COMPTE - LOGIGRAMME DECISIONNEL POUR LES ETAPES N'ETANT PAS SOUS CONTROLE DE L'ENTITE REALISANT L'ACV [1/2]

F.2.5 IMPACTS EVITES ASSOCIES A LA FIN DE VIE DES PRODUITS ET DECHETS DE PRODUCTION

Le périmètre de certaines études peut inclure la prise en compte d'impacts évités grâce au recyclage ou à la valorisation énergétique lors de la fin de vie des produits objet de l'évaluation (ex : Empreinte PEF).

Comme l'a montré la revue des référentiels préconisant l'utilisation de l'approche Market-based, aucun d'entre eux n'aborde les principes de modélisation de l'électricité évitée en lien avec la valorisation énergétique et le recyclage.

Pourtant, la modélisation de l'électricité évitée soulève des questions méthodologiques particulières, voire ardues.

- Certains produits, objets d'une DEP ou d'une empreinte, sont des produits à moyenne voire à longue durée de vie, leur orientation vers une valorisation énergétique, un recyclage, une valorisation matière survenant de nombreuses années après leur production : comment rendre compte d'une électricité contractuelle pour des horizons temporels lointains³³ ? est-ce même possible ?

Certains référentiels ont pour principe d'appliquer un scénario de fin de vie actuel et/ou de définir des scénarios types (mais toujours basés sur l'état actuel). Si les performances (ex : taux de recyclage, taux de valorisation énergétique) sont établies sur des bases actuelles, il n'en reste pas moins que la fin de vie effective aura lieu dans le futur, les outils contractuels de l'électricité n'étant pas connus pour ce type d'horizon sauf engagement contractuel sur le long terme.

- La gestion des produits arrivant en fin de vie est généralement mutualisée à l'échelle des acteurs d'un territoire ou d'un pays (ex : filières REP), elles font donc intervenir une multiplicité d'intervenants : parc national d'incinérateurs, pool de recycleurs, etc.
- De la même façon, les matières qui seraient évitées par la production de matières recyclées sont susceptibles d'être produites par une multitude d'acteurs situés dans plusieurs grandes régions du Monde en raison du caractère international des marchés. Sauf exception, il n'est pas imaginable d'identifier précisément les acteurs qui auraient pu produire cette matière vierge. Certains peuvent avoir pour pratique d'acheter de l'électricité avec des EAC « EnR », d'autres non. Dans une telle situation, quel mix marché considéré pour l'électricité évitée du fait de la non-production de matière vierge ?

Un sujet de préoccupation est le risque de biais qui peut découler de l'utilisation de l'approche Market-based : en phase de production, on pourrait modéliser une matière dont la production est électro-intensive avec une électricité contractuelle basée sur des attributs EnR. En cas d'orientation de cette matière en recyclage lors de sa fin de vie, les bénéfices apportés par l'évitement d'une matière vierge équivalente pourraient reposer sur une modélisation faisant appel au mix résiduel, aucune information spécifique n'étant accessible sur cette matière évitée (on maximise alors les bénéfices, au moins sur l'effet de serre par rapport à un profil avec attributs EnR). Pour autant, cette matière évitée pourrait être produite par des acteurs, certes difficilement identifiables, ayant recours à de l'électricité contractuelle basée sur des attributs EnR.

- Dans le cas de produits à courte durée de vie et faisant l'objet d'une valorisation énergétique en incinération, le recours à un mix résiduel pour représenter l'électricité évitée ne semble pas adéquat. L'électricité générée par les incinérateurs est injectée sur le réseau. De plus, elle est susceptible d'être consommée par tous types de consommateurs des réseaux moyenne et basse tensions. Un pis-aller pour représenter cette électricité évitée pourrait être le Mix Total fournisseurs du pays qui représente le profil contractuel moyen à l'échelle de l'ensemble des consommateurs d'un réseau national, mais cela reste à discuter.

Il nous semble qu'il n'y a pas de réponse évidente à ces diverses questions. Dans tous les cas, le choix d'un mix résiduel pour représenter ces électricités évitées nous semble inadéquat. Il est de nature à maximiser les impacts évités de l'électricité sans réel fondement.

³³ La difficulté à représenter de manière appropriée les mix électriques à des horizons de temps lointain se pose également pour l'approche Location-based. Des mix prospectifs, s'ils existent, ne sont a priori pas disponibles « clés en main » dans les bases de données ACV communément utilisées.

Plus généralement, ces questionnements nous interrogent sur la pertinence d'un recours à une approche Market-based pour des évaluations tenant compte des impacts évités grâce au recyclage ou à la valorisation énergétique (qui vont influencer les phases de fin de vie et de production). Notre questionnement est par ailleurs renforcé par le fait que les enjeux de circularité des matières sont amenés à prendre de l'importance et donc à influencer sensiblement les résultats d'impacts des études concernées.

Nous encourageons les concepteurs des référentiels préconisant l'approche Market-based à s'emparer de ces enjeux posés par la prise en compte de l'électricité évitée (via recyclage, valorisation énergétique, prise en compte des coproduits par substitution) et à élaborer des propositions méthodologiques argumentées pour discussion.

F.2.6 CONSISTANCE D'APPLICATION A L'ECHELLE D'UNE ORGANISATION

Par soucis de probité, l'application d'une approche Market-based devrait être faite de manière globale et homogène pour l'ensemble des déclarations environnementales établies par une organisation et non sélectivement pour des cas spécifiques ou ponctuels. Par exemple, dans le cas de déclarations environnementales couvrant une gamme de produits ou de services, la revendication de GO/EAC sur un produit d'une organisation requiert d'appliquer la même approche Market-based pour les autres produits ou services de cette organisation.

Cette réflexion doit être étendue à l'ensemble de la communication environnementale de l'entité, sauf si des exigences méthodologiques imposent l'une ou l'autre approche³⁴.

Une application sélective « *là où on le souhaite* » de l'approche Market-based revient à faire du « cherry picking » et doit être proscrite.

³⁴ Par exemple, les programmes de déclarations environnementales peuvent avoir des exigences différentes selon les pays.

