

**Réponse à l'étude du Céréme :
« Comparaison des coûts complets de
production de l'électricité »**



**énergies
renouvelables
pour tou·te·s**

A propos des auteurs

Créée en avril 2023, *énergies renouvelables pour tous* est une association loi 1901 qui a pour objet de développer les énergies renouvelables en France et de faire connaître leur intérêt et leur nécessité. L'association vise notamment à obtenir que la France respecte les engagements communautaires qu'elle a pris quant aux objectifs d'énergies renouvelables en 2030. Dans ce but, elle s'engage à veiller à ce qu'aucun frein arbitraire d'ordre réglementaire, juridique, financier ou économique ne vienne entraver le développement des énergies renouvelables. L'association a également pour objectif de faire connaître l'intérêt des énergies renouvelables, tant dans la lutte contre le dérèglement climatique que pour améliorer le pouvoir d'achat et la qualité de vie de nos concitoyens. L'association peut agir par la formation, l'information et l'action en justice, ainsi que par toute démarche légale cohérente avec son objet. Elle peut, autant que de besoin, exercer des activités économiques. L'association *énergies renouvelables pour tous* réunit une cinquantaine de spécialistes des énergies renouvelables : ingénieurs, scientifiques, juristes et économistes.

Frédéric Fortin est le principal auteur de ce rapport rédigé avec l'aide des experts de l'association *énergies renouvelables pour tous*.

Frédéric Fortin est expert financier dans le domaine des infrastructures. A ce titre, il a été désigné expert financier en 2020 par la Commission d'Enquête du Sénat portant sur l'évaluation de l'équilibre financier des concessions d'autoroutes. Il occupe par ailleurs la fonction de Directeur Général Délégué Développement chez CVE, acteur du biogaz, du solaire photovoltaïque, et de l'hydrogène en France, aux USA, au Chili, en Espagne, et Afrique du Sud. Préalablement, il a évolué dans le domaine de l'éolien chez Futuren, désormais filiale d'EDF, et au sein des équipes Fusions & Acquisitions à la Société Générale.

Ce rapport a été soutenu par la **Fondation européenne pour le climat**. La responsabilité des informations et des points de vue exposés dans ce rapport incombe aux auteurs. La Fondation européenne pour le climat ne peut être tenue responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues ou exprimées.

Energies renouvelables pour tous
42, rue de Lisbonne
75 008 Paris

enrpourtous.fr

Janvier 2025

Contexte de ce rapport

Ce rapport a été rédigé pour fournir une analyse critique détaillée de la note « *Comparaison des coûts complets de l'électricité* » (Cérémé, 2022) du Cercle d'étude réalités écologiques et mix énergétique (Cérémé), qui a fait l'objet d'une distribution massive, notamment auprès des parlementaires. Elle cherche à prouver, sources « les plus fiables » à l'appui, que l'électricité d'origine nucléaire est moins coûteuse que toutes les autres.

Ainsi, le Cérémé présente cette note comme un éclairage « providentiel » au débat public, comme si les acteurs institutionnels (RTE, ADEME, etc.) ne seraient pas en mesure de comprendre le fonctionnement du système électrique dans son ensemble. Or, les conclusions présentées par le Cérémé ne résistent pas à une analyse détaillée qui en révèle tous les biais : données prenant comme référence des états de 2013, les comparants à des valeurs en 2050 sans prise en compte de la différence de temporalité, omission de coûts et de questions clés comme le financement, postulats non étayés, et surestimation ou sous-estimation quasi systématique pour abonder vers une conclusion qui semble définie à l'avance. Dès lors, il est légitime de s'interroger sur la véritable vocation de ce document et sur les risques de manipulation des chiffres qui fondent le débat public.

Résumé exécutif

L'analyse proposée par le Cérémé comporte les principaux biais suivants :

- Une **méthodologie du calcul du LCOE¹ mal maîtrisée** car appliquée au nucléaire historique contrairement aux pratiques de la CRE ou de la Cour des Comptes ;
- Une **présentation des résultats sans fourchettes d'incertitudes comme le veut la pratique** alors que les calculs de LCOE sont très sensibles et dépendent de nombreux paramètres ;
- Une **utilisation de données dont les dates de référence non homogènes**, la fourchette allant de 2013 à... 2050 ;
- Une **mauvaise évaluation des coûts « systèmes »** d'intégration des technologies ;
- Les **coûts du capital doivent être différenciés en fonction du risque associé aux technologies analysées**, alors que l'étude proposée donne une seule valeur pour toutes les technologies. Ce choix est structurant et non conforme aux règles de bases du calcul du coût de financement d'infrastructure ;
- Les **durées de conception et de construction des projets d'énergies renouvelables et nucléaire sont incohérentes avec la réalité** (surestimée pour les projets d'énergies renouvelables et grandement sous-estimée pour les projets d'énergie nucléaire) ;
- Les **coûts de raccordement et de construction des centrales solaires** sont surestimés de manière importante et les coûts de construction pour le nucléaire sont sous-estimés en comparaison avec tous les EPR construits en Europe sur les 20 dernières années ;
- Les **coûts d'exploitation sont sous évalués** pour le nucléaire et surévalués pour les énergies renouvelables ;
- Les **coûts des intérêts intercalaires comme ceux du financement sont mal évalués** et dérogent aux règles élémentaires classiquement utilisées dans ce type de calcul ;
- **L'étude proposée ignore les gains en termes de réduction de gaz à effet de serre amenés par l'usage des énergies renouvelables** et surestime largement l'impact sur la biodiversité des projets énergies renouvelables, tout en **négligeant l'impact environnemental des centrales nucléaires** ;
- **L'étude fait l'impasse sur les coûts cachés de la filière électronucléaire** comme le budget du CEA, le coût du centre d'enfouissement de Bure, le coût du renouvellement complet du site de la Hague, le rachat (actuellement bloqué) de GE Steam turbine, etc.

A titre d'exemple, il est à noter que la récente étude de la Cour des Comptes (Cour des Comptes, 2025) donne une illustration cinglante de l'ampleur de l'écart entre la réalité et l'étude « considérablement simplifiée » du Cérémé. Ainsi, le LCOE de Flamanville ressort entre 122€/MWh et 176€/MWh selon la Cour, alors qu'il est évalué à 103€/MWh par le Cérémé, qui évalue d'ailleurs sans aucun fondement tangible le nouveau nucléaire à 64€/MWh, soit à un prix inférieur au prix demandé par EDF sur le nucléaire historique déjà amorti.

¹ « LCOE » est l'acronyme de « Levelized Cost Of Energy », soit en français le « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts d'investissements et opératoires actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite.

Table des matières

1. Analyse des LCOE.....	6
1.1. Considérations générales.....	6
1.2. Au niveau de la centrale.....	8
2. Coûts systèmes associés.....	12
3. Coûts externes quantifiables.....	12
3.1. Impacts sur les écosystèmes et sur la biodiversité.....	14
4. Autres considérations.....	15
4.1. Précisions sur les aides d'État.....	15
4.2. Sur le Céréomé.....	16
4.3. Commentaires relatifs à certaines affirmations issues de la note du Céréomé.....	16
5. Conclusion.....	19
Bibliographie.....	20

1. Analyse des LCOE

1.1. Considérations générales

Le coût moyen annuel de l'électricité produite par les différentes filières existantes (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.) découle majoritairement des coûts d'investissement et d'exploitation, des coûts de financement du prix du combustible utilisé, ainsi que de la durée annuelle de fonctionnement considérée pour ce moyen de production (certains moyens de production peuvent fonctionner quasi en permanence alors que d'autres dépendent des conditions climatiques).

