

N° 2149
ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958
DIX-SEPTIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la présidence de l'Assemblée nationale
le 27 novembre 2025

N° 166
SÉNAT

SESSION ORDINAIRE 2025 - 2026

Enregistré à la présidence du Sénat
le 27 novembre 2025

RAPPORT

au nom de

**L'OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION
DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES**

sur

**Les impacts technologiques de l'évolution du mix énergétique
et ses conséquences sur l'outil industriel et les réseaux**

par

M. Joël BRUNEAU, député, et M. Patrick CHAIZE, sénateur

Déposé sur le Bureau de l'Assemblée nationale
par M. Pierre HENRIET,
Premier vice-président de l'Office

Déposé sur le Bureau du Sénat
par M. Stéphane PIEDNOIR,
Président de l'Office

**Composition de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques
et technologiques**

Président

M. Stéphane PIEDNOIR, sénateur

Premier vice-président

M. Pierre HENRIET, député

Vice-présidents

M. Jean-Luc FUGIT, député..

M. Gérard LESEUL député....

M. Alexandre SABATOU, député

Mme Florence LASSARADE, sénatrice

Mme Anne-Catherine LOISIER, sénatrice

M. David ROS, sénateur

DÉPUTÉS

M. Alexandre ALLEGRET-PILOT

M. Maxime AMBLARD

M. Philippe BOLO

M. Eric BOTHOREL

M. Joël BRUNEAU

SÉNATEURS

M. Arnaud BAZIN

Mme Martine BERTHET

Mme Alexandra BORCHIO FONTIMP

M. Patrick CHAIZE

M. André GUIOL

M. François-Xavier CECCOLI

Mme Olga GIVERNET

M. Maxime LAISNEY

Mme Mereana REID ARBELOT

M. Arnaud SAINT-MARTIN

M. Emeric SALMON

M. Jean-Philippe TANGUY

Mme Mélanie THOMIN

Mme Dominique VOYNET

M. Ludovic HAYE

M. Olivier HENNO

Mme Sonia de LA PROVÔTÉ

M. Pierre MÉDEVIELLE

Mme Corinne NARASSIGUIN

M. Pierre OUZOULIAS

M. Daniel SALMON

M. Bruno SIDO

M. Michaël WEBER

Version provisoire

SOMMAIRE

	Pages
SAISINE	11
SYNTHÈSE	13
AVANT-PROPOS	15
I. DES FONDATIONS HISTORIQUES AUX EFFETS STRUCTURANTS DU MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS	17
A. DES TRENTÉ GLORIEUSES À LA TRANSITION : GENÈSE ET MUTATIONS DU MIX NATIONAL	17
1. La construction d'un bouquet énergétique cohérent.....	17
a. L'électricité, vecteur central de la modernisation industrielle	17
b. Le rôle déterminant des énergies fossiles dans la croissance d'après-guerre.....	19
2. Une dépendance énergétique devenue insoutenable.....	22
a. Diversification des approvisionnements thermiques et sécurisation de l'accès aux ressources	22
b. Le tournant nucléaire : un choix stratégique structurant.....	23
3. 3. Vers une diversification du mix énergétique	25
a. Le déclin des énergies fossiles dans le mix.....	25
b. Le déploiement progressif des « énergies nouvelles »	26
B. LES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES : INFRASTRUCTURES DE SOUVERAINETÉ ET D'INTÉGRATION TERRITORIALE	28
1. L'essor de l'électrification nationale : genèse et structuration spatiale	28
2. La densification du réseau électrique.....	29
3. L'évolution territoriale et fonctionnelle des réseaux gaziers	30
C. L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES, UNE RÉVOLUTION SILENCIEUSE DES PRATIQUES INDUSTRIELLES ET DOMESTIQUES	32
1. L'ancrage territorial des industries électro-intensives	32
2. La diffusion de l'électricité au cœur des usages productifs.....	34
3. L'essor du confort domestique et la montée en puissance de la demande résidentielle	36

II. MAÎTRISER LA TRANSITION : TECHNOLOGIES ET INFRASTRUCTURES AU SERVICE D'UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE RÉSILIENT	41
A. PRÉSERVER LA STABILITÉ D'UN SYSTÈME PLUS VARIABLE ET PLUS DÉCENTRALISÉ.....	41
1. La robustesse des services de fourniture d'électricité, un impératif des sociétés modernes	41
a. Un socle essentiel au fonctionnement des activités d'intérêt vital	41
b. Un risque systémique illustré par les crises récentes	42
2. Les contraintes induites par l'intermittence de certaines énergies renouvelables ..	43
a. Un réseau historiquement structuré autour de moyens centralisés	43
c. La diversification des profils de consommation ne palie pas la stagnation de la demande	44
d. La fonction structurante des machines synchrones dans la stabilité du réseau électrique.....	46
e. Les limites des technologies à onduleurs au regard des services systèmes et les solutions en développement	46
f. La reconfiguration des flux et ses conséquences sur les réseaux.....	48
g. Les risques associés à la variabilité de la production	48
h. Les effets locaux liés à la maximisation des injections renouvelables	49
i. La nécessité d'une approche progressive et d'un approfondissement des recherches.....	50
3. L'impact de la modulation sur le parc électronucléaire.....	50
a. Le cas général d'un fonctionnement « en base »	50
i. Un coût de production optimisé	51
ii. Une exploitation simplifiée	51
iii. Des contraintes réduites sur les matériaux	52
iv. Une gestion des combustibles facilitée.....	52
b. La singularité française d'un parc conçu pour moduler.....	52
i. L'introduction du DMA et des « grappes grises »	53
ii. La combinaison du pilotage mécanique et chimique de la réactivité.....	53
iii. Le renforcement de la résilience du cœur et des circuits face aux sollicitations induites par le suivi de charge	54
iv. Une surveillance renforcée en fonctionnement.....	54
v. L'évolution du contrôle-commande : un levier déterminant.....	55
vi. Une capacité de modulation éprouvée et intégrée dans la conduite habituelle du parc nucléaire français.....	56
vii. Une innovation regardée avec perplexité à l'étranger, puis adoptée.....	56
c. Les interrogations sur les conséquences à long terme d'une modulation intensifiée	58

B. LES LEVIERS TECHNOLOGIQUES DE FLEXIBILITÉ ET DE RÉGULATION.....	62
1. La flexibilité de la demande : un levier essentiel encore peu exploité	63
a. Le secteur résidentiel : un gisement diffus mais important.....	63
b. Le secteur tertiaire : un potentiel croissant	65
c. Le secteur industriel : un acteur historique	65
2. La flexibilité de l'offre : adapter en temps réel les moyens de production et de stockage.....	66
a. Les moyens de production pilotables.....	66
b. Les interconnexions transfrontalières	66
c. Le stockage : une ressource en croissance rapide.....	67
d. Les énergies renouvelables pilotables : une contribution encore limitée mais croissante.....	68
e. Flexibilité des renouvelables variables : une marge de manœuvre en développement.....	68
C. LES RÉSEAUX GAZIERS : UN LEVIER COMPLÉMENTAIRE.....	69
1. Une grande infrastructure, gérée par trois opérateurs.....	69
2. Une dépendance quasi complète aux importations, contrebalancée par une diversification des approvisionnements.....	69
3. Des capacités de stockage stratégiques.....	70
4. Une baisse progressive et structurelle de la demande de gaz naturel en France.....	70
5. Vers un réseau gazier mis au service de la décarbonation.....	72
a. Le méthane décarboné, première étape d'un réseau gazier décarboné	73
i. Le biométhane, une filière en développement rapide	73
ii. Deux filières alternatives pour la biomasse solide et liquide	73
iii. La réutilisation de l'électricité fatale des énergies intermittentes	74
b. L'hydrogène, vecteur énergétique de la neutralité carbone	74
6. Les adaptations techniques et les enjeux de modernisation du réseau gazier.....	75
III. ADAPTATION ET CONTRIBUTION DE L'OUTIL INDUSTRIEL FRANÇAIS À L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE	77
A. LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DE L'INDUSTRIE REFLÈTE LES DYNAMIQUES STRUCTURELLES ET CONJONCTURELLES DU SECTEUR	77
1. Malgré un déclin tendanciel, la part de l'industrie dans le mix énergétique national reste significative.....	77
2. La consommation énergétique de l'industrie et ses émissions de gaz à effet de serre connaissent des contrastes sectoriels et territoriaux marqués	80
3. L'énergie est un facteur important de la compétitivité des entreprises industrielles	82

B. LE MIX ÉNERGÉTIQUE DE L'INDUSTRIE INCORPORE DÉJÀ UNE PART IMPORTANTE D'ÉLECTRICITÉ, EN PARTICULIER GRÂCE AUX ACTEURS FORTEMENT ÉLECTRO-INTENSIFS	83
1. La dépendance forte des industries électro-intensives au prix de l'électricité est un facteur de fragilité dans la compétition internationale	83
2. Des mécanismes européens participent au maintien de leur compétitivité.....	85
3. L'évolution de la consommation électrique des industries électro-intensives est difficilement prévisible, les différentes filières suivant des trajectoires contrastées	86
a. La désindustrialisation s'accompagne d'une baisse de la consommation électrique	86
b. Les perspectives de déploiement de l'intelligence artificielle et des centres de données qui lui sont nécessaires laissent prévoir une hausse significative de la consommation d'électricité du secteur numérique	87
C. IL FAUDRA DÉPLOYER DES TECHNOLOGIES NOUVELLES POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DE LA PRODUCTION DE CHALEUR INDUSTRIELLE ET DE L'UTILISATION DE CERTAINES MOLÉCULES COMME INTRANTS.....	89
1. Les voies de décarbonation de la chaleur industrielle	89
a. Quelles utilisations de la chaleur industrielle ?	89
b. L'exemple des fours verriers.....	90
c. Les Small Modular Reactors (SMR) présentent un potentiel intéressant mais incertain pour la décarbonation de la chaleur industrielle.....	91
2. La nécessaire substitution des molécules carbonées en vue d'atteindre les objectifs de décarbonation de l'industrie	93
3. Les processus combinant chaleur et molécules carbonées sont les plus difficiles à décarboner	94
a. La sidérurgie et la réduction du minerai de fer.....	94
b. La plasturgie et le craquage des hydrocarbures.....	95
c. Pour ces procédés, la décarbonation du mix passera par le découplage entre la production de chaleur et la chimie du carbone	96
4. La disponibilité de l'hydrogène vert est une nécessité pour décarboner l'industrie	96
D. LES TECHNOLOGIES DE CAPTURE ET STOCKAGE DU CARBONE POURRAIENT CONDUIRE UNE INDUSTRIE FUTURE PRESQUE TOTALEMENT DÉCARBONÉE À ÉLIMINER SES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES ET ATTEINDRE LE « NET ZÉRO »	97
1. La « capture et stockage du carbone », un instrument de décarbonation des émissions incompressibles industrielles soutenu par les stratégies françaises et européennes.....	97
2. Le CCS est organisé autour d'une chaîne de technologies innovantes pour le captage du carbone, son transport puis son stockage	99
a. Les technologies de captage du CO ₂ industriel	99

b. Filière transport, filière stockage	100
c. Le potentiel de réutilisation du carbone capté	100
3. Le CCS a un impact défavorable sur la consommation énergétique de l'industrie	101
4. Au-delà du CCS, certaines innovations technologiques visent à obtenir des « émissions négatives »	101
a. Technologies de BECSC	102
b. Technologies de CDAS	102
5. Conclusions et perspectives énergétiques	103
IV. COMPARAISONS INTERNATIONALES ET INSCRIPTION DU SYSTÈME FRANÇAIS DANS LES DYNAMIQUES EUROPÉENNES	105
A. LES TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES CONTRASTÉES DES MIX ÉNERGÉTIQUES EUROPÉENS	105
1. Les pays à forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes	108
a. Le cas de l'Allemagne	108
b. Le cas de l'Espagne	111
c. Le cas du Danemark	116
2. Les modèles à mix pilotable et bas-carbone	118
a. État des lieux des moyens pilotables en Europe	118
b. Le cas de la Suède	120
c. Le cas de la Norvège	121
d. Le cas de la France	124
3. Les retours d'expérience utiles à la trajectoire française	127
a. Évaluer les différentes stratégies énergétiques mises en œuvre en Europe : quelques indicateurs	127
i. L'impact environnemental	127
ii. La sécurité d'approvisionnement	128
iii. La compétitivité du prix de l'énergie	129
b. Intégrer les énergies renouvelables intermittentes dans le mix	130
c. Maintenir un socle de production pilotable et bas-carbone	133
B. LES INTERCONNEXIONS EUROPÉENNES : CONTRAINTES ET LEVIERS D'INTÉGRATION DU MIX NATIONAL	135
1. L'interconnexion croissante des réseaux électriques	135
2. L'évolution des réseaux gaziers européens	138
RECOMMANDATIONS	143
EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE DU 27 NOVEMBRE 2025	147

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES	149
ANNEXES	157
I. ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE ET IMPACTS TECHNOLOGIQUES – VINCENT BERGER, HAUT COMMISSAIRE À L'ÉNERGIE ATOMIQUE	157
II. EFFETS DE LA MODULATION SUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES – YVES BRÉCHET (ACADÉMIE DES SCIENCES)	171

Version provisoire

SAISINE

DE L'OFFICE PAR LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE



COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

La Présidente

Paris, le 26 mars 2025

Monsieur le Président,

La commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale est très attentive à ce que notre pays soit doté d'une programmation énergétique ambitieuse, dont Parlement doit pouvoir débattre afin d'être en mesure de se prononcer à ce sujet en pleine connaissance de cause.

Les enjeux de cette programmation sont toutefois complexes, car il s'agit d'appréhender plusieurs évolutions simultanées, en particulier la progression de la consommation électrique, la montée en puissance des énergies renouvelables et la relance du nucléaire. Cette transition de notre modèle vers un mix énergétique plus diversifié nécessite certes des moyens importants, mais également des choix technologiques adaptés.

C'est pourquoi, afin d'éclairer notre réflexion, la commission souhaiterait, en application de l'article 6 *ter* de l'ordonnance n°58-1100 du 17 novembre 1958, saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques d'une étude approfondie sur les impacts technologiques de l'évolution de notre mix énergétique, afin notamment d'analyser les conséquences qu'elle aura sur notre outil industriel et les réseaux.

Je vous prie de recevoir, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

Aurélie TROUVÉ

Monsieur Pierre HENRIET
Premier vice-président de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et
technologiques (OPECST)
Assemblée nationale

SYNTHÈSE

AVANT-PROPOS

Le 26 mars 2025, la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale a saisi l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) d'une étude sur « les impacts technologiques de l'évolution de notre mix énergétique, afin notamment d'analyser les conséquences qu'elle aura sur notre outil industriel et les réseaux. » L'Office a confié cette étude à M. Joël Bruneau, député, et M. Patrick Chaize, sénateur, le 28 avril 2025.

Les rapporteurs ont suivi une démarche d'investigation conforme aux pratiques habituelles de l'Office, en procédant à une large consultation des parties prenantes : chercheurs, universitaires, associations, acteurs institutionnels et industriels.

* *
*

L'évolution rapide du mix énergétique de la France, motivée par la lutte contre le changement climatique, est un phénomène technique, économique et social majeur de ce début de siècle. La montée en puissance des énergies renouvelables, la réaffirmation d'une stratégie nationale en matière nucléaire, l'électrification croissante des usages et la numérisation des systèmes énergétiques transforment en profondeur l'organisation et le fonctionnement des infrastructures.

Pour accompagner ces mutations, la France dispose d'atouts considérables : un système électrique historiquement décarboné, des filières industrielles d'excellence et une expertise reconnue dans plusieurs domaines clés, du nucléaire au stockage électrochimique, en passant par les réseaux intelligents.

Mais ces atouts ne peuvent masquer l'ampleur des défis qui s'accumulent. L'adaptation des réseaux électriques de transport et de distribution, la refonte du réseau gazier, la revitalisation de la filière nucléaire, le renforcement de la résilience des infrastructures critiques, la sécurisation des approvisionnements en matériaux stratégiques et la montée en puissance de nouvelles filières devront être menés de front, dans un contexte marqué par des tensions géopolitiques accrues et par une compétition internationale intense.

L'évolution du mix énergétique ne se traduit pas seulement par le remplacement des énergies fossiles par des sources d'énergie décarbonées : elle affecte le fonctionnement de l'ensemble de l'économie, la compétitivité des entreprises, la sécurité des approvisionnements et la continuité des services essentiels. Elle impose également une réflexion renouvelée sur la place de

l'industrie sur le territoire national, sur les compétences à renforcer et sur les investissements nécessaires pour accompagner les transitions en cours.

C'est pour éclairer ces enjeux que l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques a engagé le présent travail. Il vise à analyser, de manière objective et documentée, les impacts technologiques de la transition énergétique sur les infrastructures, les réseaux, les filières industrielles et l'ensemble des secteurs dépendants du système énergétique. Il propose également des recommandations destinées à assurer, dans la durée, la résilience, la souveraineté et la compétitivité de notre modèle énergétique.

I. DES FONDATIONS HISTORIQUES AUX EFFETS STRUCTURANTS DU MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS

A. DES TRENTE GLORIEUSES À LA TRANSITION : GENÈSE ET MUTATIONS DU MIX NATIONAL

1. La construction d'un bouquet énergétique cohérent

a. L'électricité, vecteur central de la modernisation industrielle

L'énergie se manifeste sous de multiples formes dans la nature et dans les activités humaines. Cependant, ce n'est qu'au XIX^e siècle, avec la révolution industrielle, que se développent des procédés efficaces pour l'exploiter à grande échelle.

C'est également à cette époque qu'apparaît un nouveau moyen de transport de l'énergie, ou vecteur énergétique : l'électricité. Son essor est rendu possible par les travaux de plusieurs scientifiques majeurs, parmi lesquels Volta, Ampère, Ohm, Faraday ou Joule, qui ont permis, en à peine un siècle, de progresser considérablement dans la compréhension des phénomènes électriques.

À partir des années 1880, la France voit l'avènement des premières centrales hydroélectriques, qui utilisent le travail de l'eau pour produire de l'électricité. Les machines à vapeur, déjà utilisées dans l'industrie, sont associées à des générateurs électriques pour produire de l'électricité à partir de la chaleur (c'est ce qu'on appelle la production thermique).

Aux côtés d'autres formes d'énergie qui continuent à jouer un rôle majeur dans les transports, comme le charbon pour la locomotive à vapeur ou le pétrole pour la voiture à moteur à explosion, les centrales électriques contribuent de façon significative à l'aménagement du territoire français jusqu'à la Seconde Guerre mondiale. Une répartition assez nette se dessine alors : au Sud, dans les massifs montagneux et le long des grands fleuves, dominent les barrages hydroélectriques, tandis que le Nord de la France, doté de ressources en charbon, s'équipe surtout de centrales thermiques. Cette organisation territoriale reste d'ailleurs encore en partie visible aujourd'hui.

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, la priorité est donnée à la lutte contre la pénurie énergétique. La France entre alors dans les « Trente Glorieuses », période marquée par une forte croissance économique. Pour accompagner cette dynamique, l'État engage d'importants investissements dans le secteur énergétique, en s'appuyant sur les réseaux existants.

Le Plan Monnet pour la période 1947-1950¹, premier « Plan de modernisation et d'équipement », donne la priorité à l'énergie hydraulique, encore largement dominante dans la production électrique nationale. Cette énergie s'appuie sur un réseau de transport d'électricité plus développé que celui du thermique, qui se trouve cantonné dans les régions du Sud à un rôle de « *régulation et de secours* »².

Cependant, c'est la production thermique à flamme qui permet de rétablir, en 1954, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. En effet, l'expansion du parc hydraulique est freinée par les contraintes environnementales et des conditions climatiques défavorables limitent la production du parc existant. Surtout, les investissements nécessaires au développement de l'hydroélectricité s'avèrent trop coûteux pour concurrencer les centrales thermiques³, notamment après la création de la Communauté économique du charbon et de l'acier (CECA) en 1952, puis la baisse des cours du pétrole entre 1958 et 1973.

En 1951, un changement d'approche est entériné avec la publication de la « note bleue », qui remplace les objectifs qualitatifs du plan Monnet par des critères strictement économiques. Désormais, les projets hydrauliques sont comparés à une centrale thermique au charbon standard, ce qui désavantage fortement l'hydroélectricité.

Les avancées technologiques dans le domaine thermique accentuent encore cette tendance, en abaissant les coûts de production de référence, au point qu'en 1962 la production thermique dépasse définitivement la production hydroélectrique : alors qu'en 1960, 56 % de l'électricité produite en France est d'origine hydraulique, en 1965 le thermique à flamme réalise à lui seul 55 % de la production.

Il convient toutefois de noter que la production hydroélectrique continue à croître régulièrement jusqu'aux années 1990. Mais cette croissance ne suit pas le rythme de l'augmentation globale de la production d'électricité⁴, dont l'évolution historique est présentée ci-dessous (figure 1). Le nombre de projets hydrauliques jugés rentables diminue relativement aux alternatives fossiles, ce qui conduit à un désengagement progressif de la France du développement de nouvelles capacités hydrauliques.

¹ « Le plan Monnet est publié ce soir : il fixe à l'économie française ses objectifs jusqu'en 1950 », Le Monde, 28 novembre 1946. https://www.lemonde.fr/archives/article/1946/11/28/le-plan-monnet-est-publie-ce-soir-il-fixe-a-l-economie-francaise-ses-objectifs-jusqu-en-1950_3060989_1819218.html.

² Scheurer, Fernand. « Histoire des centrales thermiques de 1946 à 1980 ». Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10, décembre 1987. <https://doi.org/10.3406/helec.1987.1026> (NB : Fernand Scheurer était alors contrôleur général honoraire d'Électricité de France).

³ Varaschin, Denis. « Légendes d'un siècle : cent ans de politique hydroélectrique française ». Annales des Mines/Réalités industrielles, août 1998. https://www.annales.org/ri/1998/ri08-98/027-033%20Varaschin_027-033%20Varaschin.pdf.

⁴ Seyer, Claude. « L'évolution de la consommation et de la production des différentes sources d'énergie en France entre 1970 et 1980 ». Revue Géographique de l'Est 20, nos. 1-2 (1980). <https://doi.org/10.3406/rgest.1980.2376>.

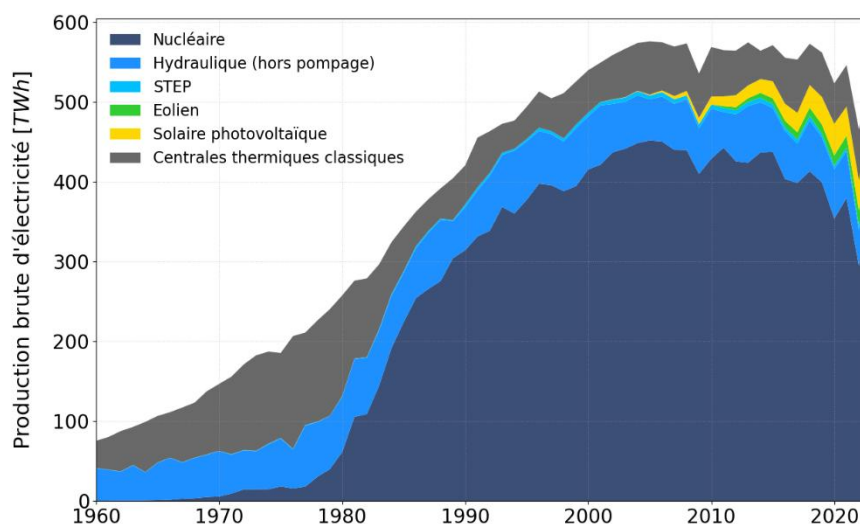


Figure 1. Répartition par source de la production brute d'électricité en France¹.

b. Le rôle déterminant des énergies fossiles dans la croissance d'après-guerre

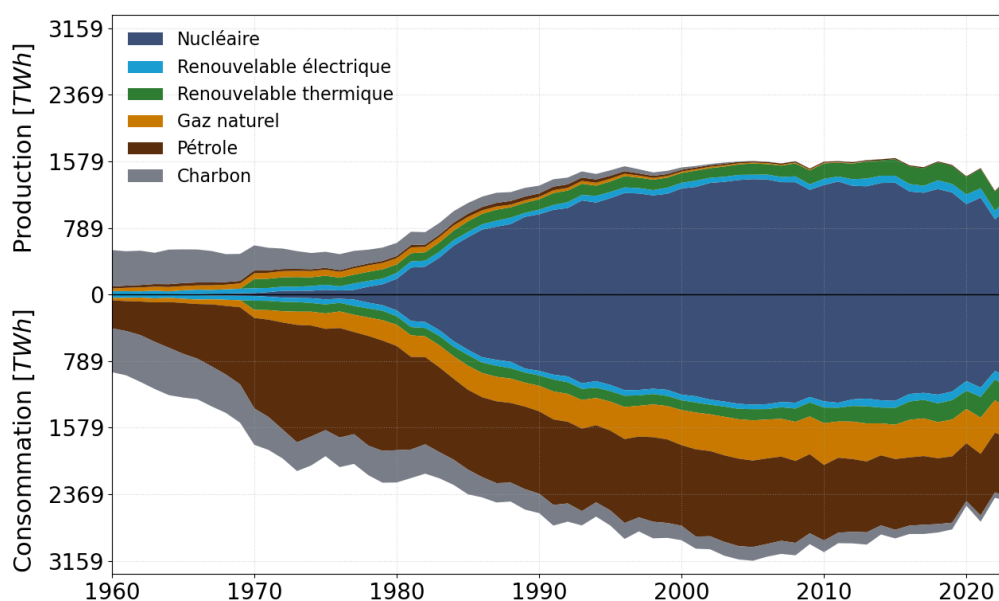
L'augmentation significative de la production électrique d'origine thermique au cours de la période bénéficie dans un premier temps au charbon. La production nationale atteint son point culminant en 1958, avec 60 millions de tonnes extraites. Par la suite, cette production décline continûment, au point d'être divisée par trois en l'espace de vingt ans.

Pour compenser cette baisse, la France accroît ses importations, qui dépassent la production nationale à partir de 1978. À cette date, 54,3 % de la consommation totale de charbon est destinée à la production d'électricité, le solde étant utilisé soit comme énergie primaire par combustion directe, soit dans les hauts fourneaux pour la production de fonte et d'acier.

L'analyse des productions et importations d'énergies fossiles primaires ne peut donc s'effectuer qu'à l'échelle du bouquet énergétique global, et non au travers de la seule composante électrique. Dans ce cadre élargi, la part de l'hydroélectricité dans le bilan énergétique national recule de 10,5 % en 1960 à 8,3 % en 1970, puis à 5,7 % en 1973.

Comme l'illustre la figure 2, qui met en parallèle la production et la consommation d'énergie primaire, cette évolution résulte d'une croissance particulièrement soutenue de la consommation d'énergies fossiles importées, supérieure à celle de la production hydraulique.

¹ Graphique établi à partir des séries longues du Service des données et des études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires.



À partir de 1956, les sources d'énergie primaire destinées à la production d'électricité se diversifient. Le charbon est alors concurrencé par plusieurs ressources : le pétrole découvert en France métropolitaine et en Algérie, le fioul lourd importé des pays du Moyen-Orient et le lignite landais, dont débute l'exploitation. À partir de 1960, le gaz naturel, dont la France dispose en abondance, vient s'ajouter à ce bouquet énergétique.

Dans ce contexte, toutes les centrales à charbon mises en service à partir de 1956 sont conçues pour pouvoir brûler également du fioul et du gaz². À la veille du premier choc pétrolier, en 1973, le fioul lourd représente 54 % des combustibles utilisés dans les centrales thermiques à flamme. Parallèlement, la demande en gaz naturel croît très rapidement, au point que la France doit, dès 1972, importer davantage qu'elle ne produit, renforçant ainsi sa dépendance vis-à-vis des pays exportateurs.

¹ Graphique établi à partir des séries longues du Service des données et des études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires.

² Scheurer, Fernand. « Histoire des centrales thermiques de 1946 à 1980 ». Bulletin d'histoire de l'électricité, n° 10, décembre 1987. <https://doi.org/10.3406/helec.1987.1026>.

Le bouquet (ou mix) énergétique

Le bouquet énergétique, ou mix énergétique, désigne la variété des sources d'énergie mobilisées pour satisfaire la demande nationale, dont les parts relatives sont appréciées en termes de consommation d'énergie primaire, elle-même évaluée selon le principe d'équivalence à la production.

La consommation d'énergie primaire désigne la sommation, à l'entrée du système énergétique national, de toutes les formes d'énergie consommées au cours de l'année pour les divers besoins de l'économie. Cela inclut la consommation finale, qu'elle soit de nature énergétique (par combustion ou sous forme d'électricité de la part de toutes les branches de l'économie sauf énergie) ou non énergétique (principalement en tant que matière première, sans combustion : produits pétroliers dans la pétrochimie, gaz naturel pour la fabrication d'engrais, synthèses de molécules, lubrifiants, etc. Le charbon de la sidérurgie, bien qu'utilisé en partie dans la fonte, est comptabilisé en totalité dans les usages énergétiques par convention). A ceci s'ajoutent la consommation des producteurs et transformateurs d'énergie (branche énergie) et les pertes de transport et de distribution.

Une façon équivalente d'évaluer la consommation d'énergie primaire consiste à additionner la production d'énergie primaire nationale aux importations nettes des exportations et aux soutes internationales (aériennes et maritimes), tout en tenant compte des variations des stocks.

Pour agréger ces diverses formes d'énergie, il faut convertir les tonnages employés en leur équivalent énergétique, par application de « coefficients de conversion » définis en fonction du pouvoir calorifique de chaque énergie. La difficulté réside dans le décompte de l'électricité, qui ne constitue pas une source mais un vecteur d'énergie. Il est possible d'établir les coefficients d'équivalence de l'électricité avec les autres énergies en évaluant la quantité de combustible (pétrole, gaz, charbon) nécessaire pour produire 1 kWh dans une centrale thermique. Il s'agit du *principe d'équivalence à la production* retenu par la France.

Une alternative, non retenue, consiste à évaluer la quantité de combustible nécessaire pour *remplacer* 1 kWh électrique à l'entrée des appareils utilisateurs d'énergie, ce qui définit le *principe d'équivalence à la consommation*.

Ainsi, le bouquet énergétique est un outil de calcul comptable agrégeant l'ensemble des sources d'énergie au moyen d'une même métrique dont l'unité est le TWh, en vue de comparer leurs poids respectifs dans la consommation. Cette agrégation repose, par convention, sur l'emploi de coefficients de conversion [masse de combustible/énergie dégagée] au niveau des centrales, plutôt qu'en entrée d'appareils de consommation.

Le bouquet énergétique ainsi défini peut être qualifié de « bouquet énergétique primaire » ; il est pertinent pour analyser les importations et exportations en vue d'apprécier le taux d'indépendance énergétique.

En revanche, la consommation d'énergie primaire n'est pas représentative de la consommation finale d'énergie, de laquelle elle se distingue notamment par les conversions en énergie secondaire puis, éventuellement, finale. On peut donc également définir un « bouquet énergétique final », lequel est parfois sous-entendu bien qu'il ne réponde pas à la définition présentée ici et couramment employée. Ce bouquet final est pertinent pour analyser le taux de carbonation de la consommation énergétique française.

Exemple : Pour le nucléaire, l'énergie primaire prise en compte est la chaleur dégagée par la fission de l'uranium dans le réacteur de la centrale. L'énergie secondaire, qui est également l'énergie finale dans ce cas, est l'électricité obtenue en sortie du turbogénérateur, la conversion associée présentant un rendement d'environ 1/3. L'énergie primaire nucléaire est donc la chaleur théoriquement récupérable lors de la fission, alors que l'énergie finale est l'énergie électrique obtenue en sortie de centrale.

En conséquence, il conviendrait de préciser, chaque fois que cela est nécessaire, la nature du bouquet énergétique désigné : *primaire* ou *final*.

Sources : Ministère de la Transition écologique ; Agence Internationale de l'Énergie ; Banque Publique d'Investissement France ; Jacques Percebois, Économie de l'énergie.

2. Une dépendance énergétique devenue insoutenable

a. Diversification des approvisionnements thermiques et sécurisation de l'accès aux ressources

Entre 1958 et 1973, la minimisation des coûts d'approvisionnement en énergie constitue la priorité de la France. Toutefois, à la suite du choc pétrolier, la politique énergétique nationale place désormais au premier plan la sécurité d'approvisionnement. Cette vulnérabilité avait été identifiée dès la Première Guerre mondiale, puis encore en 1956 lors de la crise de Suez, qui a mis en évidence la dépendance structurelle de la France à l'égard des hydrocarbures liquides et gazeux en provenance du Moyen-Orient et de l'Union soviétique.

Confrontée à un double impératif : répondre à des besoins croissants en ressources énergétiques malgré des capacités financières limitées, la France mobilise l'ensemble des leviers dont elle dispose pour renforcer la maîtrise de ses approvisionnements et préserver, autant que possible, la compétitivité de son outil industriel.

La première réponse est une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie, soutenue par un ensemble de mesures réglementaires et fiscales ciblant l'industrie, le secteur domestique et les transports. Cette stratégie produit rapidement des effets mesurables : en 1983, la consommation d'énergie primaire atteint 186,4 Mtep (soit environ 2 168 TWh), un niveau équivalent à celui de 1973 (183,1 Mtep, soit environ 2 128 TWh). Cette stabilisation est clairement mise en évidence dans la figure 2.

À plus long terme, la France met en œuvre une politique de diversification de ses approvisionnements en énergies fossiles. Le Gouvernement décide dès 1974 qu'aucun pays tiers ne doit couvrir plus de 15 % des besoins énergétiques nationaux, cet objectif étant atteint en 1982. La diversification repose à la fois sur la multiplication des sources géographiques d'importation et sur une évolution de la nature des combustibles importés : le gaz et le charbon se substituent progressivement, en partie, au pétrole. Cette réorientation implique la conversion au charbon de plusieurs centrales thermiques mixtes brûlant du fioul.

En 1983, la France affiche, aux côtés du Japon, les meilleurs résultats parmi les pays industrialisés en matière de réduction de la dépendance pétrolière globale, parvenant à abaisser ce taux de 48 % par rapport à 1973. Toutefois, cette performance ne s'explique qu'en partie par la substitution des importations. Elle résulte avant tout du déploiement de substituts nationaux, au premier rang desquels figure l'énergie nucléaire.

La dépendance de la France à l'égard des importations énergétiques, pas uniquement pétrolières, demeure pratiquement inchangée au cours de cette période. La réorientation de la politique énergétique, fondée sur la réduction de la consommation de pétrole, n'a pour principal effet que de fragmenter cette dépendance entre plusieurs pays exportateurs, sans en diminuer significativement l'ampleur.

b. Le tournant nucléaire : un choix stratégique structurant

Seule la production d'énergie nucléaire permet d'amélioration de façon significative la souveraineté énergétique de la France. Le développement de l'atome civil débute très tôt, bien avant les événements de 1974. Dès 1960, le site de Marcoule marque les premiers jalons de ce qui devient, en 1986, la principale composante de la production énergétique nationale.

Dans le sillage du plan Monnet, la politique énergétique française est structurée autour de plans de modernisation et d'équipement, couvrant chacun une période de trois à cinq ans. Pour chacun de ces plans, il est clairement établi que le renforcement des capacités thermiques à flamme engagé depuis la fin de la guerre ne constitue qu'une étape : il s'agit de préparer le relais assuré par le programme nucléaire, appelé à prendre le pas sur les ressources traditionnelles¹.

La transition programmée du thermique à flamme vers le thermique nucléaire est conçue comme un processus progressif. Le sixième Plan (1971-1975) prévoit un déploiement quasi équilibré de nouvelles capacités de production : 1 200 MW par an pour les centrales thermiques à fioul et 1 500 MW par an pour les installations nucléaires, complétées par un socle hydraulique destiné à répondre à la croissance continue de la demande énergétique.

La commande de la centrale de Fessenheim, mise en service en 1978, est passée dès 1970, bien avant la crise pétrolière de 1974. Cette crise marque un tournant majeur dans le développement de l'atome civil en France, accélérant et amplifiant les orientations déjà engagées.

Annoncé le 6 mars 1974², le Plan Messmer marque une étape décisive dans la politique énergétique française. Il lance la construction de treize réacteurs

¹ Troisième plan de modernisation et d'équipement (1958-1961) adopté en 1959, Commissariat au Plan.

² SFEN. « Le plan Messmer : retour aux sources du parc électronucléaire français ». SFEN, 28 octobre 2024. <https://www.sfen.org/rgn/le-plan-messmer-retour-aux-sources-du-parc-electronucleaire-francais/>

nucléaires et prévoit de maintenir cette dynamique à une cadence de 5 500 MW chaque année jusqu'en 1981, soit six à sept réacteurs par an. Ce rythme, défini par EDF et Framatome en 1973, correspond à la mobilisation maximale des capacités industrielles françaises, qui ne peuvent soutenir un effort supérieur.

Pour atteindre cet objectif ambitieux, EDF¹ adopte une stratégie de standardisation, en limitant au strict minimum l'innovation technologique dans la conception des centrales. L'enjeu est d'équiper rapidement le territoire en capacités nucléaires, qui doivent se substituer massivement aux installations thermiques à flamme.

Cet objectif est atteint au terme du septième Plan (1976-1980). Entre 1978 et 1980, quelques investissements complémentaires sont réalisés dans le charbon et le gaz, motivés par des incertitudes sur la fiabilité du parc nucléaire, mais ils ne constituent qu'un dernier sursaut avant la stabilisation des capacités thermiques classiques.

Le choix du nucléaire s'inscrit pleinement dans le contexte énergétique de l'époque. Les ressources nationales sont limitées, en particulier au regard des besoins énergétiques croissants de l'après-guerre. Les ressources pétrolières sont quasi inexistantes, les réserves de gaz s'amenuisent et l'extraction d'un charbon de qualité moyenne se révèle à la fois difficile et coûteuse.

Dans ce contexte, l'uranium apparaît comme une ressource stratégique offrant un potentiel substantiel en matière de souveraineté énergétique. En 1987, le sous-sol français renferme environ 3 % des réserves mondiales exploitables à un coût jugé raisonnable². Durant les années 1970, la France se hisse ainsi au quatrième rang des producteurs d'uranium. La production atteint son pic en 1980, l'industrie uranifère connaissant ensuite un déclin jusqu'à la fermeture de la dernière mine en 2021. Depuis, la France importe l'essentiel de son uranium.

Vingt ans après le premier choc pétrolier, Edmond Alphandéry, alors président du conseil d'administration d'Électricité de France, porte un regard rétrospectif sur la dynamique nucléaire française. En avril 1996, il déclare : « *La France ne possède pas d'énergie fossile bon marché, nous l'avons durement ressenti en 1973. Le nucléaire, en complément de l'hydraulique, était donc "notre solution". [...] Nous avons acquis une indépendance énergétique. Préservons-la, car c'est une assurance pour l'avenir.* »³

¹ Boiteux, Marcel. « Le programme électronucléaire : EDF et ses choix industriels », in Beltran, Alain, Bouneau, Christophe, Bouvier, Yves, Varaschin, Denis & Williot, Jean-Pierre. *État et énergie XIX^e-XX^e siècle*, Institut de la gestion publique et du développement économique, Comité pour l'histoire économique et financière de la France, p. 407-418, 2009.

² Percebois, Jacques. *Économie de l'énergie*. Ed. ECONOMICA, Coll. « Bibliothèque des matières premières », p. 61 sqq. 1989.

³ In Beltran, Alain. « La politique énergétique de la France au XX^e siècle : une construction historique ». *Annales des Mines/Réalités industrielles*, août 1998. https://www.annales.org/ri/1998/ri08-98/Beltran_006-010.pdf

La France présente un déficit énergétique structurel, dès lors que l'analyse porte sur l'ensemble de son bouquet énergétique, comme l'illustre clairement la figure 2. Pour autant, la contribution du nucléaire à la production d'électricité permet, dès 1980, de contenir la dépendance française aux importations d'énergie primaire¹, représentée en figure 3, même si cette dépendance ne diminue plus après 1990.

Le pari nucléaire permet ainsi à la France de retrouver, à partir de 1990, un taux d'indépendance énergétique² supérieur à 50 %, marquant une rupture durable dans l'équilibre énergétique national.