F.3 MIX CONTRACTUELS SPECIFIQUES AVEC EAC (APPROCHE MARKET-BASED) : RECOMMANDATIONS DE MISE EN ŒUVRE

F.3.1 CRITERES D'ELIGIBILITE DES INSTRUMENTS CONTRACTUELS SPECIFIQUES

La revue des référentiels de quantification environnementale a permis d'identifier la nature des critères d'éligibilité devant être satisfaits pour pouvoir revendiquer, dans le cadre d'une approche market-based, un mix électrique contractuel spécifique basé sur les technologies de production EnR.

L'analyse des référentiels et des points de vue des acteurs a également mis en évidence les enjeux suivants :

- Certains critères d'éligibilité sont peu contraignants à date et peuvent être l'objet de débats et de points de vue contradictoires. Cela concerne en particulier la nature des instruments contractuels éligibles ainsi que les attendus en termes de concordance temporelle entre l'électricité physique consommée et la revendication contractuelle
- Pour certains critères, les consignes de mise en œuvre sont sommaires : elles ne sont pas toujours éclairantes et peuvent présenter des difficultés d'interprétation.

En réponse à ces enjeux, cette étude formule différentes recommandations en ce qui concerne : i) la mise en œuvre de certains critères d'éligibilité, ii) les informations qu'il serait souhaitable de restituer dans un souci de transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation.

- ▼ **Nature des attributs environnementaux** devant être portés par les instruments contractuels revendiquant une origine EnR de l'électricité

Mise en œuvre |

Pour qu'un instrument contractuel soit éligible, la nature des attributs environnementaux doit être adaptée au contexte de l'évaluation.

A unité déclarée équivalente (par exemple, un kWh basse tension), les différentes technologies EnR sont susceptibles de présenter des ordres de grandeur de résultats d'impacts différents pour les indicateurs d'impacts mid-points communément utilisés en ACV en raison de leurs spécificités en termes de conception (y compris bill of materials orienté « métaux »), d'infrastructures, d'occupation des sols, etc.

Dans le cadre d'évaluations multicritères et en cycle de vie, les informations attendues sont donc relatives **aux technologies de production EnR concernées** et à leurs locations géographiques.

Dans le cas de l'Europe, ces attendus, qu'il s'agit de la technologie de production ou du pays d'émission, font partie des informations devant être rattachées aux garanties d'origine. Les fournisseurs d'électricité ainsi que les fournisseurs d'attributs non liés devraient donc être en capacité de mettre ces informations à disposition de leurs clients.

Un instrument revendiquant une origine EnR de l'électricité en ayant recours à des EAC mais ne permettant pas de connaître les moyens technologiques sous-jacents, devrait donc être considéré comme ne satisfaisant pas ce critère pour les évaluations multicritères.

De la même façon, un attribut environnemental consistant uniquement en un facteur d'émissions de gaz à effet de serre ne satisfait pas les besoins d'une évaluation ACV multicritère.

Concernant la technologie, la granulométrie minimale recommandée est de pouvoir distinguer les grandes familles technologiques des EnR : éolien, solaire, hydroélectrique, géothermique, biomasse, etc. Pour cela, il est possible de s'appuyer sur la codification proposée par la norme EN 16325+A1 « Garanties d'origine liées à l'énergie - Garanties d'Origine de l'électricité ».

L'obtention d'informations plus fines permettant de préciser le mix par sous-catégories d'une même famille technologique constitue un plus (ex : distinction éolien onshore, éolien offshore).

Dans le cas de marchés supranationaux (Europe et Amérique du Nord), la recommandation est de pouvoir spécifier le ou les pays d'émission des EAC revendiquées par famille technologique.

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation |

Dès lors qu'une étape, un procédé, etc, intervenant dans une évaluation donnée fait appel à un mix contractuel spécifique revendiquant des EnR, il est recommandé que le rapport de restitution rende compte des attributs environnementaux effectivement revendiqués et précise la ou les sources d'informations ayant permis d'établir ces informations.

▼ Propriété unique des attributs

Mise en œuvre |

Lorsque les achats d'EAC revendiqués concernent d'autres zones que l'Europe et les Etats-Unis qui sont des régions dotées d'un système à certificat unique, il est nécessaire pour le réalisateur d'une étude de faire la démonstration de la propriété unique des attributs EnR revendiqués.

Si le pays dans lequel les EAC sont achetés est également doté d'un système à certificat unique, il convient alors d'apporter la justification de cette caractéristique.

Si le pays dans lequel les EAC sont achetés dispose d'un système à certificats multiples, cette situation ne permettant pas de garantie *de facto* la propriété unique des attributs. Il convient alors de démontrer que tous les attributs environnementaux sont bien détenus par l'entité souhaitant les revendiquer et qu'ils ne sont pas susceptibles d'être détenus par d'autres acteurs.

Ressources (liste indicative)

Les investigations à réaliser peuvent utilement s'appuyer sur les ressources documentaires et l'expertise de structures telles l'International REC Standard Foundation ou l'initiative RE100.

L'I-REC publie notamment des « country assessment report » qui peuvent apporter des informations utiles qui le risque de double-comptage dans les pays concernés (<https://www.irecstandard.org/documents/>)

L'initiative RE100 a publié en 2020 un Technical Assessment report portant sur les Green Electricity Certificates en Chine.

En juillet 2023, l'Asia Pacific Energy Research Centre (APEREC) a publié un rapport sur les systèmes EAC dans six pays d'Asie du Sud Est (https://aperc.or.jp/file/2023/7/19/Renewable_Energy_Certificates-RECs-in_Six_APEC_Southeast_Asia_Economies.pdf).

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation |

Dès que les instruments contractuels concernent les pays en dehors de l'Europe et des US, le rapport d'étude doit restituer les informations permettant de démontrer que ce critère est rempli.

Cette transparence est attendue pour les activités sous contrôle de l'entité réalisant l'évaluation ainsi que pour celles placées sous la responsabilité d'autres acteurs de sa chaîne de valeur.

▼ Absence de double-revendication des attributs

Concernant ce critère, les référentiels posent le principe que l'instrument contractuel utilisé doit être le seul instrument portant la revendication de l'attribut environnemental associé à la quantité considérée d'électricité produite. De plus, les attributs doivent faire l'objet d'un suivi et d'un rachat, d'un retrait ou d'une annulation par ou au nom de l'entreprise.

Mise en œuvre |

En Europe, un ensemble de règles (règles EECS, norme EN 16325) permet d'assurer que les garanties sont émises, transférées et utilisées selon des procédures fiables.