Ce coût moyen de production peut être estimé selon des approches dites d'inspiration « comptable » ou « économique », qui diffèrent essentiellement par le mode de prise en compte des coûts d'investissement :

- L'approche comptable tient compte, sur une année donnée, des dotations aux amortissements et d'une rémunération de la valeur nette comptable des immobilisations.
- L'approche économique calcule un coût annuel moyen des investissements sur la durée de vie de l'actif de production.

Ces deux approches peuvent donner des résultats très différents selon le rythme effectif des amortissements comptables. A noter que des approches hybrides sont aussi possibles, mêlant des éléments comptables et des calculs économiques. La question du choix de la méthodologie de calcul à retenir est particulièrement importante pour le nucléaire existant, en raison de la difficulté à retranscrire en 2024 le coût historique de construction des centrales. De nombreux débats ont notamment opposé la CRE, la Cour des Comptes et l'État sur ce sujet, sans un pouvoir donner lieu à un consensus général.

A titre d'exemple, pour l'année 2019, les calculs de la Cour des Comptes dans son rapport « Analyse des coûts du système du coût de production électrique en France » publié en 2021 (Cour des Comptes, 2021) pour le nucléaire historique aboutissent à des valeurs allant de 43,8 €/MWh et 64,8 €/MWh respectivement pour les approches comptables et économiques.

Le choix de la méthode à utiliser dépend en fait de la nature de la question posée. L'approche économique est généralement utilisée pour prendre une décision d'investissement. Les approches comptables ou hybrides permettent quant à elles de tenir compte du passé pour fixer le niveau d'un tarif réglementé ou régulé de l'électricité.

Le Céréme s'inscrit dans l'approche économique qui est pertinente dans une logique d'investissement pour les projets d'énergies renouvelables, mais qui l'est beaucoup moins pour le nucléaire historique.

Pour tenir compte des nouvelles caractéristiques des systèmes électriques et plus particulièrement de la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique, il est important de souligner le caractère limité de la notion de LCOE :

- Celui-ci a le mérite d'être transparent et simple, ce qui permet de comparer des technologies différentes sur la base de leur coût moyen pondéré de production ;
- Toutefois cette notion ne permet pas d'appréhender les caractéristiques spécifiques des différentes technologies dans le fonctionnement d'ensemble d'un système électrique.

Afin de pallier cette difficulté, des organismes ont proposé des méthodologies qui permettent d'évaluer l'impact de l'intégration des technologies, notamment les énergies renouvelables variables. On notera que ces méthodologies dépendent grandement des hypothèses introduites et des besoins

d'investissement des réseaux concernés. Les résultats de Cérémé, du simple fait de ce biais méthodologique, doivent déjà être pris avec une grande prudence et un niveau d'incertitude élevé.

Ainsi, le premier biais de l'étude est de présenter les LCOE en valeur centrale, alors que ces derniers doivent être présentés en « fourchette », afin d'illustrer leur variabilité à un grand nombre de paramètres (la taille de la centrale permettra des économies d'échelle ; la localisation de la centrale aura une influence sur les gisements en vent ou solaire, et donc sur le volume d'électricité produite). Ainsi, le coût du PV en France au sol se situe entre 40 €/MWh et 80€/MWh selon la localisation des projets, la taille des projets, l'évolution des taux d'intérêts et les coûts de raccordement.

Le deuxième biais de l'analyse de LCOE présentée dans l'étude du Cérémé repose sur l'utilisation de données non comparables entre elles, du fait de leur décalage dans le temps. Les données des coûts systèmes datent de 2013 ou 2017, les données énergies renouvelables datent de 2022 et les hypothèses du nouveau nucléaire correspondent à des valeurs attendues en 2040 ou 2050.

L'étude du Cérémé indique « ajuster les coûts en valeur 2022 ». Retraiter les montants selon l'inflation ne permet en aucun cas de tenir compte des gains en compétitivité, des ruptures technologiques, etc.

Afin de guider la politique énergétique du pays, les LCOE doivent être basés sur des chiffres fiables et comparables pour l'ensemble des solutions techniques.

Les coûts système ne peuvent être analysés énergie par énergie, ils doivent être analysés en fonction d'une hypothèse de mix énergétique. Imaginer un mix avec une combinaison d'énergies renouvelables diminue la variabilité globale et donc les coûts système associés.

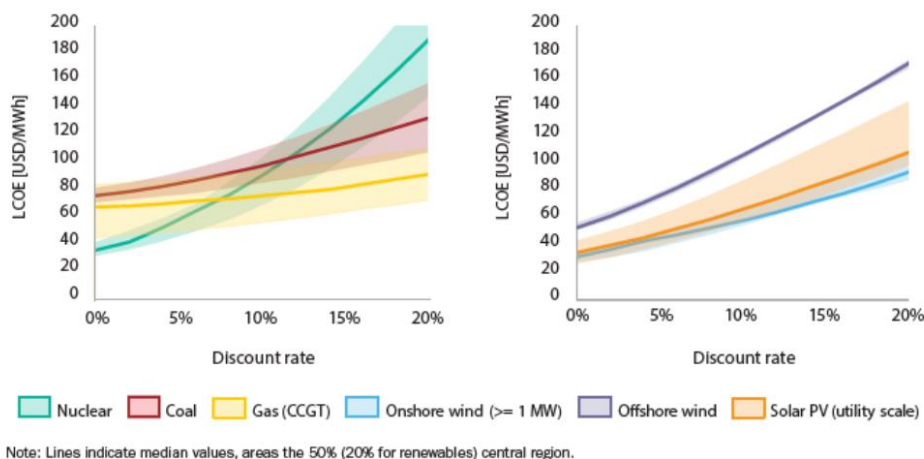
Notons également que la solution solaire photovoltaïque associée au stockage n'est pas étudiée par le Cérémé, alors qu'elle connaît un essor important sur tous les continents, et qu'elle permet d'atténuer fortement les coûts systèmes.

Enfin, concernant les taux d'actualisation, le parti pris de considérer un taux d'actualisation identique de 5% pour chaque solution est très surprenant :

- Retenir un taux unique d'actualisation de 5% est totalement contraire à la théorie financière. On ne peut pas retenir 8 % sur le réseau déjà construit des autoroutes (et donc exempt de tout risque), et 5 % sur le nouveau nucléaire dont les aléas ne peuvent être ignorés ;
- Du point de vue systémique et en tenant compte des principes de base de la théorie financière, le taux retenu sur une solution centralisée ne peut être identique au taux utilisé sur une solution décentralisée. Lorsqu'une centrale nucléaire est à l'arrêt, c'est 1,3 GW de capacité en moins, ce qui n'est pas applicable aux énergies renouvelables qui bénéficient de l'effet de foisonnement (Cour des Comptes, 2021).