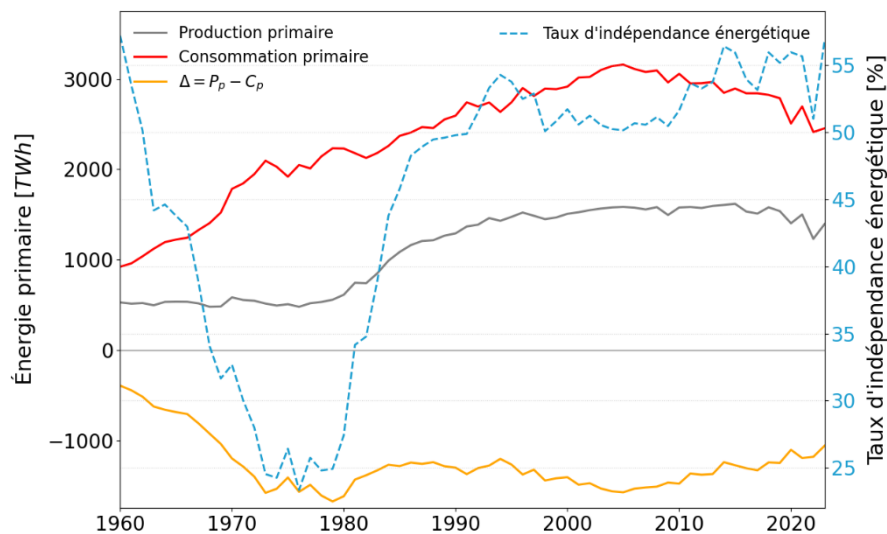


Figure 3. Taux d'indépendance énergétique de la France³.

3. Vers une diversification du mix énergétique

a. Le déclin des énergies fossiles dans le mix

À la volonté de renforcer la souveraineté énergétique s'ajoute celle d'engager une transition écologique. Ces deux orientations convergent vers un objectif commun de réduction de la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique national.

En 1979, alors que les plans de production électrique sont sur le point d'être stabilisés, la France se fixe un objectif de mix énergétique reposant sur une

¹ Les importations nettes d'énergie primaire se déduisent, au signe près, de la différence entre la production nationale et la consommation, soit encore de la courbe orangée Δ sur la figure 3 (les pertes étant négligeables).

² Le taux d'indépendance énergétique est le rapport entre la production et la consommation d'énergie primaire sur le territoire ; la consommation correspond à la demande intérieure.

³ Graphique établi à partir des séries longues du Service des données et des études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires.

tripartition équilibrée¹ : 30 % de pétrole, 30 % de charbon et de gaz, et 30 % de nucléaire, le solde revenant aux énergies renouvelables, en particulier à l'hydroélectricité.

Cet équilibre est atteint aux alentours de l'année 1990 (*cf.* figure 2), marquant une étape importante dans la mise en œuvre d'une politique énergétique articulant sécurité d'approvisionnement et considérations environnementales.

Une nouvelle répartition des sources de production ne suffit pas par elle-même à garantir une réduction durable de la consommation d'énergies fossiles, qui représentent encore environ 60 % du bouquet énergétique final de la France. La figure 2 met toutefois en évidence un léger repli de la consommation d'énergie primaire depuis 2005. Cette évolution s'explique principalement par une diminution de 24 % de la consommation de pétrole depuis 1990, conformément aux objectifs fixés, ainsi que par une baisse très marquée de la consommation de charbon, dont la part recule de 77 % sur la même période².

En revanche, la consommation de gaz naturel suit une tendance inverse, avec une hausse de 19 % entre 1990 et 2023. L'année 2005 illustre de manière particulièrement significative les facteurs de cette progression. Cette année-là, la production thermique à flamme (ou « thermique classique ») représente 11 % de la production nette d'électricité, un niveau équivalent à celui de la production renouvelable hydraulique et éolienne. Parmi les combustibles mobilisés, le gaz connaît une augmentation de 8 %³.

Cet épisode s'explique par un important déficit d'hydraulicité, qui entraîne un faible remplissage des barrages et provoque une chute de 12,4 % de la production hydraulique, la ramenant à son niveau le plus bas depuis quinze ans. Depuis cette période, la dynamique de consommation du gaz naturel est étroitement corrélée à la couverture des pointes de demande ou à la compensation ponctuelle des déficits de production hydraulique ou nucléaire, à condition que ces déficits restent modérés et temporaires.

b. Le déploiement progressif des « énergies nouvelles »

La politique énergétique des années 2000 s'oriente alors vers le déploiement des « énergies nouvelles », selon la terminologie consacrée durant la seconde moitié du XX^e siècle. Bien qu'au regard de l'histoire de l'humanité, le nucléaire puisse être considéré comme une énergie nouvelle, il n'entre pas dans cette catégorie⁴, qui

¹ Carle, Rémy. « L'électricité nucléaire, une réalité du vingtième... et du vingt-et-unième siècles ». Annales des Mines/Réalités industrielles, août 1998. <https://annales.org/ri/1998/ri08-98/Carle.pdf>.

² Scherrer, Sylvie. « L'électricité ». Annales des Mines/Réalités industrielles, août 2006.

³ Paquel, Véronique. « Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2005 ». Annales des Mines/Réalités industrielles, août 2006.

⁴ Varet, Jacques. « Les énergies nouvelles ». Conférence publique à Nancy, sur fonds propres du Bureau de Recherches Géologiques et Minières, janvier 1978.

recouvre les énergies de flux qualifiées de renouvelables : l'éolien, l'énergie marémotrice, le solaire photovoltaïque et thermique, ainsi que la géothermie.

Ces énergies, pour la plupart connues depuis l'Antiquité, n'apportent toutefois qu'une contribution limitée au bouquet énergétique français, tant primaire que final, jusqu'aux années 2010. La figure 1 illustre la faible part de l'éolien et du solaire dans la production électrique au cours de cette période.

Dès 1978, le géothermicien Jacques Varet, alors en fonctions au Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), anticipe l'émergence d'un scénario de substitution progressive des énergies fossiles par les énergies nouvelles. Il souligne que « *la vitesse à laquelle nous entrerons dans cette ère dépendra des efforts de recherche appliquée consentis et des choix politiques effectués dans les quelques années à venir* »¹.

L'historien des énergies Christophe Bouneau, entendu par les rapporteurs, souligne l'expérience scientifique et industrielle acquise dans les centrales solaires des Pyrénées orientales depuis les années 1960 malgré l'abandon prématuré du projet Thémis en 1986. Il insiste sur le fait que « *le solaire présente des marges d'innovation considérables, qui ne correspondent pas seulement au photovoltaïque* ».

L'année 2005, prise ici comme point de référence du XXI^e siècle, est également marquée par d'importantes avancées dans le domaine des énergies renouvelables. Le solaire thermique connaît une forte croissance, avec un doublement des surfaces installées par rapport à l'année précédente, tandis que le déploiement des pompes à chaleur s'accélère de manière significative. L'éolien enregistre également une dynamique remarquable, avec une progression de 61 % de la production d'électricité et un quasi doublement des capacités installées, qui passent de 363 MW fin 2004 à 705 MW fin 2005.

La « coexistence » de différentes sources d'énergie, souvent évoquée dans le débat public, n'apparaît pas clairement dans la production brute d'électricité représentée en figure 1. En revanche, elle se manifeste pleinement dans la répartition des capacités installées par filière, comme l'illustre la figure 4.

Les énergies nouvelles, en particulier l'éolien et le solaire, contribuent ainsi de manière significative à l'augmentation des capacités de production électrique, même si cette augmentation ne se reflète pas pleinement dans la production effective.

¹ Ibid.

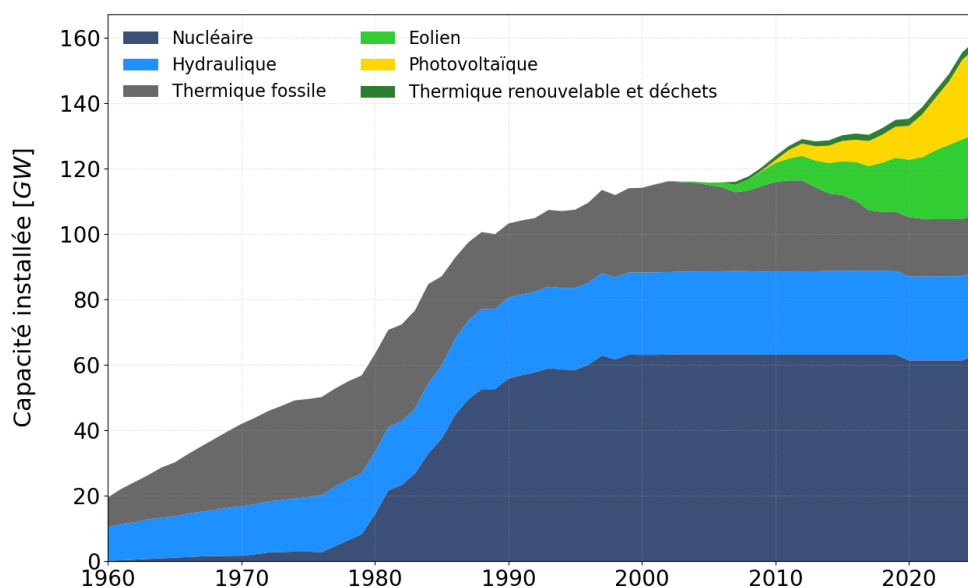


Figure 4. Capacités électriques de la France, en termes de puissance installée¹.

B. LES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES, INFRASTRUCTURES DE SOUVERAINETÉ ET D'INTÉGRATION TERRITORIALE

1. L'essor de l'électrification nationale : genèse et structuration spatiale

Les réseaux électriques apparaissent à la fin du XIX^e siècle, parallèlement au développement de l'hydroélectricité et du thermique à flamme. Outre la connexion des centrales électriques aux centres de consommation industriels et domestiques locaux, ces réseaux épousent dans un premier temps les grandes infrastructures de transport, en particulier les axes ferroviaires.

Christophe Bouneau souligne à cet égard le rôle décisif des compagnies de chemin de fer dans le processus d'électrification du Sud-Ouest et du Massif central. L'extension des réseaux, jusqu'alors concentrés autour des centres de production, dessine progressivement des axes structurants destinés à assurer la complémentarité entre les centrales hydrauliques et thermiques² à partir des années 1920, en reliant

¹ Graphique réalisé à partir des données de Réseau de transport d'électricité (RTE) entre 2007 et 2024. Pour le nucléaire, les données sont issues de la World Nuclear Association (WNA) entre 1970 et 2006, et extrapolées entre 1960 et 1968. Pour l'hydraulique, les données entre 1960 et 2006 sont extraites d'un rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) publié en 2020. Pour le thermique fossile, les données sont issues de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) entre 1980 et 2006, et extrapolées à partir du Bulletin de l'histoire de l'électricité entre 1960 et 1979. Pour l'éolien, les données sont extraites d'un graphique avec chiffres du ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires (MTEC) entre 2001 et 2006, et extrapolées entre 1960 et 2000. Les données du photovoltaïque et du thermique renouvelable sont extrapolées de 1960 à 2006, en concordance avec les données du MTEC.

² Scheurer, Fernand. « Histoire des centrales thermiques de 1946 à 1980 ». Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10, décembre 1987. <https://doi.org/10.3406/helec.1987.1026>.

notamment les Pyrénées au Massif central puis à Paris, les Alpes à Lyon et au Centre, ainsi que les Ardennes au sud des Vosges.

Le réseau lui-même devient un support de planification territoriale, participant à la dynamique d'implantation des centrales thermiques, afin d'optimiser la répartition des moyens de production et de permettre une articulation efficace entre les fonctions de secours et de pointe assurées respectivement par les filières hydraulique et thermique.

Contrairement aux investissements consacrés à la production thermique, ceux dédiés à l'interconnexion des réseaux électriques se poursuivent sans interruption lorsque la crise économique frappe la France à partir de 1931. Cette continuité s'explique par le fait que l'interconnexion permet de réduire les coûts globaux de production en optimisant la répartition des moyens.

Longtemps l'électrification reste un phénomène essentiellement urbain, concentré autour des grands pôles industriels et démographiques, tels que Lyon ou Paris. Ce n'est qu'à partir de 1946 que la zone d'attraction parisienne est pleinement connectée au réseau¹. L'électrification rurale se développe plus tardivement : la desserte des zones isolées, notamment en Bretagne et dans les Landes, ne s'achève que dans les années 1960.

Christophe Bouneau distingue trois grandes phases dans la dynamique d'électrification de la France. La première, de 1880 à 1930, correspond au passage d'une organisation locale à une structuration régionale. La deuxième, entre 1930 et 1950, marque le passage de l'échelle régionale à l'échelle nationale, malgré la persistance de disparités sur le territoire. La troisième s'engage à partir des années 1950 et vise à relier le réseau national aux réseaux des pays voisins.

Dès 1968, la France met en œuvre un programme d'interconnexion dans le cadre de la construction européenne, afin de renforcer l'intégration énergétique continentale. Cette stratégie est facilitée par l'implantation de nombreuses centrales thermiques dans les régions frontalières, situées à proximité des ressources hydrauliques des Alpes et des Pyrénées.

2. La densification du réseau électrique

Pour accompagner l'augmentation de la part de l'électricité dans le bouquet énergétique national, la France engage, au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, un renforcement majeur de son réseau électrique, effort ensuite porté par le développement du nucléaire, l'électrification du territoire et la politique d'interconnexion avec les réseaux européens. Ceci se traduit par le déploiement de lignes de transport à très haute tension (400 kV), constituant l'ossature du système électrique national.

¹ Audition de Christophe Bouneau, historien de l'énergie et des réseaux.

La figure 5 illustre l'état du réseau en 1968, au moment du lancement du programme d'interconnexion européen, ainsi qu'en 2000, date depuis laquelle sa configuration évolue relativement peu.



Figure 5. Architecture du réseau 400 kV français en 1968 (gauche) et 2000 (droite)¹.

L'architecture du réseau en 2000 illustre son processus de développement. Si la densification du maillage apparaît évidente, la concentration des nœuds met en évidence l'ossature du système productif français, au sein duquel les centrales nucléaires construites dans le cadre du plan Messmer jouent un rôle structurant, en particulier dans la vallée du Rhône.

Parallèlement, les grands axes historiques pyrénéen, alpin et ardennais demeurent nettement visibles, témoignant du rôle persistant de l'hydroélectricité dans le bouquet électrique national.

3. L'évolution territoriale et fonctionnelle des réseaux gaziers

Le réseau national gazier connaît une histoire radicalement différente de celle de son équivalent électrique, puisqu'il ne se développe qu'un siècle plus tard, à partir de 1946². Bien que l'industrie gazière française remonte au début du XIX^e siècle, elle demeure longtemps limitée à des réseaux cloisonnés de distribution de gaz manufacturé, principalement dans les villes moyennes.

La loi de nationalisation du 8 avril 1946, qui place 94 % des sociétés gazières sous contrôle public, marque la naissance de l'entreprise publique Gaz de France (GDF). Celle-ci pose les fondations de son activité de gestion de réseau avec la création de l'artère de l'Est par un accord conclu en juin 1951 pour le transport du gaz lorrain vers la région parisienne.

¹ Réseau de transport d'Électricité – Centre National d'Expertise Réseau (RTE-CNER).

² Beltran, Alain. « Gaz de France et le secteur gazier depuis 1946 ». Flux, avril-juin 1992.

Cette expérience est suivie, en 1958, par la mise en place d'un deuxième grand réseau alimenté par le gisement de gaz naturel de Lacq, situé dans les Pyrénées-Atlantiques. Dès 1960, les régions lyonnaise, nantaise et parisienne sont ainsi desservies, et leurs installations converties au gaz naturel.

Ces aménagements contribuent à une modernisation rapide de la distribution, propulsant Gaz de France au premier rang des entreprises publiques françaises sur le plan du dynamisme économique¹.

L'architecture du réseau gazier présente néanmoins une similitude avec celle du réseau électrique, en ce qu'elle se développe depuis les périphéries vers le centre du territoire, et notamment vers la région parisienne. Les points d'entrée du gaz importé, qu'il s'agisse des arrivées terrestres du Nord et de l'Est ou des terminaux méthaniers du Sud et de l'Ouest, ont structuré le tracé du réseau national de transport, tel qu'illustré dans la figure 6.

En l'espace d'une quarantaine d'années, de 1946 à 1992, la longueur du réseau de transport français de gaz naturel est multipliée par dix, témoignant d'un déploiement rapide et soutenu. L'emprise territoriale du réseau gazier ne cesse ainsi de s'étendre, tout en s'adaptant aux exigences du marché international grâce à son intégration progressive au système européen de gazoducs, ouvrant l'accès au gaz soviétique puis russe².

¹ Beltran, Alain. « Gaz de France et le secteur gazier depuis 1946 ». Flux, avril-juin 1992.

² Bouneau, Christophe et al. « Réseaux de transport et réseaux d'énergie : qui doit prendre en charge le(s) territoire(s) ? ». Annales des Mines/Responsabilité et environnement n° 74, avril 2014.

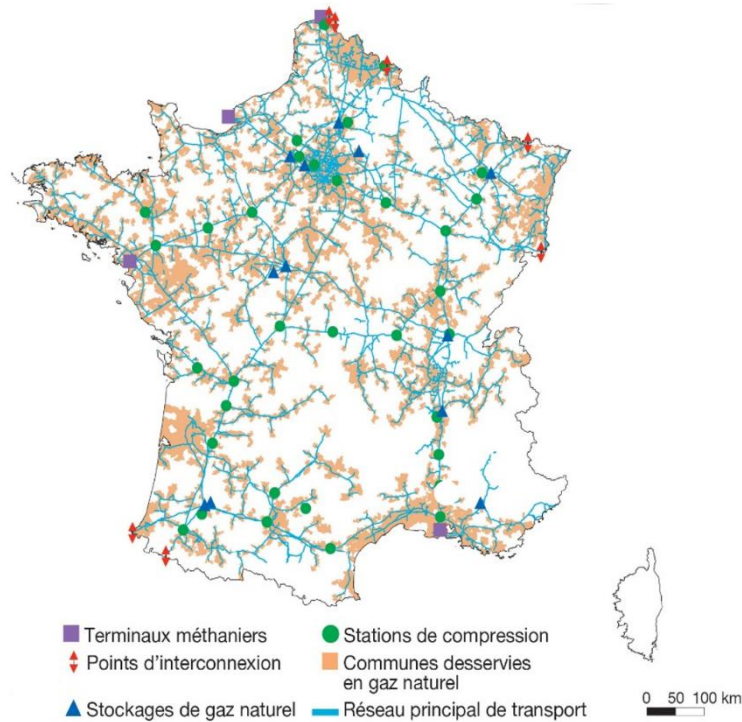


Figure 6. Architecture du réseau gazier français au 31 décembre 2023¹.

C. L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES, UNE RÉVOLUTION SILENCIEUSE DES PRATIQUES INDUSTRIELLES ET DOMESTIQUES

1. L'ancrage territorial des industries électro-intensives

La trajectoire des industries électro-intensives s'inscrit étroitement dans l'histoire du développement de la production d'électricité². Leur implantation ne résulte pas d'une logique spontanée d'agglomération industrielle ou de spécialisation territoriale, mais d'un arbitrage énergétique fondamental : dès les premières décennies du XX^e siècle, l'accès à une source d'électricité abondante, stable et bon marché justifie l'éloignement des sites de production par rapport aux zones d'extraction de matières premières et aux grands bassins de consommation.

À une époque où les pertes en ligne et les coûts de transport de l'électricité sont difficiles à maîtriser, la proximité immédiate des centrales de production procure un avantage compétitif important. Ainsi, les premiers établissements industriels électro-intensifs, en particulier dans les secteurs de la métallurgie (aluminium, ferroalliages), de la chimie lourde (chlore, soude, électrolyse), du

¹ Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires.

² Scheurer, Fernand. « Histoire des centrales thermiques de 1946 à 1980 ». Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10, décembre 1987. <https://doi.org/10.3406/helec.1987.1026>.

papier-carton ou du silicium, s'implantent dans les vallées alpines, pyrénéennes ou vosgiennes, à proximité directe des gisements d'hydroélectricité¹.

Cette stratégie, que l'on peut qualifier de « centripète énergétique », rompt avec la logique classique de concentration métropolitaine des activités productives. Elle inaugure un ancrage territorial fondé sur la disponibilité énergétique locale, dont les effets perdurent encore aujourd'hui : la cartographie contemporaine des grands sites industriels à forte intensité électrique en demeure en grande partie héritée.

La centralité de cette électricité de proximité dépasse d'ailleurs sa seule dimension économique. Elle est également un facteur d'autonomie opérationnelle fondée sur la continuité de l'approvisionnement, condition essentielle pour des procédés sensibles à toute interruption. À une époque où les réseaux électriques ne sont ni maillés ni interconnectés à l'échelle nationale et où la sécurité d'approvisionnement reste incertaine, les industries électro-intensives choisissent de s'implanter au sein de bassins de production stables, peu exposés aux aléas d'un réseau encore en construction.

Cette configuration n'est pas restée figée. L'extension du réseau interconnecté à partir des années 1950, puis le renforcement de sa stabilité avec le programme électronucléaire, ont profondément modifié les équilibres initiaux. Pour autant, les implantations industrielles historiques ne disparaissent pas. Elles conservent, au contraire, un double avantage stratégique : d'une part, leur proximité héritée avec les centrales hydrauliques leur assure un accès privilégié à une électricité locale et compétitive ; d'autre part, leur connexion renforcée au réseau principal facilite l'optimisation de la distribution et la maîtrise des coûts d'acheminement, consolidant ainsi leur attractivité économique.

Par ailleurs, la notion d'« industrie électro-intensive » connaît une évolution significative. Aux secteurs manufacturiers historiques des années 1960 s'ajoutent désormais de nouveaux profils industriels dont la demande énergétique, bien que parfois moins massive, se caractérise par une forte continuité. Les centres de données illustrent particulièrement cette mutation : ils représentent une part croissante de la consommation électrique localisée, tout en imposant des exigences élevées en matière de stabilité et de sécurité d'alimentation².

Ces formes émergentes d'intensité électrique appellent une vigilance accrue quant à leurs besoins énergétiques futurs, étroitement dépendants de leur vitesse de déploiement et de leur intégration dans le système électrique national.

¹ Alain Chatillon, Réindustrialisons la France. Rapport d'information sur la désindustrialisation des territoires, Sénat n° 403 (2010-2011). <https://www.senat.fr/rap/r10-403/r10-4031.pdf>.

² Audition de Christophe Bouneau.

2. La diffusion de l'électricité au cœur des usages productifs

Le développement de l'électricité comme vecteur d'énergie s'accompagne d'un processus d'électrification des usages dans l'ensemble des secteurs économiques. Dans le domaine industriel, cette transition dépasse la simple substitution d'un combustible par un autre : elle transforme en profondeur la nature même des procédés de production. L'électricité ne sert plus uniquement à alimenter les machines, mais permet également l'automatisation des chaînes de fabrication, la diversification des procédés thermiques et une maîtrise accrue des conditions de production.

Dès les années 1960, les branches industrielles non sidérurgiques telles que le papier, le verre, la chimie et l'agroalimentaire engagent une conversion progressive à l'électricité, comme l'illustre la figure 7. Ce mouvement, loin de relever d'un simple engouement technologique, répond à des considérations structurelles solides. D'une part, l'électricité s'intègre plus aisément aux dispositifs automatisés, facilitant ainsi la modernisation du capital productif ; d'autre part, elle est plus facilement contrôlable, en température comme en puissance, ce qui la rend compatible avec des procédés à haute valeur ajoutée.

Les évolutions observées au cours de la décennie suivante confirment cette orientation, consolidant l'électricité comme levier central de compétitivité et d'innovation industrielle.

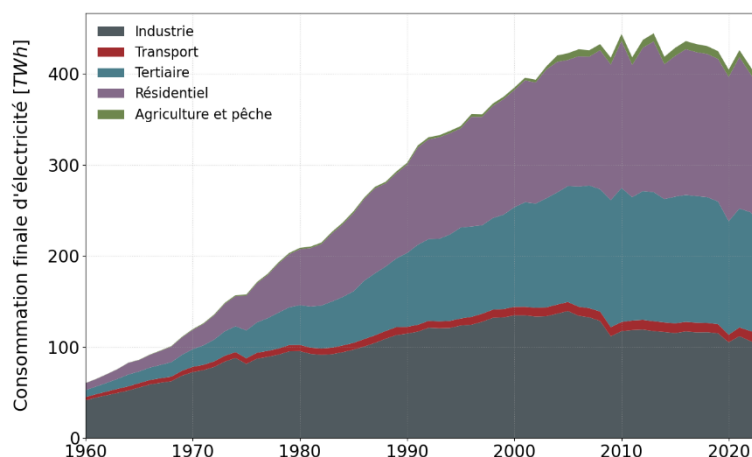


Figure 7. Consommation finale d'électricité par secteur en France¹.

La crise énergétique de 1973 agit comme un accélérateur décisif de la transformation industrielle. Confrontées à une instabilité accrue des prix du pétrole et, plus largement, à la remise en cause de la soutenabilité d'un modèle économique fondé sur les énergies fossiles importées à bas coût, les entreprises réorientent leurs choix technologiques. Cette inflexion enclenche un processus de réingénierie des

¹ Graphique établi à partir des séries longues du Service des données et des études statistiques (SDES) du Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires.

outils de production, intégrant des sources d'énergie plus prévisibles et moins exposées aux fluctuations des marchés mondiaux.

Dans ce contexte, l'électricité s'impose comme une solution privilégiée. La stabilité relative de son prix, garantie par la montée en puissance du parc nucléaire à partir de la fin des années 1970, conforte les acteurs industriels dans cette trajectoire d'électrification¹.

Au cours des décennies suivantes, le phénomène se généralise. L'électrification des usages industriels ne relève plus seulement d'un arbitrage économique rationnel, mais devient un standard technique et organisationnel. Les nouvelles unités de production sont désormais conçues autour de dispositifs électrifiés, tandis que les sites existants font l'objet de programmes de modernisation partielle ou totale en ce sens.

Si la consommation de gaz naturel dans l'industrie continue de croître, cette progression s'explique davantage par la substitution au fioul que par une expansion autonome de son usage, comme le confirment les données des années 2000². Même la sidérurgie, longtemps réticente à l'électrification en raison de sa dépendance aux combustibles solides, amorce une évolution partielle de ses procédés, sans pour autant remettre en cause son socle énergétique traditionnel.

Dans le secteur des transports, la trajectoire d'électrification apparaît plus contrastée. La traction ferroviaire, initialement assurée par la vapeur, puis par le diesel, engage à partir des années 1950 un processus continu d'électrification. Cette évolution permet d'améliorer les performances, de réduire les coûts d'exploitation et d'abaisser la dépendance au pétrole. Si le mouvement est très avancé sur les grandes lignes, il demeure incomplet sur les liaisons secondaires, où la traction thermique subsiste.

Depuis les années 2000, la consommation électrique du transport ferroviaire tend à stagner, voire à reculer légèrement, reflétant à la fois une stabilisation des besoins de mobilité et une meilleure efficacité énergétique des matériels roulants³. Ce phénomène traduit une maturation technologique du secteur plus qu'un ralentissement structurel.

Parallèlement, l'électrification des usages spécifiques progresse dans des domaines moins visibles statistiquement, mais à fort impact qualitatif. Le secteur tertiaire, l'administration, les services et l'agriculture modernisent leurs

¹ Percebois, Jacques. *Économie de l'énergie*. Ed. ECONOMICA, Coll. « Bibliothèque des matières premières ». 1989.

² Paquel, Véronique. « Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2005 ». *Annales des Mines/Réalités industrielles*, août 2006. <https://www.annales.org/ri/2006/aout/autres.pdf>.

³ Scherrer, Sylvie. « L'électricité ». *Annales des Mines/Réalités industrielles*, août 2006. <https://www.annales.org/ri/2006/aout/autres.pdf>.

équipements, automatisent les processus et intègrent massivement les technologies numériques, toutes fortement consommatrices d'électricité.

L'essor de ces usages dits « diffus », par opposition aux grands postes industriels, contribue de façon significative à l'augmentation globale de la demande d'électricité tout en transformant la nature des besoins énergétiques vers une consommation plus continue, plus décentralisée et satisfaisant des besoins techniques plus avancés.

3. L'essor du confort domestique et la montée en puissance de la demande résidentielle

Pour autant, la progression de la demande d'électricité ne suit pas le rythme de la production, stimulée par l'installation de capacités de plus en plus importantes depuis les années 1980. La figure 8 illustre ce phénomène, en mettant en évidence le caractère excédentaire du bilan électrique français, observé de manière quasi ininterrompue depuis 1979, date qui correspond à l'entrée en service des premières centrales nucléaires.

Ce déséquilibre reflète la manière dont les commissions de l'énergie successives ont, selon l'expression consacrée, « *avec une continuité jamais démentie, surestimé la demande en énergie* »¹, une analyse partagée par de nombreux acteurs entendus par les rapporteurs. L'ancien directeur général d'EDF, Jean Bergougnoux, en convient lui aussi : « *nous avons fait des hypothèses trop optimistes sur la croissance, trop prudentes sur la disponibilité des centrales, qui fonctionnent mieux que prévu, trop pessimistes sur les prix du gaz, du charbon et du fuel. Ces trois éléments, qui ont tous été démentis, convergeaient vers le renforcement du programme nucléaire. Si j'étais capable de réécrire l'histoire, je ferais sans doute moins d'atome* »².

¹ Paul Mentré, ancien délégué général à l'énergie. Intervention pour le colloque sur les grandes décisions de politique industrielle (IDHI), 4 mai 1990.

² Jean Bergougnoux. Cité dans un article de L'Express du 9 octobre 1987.

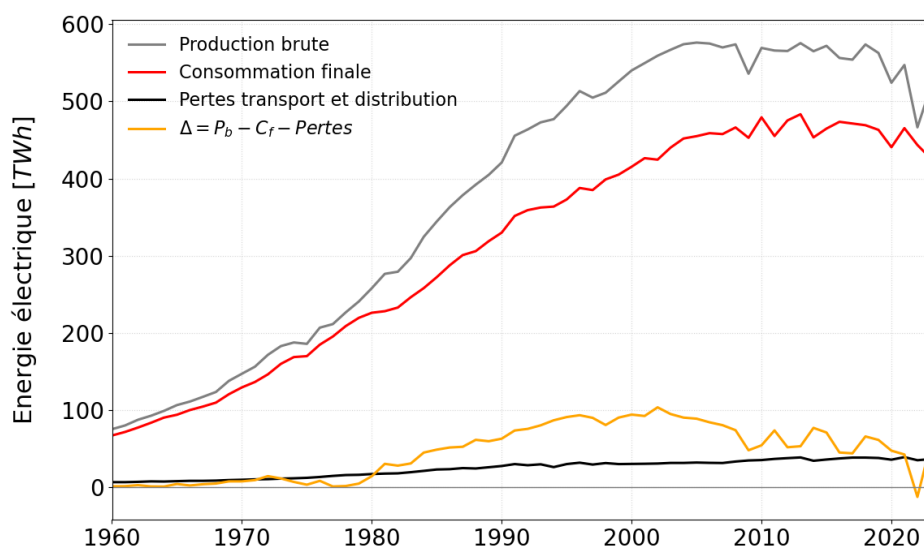


Figure 8. Bilan électrique de la France depuis 1960¹.

Dans ce contexte, le secteur résidentiel joue le rôle de variable d'ajustement entre l'offre et la demande. La transformation de ses usages est l'une des évolutions les plus marquantes du mix énergétique français depuis les années 1960. Longtemps marginale dans le bilan énergétique national, la consommation domestique d'électricité connaît une croissance rapide, portée par l'amélioration des conditions de vie, la diffusion massive des équipements électroménagers et l'élévation des normes de confort.

Cette dynamique de long terme modifie en profondeur le profil de la demande électrique, en ancrant durablement l'électricité dans les usages quotidiens.

À partir des années 1960, l'équipement des ménages en appareils électriques connaît une accélération marquée. Le réfrigérateur, le lave-linge, puis le téléviseur deviennent des biens de consommation courante, portés par une production nationale dynamique et par des politiques publiques de soutien au pouvoir d'achat. Ces « usages spécifiques », bien que modestes individuellement, contribuent collectivement à une progression continue de la consommation électrique résidentielle : leur part passe ainsi de 42 % en 1985 à 50 % en 2016².

Un tournant décisif intervient dans les années 1970 avec l'essor du chauffage électrique, adopté comme solution de substitution au fioul domestique. Ce développement est favorisé par la dynamique de construction neuve, l'absence d'alternative gazière dans les zones peu denses et la volonté politique de réduire la

¹ Graphique établi à partir des séries longues du Service des données et des études statistiques (SDES) du ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires.

² Briand, Antonin, et Oparowski, Sébastien. « Les dépenses des Français en électricité depuis 1960 ». Insee Première, n° 1746, avril 2019. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4267694>.

dépendance pétrolière. Le chauffage électrique s'impose progressivement dans les logements neufs. La part des logements chauffés à l'électricité est ainsi multipliée par cinq au cours de la décennie¹. Cette tendance se poursuit dans les années 1980 et 1990, malgré un ralentissement ponctuel lié à la baisse du prix du gaz et à l'amélioration de l'offre énergétique concurrente.

L'effet structurant du chauffage électrique dépasse cependant la seule question des volumes consommés. Il introduit une forte thermosensibilité dans la courbe de charge nationale : en hiver, chaque degré de température en moins se traduit par une hausse immédiate de la demande d'environ 3 %, soit près de 2 400 MW supplémentaires, concentrée sur les heures de pointe². Ce phénomène, propre au système électrique français en raison de l'ampleur du parc de radiateurs électriques, complexifie la gestion du réseau et impose une mobilisation accrue des moyens de production pilotables ainsi que des mécanismes de délestage pour préserver l'équilibre entre offre et demande.

Au cours des années 2000, une nouvelle vague d'électrification des usages s'amorce, portée par la diffusion rapide des technologies numériques. L'ordinateur personnel, le téléphone mobile, les consoles de jeux vidéo, puis les objets connectés deviennent des équipements de masse. Pris isolément, chacun de ces appareils affiche une consommation électrique modeste, mais leur multiplication engendre une consommation résiduelle continue, difficile à effacer. Cette demande de base, permanente, s'ajoute à la demande de pointe induite par le chauffage, contribuant à épaissir la courbe de charge et à renforcer la sollicitation du système électrique.

Depuis 2012, cette dynamique s'infléchit. La consommation d'électricité des ménages tend à se stabiliser, sous l'effet conjugué de plusieurs facteurs : amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, meilleure isolation du bâti, évolution des comportements de consommation et arbitrages économiques liés aux prix relatifs de l'énergie³. Parallèlement, le développement des pompes à chaleur et l'essor du solaire thermique contribuent à modérer la demande finale en électricité, amorçant une phase d'optimisation énergétique plus que de croissance brute des usages.

Pour autant, les caractéristiques structurelles du secteur résidentiel français demeurent largement inchangées. L'électricité est aujourd'hui la première source d'énergie des ménages, environ un quart de leur consommation électrique étant consacré au chauffage⁴. La thermosensibilité du système électrique ne s'atténue pas : les variations interannuelles de consommation continuent de refléter

¹ Ibid.

² Ibid.

³ Paquel, Véronique. « Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2005 ». Annales des Mines/Réalités industrielles, août 2006. <https://www.annales.org/ri/2006/aout/autres.pdf>.

⁴ Briand, Antonin, et Oparowski, Sébastien. « Les dépenses des Français en électricité depuis 1960 ». Insee Première, n° 1746, avril 2019. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4267694>.

principalement les aléas climatiques. Il en résulte une demande à la fois difficilement prévisible et fortement concentrée sur les périodes les plus critiques pour le réseau, dont la gestion requiert le développement de moyens de flexibilité encore insuffisamment structurés.

En définitive, le développement des usages résidentiels de l'électricité ne relève pas d'un simple accroissement quantitatif. Il traduit une transformation qualitative de la consommation énergétique qui fait du logement un poste central pour la régulation de la demande. Dès lors, l'évolution du bouquet énergétique français ne peut s'envisager sans une réflexion structurelle sur la place du secteur résidentiel dans l'équilibre global du système électrique.

II. MAÎTRISER LA TRANSITION : TECHNOLOGIES ET INFRASTRUCTURES AU SERVICE D'UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE RÉSILIENT

A. PRÉSERVER LA STABILITÉ D'UN SYSTÈME PLUS VARIABLE ET PLUS DÉCENTRALISÉ

1. La robustesse des services de fourniture d'électricité, un impératif des sociétés modernes

a. Un socle essentiel au fonctionnement des activités d'intérêt vital

Dans le passé, l'interruption de l'alimentation électrique d'un quartier ou d'une ville, voire d'un pays, ne constituait guère plus qu'une nuisance qui n'avait que marginalement des conséquences sérieuses pour les populations. En effet, la plupart des services essentiels ou vitaux ne reposaient pas encore exclusivement sur l'électricité. Par exemple, le téléphone fixe fonctionnait sans alimentation électrique. Qui se souvient encore de la panne générale du 19 décembre 1978, qui a pourtant privé de courant les trois quarts du pays pendant quatre heures ?

Aujourd'hui, le réseau électrique constitue au contraire l'ossature sur laquelle repose le fonctionnement continu des activités d'intérêt vital. Son rôle dépasse largement la fourniture d'énergie : il conditionne le maintien opérationnel des infrastructures dont dépendent la sécurité, la santé, la cohésion sociale et l'activité économique du pays.

Ainsi, les établissements de santé, les structures de soins intensifs, les dispositifs d'assistance médicale d'urgence et l'ensemble des équipements médicaux requièrent une alimentation électrique stable. Les moyens de secours locaux de l'alimentation ne constituent, au mieux, qu'une solution transitoire et ne sauraient compenser, sur la durée, une défaillance prolongée du réseau électrique. La qualité et la continuité de l'alimentation électrique influent donc directement sur la sécurité des patients et la capacité des établissements à assurer leurs missions.

De même, les systèmes de transport sont aujourd'hui en grande partie électrifiés ou dépendants d'infrastructures numériques, donc de leur alimentation électrique. Une interruption de celle-ci pourrait provoquer des perturbations majeures, affectant la mobilité des personnes et l'acheminement des marchandises.

Le bon fonctionnement des réseaux de communication électronique, qu'il s'agisse de la téléphonie mobile, de l'Internet, des centres de données ou des services d'hébergement en nuage (*cloud*), repose lui aussi, malgré les dispositifs de secours, sur l'absence d'interruption prolongée de l'alimentation électrique. Une coupure affectant ces infrastructures compromettrait non seulement les échanges entre particuliers et entreprises, mais également la capacité des services publics

numériques, des administrations, des forces de sécurité et des systèmes d'alerte à remplir leurs missions.

Enfin, la distribution de l'eau potable, le traitement des eaux usées, la chaîne du froid alimentaire, les installations industrielles stratégiques et un grand nombre d'opérations financières automatisées sont directement tributaires d'une continuité d'alimentation. Les mécanismes de secours, lorsqu'ils existent, ne couvrent que des temporalités limitées et ne permettent pas d'assurer la fiabilité d'un système dans la durée.

b. Un risque systémique illustré par les crises récentes

De fait, l'ensemble des secteurs classés d'importance vitale ainsi qu'une part croissante des services essentiels présentent désormais une dépendance structurelle à la disponibilité du réseau électrique. Cette dépendance justifie pleinement son identification comme infrastructure critique, au sens des politiques nationales de sécurité et de continuité d'activité.

Le bilan du *black-out* du 28 avril 2025 dans la péninsule ibérique confirme ce constat, malgré le rétablissement assez rapide du courant pour la plupart des populations concernées. Ainsi, le bilan humain s'établit à au moins sept morts en Espagne et un mort au Portugal. Sur le plan financier, la banque d'investissement RBC Capital Markets estime les dommages à l'économie des deux pays entre 2,25 et 4,5 milliards d'euros.

Mais dans certaines circonstances, les conséquences d'une indisponibilité du réseau électrique peuvent être bien plus dramatiques, comme lors du *black-out* survenu au Texas du 15 au 21 février 2021, lors d'une vague de froid extrême, qui a privé jusqu'à 10 millions de personnes d'électricité. En effet, le bilan officiel fait état d'au moins 246 décès liés à la crise. Les estimations des pertes économiques varient fortement mais sont, dans tous les cas, conséquentes : une estimation situe ces pertes entre 80 et 130 milliards de dollars, une autre à plus de 195 milliards.