Si les instruments contractuels concernent les pays situés en dehors de l'Union européenne, il est recommandé de s'assurer qu'il existe des règles et systèmes en place pour assurer que le critère d'absence de double revendication est respecté.

Les critères « Exclusive ownership (no double counting) of attributes » et « Exclusive claims (no double claiming) on attributes » établis par l'initiative RE100 peuvent constituer un point d'appui utile pour évaluer le respect de cette exigence (cf. RE100 Technical criteria, Décembre 2022).

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation |

Il est recommandé de restituer dans le rapport les éléments recueillis permettant de documenter le respect de ce critère. Cette transparence est attendue pour les activités sous contrôle de l'entité réalisant l'évaluation ainsi que pour celles placées sous la responsabilité d'autres acteurs de sa chaîne de valeur.

▼ Nature des instruments contractuels acceptés

Ce critère est relatif aux instruments de marché porteurs d'attributs EAC qui sont acceptés dans le contexte d'une approche market-based. Il s'avère être non contraignant en l'état actuel des référentiels examinés, tous les types d'instruments contractuels étant éligibles.

Au niveau européen, la méthode de calcul des mix résiduels mise en œuvre par l'AIB ne fait pas de différenciation selon que les garanties d'origine soient *in fine* rattachées à tel ou tel type d'instrument contractuel.

La revue du point de vue des acteurs montre que certains instruments font davantage débats que d'autres, notamment les instruments les moins-disants en terme d'additionnalité et d'engagement dans le temps. En particulier, des points de vue contrastés sont exprimés en ce qui concerne les EAC non liés (unbundled EAC).

La question de restreindre ou non la nature des instruments contractuels soulève des questions de méthodologies et de choix de valeurs³⁵ (« value choice » au sens de l'ISO 14044 :2006) qui appelle à un processus décisionnel à conduire à une large échelle (UE, ISO, gouvernance du GhG Protocol, etc.).

En raison des débats suscités par cet enjeu, il est en revanche légitime, dans le cadre de cette étude, d'encourager à la transparence.

Mise en œuvre |

Pour ce critère, les règles actuelles édictées par les référentiels sont non contraignantes et ne posent pas de difficulté de mise en œuvre. Elles n'appellent pas de recommandation particulière.

Une révision des règles est hors du champ de cette étude.

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation |

Il est recommandé de restituer dans le rapport d'évaluation la nature des instruments contractuels utilisés pour revendiquer l'origine technologique de l'électricité. Le recours à des EAC non liés doit être explicite.

Certains instruments, tels que les PPA, il peut être intéressant d'exposer au lecteur leurs caractéristiques clés (durée d'engagement, PPA physique versus virtuel, greenfield versus brownfield, etc.).

Cette transparence est attendue pour les activités sous contrôle de l'entité réalisant l'évaluation ainsi que pour celles placées sous la responsabilité d'autres acteurs de sa chaîne de valeur.

▼ Concordance spatiale entre l'électricité physique consommée et la zone d'émission des attributs revendiqués

Mise en œuvre |

Ce critère impose la nécessité d'une concordance spatiale entre les EAC rattachées aux instruments contractuels et les consommations physiques d'électricité auxquelles ils sont appliqués.

³⁵ Les instruments contractuels de l'électricité ne permettent de revendiquer une traçabilité physique. Selon l'ISO 14044, §4.1.8, la méthode ACV accorde la priorité à l'approche scientifique et aux sciences de la nature. En cas d'impossibilité, il est possible d'opter pour d'autres approches scientifiques (inspirées, par exemple, des sciences économiques et sociales) ou de se référer aux conventions internationales. Des décisions fondées sur des choix de valeurs peuvent intervenir en cas d'absence de base scientifique ou lorsque aucune justification basée sur d'autres approches scientifiques ou sur des conventions internationales n'est possible.

Cette concordance s'évalue à l'échelle du marché des EAC, cette échelle pouvant poser des enjeux d'interprétation pour les « grands » marchés.

Dans le cas de l'Europe, cette zone géographique dispose en effet de réseaux interconnectés. Par ailleurs, l'Europe s'est dotée d'un système européen des certificats d'énergie (European Energy Certificate System - "EECS") permettant des échanges de garanties d'origine entre pays de l'Espace Economique Européen (EEE).

Afin de disposer de règles claires et reconnues, la recommandation est de se conformer aux critères établis par l'initiative RE100 en ce qui concerne l'Europe (RE100 Technical criteria – 12 décembre 2022).

Selon ces règles, les pays constituent des marchés distincts pour les attributs « EnR », à l'exception du marché unique de l'UE et du marché unique des États-Unis et du Canada.

Les pays d'Europe qui remplissent toutes les conditions suivantes sont considérés comme formant un marché unique de l'électricité renouvelable :

- Le pays fait partie du marché unique de l'UE ;
- Le pays est membre de l'AIB ;
- Le pays dispose d'une connexion avec le réseau d'un autre pays répondant aux deux premières règles.

Un pays ne remplissant pas ces critères doit être considéré comme un pays individuel. C'est par exemple le cas à ce jour pour la Bulgarie (non membre de l'AIB), la Pologne (non membre de l'AIB), la Roumanie (non membre de l'AIB), le Royaume-Uni (non membre de l'AIB et ne fait pas partie du marché unique).

Afin de connaître le statut des différents pays, il convient de se référer à l'Annexe B des critères techniques de RE100.