Le rapport de la cour des comptes publié en 2021 sur la filière nucléaire indique ainsi que « *Les taux de financement, sur la base desquels sont opérées les actualisations pour le calcul des coûts, sont censés refléter les risques perçus par les investisseurs. Cette perception des risques peut être différente selon les technologies, et notamment leur degré de maîtrise et de maturité.* »

Sur ce point, rappelons que le LCOE du nucléaire est particulièrement sensible au taux d'actualisation, en témoigne le rapport conjoint AIE – AEN repris par la Cour des Comptes :



Sources: rapport AIE-AEN Projected costs of generating electricity – édition 2020

Note de lecture : pour la filière nucléaire, le LCOE varie de moins de 40 USD/MWh à plus de 180 USD/MWh lorsque le taux de financement utilisé passe de moins de 1% à près de 20%. En revanche, pour cette même fourchette de taux de financement, la filière CCGT ne voit son LCOE varier qu'entre 65 et 80 USD/MWh.

Figure 1 : Variation du LCOE des différentes filières selon le taux de financement utilisé. (IEA-NEA, 2020)

L'ADEME tient également compte du niveau de risque de chacune des installations dans son rapport de prospective « Transition 2050 » (ADEME, 2024) en retenant logiquement des taux de financement plus favorables aux énergies renouvelables.

RTE indique bien dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » (RTE, 2021) que la pratique de référence consiste à considérer des coûts moyens pondérés du capital (CMPC) différenciés, mais prend le parti de considérer une valeur uniforme en cas de base du fait des « difficultés inhérentes à la différenciation du coût du capital par technologie provenant de sa dépendance au degré de soutien public ».

Nous ne pouvons que regretter ce parti pris dans la mesure où le marché nous montre que les conditions de financement sont quasiment identiques en France pour les actifs « énergies renouvelables » bénéficiant du soutien public sous la forme de l'obligation d'achat et ceux dont la rémunération repose sur des contrats en gré en gré (PPA), et donc en dehors des mécanismes de soutien.

1.2. Au niveau de la centrale

- Durée de développement et conception des projets :

L'étude du Céréme nous dit employer une formule de LCOE « considérablement simplifiée » et stipule ainsi que « les coûts initiaux d'investissement sont réputés avoir été dépensés durant l'année 0, avant la vie utile de l'équipement, et donc affectés du coefficient 1 ».

Ainsi, une centrale solaire en toiture chez un particulier dont le temps de développement est de 3 semaines est mise sur le même plan qu'une centrale nucléaire dont le temps de développement et de construction pourra atteindre plusieurs décennies. La prise en compte d'un décalage temporel de 1 an pour toutes les technologies entre les investissements et la mise en service de l'installation induit une erreur d'actualisation déterminante des flux financiers en pénalisant les ENR et favorisant le nucléaire, ce qui constitue une erreur méthodologique disqualifiant d'emblée les calculs « considérablement simplifiés » du Céréme. Typiquement, pour un chantier de 10 ans avec un taux d'actualisation de 5%, cela revient à augmenter de plus de 50% les revenus des premières années d'exploitation et donc à

artificiellement diminuer significativement le LCOE. Notons par ailleurs que le coût de développement des infrastructures d'énergies renouvelables est pris en charge par les sociétés privées, alors le coût du développement du nucléaire est pris en charge par EDF. Cela soulève une question substantielle : les coûts internes (salariés, matériel, etc) et les coûts externes (études, etc) sont-ils bien évalués dans les calculs de LCOE ?

- Durée de construction :

Sur ce sujet, la note du Céréme contient une aberration : elle annonce qu'il faudrait 3 ans pour construire une centrale solaire au sol. C'est tout simplement 5 fois plus de temps qu'il n'en faut pour ce type de chantier. La totalité des travaux et phases de test peuvent être réalisés entre 6 à 9 mois.

En ce qui concerne la durée de construction pour le nouveau nucléaire, l'hypothèse retenue est de 9 ans, à opposer à la vingtaine d'années nécessaires pour construire Olkiluoto, aux 17 années de construction à Flamanville, ou aux 13 années projetées pour le moment à Hinkley Point en Angleterre.

- Coût de raccordement :

Les coûts de raccordement considérés dans l'étude du Céréme pour le solaire photovoltaïque en bâtiment et ombrières sont 75% plus élevés que pour les centrales au sol. C'est une erreur dans la mesure où les bâtiments et ombrières sont localisés en zones urbaines et périurbaines, proches du réseau et à des niveaux de tension plus faibles (donc moins coûteux en termes d'équipement), et parfois connectés directement en autoconsommation sur les postes des clients.

- Coût de construction :

Les hypothèses retenues par l'étude du Céréme sont obsolètes :

- Pour le solaire photovoltaïque au sol, l'hypothèse retenue est près de 0,9 M€ par MWc, or les centrales se construisent actuellement pour 0,7M€ et 0,8M€ par MWc en moyenne (ou entre 0,75M€ et 0,5M€/MWc selon le rapport RTE « Futurs Energétiques » 2050 page 559) soit jusqu'à 30% de moins ;
- Pour les ombrières solaires, le coût de construction est également surestimé, il se situe actuellement aux alentours de 1,2 M€/MWc au lieu de 1,42 M€/MWc comme retenu dans l'étude, soit 15% de moins. Ce montant est d'ailleurs celui qui est mentionné dans l'étude d'impact de la loi APER (Sénat, 2022) ;
- Pour l'éolien terrestre, c'est également la fourchette haute qui est retenue (1,74 M€/MWc), puisque le coût de construction se situe actuellement entre 1 M€/MWc et 1,7 M€/MWc selon la nature des sites, les technologies, les hauteurs de mât, et les coûts de raccordement ;
- Pour le nouveau nucléaire, l'État avait considéré un devis à 51 milliards €₂₀₂₀ (5,1M€/MW) pour les 6 nouveaux réacteurs en 2022 avant le discours de Belfort. EDF admet en 2024 une hausse de 30% à 67 milliards €₂₀₂₀ (6.2M€/MW) (Wajsbrot, Nucléaire : la facture prévisionnelle des futurs EPR grimpe de 30 %, 2024) soit 79,9 milliards €₂₀₂₄ (Cour des Comptes, 2025). L'étude du Céréme a, elle, considéré un effet d'échelle « miraculeux » avec un prix de 3,9M€/MW... tout à fait contraire à l'augmentation annoncée par EDF en mars 2024.

- Intérêts intercalaires² :

Un certain nombre d'erreurs ont été commises dans l'étude du Cérémé :

- Les intérêts intercalaires sur l'éolien flottant devraient être deux fois supérieurs du fait de la durée de chantier présumée de deux ans (et non d'un an) ;
- Les intérêts intercalaires sur le solaire photovoltaïque au sol sont beaucoup trop élevés du fait de la durée de chantier très surestimée. Ces frais devraient s'élever à 18 000 € / MWC au lieu de 70 000 € ;
- Un nouveau miracle semble s'être glissé, cette fois dans l'évaluation des frais intercalaires du nucléaire. Le montant retenu est de 0,78M€/MW soit 900 millions d'euros pour une tranche nucléaire de 1,2 GW, or en considérant une méthode identique aux autres énergies, le montant devrait être de 1,4M€/MW (CAPEX x durée construction x Taux d'intérêt → 3 900 x 9 x 4%). Si on ajoute à cela des hypothèses de CAPEX et des hypothèses de durée de construction moins extravagantes, le montant des frais intercalaires devrait s'élever à 3,74M€/MW soit 4,5 milliards d'euros pour une tranche nucléaire de 1,2 GW. Avec une sous-estimation de 3,5mds€ sur ce simple agrégat, on comprend mieux comment les budgets des centrales EPR2 ont pu être autant sous-évalués.