La guerre en Ukraine fournit une autre illustration dramatique de cet état de fait. La Russie a choisi, dès le début de son invasion, de cibler en priorité l'infrastructure électrique ukrainienne et a mobilisé à cette fin des moyens militaires souvent coûteux, dans certains cas stratégiques, considérant qu'un effondrement du système électrique du pays serait un atout décisif pour atteindre ses objectifs de guerre.

Il est probable que sans le soutien de ses alliés, notamment européens, l'Ukraine aurait vu son réseau électrique être mis hors service et n'aurait de ce fait pas pu assurer la continuité des services essentiels et vitaux. Dans cette situation, le pays n'aurait probablement eu d'autre choix que de céder assez rapidement aux conditions de l'agresseur.

2. Les contraintes induites par l'intermittence de certaines énergies renouvelables

a. *Un réseau historiquement structuré autour de moyens centralisés*

Depuis leur émergence à la fin du XIX^e siècle, les réseaux électriques se sont construits autour des moyens de production d'électricité, avant d'être progressivement interconnectés.

Comme l'a mis en lumière le premier chapitre, le développement du système électrique français a suivi ce schéma : au Sud, l'implantation de nombreux ouvrages hydrauliques a permis l'électrification précoce des territoires alpins et pyrénéens, et au Nord, le développement de l'électricité s'est structuré autour de centrales thermiques alimentées par les gisements houillers, puis les importations de combustibles fossiles. L'ensemble s'est progressivement consolidé pour donner naissance, au milieu du XX^e siècle, à un réseau fortement centralisé, hiérarchisé et interconnecté à ses voisins européens.

b. *La montée en puissance d'une production décentralisée et variable*

Ce modèle historiquement conçu pour des moyens centralisés doit aujourd'hui composer avec l'essor rapide des énergies renouvelables décentralisées, en particulier l'éolien et le solaire photovoltaïque. Ces installations, inégalement réparties sur le territoire, sont souvent implantées dans des zones éloignées des principaux pôles de consommation. Leur puissance injectée dépend directement de conditions météorologiques variables et reste faiblement pilotable.

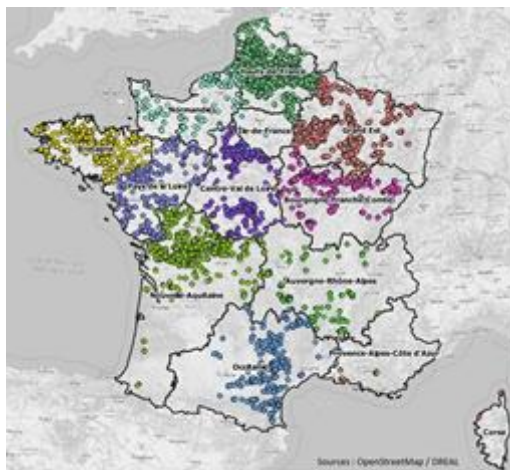


Figure 9. Cartographie des éoliennes projetées et en service, au 24 mai 2022

En particulier, la croissance de l'électricité d'origine photovoltaïque s'est considérablement accélérée depuis 2021, avec 3 gigawatts (GW), puis 5 GW supplémentaires installés chaque année, soit une puissance équivalente à celle de 5 réacteurs nucléaires. L'éolien terrestre se développe à un rythme plus modeste, de l'ordre d'un gigawatt par an.

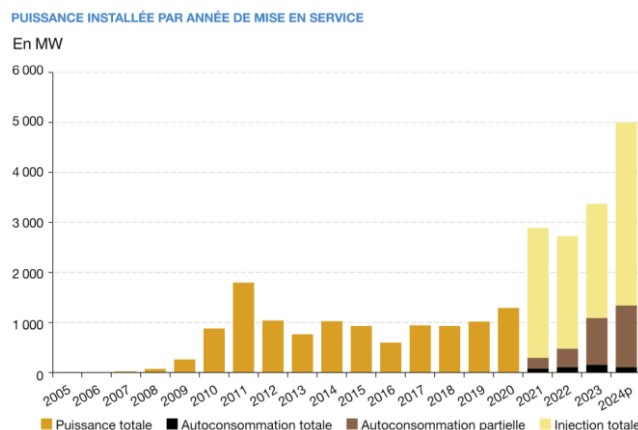


Figure 10. Solaire photovoltaïque (Chiffres clés des énergies renouvelables édition 2025 - SDES)

c. La diversification des profils de consommation ne palie pas la stagnation de la demande

À ces transformations s'ajoute une évolution rapide des usages électriques, qui a aussi un impact sur le réseau électrique et son équilibre. La progression de la mobilité électrique (près de 6 % du parc automobile en septembre 2025) s'accompagne d'un déploiement massif de points de recharge publics (près de 180 000 à fin septembre 2025).

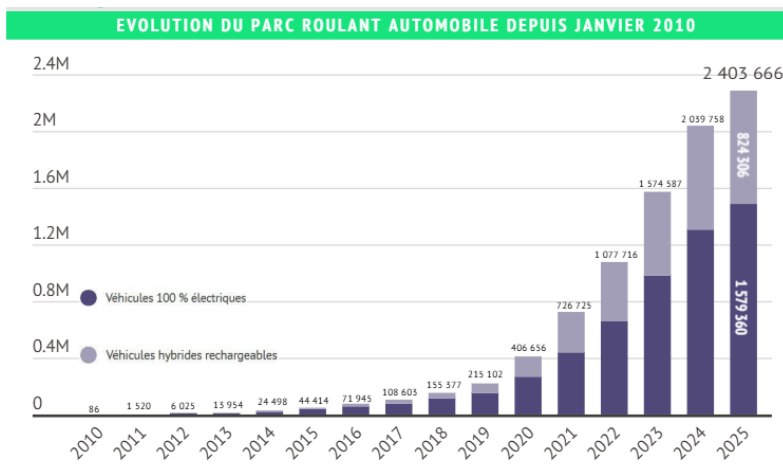


Figure 11. Évolution du parc roulant automobile depuis 2010
(Avere France, Baromètre des immatriculations, novembre 2025)

À cet égard, les infrastructures de recharge de dernière génération se caractérisent par une augmentation significative de la puissance appelée. Alors que les bornes en courant alternatif, principalement utilisées dans les environnements résidentiels ou tertiaires, délivrent généralement entre 7 et 22 kilowatts (kW), les bornes en courant continu les plus performantes, surtout déployées sur les axes routier majeurs, atteignent désormais des puissances comprises entre 150 et 500 kW. Certains constructeurs proposent déjà des bornes de 600 kW, voire de l'ordre du mégawatt pour les véhicules lourds. Cette évolution technologique, permise par des convertisseurs de puissance avancés, impose bien entendu des

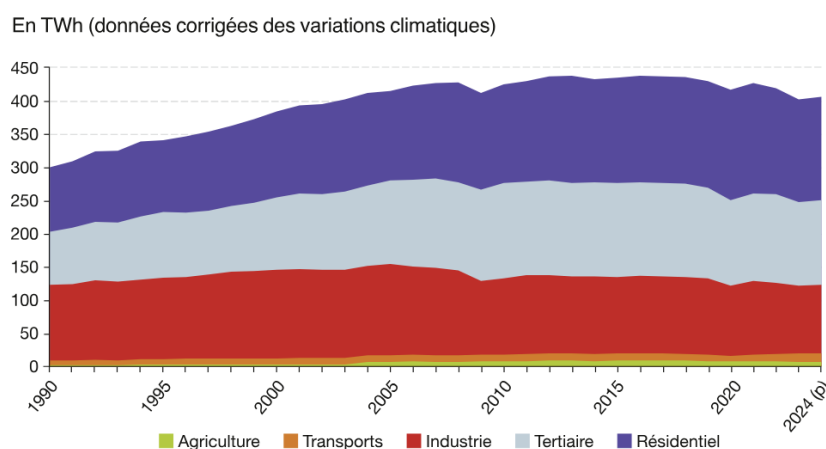
exigences renforcées en matière de raccordement électrique, de gestion thermique et de stabilité du réseau.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, la diffusion des pompes à chaleur a également un impact sur l'évolution des profils de demande électrique. En 2024, ces équipements ont produit près de 52 térawattheures (TWh) de chaleur renouvelable, assumant un rôle croissant dans la décarbonation du chauffage et de la climatisation des bâtiments. Leur déploiement, malheureusement très progressif, modifie les courbes de consommation, en particulier lors des périodes hivernales.

Lorsqu'elles remplacent des radiateurs électriques, les pompes à chaleur contribuent à réduire la pointe hivernale grâce à leur meilleur rendement énergétique. En revanche, lorsqu'elles se substituent à des chaudières à gaz ou au fioul, elles peuvent entraîner une hausse modérée de la demande électrique lors des épisodes de grand froid, en déplaçant vers le réseau électrique une charge auparavant supportée par des énergies fossiles. Une évolution similaire peut être également observée en période estivale, lorsque ces systèmes assurent le rafraîchissement des locaux, contribuant à l'accroissement de la consommation durant les vagues de chaleur.

La multiplication des centres de données, le développement des filières industrielles émergentes (batteries, électrolyse de l'hydrogène, carburants de synthèse) et l'électrification accrue de procédés industriels, trois évolutions détaillées dans la suite de ce rapport, contribuent également à modifier les profils de consommation.

Paradoxalement, en dépit de cette transformation des usages, les effets conjugués de la sobriété, en partie liée à la hausse des prix, de l'efficacité énergétique et du ralentissement de l'activité industrielle, ont conduit à une stagnation, voire à une régression, de la demande d'électricité depuis 2010, même si l'année 2024 a marqué une modeste croissance de par rapport à 2023.



(p) = provisoire.
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Figure 12. Consommation finale d'électricité par secteur (SDES, Chiffres clés de l'énergie. Édition 2025)

Combinée à la hausse de la production d'électricité, résultant à la fois de l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et de la montée en puissance rapide des énergies renouvelables, la stagnation de la consommation d'électricité conduit à la multiplication des périodes de prix négatif sur le marché de l'électricité, principalement dans les périodes de forte production du solaire photovoltaïque.

d. La fonction structurante des machines synchrones dans la stabilité du réseau électrique

Ainsi que l'a expliqué, à l'occasion de son audition par les rapporteurs le 2 septembre 2025, le professeur Nouredine Hadjsaïd, figure internationalement reconnue du génie électrique, la stabilité des réseaux électriques repose historiquement sur les alternateurs synchrones en rotation des centrales hydrauliques, nucléaires ou thermiques à flamme.

En effet, ces machines tournantes non seulement assurent une production d'électricité pilotable, facilitant le maintien de l'équilibre, indispensable à tout instant sur le réseau, entre production et consommation d'électricité, mais aussi fournissent, par nature, des services systèmes essentiels au fonctionnement d'un réseau électrique : inertie mécanique amortissant les variations de fréquence, maintien de la tension par injection ou absorption de puissance réactive, puissance de court-circuit élevée, pour garantir l'efficacité des protections réseau, et capacité de « *grid forming* », consistant à générer une onde de tension synchronisée à la fréquence du système, qui établit la référence de fréquence et de phase nécessaire au fonctionnement coordonné des autres équipements raccordés.

e. Les limites des technologies à onduleurs au regard des services systèmes et les solutions en développement

En revanche, une éolienne ou un panneau photovoltaïque générant un courant continu, son raccordement au réseau en courant alternatif passe par l'intermédiaire d'un onduleur qui n'offre, en règle générale, aucun service contribuant à la stabilité du réseau.

Le remplacement progressif des centrales classiques, équipées de machines tournantes fournissant une inertie naturelle au système, par des installations éoliennes ou photovoltaïques entraîne mécaniquement une diminution de l'inertie du réseau. Ceci réduit la capacité du système électrique à absorber les variations rapides de fréquence et fragilise, plus largement, l'ensemble des mécanismes contribuant à la stabilité du réseau, précédemment décrits.

Plusieurs solutions aujourd'hui déployées visent justement à pallier l'absence d'énergie cinétique stockée dans les machines tournantes classiques. Les onduleurs de nouvelle génération peuvent fournir un réglage rapide de fréquence, par l'intermédiaire de fonctions dites « *fast frequency response* », et reproduire partiellement le comportement inertiel des machines tournantes par des algorithmes d'inertie synthétique reposant sur des mesures très rapides de la fréquence sur le

réseau. Ces mécanismes, qui permettent d'ajuster quasi instantanément la puissance injectée, compensent en partie l'absence d'inertie réelle en générant des variations actives dès les premières centaines de millisecondes suivant un déséquilibre.

Toutefois, ces solutions présentent des limites structurelles. D'une part, la réponse inertielle synthétique est contrainte par les réserves d'énergie disponibles dans les convertisseurs et ne peut donc pas se substituer entièrement à l'inertie mécanique. D'autre part, la stabilité transitoire d'un système dominé par les onduleurs dépend fortement de la synchronisation entre unités et des délais de traitement de l'information recueillie en temps réel sur le réseau.

Parallèlement, les systèmes de stockage électrochimique de grande puissance, notamment les batteries lithium-ion à forte capacité de réponse, peuvent fournir une contribution déterminante à la stabilisation de la fréquence. Leur temps de réaction très court permet d'amortir les déséquilibres dans les premiers instants qui suivent un incident, période critique durant laquelle l'absence d'inertie mécanique se fait le plus sentir. Leur contribution, bien que limitée en durée, renforce les marges de sécurité du réseau dans les situations de forte variabilité.

Les volants d'inertie sont une autre technologie capable de restituer instantanément de l'énergie cinétique au réseau. Ils se comportent comme de véritables machines tournantes, capables de soutenir la fréquence dès les premières millisecondes d'un écart. Leur intégration dans les systèmes électriques à forte proportion d'énergies renouvelables permet de restaurer une forme d'inertie physique, particulièrement utile dans les régions où les machines synchrones se raréfient.

Malgré les progrès considérables accomplis par ces différentes solutions, lorsque la pénétration instantanée des énergies éolienne et solaire dépasse un seuil estimé par les spécialistes entre 60 % et 80 %, ces approches ne suffisent plus à conserver les marges de stabilité requises pour éviter un *black-out*. Une solution complémentaire réside dans l'utilisation de compensateurs synchrones, dispositifs électromécaniques constitués de machines tournantes dépourvues de turbine motrice, capables d'injecter ou d'absorber une puissance réactive significative, mais surtout de reproduire l'ensemble des services dynamiques associés aux générateurs synchrones traditionnels. Leur inertie réelle permet d'amortir immédiatement les écarts de fréquence, tandis que leur contribution au couple électromagnétique renforce la stabilité angulaire et améliore la tenue de tension, notamment lors des défauts de court-circuit. Ces machines, équipées si nécessaire de volants d'inertie additionnels, fournissent ainsi une puissance inertielle inconditionnelle, indépendante des variations de charge ou de disponibilité d'énergie primaire, ce qui procure un avantage déterminant dans les réseaux à forte part d'énergies renouvelables.

Le déploiement de compensateurs synchrones en Australie-Méridionale, État où la part instantanée d'énergies renouvelables dépasse fréquemment 80 %, illustre leur efficacité pour restaurer des marges de stabilité suffisantes et éviter des

incidents de grande ampleur. Cependant, la généralisation à grande échelle de ces équipements en Europe soulève encore des questions relatives aux coûts d'investissement et à leur localisation optimale dans les réseaux.

D'autres solutions sont en développement, notamment les onduleurs « *grid forming* », les convertisseurs à inertie virtuelle avancée ou les systèmes hybrides intégrant volants cinétiques, supercondensateurs ou batteries à haute puissance, mais ces technologies nécessitent encore des travaux de recherche et un passage à l'échelle industrielle.

Un exemple concret de système hybride en exploitation a été fourni, lors de son audition du 22 septembre 2025, par Christophe Goasguen, président de la startup française IMEON-ENERGY, qui propose des onduleurs solaires hybrides intelligents permettant de coupler des panneaux photovoltaïques à des batteries et de limiter ainsi l'impact de ces installations sur le réseau.

En l'état des technologies actuellement mises en œuvre, le professeur Nouredine Hadjsaïda a identifié plusieurs difficultés susceptibles de résulter de la substitution des centrales classiques à machines tournantes par des énergies intermittentes.

f. La reconfiguration des flux et ses conséquences sur les réseaux

La première concerne la modification des flux au sein du réseau électrique. En effet, dans le modèle historique, les flux partent des centrales électriques, connectées au réseau de transport, et vont vers les consommateurs, connectés au réseau de distribution.

Au contraire, en France, à la fin de l'année 2022, 90 % des énergies intermittentes étaient directement connectées au réseau de distribution¹, seules les plus grandes installations, d'une puissance supérieure à 12 MW pour le solaire et 16 MW pour l'éolien, étant susceptibles d'être connectées au réseau de transport.

Cette situation induit une transformation des flux électriques, caractérisée par une inversion ou une dispersion des directions de transit, susceptible de conduire à des surtensions locales ou des défaillances.

g. Les risques associés à la variabilité de la production

Une deuxième difficulté induite par la part croissante d'éolien et de solaire photovoltaïque concerne la forte variabilité de leur production. Par exemple, lors du passage de nuages au-dessus d'un module photovoltaïque, sa production peut

¹ *Intercommunalités de France - Enedis, Raccordement des énergies renouvelables électriques : guide pratique à destination des intercommunalités, 2024.*

baisser de 60 % en quelques secondes¹. Cette variabilité n'est pas toujours prévisible de façon fiable et elle induit un déséquilibre entre production et consommation d'électricité qui doit être rapidement compensé.

Elle peut d'ailleurs être aggravée par les dynamiques du marché de l'électricité. Ainsi, lors d'un colloque organisé par France Renouvelables, le président du directoire de RTE, Xavier Piechaczyk, a souligné qu'« à 13 h le 1^{er} avril 2025, le système est entré en zone de prix négatifs et, en quelques minutes, la production a chuté de 9 gigawatts », soit l'équivalent d'environ neuf réacteurs nucléaires. Une telle diminution instantanée de la puissance injectée exerce une contrainte sur la fréquence du réseau, qui doit être maintenue à proximité de 50 Hz, afin d'éviter un déséquilibre majeur susceptible de conduire à un *black-out*.

Cette situation révèle un déficit important de visibilité sur la production des énergies renouvelables. Les exploitants d'installations de puissance supérieure à un mégawatt sont tenus de transmettre leurs courbes de programmation, mais cette obligation est très peu respectée : selon le président du directoire de RTE, seuls 5 % des producteurs s'y conforment.

h. Les effets locaux liés à la maximisation des injections renouvelables

Par ailleurs, l'injection d'une puissance renouvelable importante au sein d'un même segment du réseau de distribution peut induire des effets significatifs sur le fonctionnement local du système électrique. Lorsque plusieurs installations photovoltaïques ou éoliennes produisent simultanément à un niveau élevé, il peut en résulter une hausse de tension excédant les plages opérationnelles usuelles, en raison du caractère décentralisé et peu pilotable de ces moyens de production. Cette hausse de tension est principalement liée à un excès d'injection par rapport à la consommation locale, un phénomène particulièrement marqué dans les zones rurales, caractérisées par une faible densité de charge.

Parallèlement, l'augmentation des flux locaux peut conduire à une surcharge de certains composants du réseau : transformateurs, lignes du réseau électrique de moyenne tension, dites HTA, ou postes de distribution, dont le dimensionnement initial n'intégrait pas nécessairement des injections soutenues en sens inverse du flux historique. De telles situations peuvent provoquer un échauffement accru des équipements, accélérer leur vieillissement et, dans les cas extrêmes, conduire à des déclenchements automatiques destinés à préserver l'intégrité des infrastructures.

¹ Kankiewicz, *et al.*, Observed Impacts of Transient Clouds on Utility Scale PV Fields, *American Solar Energy Society*, 2010.

i. La nécessité d'une approche progressive et d'un approfondissement des recherches

Comme l'a souligné le professeur Nouredine Hadjsaïd, les problèmes que la recherche scientifique et l'innovation doivent encore résoudre pour garantir une bonne intégration des énergies renouvelables intermittentes aux réseaux électriques sont multiples : la forte variabilité de la production, les surcharges locales, la perte d'inertie, les coûts des technologies, etc.

Plusieurs pistes sont envisageables pour limiter les risques : par exemple, intégrer progressivement, par paliers, les énergies renouvelables intermittentes, améliorer les modèles de prévision, notamment pour réduire leur marge d'erreur, et développer fortement le stockage d'énergie, devenu indispensable.

3. L'impact de la modulation sur le parc électronucléaire

a. Le cas général d'un fonctionnement « en base »

Dans un système électrique, la production « en base », désigne l'exploitation d'unités de production à puissance quasi constante, afin de répondre à la demande de fond du système électrique, dite « charge de base » (en anglais, *base load*), sur laquelle se superposent les variations liées à la consommation horaire, saisonnière ou météorologique, dite « charge de pointe » (en anglais, *peak load*).

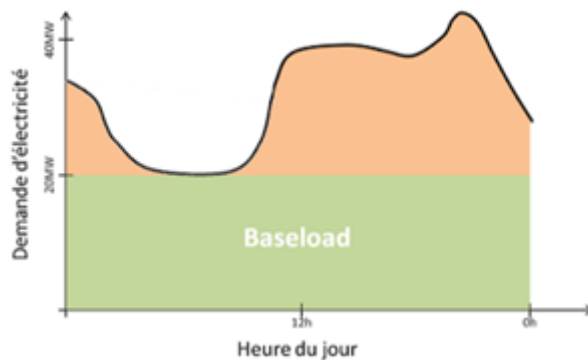


Figure 13. « Charge de base » (en vert) et « charge de pointe » (en orange)
(source : Énergie, Climat et Développement)

Sur le plan économique, les centrales nucléaires appartiennent à la catégorie des unités à coûts fixes élevés et à coûts variables très faibles. Leur rentabilité repose sur une utilisation maximale de la capacité installée, correspondant à un fonctionnement aussi continu que possible.

Cette logique explique que, dans de nombreux pays exploitant des centrales nucléaires, par exemple les États-Unis, la Russie, la Chine, le Canada et le Japon,

celles-ci fonctionnent, pour l'essentiel, « en base », avec parfois des disparités régionales.

Dans ces pays, la part du nucléaire dans la production d'électricité nationale reste inférieure à 30 %. Cette proportion permet de répondre aux variations journalières ou saisonnières de la demande par d'autres moyens de production d'électricité, facilement pilotables et à démarrage rapide, tels que l'hydroélectricité, dans les pays disposant de fortes capacités de retenue, comme le Canada ou la Suède, ou les centrales à gaz, voire au charbon, dont le coût d'exploitation est principalement lié non à celui de leur construction initiale, mais au combustible brûlé. Dans un tel contexte, la production nucléaire peut être optimisée pour fournir une puissance stable.

Ce mode d'exploitation « en base » présente plusieurs avantages notables.

i. Un coût de production optimisé

Le principal avantage, mentionné précédemment, concerne la maximisation de la production annuelle d'électricité. Le fonctionnement prolongé du réacteur en régime nominal ou quasi nominal entre deux arrêts pour maintenance ou pour rechargement, se traduit, sur une période donnée, par un meilleur amortissement des coûts fixes, qui constituent la majeure partie du coût complet d'un réacteur nucléaire, alors que son coût marginal de production (combustible, opérations courantes, maintenance) est très faible, voire peut être, dans certaines situations, considéré comme négatif¹. Chaque heure supplémentaire de fonctionnement proche de la puissance nominale réduit donc mécaniquement le coût moyen du mégawattheure produit.

ii. Une exploitation simplifiée

L'exploitation « en base » réduit fortement le nombre de manœuvres et d'actions dynamiques que doivent effectuer les opérateurs en salle de commande. Dans un régime proche de la puissance nominale, les paramètres du réacteur : température du circuit primaire, concentration de bore, position des grappes de commande, etc. restent relativement stables et prévisibles, ce qui limite les ajustements en temps réel. Dans ces conditions, les équipes d'exploitation peuvent consacrer toute l'attention nécessaire à la surveillance continue de la sûreté, au lieu de se focaliser sur la gestion des phases transitoires.

¹ Dans un document de l'agence britannique National Energy System Operator, intitulé Response Energy Payment Analysis, le coût marginal de production est considéré comme fortement négatif lorsque l'on prend en compte les coûts très élevés des arrêts et redémarrages de tranche.

iii. Des contraintes réduites sur les matériaux

Par ailleurs, l'exploitation « en base » stabilise les conditions thermiques et neutroniques dans le cœur du réacteur, réduisant les contraintes exercées sur les matériaux du combustible, des structures internes et des circuits.

À cela s'ajoute le fait que la chaîne thermo-hydraulique : échangeurs, générateurs de vapeur et turbine est optimisée pour un régime stationnaire. Des transitoires fréquents engendrent nécessairement des contraintes supplémentaires sur les structures métalliques et les circuits, *a fortiori* dans des réacteurs de forte puissance.

iv. Une gestion des combustibles facilitée

L'absence de variation de puissance simplifie notablement la gestion du combustible, en garantissant une consommation plus homogène et plus prévisible des matières nucléaires présentes dans les assemblages au fil du cycle. Le fonctionnement à puissance quasi constante stabilise en effet les conditions neutroniques du cœur, ce qui facilite la maîtrise du taux de combustion (*burnup*), du profil axial et radial de puissance, ainsi que de l'évolution de la réactivité. Cette stabilité améliore la performance globale du combustible, augmente la maîtrise des marges de sûreté, facilite les calculs de physique du réacteur et simplifie la planification pluriannuelle des cycles.

b. La singularité française d'un parc conçu pour moduler

Comme l'explique le chapitre premier, la France a pris, avant même le premier choc pétrolier de 1973, la décision d'engager un développement à grande échelle de l'énergie nucléaire. Ce modèle, souvent caricaturé à l'époque comme celui du « tout-nucléaire », repose sur un objectif clair : accroître l'indépendance énergétique du pays tout en assurant un coût de production de l'électricité stable et compétitif.

À l'époque, les enjeux climatiques n'étaient pas encore pris en compte dans les choix énergétiques. Néanmoins cette orientation s'est par la suite avérée particulièrement judicieuse sur ce plan, puisque le mix électrique français est l'un des moins émetteurs de gaz à effet de serre en Europe.

Mais la part majeure accordée à l'énergie nucléaire dans le mix électrique a très tôt posé une question délicate d'équilibre : comment ajuster la production des réacteurs nucléaires à une demande d'électricité variable selon les heures, les jours et les saisons ?

En effet, le développement du parc hydraulique atteignait ses limites physiques, la plupart des grands sites exploitables ayant déjà été équipés au cours des décennies précédentes. Parallèlement, les centrales au charbon et au fioul étaient destinées à jouer un rôle de plus en plus limité, compte tenu notamment des

perspectives de montée en puissance rapide du parc nucléaire à partir de la fin des années 1970. Dès lors que leur part dans le mix électrique serait significativement réduite, ces moyens hydrauliques et thermiques ne pourraient plus, à eux seuls, assurer l'adaptation en temps réel de la production électrique à la demande.

Ce constat a conduit EDF et Framatome à concevoir, puis à intégrer progressivement, plusieurs innovations technologiques et modalités d'exploitation destinées à permettre aux réacteurs nucléaires d'ajuster leur puissance de manière contrôlée, tout en respectant les exigences de sûreté. Ces évolutions ont notamment concerné les modalités de pilotage du cœur, la conception du combustible et l'amélioration des systèmes de contrôle-commande, afin de doter le parc français d'une capacité de modulation adaptée aux fluctuations du réseau électrique national.

i. L'introduction du DMA et des « grappes grises »

La principale innovation permettant la modulation a été la mise en place du Dispositif pour une Manœuvrabilité Accrue (DMA), dont la principale composante est un système de commande à grappes de contrôle dites « grises »¹.

Le principe est le suivant : alors que les barres de commande traditionnelles, constituées de matériaux avec une haute section efficace d'absorption de neutrons, provoquent des variations rapides du flux neutronique lorsqu'elles sont déplacées, l'ajout de grappes constituées de matériaux à absorption moyenne, appelées « grappes grises » (par opposition aux précédentes, appelées « grappes noires »), permet un ajustement progressif et stable de la réactivité dans le cœur.

Ce dispositif rend possible une variation de puissance de l'ordre de 5 % de la puissance nominale par minute, sur une plage comprise entre 60 % et 100 % de charge, sans déséquilibre neutronique significatif, ni altération du profil axial de puissance.

Étudié dès la fin des années 1970, ce mécanisme est encore aujourd'hui le principal levier de modulation dans les réacteurs français.

ii. La combinaison du pilotage mécanique et chimique de la réactivité

Pour moduler la puissance tout en maintenant la stabilité du cœur, EDF exploite un système de double pilotage de la réactivité : un pilotage mécanique assuré par le mouvement coordonné des grappes de commande et un pilotage chimique reposant sur la variation de la concentration en bore dissous dans le circuit primaire, qui agit comme un absorbant neutronique global.

Cette combinaison permet de répartir les ajustements de puissance entre ces deux leviers, les barres étant utilisées pour les variations rapides et le bore pour les

¹ J.P. Millot et Y. Wilmart, NUCLEX 78, "Implementation of a PWR grey-rod control system to meet the French network requirements", octobre 1978.

évolutions plus lentes. La concentration en bore est ajustée par le système de contrôle chimique et volumétrique (CVCS), utilisé dans les stratégies de suivi de charge.

iii. Le renforcement de la résilience du cœur et des circuits face aux sollicitations induites par le suivi de charge

La pratique de la modulation impose au cœur et au circuit primaire la répétition de cycles thermiques et neutroniques plus fréquents que ceux d'une exploitation stabilisée.

Pour en maîtriser les effets, plusieurs adaptations de conception ont été mises en œuvre : les assemblages de combustible ont été repensés afin d'assurer une répartition plus homogène du flux neutronique ; les gaines de combustible, fabriquées en alliages de zirconium, ont vu leurs propriétés renforcées pour mieux résister aux gradients thermiques et aux sollicitations neutroniques accrues¹ ; la géométrie du cœur et les schémas de rechargement ont été adaptés afin de maintenir une réactivité uniforme, malgré les variations de charge² ; enfin, le circuit secondaire est conçu pour préserver un rendement acceptable même à charge partielle, *via* l'optimisation des échangeurs de chaleur et la régulation fine du débit vapeur.

Ces mesures contribuent à limiter l'impact de la modulation sur la tenue mécanique des composants et à garantir la robustesse de l'ensemble du système.

iv. Une surveillance renforcée en fonctionnement

Néanmoins, la modulation entraîne nécessairement des variations de la température du circuit primaire susceptibles de contribuer au vieillissement de certains composants. Ces effets sont toutefois anticipés dès les études de conception. Elles fixent, pour chaque type de transitoire thermique et pour chaque amplitude, un nombre maximal admissible. Durant l'exploitation, l'ensemble des transitoires thermiques auxquels les équipements sont soumis sont répertoriés et des contrôles périodiques sont programmés pour vérifier l'état des matériaux et des soudures au regard de ces limites.

Tant que le nombre cumulé de transitoires demeure inférieur aux valeurs prévues, les effets sur les composants sont considérés comme non significatifs. À l'approche d'une limite, des inspections ciblées sont déclenchées et un remplacement du composant ou la réalisation d'une nouvelle soudure peuvent devenir nécessaires. En pratique, le nombre de transitoires effectivement réalisés sur les réacteurs du parc demeure très largement en-deçà des bornes définies, ce qui est associé à un risque d'usure prématurée très limité. Si certains matériels peuvent

¹ H. Weidinger, *Zr-Alloys, the Nuclear Fuel Rod Cladding and Operating Experience in Nuclear Power Plants*, 2008.

² NEA, *Technical and Economic Aspects of Load-Following with Nuclear Power Plants*, OECD Publishing, 2021.

présenter des signes de vieillissement accéléré, comme les mécanismes de commande de grappes, d'autres paramètres évoluent favorablement : par exemple, la fluence neutronique reçue par la cuve, seul composant d'un réacteur impossible à remplacer, tend à diminuer avec la modulation, ce qui contribue à en allonger la durée de vie.

v. L'évolution du contrôle-commande : un levier déterminant

La réussite de la modulation nucléaire repose également sur l'évolution du système de contrôle-commande, véritable « système nerveux » des centrales nucléaires. L'automatisation d'une part des tâches liées à la gestion de la modulation a permis de limiter les interventions des équipes d'exploitation, afin de leur permettre d'assurer le suivi régulier des paramètres de sûreté.

Au fil des paliers successifs, EDF a progressivement informatisé les systèmes de protection et de conduite, en introduisant notamment un système de protection intégré numérique (SPIN) sur les tranches de 1 300 et 1 450 MW, chargé de calculer en temps réel des grandeurs comme la puissance linéique et les marges vis-à-vis de la crise d'ébullition, et d'assurer les fonctions de protection et de surveillance du cœur.

Parallèlement, les algorithmes de conduite automatique permettent de suivre un plan de charge imposé par le gestionnaire de réseau : la tranche fonctionne par paliers de puissance, autour desquels des signaux de réglage fin modifient en continu le point de fonctionnement, de façon coordonnée avec les mouvements de grappes de commande et l'ajustement de la concentration en bore dans le circuit primaire.¹

Ces systèmes assurent la régulation du flux neutronique, de la température moyenne du primaire et de la pression du pressuriseur, et permettent aux réacteurs de contribuer automatiquement au réglage primaire de fréquence, *via* de petites variations de puissance destinées à stabiliser la fréquence du réseau. Les lois de commande sont conçues pour respecter des rampes de puissance et des gradients thermiques compatibles avec les contraintes des matériaux, de façon à limiter l'ampleur des transitoires thermiques dans le cœur et la chaîne thermodynamique.²

L'ensemble de ces dispositifs, fruit de plusieurs décennies de développement et de retour d'expérience, est aujourd'hui intégré dans les logiciels de conduite et constitue un savoir-faire spécifique d'EDF en matière d'exploitation flexible d'un parc électronucléaire à grande échelle.

¹ L. Bodini, *Amélioration des performances en conduite des REP de 900 MWe*, 2018.

² S. Feutry et A. Herzog, *Électricité de France: The Contribution of French Nuclear Fleet to the Flexibility of the Electric System, Programme NICE Future (IEA)*, 2019.

vi. Une capacité de modulation éprouvée et intégrée dans la conduite habituelle du parc nucléaire français

Les campagnes d'essais conduites au début des années 1980 ont permis de valider, dans des conditions industrielles, la faisabilité du suivi de charge quotidien par les réacteurs du parc national.

Ces expérimentations ont notamment montré que des variations régulières de puissance pouvaient être réalisées sans incidence notable sur le comportement du combustible, ni altération des marges de sûreté, dès lors que les opérations de pilotage respectaient les limites de gradients thermiques et les procédures établies. Elles ont également permis d'affiner les lois de commande, d'ajuster les stratégies de gestion du combustible et de consolider les règles d'exploitation applicables en situation de modulation.

La réussite de ces essais a permis à EDF d'obtenir dès 1983 l'agrément du Service central de sûreté des installations nucléaires (SCSIN), autorité de sûreté nucléaire de l'époque, sur la mise en œuvre du suivi de charge en exploitation.

vii. Une innovation regardée avec perplexité à l'étranger, puis adoptée

Tant que ce mode d'exploitation est resté une particularité française, il n'a pas manqué d'être regardé avec une certaine perplexité à l'étranger. En 2003, les députés Christian Bataille et Claude Birraux témoignaient dans un rapport de l'OPECST¹, après avoir interrogé des spécialistes du nucléaire en « *Finlande, Suède, Allemagne et États-Unis* », qu'aucun d'entre eux « *n'a émis le moindre doute sur le fait que les variations de réactivité, de température et de pression entraînées par le suivi de charge ne peuvent qu'accélérer le vieillissement des composants d'une centrale* », alors que leurs homologues français avaient « *tous tendance, à des degrés divers toutefois, à considérer que son impact sur le vieillissement est faible* ».

Pourtant, quelques années plus tard, malgré cet inconvénient, les trois premiers pays décidaient de mettre en œuvre eux-mêmes, à des degrés divers, la modulation au sein de leur parc nucléaire.

Depuis le début du XXI^e siècle, le recours à la modulation de puissance des réacteurs nucléaires s'est en effet progressivement accru dans de nombreux pays, sous l'effet conjugué de l'amélioration de la conception des réacteurs les plus récents, mieux adaptés à ce mode d'exploitation, et de l'augmentation des exigences des opérateurs de réseaux, liées au maintien de l'équilibre des réseaux électriques. En particulier, cette pratique est, ou a été, mise en œuvre dans plusieurs États européens, notamment l'Allemagne, la Belgique, la Finlande, la Hongrie et la Suisse.

¹ Rapport sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs par MM. Christian Bataille et Claude Birraux, députés, n°AN 832, n° Sénat 290, 14 mai 2003.

Elle a également fait l'objet de plusieurs rapports d'instances internationales telles que l'Agence internationale de l'énergie nucléaire (AIEA)¹ et l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE².

Il est donc difficile de continuer à présenter la modulation comme une pratique exclusivement française, même si en raison de la composition du bouquet électrique national, EDF la met en œuvre en France de façon plus intensive et systématique que d'autres producteurs d'électricité opérant un parc nucléaire.

Les enseignements d'un rapport sur la modulation en Allemagne

Le *Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag* (TAB, en français : Bureau d'évaluation des choix technologiques auprès du Bundestag allemand), équivalent allemand de l'OPECST et membre du réseau EPTA, a publié en 2017 un rapport intitulé « Capacité de suivi de charge des centrales nucléaires allemandes » (en allemand, *Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke*)³.

Ce rapport a été commandé au TAB par le Bundestag dans le cadre du débat de 2009-2011 sur la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires allemandes. L'objectif était d'évaluer si un parc nucléaire significatif pouvait coexister avec une montée rapide des énergies renouvelables intermittentes, en particulier l'éolien et le solaire.

L'étude devait nourrir deux séminaires d'experts prévus en 2011, annulés à la suite du tsunami qui provoqua l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi et entraîna, dans les jours suivants, la décision de la chancelière allemande Angela Merkel de réactiver le processus de sortie du nucléaire, initialement engagé sous le mandat de son prédécesseur, Gerhard Schröder.

Malgré ce contexte, le TAB considère que ses analyses restent pertinentes pour les pays combinant forte part de nucléaire et renouvelables.

Le rapport établit que les centrales nucléaires allemandes – aussi bien les réacteurs à eau pressurisée que les réacteurs à eau bouillante – disposent d'une flexibilité intrinsèque notable. En particulier ils peuvent faire varier leur production de ± 10 % par minute dans le haut de leur plage de puissance, une valeur comparable ou supérieure à celle de nombreuses centrales thermiques classiques. Toutefois, le rapport souligne également que les temps de démarrage et d'arrêt des réacteurs nucléaires constituent une limite majeure pour leur exploitation flexible et qu'une exploitation régulière à très faible puissance n'est pas pratiquée dans les centrales allemandes, pour des raisons à la fois techniques et économiques.

¹ *Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation*, AIEA, Avril 2018.

² *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, OCDE/AEN, juin 2011.

³ R. Grünwald et C. Caviezel, *Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke*, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2017.

Par ailleurs, le rapport du TAB modélise la place du nucléaire dans un mix électrique à haute pénétration d'énergies renouvelables à l'horizon 2030, suivant trois modes d'exploitation : modulation partielle, sans descendre sous 50 à 60 % de la puissance nominale des réacteurs, possibilité de descendre vers les 20 à 40 % de celle-ci, et enfin possibilité de procéder à des arrêts courts et des cycles profonds, pour atteindre une très forte flexibilité. Les résultats montrent que la flexibilité minimale conduit à une forte hausse des prix négatifs, alors qu'une flexibilité maximale permettrait d'intégrer davantage d'énergies renouvelables qu'un système dépourvu de nucléaire.