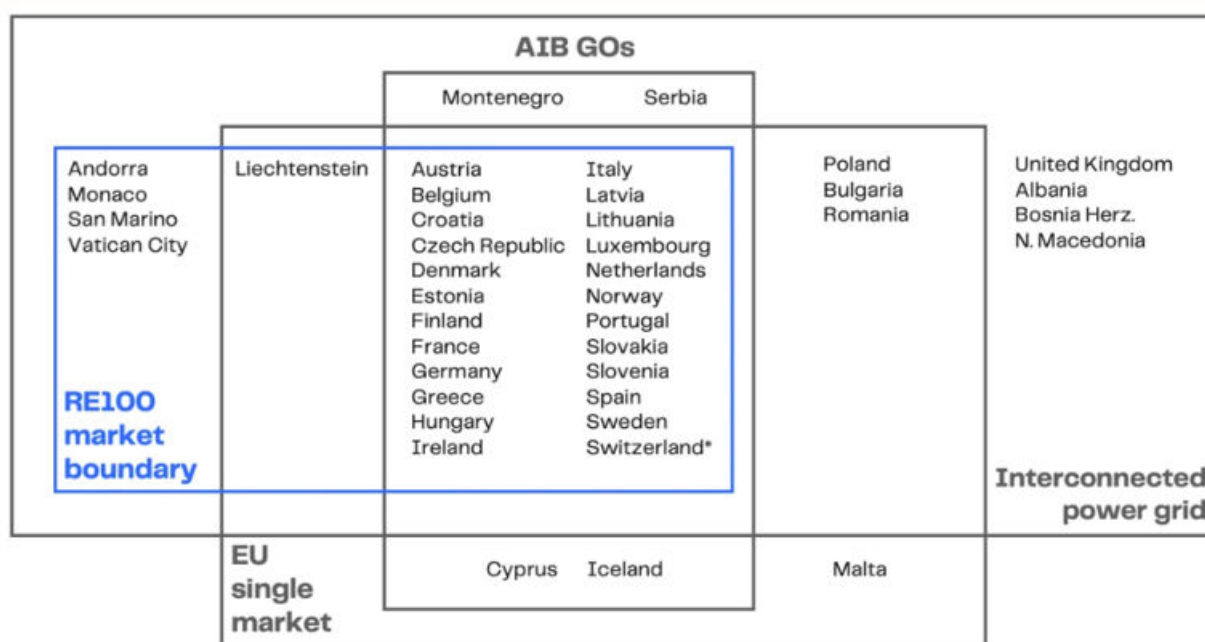


FIGURE 27 – PAYS INTEGRES ET NON INTEGRES AU MARCHE EUROPEEN DE L'ELECTRICITE RENOUEVELABLE SELON LES REGLES RE100 – VERSION DE DECEMBRE 2022. SOURCE : RE100, SCHEMA : ECHOZ.

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation | 🔍

Lorsqu'une évaluation a recours à des instruments contractuels revendiquant une électricité EnR, les locations géographiques des étapes, procédés, contributeurs concernés doivent être explicitées.

Il est recommandé que le rapport d'évaluation expose comment le critère de concordance spatiale a été satisfait. Dans le cas de la zone européenne, il est attendu de confirmer le correct suivi de la recommandation basée sur les critères RE100. Tout écart à cette recommandation doit être signalé explicitement et accompagné de justifications.

▼ **Concordance temporelle** entre l'électricité consommée et les attributs revendiqués

Pour rappel, l'exigence formulée par les référentiels est la suivante : les attributs doivent être émis et retirés « aussi près que possible » de la période de consommation de l'électricité à laquelle l'instrument contractuel qui les portent s'applique.

L'expression « aussi près que possible » n'est pas davantage précisée par les référentiels.

Quant à la durée de validité des EAC, elle est établie en dehors des référentiels ACV et relève de conventions définies par ailleurs (via des textes réglementaires dans le cas de l'Europe et de la France).

Compte tenu des règles actuelles relatives à la durée de vie des EAC et à leur utilisation, il est par exemple possible d'émettre une garantie d'origine issue de panneaux solaires lors d'une journée d'été et de la « consommer » pendant une nuit d'hiver. Il est donc possible de revendiquer une électricité contractuelle 100% EnR alors que les consommateurs vont continuer à dépendre d'une électricité physique ne pouvant pas être intégralement produite par les sources non EnR à tout instant de cette consommation.

Cette souplesse soulève des critiques de la part de parties prenantes qui pointent le manque de cohérence technique et de causalité entre la convention contractuelle et la réalité physique de la consommation d'électricité.

Faire évoluer des règles relatives à la durée de vie des EAC et à la concordance temporelle entre la consommation physique et la convention contractuelle³⁶ implique de discuter des conventions et des choix de valeur sous-jacents dans le cadre d'un processus décisionnel à conduire à une large échelle (UE, ISO, gouvernance du GhG Protocol, etc.).

En raison des débats suscités par le critère de concordance temporelle, les recommandations formulées dans la présente étude visent en premier lieu à encourager à la transparence.

Mise en œuvre |

Pour ce critère, les règles actuelles édictées par les référentiels sont peu contraignantes. Leur mise en œuvre ne posant pas de difficulté particulière, elle n'appelle pas de recommandation particulière.

Une révision des règles de validité de la durée de vie des EAC et des exigences de concordance temporelle est pour partie dépendante de textes de référence qui sont hors du champ de l'ACV.

Les référentiels ACV devraient toutefois s'emparer de cette question, des PCR (Product Category Rules) pouvant constituer une maille de travail pertinente pour juger de la pertinence et de la faisabilité d'adopter des pas de temps plus fins que ce qui est pratiqué à l'heure actuelle (par exemple des pas de temps horaires).

Il est à noter que ce questionnement sur la concordance temporelle s'applique également à l'approche « Location-based » et soulève tout autant des enjeux de pertinence et de faisabilité (cf. Figure 15) .

Transparence vis-à-vis des destinataires des travaux d'évaluation |

Il est recommandé de rendre compte de manière factuelle dans le rapport d'évaluation :

- du pas de temps utilisé pour faire coïncider la consommation physique d'électricité et les revendications contractuelles (annuel, mensuel, horaire)
- de la durée de validité des EAC/GO utilisés

Cette transparence est attendue pour les activités sous contrôle de l'entité réalisant l'évaluation ainsi que pour celles placées sous la responsabilité d'autres acteurs de sa chaîne de valeur.

³⁶ La résolution de ces questions ne relève pas d'une approche scientifique relevant des sciences de la nature mais de choix de valeur au sens de l'ISO 14044, §4.1.8.

F.3.2 APPUI A LA MODELISATION DES MIX CONTRACTUELS SPECIFIQUES AVEC ATTRIBUTS ENR

La modélisation des mix géographiques et des mix résiduels est relativement bien documentée dans littérature et les publications des développeurs de base de données ACV (se reporter aux chapitres B.2 et E).

En revanche, lorsqu'un praticien ACV doit modéliser un mix contractuel spécifique reposant sur des technologies EnR pour les besoins d'une étude, il existe peu de lignes directrices précises. Cette section vise à proposer des recommandations pour l'établissement de ce type de mix contractuel spécifique.