- Coût du financement :

Un certain nombre de partis pris ont été assumés dans l'étude du Cérémé :

- Non prise en compte des aléas (dépassement de durée de construction, coût de la construction, incidents d'exploitation, etc) : les institutions financières répercutent systématiquement le facteur de risque dans le coût du crédit à travers la « marge de crédit ». Comme expliqué plus haut, et à juste titre, la Cour des comptes, l'Ademe, et les règles de bonne gestion exigent de prendre en compte des coûts de financement différents selon le risque des actifs considérés. Le postulat du Cérémé selon lequel toutes les technologies sont financées au même taux est faux, induisant que l'État déciderait de financer le nucléaire avec une attente de retour comparable au solaire, et donc inévitablement une forme de subvention du nucléaire ;
- Non prise en compte d'une durée d'endettement différenciée, alors que la maturité des tranches de dette doit être considérée. Un actif avec une durée de vie de 40 ans ne peut pas être financé de la même façon qu'un actif ayant une durée de vie de 20 ans. Un produit bancaire de 40 ans aura automatiquement un taux plus élevé. Un actif avec une durée de vie de 40 ans financés avec une dette avec échéance à 20 ans aura un niveau de levier bancaire plus bas, ce qui dégradera le coût moyen pondéré du capital ;
- Non prise en compte de l'évaluation de la « bancabilité » des projets : le secteur privé n'est pas en mesure de financer le nucléaire. Cette donnée doit être prise en compte dans la comparaison des différentes solutions. Il en est de même quant à l'assurabilité des projets (EDF ne s'assure pas pour les dégâts qu'occasionnerait un accident nucléaire majeur, qui serait compensé par l'État).

² La phase de construction de réacteur nucléaire qui concentre les besoins en financement est relativement longue, entre dix et quinze ans. Au cours de cette période, l'investisseur est donc conduit à financer la construction et à payer des frais financiers (on parle d'intérêts intercalaires) sans percevoir de revenu par ailleurs. Plus cette phase est longue où le chantier prend du retard, plus la charge des intérêts intercalaires est importante.

- Coûts d'exploitation :

Concernant le solaire PV au sol, le coût d'exploitation retenu par le Céréme est supérieur de 50% à la moyenne.

Concernant le nouveau nucléaire :

- Les coûts de maintenance sont de 0,15M€/MW sur le nouveau nucléaire contre 0,232M€/MW sur le parc nucléaire existant, alors que les EPR2 sont plus complexes, et ont une durée d'exploitation prévue plus longue (60 ans) ;
- Le coût du combustible est de 8 €/MWh sur 60 ans, comme pour le nucléaire historique. Il n'y pas de provision considérée malgré les tensions géopolitiques qui pourraient remettre en cause les filières d'approvisionnement historiques de la France (à l'instar du Niger ou de la Russie).

- Provision pour démantèlement :

Il est intéressant de constater tout d'abord que l'hypothèse de provision retenue par l'étude du Céréme pour le démantèlement est plus élevée pour l'éolien offshore que pour le nouveau nucléaire (0.406M€/MW pour l'éolien offshore vs 0.318M€/MW pour le nouveau nucléaire).

Une hypothèse de 300M€ par centrale est retenue par le Céréme pour le nucléaire historique alors que 850 M€ ont été provisionnés pour la microcentrale de Brennilis, et 800M€ sont estimés pour Fessenheim. Une nouvelle fois, le set d'hypothèse joue en faveur du nucléaire et semble totalement déconnecté des expérimentations de démantèlement actuelles.

Pour le nouveau nucléaire, l'hypothèse retenue par le Céréme est de 0,318M€/MW alors qu'il s'agit d'infrastructures significativement plus lourdes que les centrales historiques.

- Assurances :

Tout véritable connaisseur des infrastructures énergétiques pourra se demander comment le sujet des assurances est traité par l'étude du Céréme. Toutes les centrales énergies renouvelables sont dûment assurées (décennales, responsabilité civiles, dommage ouvrage, etc) et ces dépenses sont incluses dans les CAPEX et les OPEX.

Compte tenu de l'amplitude des risques potentiels associés à cette technologie, le nucléaire est quant à lui inassurable. Cela instaure de fait une distorsion dans les analyses.

- Éléments complémentaires :

La note indique un LCOE de 43 €/MWh pour le nucléaire historique, or ce chiffre a été revu depuis par la CRE à 60€, et par EDF à 70€... (CRE, 2023).

Concernant l'EPR de Flamanville, la note annonce 103 €/MWh alors que la Cour des Comptes annonçait déjà entre 110 et 120€/MWh en 2020 (Cour des Comptes, 2020). La Cour des Comptes (Cour des Comptes, 2025) dans son dernier rapport sur l'état de la filière nucléaire parle d'« *une rentabilité médiocre* » entre 123 et 176 €/MWh suivant les hypothèses de rentabilité recherché (entre 4% et 7%) et de taux de charge (de 85% à 75%). Pour un prix de l'électricité « raisonnable » (mais qui reste élevé) de 90 €/MWh, une rentabilité de 2% est annoncée ce qui ne permet pas de rembourser le coût des fonds immobilisés.

Enfin, rappelons que la Banque Lazard, qui fait figure de référence sur les calculs de LCOE, indique des valeurs de 141 \$/MWh à 221 \$/MWh pour le nouveau nucléaire aux USA. Il serait intéressant qu'une

démonstration puisse être établie sur les avantages techniques ou économiques qui permettraient de produire en France de l'électricité à 63€/MWh selon le Céréme, ou bien même à 70-80€ selon EDF, quand, aux Etats-Unis, les estimations sont deux à trois fois supérieures.

2. Coûts systèmes associés

Tout d'abord, les données utilisées dans la note du Céréme sur les coûts système ont plus de 10 ans, et ne tiennent pas compte des avancées majeures sur le sujet. En effet, les articles pris en référence comme sont hors-d'âge (Pudjianto, Djapic, Dragovic, & Strbac, 2013), au mieux de 2017 (Samadi, 2017), il y a presque 10 ans... Ces données sont donc obsolètes, et en aucun cas comparables avec les hypothèses retenues pour 2040 pour le nouveau nucléaire.

Par ailleurs, rappelons que les coûts systèmes en France ne peuvent être estimés indépendamment d'un travail de projection du mix énergétique complet pour la France, incluant des hypothèses d'évolution des moyens de flexibilité et d'effacement. La note du Céréme n'apporte aucun élément sur ce sujet, et les chiffres présentés apparaissent donc dénués de tout fondement.

Une publication de référence en Grande Bretagne ayant fait une large analyse des données des surcoûts des systèmes induits par l'intégration des énergies renouvelables au niveau international apporte des éléments utiles (Integrating renewables into electricity systems, 2020) : « nous avons constaté que les valeurs médianes des coûts de réserve d'exploitation étaient inférieures à 5 €/MWh lorsque la production d'électricité variable contribuait à hauteur de 35 % à la production annuelle d'électricité, et inférieures à 10 €/MWh jusqu'à 45 %. L'autonomie dépend beaucoup de la flexibilité réelle ou supposée du système électrique observé ou modélisé. En ce qui concerne l'adéquation de la capacité, nous avons constaté que les valeurs de coût médianes ne dépassaient pas 10 €/MWh, quel que soit le niveau de contribution de l'électricité variable. La fourchette de valeurs dépend particulièrement de l'hypothèse d'adéquation de la capacité. Les résultats d'autres analyses qui ont modélisé les coûts d'intégration totaux ou agrégés sont globalement cohérents avec ces valeurs. Cependant, pour des parts plus élevées d'électricité variable (par exemple plus de 50 %), nous avons constaté qu'il existe un très large éventail de coûts totaux d'intégration. Le principal facteur déterminant ici est les hypothèses relatives à la fourniture et au coût de la flexibilité du système. ».