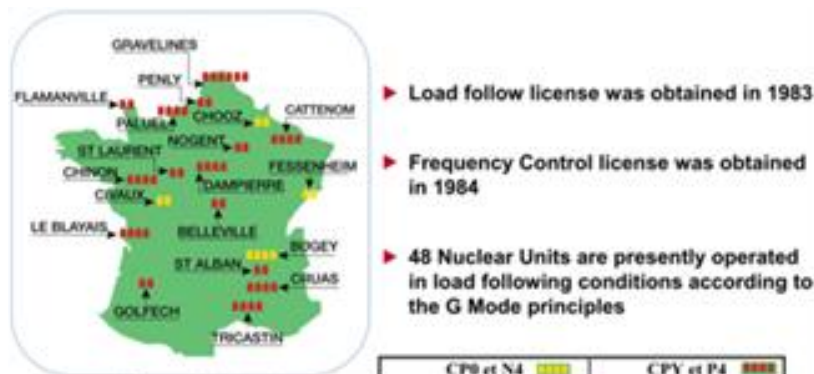
Le document analyse aussi l'impact de la flexibilité sur la rentabilité des centrales nucléaires, dans un marché soumis à des prix négatifs. Il conclut que les centrales nucléaires, à coût marginal faible, peuvent subir des pertes importantes lorsqu'elles ne peuvent réduire leur production en période de prix négatifs, mais que supprimer la priorité d'injection des renouvelables (maintenue par la loi allemande sur les énergies renouvelables de 2017, dite EEG 2017)¹ rendrait l'exploitation nucléaire plus rentable, au prix d'une réduction de la production renouvelable.

Enfin, le rapport liste des thèses sur les risques potentiels associés à une exploitation très flexible, sans conclure définitivement, faute de consensus et en l'absence de retour d'expérience sur un tel niveau de modulation en Allemagne. Les points de vigilance concernent la fatigue des matériaux dans le cœur (gainage, mécanismes de grappes, embouts de crayons), l'usure des composants thermo-hydrauliques (pompes, tuyauteries, générateurs de vapeur), les contraintes sur les opérations de contrôle et sur le personnel en salle de commande, ainsi que l'incertitude sur l'évolution des marges de sûreté en cas de cycles très fréquents et répétés.

c. Les interrogations sur les conséquences à long terme d'une modulation intensifiée

Depuis plus de 40 ans, la capacité de modulation est devenue une composante courante de l'exploitation du parc électronucléaire français. Chaque jour, EDF met en œuvre plusieurs variations de charge sur un nombre significatif de réacteurs, en réponse aux besoins exprimés par le gestionnaire du réseau.

¹ La loi allemande sur les énergies renouvelables de 2017 (EEG 2017) maintenait une priorité d'injection de l'électricité issue d'énergies renouvelables, tempérée par la loi sur l'accélération du développement des réseaux de 2019 (NABEG 2019), voir : M. Wagenhäuser, *Le statut prioritaire de l'électricité renouvelable en France et en Allemagne*, OFATE, décembre 2019.

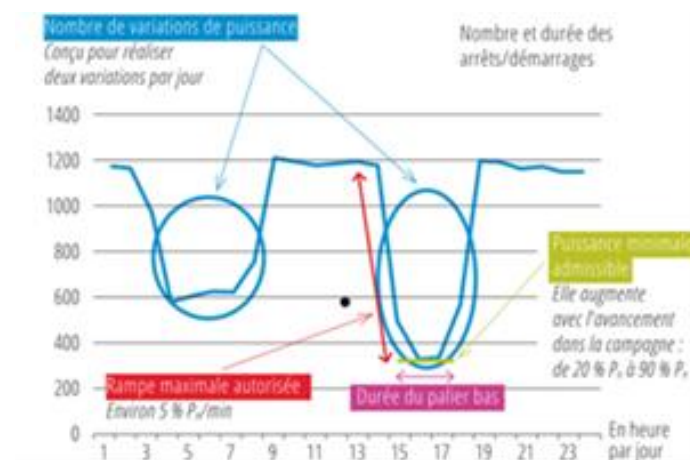


	CP0 et N4	CPY et P4
Mode de pilotage	Mode A	Mode G
Réglage primaire	$\pm 2\% P_{n, \text{statue}}/\text{min}$	$\pm 2\% P_{n, \text{statue}}/\text{min}$
Réglage secondaire	$\pm 3\% P_{n, \text{statue}}/\text{min}$	$\pm 5\% P_{n, \text{statue}}/\text{min}$
Rampes de suivi de charge	2% $P_{n, \text{statue}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne 0,2% $P_{n, \text{statue}}/\text{min}$ après 80% de la campagne	5% $P_{n, \text{statue}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne 2% $P_{n, \text{statue}}/\text{min}$ après 80% de la campagne
Fonctionnement à puissance intermédiaire	Possible pendant 85% de la campagne	Possible pendant 85% de la campagne
Capacité de retour instantané en puissance	Capacité partielle, limitée à 15-20% $P_{n, \text{statue}}$ en raison de la vitesse de dilution du bore	Capacité totale, pas de limite en amplitude jusqu'à 85% de la campagne

Tableau II—1 : Capacités de suivi de charge pour les différents modes de pilotage prévus à la conception, d'après Likhov, (2011)

Crédit : Nicolas Mounier

EDF dispose d'une stratégie de modulation de puissance pour son parc nucléaire qui repose sur plusieurs critères : la disponibilité des tranches, les besoins du réseau (notamment les services de réserve et l'ajustement en temps réel pour RTE) et l'optimisation économique en fonction des coûts variables et des prix de marché. Si l'opérateur ne publie pas de liste publique tranche par tranche des unités modulantes, les documents officiels confirment qu'une grande part du parc, deux réacteurs sur trois, est, en moyenne, « partie prenante » de la modulation et que certains réacteurs français peuvent baisser leur puissance de 100 % à 20 % en une demi-heure jusqu'à deux fois par jour. La sélection des réacteurs modulants dépend notamment de leur état technique, de leur cycle de combustible, de la programmation d'arrêt et de l'équilibre offre-demande.



Capacité de suivi de charge d'un réacteur nucléaire français (crédit : Nicolas Mounier)

En parallèle, EDF continue à assurer un suivi attentif des conséquences éventuelles de la modulation sur les réacteurs. Dans ses communications officielles, jusqu'à une période très récente, l'entreprise a toujours confirmé ne pas avoir mis en évidence de conséquence pénalisante des variations de production sur le parc nucléaire français.

Ainsi, lors de son audition du 19 janvier 2023 par la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Cédric Lewandowski, directeur exécutif du Groupe EDF chargé de la direction du parc nucléaire et thermique indiquait, au sujet des conséquences de la modulation :

« Il apparaît aujourd'hui que ces conséquences sont tout à fait mineures, car la modularité reste aujourd'hui assez peu utilisée. Aucune évolution sur le circuit primaire ne conduirait à des accélérations anticipées de vieillissement. En outre, le débat technique est plus dense sur le circuit secondaire, sujet sur lequel j'ai engagé une réflexion, car un certain nombre d'outils souffrent plus que d'autres. Nous souhaitons d'ailleurs travailler davantage ce sujet, car nous sommes convaincus que nous nous dirigeons vers de plus en plus de modularité en raison de l'augmentation progressive des énergies intermittentes et des effets liés au dérèglement climatique. Concrètement, ces éléments prospectifs nous interrogent sur le vieillissement accéléré éventuel que la modularité crée sur nos outils industriels. »

Les inquiétudes d'EDF sur la modulation concernent donc principalement ses conséquences sur le circuit secondaire, notamment en raison de son intensification, liée au surcroît de variabilité dans l'équilibre du réseau électrique résultant de la croissance rapide des moyens de production d'électricité intermittents que sont l'éolien et le solaire photovoltaïque.

Dans le cadre de l'audition de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) par l'OPECST du 22 mai 2025, Olivier Dubois, membre du collège, rejoignait ce point de vue :

« Le parc des réacteurs français peut faire de la modulation de puissance pratiquement depuis sa création. Des spécificités techniques comme les “grappes grises” permettent des transitoires de charge rapides. Jusqu'à présent, nous n'avons pas observé d'impact sur le vieillissement des composants, mais la fréquence et l'intensité des modulations augmentent avec l'évolution des moyens de production d'électricité.

« EDF étudie les potentiels impacts de cette intensification sur le vieillissement des composants, probablement plus au niveau du circuit secondaire que du circuit primaire, où les changements de pression et température sont plus importants pendant les transitoires de charge. Nous examinons également les aspects organisationnels et humains en salle de commande, car pendant ces

transitoires, les opérateurs sont mobilisés par cette tâche et ne peuvent réaliser d'autres activités. »

À l'occasion de son audition du 16 juin 2025 par les rapporteurs, le professeur Yves Bréchet, spécialiste des matériaux, membre de l'Académie des sciences et ancien Haut-Commissaire à l'énergie atomique, a également souligné que, si le suivi des variations de la demande n'a pas posé dans le passé de problème majeur, une modulation plus intense pourrait avoir *« des effets délétères »*, notant que *« ce serait la première fois, dans tous les secteurs industriels que je connais, que le remplacement d'une sollicitation constante par une sollicitation alternée ne conduirait pas à une dégradation des matériaux. »*

Il a d'ailleurs précisé son point de vue dans un article annexé au présent rapport, publié quelques jours plus tard, le 29 juin 2025, sur les « Effets de la modulation sur les centrales nucléaires », dans lequel il préconise :

« d'évaluer quantitativement les modulations nécessaires en fonction non seulement de la puissance renouvelable installée (aux niveaux tant français qu'europpéen), mais aussi du détail statistique des fluctuations induites et de la demande de stabilisation nécessaire (...) Il est imprudent de prétendre, avant que ces études n'aient été faites, que la modulation du fonctionnement des centrales soit une stratégie industriellement viable pour contrebalancer les effets de l'intermittence induite par une pénétration fortement accrue des EnRi. »

Le professeur Yves Bréchet appelle également à lire attentivement le rapport de 2024 de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection du Groupe EDF. Dans ce rapport, l'amiral Jean Casabianca, souligne que :

« l'arrivée massive de nouvelles sources d'électricité renouvelables (EnR), à la fois intermittentes et prioritaires sur le réseau, a multiplié les variations de charge. Elles ne sont pas sans risque sur la sûreté du système électrique (dont le blackout) ni sans contrainte sur le fonctionnement de nos installations. À long terme, elles remettent en cause le modèle économique (...) le suivi de charge a forcément un impact sur la machine, plus fréquemment sollicitée par des cyclages profonds. L'augmentation des fortuits n'est pas flagrante mais c'est dans la durée que les effets seront appréciés (...) la priorité donnée aux EnR, dans une complémentarité unilatérale nucléaire-EnR, conduit à des variations de puissance dont il serait d'autant plus opportun de se dispenser qu'elles ne sont jamais anodines sur la sûreté, notamment la maîtrise de la réactivité, et sur la maintenabilité, la longévité et le coût d'exploitation de nos installations ».

Lors de son audition par les rapporteurs le 2 juillet 2025, Vincent Berger, Haut-Commissaire à l'énergie atomique, a également insisté sur le problème posé par l'accroissement rapide des productions intermittentes en France et en Europe, alors même que la consommation d'électricité stagne, entraînant un risque de surproduction qui se traduit déjà par des périodes prolongées de prix négatifs, par exemple durant 29 jours, de 11 h à 17 h, en mai 2025.

Il a souligné les limites de la modulation du parc nucléaire, limites qu'il a détaillées dans une note en date du 10 juillet 2025, annexée au présent rapport. Ces limites conduisent « *à estimer que le parc nucléaire peut descendre au plus bas à une puissance d'environ 20 GWe, peut-être un peu moins* », ce qui conduira nécessairement à l'effacement de productions intermittentes, notamment solaire photovoltaïque.

Ainsi, l'accroissement rapide des capacités en énergies intermittentes, en particulier solaire photovoltaïque, sans accroissement en parallèle de la demande en électricité et de la flexibilité de cette demande, pourrait non seulement avoir un impact potentiel sur le parc nucléaire, mais aussi conduire à des actifs échoués, les nouvelles installations n'étant plus en capacité de produire que marginalement, ce qui pourrait se traduire par des surcoûts considérables pour les contribuables.

Il n'est donc pas surprenant que dans un courrier adressé le 13 novembre 2025 au premier président de la Cour des comptes, le président directeur général d'EDF, Bernard Fontana, exprime une « *préoccupation grandissante s'agissant des impacts d'un recours accru à la modulation de la production du parc en exploitation pour assurer l'équilibre offre/demande du système électrique* ». Dans le même courrier, M. Fontana annonce la publication, dans les semaines suivant celle du présent rapport, d'une étude sur les impacts de la modulation sur le parc nucléaire, sur les plans techniques, organisationnels et économiques.

B. LES LEVIERS TECHNOLOGIQUES DE FLEXIBILITÉ ET DE RÉGULATION

La production éolienne et solaire présente une variabilité marquée à l'échelle du mois, de la semaine et de la journée, qui impose d'adapter en permanence l'exploitation du système électrique afin de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, condition indispensable à la sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, la flexibilité est un instrument essentiel pour préserver cet équilibre, alors même que la part de sources non pilotables progresse rapidement, en France comme en Europe.

La flexibilité peut être définie comme « *la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à moduler à la hausse ou à la baisse son injection ou son soutirage sur le réseau* »¹. Elle se décline en deux composantes complémentaires : la flexibilité de l'offre et celle de la demande.

¹ La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques : opportunités en Europe, 30 avril 2025, Cédric Philibert et Arthur de Lassus, IFRI, p. 11

1. La flexibilité de la demande : un levier essentiel encore peu exploité

Les consommateurs d'électricité, ménages et entreprise, sont à même d'adapter temporairement leur profil de consommation en réponse à un signal, qu'il soit tarifaire, contractuel ou opérationnel.

Les instances internationales et européennes rapprochent cette notion de celle de « *demand response* », définie comme l'ajustement volontaire de la demande pour contribuer à l'équilibre du système électrique, en particulier lors des périodes de tension ou de forte variabilité de la production.

RTE publie un *Baromètre de la flexibilité de consommation d'électricité*¹ dans lequel il apparaît que des marges de progrès très importantes existent dans l'exploitation quotidienne et généralisée de la flexibilité. Les leviers, contraintes et potentiels de la flexibilité de la demande diffèrent cependant fortement entre les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel.

a. Le secteur résidentiel : un gisement diffus mais important

Le secteur résidentiel est depuis longtemps un levier important de flexibilité, notamment grâce au dispositif des heures pleines et heures creuses, traditionnellement fixé entre 22 heures et 6 heures et associé à l'asservissement des ballons d'eau chaude. Ce mécanisme permet de transférer une part significative de la consommation électrique diurne vers la nuit, période de moindre sollicitation du réseau.

Depuis novembre 2025, de nouvelles plages d'heures creuses sont progressivement mises en place sur le territoire national. Deux ou trois heures creuses ont désormais vocation à être positionnées en journée entre avril et octobre, entre 11 heures et 17 heures, afin de valoriser les excédents de production photovoltaïque ; les autres heures creuses demeurent réparties entre 23 heures et 7 heures, et sont toujours consécutives.

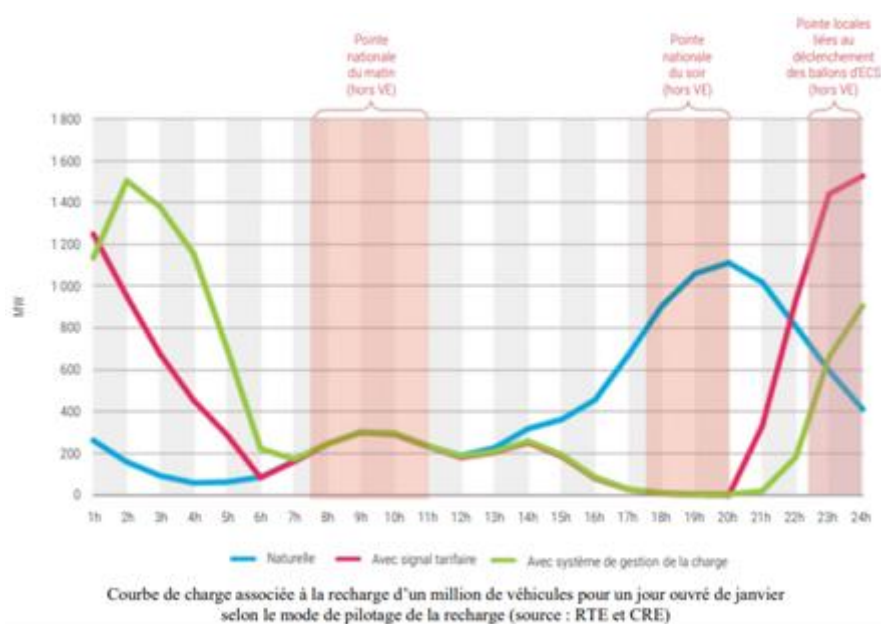
Avec la généralisation d'équipements électriques fortement consommateurs : appareils de chauffage, pompes à chaleur, véhicules électriques, etc., le secteur résidentiel représente un gisement de flexibilité particulièrement important. Toutefois, ce potentiel reste diffus, réparti entre un très grand nombre de foyers, et ne pourra être pleinement mobilisé qu'au prix d'une automatisation accrue et d'un déploiement à grande échelle de solutions de pilotage intelligentes.

Deux leviers principaux peuvent être mobilisés. D'une part, le pilotage des équipements thermiques tels que le chauffe-eau, le chauffage ou la climatisation, permet un décalage sans perte de confort. En effet, l'inertie du bâti et celle des équipements eux-mêmes, dans le cas des chauffe-eau, des radiateurs à inertie ou des

¹ *Baromètre de la flexibilité de consommation d'électricité, RTE, 16 octobre 2024*

pompes à chaleur, permet de décaler la consommation d'électricité sans affecter les conditions de vie.

D'autre part, la recharge intelligente des véhicules électriques offre une flexibilité substantielle, notamment la nuit ou lors de pics de production renouvelable. À cet égard, les rapporteurs de l'OPECST ont préconisé dès 2019 « d'étendre à l'habitat collectif et au tertiaire l'obligation, déjà prévue pour les bornes publiques, d'installation d'un système permettant de piloter la recharge. »¹



À un stade plus avancé, le *vehicle-to-grid* (V2G) permettra aux véhicules électriques de réinjecter de l'électricité dans le réseau ou de moduler leur recharge afin de contribuer à l'équilibre du système. Chaque batterie individuelle ne représente qu'une capacité limitée, mais l'agrégation de plusieurs millions de véhicules constitue un gisement potentiel considérable : à long terme, la flotte pourrait offrir plusieurs dizaines de gigawattheures de stockage distribué et plusieurs gigawatts de puissance modulable. Ce potentiel fait du V2G un outil prometteur pour absorber les excédents de production renouvelable, réduire les pointes de consommation et renforcer la flexibilité du système électrique, à condition de disposer d'infrastructures de recharge bidirectionnelle adaptées et de mécanismes d'incitation suffisamment attractifs pour les utilisateurs.

La montée en puissance de la flexibilité résidentielle suppose une diffusion accrue des dispositifs de contrôle automatisé, une meilleure structuration des offres tarifaires et un engagement accru des agrégateurs, capables de rassembler des gisements diffus en un volume mobilisable pour le système électrique.

¹ H. Tiegna et S. Piednoir, *Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040*

b. Le secteur tertiaire : un potentiel croissant

Les bâtiments tertiaires : bureaux, commerces, hôpitaux, établissements publics, etc. disposent d'un potentiel significatif lié à leurs systèmes de chauffage, de ventilation et climatisation, ainsi qu'à certains usages spécifiques, tels que les équipements informatiques, le refroidissement, etc.

Ce secteur présente deux atouts déterminants. D'une part, la présence d'équipements centralisés, pilotables de manière automatisée par des systèmes de gestion technique du bâtiment (GTB, en anglais, *building automation control system* ou BACS) et d'autre part une capacité d'effacement modulable, notamment en matière de climatisation, d'éclairage et de pilotage des équipements informatiques non critiques.

L'introduction de l'intelligence artificielle dans les systèmes de GTB, qui est déjà une réalité, vient apporter un niveau d'optimisation supplémentaire à ces systèmes, en se substituant à une programmation humaine souvent laborieuse et parfois inadéquate.

Le déploiement des dispositifs de gestion énergétique, renforcé par les obligations réglementaires, notamment dans le cadre du « décret BACS »¹, accélère l'émergence d'un tertiaire « actif », capable de participer aux mécanismes de marché d'ajustement ou aux dispositifs contractuels proposés par les opérateurs. Cependant, le secteur demeure hétérogène : les grands établissements sont déjà en mesure de contribuer, alors que les petites structures restent moins équipées.

c. Le secteur industriel : un acteur historique

L'industrie constitue la source la plus structurée de flexibilité, car certaines installations disposent de procédés électriques pouvant être modulés sur commande ou selon un préavis court. Les grands sites électro-intensifs : métallurgie, chimie, papeterie, agroalimentaire, etc. participent déjà de manière importante aux mécanismes d'effacement ou d'ajustement.

Ce secteur présente plusieurs caractéristiques favorables : des puissances appelées importantes permettant une contribution significative dès l'activation d'un nombre limité de sites, une expertise technique réelle, qui facilite le développement de contrats d'effacement ou de participation directe aux marchés de services système et une maturité contractuelle, avec une expérience accumulée des interactions avec les gestionnaires de réseaux et les agrégateurs.

Néanmoins, la flexibilité industrielle reste contrainte par la nature même des procédés industriels : certains cycles de production ne peuvent pas être interrompus

¹ Décret n° 2020-887 du 20 juillet 2020 relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur, complété par le décret n° 2023-259 du 7 avril 2023 relatif aux systèmes d'automatisation et de contrôle des bâtiments tertiaires.

sans entraîner des pertes économiques majeures. La montée en puissance de l'industrie électrifiée, notamment l'hydrogène produit par électrolyse, les procédés électro-thermiques ou les gigafactories de batteries, ouvre de nouveaux gisements potentiellement particulièrement flexibles.

2. La flexibilité de l'offre : adapter en temps réel les moyens de production et de stockage

La flexibilité de l'offre désigne la capacité des moyens de production ou de stockage à moduler rapidement leur injection d'électricité dans le système, à la hausse comme à la baisse, afin de contribuer à l'équilibre instantané entre production et consommation.

Contrairement à la flexibilité de la demande, qui repose sur l'adaptation des usages, la flexibilité de l'offre mobilise directement les ressources énergétiques disponibles et leur capacité à réagir en temps réel aux signaux du réseau.

a. Les moyens de production pilotables

Les moyens de production pilotables : hydraulique, thermique, et plus rarement nucléaire – sauf en France –, constituent depuis des décennies la première source de flexibilité des systèmes électriques. Ils offrent la possibilité d'ajuster la production aux besoins, de compenser la variabilité de la demande et de répondre à des contingences techniques.

Par exemple, les turbines à gaz en cycle ouvert (OCGT) se caractérisent par des temps de démarrage courts, des rampes de montée et de descente de charge élevées et une large plage de fonctionnement à charge partielle, qualités qui en font le moyen de production le plus adapté pour compenser les fluctuations rapides de l'éolien et du solaire.

b. Les interconnexions transfrontalières

Les interconnexions entre pays, présentées en détail dans le dernier chapitre, permettent de valoriser les excédents de production disponibles dans les pays voisins et d'optimiser collectivement l'équilibre du système électrique.

Ces surplus peuvent découler de différences entre les politiques énergétiques nationales, de contrastes géographiques – par exemple un pays plus méridional bénéficiant d'une production solaire plus abondante que ses voisins du nord – ou encore de différences culturelles, telles que des rythmes de travail plus ou moins matinaux. Ils peuvent également résulter du décalage entre fuseaux horaires, qui crée des déphasages naturels dans les pointes de consommation et donc des opportunités d'échanges supplémentaires.

Si les interconnexions constituent un levier important de flexibilité, leur mobilisation sans discernement peut également générer des risques. En effet, leur

efficacité dépend de la capacité des pays voisins à disposer eux-mêmes de marges suffisantes : lorsque plusieurs systèmes sont simultanément exposés aux mêmes tensions d'approvisionnement, notamment lors de pics de consommation synchrones, la solidarité électrique peut se retrouver limitée, réduisant la disponibilité réelle d'un volant suffisant d'importations.

c. Le stockage : une ressource en croissance rapide

Le stockage d'électricité, longtemps négligé, devient progressivement une composante essentielle de la flexibilité de l'offre. Il permet de découpler temporellement production et consommation, ce qui est un avantage déterminant dans un système à forte variabilité.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) fournissent aujourd'hui la grande majorité des capacités de stockage de masse et demeurent irremplaçables pour les besoins de forte puissance sur quelques heures. Les six STEP françaises (Grand'Maison en Isère, d'une puissance de 1 790 MW, Montézic dans l'Aveyron, d'une puissance de 910 MW, Super-Bissorte en Savoie, d'une puissance de 730 MW, Revin dans les Ardennes, d'une puissance de 720 MW, Le Cheylas en Isère d'une puissance de 460 MW et La Coche en Savoie, d'une puissance de 330 MW) cumulent une puissance totale de 4,9 GW et une capacité de stockage annuel de 30 TWh, variable suivant l'état hydrologique.

Les batteries stationnaires, en forte progression, peuvent se positionner de plusieurs façons dans le système électrique.

Elles peuvent stocker l'électricité excédentaire produite en période de faible demande, notamment par le photovoltaïque en milieu de journée, pour la restituer en période de pointe. Dans ce cadre, elles contribuent à limiter l'écèlement de la production en excès, tout en réduisant par la suite l'appel aux moyens fossiles résiduels.

En aval des réseaux de transport, les batteries stationnaires peuvent réduire les congestions locales, apporter un soutien aux nœuds du réseau en période de forte injection renouvelable et éviter, ou du moins reporter, l'investissement dans de nouvelles lignes.

Comme évoqué précédemment, les batteries stationnaires peuvent également, compte tenu de leur temps de réponse extrêmement court (de l'ordre de la milliseconde), participer efficacement aux mécanismes de services systèmes : gestion des variations brusques de production renouvelable, contrôle de fréquence ou maintien de la tension locale.

Les batteries stationnaires n'étant fortement contraintes ni par le poids, ni par le volume, ni par la température, le panel de technologies disponibles est plus large que pour d'autres usages, si bien qu'il est difficile de toutes les mentionner.

La technologie la plus couramment employée dans le domaine stationnaire est celle des batteries au lithium-ion, en raison de leur maturité industrielle et de leurs caractéristiques favorables : densité énergétique et efficacité élevée, avec une bonne puissance de décharge. De plus, leur coût a fortement diminué au cours de la dernière décennie et leur production à grande échelle, tirée par la filière automobile, favorise la disponibilité des équipements et la standardisation. Elles sont plutôt adaptées aux applications de courte durée (1 à 4 heures).

Les batteries à flux, notamment les technologies redox au vanadium, stockent l'énergie dans des électrolytes liquides externes. Elles présentent plusieurs avantages : une durée de vie élevée, une très bonne sécurité et la possibilité d'augmenter la capacité énergétique indépendamment de la puissance. Elles sont particulièrement adaptées aux besoins de stockage de longue durée, c'est-à-dire de 4 à 12 heures, même si leur coût reste élevé et la disponibilité des matériaux limitée.

Les batteries sodium-ion suscitent un intérêt croissant. Moins denses mais plus économiques que le lithium-ion, elles pourraient devenir compétitives pour des usages stationnaires. Leur production repose sur des matériaux disponibles en abondance, ce qui permet de réduire la dépendance aux métaux critiques. La France est particulièrement impliquée dans cette filière, au développement de laquelle les équipes du CNRS et du CEA ont fortement contribué, au sein du réseau RS2E (Réseau sur le stockage électrochimique de l'énergie), et la start-up TIAMAT qui développe des cellules sodium-ion orientées vers des usages de puissance et de stockage stationnaire

d. Les énergies renouvelables pilotables : une contribution encore limitée mais croissante

Certaines filières renouvelables présentent des marges de pilotabilité, comme la biomasse et le biogaz, qui peuvent être mobilisés à la demande, sous réserve de disponibilité des ressources, ou la géothermie, dont la production est stable et modulable dans certaines configurations.

Ces ressources, bien que modestes à l'échelle du système français, apportent une flexibilité complémentaire, notamment en hiver ou lors des périodes de tension.

e. Flexibilité des renouvelables variables : une marge de manœuvre en développement

Les parcs éoliens et photovoltaïques, traditionnellement considérés comme non pilotables, peuvent apporter une forme limitée mais bien réelle de flexibilité, notamment *via* la réduction de production en cas de contraintes réseau, la commande intelligente d'onduleurs, comme évoqué précédemment, permettant une réponse en fréquence à très court terme, et l'intégration de systèmes hybrides, associant photovoltaïque et batteries.

Ainsi, les renouvelables variables évoluent progressivement d'une logique strictement passive à une participation active aux services système, tendance appelée à se renforcer avec la numérisation des installations.

C. LES RÉSEAUX GAZIERS : UN LEVIER COMPLÉMENTAIRE

Le réseau gazier constitue un autre levier potentiel pour assurer l'équilibre entre offre et demande d'énergie.

1. Une grande infrastructure, gérée par trois opérateurs

Le réseau gazier français est constitué, d'une part, d'un réseau de transport à haute pression d'une longueur d'environ 37 000 kilomètres, et, d'autre part, d'un réseau de distribution, d'une longueur de plus de 200 000 kilomètres. Ce réseau alimente quelques 11 millions de consommateurs, particuliers, entreprises et sites industriels.

Le transport du gaz naturel est assuré par deux opérateurs principaux : NaTran (ex GRTgaz), filiale d'Engie, qui exploite environ 85 % du réseau de transport et couvre la quasi-totalité du territoire, et Teréga, basée à Pau, qui gère environ 5 100 km de canalisations dans le Sud-Ouest et assure l'interconnexion avec l'Espagne.

Le réseau de distribution est majoritairement géré par GRDF, également filiale d'Engie, qui dessert plus de 9 500 communes.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) assure la régulation de ces réseaux. Elle fixe notamment les tarifs d'utilisation et encadre les investissements structurants. La CRE veille également à la sécurité, à la performance environnementale et à l'ouverture à la concurrence des infrastructures.

2. Une dépendance quasi complète aux importations, contrebalancée par une diversification des approvisionnements

Depuis l'épuisement du gisement de Lacq, la France est dépendante des importations pour son approvisionnement en gaz naturel. En outre, la loi nationale encadre strictement toute nouvelle activité d'exploration ou d'exploitation. La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 institue en effet l'extinction programmée des permis d'hydrocarbures et interdit la délivrance de nouvelles concessions.

Les interconnexions du réseau gazier avec les pays voisins et les terminaux méthaniers permettent de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel, notamment depuis la guerre en Ukraine et la coupure des approvisionnements russes *via* l'Allemagne.

Le réseau gazier est, en effet, directement interconnecté avec quatre de nos voisins européens : la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne. De plus, la

France dispose de cinq terminaux méthaniers, permettant l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL), situés à Dunkerque, Montoir-de-Bretagne, Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, et, depuis 2023, Le Havre, avec une unité flottante de stockage et de regazéification (en anglais *Floating Storage and Regasification Unit* ou FSRU). En 2024, le GNL représentait environ 40 % de l'approvisionnement français, contre 25 % avant la guerre en Ukraine. Le terminal du Havre a joué un rôle clé dans l'accroissement des volumes.

3. Des capacités de stockage stratégiques

La France possède l'un des plus importants parcs de stockage souterrain de gaz en Europe, avec une capacité totale d'environ 130 TWh, soit près de 30 % de la consommation nationale annuelle de gaz. Cette capacité peut être mise en regard de celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) nationales, d'une capacité de stockage d'environ 30 TWh.

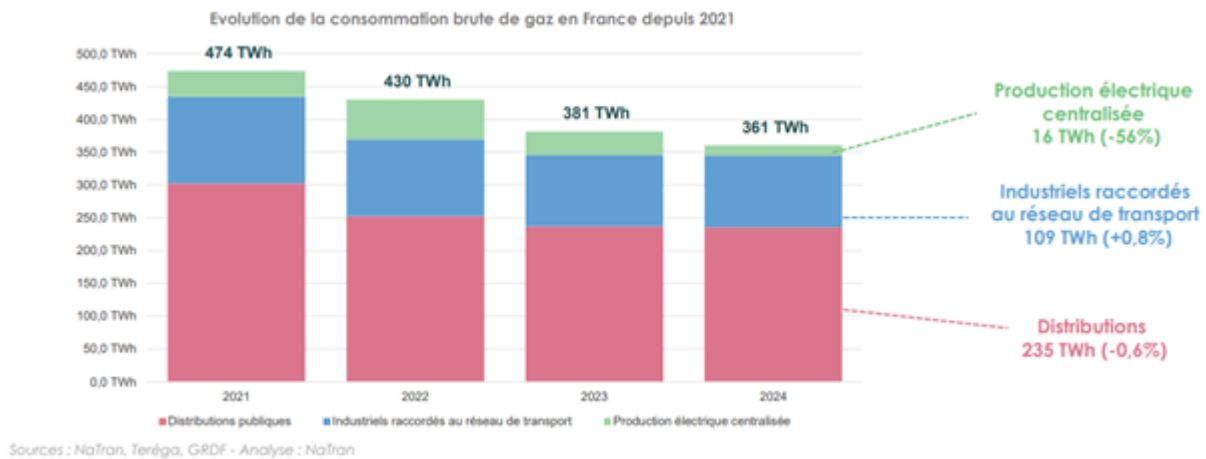
Ces stockages, exploités principalement par Storengy (Engie) et Teréga, sont localisés dans des cavités salines ou des aquifères. Ils permettent de compenser la forte saisonnalité de la demande, très marquée par les besoins de chauffage en hiver, et constituent un outil essentiel de sécurité d'approvisionnement.

4. Une baisse progressive et structurelle de la demande de gaz naturel en France

L'évolution du système énergétique français s'inscrit dans le cadre des engagements nationaux et européens visant à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Conformément aux orientations de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la France a engagé une diminution progressive de sa consommation de gaz naturel, énergie fossile dont la combustion contribue significativement aux émissions nationales de gaz à effet de serre.

Le gaz naturel représente, en effet, environ 15 % de la consommation finale d'énergie. Son facteur d'émission est intermédiaire : sensiblement inférieur à celui du charbon ou du fioul, mais nettement supérieur à celui de l'électricité, majoritairement produite à partir de sources bas carbone : hydraulique, nucléaire, éolien et solaire.

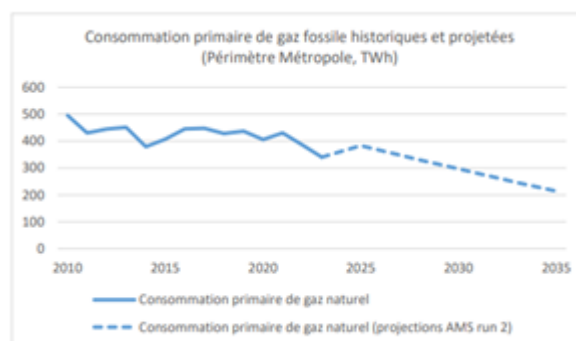
En croisant les données du SDES, de l'ADEME et du CITEPA, on peut estimer que la consommation de gaz naturel en 2023 a généré environ 76,5 MtCO_{2e}, soit environ 20,5 % des émissions nationales totales, qui sont de 372,9 MtCO_{2e}.



Après deux décennies de relative stabilité, la trajectoire récente de consommation du gaz naturel marque une inflexion notable. Entre 2021 et 2024, la consommation brute de gaz a diminué d'environ un quart. Cette évolution résulte principalement de la crise énergétique consécutive à l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

Celle-ci s'est traduite, dès la fin de l'année 2021, par un ralentissement des flux de gaz russe vers l'Europe, probablement destinée à entraver la reconstitution des stocks européens, puis par une interruption début 2022, ainsi que par une forte hausse des prix de marché. En France, les prix ont ainsi progressé en 2022 d'environ 25 % par rapport à 2021 pour les ménages et de 67 % pour les entreprises. Malgré le « bouclier tarifaire », qui a amorti les augmentations du prix du gaz en France par rapport à d'autres pays européens, la hausse du coût de l'énergie a conduit à une modification durable des comportements, avec une intensification des pratiques de sobriété énergétique.

Le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat prolonge jusqu'en 2035 l'infléchissement de la consommation de gaz naturel en France, qui se trouverait réduite à 214 TWh à cette échéance.



Source : projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie n°3

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, les mesures prévues pour atteindre cet objectif portent notamment sur l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de maisons individuelles et de logements collectifs, au rythme de

600 000 logements par an, et le remplacement progressif des chaudières à gaz, dont l'installation n'est plus subventionnée par les dispositifs d'aide. En outre, la réglementation environnementale 2020 (RE2020), entrée en vigueur au début de l'année 2025, limite fortement les installations de chauffage au gaz dans les constructions neuves.

Comme le détaille le chapitre suivant, le secteur industriel demeure dépendant du gaz naturel, en particulier pour des usages à haute température, tels que la verrerie, la métallurgie, la chimie ou l'agroalimentaire. Les mesures proposées pour réduire sa consommation consistent pour l'essentiel à prolonger ou renforcer les dispositifs d'incitation existants. Les politiques climatiques européennes, notamment le marché du carbone (ETS), y contribuent également. Le secteur étant soumis à la concurrence internationale, l'amélioration permanente de l'efficacité énergétique de ses procédés contribue à diminuer sa consommation d'énergie, en particulier de gaz. Pour la même raison, assurer un prix de l'électricité compétitif par rapport au gaz est évidemment essentiel pour favoriser la décarbonation.

En 2024, la production d'électricité à partir de gaz ne contribuait plus qu'à hauteur de 3,2 % au mix électrique français et ne représentait que 4,4 % de la consommation nationale de gaz naturel. Néanmoins, elle conserve un rôle d'appoint essentiel pour la sécurité d'approvisionnement, en particulier lors des pointes hivernales ou pour aider à faire face à des variations rapides de la production éolienne et solaire. Aussi, dans la trajectoire de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, la production d'électricité à partir de gaz fossile devrait être partiellement remplacée par des centrales brûlant des gaz renouvelables, biométhane ou hydrogène.

La contraction de la demande de gaz naturel se traduit mécaniquement par une sous-utilisation croissante des réseaux de transport et de distribution, dont les capacités avaient été dimensionnées pour des volumes de consommation bien supérieurs, de l'ordre de 500 TWh.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) souligne dans ses rapports successifs que cette évolution appelle une vigilance accrue sur la soutenabilité économique de leur exploitation, le niveau des tarifs d'acheminement et la planification coordonnée des investissements.

5. Vers un réseau gazier mis au service de la décarbonation

Conçu à l'origine pour transporter du gaz naturel importé, le réseau de transport et de distribution doit évoluer pour devenir le vecteur d'un mélange de gaz renouvelables, parmi lesquels le biométhane et, à terme, l'hydrogène occuperont une place croissante. S'y ajoute le transport du CO₂, dont la capture apparaît indispensable pour certaines applications industrielles, ainsi que l'explique le chapitre suivant.

Cette mutation structurelle répond à un double objectif : réduire les émissions de gaz à effet de serre, conformément à la trajectoire fixée par la Stratégie nationale bas-carbone, et préserver la valeur d'un patrimoine industriel et territorial dont la densité et la flexibilité sont un atout pour la réussite de la transition énergétique.

a. Le méthane décarboné, première étape d'un réseau gazier décarboné

i. Le biométhane, une filière en développement rapide

Le développement du biométhane représente la première concrétisation de la mutation du réseau gazier. Issu de la méthanisation de matières organiques, effluents agricoles, déchets verts, boues d'épuration ou biodéchets, ce gaz possède des caractéristiques physico-chimiques proches de celles du gaz naturel et peut, après épuration, être injecté directement dans le réseau.

Ainsi que l'ont souligné les interlocuteurs de NaTran, entendus par les rapporteurs le 10 juillet 2025, *« la technologie de méthanisation est aujourd'hui pleinement mature : elle ne dépend pas de ressources rares, ne nécessite pas de conversions d'usages importantes et ne requiert pas d'effort majeur en recherche et développement »*.

Depuis une dizaine d'années, la filière connaît une expansion rapide. Alors qu'on ne comptait qu'une trentaine de sites d'injection en 2015, près de 800 étaient recensés mi-2025. La capacité d'injection annuelle dépasse désormais 12 TWh, soit environ 3 % de la consommation nationale. Cette dynamique est favorisée par des mécanismes incitatifs tels que les tarifs d'achat garantis, les garanties d'origine de biogaz (GO), les certificats de production de biogaz (CPB) et les subventions à l'investissement.