Principes directeurs pour la modélisation des mix contractuels spécifiques

Les recommandations formulées pour la modélisation du mix contractuel spécifique EnR s'appuient sur les principes méthodologiques suivants :

- **Périmètre à considérer** : les inventaires de cycle de vie des technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable doivent inclure la production, la maintenance et la fin de vie des infrastructures. De plus, les processus liés à la transformation et au transport de l'électricité (pertes d'électricité lors de sa transformation et de son transport, la production, la maintenance et la fin de vie des infrastructures de transformation et de transport de l'électricité ainsi que les émissions spécifiques de ces activités) doivent être modélisés ;
- **Complétude des inventaires de cycle de vie** : les inventaires de cycle de vie doivent rendre compte flux de matériaux ou de ressources pertinents et spécifiques à chaque technologie (ex : terres rares pour l'éolien, occupation des sols pour le solaire, etc.) ;
- **Représentativité technologique** : la concordance technologique les attributs de l'électricité contractualisée et les inventaires de cycle de vie disponibles dans les bases de données d'ICV doit être démontrée et justifiée. Le recours à une approche par « proxy » ou à une modélisation *ad hoc* de la technologie de production d'électricité peut être nécessaire mais doit être retranscrite et justifiée de façon transparente dans le rapport d'étude ;
- **Représentativité géographique** : la concordance géographique entre l'électricité physique consommée et la zone d'émission des attributs revendiqués doit être démontrée et justifiée
- **Représentativité temporelle** : la concordance temporelle entre l'électricité physique consommée et la période de validité des attributs revendiqués doit être démontrée et justifiée ;
- Les attributs environnementaux de l'électricité contractualisée **doivent être affectés à toute la production du site consommateur d'électricité** sur la période couverte, et non à une fraction de la production. De plus, si la consommation réelle d'électricité du site est supérieure au volume d'électricité contractualisée, le surplus d'électricité consommée et non couvert par les EAC EnR doit être modélisé avec le mix résiduel ;
- Pour les entités ayant plusieurs sites de production sous leur contrôle : si une approche « market-based » est retenue, elle doit être appliquée pour tous les sites de production sous le contrôle de l'entité qui réalise l'ACV, quelle que soit la localisation des sites de production (« cherry picking » à proscrire),

▼ Modélisation d'un mix contractuel spécifique basé sur des attributs EnR

Mise en œuvre |

Etape / processus à modéliser	Paramètre/information à collecter	Données à collecter / points d'attention	Sources potentielles
Production de l'électricité EnR	Technologie(s) de production couverte(s) par l'instrument contractuel	<ul style="list-style-type: none"> • Pour chaque élément contractuel : quantité ou part de l'électricité contractualisée pour chaque technologie de production d'électricité incluse dans le bouquet du ou des fournisseurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Certificats d'attributs énergétiques ou directement auprès du fournisseur d'électricité
	Localisation des unités de production	<ul style="list-style-type: none"> • L'origine géographique de l'électricité produite est précisée dans les certificats d'attributs énergétiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Certificats d'attributs énergétiques ou directement auprès du fournisseur d'électricité

Etape / processus à modéliser	Paramètre/information à collecter	Données à collecter / points d'attention	Sources potentielles
	Représentativité temporelle	<ul style="list-style-type: none"> S'assurer que la période couverte par l'élément contractuel correspond à la période où a lieu à la consommation d'électricité sur le ou les sites de l'acheteur (en général pas de temps annuel). 	<ul style="list-style-type: none"> Certificats d'attributs énergétiques ou directement auprès du fournisseur d'électricité
	Choix des inventaires de cycle de vie	<ul style="list-style-type: none"> Identifier dans les bases de données ACV les inventaires de cycle de vie correspondants aux technologies incluses dans le mix contractuel spécifique OU : si disponible, collecter directement auprès du fournisseur l'inventaire de cycle de vie du mix contractuel spécifique ou de la technologie spécifique Dans les deux cas : <ul style="list-style-type: none"> vérifier dans la documentation des inventaires de cycle de vie que le périmètre inclut la production et la fin de vie des infrastructures vérifier la bonne prise en compte de certains flux de matériaux ou de ressources pertinents et spécifiques à chaque technologie (ex : terres rares pour l'éolien, occupation des sols pour le solaire, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> Bases de données ACV Fournisseur d'électricité (si l'inventaire du mix fournisseur ou de la technologie de production est disponible)

TABLEAU 31 – MIX CONTRACTUEL SPECIFIQUE BASE SUR DES ATTRIBUTS ENR : RECOMMANDATIONS POUR LA MODELISATION DE LA PRODUCTION DE L'ELECTRICITE ENR

Recommandations complémentaires :

Disponibilité des inventaires de cycle de vie des technologies de production

La représentativité technologique des moyens de production d'électricité à partir de sources renouvelables est dépendante de l'adéquation entre les informations disponibles dans les certificats d'attributs énergétiques et de la granularité des bases de données d'inventaires de cycle de vie :

- Le niveau d'information disponible dans les certificats d'attributs énergétiques peut être hétérogène : par exemple, pour l'hydroélectricité, la technologie de production n'est parfois pas précisée (fil de l'eau/réservoir), de même pour l'éolien (onshore/offshore), le solaire (centrale solaire thermique/photovoltaïque) ou dans le cas de la biomasse, l'absence d'information sur le type de biomasse entrante.
- La disponibilité des inventaires de cycle de vie dans les bases de données peut être limitée dans certains cas, soit du point de vue de la représentativité technologique (ex : la géothermie est aujourd'hui très peu couverte par les bases de données d'inventaires), soit du point de vue de la représentativité géographique.

Dans le cas où le manque d'information se situe au niveau du certificat d'attributs énergétiques : le praticien peut être amené à rechercher des informations complémentaires sur la technologie ou le mix de technologies le plus répandu dans la zone considérée, soit en consultant des statistiques nationales ou si l'information est difficile d'accès, en se basant sur les hypothèses de répartition des technologies retenues par les développeurs de données d'inventaires de mix électriques. En dernier recours, le praticien peut adopter une approche majorante en retenant la technologie la plus impactante. A noter que cette dernière solution présente une limite forte dans le cas où les résultats d'impacts ne sont pas tous majorants pour une même technologie. Dans ce cas, le praticien devra arbitrer son choix en fonction des objectifs de l'étude et de la pertinence des indicateurs d'impact analysés.