En prenant en compte le système électrique français actuel, les surcoûts d'intégration des énergies renouvelables seraient bien à des niveaux inférieurs à 5 €/MWh, contre plus du double retenu par le Céréme.

3. Coûts externes quantifiables

La note du Céréme indique des niveaux d'émission de gaz à effet de serre identiques pour le parc nucléaire historique et le nouveau nucléaire avec effet de série. On peut donc se demander si l'analyse sur le nouveau nucléaire inclut bien l'approvisionnement en composants, la construction et le démantèlement, comme c'est systématiquement le cas pour les énergies renouvelables (de la production des panneaux en Chine jusqu'au démantèlement).

Par ailleurs, la note semble faire abstraction des émissions évitées par l'utilisation des énergies renouvelables (seule solution déployable à horizon 2035-2040 à grande échelle) en subrogation des autres sources d'énergie plus polluantes. En cycle complet, le nucléaire et les énergies renouvelables sont très peu émetteurs de gaz à effet de serre, comparativement au gaz et au charbon.

	Éolien	Éolien en mer	Photovoltaïque	Hydraulique	Géothermie	Nucléaire	Charbon	Fioul	Gaz
Émissions de CO ² amont	14,1 g	15,6 g	43 g	6 g	45 g	6 g	89 g	102 g	67 g
Émissions de CO ² combustion	0 g	0 g	0 g	0 g	0 g	0 g	969g	628 g	351 g
Total	14,1 g	15,6 g	43 g	6 g	45 g	6 g	1060g	730 g	418 g

Figure 2: Emissions de gaz à effet des différentes sources d'énergie pour la production d'électricité (gr de CO₂éq/kwh).
Source : (ADEME, 2024)

Rappelons à toutes fins utiles qu'à la question : « La variabilité des énergies renouvelables est-elle forcément compensée par le recours à du thermique fossile ? » RTE répond (RTE, s.d.) :

« La variabilité des énergies renouvelables peut être compensée par différentes solutions de flexibilité, parmi lesquelles la production thermique, mais également les moyens de stockage comme les barrages hydrauliques, les batteries, la flexibilité de la demande, ou encore le pilotage de la recharge des véhicules électriques ou des ballons d'eau chaude. Mais alors comment fera-t-on lorsque notre mix électrique sera riche en énergies renouvelables et qu'il faudra se passer du thermique fossile pour réduire nos émissions ? Nous développerons les solutions de stockage à grande échelle et de flexibilité, mais aussi nous convertirons nos centrales thermiques fossiles au biogaz ou à l'hydrogène. »

Enfin, une comparaison du scénario « 100% énergies renouvelables » avec un scénario « Relance affirmée de la filière nucléaire – trajectoire industrielle haute » à l'aide de l'outil RTE (RTE, 2021) montre que la réduction de gaz à effet de serre est équivalente :

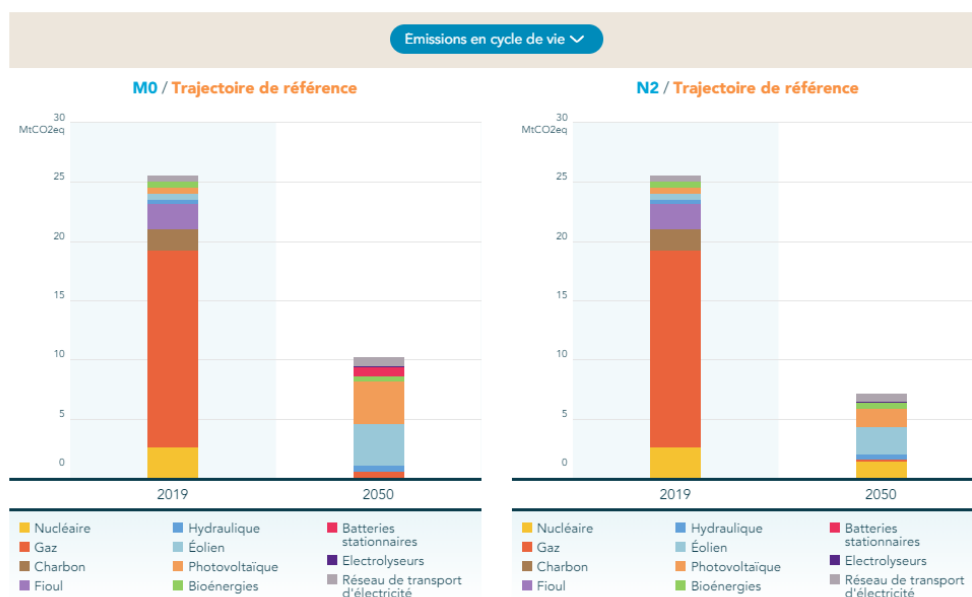


Figure 3 : Comparaison des émissions de GES en Mt CO₂éq/an d'un scénario 100% renouvelable (M0) et de « relance affirmée du nucléaire » (N2). (RTE, 2021)

3.1. Impacts sur les écosystèmes et sur la biodiversité

Le Cérémé s'émeut de l'impact « avifaune » causé par l'éolien terrestre. Le tableau ci-dessous offre des ordres de grandeur permettant de comprendre pourquoi les populations d'oiseau baissent drastiquement sur l'ensemble de la planète, quel que soit le nombre d'éoliennes implantées sur les territoires. Les éoliennes ne sont pas la source première, et de très loin, de l'érosion de la population d'oiseaux.

Mortality source	Annual mortality estimate	Percent composition
Buildings ¹	550 million	58.2 percent
Power lines ²	130 million	13.7 percent
Cats ³	100 million	10.6 percent
Automobiles ⁴	80 million	8.5 percent
Pesticides ⁵	67 million	7.1 percent
Communications towers ⁶	4.5 million	0.5 percent
Wind turbines ⁷	28.5 thousand	<0.01 percent
Airplanes	25 thousand	<0.01 percent
Other sources (oil spills, oil seeps, fishing by-catch, etc.)	not calculated	not calculated

¹Mid-range of fatality estimates reported from Klem (1990), 1 – 10 bird fatalities per house, extrapolated to 100 million residences

²Based primarily on a study in the Netherlands (Koops 1987), extrapolated to 500,000 miles of bulk transmission line in U.S.

³One study in Wisconsin estimated 40 million (Coleman and Temple 1996), there are 60 million cats claimed as pets in the U.S.

⁴Based primarily on one study in England (Hudson 1965, Banks 1979) that estimated 15.1 fatalities/mile of road each year, no searcher efficiency or bias adjustments in that study, updated based on increase in vehicle registrations

⁵Conservative estimate using low range of empirical fatality rate (0.1 to 3.6 birds/acre), studies typically adjusted from searcher efficiency and scavenging

⁶Estimates from models derived by Manville and Evans (M. Manville, pers. comm.).