Le projet de troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), envisage une augmentation de la production de biométhane à hauteur de 44 TWh en 2030 et à 50, voire 85 TWh en 2035, alors que la Stratégie nationale bas-carbone de 2020 vise 150 TWh en 2050. NaTran a confirmé la faisabilité de l'objectif fixé à l'horizon 2030, qui pourrait même être dépassé.

ii. Deux filières alternatives pour la biomasse solide et liquide

D'autres filières technologiques pourraient venir compléter la production de méthane décarboné à partir de la biomasse, parmi lesquelles les plus avancées, en termes de maturité technologique, sont la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale.

La première, aussi appelée gazéification thermochimique, permet de valoriser la biomasse sèche et les combustibles solides de récupération (CSR). Elle produit à haute température (800 à 1 000° C), en atmosphère contrôlée, un gaz de synthèse (syngaz) composé de CO, H₂ et CO₂, qui peut ensuite être transformé en

méthane de synthèse via un catalyseur. Le rendement global du processus, incluant cette dernière étape, est de l'ordre de 55 % à 70 %.

La seconde est destinée au contraire à traiter la biomasse humide, comme les boues des stations d'épurations, la vinasse, les lisiers et les digestats des unités de méthanisation. Elle repose sur la conversion de la matière organique dans de l'eau portée à un état supercritique, conditions dans lesquelles elle acquiert des propriétés physico-chimiques uniques permettant la solubilisation des composés organiques et leur reformage vers des gaz légers. La réaction produit un mélange gazeux riche en méthane, hydrogène et CO₂, avec des rendements en CH₄ pouvant dépasser 50 % à 60 % selon les conditions opératoires.

iii. La réutilisation de l'électricité fatale des énergies intermittentes

La méthanation catalytique, basée sur la réaction de Sabatier ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$) utilise de l'hydrogène renouvelable et du CO₂ issu de la biomasse ou de procédés industriels.

Ce procédé, plus connu sous la dénomination *Power-to-gas*, permettrait d'utiliser les surplus d'électricité éolienne et photovoltaïque pour produire du méthane décarboné, réutilisable à diverses fins, par exemple dans une turbine à gaz à cycle simple (TAC), pour assurer la flexibilité nécessaire à l'intégration massive d'éolien et de solaire. Le rendement de ce procédé est relativement limité, de 50 % à 60 %.

b. L'hydrogène, vecteur énergétique de la neutralité carbone

Si le biométhane est dès aujourd'hui une réalité pour le réseau gazier, le développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique prendra plus de temps. Produit principalement à partir d'électricité décarbonée, par électrolyse de l'eau ou par reformage du biogaz, il peut être utilisé aussi bien dans les procédés industriels que pour la mobilité lourde, la production d'électricité de secours ou le stockage d'énergie.

La France a défini dès 2020 une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné, renforcée en 2023 par un plan d'investissement dans les capacités d'électrolyse et le déploiement d'infrastructures adaptées. L'objectif affiché est l'atteinte de 6,5 GW d'électrolyseurs installés d'ici 2030.

En parallèle, la construction d'un réseau national de transport d'hydrogène interconnecté aux grands axes européens est engagée. Ce réseau, désigné sous le nom de « *backbone* hydrogène », reposera pour une large part sur la reconversion d'infrastructures gazières existantes, ce qui permet de limiter les coûts d'investissement.

Il n'existe pas d'obstacle technologique au développement des infrastructures de transport, puisque que 1 600 km de réseau hydrogène existent

déjà en Europe de l'Ouest. NaTran prévoit d'ailleurs de convertir à l'hydrogène une partie de ses canalisations existantes, initialement conçues pour le méthane.

Le projet transfrontalier MosaHYc (Moselle Sarre Hydrogène Conversion), qui doit être mis en service en 2029, sera constitué d'environ 30 kilomètres de canalisation neuves et 70 kilomètres de canalisations conçues pour le transport du gaz naturel et reconverties.



Schéma du réseau MosaHYc (source : NaTran)

6. Les adaptations techniques et les enjeux de modernisation du réseau gazier

La transition énergétique, en bouleversant la nature des gaz acheminés, les volumes transportés et la structure de la demande, appelle une refondation technique du réseau gazier français. Cette évolution conditionne la capacité du système gazier à demeurer un outil pertinent et économiquement soutenable.

Elle s'accompagne d'une transformation des flux : contrairement au gaz naturel importé via les interconnexions avec les pays voisins ou les terminaux méthaniers, le biométhane est produit localement, souvent dans des zones rurales, et tout au long de l'année, ce qui modifie aussi les conditions d'exploitation des capacités de stockage.

Les gestionnaires de réseau doivent donc adapter la topologie et le fonctionnement hydraulique de leurs infrastructures. Des postes d'injection et des stations de rebours – 33 en opération et une cinquantaine en projet à mi-2025 pour NaTran – permettent désormais de remonter le gaz produit localement vers les réseaux de transport, tandis que des outils de supervision numérique facilitent la gestion dynamique de flux de plus en plus décentralisés.

Pour l'hydrogène, la conversion de canalisations prévues pour le gaz naturel est une solution éprouvée. Les équipements périphériques : vannes, joints, systèmes de compression, instruments de mesure, etc. doivent être remplacés ou adaptés, l'hydrogène présentant une diffusivité plus élevée et des exigences spécifiques en

matière d'étanchéité. Le coût de conversion peut représenter environ 25 % à 35 % du coût de construction de canalisations neuves¹.

La modernisation du réseau gazier ne doit pas être considérée isolément. Elle s'inscrit dans la perspective d'un système énergétique intégré, où les vecteurs gaz et électricité interagissent de manière complémentaire. Dans ce cadre, l'infrastructure gazière modernisée pourrait devenir un instrument de flexibilité indispensable à l'équilibre du système énergétique national.

¹ *Hydrogen Infrastructure: The Recipe for a Hydrogen Grid Plan, Hydrogen Europe, 2025.*

III. ADAPTATION ET CONTRIBUTION DE L'OUTIL INDUSTRIEL FRANÇAIS À L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE

A. LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DE L'INDUSTRIE REFLÈTE LES DYNAMIQUES STRUCTURELLES ET CONJONCTURELLES DU SECTEUR

1. Malgré un déclin tendanciel, la part de l'industrie dans le mix énergétique national reste significative

L'industrie concentre une part importante de la consommation énergétique nationale et elle est une source significative d'émissions de gaz à effet de serre. En 2023, la consommation d'énergie de l'industrie s'est établie à 23,7 millions de tonnes d'équivalent pétrole¹, soit 19 % de la consommation finale nationale².

La demande d'énergie du secteur industriel français connaît une baisse tendancielle sur le long terme, qui résulte en partie de l'amélioration de l'efficacité énergétique. La cause principale en est toutefois la désindustrialisation du pays. La part de l'industrie dans le PIB a reculé de 10 points depuis 1980, pour s'établir à 13,4 % du PIB en 2018³. La crise de la Covid-19 a conduit à une première accélération de la baisse de la demande. Elle a été approfondie en 2022-2023 par les tensions énergétiques résultant de la guerre en Ukraine et des difficultés touchant le parc nucléaire français. L'industrie représente toutefois une part encore importante des émissions de gaz à effet de serre, avec 76,3 millions de tonnes de CO₂ en 2019, soit 18 % des émissions nationales⁴.

¹ Données INSEE, (5 février 2025). *Consommation d'énergie dans l'industrie en 2023*.

² Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires. *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2024.

³ France Stratégie (décembre 2020). *Note de synthèse : Les politiques industrielles en France. Évolutions et comparaisons internationales*.

⁴ Direction générale des entreprises. (mars 2023). *Thémas n°8. L'action de l'État en faveur de la décarbonation de l'industrie*.

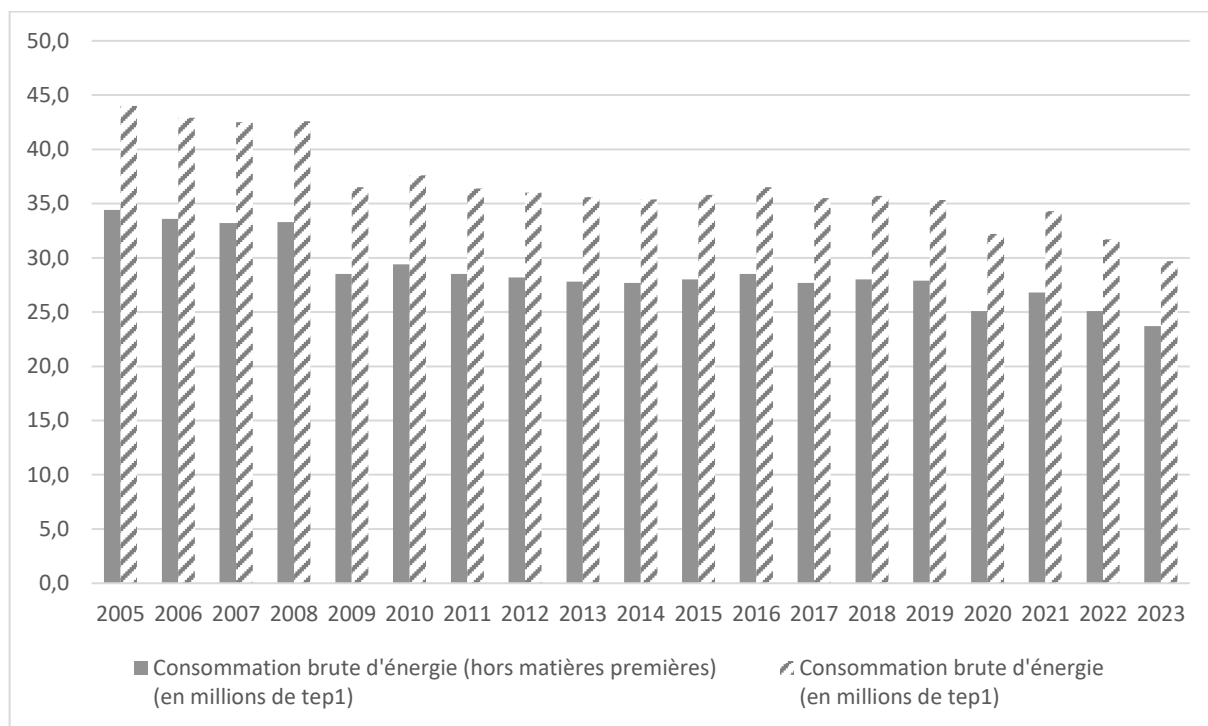


Figure 1 Consommation d'énergie et facture énergétique (hors matières premières) des établissements de l'industrie entre 2005 et 2023.¹

C'est pourquoi la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) inclut de nombreux objectifs relatifs à la décarbonation de l'industrie. La SNBC définit la trajectoire de réduction des émissions nationales jusqu'en 2050, fixe des budgets carbone pluriannuels et précise les orientations sectorielles visant la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour l'industrie, l'édition 2020 de la SNBC prévoit une réduction de 35 % des émissions du secteur en 2030 par rapport à 2015, puis de 81 % à l'horizon 2050². Elle recommande pour cela une combinaison d'actions : recourir à des technologies de rupture et des ressources décarbonées dans les procédés industriels ; renforcer l'efficacité énergétique, l'écoconception et l'électrification ; limiter la part des ressources fortement émettrices aux seules utilisations non énergétiques et difficilement substituables ; intensifier le recyclage ainsi que la réutilisation et récupération d'énergie. La SNBC précise que ces efforts ne doivent pas compromettre « *le maintien d'une base industrielle nationale solide* », qui peut passer par des relocalisations des productions.

La diversité du mix énergétique industriel apparaît clairement lorsqu'on ventile la consommation industrielle par vecteur énergétique et par usage principal.

L'électricité assure de nombreux usages, parmi lesquels les moteurs, l'électrolyse, les fours électriques et la traction interne. Elle constitue le vecteur énergétique le plus utilisé par l'industrie, représentant 35,4 % de la consommation

¹ Données INSEE, (5 février 2025). Consommation d'énergie dans l'industrie en 2023.

² Ministère de la transition écologique et solidaire. Stratégie nationale bas-carbone. Mars 2020.

énergétique en 2023. L'électrification est une voie prioritaire de décarbonation dès lors que l'électricité est faiblement carbonée.

Le gaz naturel, gaz d'hydrocarbures principalement composé de méthane, est un vecteur clé pour la production de chaleur et certains procédés chimiques ; la substituabilité du gaz varie selon l'intensité thermique et la température requise. Il représente le tiers de la consommation énergétique de l'industrie, juste derrière l'électricité.

Les produits pétroliers sont encore présents dans des processus nécessitant des sources d'énergie liquide ou des hautes températures ; leur usage tend toutefois à décroître sous l'effet des conversions et de la pression réglementaire.

Le charbon et le coke, réunis sous le nom de combustibles minéraux solides, sont concentrés dans des segments lourds tels que la sidérurgie, et les cokeries ; la réduction de ces consommations est techniquement plus contraignante et requiert des transformations industrielles profondes.

La biomasse et la chaleur fatale récupérée peuvent être utilisées pour la production de chaleur industrielle et se substituer partiellement aux énergies fossiles ; le développement de la valorisation de chaleur et des énergies renouvelables thermiques est encouragé par les politiques publiques, notamment au travers du Fonds chaleur géré par l'ADEME¹.

TABLEAU 1 : RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE (HORS MATIÈRES PREMIÈRES) DE L'INDUSTRIE FRANÇAISE EN 2023²

Type d'énergie	Part
Gaz	33,7 %
Électricité	35,4 %
Vapeur ¹	7,3 %
Bois	8,4 %
Produits pétroliers principaux	5,4 %
Autres produits pétroliers	4,0 %
Combustibles minéraux solides	2,5 %
Hydrogène	0,6 %
Autres ²	2,7 %

¹ ADEME, « Le Fonds chaleur, levier de la transition énergétique des industriels, entreprises et collectivités », 3 mai 2022. <https://www.info.gouv.fr/actualite/le-fonds-chaleur-levier-de-la-transition-energetique-des-industriels-entreprises-et-collectivites>

² Données INSEE, Consommation d'énergie dans l'industrie en 2023, 05/02/2025

2. La consommation énergétique de l'industrie et ses émissions de gaz à effet de serre connaissent des contrastes sectoriels et territoriaux marqués

Quelques filières dites énérgo-intensives représentent une part majoritaire des usages finaux de l'énergie dans l'industrie et des émissions associées. Ces filières – principalement la sidérurgie, la chimie, la métallurgie, la production de matériaux de construction (ciment, verre, céramique) et la pâte à papier – totalisent à elles seules plus de la moitié de la consommation industrielle d'énergie finale et près de 70 % des émissions de CO₂ du secteur industriel. Alors que les emplois industriels ont connu une homogénéisation de leur répartition à l'échelle nationale¹, les industries fortement consommatrices d'énergie restent concentrées à proximité des ports, des grands axes logistiques ou des sources d'énergie (vallée du Rhône, Nord, Est, façade atlantique). Cette concentration géographique et énergétique en fait des acteurs centraux de la politique de décarbonation, mais aussi des cibles prioritaires des dispositifs d'aide à la compétitivité et à la transition énergétique.

Les industries moins énérgo-intensives exercent une grande diversité d'activités, souvent davantage orientées vers la transformation, l'assemblage ou la production de biens intermédiaires et finis : agroalimentaire, pharmaceutique, textile, électronique, mécanique, plasturgie, bois et ameublement. Ces secteurs demeurent cependant exposés à l'évolution des coûts de l'énergie, notamment via leurs intrants et leurs chaînes logistiques. Ils bénéficient toutefois d'une plus grande flexibilité technologique et organisationnelle, facilitant la mise en œuvre de démarches d'efficacité énergétique et de sobriété.

Les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie sont principalement constituées de dioxyde de carbone. 54 % de ces émissions proviennent de la combustion d'énergies fossiles ; 41 % sont issus de réactions chimiques ; le solde de 5 % provient d'autres gaz à effet de serre.

En définitive, la structure industrielle française se caractérise par une forte hétérogénéité énergétique : quelques filières concentrent la majorité des enjeux de décarbonation, tandis qu'un tissu diversifié d'entreprises plus légères assure l'essentiel de l'emploi et de la valeur ajoutée manufacturière. Ce « secteur industriel diffus » représente ainsi 93 % des 2,4 millions d'emplois industriels mais ne génère que 31 % des émissions de gaz à effet de serre².

¹ Observatoire des territoires (2018). *L'industrie dans les territoires français : après l'érosion, quel rebond ?*

² ADEME (février 2025). *Décarboner l'industrie, enjeux et défis*.

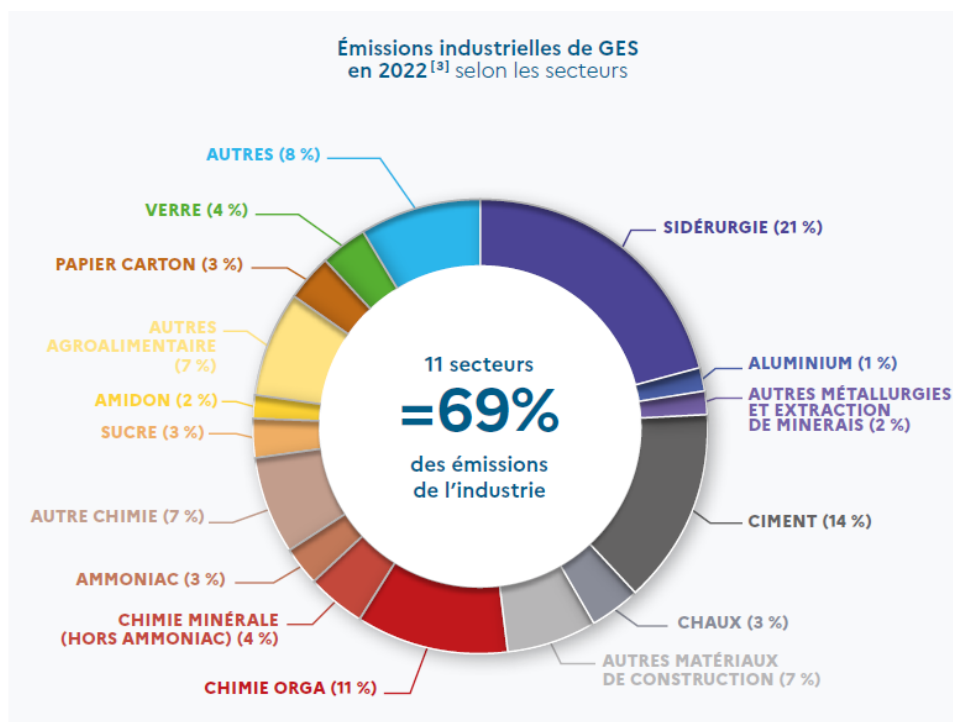


Figure 2: décomposition des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française en 2022 par secteur, tiré de *Décarboner l'industrie, enjeux et défis*, février 2025, ADEME

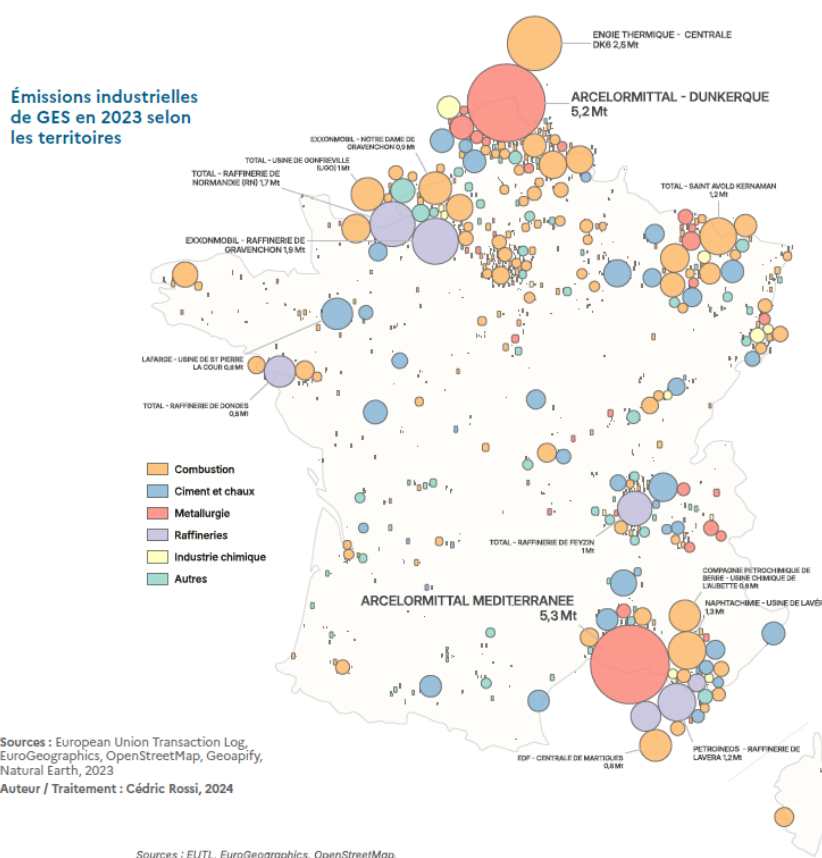


Figure 3: Répartition géographique des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française en 2023, d'après l'ADEME

3. L'énergie est un facteur important de la compétitivité des entreprises industrielles

L'industrie française traverse depuis plusieurs années une période de recomposition, marquée par des tensions sur les coûts de production, la nécessité d'investir dans la décarbonation et une concurrence internationale accrue. Après une décennie de désindustrialisation, certains segments retrouvent une dynamique positive, portée par la relocalisation partielle de chaînes de valeur stratégiques, l'électrification des procédés et des investissements soutenus par la politique industrielle nationale. Toutefois, la compétitivité globale demeure contrainte par des coûts intermédiaires élevés, notamment en matière d'énergie, qui représentent un facteur déterminant pour les secteurs énérgo-intensifs.

Dans ce contexte, la hausse du prix des énergies fossiles en France affecte certaines branches industrielles fortement consommatrices de gaz naturel, de fioul ou de charbon. Alors que la France importe la quasi-totalité des combustibles fossiles qu'elle consomme, la volatilité des marchés internationaux et la dépendance géopolitique renforcent l'incertitude sur les coûts à moyen terme. Les entreprises françaises supportent des coûts gaziers généralement plus élevés que leurs concurrentes nord-américaines ou asiatiques, ce qui réduit la compétitivité des productions à forte intensité énérgétique¹ et accentue la pression sur les marges, tout en incitant à accélérer la substitution des énergies fossiles par des vecteurs bas-carbone.

En revanche, la structure du prix de l'électricité en France demeure un avantage comparatif, même si cet atout tend à s'éroder. Tiré vers le bas par un parc nucléaire amorti, le coût de l'électricité industrielle française reste inférieur à la moyenne européenne, mais supérieur à celui observé dans certains pays scandinaves ou nord-américains. L'abondance, la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique français constituent des atouts stratégiques pour les entreprises, en garantissant une sécurité d'alimentation compatible avec les besoins des procédés industriels continus et des activités électro-intensives.

L'analyse globale doit cependant être nuancée. Les déterminants de la compétitivité énérgétique n'affectent pas de manière homogène l'ensemble du tissu industriel. Selon le type de production, le niveau d'électrification, l'intensité énérgétique ou encore l'exposition aux échanges internationaux, l'impact des coûts de l'énergie diffère sensiblement d'une filière à l'autre.

¹ M. Fatih Birol, directeur exécutif de l'AIE, a ainsi rappelé que le prix du gaz naturel en Europe était cinq fois plus élevé qu'aux États-Unis, à l'occasion du colloque de l'Union française de l'électricité le mardi 10 décembre 2024.

B. LE MIX ÉNERGÉTIQUE DE L'INDUSTRIE INCORPORE DÉJÀ UNE PART IMPORTANTE D'ÉLECTRICITÉ, EN PARTICULIER GRÂCE AUX ACTEURS FORTEMENT ÉLECTRO-INTENSIFS

En France, la première source d'énergie de l'industrie est l'électricité¹, juste devant le gaz. Sont qualifiées d'« industries électro-intensives » celles qui satisfont simultanément deux critères : avoir une consommation d'électricité supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée et exercer une activité industrielle « *appartenant à un secteur dont l'intensité des échanges avec les pays tiers [...] est supérieure à 4 %* »². Elles sont par nature particulièrement exposées à la concurrence internationale, ce qui justifie qu'elles fassent l'objet d'une fiscalité et d'une protection spécifique.

1. La dépendance forte des industries électro-intensives au prix de l'électricité est un facteur de fragilité dans la compétition internationale

L'activité des industries électro-intensives est fortement dépendante du prix de l'électricité.

La production de certains processus industriels électro-intensifs est directement proportionnelle à la quantité d'électricité en entrée de la chaîne de production. C'est en particulier le cas pour les électrolyseurs. La technique d'électrolyse consiste en effet à appliquer une différence de potentiel électrique entre deux électrodes, une anode et une cathode, plongées dans une solution. Le champ électrique ainsi créé permet alors une réaction chimique dont les produits sont ceux souhaités en sortie du processus industriel. L'intensité du champ électrique, et donc la quantité d'énergie consommée, est proportionnelle à la quantité de produits en sortie.

¹ Données INSEE, Consommation d'énergie dans l'industrie en 2023, 05/02/2025

² Connaissance des énergies (12 février 2025). Qui sont les entreprises électro-intensives ? www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/qui-sont-les-electro-intensifs

Pays	Facture moyenne TTC (€/kWh)
Italie	0,364
Allemagne	0,322
Royaume-Uni **	0,311
Suisse *	0,297
Pays-Bas	0,285
Moyenne UE	0,249
Belgique	0,243
France	0,236
Espagne	0,208
Japon *	0,170
Suède	0,126
États-Unis ***	0,096
Norvège	0,092
Chine *	0,084

Source : CRE, d'après données Eurostat, * Global Petrol Prices, ** OFGEM, *** EIA

Figure 4: Montant moyen de la facture d'électricité TTC pour les entreprises (1^{er} semestre 2025);); figure tirée du rapport de la mission d'information de Philippe Bolo et Maxime Laisney sur le prix de l'électricité, la compétitivité des entreprises et l'action de l'État ¹

La production d'aluminium est un exemple caractéristique de tels processus. Par le procédé Hall-Héroult, l'électrolyse d'une solution d'alumine produit de l'aluminium sous forme métallique autour de la cathode².

L'électricité étant directement utilisée dans la chaîne de production, la facture d'électricité constitue pour ces industries une part majeure de leur coût de production. Son prix est donc déterminant, d'autant plus que les produits de ces entreprises sont par ailleurs très exposés à la concurrence internationale. Afin de pouvoir maintenir leur compétitivité par rapport aux autres pays, en particulier la Chine, première productrice mondiale d'aluminium, les industriels doivent bénéficier de prix de l'électricité maîtrisés. Les deux usines françaises productrices d'aluminium, Aluminium Dunkerque dans le département du Nord et Trimet à Saint-Jean de Maurienne en Savoie, s'appuient ainsi respectivement sur une centrale nucléaire et un barrage hydroélectrique³, à travers des contrats spécifiques conclus

¹ Philippe Bolo et Maxime Laisney, Rapport d'information sur le prix de l'électricité, la compétitivité des entreprises et l'action de l'État, Assemblée nationale, n° 1902 (17^{ème} législature). www.assemblee-nationale.fr/dyn/17/rapports/cion-eco/I17b1902_rapport-information.

² MinéralInfo, Les enjeux de la production d'aluminium bas-carbone, 10 mars 2023. <https://www.mineralinfo.fr/fr/ecomine/enjeux-de-production-daluminium-bas-carbone>

³ Jérôme Cristiani, La Tribune, « Souveraineté industrielle et énergétique: le cas exemplaire de l'aluminium français », 20/08/2022. Entretien avec Didier Julienne. <https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/industrie-lourde/souverainete-industrielle-et-energetique-le-cas-exemplaire-de-l-aluminium-francais-928225.html>

avec EDF¹. Ceci permet de maîtriser le montant de la facture d'électricité, qui représente néanmoins le quart des dépenses d'Aluminium Dunkerque².

La fiabilité de la fourniture de l'électricité est un autre facteur essentiel de la solidité de ces entreprises. Alors que l'Union européenne étudie la possibilité de renforcer la contribution de l'industrie à la flexibilité de la demande, pour pallier la faible pilotabilité de certaines énergies renouvelables, l'Union des Industries Utilisatrices d'Énergie (Uniden), qui représente une partie des industries électro-intensives, souligne que « *les industries ne sont pas demandeuses de flexibilité* ». Si certaines peuvent s'adapter à la variabilité de l'offre, ceci ne devrait pas se faire au détriment de leur modèle d'affaires.

2. Des mécanismes européens participent au maintien de leur compétitivité

Les industriels électro-intensifs bénéficient de plusieurs mécanismes pour leur permettre de faire face à la concurrence internationale, notamment au regard des prix de l'énergie nettement inférieurs en Chine, permis par l'utilisation d'énergies fossiles dans la production locale d'électricité.

Les industries électro-intensives sont d'abord soumises à un taux d'accise réduit par rapport aux autres consommateurs en fonction de leur degré d'électro-intensivité³.

Certains secteurs sont considérés comme étant exposés à un fort risque de « fuite de carbone », c'est-à-dire qu'ils sont susceptibles de déplacer leurs capacités de production hors de l'Union européenne afin d'éviter de devoir respecter des normes climatiques plus strictes qu'à l'étranger⁴. Pour protéger son économie en maintenant des emplois de qualité et des chaînes de production sur son territoire, l'Union européenne a mis en place le « mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » (MACF), qui a pour objectif de soumettre les produits importés à une tarification du carbone équivalente à celle appliquée aux industriels européens fabriquant ces produits⁵.

¹ Deniau, K (26 juin 2023). « En Savoie, Trimet France signe un contrat de long-terme avec EDF pour sécuriser sa production d'aluminium ». L'Usine Nouvelle. <https://www.usinenouvelle.com/article/en-savoie-trimet-france-signe-un-contrat-de-long-terme-avec-edf-pour-securiser-sa-production-d-aluminium.N2146482>

² Bonnefous, Bastien. « À Dunkerque, dans la plus grande fonderie d'Europe, l'aluminium doit prendre le virage de la transition énergétique ». Le Monde. 22 mars 2024. https://www.lemonde.fr/economie/article/2024/03/22/a-dunkerque-la-decarbonation-sous-contraintes-de-l-aluminium_6223362_3234.html.

³ Philippe Bolo et Maxime Laisney, op. cit.

⁴ <https://www.europarl.europa.eu/topics/fr/article/20210303STO99110/fuites-de-carbone-empecher-l-industrie-de-deroger-aux-regles-sur-les-emissions>.

⁵ Xavier Roseren, Rapport d'information sur l'évaluation de la compensation carbone et du système d'échanges de quotas d'émission à l'aune de la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, Assemblée nationale, n° 2725 (16^{ème} législature). www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/rapports/cion_fin/l16b2725_rapport-information.

Les entreprises de ces secteurs bénéficient en parallèle d'une compensation des coûts indirects du carbone visant à préserver leur compétitivité et à prévenir également les fuites de carbone. Ce mécanisme européen a vocation à disparaître à terme. La France s'est prononcée en faveur d'une prolongation de cette aide après 2030¹.

3. L'évolution de la consommation électrique des industries électro-intensives est difficilement prévisible, les différentes filières suivant des trajectoires contrastées

a. La désindustrialisation s'accompagne d'une baisse de la consommation électrique

Le mouvement de désindustrialisation que connaît la France depuis les années 2000 est particulièrement marqué dans les secteurs à forte intensité électrique tels que la métallurgie, la chimie lourde ou la production d'aluminium. Ces filières, historiquement concentrées dans les vallées industrielles et sur le littoral, ont été touchées par le phénomène général de délocalisation des activités à forte consommation énergétique vers des régions offrant un coût de l'électricité plus faible et des réglementations environnementales moins contraignantes. La fermeture progressive de sites métallurgiques dans le Nord et d'unités chimiques dans le couloir rhodanien illustre cette tendance. La fermeture annoncée du plus grand site mosellan de l'aciériste NovAsco n'en est que l'exemple le plus récent. Ces restructurations s'inscrivent dans un contexte de pression concurrentielle internationale, d'augmentation des coûts de production européens et de transformation des chaînes de valeur mondiales. Elles ont contribué à une contraction de la production manufacturière lourde au profit d'activités de transformation à plus faible intensité énergétique.

Cette évolution se traduit par une baisse durable de la consommation d'électricité de l'industrie française. Selon les données de l'opérateur RTE, la consommation électrique des grands clients industriels a reculé d'environ 13 % en 2023 par rapport à la moyenne de la période 2014-2019², atteignant un niveau historiquement bas, malgré la stabilité globale du mix énergétique national. Les investissements dans des procédés plus performants, l'automatisation et la modernisation des équipements ont permis de réduire les consommations spécifiques par unité produite, donc d'améliorer globalement l'efficacité énergétique. Toutefois, la baisse observée s'explique davantage par le recul des capacités de production dans certains segments électro-intensifs.

Les pouvoirs publics cherchent à contrecarrer cette évolution et à reconstruire une base industrielle électro-intensive compétitive et décarbonée, afin

¹ Schmitt, F. (13 mai 2025). « Climat : la France pose ses conditions à Bruxelles ». *Les Échos*. <https://www.lesechos.fr/monde/europe/climat-la-france-pose-ses-conditions-a-bruxelles-2164946>.

² RTE, Bilan électrique 2024.

de soutenir la souveraineté industrielle et la transition écologique. La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et le plan France 2030 prévoient des mécanismes d'appui aux industries consommatrices d'électricité bas-carbone, notamment dans les secteurs de l'aluminium recyclé, de la chimie verte, de l'hydrogène par électrolyse et de la production de batteries. Plusieurs projets récents, comme les gigafactories de batteries dans les Hauts-de-France, les unités de production d'hydrogène vert dans la vallée de la Seine et dans le sud de la France ou les nouvelles aciéries électriques utilisant des fours à arc traduisent un renouveau industriel fondé sur l'électrification. Ces initiatives visent à inverser le processus de désindustrialisation et à faire de l'électricité bas-carbone française un levier de compétitivité plutôt qu'un facteur de fragilité.

b. Les perspectives de déploiement de l'intelligence artificielle et des centres de données qui lui sont nécessaires laissent prévoir une hausse significative de la consommation d'électricité du secteur numérique

Alors que la demande d'énergie des industries fortement consommatrices d'électricité devrait évoluer de façon limitée, les transformations actuelles du secteur numérique sont susceptibles d'engendrer une hausse significative des besoins électriques mondiaux.

La cause principale en serait l'essor de l'intelligence artificielle (IA), et en particulier de l'IA générative. Son usage, porté par les progrès techniques rapides du domaine, connaît depuis peu une croissance accélérée. Un rapport de l'Office consacré aux nouveaux développements de l'intelligence artificielle note ainsi que les innovations en matière de génération de contenu depuis 2017 engendrent chaque trimestre des avancées qualitatives et quantitatives des modèles d'IA¹. Or, ces modèles nécessitent de grandes quantités de données pour leur entraînement et leur utilisation. Une des conditions du déploiement massif de l'IA est donc la construction de nouveaux centres de données, ou *data centers*, contenant les équipements physiques, dont les serveurs, nécessaires à l'utilisation des outils d'IA. Les centres de données ne sont pas un besoin spécifique à l'IA : ils sont déjà largement utilisés par les systèmes de stockage dématérialisés (le *cloud*) et les crypto-monnaies dont l'essor repose sur les technologies de *blockchain*. La généralisation de l'IA leur donne cependant une nouvelle ampleur.

Les centres de données consomment une grande quantité d'énergie, pour assurer à la fois l'alimentation électrique des serveurs et leur refroidissement. En l'absence d'innovations technologiques permettant d'améliorer radicalement l'efficacité énergétique de ces processus, la demande d'électricité émanant des centres de données évoluera en lien direct avec la capacité installée, donc leur nombre et leur taille.

¹ Alexandre Sabatou, Patrick Chaize et Corinne Narassiguin, *ChatGPT, et après ? Bilan et perspectives de l'intelligence artificielle. Rapport sur les nouveaux développements de l'intelligence artificielle*, Assemblée nationale n° 642 (17^{ème} législature), Sénat n° 170 (2024-2025). https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/17/rapports/ots/117b0642_rapport-information).

Les centres de données ne représentent aujourd'hui que 2 % de la consommation électrique française. Ce taux est voué à augmenter fortement à court et moyen terme, même cette évolution reste difficile à estimer précisément à l'heure actuelle. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) projette un doublement de la consommation électrique mondiale des centres de données entre 2024 et 2030, qui atteindrait alors 945 TWh/an¹. C'est de loin le secteur dont la consommation progresse le plus rapidement au cours de la période. En France, l'opérateur RTE indique que « *la période actuelle est une période de demande très forte de raccordement au réseau de la part des data centers, avec presque 10 GW de demande de connexion au réseau d'ici 2030* ». La puissance indiquée reste assez spéculative, RTE estimant par ailleurs que toutes les demandes de raccordement ne se traduiront pas par une consommation effective, et que les puissances demandées sont généralement surestimées. Néanmoins, l'aboutissement d'une partie seulement de ces projets occasionnerait déjà une hausse très sensible de la demande d'électricité, ce qui ferait peser une charge importante sur le réseau.

Cette demande éventuelle doit donc être prise en compte dans les programmations énergétiques à court et moyen terme, en s'appuyant sur une meilleure estimation de la croissance réelle des besoins des centres de données. Une sous-estimation pourrait en effet exposer à des problèmes d'approvisionnement. L'exemple de l'Irlande est à ce titre particulièrement frappant. En conséquence de politiques publiques longtemps accueillantes pour les centres de données, ceux-ci consomment aujourd'hui plus de 20 % de l'électricité disponible².

L'abondance de l'électricité décarbonée en France est mise en avant comme un facteur de compétitivité pour les centres de données. La facilité de raccordement au réseau, davantage encore qu'un prix de l'électricité abordable, est un atout pour favoriser leur installation.

La croissance française et mondiale des besoins énergétiques des centres de données n'est pas sans poser des questions de soutenabilité. Le Shift Project estime les émissions mondiales de gaz à effet de serre induites par les centres de données à 920 Mt CO_{2e}/an à l'horizon 2030, soit deux fois les émissions annuelles de la France. Elles feraient alors peser un risque sur les trajectoires mondiales de décarbonation. Ces émissions mondiales sont dues non seulement à l'utilisation d'électricité non décarbonée mais aussi à l'empreinte carbone tout au long de la chaîne de valeur. Le Shift Project estime que l'empreinte carbone des centres de données résulte % % pour un quart de leur construction et pour trois quarts de leur utilisation.

¹ IEA, *Energy and AI, World Energy Outlook Special Report*, 2025.

² The Shift Project, *Intelligence artificielle, données, calculs : quelles infrastructures dans un monde décarboné ?* octobre 2025.

C. IL FAUDRA DÉPLOYER DES TECHNOLOGIES NOUVELLES POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DE LA PRODUCTION DE CHALEUR INDUSTRIELLE ET DE L'UTILISATION DE CERTAINES MOLÉCULES COMME INTRANTS

Les intrants des procédés industriels sont une cause majeure des émissions du secteur de l'industrie. Il a été vu précédemment que l'électricité est un vecteur d'énergie central pour de nombreux procédés de production. La façon dont cette électricité est générée en amont influe directement sur le bilan carbone du secteur industriel. En France, l'électricité est majoritairement décarbonée, ce qui permet d'envisager l'électrification de l'industrie comme une voie de décarbonation.

Les procédés industriels requièrent souvent un autre vecteur énergétique : la chaleur. La majeure partie de la chaleur industrielle est obtenue par des méthodes fortement émettrices de CO₂. Là encore, l'électrification de la production de chaleur ouvre une voie possible de décarbonation, mais sa pertinence technico-économique dépend de la température à atteindre.

Enfin, de nombreux processus industriels font intervenir des intrants carbonés ou provenant de procédés émetteurs de CO₂. La décarbonation passe alors aussi par leur remplacement par d'autres molécules.

1. Les voies de décarbonation de la chaleur industrielle

a. Quelles utilisations de la chaleur industrielle ?