Lorsque l'inventaire de cycle de vie de la technologie de production n'est pas disponible dans les bases de données ACV :

- Le praticien peut opter pour une approche par « proxy » en utilisant l'inventaire d'une technologie proche ou de même nature même si les caractéristiques techniques ne sont pas celles de la technologie réellement sollicitée (turbine éolienne de puissance inférieure ou supérieure, type de panneau solaire différent, ...). Ce type d'approche par proxy peut présenter certaines limites par exemple dans le cas de la production d'électricité à partir de biomasse, les impacts environnementaux pouvant fortement varier en fonction de la nature de la biomasse utilisée. Dans le cas d'une approche par proxy et où l'électricité ressort comme un contributeur majeur dans le bilan environnemental, une évaluation de la qualité des données secondaires doit retranscrire l'incertitude sur le critère de représentativité technologique.
- Si des données suffisantes sont disponibles dans la littérature, le praticien peut reconstruire un inventaire de cycle de vie de la technologie en question en veillant à bien intégrer la production et la fin de vie des infrastructures.
- Enfin si aucune information n'est disponible sur une technologie donnée dans les bases d'ICV ou dans la littérature, le mix contractuel spécifique ne peut être modélisé. Toutefois, une exception possible à cette recommandation peut être faite si une technologie ne représente qu'une faible part du mix contractuel spécifique « EnR ». Dans ce cas, une ventilation de la part manquante sera effectuée proportionnellement à la contribution au mix des autres technologies pour lesquelles des ICV sont disponibles et cette approximation doit être clairement indiquée dans les limites de l'étude.

Cas où la quantité d'électricité contractualisée est inférieure à la consommation réelle du site de production

Si la consommation d'électricité réelle du site de production est supérieure au volume d'électricité contractualisé avec EAC/GO, la part d'électricité non couverte par le contrat doit être associée au mix résiduel de consommation du pays dans lequel est implanté le site de production. La part de chaque mix est calculée ainsi :

- $Part_{\text{mix contractuel spécifique}} = \text{quantité d'électricité contractualisée} / \text{consommation réelle du site} \times 100$
- $Part_{\text{mix résiduel}} = (\text{consommation réelle du site} - \text{quantité d'électricité contractualisée}) / \text{consommation réelle du site} \times 100$

De plus, il est recommandé de ne pas affecter arbitrairement l'électricité contractualisée à une partie de la production issue du site consommateur d'électricité dans la mesure où une telle affectation s'apparenterait à appliquer une approche « mass balance – credit method, free allocation ».

Cas où la production d'un même produit a lieu sur plusieurs sites de production

Lorsqu'un produit est fabriqué sur plusieurs sites de production (localisés soit dans un même pays soit dans des pays différents), le mix électrique doit tenir compte de la contribution de chaque implantation (et donc pays) à la production. Pour cela, une unité physique doit être utilisée (par exemple, nombre de pièces ou tonnage de produit fabriqués sur chacun des sites sur la période considérée dans l'étude).

Si certains sites ne consomment pas (ou consomment partiellement) de l'électricité bénéficiant d'EAC/GO, le mix résiduel de consommation du pays d'implantation doit être utilisé.

▼ Modélisation des processus liées à la transformation et au transport de l'électricité

Mise en œuvre |

En plus du bouquet spécifique de technologies de production d'électricité, la modélisation du mix de consommation doit également intégrer les impacts relatifs aux activités liées à la transformation et au transport de l'électricité (section E.1) sur le réseau, comprenant :

- Les pertes d'électricité lors de sa transformation et de son transport, qui doivent être compensées par un surplus de production d'électricité à chaque niveau de tension considéré dans la modélisation (haute/moyenne/basse tension),
- La production, la maintenance et la fin de vie des infrastructures (transport, transformation, distribution etc.) de l'électricité,
- Les émissions de N₂O et d'ozone liées aux lignes aériennes (émissions liées au champ électromagnétique des lignes hautes tensions)

Etape / processus à modéliser	Paramètre/information à collecter	Données à collecter / points d'attention	Sources potentielles
Pertes lors de la transformation et du transport de l'électricité	Volume des pertes d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> Pour chaque élément contractuel : quantité ou part de l'électricité contractualisée pour chaque technologie de production d'électricité incluse dans le bouquet du ou des fournisseurs 	<ul style="list-style-type: none"> Bases de données d'ACV Publications d'organismes en charge de la diffusion des statistiques sur la production et la consommation d'électricité (ex : AIE)
	Ventilation des pertes à chaque niveau de tension	<ul style="list-style-type: none"> Se baser sur les approches mises en œuvre dans les bases de données d'ACV 	<ul style="list-style-type: none"> Bases de données d'ACV
	Représentativité géographique	<ul style="list-style-type: none"> Les pertes doivent être représentatives du pays dans lequel est localisé le site consommateur d'électricité 	
	Représentativité temporelle	<ul style="list-style-type: none"> Idéalement, la représentativité temporelle de la donnée sur les pertes d'électricité doit correspondre à la période couverte par l'élément contractuel Dans la pratique, la disponibilité des données sur les pertes dépend de la fréquence de publication par les organismes en charge de la publication des données sur la production et la consommation d'électricité (ex ; Agence Internationale de l'Energie). Les données disponibles sont en général antérieures de 2 ou 3 ans. Dans ce cas, utiliser la donnée la plus récente publiée. Le niveau d'incertitude reste relativement faible dans la mesure où les pertes d'électricité pour un pays donné ne varient pas énormément d'une année sur l'autre 	<ul style="list-style-type: none"> Publications d'organismes en charge de la diffusion des statistiques sur la production et la consommation d'électricité (ex : AIE) Ou: bases de données d'ACV (qui reprennent en général les données des organismes tels que l'AIE)
	Choix de l'inventaire de cycle de vie pour modéliser les pertes	<ul style="list-style-type: none"> Par défaut, les pertes d'électricité sont modélisées en les associant au mix résiduel de consommation du pays où est localisé le site de production, car les instruments contractuel (EAC, GO) sont usuellement émis pour un MWh injecté sur le réseau et non pour un MWh livré au consommateur réseau moyenne tension ou réseau basse tension S'il peut être prouvé que l'instrument contractuel tient compte des pertes réseau ou si les achats de GO/EAC par le consommateur d'électricité est supérieure à sa consommation pour tenir compte des pertes réseaux : dans ce cas, le mix contractuel spécifique peut être utilisé pour modéliser les pertes Tout recours à un autre mix électrique (mix géographique de consommation par ex.) doit être dûment justifié par le praticien 	<ul style="list-style-type: none"> Bases de données ACV