⁷Mid-range of per turbine and per MW estimates derived from empirical data collected at several wind projects (table 1).

Figure 4 : Estimation du nombre d'oiseaux tués par cause aux Etats-Unis selon une étude publiée par le Département Agriculture des Etats Unis (Erickson, Johnson, & Young, 2005).

Par ailleurs, l'étude du Cérémé pointe du doigt l'artificialisation « massive » qui résulterait de la généralisation de centrales photovoltaïques au sol.

Rappelons que l'artificialisation est définie dans l'article 192 de la loi Climat et résilience comme « l'altération durable de tout ou partie des fonctions écologiques d'un sol, en particulier de ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques, ainsi que de son potentiel agronomique par son occupation ou son usage ».

Cette définition, générale, s'applique également à l'échelle des projets, par exemple dans le cadre des évaluations environnementales.

A l'échelle des documents de planification et d'urbanisme, l'artificialisation s'apprécie au travers d'une nomenclature des surfaces artificialisées (ex : sols imperméabilisés en raison du bâti) et non artificialisées (ex : sols végétalisés à usage sylvicole) annexée à l'article R. 101 du code de l'urbanisme.

Cette définition montre bien que l'emprise directe et indirecte utilisée par les sites nucléaires (exploitation et stockage) fait l'objet d'une artificialisation.

Elle montre bien également que les projets solaires ne rentrent pas dans cette définition, pour autant que leur configuration répond aux critères suivants du décret du 29/12/2023.

Techniquement, en moyenne, les parcs aujourd'hui en exploitation ont les caractéristiques suivantes :

- Projets orientés plein Sud : inter-rangée entre 2m et 3m
- Projets orientés est-ouest : inter-rangée entre 2m et 1m

Ces caractéristiques correspondent à des parcs photovoltaïques « optimisés », sachant que dans les autres configurations (type tracker ou agri-photovoltaïque), les inter-rangées sont encore plus grandes ainsi que la hauteur panneau.

Par ailleurs, rappelons qu'en plus de ces recommandations techniques de contraintes d'exploitation, l'obtention des autorisations de construction de parcs au sol fait l'objet d'une réglementation stricte :

- Les sites sont éligibles aux appels de l'offre de la CRE uniquement s'ils remplissent des critères précis. Les sites anthropisés (anciens CET, etc) sont d'ailleurs classés en cas 3 et bénéficient d'une rémunération plus importante ;
- Les permis de construire reposent sur une instruction drastique qui prend en considération la richesse des milieux et qui interdit le déploiement des centrales si elles génèrent un impact significatif sur l'environnement. Dans ce cadre, l'évaluation environnementale est obligatoire pour les parcs au sol de plus d'1 MWc (soit environ 1ha - article R. 122-2 du code de l'environnement pour les projets), mais aussi pour les éoliennes, et tout autre aménagement répondant aux critères. Certaines des énergies sont aussi classées ICPE et répondent aux obligations réglementaires d'études d'impacts et se doivent de répondre aux demandes d'enregistrements ou d'autorisations environnementales associées.
- Répondant à la même démarche vertueuse d'une bonne intégration des projets d'énergie renouvelable, le développement des projets repose sur la démarche ERC (éviter, réduire, compenser), mais aussi A (Accompagnement, contribuant grandement la collecte et au financement d'études de recherches sur les impacts de l'aménagement et la biodiversité) et l'ensemble des effets inévitables et irréductibles donnent lieu à des compensations.

Installer une centrale solaire consiste la plupart du temps à planter des poteaux dans le sol (structures) afin d'y arrimer les modules. Bien que la démarche apporte un changement d'état des habitats et/ou du sol, l'impact reste moindre quant à la préservation de la capacité de résilience du milieu.

C'est en cela que la doctrine ERC à l'échelle du projet pour la partie biodiversité cherche à répondre à chaque évaluation environnementale. Le zéro impact est impossible, comme toutes actions humaines sur un milieu, mais s'assurer que les populations locales patrimoniales et les dynamiques/fonctions écologiques soient respectées sont les objectifs auxquels répondent l'implantation des projets.

Enfin, avec un ratio de 1,3 MWc à l'hectare, l'objectif de 100 GWc en 2050 conduirait à occuper (temporairement) 0,14% de la surface de la France, ou 0,26% de la surface agricole tels que rappelés lors du séminaire du PV et biodiversité du 29 novembre 2023 à l'Assemblée Nationale.

4. Autres considérations

4.1. Précisions sur les aides d'État

Dans le domaine des énergies renouvelables, les aides d'État prennent le plus souvent la forme d'une obligation d'achat via un « Contract For Difference (CFD) » bi-directionnel³. Cette incitation vise en premier lieu à permettre à l'écosystème financier privé (les établissements bancaires et autres) de proposer des ressources de financement compétitives. Lorsque les prix montent, l'État capte la

³ Les contrats pour différence sont des contrats qui assurent aux producteurs un prix fixe pour l'électricité produite, et aux consommateurs un prix d'achat également fixe. La différence entre le prix du marché et le prix CFD fixe de référence entraîne soit une subvention de l'État au bénéfice du producteur si le tarif est inférieur à celui du CFD, soit une rétribution versée par le producteur à l'État en cas de prix supérieur.

différence entre le prix garanti lors de l'appel d'offre et le prix de marché (soit des dizaines de milliards de recettes pour l'État en 2022 et en 2023). Lorsque les prix baissent, l'État indemnise les producteurs pour ramener le chiffre d'affaires au cas de base initial.

Dans le cas du nouveau nucléaire, le mécanisme de l'obligation d'achat ne permettrait pas à lui seul de faire appel aux capitaux du secteur privé, qui reste « Risk adverse » face aux aléas construction (délais et surcoûts) et aux aléas pendant la période d'exploitation.

En outre, face au risque de voir toute subvention au secteur nucléaire requalifiée en aide d'État par la Commission Européenne, la subvention devra rester modérée.

4.2. Sur le Céréme

A la question : « *Quel est le but de la création du Céréme ?* », son fondateur Xavier Moreno répond (Moreno, 2020) :

*« ...rien ne fait dévier le train lancé à grande vitesse pour hérissier la France, à terre et en mer, d'éoliennes et centrales solaires, aux frais du consommateur d'électricité et du contribuable, sans aucun bénéfice pour le climat, **en risquant de plonger la France dans le noir** à certaines périodes de pointe de la consommation, tout en ruinant le patrimoine des paysages de la France. »*

Par ailleurs, dans un courrier (Céréme, 2023) destiné aux Maires, le Céréme émet l'affirmation suivante :

« La définition d'une ZADER entraîne des procédures administratives et contentieuses allégées rendant difficile de contrer par la suite les intérêts d'un porteur de projet peu soucieux des intérêts communaux. »

On peut en déduire que selon le Céréme, l'éolien et le solaire n'apportent aucun bénéfice pour le climat, vont plonger la France dans le noir, vont ruiner les paysages de la France, et que les porteurs de projet d'énergies renouvelables ne sont pas soucieux des intérêts communaux...

Conséquemment, s'il ne persiste aucune question quant à la position sans nuance, anti-énergies renouvelables et pro-nucléaire du Céréme, des interrogations persistent sur le niveau d'objectivité de la publication produite en vase clos et sans caution externe.