La chaleur constitue l'un des vecteurs énergétiques centraux de l'industrie, indispensable à la transformation de la matière. Elle intervient dans la majorité des procédés industriels, soit pour provoquer des changements de phase, soit pour accélérer ou déclencher des réactions chimiques nécessitant une température élevée. Le passage de l'état solide à l'état liquide lors de la fonte des métaux est représentatif du premier type d'utilisation ; la production de ciment par chauffage de calcaire et d'argile est un exemple de réaction chimique endothermique, c'est-à-dire qui doit absorber de l'énergie sous forme de chaleur pour fournir les produits.

Les besoins thermiques varient considérablement selon les secteurs : quelques dizaines de degrés pour le séchage dans l'agroalimentaire ou le textile, plusieurs centaines pour les procédés chimiques ou papetiers, et jusqu'à plus de 1 000 °C pour la métallurgie, le verre ou les céramiques. Les températures modérées peuvent être atteintes par un apport indirect de chaleur, par exemple par la mise en contact avec un circuit de vapeur d'eau. Ce processus devient plus difficile aux températures plus élevées, les matériaux utilisés pour les machines étant soumis à des contraintes plus fortes et devant en particulier avoir un point de fusion supérieur à la température du procédé. L'apport de chaleur est alors fourni de manière directe. Dans les hauts-fourneaux, ceci est obtenu par la combustion du coke en contact avec le minerai. De même, des fours à arcs électriques peuvent être utilisés pour la fusion de certains métaux.

En France, la chaleur industrielle représente une part importante de la consommation énergétique industrielle totale¹. Elle est principalement fournie aujourd'hui par le gaz naturel, le charbon résiduel et les produits pétroliers². La décarbonation de la production de chaleur est donc un enjeu majeur pour la trajectoire bas-carbone de l'industrie.

b. L'exemple des fours verriers

L'industrie du verre illustre la complexité d'une telle transition. La fusion du sable siliceux et des autres composants minéraux nécessite des températures comprises entre 1 400 et 1 600 °C, traditionnellement obtenues par la combustion de gaz naturel. Ces fours, conçus pour fonctionner en continu sur des cycles de dix à quinze ans, ne peuvent être arrêtés sans détériorer leur structure. Ce temps caractéristique est déterminant pour la mise en œuvre des technologies de décarbonation.

Les industriels du verre étudient la substitution du gaz naturel au moyen de l'électrification totale ou partielle des fours, avec par exemple des fours hybrides combinant résistance électrique et combustion. Le remplacement du gaz naturel résiduel par du biogaz, en particulier du biométhane, peut aussi constituer une alternative transitoire³.

L'entreprise française Verallia a investi 60 millions d'euros dans son usine de Cognac en Charente pour la mise en œuvre d'un four 100 % électrique inauguré en 2024⁴. Il demeure à ce stade plus simple de convertir un four produisant du verre creux, ou verre d'emballage, que du verre plat, matériau utilisé par exemple dans la fabrication de vitrages. Un déploiement de ces technologies à moyen terme reste cependant envisageable.

La réussite de ces transitions repose sur la capacité des industriels à assumer des investissements majeurs face à la compétition internationale, ces innovations se faisant au prix de surcoûts importants. Les procédés industriels sont des processus de long terme, avec des temps caractéristiques dépassant la dizaine d'années ; les transitions ne peuvent donc être que progressives, se calquant à la fois sur la

¹ La programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2023 estima ainsi à 18 Mtep la consommation totale de chaleur dans l'industrie en 2013, soit la moitié de la consommation brute d'énergie de l'industrie (35,6 Mtep), en incluant les matières premières, selon l'INSEE (Consommation d'énergie dans l'industrie en 2023, 05/02/2025).

² La PPE 2016-2013 précise la répartition des sources de production de chaleur : les énergies fossiles y comptent pour 78,5 % (44,5 % gaz, 23 % charbon et 11 % pétrole), les énergies renouvelables pour 10,5 % et l'électricité pour 11 %.

³ Legueltel, Philippe. « "On a connu des jours meilleurs" : chahutée, l'industrie du verre se décarbone à pas comptés ». Les Échos. 16/06/25 <https://www.lesechos.fr/pme-regions/actualite-pme/on-a-connu-des-jours-meilleurs-chahutee-lindustrie-du-verre-se-decarbone-a-pas-comptes-2170913>.

⁴ <https://www.usinenouvelle.com/article/en-charente-verallia-accelere-sa-decarbonation-avec-la-mise-en-service-de-son-premier-four-100-electrique.N2211537>

validation pratique de l'innovation technologique et sur le rythme de remplacement de l'outil industriel.

c. Les Small Modular Reactors (SMR) présentent un potentiel intéressant mais incertain pour la décarbonation de la chaleur industrielle

L'électrification est une première voie de décarbonation de la chaleur industrielle. Pour certaines applications, son utilisation se heurte cependant à des obstacles techniques et il faut envisager la substitution du gaz naturel par d'autres vecteurs.

Le biogaz, produit par méthanisation de résidus organiques, constitue une alternative renouvelable au gaz naturel fossile. Injecté dans les réseaux ou utilisé sur site, il permet de substituer partiellement les combustibles fossiles tout en valorisant des déchets agricoles et industriels¹. Son potentiel reste toutefois limité par la faible disponibilité des gisements organiques et par son coût encore supérieur au gaz conventionnel. Il ne semble donc pas susceptible de faire l'objet d'un déploiement massif pour une production de chaleur industrielle renouvelable et doit être réservé aux usages pour lesquels il a une meilleure pertinence économique et écologique.

En revanche, les innovations dans le domaine de la production d'énergie par fission nucléaire portées par les petits réacteurs modulaires constituent une piste nouvelle, à moyen terme, pour la décarbonation de la chaleur industrielle.

Alors que les réacteurs nucléaires du parc français ont pour objet la production d'électricité vers le réseau de transport national, des réacteurs de plus faible puissance sont en cours de développement pour répondre à des besoins locaux. Ces petits réacteurs modulaires ou SMR (*Small Modular Reactors*) sont à contre-courant de la tendance à l'augmentation des puissances qui a prévalu depuis le début de la construction du parc actuel, l'EPR de Flamanville ayant par exemple une puissance nominale de l'ordre de 1.600 MWe². Au contraire, les petits réacteurs modulaires visent à délivrer des puissances nettement inférieures et sont positionnés sur la tranche des 50 à 300 MWe. La modularité de ces réacteurs permet d'envisager une baisse des coûts de production grâce aux effets d'échelle espérés au moment de leur construction.

Le développement des SMR en France s'inscrit dans la stratégie de relance de la filière nucléaire initiée par le président de la République dans son discours prononcé à Belfort le 10 février 2022. Il est soutenu par l'État au moyen du plan

¹ Daniel Salmon, *Rapport d'information sur la méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts*, Sénat n° 872 (2020-2021).

² Dupin, L (29 octobre 2025). [Décryptage] « Quelle est la puissance réelle de l'EPR de Flamanville 3 ? », *Revue Générale Nucléaire*. <https://www.sfen.org/rgn/dcryptage-quelle-est-la-puissance-reelle-de-lepr-de-flamanville-3/>

d'investissement France 2030, qui inclut un appel à projets « Réacteurs nucléaires innovants ».

L'écosystème français des SMR, à la fois constitué de startups et d'acteurs institutionnels tels que EDF et le CEA, en est encore à l'étape du développement, le niveau de maturité industrielle des filières technologiques retenues par les différents porteurs de projet étant cependant très varié. La France n'est pas le seul pays à s'engager dans ce domaine. Les États-Unis en particulier sont très avancés et y consacrent des investissements importants. La croissance des centres de données, que leurs promoteurs disent vouloir parfois associer à des SMR, accompagne le développement d'une filière américaine.

L'Office a effectué un suivi régulier des innovations technologiques dans le domaine nucléaire. Un rapport de 2021¹ puis une audition publique en 2023² à laquelle participaient des startups promoteurs de SMR ont souligné l'intérêt que peuvent présenter ces réacteurs.

Au-delà des innovations technologiques liées à la réduction de la taille des réacteurs et à la modularité qui peut en découler, plusieurs projets de SMR participent à la recherche nucléaire sur la 4^{ème} génération de réacteurs. Les industries nucléaires réunies au sein du *Generation IV International Forum*³ ont sélectionné les technologies qui permettraient à cette nouvelle génération de respecter les critères de durabilité, de sûreté, de compétitivité économique et de résistance à la prolifération nucléaire. Plusieurs projets de SMR en France font intervenir ces technologies de 4^{ème} génération, dont les neutrons rapides, qui revendiquent de permettre une meilleure valorisation des matières nucléaires et d'assurer une véritable fermeture du cycle. Cependant, de nombreux développements technologiques devront encore être réalisés avant que ces promesses se concrétisent dans un outil industriel.

Un SMR, comme un réacteur nucléaire classique, fournit en premier lieu de la chaleur. Dans le parc électronucléaire actuel, cette chaleur est transformée en électricité acheminée sur le réseau de transport. Les promoteurs des SMR prévoient de les implanter à proximité des sites de consommation d'énergie afin d'échanger directement la chaleur produite. C'est par exemple le cas du projet de réacteurs à neutrons rapides et sels fondus de la startup NAAREA, qui vise à livrer indifféremment jusqu'à 76 MW de chaleur à 650 °C ou jusqu'à 35 MW d'électricité, en fonction des besoins du client.

¹ Olga Givernet et Stéphane Piednoir, *Rapport sur le développement des réacteurs nucléaires innovants en France*, Assemblée nationale n° 1997 (16^{ème} législature) – Sénat n° 217 (2023-2024).

² Thomas Gassilloud et Stéphane Piednoir, *Rapport sur l'énergie nucléaire du futur et les conséquences de l'abandon du projet de réacteur nucléaire de 4^e génération « Astrid »*, Assemblée nationale n° 4331 (15^{ème} législature) – Sénat n° 758 (2020-2021).

³ Dumé, I (30 mars 2022). « Nucléaire : qu'est-ce qu'un réacteur de 4^{ème} génération ? » Polytechnique insights. <https://www.polytechnique-insights.com/dossiers/energie/les-dernieres-avancees-technologiques-de-lenergie-nucleaire/nucleaire-quest-ce-quun-reacteur-de-4eme-generation/>

Les températures susceptibles d'être délivrées en sortie de SMR sont suffisamment élevées pour la plupart des applications industrielles nécessitant de la chaleur indirecte. L'industrie est ainsi un client important dans le modèle d'affaires de nombreux projets de SMR, dont les caractéristiques sont adaptées à ce secteur. Ils permettent de fournir une énergie décentralisée, décarbonée, à des prix que les effets de série devraient modérer.

L'écosystème des SMR fait cependant face à des difficultés financières, notamment sur ces projets destinés à des usages industriels. La stagnation de la consommation électrique de l'industrie et la désindustrialisation freinent les investissements, et les développements techniques nécessaires créent un risque financier. Les startups dépendent donc aussi du soutien public pour continuer leurs activités. Dans un contexte budgétaire contraint, les phases suivantes de l'appel à projet « petits réacteurs innovants » pourraient conduire à une concentration du secteur¹.

2. La nécessaire substitution des molécules carbonées en vue d'atteindre les objectifs de décarbonation de l'industrie

Les molécules carbonées sont au cœur de nombreux procédés industriels : elles sont matières premières, réactifs ou produits finis. Dans la chimie, les matériaux ou la production de carburants, le carbone est souvent indispensable à la structure même des produits. Les émissions associées ne proviennent pas seulement de la combustion énergétique, mais également des réactions chimiques libérant du CO₂, telles que la décarbonatation du calcaire, la synthèse de l'ammoniac ou le craquage du naphta.

Ainsi, la décarbonation de ces industries ne peut se limiter à la substitution du vecteur énergétique : elle implique une recomposition chimique des procédés, visant à conserver les fonctions du carbone sans recourir à des sources fossiles.

La synthèse de l'ammoniac permet de prendre la mesure de ces défis. La synthèse utilise comme réactifs l'hydrogène et l'azote et elle repose historiquement sur le procédé Haber-Bosch, très émetteur de CO₂. L'ammoniac est pourtant une molécule essentielle difficilement substituable, à la base de la production d'engrais et de nombreux produits chimiques.

Le reformage du gaz naturel est la première étape du procédé Haber-Bosch. Il consiste à faire réagir du méthane et de la vapeur d'eau pour obtenir le dihydrogène nécessaire à l'étape suivante. Cette réaction chimique génère du monoxyde de carbone, converti en dioxyde de carbone en fin de processus.

¹ Barbaux, A (9 septembre 2025). « En redressement judiciaire, la start-up du nucléaire Naarea ne change rien à son modèle afin de rassurer les investisseurs... pour l'instant. » L'Usine Nouvelle. <https://www.usinenouvelle.com/article/en-redressement-judiciaire-la-start-up-du-nucleaire-naarea-ne-change-rien-a-son-modele-afin-de-rassurer-les-investisseurs-pour-l-instant.N2237346>

L'émission de CO₂ est donc intrinsèque à la méthode utilisée pour fournir le dihydrogène, et y remédier nécessite un changement complet de technologie.

Pour se passer du reformage du gaz naturel, il faut recourir à une méthode de production d'hydrogène bas-carbone, comme l'électrolyse de l'eau ou la pyrolyse du méthane, combinée à l'utilisation d'électricité décarbonée. L'ammoniac bas-carbone pourrait alors devenir lui-même un vecteur énergétique, notamment pour le transport maritime.

3. Les processus combinant chaleur et molécules carbonées sont les plus difficiles à décarboner

Certains procédés industriels utilisent des molécules carbonées à la fois comme source de chaleur pour permettre une réaction endothermique et comme réactif de cette même réaction. L'emploi concomitant de ces intrants carbonés illustre leur efficacité industrielle. Leur substitution nécessite alors un changement complet du procédé, rendant plus complexe la démarche de décarbonation.

a. La sidérurgie et la réduction du minerai de fer

La sidérurgie est emblématique de ces processus combinant chaleur et molécules carbonées. La réduction du minerai de fer en acier requiert à la fois des températures de l'ordre de 1 500 °C et un agent réducteur dont le rôle est de transformer l'oxyde de fer du minerai en fer pur¹. Le procédé le plus courant utilise le coke, un dérivé du charbon, pour fournir à la fois la chaleur et le réducteur chimique. La combustion du coke permettant cette étape est fortement émettrice de dioxyde de carbone. Ce procédé compte pour 70 % de la production de fonte mondiale².

Ce processus conduit la sidérurgie à émettre environ 2,6 milliards de tonnes de CO₂ par an, soit 7 % des émissions globales de gaz à effet de serre. Cela en fait le secteur industriel le plus émetteur, et le deuxième plus consommateur d'énergie³.

La transition vers des procédés bas-carbone passe notamment par l'électrification partielle de la production, via les fours à arc électrique traitant de la ferraille recyclée, ce qui constitue déjà 28 % de la production mondiale d'acier⁴. Ce n'est cependant pas suffisant pour répondre à la totalité de la demande d'acier,

¹ Boix, M. et Patisson, F. (7 novembre 2023). « Les solutions pour fabriquer un acier plus vert ». Polytechnique insights. <https://www.polytechnique-insights.com/tribunes/science/les-solutions-pour-fabriquer-un-acier-plus-vert>.

² Zenon Research (27 juin 2023). « Décarboner la production de l'acier : le problème des actifs échoués ». <https://www.zenon.ngo/insights/decarboner-production-acier-probleme-actifs-echoues>.

³ IEA (8 octobre 2020). *Iron and Steel Technology Roadmap*.

⁴ Gérardin, M. et Ferrière, S. (janvier 2025). *France Stratégie, Note d'analyse n°149 : Décarbonation de l'acier et des métaux de base : envoyons les bons signaux*.

d'autant que celle-ci est en augmentation¹. Les ferrailles de recyclage ne couvriront pas 50 % des besoins en 2050. Il est possible d'utiliser du minerai de fer dans la filière électrique, mais l'étape de réduction chimique reste cependant nécessaire.

Afin d'éviter le recours à un réducteur carboné, les aciéristes ont développé un réacteur de réduction directe (DRI, pour *Direct Reduced Iron*), technologie qui assure actuellement 10 % de la production². Elle utilise l'hydrogène vert comme agent réducteur et permet de produire du « fer éponge » avant fusion.

Plusieurs projets pilotes, en France (ArcelorMittal à Dunkerque, GravitHy à Fos-sur-Mer) et en Europe du Nord explorent cette voie, qui pourrait réduire la majeure partie des émissions du secteur. Elle requiert cependant une électricité décarbonée et de l'hydrogène vert.

b. La plasturgie et le craquage des hydrocarbures

La production de plastiques et de polymères requiert également la conjonction de la chimie du carbone et de la chaleur industrielle. La première étape du processus de plasturgie repose en effet sur le craquage d'hydrocarbures, tels que le naphta, un produit pétrolier, ou le gaz naturel, sous haute température à 800 °C³. Cette réaction forme l'éthylène et les monomères à la base des polymères plastiques. Elle participe doublement aux émissions de CO₂, du fait de la génération de chaleur, souvent au moyen d'énergies fossiles, et de son inclusion dans la filière pétrolière. La fabrication du plastique représente 4 % de la consommation européenne de pétrole.

Le recyclage chimique est un levier majeur de décarbonation de la plasturgie, en permettant de réduire l'entrée de nouveaux hydrocarbures dans la chaîne de production. L'industrie des plastiques atteint des taux de recyclage assez importants par rapport à d'autres filières⁴. Le recours à des matières premières biosourcées comme les bioplastiques est aussi une voie de recherche prometteuse.

La substitution complète des intrants carbonés dans la chaîne de production des plastiques permettrait à terme la décarbonation complète de la plasturgie. En particulier, remplacer le naphta par du méthanol permettrait une réduction importante de la température de craquage⁵. L'électrification de la production de la chaleur nécessaire en serait facilitée, tandis que la source de méthanol pourrait être

¹ IEA (8 octobre 2020). *Iron and Steel Technology Roadmap*.

² Zenon Research (27 juin 2023). « Décarboner la production de l'acier : le problème des actifs échoués ». <https://www.zenon.ngo/insights/decarboner-production-acier-probleme-actifs-echoues>.

³ Paprec, *Fabrication du plastique : l'extraction des matières premières*. <https://www.paprec.com/fr/comprendre-le-recyclage-2/tout-savoir-sur-les-matieres-recyclables/plastiques/la-fabrication-du-plastique-l-extraction-des-matieres-premieres/>.

⁴ Perrin d'Arloz, F. (27 mars 2024). « Plasturgie et décarbonation : mode d'emploi ». *L'Usine Nouvelle*. <https://www.usinenouvelle.com/article/plasturgie-et-decarbonation-mode-d-emploi.N2210486>.

⁵ Keefer, C. (Animateur). (6 octobre 2025). *Handling the Heat* [podcast audio]. *Decouple*. <https://open.spotify.com/episode/2tHtTFbBnTToMhNcRrTqjx>.

décarbonée. Cette perspective nécessite encore des travaux de recherche, même si un premier projet d'usine utilisant ce concept est censé voir le jour au port d'Anvers¹.

c. Pour ces procédés, la décarbonation du mix passera par le découplage entre la production de chaleur et la chimie du carbone

La généralisation de l'électricité bas-carbone et de l'hydrogène vert, appuyée par la mise au point de nouveaux catalyseurs performants permettrait de découpler la production de chaleur de la chimie du carbone, en dissociant les fonctions énergétiques des fonctions moléculaires dans la conception des procédés industriels. L'électrification s'accompagnerait alors d'une amélioration importante de l'efficacité énergétique de l'industrie, d'une modularisation des procédés, d'une réduction des pertes thermiques et d'une meilleure intégration entre filières. À terme, cette dissociation essentielle du couple « chaleur-molécule » pourrait transformer en profondeur l'industrie lourde.

4. La disponibilité de l'hydrogène vert est une nécessité pour décarboner l'industrie

L'hydrogène occupe une place centrale dans les chemins de décarbonation industrielle. Utilisé comme réducteur, vecteur énergétique et matière première, il peut remplacer partiellement le carbone fossile dans plusieurs procédés.

La production d'hydrogène en France repose encore majoritairement sur le vaporeformage du gaz naturel. L'hydrogène est donc à 99 % de l'hydrogène « gris », produit à partir de ressources fossiles, par opposition à l'hydrogène « vert ». La consommation annuelle de 900 000 tonnes d'hydrogène par l'industrie française est ainsi responsable de 7,5 % des émissions du secteur industriel.

La production d'hydrogène bas-carbone par électrolyse représente une voie de décarbonation prometteuse, sous réserve de disposer d'une électricité abondante et compétitive. À ce stade, l'hydrogène vert dégrade la rentabilité, son coût étant environ quatre fois supérieur à celui de l'hydrogène gris.

Avec l'hydrogène vert, les fournisseurs d'hydrogène pourraient trouver dans l'industrie de nouveaux débouchés, voire des perspectives de développement, sous réserve que les coûts diminuent et que la démarche de décarbonation bénéficie d'un soutien appuyé. L'Académie des Sciences estime qu'à long terme, les besoins annuels en hydrogène décarboné pourraient atteindre 0,4 Mt pour les composés chimiques, 0,75 Mt pour la sidérurgie et 0,85 Mt pour la production de ciment. Ce chiffre est fortement dépendant de la production industrielle nationale future².

¹ Houry, B. (14 mai 2025). « Plastique sans carbone fossile : Wood va concevoir l'usine à 1,5 milliard d'euros de Vioneo ». *L'Usine Nouvelle*. <https://www.usinenouvelle.com/article/plastique-sans-carbone-fossile-wood-va-concevoir-l-usine-a-1-5-milliard-d-euros-de-vioneo.N2231987>.

² Académie des Sciences (9 avril 2024). *L'hydrogène aujourd'hui et demain*.

L'hydrogène vert fait l'objet d'un soutien gouvernemental important, notamment au travers du plan France 2030. 9 milliards d'euros sont prévus d'ici 2030 pour décarboner la production d'hydrogène, par l'installation d'électrolyseurs et la poursuite de la recherche afin de réduire les coûts de production.

Plusieurs acteurs industriels investissent dans le développement de ces technologies. À Anvers, Air Liquide a par exemple mis en service une unité de démonstration de craquage d'ammoniac, dont le but est de valider l'usage industriel de l'ammoniac comme vecteur de transport du dihydrogène¹.

Les électrolyseurs sont souvent donnés comme un moyen de pallier la volatilité du marché de l'électricité. En fonctionnant préférentiellement pendant les heures où les prix de l'électricité sont faibles, ils seraient rentables tout en participant au stockage de l'énergie dans le vecteur hydrogène. Toutefois, la technologie des électrolyseurs n'offre pas à ce stade une flexibilité suffisante pour s'adapter à l'intermittence des énergies renouvelables. Le retour d'expérience sur ce type de fonctionnement reste limité et on ne peut pas écarter le risque que soit significativement réduite la durée de vie des membranes utilisées dans les électrolyseurs. La startup Lhyfe, premier fournisseur d'hydrogène vert en Europe, mène des projets d'électrolyseurs flexibles capables d'accepter de faibles taux de charge. Malgré cela, les représentants de Lhyfe ont signalé aux rapporteurs à l'occasion de leur audition le 6 octobre 2025 qu'« il n'y a pas de garantie sur la capacité à fonctionner dans le temps en cas de fort taux de modulation ».

D. LES TECHNOLOGIES DE CAPTURE ET STOCKAGE DU CARBONE POURRAIENT CONDUIRE UNE INDUSTRIE FUTURE PRESQUE TOTALEMENT DÉCARBONÉE À ÉLIMINER SES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES ET ATTEINDRE LE « NET ZÉRO »

1. La « capture et stockage du carbone », un instrument de décarbonation des émissions incompressibles industrielles soutenu par les stratégies françaises et européennes

Malgré les progrès en matière d'efficacité énergétique, d'électrification et de substitution des intrants émetteurs de dioxyde de carbone, une part des émissions industrielles de gaz à effet de serre demeure difficilement évitable à court et moyen terme. Ces « émissions incompressibles » se concentrent dans quelques secteurs pour lesquels les voies de leur réduction restent incertaines. Elles résultent principalement de processus physico-chimiques intrinsèques à certaines productions, notamment la réduction du minerai de fer en sidérurgie, la décarbonatation du calcaire dans la fabrication du ciment et les réactions chimiques de base dans la chimie minérale (fabrication d'acide nitrique, d'ammoniac ou d'hydrogène gris).

¹ Cottineau, J. (17 novembre 2025). « C'est une première mondiale : Air Liquide se dote d'une unité de craquage d'ammoniac pour de l'hydrogène bas carbone à Anvers ». *L'Usine Nouvelle*.

La Stratégie nationale bas-carbone fixe à l'industrie française un objectif ambitieux : la réduction de 81 % des émissions de CO₂ à l'horizon 2050 par rapport à 2015. Les 19 % restants sont considérés comme des émissions incompressibles¹.

La « capture et stockage du carbone » (CCS, *Carbon Capture and Storage*) apparaît dès lors comme une démarche stratégique pour traiter ces émissions. Son déploiement est considéré comme un levier de la transition écologique par le GIEC² et l'AIE³.

Au niveau européen, la Commission a fait du développement du CCS et du CCUS (Capture, Utilisation et Stockage du Carbone) un pilier de la neutralité climatique à horizon 2050, inscrivant cette démarche dans le règlement pour une industrie « zéro net » (*Net-Zero Industry Act*, NZIA). Ce règlement fixe notamment un objectif de 50 millions de tonnes de CO₂ captées et stockées annuellement d'ici 2030, en accompagnant la création d'infrastructures transfrontalières de transport et de stockage⁴. L'Union européenne soutient plusieurs projets pilotes par l'intermédiaire du programme Horizon Europe.

En France, la Stratégie nationale bas-carbone et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) considèrent le CCS comme indispensable à la décarbonation des secteurs à émissions incompressibles. L'État accompagne les territoires industriels dans le déploiement du CCUS via l'appel à projets France 2030 « Zone Industrielle Bas Carbone »⁵. À court terme, les hubs industrialoportuaires du Havre, Dunkerque, Saint-Nazaire et de l'axe Rhône devraient capter entre 4 et 8 millions de tonnes de CO₂ par an d'ici 2030. Le cadre réglementaire est également en cours d'adaptation afin d'assurer la traçabilité, la sécurité et la comptabilité carbone des flux captés.

¹ %Ministère de la transition écologique et solidaire (mars 2020). *Stratégie nationale bas-carbone*.

² Le GIEC considère ainsi le CCS comme une option pour réduire les émissions industrielles au paragraphe B.6.3 de la Synthèse pour les décideurs. 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* [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 1-34, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001.

³ IEA (2023). *Net Zero Roadmap. A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach*.

⁴ Règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» et modifiant le règlement (UE) 2018/1724.

⁵ Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. (juillet 2024). *État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France*.

2. Le CCS est organisé autour d'une chaîne de technologies innovantes pour le captage du carbone, son transport puis son stockage

a. Les technologies de captage du CO₂ industriel

Le captage du CO₂ industriel s'effectue actuellement sur les fumées en « post-combustion »¹. Ce procédé consiste à extraire le CO₂ des gaz évacués par les cheminées d'usine en aval de la combustion qui les a produits. On utilise pour cela des solvants ayant une forte affinité pour le dioxyde de carbone. Cette étape est suivie de la séparation du CO₂ du solvant en vue de ses éventuels transport et stockage. Du fait des contraintes chimiques que cette étape représente, la méthode de captage du CO₂ par post-combustion est fortement consommatrice d'énergie et très coûteuse².

D'autres techniques sont à l'étude. Le captage en « oxy-combustion » vise à améliorer l'efficacité de la méthode précédente en effectuant la combustion avec de l'oxygène pur. L'augmentation de la concentration des fumées en CO₂ qui en résulte permettrait un meilleur rendement. Par rapport à la post-combustion, elle nécessite cependant une modification plus poussée de la chaîne de production, puisqu'elle doit être intégrée dans la chambre de combustion. Elle est de ce fait moins développée. Inversement, le captage en « pré-combustion », vise à remplacer les gaz carbonés avant même leur combustion. Elle fait face à de plus grandes contraintes techniques liée à son intégration en amont du procédé de production.

Une trentaine de dispositifs de captage étaient en exploitation dans le monde en 2022 dans l'industrie et la production d'énergie, permettant de capter 35 à 40 millions tonnes de CO₂ par an. Ceci est à comparer aux 3 160 millions de tonnes de CO₂ émises par l'industrie mondiale³.

En France, l'IFPEN et Axens développent et commercialisent respectivement un pilote de démonstration du procédé DMX de captage du dioxyde de carbone, avec le soutien de Horizon Europe. Il est opérationnel depuis 2023 sur le site des hauts fourneaux d'ArcelorMittal à Dunkerque⁴. Il s'inscrit dans la démarche d'amélioration de l'efficacité énergétique de ces procédés nécessaire à leur plus grand déploiement.

¹ IFPEN, Réduire l'empreinte carbone de l'industrie : captage, stockage et valorisation du CO₂. <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/climat-environnement-et-economie-circulaire/reduire-les-emissions-industrielles-co2-captage-et-stockage-du-co2>

² Delprat-Jannaud, F. (23 octobre 2022). « La capture et le stockage du carbone, comment ça marche ? ». The Conversation. <https://theconversation.com/la-capture-et-le-stockage-du-carbone-comment-ca-marche-192673>

³ Climate Watch (2025) – with major processing by Our World in Data. “Industry” [dataset]. Climate Watch, “Greenhouse gas emissions by sector” [original data].

⁴ Axens et IFPEN (14 mars 2024), « Procédé DMX™ de captage de CO₂ à Dunkerque : succès pour la démonstration ! ». Communiqué de presse. <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/procede-dmxtm-captage-co2-dunkerque-succes-demonstration>.

D'autres expérimentations se passent de solvants, évitant ainsi l'étape de séparation du CO₂, qui est la plus consommatrice d'énergie. La startup lyonnaise Revcoo teste un pilote industriel sur un site de production de chaux d'Eiffage¹. Sa capacité n'est encore que de 1 000 tonnes de CO₂ par an, mais il a vocation à capturer l'ensemble des émissions du site à l'horizon 2030.

b. Filière transport, filière stockage

Le transport et le stockage du CO₂ constituent des chaînons essentiels de la filière CCS. Le CO₂ capté en aval des usines doit être acheminé vers un lieu de stockage pérenne qui garantisse sa séquestration durable.

Le transport s'effectue sous forme liquide ou gazeuse, par pipeline ou navire, selon les volumes et la distance. Le développement d'un réseau européen de transport de CO₂ est en cours de planification, notamment pour relier les grands bassins industriels continentaux aux zones de stockage situées sous la mer du Nord. Le droit international oppose certains obstacles au transport transfrontalier de CO₂, que des modifications récentes ont cependant atténués. La ratification par la France en 2025 d'un amendement à la Convention de Londres² lève certaines de ces contraintes et autorise l'exportation du CO₂ produit en France à des fins de séquestration géologique sous-marine. Elle ouvre la voie à son stockage sous la mer du Nord, notamment en lien avec le projet norvégien Northern Lights.

Le stockage s'opère dans des gisements géologiques profonds : aquifères salins, anciens réservoirs d'hydrocarbures ou couches de charbon inexploitable. Ces structures sont choisies pour leur étanchéité et leur stabilité géologique. La Norvège et les Pays-Bas sont pionniers dans ce domaine, avec leurs projets Northern Lights et Porthos, respectivement. L'étude EVASTOCO₂ menée pour l'ADEME par le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) estime à 4,8 Gt³ le potentiel de stockage géologique de CO₂ en France,. Le plus grand potentiel de stockage dans les aquifères salins se situe dans le Bassin parisien et le Bassin lorrain. Les capacités en mer, dans le golfe du Lion et sur la façade Atlantique, sont « *significatives mais plus théoriques à ce stade* ». Cette estimation permet d'envisager de stocker l'équivalent de plusieurs années d'émissions incompressibles industrielles.

c. Le potentiel de réutilisation du carbone capté

Parallèlement au stockage, la réutilisation du CO₂ capté ouvre des perspectives pour l'économie circulaire du carbone. Le CO₂ peut servir de matière

¹ Bonnefous, B. (6 août 2025). « Capturer le CO₂ par cryogénie, l'expérience inédite d'Eiffage pour décarboner son industrie ». Le Monde. https://www.lemonde.fr/economie/article/2025/08/06/capturer-le-co-par-cryogenie-l-experience-inedite-d-eiffage-pour-decarboner-son-industrie_6626959_3234.html.

² La France a ratifié le 24 juin 2025 l'amendement à l'article 6 du Protocole de Londres de 1996 à la Convention de 1972 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières.

³ ADEME (juin 2025). Estimation des capacités de stockage géologique de CO₂ en France métropolitaine.

première pour produire des carburants synthétiques (méthanol, e-kérosène), des matériaux polymériques ou des carbonates pour l'industrie chimique et la construction. Ces filières demeurent actuellement limitées en volume mais leur potentiel mondial est jugé significatif à long terme. L'ADEME estime que ces usages sont susceptibles de concerner à terme 1 à 2 Gt par an au niveau mondial, soit une multiplication par dix¹.

La valorisation du CO₂ est donc à la fois un moyen pour l'industrie de rentabiliser ses installations de capture et une solution de décarbonation pour des secteurs utilisant des intrants carbonés. Ces usages resteront néanmoins limités au vu du fort coût énergétique et financier du processus. Par ailleurs, et contrairement au stockage, la valorisation du CO₂ peut conduire à son rejet dans l'atmosphère. Suivant sa source de production, il pourrait dans ce cas peser dans le bilan carbone national.

3. Le CCS a un impact défavorable sur la consommation énergétique de l'industrie

Le recours aux technologies de capture et stockage du carbone induit des surcoûts énergétiques et financiers significatifs.

Le CCS ne prend donc son sens dans une démarche de décarbonation de l'industrie qu'en étant conduit parallèlement à la réduction des émissions des procédés où les molécules carbonées sont substituables et à une électrification d'ampleur. De même, l'énergie utilisée dans la chaîne du CCS doit être décarbonée. Le coût élevé du CCS impose que son utilisation reste confinée aux seules émissions incompressibles.

Le déploiement à grande échelle du CCS dans l'industrie dépendra de la convergence entre le prix des quotas sur les marchés carbone et le coût de capture du CO₂, dont l'efficacité énergétique est susceptible d'augmenter au fur et à mesure de sa généralisation. Le surcoût énergétique induit devra être pris en compte dans les planifications de la demande énergétique de l'industrie.

4. Au-delà du CCS, certaines innovations technologiques visent à obtenir des « émissions négatives »

Les méthodes de captage et stockage du CO₂ en développement dans l'industrie suscitent l'étude de procédés similaires en vue d'engendrer des « émissions négatives », c'est-à-dire d'éliminer le CO₂ d'ores et déjà présent dans l'atmosphère. L'élimination du dioxyde de carbone, ou EDC, a fait l'objet d'une note scientifique de l'Office² consacrée aux techniques de géoingénierie. Celle-ci

¹ ADEME (septembre 2021). *Avis expert. Valorisation du CO₂ - Quels bénéfices ? Sous quelles conditions ?*

² Maxime Laisney et Stéphane Piednoir, *Note scientifique de l'Office n° 48 – La géoingénierie*, octobre 2025, Assemblée nationale n°.

souligne que si ce levier de décarbonation présente des potentialités intéressantes, il ne doit rester qu'une solution de dernier recours du fait de son coût et de sa forte consommation énergétique.

Deux techniques d'EDC utilisant les innovations développées dans le cadre du CCS industriel sont données comme susceptibles de participer à la réduction de la quantité de CO₂ atmosphérique : la bioénergie avec capture et séquestration du carbone (BECSC) et la capture directe dans l'air et séquestration (CDAS).

a. Technologies de BECSC

Les technologies de BECSC consistent à combiner la production d'énergie à partir de biomasse avec la capture et le stockage du CO₂ émis lors de la combustion ou de la fermentation. Ce processus retire du carbone de l'atmosphère, la biomasse ayant préalablement absorbé le CO₂ par photosynthèse.

En France, ces technologies présentent un potentiel modeste mais pourraient s'implanter dans les secteurs de la production d'électricité à partir de biomasse, la valorisation des déchets organiques ou les distilleries et unités de bioéthanol. Des projets pilotes sont en cours de conception, portés par des acteurs énergétiques et agro-industriels, avec l'objectif de produire des crédits carbone négatifs tout en alimentant le réseau énergétique.

Leur déploiement nécessite toutefois un cadre comptable clair et une cohérence avec les objectifs de durabilité des biomasses fixés par la politique européenne. Leur éventuelle généralisation pose aussi des questions de soutenabilité liées à l'usage des terres.

b. Technologies de CDAS

Les technologies de capture directe dans l'air et séquestration permettent d'extraire directement le CO₂ de l'air ambiant grâce à des filtres chimiques ou des dispositifs d'adsorption. Bien qu'elles offrent un potentiel considérable pour produire des émissions nettes négatives, elles sont aujourd'hui fortement consommatrices d'énergie et coûteuses. Les premières installations commerciales (Islande, États-Unis) affichent un coût supérieur à 500 €/tCO₂ captée, mais les avancées technologiques espérées et des effets d'échelle pourraient réduire peu à peu ces coûts.

En Europe, des programmes de recherche soutenus par Horizon Europe et l'Innovation Fund explorent les conditions d'intégration de ces technologies à proximité de sites de stockage géologique existants. En France, les projets sont à un stade exploratoire, mais un écosystème de startups innovantes se construit, notamment autour de l'association française pour les émissions négatives (AFEN).

5. Conclusions et perspectives énergétiques

Le captage, l'utilisation et le stockage du carbone sont un complément possible aux autres leviers de décarbonation industrielle. Leur pertinence réside moins dans une capacité à remplacer l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique, très hypothétique, que dans un rôle de traitement ciblé des émissions résiduelles et, à long terme, dans la création d'émissions négatives.

Pour l'industrie française, l'enjeu principal consiste désormais à structurer une filière nationale du CO₂ et de la connecter aux infrastructures européennes, et à sécuriser les conditions économiques nécessaires à son déploiement, telles que la tarification du carbone et la validation de garanties de stockage.

Prise globalement, la filière de capture du carbone pourrait apporter une contribution aux politiques et démarches visant à l'électrification et à la décarbonation du mix énergétique français. L'abondance de l'électricité décarbonée française est un atout majeur alors que les projections de croissance de cette industrie s'accompagnent d'une augmentation de la demande d'électricité associée.

IV. COMPARAISONS INTERNATIONALES ET INSCRIPTION DU SYSTÈME FRANÇAIS DANS LES DYNAMIQUES EUROPÉENNES

A. LES TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES CONTRASTÉES DES MIX ÉNERGÉTIQUES EUROPÉENS

L'Union européenne inscrit son action dans une dynamique d'accélération de la transition énergétique. Le « Pacte vert pour l'Europe »¹ fixe l'objectif de réduire d'au moins 55 % les émissions nettes européennes de gaz à effet de serre d'ici à 2030, par rapport aux niveaux de 1990, et d'atteindre la neutralité climatique à l'horizon 2050². Ces orientations structurantes imposent aux États membres d'orienter leurs choix énergétiques en faveur des énergies durables afin d'assurer la cohérence de leurs trajectoires nationales avec les engagements européens.

Au niveau national, les États membres déclinent les orientations européennes en élaborant leurs propres stratégies de neutralité carbone.

En 2020, le ministère espagnol de la Transition écologique a publié un ensemble de scénarios visant à aligner la trajectoire nationale sur le « Pacte Vert pour l'Europe ». Cette feuille de route repose essentiellement sur une production d'électricité intégralement renouvelable, combinant solaire, éolien et hydraulique³, ainsi que sur une montée en puissance de l'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel et industriel. L'ambition affichée est donc d'atteindre une électricité entièrement décarbonée à l'horizon 2050.

En Allemagne, le gouvernement fédéral a renforcé en 2021 son cadre législatif avec l'adoption de la loi sur la protection du climat « *Klimaschutzgesetz* »⁴. S'inscrivant dans la stratégie de transition énergétique « *Energiewende* », ce texte fixe un objectif de 80 % d'énergies renouvelables dans la production électrique d'ici 2030. Un conseil d'experts indépendants est chargé d'évaluer, tous les deux ans, l'efficacité des mesures prises et l'évolution des tendances.