Etape / processus à modéliser	Paramètre/information à collecter	Données à collecter / points d'attention	Sources potentielles
Production, maintenance et fin de vie des infrastructures de transformation et de transport de l'électricité	Choix de l'inventaire de cycle de vie	<ul style="list-style-type: none"> • Données sur les infrastructures de transformation et transport mobilisées (quantités et nature des matériaux, intrants et sortants liés à la maintenance des infrastructures, émissions de N2O, SF6, ozone, ...) • Se baser sur la modélisation proposée dans les principales bases de données 	<ul style="list-style-type: none"> • Bases de données d'ACV (voir documentation)

TABEAU 32 – MIX CONTRACTUEL SPECIFIQUE BASE SUR DES ATTRIBUTS ENR : RECOMMANDATIONS POUR LA MODELISATION DES PROCESSUS LIES A LA TRANSFORMATION ET AU TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

G. ANNEXE – MISE EN ŒUVRE MARKET-BASED : CHECK-LIST DESTINÉE AUX PRATICIENS ACV

Cette check-list est en premier lieu destinée aux praticiens ACV ayant en charge la conduite de revues critiques d'études ACV s'appuyant sur l'approche Market-based pour les mix électriques.

1. L'approche Market-based répond-elle aux objectifs de l'étude (cf. section F.1) ?
2. Concernant les attributs environnementaux (cf. section F.3.1)
 - Leur nature est-elle documentée par des instruments contractuels et adaptée aux besoins de l'étude (ex : ACV multicritère) ?
 - La nature des instruments contractuels (ex : PPA, EAC non liés, etc.) portant les attributs est-elle restituée de manière transparente ?
 - La propriété unique des attributs est-elle justifiée et démontrée ? Les recommandations formulées dans cette étude pour ce critère ont-elles été suivies ?
 - L'absence de double-revendication des attributs est-elle démontrée ? Les recommandations formulées dans cette étude pour ce critère ont-elles été suivies ?
 - La concordance spatiale entre l'électricité physique consommée et la zone d'émission des attributs revendiqués est-elle démontrée et justifiée ? Les recommandations formulées dans cette étude pour ce critère ont-elles été suivies ?
 - La concordance temporelle entre l'électricité physique consommée et la période de validité des attributs revendiqués est-elle démontrée et justifiée ? Est-elle restituée de manière explicite et transparente ?
 - Couvrent-ils l'ensemble de la consommation d'électricité ? Si non, vérifier qu'il n'y a pas d'affectation de ces attributs à une fraction de la production (cf. section F.3.2) et que le mix résiduel vient en complément du déficit.
3. En cas de comparaison entre plusieurs systèmes :
 - La connaissance homogène des systèmes comparés, en ce qui concerne les instruments contractuels utilisés pour l'électricité, est-elle garantie pour permettre une égalité de comparaison ?
 - Des analyses de sensibilité avec une approche Location-based ont-elles été menées afin de vérifier que le positionnement relatif des solutions comparées n'est pas uniquement lié au choix de l'approche ?
4. Le choix des types de mix électriques est-il cohérent avec les logigrammes décisionnels, les principes et les recommandations formulés en section F.2 pour :
 - Les étapes sous contrôle de l'entité déclarante (section F.2.2) ?
 - La phase d'utilisation (le cas échéant) (section F.2.3) ?
 - Les étapes n'étant pas sous contrôle de l'entité (section F.2.4) ?

En particulier, les principaux contributeurs aux impacts environnementaux ont-ils fait l'objet d'une rectification des mix électriques avec une approche Market-based ?

Si l'étude inclut la prise en compte d'impacts évités (recyclage, valorisation énergétique lors de la fin de vie des produits), les enjeux pointés en section F.2.5 sont-ils discutés ? La modélisation de l'électricité évitée via le recyclage ou la valorisation énergétique est-elle documentée et justifiée ?
5. L'année de référence des mix résiduels utilisés correspond-elle à la période de référence de l'étude ? Sinon, est-elle raisonnablement proche ?
6. La modélisation de l'utilisation d'électricité avec GO/EAC tient-elle compte des infrastructures de production d'électricité renouvelable ? Le choix de l'inventaire(s) de cycle de vie de la technologie(s) est-il justifié ? (cf. section F.3.2)
7. La modélisation des pertes de transport et de distribution de l'électricité avec GO est-elle conforme aux recommandations de la section F.3.2, documentée et justifiée ?
8. Les limites de l'étude reflètent-elles bien les limites de l'approche Market-based et les conclusions sont-elles nuancées en fonction des limites identifiées ?
9. L'étude indique-t-elle clairement que la durée de validité des résultats est conditionnée par la durée de validité des instruments contractuels ? Cette information est-elle reprise dans la communication qui est faite des résultats ?