4.3. Commentaires relatifs à certaines affirmations issues de la note du Céréme

- *« Les énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien terrestre et en mer) ont des coûts de production plus élevés que le nucléaire « nouveau » bénéficiant d'un effet de série »*

Commentaire : La note du Céréme établit une comparaison sans nuance entre une donnée connue (coût de production des énergies renouvelables) avec ce qui reste à ce jour une croyance : le coût de production du nucléaire « nouveau ». Cela soulève d'emblée quelques réserves pour le lecteur avisé.

Rappelons que Xavier Ursat (Directeur Exécutif d'EDF en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire) a affirmé fort utilement, devant une Commission d'enquête sénatoriale, ne pas savoir en 2024 quel sera le coût du futur nucléaire, à la 58^e minute (Ursat, 2024):

« En matière de coût, on est encore en travail, on n'est pas encore en mesure de livrer un coût du nouveau nucléaire en € du MWh » :

- *« Les devis actuels nécessitent d'être « retravaillés », car on est au-dessus du chiffre annoncé en 2021 » ;*

- « Des retours de fournisseurs au-dessus de ce qu'on imaginait » ;
 - « Hausse des matières premières » ;
 - « Le planning unitaire de construction est d'ordre 1 sur le coût du MWh » ;
 - « On ne sait pas comment on va financer » ;
- « Les médias publient régulièrement des coûts par mode de production électrique faisant état d'énergies renouvelables « de moins en moins chères », le nucléaire étant présenté comme « coûteux et de plus en plus cher ». Ces affirmations résultent à la fois de stratégies d'influence et d'études souvent partielles dont les nuances techniques échappent aux relais d'opinion. »

Commentaire : Il est surprenant de voir remis en cause la baisse du coût des énergies renouvelables au cours des deux dernières décennies. A titre d'exemple, le coût du solaire photovoltaïque a baissé d'environ 98% entre 2009 et 2023 (BNEF, 2023) comme le rappelle la Cour des Comptes (Cour des Comptes, 2021) : « Les paramètres de coût des moyens de production photovoltaïques et éoliens sont sur une trajectoire de réduction significative. »

- « Les électricités intermittentes. »

Commentaire : Les énergies renouvelables ne sont pas intermittentes. Il s'agit d'une sémantique de lobbyiste anti-énergies renouvelables. Plus neutre, RTE utilise le terme de variabilité (RTE, s.d.), et il est désormais reconnu académiquement au niveau mondial que cette dernière peut être compensée notamment par le foisonnement ou l'hybridation de plusieurs technologies (typiquement éolien + photovoltaïque) et l'intégration de systèmes de stockage, notamment par batteries.

- « Les calculs se fondent sur les sources les plus fiables : Cour des Comptes, RTE, ADEME, CRE, Roland Berger/ Lazard. Tous les coûts sont ajustés en valeur de 2022. »

Commentaire : Lazard produit en effet des analyses de LCOE dont les conclusions sont opposées à celles du Céréomé...

- « Décomposition du LCOE en pourcentage »

Commentaire : La décomposition du LCOE en pourcentage présentée en page 2 n'est pas commentée. C'est regrettable, car elle illustre que des aléas importants persistent sur les centrales à combustibles pendant la période d'exploitation (coût combustible qui peut être important (Pecout, 2024), coût opératoire pour maintenance non programmée (Wajsbrot, EDF : la facture de l'arrêt forcé des réacteurs nucléaires alourdie de 5 milliards, 2022)), alors que les aléas sont très faibles sur les énergies renouvelables à la suite de la mise en service.

- « Parmi les impacts non quantifiables figurent l'impact sur les écosystèmes et la biodiversité : destruction de zones humides, de forêts, des milieux marins, de la faune (chiroptères et autres espèces protégées), dont rendent compte les suivis environnementaux des DREAL [...] Par ailleurs, le secteur public subventionne chaque année les frais de R&D de certains projets. »

Commentaire : Il n'est pas surprenant de constater que les éléments pris en compte sont sélectionnés afin de faire apparaître un avantage pour le nucléaire.

A titre d'illustration, et sans prétendre pouvoir être exhaustif, ont été omis les coûts indirects quantifiables suivants :

- Les 21 000 collaborateurs du CEA (Commissariat à l'énergie atomique) ou 3,2 mds d'euros de dépenses civiles par an (dont 0.8mds€ financés par des recettes externes), les 700

salariés de l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs), les 516 agents de l'ASN (Autorité de Sureté Nucléaire), entièrement sur le budget de l'État.

- Les dépenses militaires associées à la sécurisation des activités d'extraction d'uranium ou à la sécurisation des centrales et usines de la filière en France ;
- Le coût des centres d'enfouissement de déchets dont les coûts finaux restent encore largement inconnus (Wakim & Le Hir, 2019) (pendant combien de centaines de milliers d'années ?) ;
- Le coût définitif de démantèlement des centrales (le démantèlement de la seule centrale de Bretagne, Brennilis, a été estimé à 24 millions par la commission PEON, puis à 482 millions par la Cour des Comptes en 2005 (Cour des Comptes, 2005) puis 850 millions par EDF en 2021 (EDF, 2021) ;
- Les garanties accordées par des institutions comme la COFACE à AREVA ;
- Le rachat par EDF de GE Steam Turbine bloqué pendant un temps par les autorités américaines au titre de sanctions dans le cadre du conflit en Ukraine ;
- Le maintien de la spécificité du cycle nucléaire fermé en France jusqu'en 2100, validé par le troisième conseil de politique nucléaire, ce qui implique le renouvellement complet de l'usine de la Hague, soit un investissement d'environ 30 milliards € à minima (Mouterde, 2024).

Ainsi que les externalités positives quantifiables suivantes :

- Répartition des retombées fiscales territoriales associées aux installations d'énergies renouvelables décentralisées ;
 - Loyers versés par les Sociétés Projets d'énergies renouvelables aux communes qui possèdent les fonciers (estimation de 300 millions par an en cumulant éolien et solaire) ;
 - Rénovation ou construction de hangars agricoles en contrepartie de l'exploitation du volume toiture ;
 - Rénovations de toitures industrielles (parfois désamiantage) et résidentielles financées par les toitures solaires ;
 - Limitation des impacts sur les cultures des événements climatiques extrêmes (tempête, sécheresse) pour certaines technologies d'agrivoltaïsme ;
 - ...
- « Certaines publications n'incluent pas la totalité des six éléments précités de constitution des coûts. L'absence de prise en compte dans le calcul du MWh des frais financiers intercalaires, des coûts de raccordement au réseau ou des charges de démantèlement crée bien évidemment des distorsions importantes de valorisation qui doivent être analysées au cas par cas. »

Commentaire : Les frais financiers intercalaires dépendent majoritairement de la durée des chantiers. Les frais financiers en période de conception et développement sont portés par les entreprises privées dans le cadre des énergies renouvelables (dont les durées de construction sont en général inférieures à 1 an), et par l'État dans le cadre du nucléaire. Malgré la bonne volonté du Céréme de prendre en compte ces frais, nous avons vu plus haut que les hypothèses retenues sont fausses ou approximatives.

5. Conclusion

RTE a publié en février 2022, soit avant la note du Céréme, une étude de 992 pages sur les coûts complets du système, au terme de 3 ans de travail et de l'engagement de moyens considérables. Cependant, le Céréme prétend apporter avec sa note un éclairage « providentiel » au débat public, en particulier pour les acteurs institutionnels (RTE, ADEME, etc), qui ne seraient donc pas en mesure de comprendre de manière autonome le fonctionnement du système électrique dans son ensemble.