En France, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) définit la trajectoire vers la neutralité carbone en 2050⁵. La deuxième édition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) précise les orientations relatives au développement

¹ Conseil Européen, « Comment l'UE rend l'énergie plus verte », décembre 2024, [Comment l'UE rend l'énergie plus verte - Consilium](#).

² Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche (MESR), « Horizon Europe », 30 octobre 2023, [Fit for 55 : adoption des nouveaux objectifs climat-énergie européens pour 2030 | Horizon-europe.gouv.fr](#)

³ Ministère pour la Transition écologique et le Défi démographique, « Stratégie à long terme pour une économie espagnole moderne, compétitive et climatiquement neutre en 2050 », Novembre 2020, [lts_es_es.pdf](#).

⁴ Cour constitutionnelle allemande, « Loi fédérale de protection du climat Bundes-Klimaschutzgesetz », 24 mars 2021, [Cour constitutionnelle allemande, Loi climat](#).

⁵ Ministère de la transition écologique, « SNBC », mars 2020 https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf.

des énergies durables dans le cadre de la transition énergétique nationale¹. Elle prévoit notamment de porter la part des énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, à 50 % du mix électrique à l'horizon 2035.

Pour la majorité des pays européens, la transition écologique s'appuie sur une planification énergétique ambitieuse, dans laquelle les énergies renouvelables constituent une composante clé. Leur déploiement est indispensable pour atteindre les objectifs fixés par le paquet législatif « Fit for 55 »². Les États européens engagent ainsi des investissements importants dans les infrastructures de production renouvelable, comme l'éolien terrestre, l'éolien en mer, le photovoltaïque et le solaire thermique³. D'autres technologies, telles que l'énergie houlomotrice ou marémotrice, demeurent encore marginales en raison d'une maturité technologique limitée.

En fait, depuis plus de vingt ans, la plupart des gouvernements européens ont intégré les énergies renouvelables à leur stratégie énergétique. Le déploiement des installations solaires et éoliennes s'est intensifié. Le graphique ci-dessous illustre cette dynamique. Sur les quinze dernières années, la capacité éolienne européenne installée a augmenté de 194 % tandis que la filière solaire a enregistré une croissance de plus de 900 % durant la même période.

¹ Ministère de la transition écologique, « Programmation pluriannuelle de l'Énergie », avril 2020, page 158 et synthèse.

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>.

² Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche (MESR), « Horizon Europe », 30 octobre 2023, <https://www.horizon-europe.gouv.fr/fit-55-adoption-des-nouveaux-objectifs-climat-energie-europeens-pour-2030-36213>.

³ International Energy Agency, *Integrating Solar and Wind*, 18 septembre 2024, <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>.

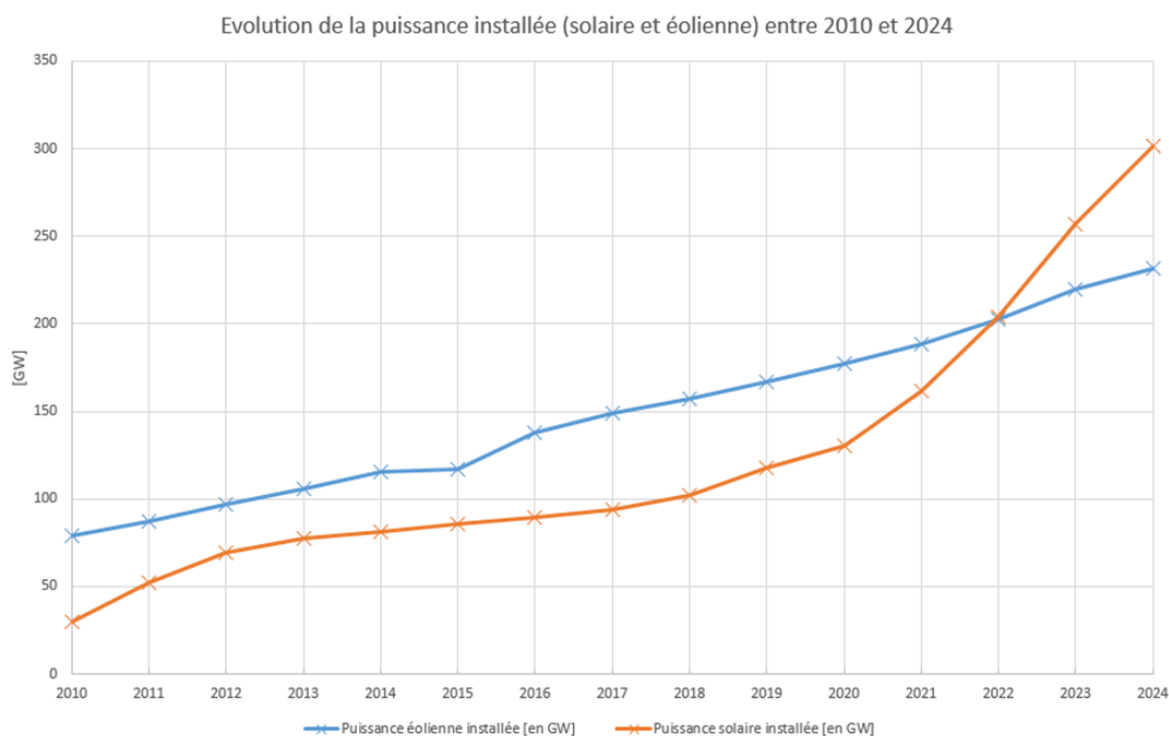
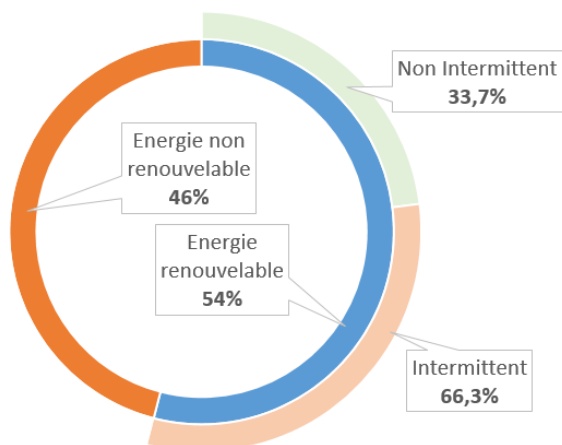


Figure X – Capacité installée d'énergie solaire¹ et éolienne² en Europe entre 2000 et 2024.

En conséquence, la contribution des énergies renouvelables à la production finale d'électricité en Europe au premier semestre 2025 dépasse désormais celle des énergies non renouvelables.

Mix électrique européen du 1er semestre de 2025



Composition du mix électrique renouvelable européen du 1er semestre de 2025

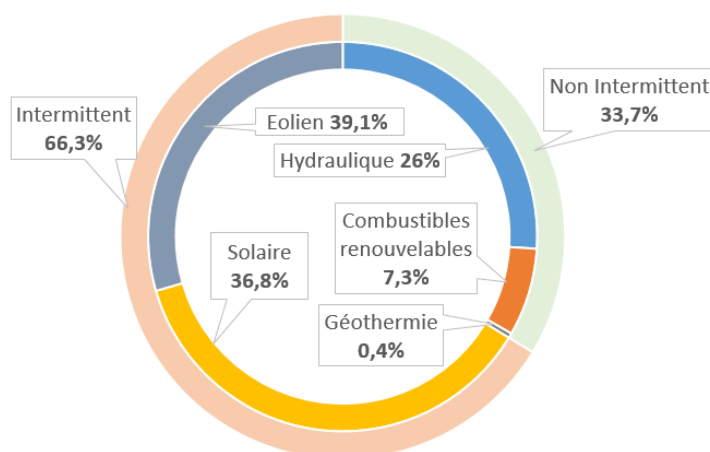


Figure X - Production finale d'électricité en Europe au 1^{er} semestre 2025.

Les données disponibles montrent que, durant le premier semestre 2025, 54 % de l'électricité produite en Europe provenait de sources renouvelables. Parmi

¹ Données d'Eurobserv'er, « baromètre photovoltaïque », avril 2024, [EurObservER-photovoltaïque-Barometre-2025 \(1\).pdf](#)

² Données d'Eurobserv'er, « baromètre éolien », mars 2025, [EurObservER-Eolien-Barometre-2025.pdf](#)

cette production, 66,3 % relevait de filières dites intermittentes, ce qui représente 35,8 % de l’électricité générée sur la période.

Les projections confirment une dynamique ascendante. Au premier trimestre de 2025, la part des énergies renouvelables dans la production électrique de l’Union européenne atteignait 54 %, contre 52,7 % au premier trimestre 2024. Plusieurs États membres se distinguent par une intégration particulièrement avancée des énergies renouvelables intermittentes. Le Danemark, l’Allemagne, les Pays-Bas, le Portugal, la Lituanie et l’Espagne¹ produisent chacun plus de 40 % de leur électricité à partir de telles sources.

PART DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES DANS LA PRODUCTION NATIONALE D’ÉLECTRICITÉ

Danemark	68,9 %
Lituanie	59,9 %
Pays bas	44,5 %
Portugal	42,1 %
Allemagne	41,8 %
Espagne	40,3 %

Figure X – Part des énergies renouvelables intermittentes dans la production totale d’électricité en 2024².

1. Les pays à forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes

a. Le cas de l’Allemagne

Le cas de l’Allemagne illustre les stratégies adoptées par les pays ayant intégré une forte part d’énergies renouvelables dans leur mix électrique. En 2024, la production électrique allemande reposait notamment sur 27,2 % d’éolien et 14,6 % de solaire photovoltaïque.

¹ EPTA 2025, « Transforming the energy mix », 13 octobre 2025, EPTA_Report_2025.pdf

² Ce tableau a été réalisé à partir des statistiques de l’AIE, « Countries and Regions » 2024, Countries & Regions - IEA

Electricity generation sources, Germany, 2024

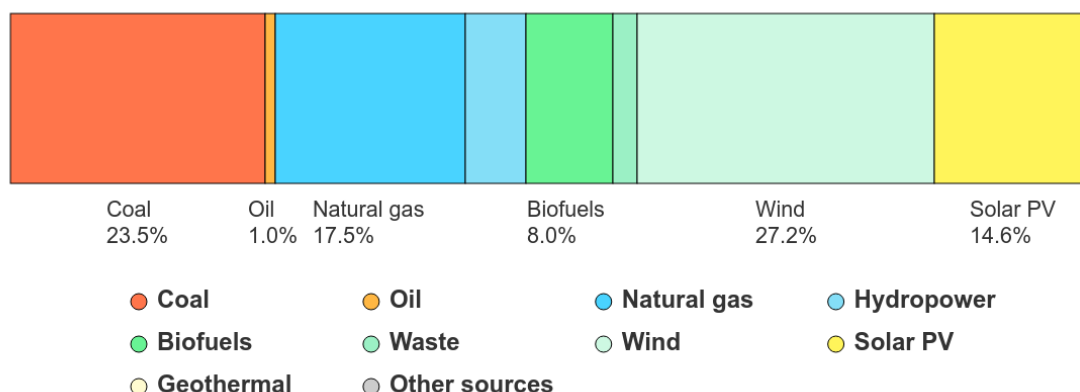


Figure X – Production d'électricité allemande en 2024¹.

La structure énergétique allemande s'inscrit dans la stratégie de transition engagée au début des années 2000, qui a pris le nom d'« *Energiewende* »². Cette politique vise simultanément la sortie du nucléaire, la réduction des émissions de CO₂ et le développement massif des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire. Si ces orientations ont permis une montée en puissance rapide des capacités de production renouvelables, elles ont également généré d'importants défis concernant la stabilité du réseau et le coût de l'électricité.

Vers la fin du XX^e siècle, la prise de conscience environnementale s'est renforcée en Allemagne, nourrissant une adhésion croissante de la population au développement des énergies renouvelables. Des initiatives citoyennes se sont mobilisées contre la construction de nouvelles centrales nucléaires et ont plaidé pour l'arrêt du nucléaire. Ce mouvement s'est amplifié dans les années 2000 et a trouvé un écho déterminant avec l'accident de Fukushima, en 2011, qui a conforté la décision d'abandonner l'énergie nucléaire et accéléré la mise en œuvre de l'« *Energiewende* »³.

En 2013, la coalition majoritaire recueille 41 % des suffrages lors des élections fédérales. Son programme repose sur la mise en œuvre de l'« *Energiewende* », dans la continuité des orientations prises depuis le début des années 2000⁴. À cette période, une large majorité de citoyens considère encore que cette stratégie est une évidence et lui apporte son soutien. Néanmoins, la conduite de la transition et la gestion de ses conséquences – intermittence des sources,

¹ IEA, « Energy system of Germany », 2024, [Germany - Countries & Regions - IEA](#)

² Haut-Commissariat à l'Énergie et au plan, « l'Energiewende [...] », 24 janvier 2025, [Trois ans après, l'Energiewende sur le point d'échouer ? | Haut-commissariat à la stratégie et au plan](#)

³ Haut-Commissariat à l'Énergie et au plan, « l'Energiewende [...] », 24 janvier 2025, [Trois ans après, l'Energiewende sur le point d'échouer ? | Haut-commissariat à la stratégie et au plan](#)

⁴ SFEN, « Allemagne : l'avenir de l'Energiewende dans l'accord de coalition du nouveau gouvernement », 19 décembre 2013, [Allemagne : l'avenir de l'Energiewende dans l'accord de coalition du nouveau gouvernement - Sfen](#)

développement des infrastructures, modernisation du réseau, etc. – impliquent des investissements considérables. Des interrogations apparaissent alors quant à la soutenabilité de l'« Energiewende », entraînant une baisse progressive du niveau d'acceptation et une polarisation croissante du débat public¹.

Lors des élections fédérales de 2017, 65 % de la population estime supporter une part excessive des coûts liés à la transition énergétique. La hausse du prix de l'électricité nourrit une méfiance accrue à l'égard de l'« Energiewende ». Celle-ci devient un enjeu central de la campagne et un sujet clivant de la campagne. Le SPD (parti social-démocrate) défend une accélération du développement des énergies renouvelables et une réduction rapide de la dépendance aux combustibles fossiles. La CDU (Union chrétienne démocrate) soutient la transition mais de manière plus prudente, insistant sur la stabilité du réseau et la compétitivité des entreprises. Le résultat des élections est interprété comme reflétant la préférence des électeurs pour un développement plus maîtrisé des énergies renouvelables. L'invasion de l'Ukraine en 2022 marque un tournant majeur dans la perception de la stratégie énergétique du pays. La forte dépendance de l'Allemagne au gaz russe provoque une envolée des prix de l'électricité et replace la sécurité d'approvisionnement au rang des priorités stratégiques. Si le soutien à la transition reste relativement élevé, les attentes des citoyens se recentrent sur l'exigence d'une transition à la fois juste, efficace et rapide².

Les énergies renouvelables ont aujourd'hui une part majoritaire dans le mix électrique en Allemagne. Cependant, le pays continue de recourir au charbon et au gaz lorsque les conditions météorologiques défavorables limitent la production renouvelable. Ce recours présente un intérêt technique évident pour pallier l'intermittence et garantir la sécurité d'approvisionnement, mais il demeure difficilement compatible avec l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Lors des épisodes hivernaux de *Dunkelflaute* (faible ensoleillement et vents insuffisants) la production renouvelable chute fortement, contraignant l'Allemagne à augmenter son recours aux énergies fossiles. Ainsi, en décembre 2024, 18 % seulement de la production électrique provenait d'énergies renouvelables³.

L'Allemagne a connu par ailleurs des situations fréquentes de surproduction, reflétant une capacité structurelle à couvrir ses besoins, y compris lors des pointes de consommation⁴. Cette surproduction se traduit par des périodes prolongées de prix négatifs de l'électricité. En 2024, plus de 450 heures consécutives ont été enregistrées, générant des coûts d'effacement importants,

¹ Ross Beveridge et Kristine Kern, « The Energiewende in Germany: Background, Development and Future Challenges », janvier 2013, [Beveridge Kern ExplainingtheEnergiewendeinGermany_preprintversion2014 \(1\).pdf](#)

² EPTA 2025, « Transforming the energy mix », 13 octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

³ Allemagne Energies, « Allemagne : les chiffres clés de l'énergie en 2024 », 5 janvier 2025, [sécurité d'approvisionnement – Allemagne Energies](#)

⁴ Allemagne Energies, « Allemagne : les chiffres clés de l'énergie en 2024 », 5 janvier 2025, [sécurité d'approvisionnement – Allemagne Energies](#)

estimés entre 1,5 et 4 milliards d’euros, très supérieurs à ceux observés en France, qui s’élèvent à 100 millions d’euros en moyenne¹.

Malgré une production globalement robuste, le système allemand est confronté à des contraintes techniques structurantes. La localisation des capacités de production électrique au nord du pays et la concentration des grands bassins industriels au sud créent une asymétrie qui accentue les risques de congestion. De lourds investissements sont nécessaires pour assurer l’acheminement de l’électricité : une ligne à très haute tension de 300 kilomètres doit entrer en service en 2027. Plus largement, l’Allemagne prévoit d’investir 320 milliards d’euros pour la modernisation de son réseau d’ici 2040². Le déploiement de telles infrastructures suscite toutefois de fortes résistances locales, conduisant à privilégier l’enfouissement des lignes, dont le coût est trois à quatre fois supérieur à celui des lignes aériennes.

b. Le cas de l’Espagne

En Espagne, la production nationale d’électricité repose principalement sur cinq filières : l’éolien, le solaire, le nucléaire, le gaz et l’hydraulique. Ensemble, ces sources de production assurent l’essentiel de l’approvisionnement électrique du pays, dont 54,5 % proviennent d’énergies renouvelables. Elles permettent de satisfaire une demande annuelle d’environ 250 térawattheures, globalement stable depuis la période post Covid.

Electricity generation sources, Spain, 2024

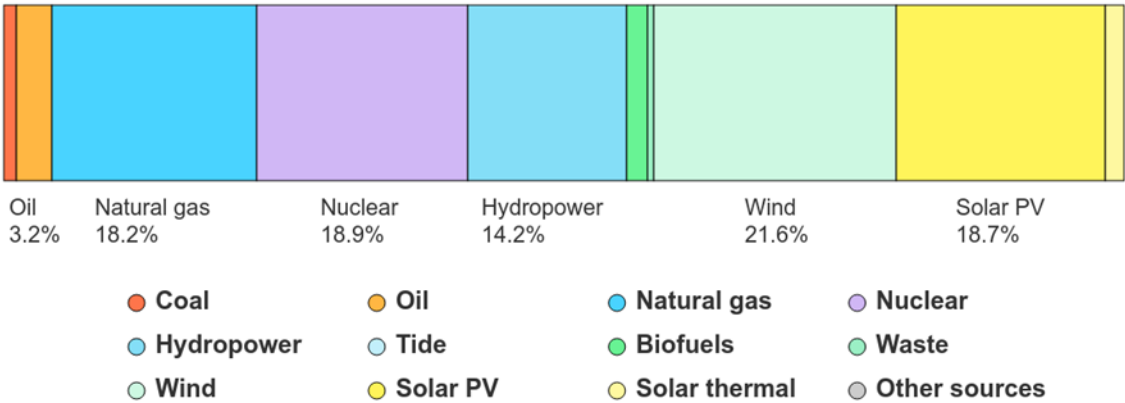


Figure X – Mix électrique espagnol en 2024³

Dans les années 1960, l’Espagne engage un processus d’industrialisation rapide. Pour répondre à ses besoins croissants en énergie, le pays recourt

¹ Audition de Nouredine Hadjsaid

² L’Usine Nouvelle, « L’immense chantier de la refonte du réseau électrique en Allemagne », 21 octobre 2025, [320 milliards d’euros de budget, 16800 kilomètres de nouvelles lignes... L’immense chantier de la refonte du réseau électrique en Allemagne](#)

³ IEA, « Energy system of Spain », 2024, [Spain - Countries & Regions - IEA](#)

massivement au pétrole importé, principalement en provenance du Moyen-Orient. Lors des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, près de 70 %¹ de l'approvisionnement énergétique national dépend de l'extérieur.

Cette vulnérabilité expose l'économie espagnole à une hausse brutale des coûts de l'énergie, plongeant le pays dans une crise sévère. L'impact économique est considérable et révèle la nécessité de repenser en profondeur la stratégie énergétique nationale. Dans cette perspective, les pouvoirs publics engagent une réflexion visant à renforcer la souveraineté énergétique du pays, notamment par la diversification des moyens de production.

L'Espagne choisit alors de se tourner vers le nucléaire et l'importation de gaz. Un programme nucléaire est lancé et plusieurs centrales sont construites². Les centrales de Cofrentes et Asco voient le jour respectivement en 1984 et 1986 afin de suivre les nouvelles directives de diversification du mix énergétique. L'État choisit aussi de recourir au gaz pour disposer d'une autre source de production³.

Dans les années 1990, les énergies renouvelables, restées jusqu'ici marginales, connaissent un fort développement. Dans le sillage de plusieurs autres pays européens, des réformes libéralisent le secteur énergétique espagnol. Des portes s'ouvrent pour les entreprises privées et une nouvelle activité de production et de gestion d'énergie éolienne et photovoltaïque se développe dans le pays. L'Espagne connaît alors un fort développement des énergies renouvelables grâce à cette dynamique initiée par de nouvelles planifications énergétiques (PEN)⁴. Après les années 2000, les énergies renouvelables, solaire comme éolienne, sont pleinement intégrées à la production électrique. Soutenu notamment par des tarifs d'achat avantageux, le secteur connaît une forte croissance.

Cette dynamique est stoppée après la crise des *subprimes* de 2008, qui fragilise l'économie espagnole. Le financement du secteur énergétique ralentit fortement, freinant l'essor des énergies renouvelables⁵. Le pays connaît d'importantes difficultés financières et se repose sur le modèle élaboré avant la crise⁶. La tension économique pousse l'Espagne à adopter un moratoire sur les aides aux énergies renouvelables. En 2012, un décret suspend toutes les subventions et aides publiques apportées aux nouvelles infrastructures renouvelables⁷. Entre 2012 et 2018, la politique énergétique ralentit le développement des énergies

¹ OECD, « Economic survey – Spain », avril 1986, page 26, [OECD Economic Surveys: Spain 1986 \(EN\)](#)

² Iberdrola, « Nuclear Power Plant », 2016, page 11, [002_Publications_MonographicCofrentesNPP.pdf](#)

³ Federal Research Division, « Spain : a country study », décembre 1988, page 185, [Spain : a country study](#)

⁴ Instituto Geografico Nacional, « Plan Energético Nacional », octobre 1991, [18_Energia_1991_1ed.pdf](#)

⁵ Instituto Sindical de Trabajo (ISTAS), « Public funding for green energy in a context of crisis - Spain », 2012, [Microsoft Word - 5_Country report Spain.doc](#)

⁶ The Wall Street Journal, « Spain Jobless Crisis Deepens », 28 avril 2012, [Spain's Unemployment Jumps, Deepening Crisis - WSJ](#)

⁷ IEA, « Royal Decree Law 1/2012 on revocation of public financial support for new electricity », updated 1 may 2017, [Royal Decree Law 1/2012 on revocation of public financial support for new electricity plants from renewable energy sources, waste or CHP – Policies - IEA](#)

renouvelables – notamment du solaire photovoltaïque – et renforce l'utilisation du gaz dans la production d'électricité.

À partir de 2018, la transition énergétique trouve un souffle nouveau. Des dispositifs de subventions incitent au développement des énergies renouvelables. Cette impulsion est amplifiée dès 2019 par le Plan National Intégré Énergie Bas-Carbone (PNIEC)¹. Celui-ci dicte la stratégie énergétique du pays entre 2021 et 2030 en misant sur l'utilisation d'énergies durables et en s'alignant avec le Pacte Vert européen. En 2021, l'adoption de la loi sur le changement climatique et la transition énergétique fixe à la transition écologique des objectifs encore plus ambitieux. Le but est d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 et de sortir progressivement du nucléaire d'ici 2035².

En 2022, l'invasion russe de l'Ukraine fait exploser les prix du gaz importé de Russie. L'Espagne - dont 18,2 % du mix électrique repose sur le gaz – en subit directement les effets, qu'elle cherche à atténuer grâce à un plan de défense, « l'exception ibérique »³. Ce plan mené conjointement avec le Portugal a permis de plafonner le prix du gaz de la péninsule ibérique lors de la crise de 2022. En limitant le prix et l'utilisation du gaz dans sa production, l'Espagne a réussi à découpler le prix de l'électricité des turbulences du marché mondial. Ces mesures ont permis de réduire de 30 % à 64 % les factures d'électricité des consommateurs précaires⁴. Grâce à cette politique, le soutien public à la transition énergétique est reté relativement élevé, même dans un contexte de crise. Les décisions prises ont fédéré la population, qui a fait globalement confiance aux directives du gouvernement.

La politique consiste désormais à favoriser l'expansion du solaire et de l'éolien en se basant sur les planifications élaborées antérieurement (PNIEC) et en cherchant à surmonter les quelques réticences locales. L'électrification massive est, pour l'Espagne, le levier privilégié de la transition énergétique. En revanche, le rôle du nucléaire dans la stratégie énergétique clive autant les politiques que la population⁵.

L'Espagne bénéficie d'un contexte géographique et climatique propice au développement des énergies renouvelables et particulièrement du solaire photovoltaïque. La carte de « l'irradiation globale moyenne » (GHI) –montre que l'Espagne est, en Europe, l'un des territoires les plus propices au déploiement d'infrastructures solaires et l'un de ceux où la rentabilité de telles installations peut être présumée.

¹ Ministère de la transition écologique, « Plan Nacional Integrado de Energía y Clima », 20 janvier 2020, [pnieccompleto_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.es/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima)

² EPTA, « Transforming the mix energy », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

³ Bulletin officiel du gouvernement espagnol, « dispositions générales », 14 mai 2022, [Disposición 7843 del BOE núm. 115 de 2022](#)

⁴ EPTA, « Transforming the mix energy », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

⁵ EPTA, « Transforming the mix energy », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

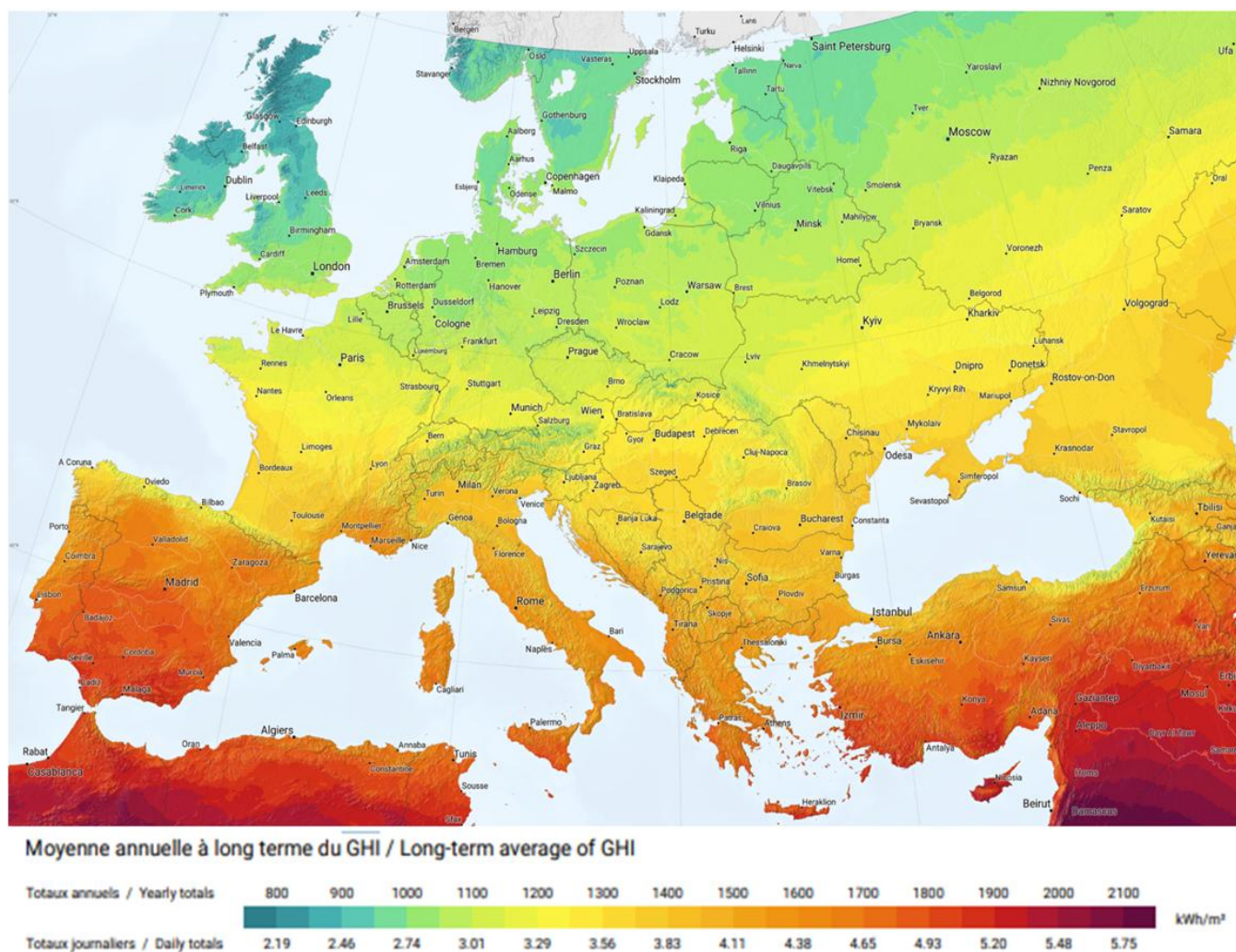


Figure X – Moyenne annuelle de l’irradiation globale horizontale (GHI) calculée entre 1994 et 2018¹.

Avec un GHI moyen de 1670 kWh/m²/an l’Espagne est fortement irradiée et le développement du solaire paraît pertinent. La capacité photovoltaïque installée par habitant souligne le niveau d’investissement du pays dans les technologies solaires. L’objectif est de relier les ressources naturelles – de l’Espagne notamment – et les infrastructures pour évaluer de manière stratégique le développement du solaire du pays.

¹ Solargis, « Global Horizontal Irradiation Europe », 2019, [Solargis_maps-2019-03-25_EU-FR-web.pdf](#)

Relation entre l'ensoleillement annuel et la capacité photovoltaïque par habitant

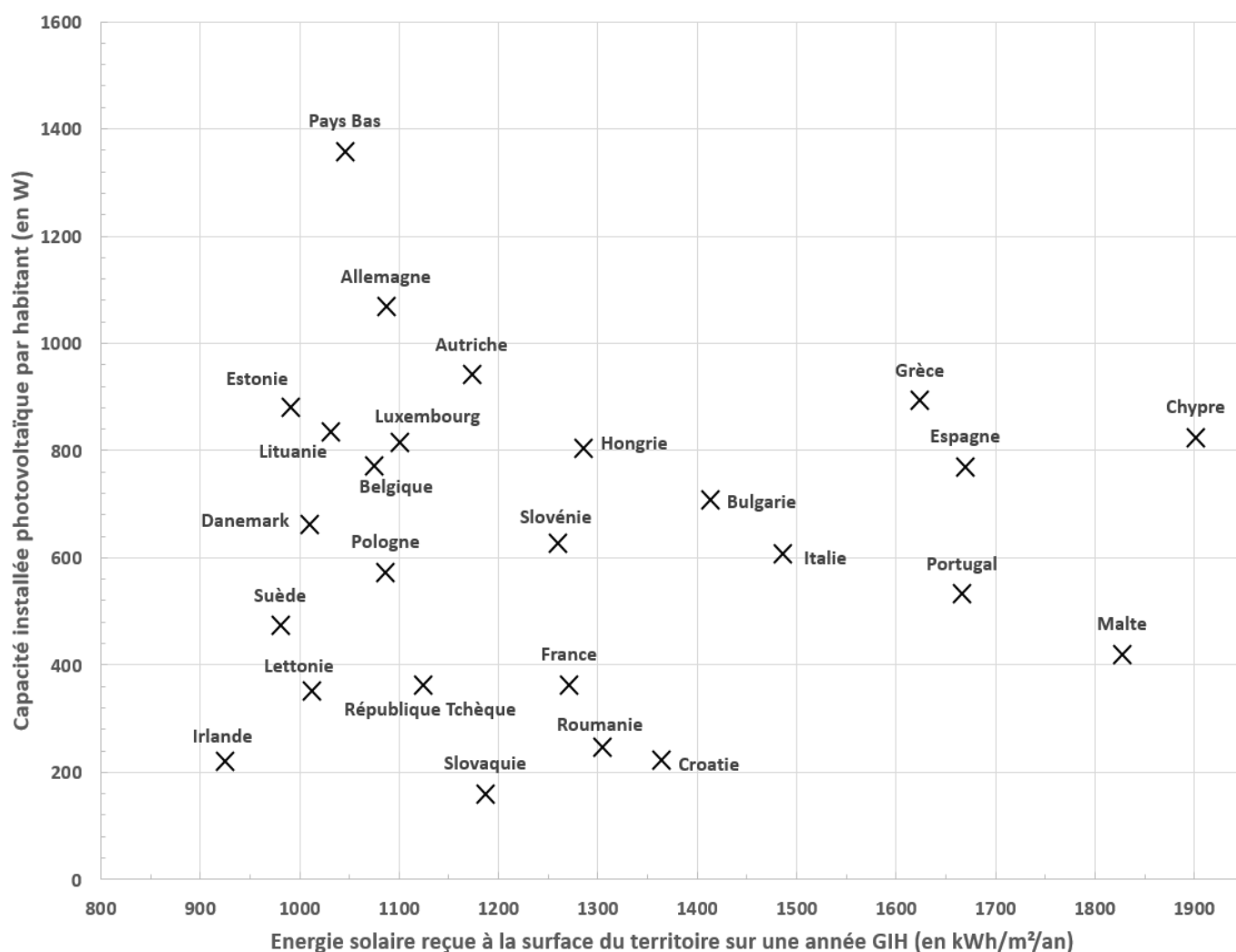


Figure X – Puissance solaire installée¹ par habitant² en fonction du potentiel solaire GIH³ pour 26 pays de l'Union européenne.

Le graphe met en évidence que l'Espagne tire parti du fort ensoleillement de son territoire, qui est activement exploité grâce à des planifications (comme la PNEIC) et à des financements publics.

Conformément à la loi sur la transition énergétique adoptée en mai 2021, l'Espagne vise la neutralité carbone en 2050. Cela passe par une décarbonation totale du secteur électrique et une diminution des émissions de gaz à effet de serre de 90 % par rapport à 1990⁴. En se basant sur le Plan National Intégré Énergie-Climat (PNIEC), l'Espagne échelonne sa transition énergétique avec des objectifs intermédiaires⁵ pour 2030 :

¹ EurObservER, « Baromètre photovoltaïque », avril 2024, [EurObservER-photovoltaïque-Barometre-2025 \(2\).pdf](#)

² Nations Unies, « Data Portal – Population Division », 2024, [Home Page | Data Portal](#)

³ Données de Global Solar Atlas, , 2025, [Global Solar Atlas](#)

⁴ Ministère de l'Énergie, « Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050 », novembre 2020, [lts_es_es.pdf](#)

⁵ Revue de l'Énergie, « Regards sur l'Espagne », septembre 2022, [664-Regards-Espagne.pdf](#)

- réduire les émissions de 32 % par rapport à 1990,
- atteindre 42 % de renouvelables dans la consommation finale d'énergie,
- garantir que 81 % de l'électricité provient des renouvelables,
- améliorer l'efficacité énergétique de 43 %.

Pour pallier l'intermittence de sa production d'électricité, l'Espagne envisage d'investir dans l'hydrogène vert. L'objectif est d'installer 40 GW d'électrolyseurs d'ici 2030 afin de stabiliser l'offre. De plus, des mesures incitatives sont déployées depuis 2021 afin de piloter la demande. Les programmes « Time of Use (ToU) » et « Prix Volontaire pour Petits Consommateurs (PVPC) » permettent aux consommateurs d'avoir accès au prix affichés du marché de gros afin de réguler leur consommation¹. En parallèle, des mesures réglementaires - comme le décret-loi royal 17/2022 - visent à pérenniser l'intégration des énergies renouvelables. L'objectif est de fournir un cadre clair pour coupler la demande à la production des renouvelables².

c. Le cas du Danemark

À l'image de l'Espagne et de l'Allemagne, le Danemark fait une large place aux énergies renouvelables dans son mix énergétique. En 2024, cette part représentait environ 80 % du mix électrique.

Electricity generation sources, Denmark, 2024

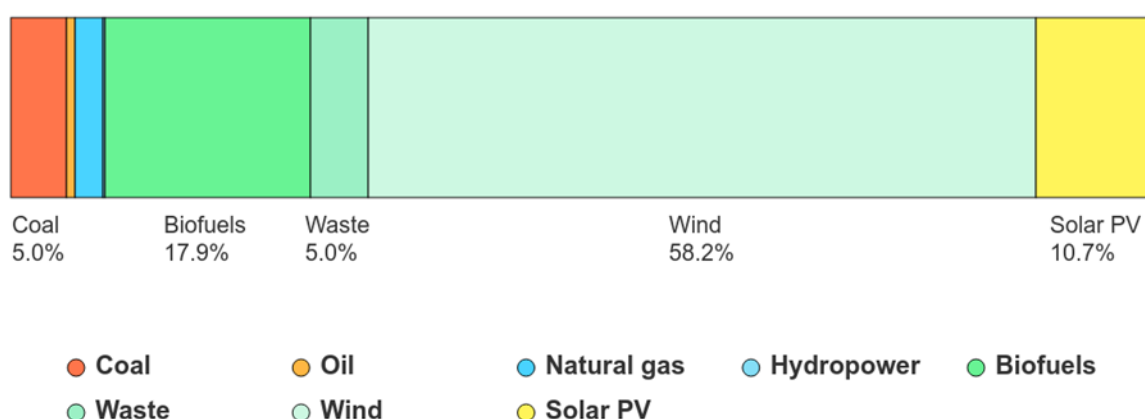


Figure X – Mix électrique danois en 2024³.

¹ EPTA, « Transforming the mix energy », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

² Cuatrecasas, « Royal Decree-Law 17/2022: urgent measures in the field of energy », octobre 2022, [Microsoft Word - Legal Flash Royal Decree Law 17 of 2022 urgent measures in the field of energy.docx](#)

³ IEA, « Energy system of Denmark », 2024, [Denmark - Countries & Regions - IEA](#)

Dans les années 1960, la quasi-totalité de la production d'énergie finale reposait sur le pétrole. Le Danemark ne dispose pas de ressources pétrolières sur son territoire et a donc longtemps été dépendant de l'importation de celui-ci. À l'instar de l'Espagne, l'économie danoise et le secteur énergétique ont beaucoup souffert des crises pétrolières des années 1970. Après ces événements, de nombreuses centrales brûlant du pétrole ont été converties au charbon afin de sécuriser l'approvisionnement¹.

Face aux enjeux climatiques, la politique énergétique nationale a délaissé peu à peu le charbon et soutenu activement le passage à des sources d'énergie moins émettrices de CO₂. En 2017, le gouvernement a annoncé la fermeture de toutes les centrales à charbon d'ici 2030. Même si la crise énergétique de 2022 a ralenti ce mouvement, la part du charbon dans le mix énergétique a diminué de 88 % entre 2000 et 2024. En 2025, une seule grande centrale à charbon reste en activité et l'abandon complet du charbon à l'horizon 2030 semble plausible².

Actuellement, le Danemark planifie sa stratégie énergétique en se basant sur les objectifs de neutralité carbone à l'horizon 2050 fixés par l'Union européenne. La planification énergétique danoise se fixe pour 2030 les objectifs suivants³ :

- atteindre 100 % d'électricité renouvelable,
- remplacer intégralement le gaz fossile par du biométhane,
- augmenter les capacités éoliennes entre 9 et 14 GW,
- atteindre 9 GW de capacité solaire installée.

La consommation est restée relativement stable en 2024 malgré l'essor de l'électrification massive, marquée par un déploiement important des pompes à chaleur. Cela est principalement dû à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel et industriel, qui a limité l'augmentation de la consommation. Le recours au véhicule électrique reste modéré dans le pays même si une augmentation est attendue dans les prochaines années.