H. BIBLIOGRAPHIE

- ADEME. (2020). *positionnement de l'ADEME sur le calcul du contenu CO2 de l'électricité, cas du chauffage électrique*.
- ADEME. (2021, Octobre). *Label VertVolt - Référentiel de labélisation Version 1.1*. Récupéré sur <https://agirpoumlatransition.ademe.fr/particuliers/vertvolt>
- AIB. (2021). *AIB Annual Report 2021*.
- AIB. (2023). *Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2022*.
- AIB. (2023, 07 11). *European Residual Mix*. Récupéré sur AIB: <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>
- Antti Kuronen, M. L. (2020). *Issuance Based Residual Mix Calculation Methodology Version 1.2*. AIB. Helsinki: Grexel Systems Ltd. – part of EEX group.
- Auriel, Thomas. (2024). *Thomas's projects*. Récupéré sur https://thomasprojects-thomasauriel-fc09c3cff10f9b28b1fd00fe4f7d2daf8a2.gitlab.io/BotElectricity_2023/BotElectricity_2023.html#catter-representation.
- Bjørn, Anders & Lloyd, Shannon & Brander, Matthew & Matthews, H. (2022). Renewable energy certificates threaten the integrity of corporate science-based targets. *Nature Climate Change*. 12. 1-8. [10.1038/s41558-022-01379-5](https://doi.org/10.1038/s41558-022-01379-5).
- Brander, Matthew & Gillenwater, Michael & Ascuí, Francisco. (2018). Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (scope 2) emissions. *Energy Policy*. 112. 29-33.
- Carbone 4. (2020). *Net Zero Initiative. Un référentiel pour une neutralité carbone collective*.
- Carbone 4. (2022). *Net Zero Initiative. Le Guide Pilier B. Calculer et valoriser ses émissions évitées*.
- CEN. (2019). EN 15804 +A2 | Contribution des ouvrages de construction au développement durable - Déclarations environnementales sur les produits - Règles régissant les catégories de produits de construction.
- CEN. (2022). prEN 15941 : 2022 | Sustainability of construction works - Data quality for environmental assessment of products and construction works - Selection and use of data.
- Code de l'énergie. (2023). *Article R314-66*. Récupéré sur Code de l'énergie: https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031748423/#:~:text=314%2D54%20du%20code%20de,ench%C3%A8res%20des%20garanties%20d'origine.
- Code de l'énergie, France. (s.d.). *Article R314-53*.
- Commission Européenne. (2021). *Environmental footprint methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations*. COMMISSION RECOMMENDATION (EU) 2021/2279.
- Cour des comptes. (2020). *Compte d'affectation spéciale Transition énergétique Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2020*.
- DGCCRF. (2015). *Enquête sur les allégations environnementales « globalisantes »*. Récupéré sur Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes: <https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/enquete-sur-allegations-environnementales-globalisantes>

- E-Cube Strategy Consultants. (2022). *Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe. Etude pour le CRE.*
- EEX. (2023). *Registre des garanties d'origine.* Récupéré sur eex: <https://www.eex.com/en/services/services-de-registres/registre-des-garanties-dorigine>
- European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability. (2010). *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance. First edition March 2010. EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010.*
- European Commission. (2005). « *Thematic Strategy on the Sustainable Use of Natural Resources* », *Communication COM 670 (2005).*
- EUROPEAN COMMISSION. (2013, 9 4). *2013/179/EU: Commission Recommendation of 9 April 2013 on the use of common methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations Text with EEA relevance.* Récupéré sur Journal officiel de l'Union européenne: <http://data.europa.eu/eli/reco/2013/179/oj>
- European Commission. (2023, 11 21). *EF reference package 3.1.* Récupéré sur European Platform on LCA | EPLCA: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/LCDN/developperEF.xhtml>
- Herbert A.S. (2018). *Analyse de mix électriques pour la détermination d'inventaires électricité pour ACV conséquentielle, Thèse.*
- Holzappel, B. F. (2023). Holzappel, P., Bach, V. & Finkbeiner, M. Electricity accounting in life cycle assessment: the challenge of double counting. *Int J Life Cycle Assess* 28, 771–787 (2023). *The International Journal of Life Cycle Assessment.*
- IEA. (2022). *Electricity information 2022 Edition.*
- INIES. (2022). *Règlement du programme de vérification INIES. Document COPIL N93 validé le 15/12/2022.*
- International EPD® System. (2021). *General programme instructions for the THE INTERNATIONAL EPD® SYSTEM. Version 4.0.*
- International Sustainability Standards Board. (2023). *IFRS S2. IFRS® Sustainability Disclosure Standard. Climate-related Disclosures.*
- IPCC. (2023). *IPCC, 2023: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*
- ISO. (2018). *ISO 14064-1 : Gaz à effet de serre — Partie 1: Spécifications et lignes directrices, au niveau des organismes, pour la quantification et la déclaration des émissions et des suppressions des gaz à effet de serre.*
- ISO. (2018). *ISO 14067 | Gaz à effet de serre — Empreinte carbone des produits — Exigences et lignes directrices pour la quantification.*
- ISO. (2022). *IWA 42:2022(F). Lignes directrices relatives à l'objectif de zéro émission nette.*
- Issuance Based Residual Mix Calculation Methodology. Version 1.2. (2020). *Antti Kuronen, Marko Lehtovaara, Stefan Jakobsson.* Helsinki.
- Itten R, Frischknecht R, Stucki M. (2014). *Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid. Version 1.3 ESU-services Ltd., Uster, Switzerland.*

- JRC. (2020). *Guide for EF compliant data sets. Version 2.0*. Simone Fazio, Luca Zampori, An De Schryver, Oliver Kusche, Lionel Thellier, Edward Diaconu. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-17951-1. doi:doi:10.2760/53729
- Menard M., D. R. (1998). *Strommix in Okobilanzen Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und BetriebsÖkobilanzen*.
- Ministère Transition Ecologique. (2022). *Méthode pour la réalisation des bilans d'émissions de gaz à effet de serre conformément à l'article L.22925 du code de l'environnement. Version 5*.
- Molina Simon, D. (2023, 03 31). La réglementation Européenne et sa transposition en France. *Conférence Qui Est Vert*, (p. 9). Récupéré sur Ministère de l'Économie, des finances et de la relance: https://www.budget.gouv.fr/files/uploads/extract/2022/PLF/BG/PGM/345/FR_2022_PLF_BG_PGM_345_STRAT.html
- Programme PEP ecopassport®. (2021). PCR | Règles de définition des catégories de produits relatives aux équipements électriques, électroniques et de génie climatique. PCR-ed4-FR-2021 09 06.
- RE 100. (2023). *Annual disclosure report 2022*.
- RE100. (2022). *RE100 Technical criteria. Version 4.1. 12 december 2022*.
- RE-Source Platform. (2020). *Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe*.
- Science Based Targets. (2021). *SBTi Corporate Manual. TVT-INF-002 | Version 2.0*.
- Securities and Exchange Commission. (2022). *Proposed rule. The Enhancement and Standardization of Climate-Related Disclosures for Investors*.
- TfS. (2022). *The Product Carbon Footprint Guideline for the Chemical Industry. Specification for Product Carbon Footprint and Corporate Scope 3.1 Emission Accounting and Reporting. Version 2.0*.
- Treyer K.; Bauer C. (2016). Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part II: electricity markets. doi:DOI 10.1007/s11367-013-0694-x
- wbcSD, WRI. (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*.
- wbcSD. (2023). *Pathfinder Framework. Guidance for the Accounting and Exchange of Product Life Cycle Emissions. Version 2.0*.
- wbcSD, W. (2011 b). *Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard*.
- wbcSD, WRI. (2011 a). *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard : Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*.