Une relecture précise de ce document, voire même rapide, démontre la faiblesse des analyses, basées sur des partis pris idéologiques très défavorables aux énergies renouvelables, et très favorables au nucléaire. Nous ne pouvons que regretter ce type d'intervention qui, par son manque de rigueur, biaise le débat public et produit ainsi l'effet inverse de l'objectif annoncé. Au-delà de la pollution générée dans les débats publics, ce genre de prise de position conduit à justifier l'inaction, et ainsi à retarder la décarbonation et le développement d'un mix énergétique plus compétitif en France.

Bibliographie

- ADEME. (2024, Mars). *Les futurs en transition*. Récupéré sur ADEME: <https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>
- ADEME. (2024, Février 8). *Quel bilan carbone pour la production d'électricité*. Récupéré sur Orki: <https://orki.green/article/quel-bilan-carbone-pour-la-production-d-electricite>
- BNEF. (2023, Juin 7). *Cost of Clean Energy Technologies Drop as Expensive Debt Offset by Cooling Commodity Prices*. Récupéré sur BNEF: <https://about.bnef.com/blog/cost-of-clean-energy-technologies-drop-as-expensive-debt-offset-by-cooling-commodity-prices/>
- Céréme. (2022, Juillet). *Comparaison des coûts complets de production*. Récupéré sur Céréme: https://cereme.fr/wp-content/uploads/2022/07/C-12-Comparaison-des-couts-complets-de-production-de-lelectricite_.pdf
- Céréme. (2023, Septembre 11). *Loi sur les énergies renouvelables : comment l'appliquer dans le respect des libertés communales*. Récupéré sur Céréme: <https://cereme.fr/wp-content/uploads/2023/09/Courrier-aux-maires-ZADER-V-11-septembre-2023.pdf>
- Cour des Comptes. (2005, Janvier). *Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs*. Récupéré sur Cour des Comptes: <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RapportRadioactifsnuclaire.pdf>
- Cour des Comptes. (2020, Juillet). *La filière EPR*. Récupéré sur Cour des Comptes: <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-07/20200709-synthese-filiere-EPR.pdf>
- Cour des Comptes. (2025, Janvier 14). *La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants*. Récupéré sur Cour des Comptes: https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR%20-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants_0.pdf
- Cour des Comptes. (2021, Septembre 15). *L'analyse du cout des systèmes de production d'électricité en France*. Récupéré sur Cour des Comptes: <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2021-12/20211213-S2021-2052-analyse-couts-systeme-production-electrique-France.pdf>
- CRE. (2023, Septembre 18). *Info Contexte - Coût du nucléaire : le régulateur étrille les chiffres d'EDF*. Récupéré sur Contexte: https://www.contexte.com/article/energie/info-contexte-cout-du-nucleaire-le-regulateur-etrille-la-contre-evaluation-dedf_174867.html
- EDF. (2021, Aout). *Energie positive*. Récupéré sur EDF: https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/centrale-brennilis/energie_positive_juil2021_vf_bat.pdf
- Erickson, W. P., Johnson, G. D., & Young, D. P. (2005). *A summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions*. Récupéré sur USDA: <https://research.fs.usda.gov/treesearch/32103>
- IEA-NEA. (2020, Décembre). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Récupéré sur International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

- Integrating renewables into electricity systems.* (2020, Novembre 02). Récupéré sur UK Energy research center: <https://ukerc.ac.uk/news/integrating-renewables-into-electricity-systems/>
- Moreno, X. (2020, 11 03). *Xavier Moreno : les raisons de mon engagement.* Récupéré sur Céréme: <https://cereme.fr/2020/11/03/xavier-moreno-les-raisons-de-mon-engagement/>
- Mouterde, P. (2024, Février 27). *Nucléaire : le chantier colossal du renouvellement des installations destinées à « recycler » les combustibles.* Récupéré sur Le Monde: https://www.lemonde.fr/economie/article/2024/02/27/nucleaire-le-chantier-colossal-du-renouvellement-des-installations-destinees-a-recycler-les-combustibles_6218896_3234.html
- Pecout, A. (2024, Février 17). *Nucléaire : le prix de l'uranium naturel au plus haut depuis 2007.* Récupéré sur Le Monde: https://www.lemonde.fr/economie/article/2024/02/17/nucleaire-le-prix-de-l-uranium-naturel-au-plus-haut-depuis-2007_6217052_3234.html
- Pudjianto, D., Djapic, P., Dragovic, J., & Strbac, G. (2013, Septembre). *Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation : Direct Costs Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics.* Récupéré sur HELAPCO: https://helapco.gr/pdf/PV_PARITY_D44_Grid_integration_cost_of_PV_-_Final_300913.pdf
- RTE. (2021, Octobre 25). *Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.* Récupéré sur RTE: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>
- RTE. (s.d.). *RTE vous répond sur les énergies renouvelables (ENR/EMR).* Récupéré sur RTE: <https://www.rte-france.com/rte-repond-sur-energies-renouvelables-enr-emr>
- Samadi, S. (2017). The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance. *Energies*, 1-36.
- Sénat. (2022, Septembre 26). *Etude d'impact du projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables.* Récupéré sur Sénat: <https://www.senat.fr/leg/etudes-impact/pjl21-889-ei/pjl21-889-ei.html>
- Ursat, X. (2024, Février 08). *Audition au Sénat sur le nouveau nucléaire.* (D. CABANEL Henri DELAHAYE Vincent GREMillet, V. Lurel, F. Montaugué, S. Piednoir, & D. Salmon, Intervieweurs)
- Vente de l'entité nucléaire de GE à EDF : deux ans après le discours présidentiel, Belfort sèche sur pied.* (2024, Février 27). Récupéré sur L'Est Républicain: <https://www.estrepublicain.fr/economie/2024/02/27/vente-de-l-entite-nucleaire-de-ge-a-edf-deux-ans-apres-le-discours-presidentiel-belfort-seche-sur-pied#:~:text=La%20vente%20de%20l'entit%C3%A9,le%201er%20d%C3%A9cembre%202023.>
- Wajsbrodt, S. (2022, Septembre 15). *EDF : la facture de l'arrêt forcé des réacteurs nucléaires alourdie de 5 milliards.* Récupéré sur Les Echos: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/edf-la-facture-de-l-arret-force-des-reacteurs-nucleaires-alourdie-de-5-milliards-1788120>
- Wajsbrodt, S. (2024, Mars 4). *Nucléaire : la facture prévisionnelle des futurs EPR grimpe de 30 %.* Récupéré sur Les Echos: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/exclusif-nucleaire-la-facture-previsionnelle-des-futurs-epr-grimpe-de-30-2080380>

Wakim, N., & Le Hir, P. (2019, Juillet 04). *Bure : la Cour des comptes s'inquiète du coût du projet de stockage des déchets nucléaires*. Récupéré sur Le Monde:
https://www.lemonde.fr/planete/article/2019/07/04/bure-la-cour-des-comptes-s-inquiete-du-cout-du-projet-de-stockage-des-dechets-nucleaires_5485375_3244.html



**énergies
renouvelables
pour tou·te·s**