Pour atteindre les objectifs de neutralité carbone, de nombreuses politiques visent à accélérer l'implantation de capacités éoliennes. Un projet prévoit l'installation de champs éoliens offshore sur deux sites : en mer du Nord et en mer Baltique. Ces projets devraient accueillir des installations de 3 GW chacun et croître jusqu'à 10 GW pour les installations en mer du Nord. La création de ces infrastructures permettrait de respecter les accords européens sur la transition énergétique, d'exporter de l'électricité et d'alimenter des usines de fabrication

¹ National Laboratory for Sustainable Energy, « Using the IEA ETSAP modelling tools for Denmark », page 50, 2008, osti.gov/etdeweb/servlets/purl/946189

² Agence danoise de l'Energie, « Hypothèses d'analyse pour Energinet 2024 », page 13 et 21, octobre 2024, [af24 - baggrundsnotat - termisk kapacitet mm \(5\).pdf](#)

³ EPTA, « Transforming the energy mix », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

d'hydrogène vert¹. En effet, le gouvernement souhaite expérimenter ce vecteur comme moyen de stockage énergétique à long terme. De nombreuses installations *Power-to-X* sont créées dans l'Ouest du Danemark afin de « transformer » l'électricité excédentaire en hydrogène. Toutefois, le recours à l'hydrogène comme moyen de stockage énergétique fait débat dans le milieu scientifique. L'avenir de nombreux projets d'électrolyseurs est incertain et plusieurs d'entre eux ont été suspendus².

Les décisions des pouvoirs publics en matière de transition énergétique sont de manière générale soutenues par la population. La bonne compréhension des enjeux environnementaux rend la transition énergétique globalement acceptée dans le pays. La population soutient les initiatives visant à déployer les énergies renouvelables sur le territoire. Néanmoins, quelques résistances locales se font ressentir³. De manière générale, le degré d'acceptation des infrastructures diminue lorsqu'elles sont plus proches des habitations. Ce phénomène « *Not in my backyard* » est constaté dans toute l'Europe et pour grand nombre d'infrastructures. Au Danemark, il n'est pas rare que la population rurale se plaigne de devoir supporter des installations surtout utiles à la population des grandes villes sans compensation financière sur le prix de l'énergie qui lui est délivrée. La contestation des projets éoliens et solaires terrestres a conduit le Danemark à investir massivement dans les éoliennes offshore pour des questions d'acceptabilité⁴.

Le Danemark n'a pas recours à l'énergie nucléaire. Une loi de 1985⁵ interdit l'installation de centrales nucléaires sur le territoire national. Néanmoins, une part de l'électricité consommée dans le pays est importée de Suède, dont la production est en partie d'origine nucléaire. En mai 2025, le gouvernement a lancé une étude pour évaluer la levée de l'interdiction du nucléaire. Le pays explore le potentiel des petits réacteurs modulaires (SMR) comme une option pour les années à venir.

2. Les modèles à mix pilotable et bas-carbone

a. État des lieux des moyens pilotables en Europe

Le mix pilotable est un modèle combinant plusieurs sources d'énergie pour gérer de manière dynamique la production et réaliser l'équilibre offre-demande. Cela permet d'assurer la stabilité du réseau et de minimiser les coûts de production tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre⁶. La pilotabilité, ou flexibilité du mix facilite l'intégration efficace d'énergies renouvelables sans compromettre la

¹ Ministre du Climat et de l'Énergie, « Klimahandlingsplan », 2020, [Klimahandlingsplan 2020](#)

² « Regeringens strategi for Power-to-X », 22 juin 2020, [Microsoft Word - Regeringens strategi for Power-to-X.docx](#)

³ Université de Copenhague, « The Danish Model for Citizen Engagement in the Renewable energy Transition », 2023, [The Danish Model for Citizen Engagement in the Renewable Energy Transition \(DART\) – University of Copenhagen](#)

⁴ EPTA, « Transforming the energy mix », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

⁵ OECD et NEA, « Regulatory and Institutional Framework for Nuclear Activities », 2015, [DENMARK](#)

⁶ The Organisation for Economic Co-operation and Development.(OECD), « The Costs of Decarbonisation », 2019, [The Costs of Decarbonisation \(EN\)](#)

fiabilité du réseau électrique. Un mix pilotable simplifie ainsi la gestion technique d'un réseau à forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes¹.

Des moyens de production comme les centrales nucléaires ou les STEP sont pilotables et bas carbone. Les centrales à gaz ou à charbon sont également pilotables, mais non décarbonées et elles n'entrent donc pas dans le cadre de la neutralité carbone recherchée pour 2050.

À l'échelle européenne, des pays comme la Suède, la France ou la Norvège se démarquent par un mix énergétique dominé par les moyens de production pilotables et bas carbone, comme les énergies nucléaire ou hydraulique. Le choix des moyens de production est tributaire de la situation topographique, économique et géopolitique de chaque pays. Cette diversité des situations oblige les États à analyser le potentiel de leur territoire afin d'adopter le mix le mieux adapté. Aucun mix n'est transposable ou duplicable d'un État à un autre, chacun reflétant un équilibre entre ressources et contraintes.

Les données de l'Agence Internationale de l'Énergie (IAE)² permettent d'évaluer le degré de pénétration des sources pilotables sur le sol européen. Le graphe ci-dessous illustre le mix électrique en Europe en 2023 :

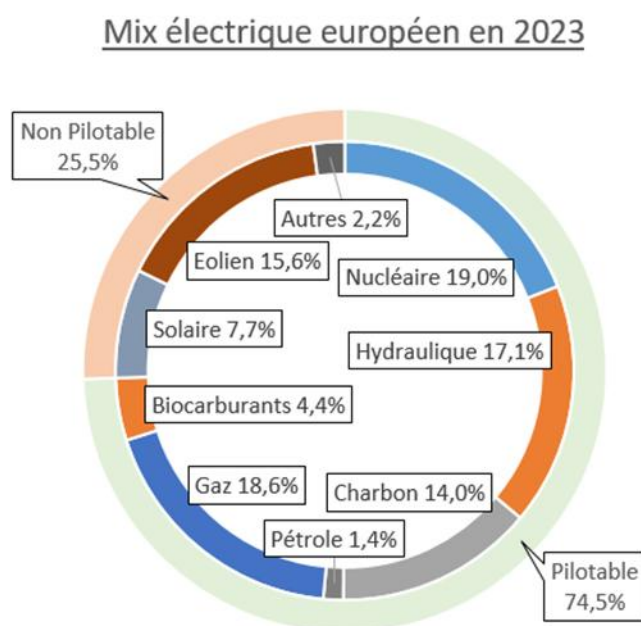


Figure X – Mix électrique en Europe en 2023³

Les données montrent que 74,5 % de l'électricité européenne produite en 2023 provient d'une source pilotable. La part d'énergie pilotable et bas carbone correspond à 36,1 % de la production européenne d'électricité en 2023.

¹ Centre on Regulation in Europe, « Flexibility in the energy sector », Mai 2025, [CERRE-Report Flexibility Final.pdf](#)

² Ce graphe a été réalisé en se basant sur les statistiques de l'IEA, « Countries and Regions » 2024, [Countries & Regions - IEA](#)

³ Ce graphe a été réalisé en se basant sur les statistiques de l'IEA, « Countries and Regions » 2024, [Countries & Regions - IEA](#)

b. Le cas de la Suède

Le cas de la Suède illustre la stratégie des pays à mix pilotable. En 2024 le mix électrique suédois reposait sur 37,7 % d'hydraulique et 29,3 % de nucléaire :

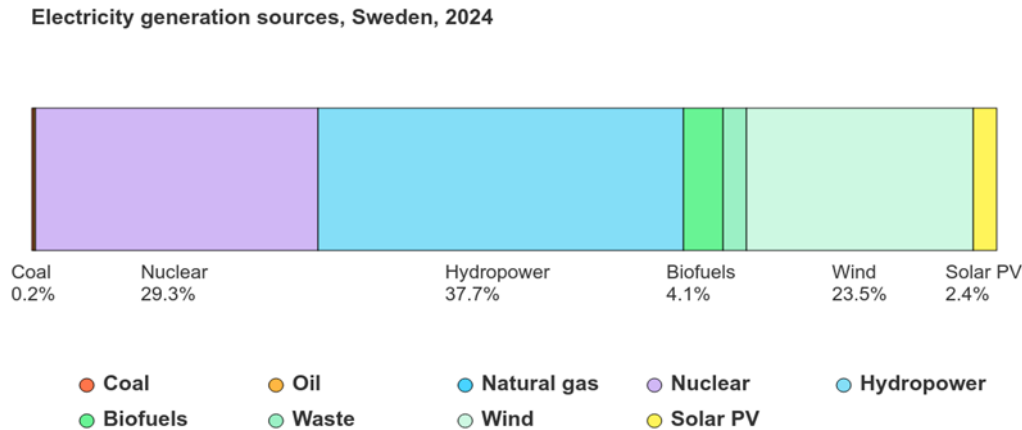


Figure X – Production d'électricité suédoise en 2024¹.

Actuellement, la Suède dispose d'un mix énergétique diversifié parmi les plus décarboné au monde : environ 99 % de sa production d'électricité est issue de sources bas carbone. Ce niveau de décarbonation reflète la forte part de production hydraulique et nucléaire dans le mix électrique suédois².

En mars 1980, lors d'un référendum, 58 % des Suédois se prononcent en faveur d'un arrêt total de la production nucléaire à l'horizon 2010³. Néanmoins, dans les années 2000, certains réacteurs sont prolongés et la perspective d'une fermeture totale du parc est repoussée. Par la suite, le parlement suédois adopte une stratégie énergétique combinant nucléaire et énergies renouvelables autour de l'éolien terrestre et offshore⁴.

Depuis les années 2020, deux visions structurent l'avenir énergétique du pays. Les partis se situant sur la droite de l'échiquier politique souhaitent développer le nucléaire, avec 2,5 GW de puissance installée d'ici 2035 et 10 GW d'ici 2045. Les partis se situant à gauche privilégient l'éolien, notamment offshore, et s'opposent au déploiement de réacteurs nucléaires de grande puissance, jugés trop onéreux. Néanmoins, la hausse des prix de l'électricité et les émissions de gaz à effet de serre liées aux centrales à pétrole ont fait évoluer l'opinion publique : 50 %

¹ IEA, « Energy system of Sweden », 2024, [Sweden - Countries & Regions - IEA](#)

² Direction générale du Trésor, « Le secteur de l'électricité en Suède », 6 décembre 2022, [fc1717e7-a82d-45d6-87ff-0c22881ad0fc](#)

³ Ministère de l'environnement suédois, « Sweden first national report under the convention on nuclear safety », page 16, 1998, [Sweden's First National Report under the Convention on Nuclear Safety, Sweden Ministry of the Environment.](#)

⁴ Géoconfluences, mars 2019, « La Scandinavie, un modèle de transition énergétique ? », [La Scandinavie, un modèle de transition énergétique ?](#)

des Suédois sont favorables au retour du nucléaire qui est vu comme permettant de garantir la stabilité du réseau, la transition énergétique et la maîtrise des coûts¹.

La Suède ne dispose pas d'une planification énergétique aussi détaillée et centralisée que la majorité des pays de l'Union européenne (comme l'Allemagne avec l'Energiewende ou la France avec la PPE et la SNBC). Le pays définit et met en œuvre des politiques annuelles plus flexibles en fonction des besoins énergétiques. L'absence de plans énergétiques de moyen ou long terme conduit le gouvernement à proposer des subventions dans certains secteurs comme l'éolien ou plus récemment le nucléaire au motif que le marché n'a pas été capable de s'autoréguler et d'anticiper l'augmentation de la consommation d'énergie.

La consommation d'électricité est restée stable depuis 30 ans mais elle devrait doubler d'ici 2045. Au vu de ces prévisions et pour assurer la sécurité d'approvisionnement à des prix stables, le gouvernement a validé en mai 2025 un programme de financement de réacteurs nucléaires. Une capacité supplémentaire de 4 à 6 gigawatts devrait être mise en service pour moitié d'ici 2035. Ce programme vise à renforcer la stabilité du système électrique et à accompagner l'électrification accrue de l'industrie et de la défense. La Suède s'est fixé un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045².

c. Le cas de la Norvège

La Norvège a développé dès les années 1950 l'hydroélectricité en s'appuyant sur un relief montagneux et des cours d'eau abondants qui offrent un bon potentiel hydraulique³. Dans les années 1970, après la découverte de gisements de pétrole en mer du Nord, la Norvège est devenue un exportateur majeur d'hydrocarbures⁴. Aujourd'hui, les centrales hydrauliques assurent 90 % de la production d'électricité. Depuis le début du siècle, la Norvège promeut l'électrification des usages, notamment pour respecter les objectifs de neutralité carbone fixés par l'Union européenne. Le pays n'a jamais eu recours au nucléaire : des projets de recherche dans les années 1970 ont été abandonnés en raison de l'opposition publique. Aujourd'hui encore, aucun projet énergétique ne repose sur le nucléaire malgré un engouement croissant de la population⁵.

Actuellement, le mix norvégien est particulièrement atypique puisque 99 % de l'électricité produite est issue de sources renouvelables. La Norvège met cependant en œuvre une stratégie de décarbonation, en ligne avec les objectifs

¹ Ce paragraphe a été rédigé en tenant compte des propos de Julien Grosjean (Conseiller régional développement durable et énergie à l'ambassade de France à Stockholm) lors de l'audition du 2 septembre 2025.

² Ce paragraphe tient compte des propos de Julien Grosjean (Conseiller régional développement durable et énergie à l'ambassade de France à Stockholm) lors de l'audition du 2 septembre 2025.

³ NVE, « Hydropower development in Norway 1945-1990 », juin 2023, [NVE Rapport 14/2023: Hydropower development in Norway 1945-1990](#)

⁴ Offshore Norge, « Norway's petroleum history », [Norway's petroleum history - Offshore Norge](#)

⁵ DSA, « Research reactors and nuclear facilities in Norway », 19 mars 2021, [Research reactors and nuclear facilities in Norway - DSA](#)

européens de 2050¹, qui vise une réduction des émissions de 90 à 95 % en 2050, avec des objectifs intermédiaires de 55 % en 2030. Le pays déploie plusieurs mesures à l'échelle nationale :

- l'électrification des usages. Les perspectives officielles projettent une augmentation de la demande à hauteur de 180/260 TWh d'ici 2050. Cette estimation prend en compte l'augmentation du nombre de véhicules électriques, la production d'hydrogène et les nouvelles industries² ;
- le développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien offshore. 30 GW de capacité éolienne offshore³ devraient être déployés d'ici 2040 ;
- la mise en service de technologies de capture et stockage du carbone (CSC) afin de décarboner les filières comme la cimenterie, la métallurgie ou la chimie. Des opérations comme « *Longship*⁴ » visent à prouver la faisabilité du CSC et à créer un stockage à grande échelle du CO₂ pour le marché européen.

Electricity generation sources, Norway, 2024

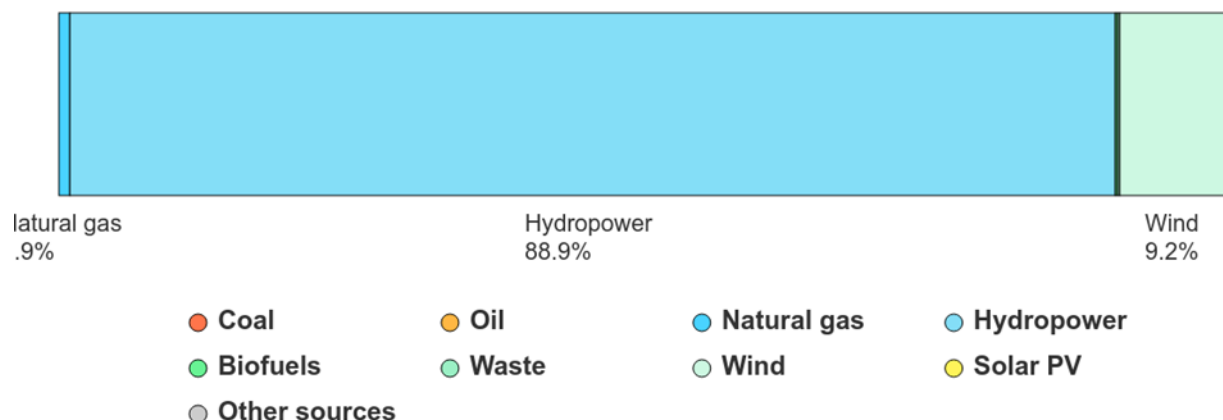


Figure X – Mix électrique norvégien⁵.

L'implantation croissante d'infrastructures éoliennes intermittentes déstabilise le réseau électrique, déjà saturé dans de nombreuses régions. Le transport d'électricité est congestionné dans de nombreuses zones et la mise en service de

¹ Climate Change Committee, « Climate policy choices towards 2050 », 27 October 2023, [The-2050-ClimateChangeCommittee-ENDELIG.pdf](#)

² Ministère de l'environnement, « Act relating to Norway's climate targets », janvier 2018, [Act relating to Norway's climate targets \(Climate Change Act\) - Lovdata](#)

³ Gouvernement Norvégien, « Ambitious offshore wind initiative », 13 mai 2022, [Ambitious offshore wind initiative - regjeringen.no](#)

⁴ Ministère des affaires étrangères de Norvège, « Le Gouvernement lance "Longship" pour le captage et le stockage du carbone en Norvège », 25 septembre 2020, [Le Gouvernement lance "Longship" pour le captage et le stockage du carbone en Norvège - La Norvège en France](#)

⁵ IEA, « Energy system of Norway », 2024, [Norway - Countries & Regions - IEA](#)

nouvelles lignes demande du temps et est onéreux. La géographie longitudinale et montagneuse de la Norvège génère des goullets d'étranglement entre le nord et le sud¹, voire une congestion du réseau, empêchant les surplus créés dans le nord du pays d'atteindre les centres de consommation situés plutôt dans le sud². De ce fait, le caractère pilotable des centrales hydroélectriques perd en efficacité. De plus, la Norvège ne souhaite pas étendre ses interconnexions transfrontalières, perçues comme trop onéreuses. Le gouvernement a ordonné au gestionnaire de réseau de ne pas planifier de nouvelles interconnexions avant 2029³. La Norvège a aussi rejeté le projet « *NorthConnect* » vers le Royaume-Uni et gère son réseau de manière souveraine⁴.

Afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, le gouvernement norvégien met en place de nouveaux dispositifs. L'État promet un raccordement plus rapide au réseau pour les usines ou *data centers* qui acceptent de réduire leur consommation lors des pics de demande. Des projets de pilotage de la consommation, tel que « *eFleks* » testent la flexibilité des consommateurs en les rémunérant s'ils réduisent leur demande lors de congestions⁵. Afin de piloter intelligemment la demande, la Norvège compte sur les « compteurs intelligents » avec lesquels plus de 90 % des ménages et petites entreprises ont des contrats indexés sur les prix horaires du marché. Depuis l'automne 2025, le nouveau système « *Norway Price* » permet un pilotage fin de la consommation de façon automatisée⁶.

La population norvégienne semble être avertie des enjeux écologiques contemporains et être encline à accepter la transition énergétique. Grâce au nombre de centrales hydrauliques, les prix de l'électricité étaient historiquement stables et bas. Néanmoins, des événements comme la crise énergétique de 2022, ont fait exploser les prix de l'électricité. Lors des élections de 2025, les questions environnementales étaient largement absentes de la campagne ; en revanche, le prix de l'électricité est devenu une priorité pour les Norvégiens⁷.

On constate aussi une réticence de la population quand les projets affectent les paysages ou les zones naturelles. Le développement de l'éolien terrestre est désormais quasiment arrêté en raison de l'opposition publique, qui a triplé entre 2015 et 2020. En particulier, l'affaire de Fosen⁸, qui a éclaté en 2021, a mis un sérieux coup d'arrêt aux parcs éoliens terrestres. La construction de 151 éoliennes sur la péninsule de Fosen a affecté des zones de pâturage traditionnelles de rennes.

¹ IEA, « *Norway Electricity Security Policy* », 5 octobre 2022, [Norway Electricity Security Policy – Analysis - IEA](#)

² Statnett, « *Nordic Grid Development* », juin 2025, [Nordic Grid Development Perspective 2025](#)

³ Gouvernement norvégien, « *New steps to reduce electricity bills and maintain control over national energy resources* », 1 février 2025, [New steps to reduce electricity bills and maintain control over national energy resources - regjeringen.no](#)

⁴ Electrical review, « *Norway formally rejects new interconnector with the UK* », 22 mars 2023, [Norway formally rejects new interconnector with the UK](#)

⁵ Statnett, « *Distributed balancing of the power grid* », février 2021, [Notatmal](#).

⁶ IEA, « *Norway 2022 - Energy policy review* », 29 juin 2022, [Norway 2022 – Analysis - IEA](#)

⁷ EPTA, « *Transforming the mix energy* », octobre 2025, [EPTA Report 2025.pdf](#)

⁸ *The Guardian*, « *Demonstration in Oslo seeks removal of windfarms in Indigenous region* », 11 octobre 2023, [Demonstration in Oslo seeks removal of windfarms in Indigenous region | Norway | The Guardian](#)

La cour suprême norvégienne a jugé illégale l'installation des éoliennes¹. Après plusieurs années de négociations, un accord a été conclu pour accorder aux éleveurs des espaces de pâturage alternatifs, des compensations financières et des droits de consultation sur l'avenir des turbines. Il n'est parfois pas facile de concilier transition climatique et acceptabilité populaire, ce qui génère des tensions sur la façon de réaliser la transition².

Certains Norvégiens sont d'ailleurs méfiants vis-à-vis de la transition énergétique. Une part de la population est employée au sein d'entreprises d'hydrocarbures et le pétrole a un impact important sur les finances du pays. En 2020, une aide publique a été accordée aux entreprises pétrolières, ce qui montre la volonté de garder ce secteur actif et de protéger les emplois.

d. Le cas de la France

Charbon, pétrole et gaz naturel ont longtemps dominé la production énergétique et électrique française. Leur part a progressivement diminué en raison de la montée des préoccupations environnementales et de la volonté de réduire la dépendance aux importations. Le milieu des années 1970 marque un tournant avec le lancement d'un programme extrêmement ambitieux de construction d'un parc nucléaire capable de sécuriser l'approvisionnement en électricité. Après le choc pétrolier des années 1970³, l'objectif est de réduire la dépendance aux énergies fossiles. Entre 1980 et 1989, 18 centrales sont mises en service.

Depuis les années 2000, la France développe aussi des moyens de production éoliens et solaires, afin de diversifier les sources d'énergie et de réduire l'empreinte carbone. Les premières années de la transition énergétique ont aussi révélé des tensions sociales où les oppositions locales ont souvent ralenti l'implantation des infrastructures renouvelables.

Aujourd'hui, le mix électrique français est structuré autour de deux grands piliers : l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. La production électrique est nucléarisée à hauteur de 67 %. Les énergies renouvelables - comme l'hydraulique, le nucléaire ou le solaire constituent 26 % du mix électrique.

¹ Supreme court of Norway, « Résumé du jugement de la Cour suprême (HR-2021-1975-S) », 14 octobre 2021, [Licence for wind power development on Fosen ruled invalid as the construction interferes with Sami reindeer herders' right to enjoy their own culture | Norges Domstoler](#)

² EPTA, « Transforming the mix energy », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

³ Ministère de la transition écologique, « Rapport énergies 2050 », février 2012, [Microsoft Word - Chapitre 1.doc](#)

Electricity generation sources, France, 2024

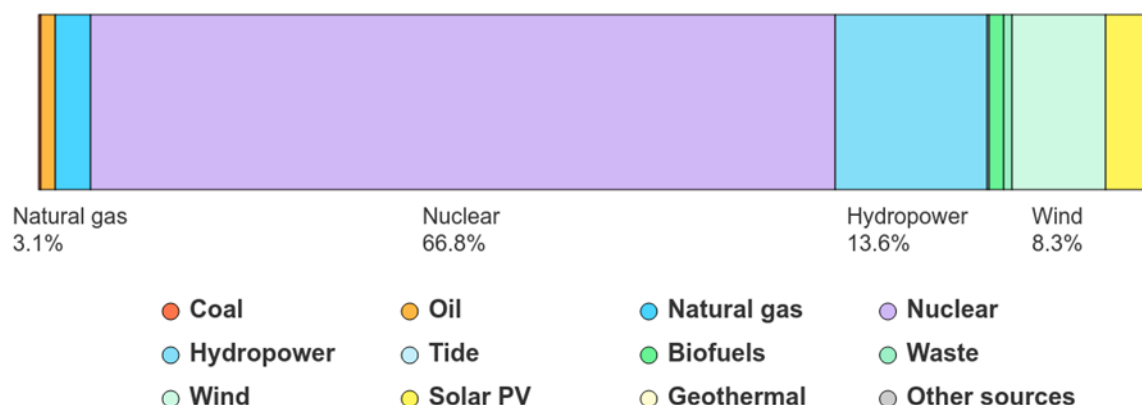


Figure X – Mix électrique français¹

Ces dernières années, la France a connu une baisse de la consommation électrique, qui n'avait pas été anticipée. L'efficacité énergétique s'est améliorée, les politiques publiques et la crise de 2022 ont pesé sur la consommation. En parallèle, le pays a mis en service de nouvelles installations de production, ce qui a créé les conditions dans lesquelles peut apparaître une surproduction. Or il faut équilibrer en tout temps l'offre et la demande pour assurer la stabilité du réseau. Les échanges transfrontaliers, qui ont connu une augmentation significative en 2024, ont permis d'exporter l'électricité excédentaire.

Néanmoins, la situation est vouée à évoluer. D'après les scénarios du gestionnaire de transport (RTE), le mix électrique devra répondre à une demande en forte croissance, résultant notamment de l'électrification des transports, du chauffage et d'une partie de l'industrie. Pour y faire face, la France planifie sa stratégie :

- la construction de six réacteurs nucléaires EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey et le lancement d'une étude pour la construction de huit réacteurs EPR2 supplémentaires à l'horizon 2050 ;
- le développement des énergies renouvelables : construction de 100 GW de capacités solaires d'ici 2050 et de 40 GW de capacités éoliennes d'ici 2035.

La stratégie française vise une complémentarité entre installations nucléaires et infrastructures renouvelables. Sur le plan technique, l'intégration croissante de l'éolien et du solaire fait peser de fortes contraintes sur le réseau, appelant d'importants investissements pour flexibiliser l'offre et compenser l'intermittence de la production renouvelable. Il est indispensable de maintenir un socle de production pilotable pour assurer une gestion fine des flux. Néanmoins,

¹ IEA, « Energy system of France », 2024, [France - Countries & Regions - IEA](#)

certains facteurs freinent le développement des sources pilotables malgré leur importance dans la transition écologique.

La construction de nouvelles centrales nucléaires peut prendre plus de 15 ans. Ceci est particulièrement contraignant dans un contexte où la transition énergétique devrait être rapide¹. Les centrales nucléaires ont une durée de vie de plusieurs décennies et la capacité installée doit être dimensionnée non seulement pour répondre aux besoins actuels, mais aussi pour répondre à l'évolution future de la consommation. Ceci suppose de faire des prévisions de croissance démographique, de développement industriel et de changements dans les habitudes de consommation (par exemple sur la demande d'électricité due à la transition vers des véhicules électriques ou des systèmes de pompes à chaleur). Les sources pilotables sont des outils industriels structurants dont les trajectoires de déploiement, très rigides, doivent être rapidement alignées sur une trajectoire de consommation incertaine et fluctuante ; ceci n'est pas sans causer quelques difficultés aux planificateurs².

Le principal frein à l'expansion de moyens pilotables de grande envergure en Europe (comme la centrale nucléaire ou la STEP) est le coût des infrastructures. Les investissements initiaux sont très élevés, en raison de la complexité des installations et des délais de mise en œuvre. Les ressources peuvent être compliquées à réunir pour les entreprises européennes et il n'est pas rare que l'État soit amené à intervenir, voire que les finances publiques soient mises à contribution d'une façon ou d'une autre³. Les coûts d'investissement élevés obscurcissent également l'horizon d'investisseurs dont bon nombre recherchent un retour sur investissement rapide.

L'acceptation sociale des centrales nucléaires est un autre frein à leur développement. Les interrogations sont multiples et vont de la gestion des déchets radioactifs aux débats autour du retraitement des combustibles usés ainsi qu'aux craintes d'un accident nucléaire⁴.

Avec un déploiement plus rapide et un coût unitaire plus faible, les énergies éoliennes et solaires photovoltaïques parviennent plus facilement à mobiliser les financements nécessaires à leur construction que les projets de grandes infrastructures pilotables.

¹ IEA, « *Projected Costs of Generating Electricity* », 2020, [Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf](#)

² IEA, « *The Path to a New Era for Nuclear Energy* », [The Path to a New Era for Nuclear Energy](#)

³ IEA, « *Projected Costs of Generating Electricity* », 2020, [Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf](#)

⁴ EPTA, « *Transforming the mix energy* », octobre 2025, [EPTA_Report_2025.pdf](#)

3. Les retours d'expérience utiles à la trajectoire française

a. Évaluer les différentes stratégies énergétiques mises en œuvre en Europe : quelques indicateurs

L'étude de six pays européens permet d'avoir une vision – certes non exhaustive – des différentes stratégies énergétiques adoptées. Les priorités nationales varient : certains placent l'accent sur la sécurité d'approvisionnement tandis que d'autres s'engagent fortement dans la transition écologique.

Cette diversité illustre la complexité de la planification énergétique à l'échelle européenne. L'Allemagne, l'Espagne et Danemark sont des pays avec une forte pénétration d'énergies renouvelables, éolienne ou solaire. La Suède, la Norvège et la France représentent des pays avec un socle important d'énergie pilotable bas carbone, nucléaire ou hydraulique.

Plusieurs critères permettent de mettre en perspective les mix énergétiques des pays étudiés et d'apprécier l'efficacité de leurs stratégies, en termes de performance, de fiabilité et de durabilité.

i. L'impact environnemental

L'analyse des émissions de CO₂ est un indicateur clé permettant d'évaluer l'impact climatique des stratégies énergétiques¹. Ce critère permet d'évaluer le degré de décarbonation atteint par un pays.

EVOLUTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PAR HABITANT (ENTRE 2000 ET 2023)

Allemagne	-32 %
Espagne	-34 %
Danemark	-52 %
Suède	-47 %
Norvège	-8 %
France	-31 %

¹ IAE, « Données sur la période 2000-2022 extraites des fiches pays », [IEA – International Energy Agency](#)

Le Danemark a réussi à réduire significativement l’empreinte carbone grâce à un mix fortement renouvelable et à des politiques efficaces de transition énergétique.

ii. La sécurité d’approvisionnement

Le bilan électrique national¹ permet de comparer la part nette d’exportations ou d’importations par rapport à la production totale. Un pourcentage positif indique que le pays est un exportateur net. Un pourcentage négatif indique que le pays est un importateur net.

BILAN ÉLECTRIQUE AJUSTÉ POUR 2024

	(+ exportations, – importations)
Allemagne	-5,8 %
Espagne	+3,6 %
Danemark	-12 %
Suède	+19,4 %
Norvège	+11,7 %
France	+15,8 %

L’Espagne, la Suède, la Norvège et la France sont des exportateurs d’électricité. L’Allemagne et le Danemark sont importateurs nets.

Le « *Loss of Load Expectation* » (LOLE) correspond au nombre d’heures par an où la demande en électricité n’est pas couverte. Cet indicateur est utilisé pour mesurer la sécurité d’approvisionnement électrique. Il représente le temps pendant

¹ IAE, « Données extraites des fiches pays », [IEA – International Energy Agency](#)

lequel la capacité de production disponible est insuffisante pour satisfaire la demande d’électricité¹.

ESTIMATION DU LOLE EN 2025 PAR L’ENTSOE

(en heures par an)

Allemagne	7,7
Espagne	7,7
Danemark	6,3
Suède	2,3
Norvège	< 0.1
France	4,8

L’Allemagne et l’Espagne présentent le niveau de risque le plus élevé pour lequel la demande en électricité ne peut pas être totalement satisfaite. Cela suggère que leurs réseaux électriques pourraient faire face à des périodes de tension dans l’équilibre production et consommation. Au contraire, la Norvège bénéficie d’une sécurité d’approvisionnement élevée, principalement grâce à une hydroélectricité abondante et flexible.

iii. La compétitivité du prix de l’énergie

Le prix du mégawattheure au niveau national dépend des stratégies énergétiques des pays. Il est en partie reflété par le coût de l’électricité supporté par le consommateur. En Europe, le prix de l’énergie est un critère d’acceptabilité de la transition écologique car il a un impact direct sur le pouvoir d’achat des consommateurs².

¹ ENTSOE, « European Resource Adequacy Assessment », 2023, [ERAA 2023](#)
² Commission européenne, « Electricity price statistics », 29 octobre 2025, [Electricity price statistics - Statistics Explained - Eurostat](#)

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LE CONSOMMATEUR AU 1^{er} SEMESTRE 2025

(en euros par MWh)

Allemagne	343,4
Espagne	290,7
Danemark	266,5
Suède	218,9
Norvège	160,2
France	244,6

Les trois pays analysés comme ayant une forte pénétration des énergies renouvelables – Allemagne, Espagne, Danemark – affichent les prix les plus élevés.

b. Intégrer les énergies renouvelables intermittentes dans le mix

Le mix énergétique européen offre un aperçu « moyen » des choix effectués par les États membres de l'Union européenne. Il est essentiel pour la France d'analyser les choix d'autres pays pour préparer l'avenir énergétique national. Les trajectoires européennes permettent d'identifier les limites et les solutions apportées par les États européens dans l'élaboration de leur mix énergétique.

Total energy supply by source, Europe, 2023

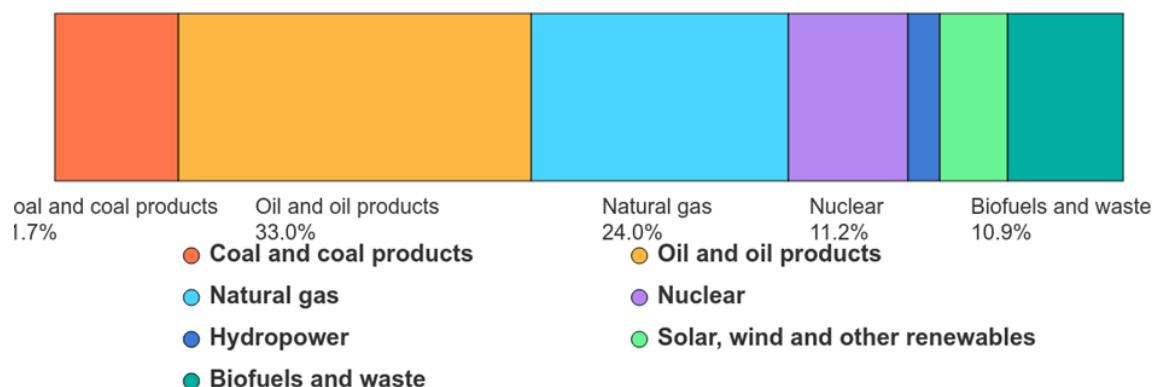


Figure X – Mix énergétique européen¹.

Le mix actuel français montre une pénétration beaucoup plus forte de la part d'énergie nucléaire que la moyenne européenne. Au contraire, la présence d'énergies fossiles comme le pétrole ou le charbon est plus forte dans le mix énergétique européen. Les énergies renouvelables intermittentes, comme l'éolien ou le solaire, sont moins représentées dans le mix français. Au premier semestre 2025, 35,8 % de l'électricité produite en Europe provenait d'énergies renouvelables intermittentes. En France, ce taux est de seulement 11 %.

Certains pays comme le Danemark, l'Allemagne ou l'Espagne ont une forte pénétration d'énergies renouvelables dans leur mix : plus de 68 % pour le Danemark et plus de 40 % pour l'Espagne et l'Allemagne². Ces pays montrent que l'intégration d'énergies renouvelables est possible mais qu'une intégration massive n'est pas sans contraintes.

L'étude des pays européens à forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes montre que la transition énergétique peut reposer sur des choix stratégiques diversifiés. Pour autant, l'intégration massive des renouvelables nécessite non seulement le développement de nouvelles capacités de production, mais aussi l'adaptation des réseaux et la mise en place de mécanismes de flexibilité pour garantir la stabilité et la sécurité énergétique.

Pallier le caractère intermittent de certaines énergies demande des investissements de flexibilité très substantiels et le coût final de l'énergie délivrée au client – production, réseau, flexibilité – peut en être impacté. Ainsi, même si une prise de conscience environnementale – appuyée dans le cas de l'Espagne par des conditions naturelles favorables – soutient le déploiement des énergies renouvelables, les institutions peinent parfois à mobiliser les ressources nécessaires.

¹ IEA, « Energy system of France », 2024, [France - Countries & Regions - IEA](#)

² IAE, Website, 18 novembre 2025, [IEA Website Temporarily Down](#)

Une prépondérance des sources de production intermittentes expose également à divers risques technologiques. En particulier, des moyens de gestion ou de stockage sont nécessaires pour assurer la stabilité électrique des systèmes. Ces technologies appellent encore un développement substantiel et nécessitent des investissements et des innovations pour devenir pleinement efficaces à grande échelle. Les événements vécus sur la péninsule ibérique mettent en évidence une instabilité liée à la forte pénétration d'énergies renouvelables. Dans le contexte actuel d'expansion massive des moyens de production renouvelable, il apparaît que l'inertie du réseau constitue un paramètre essentiel de la sécurité globale d'approvisionnement final.

Le 28 avril 2025, un effondrement du réseau électrique a touché l'Espagne et le Portugal. Dans la matinée, la fréquence du réseau espagnol a chuté brusquement et privé 60 millions de personnes d'électricité. Les causes précises de ce black-out sont encore inexplorées mais résultent certainement de pannes en cascades. Au total, une perte de puissance de 15 GW de la capacité de production espagnole (soit environ 60 %) a été constatée. Le « rapport factuel » de l'ENSTOE indique que « *la série en cascade de déconnexions de production et l'augmentation de tension sont le déclencheur le plus probable de la panne* ». Deux périodes d'oscillations ont été observées avant le black-out et ont pu déstabiliser le système. Le rapport final des causes de cet incident n'a pas encore été publié¹. Du côté de la France, les plans d'urgence ont permis de limiter la propagation du phénomène aux seules zones frontalières.

Cet épisode rappelle l'importance d'une collaboration étroite entre les États et leurs opérateurs de réseau en cas d'incidents afin de préserver l'approvisionnement. D'ailleurs, les États fortement dépendants des énergies renouvelables, comme le Danemark, mettent fréquemment à profit les interconnexions avec leurs voisins pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Ces interconnexions permettent d'importer de l'électricité lorsque le vent ou le soleil sont insuffisants et d'exporter l'excédent en cas de surproduction. Un pilotage fin des échanges transfrontaliers permet de pallier l'intermittence de certaines énergies renouvelables.

L'interconnexion est à la fois une force et un facteur de risque. D'une part, un incident important survenant à l'extérieur des frontières risque de se propager sur le réseau national ; des plans de sauvegarde spécifiques doivent être prévus à cet égard et ceci rend les États responsables de leurs réseaux vis-à-vis de leurs voisins. D'autre part, l'interconnexion permet d'accéder à des capacités de production non nationales, susceptibles de pallier des défaillances locales et elle est donc un facteur de stabilisation globale pour le réseau européen dans son ensemble. De nombreux pays aspirent d'ailleurs à renforcer les interconnexions à l'échelle européenne dans

¹ ENSTOE, « Factual Report », 3 octobre 2025, [Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 » ICS Investigation Expert Panel » Factual Report » 3 October 2025](#)

les années à venir¹. La partie B ci-après consacre des développements plus approfondis à ce sujet.

L'expérience des pays à forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes montre également que leur développement rapide nécessite une planification rigoureuse, qui doit impliquer fortement le gestionnaire du réseau électrique (RTE pour la France). La transition énergétique ne peut pas se résumer à installer massivement de grandes infrastructures renouvelables. Il paraît indispensable de considérer le parc énergétique existant pour mettre en œuvre efficacement de nouveaux moyens de production renouvelables. Si l'intégration des infrastructures n'est pas bien planifiée, le réseau peut connaître des congestions, des délestages et occasionner des pertes de production ou une forte volatilité des prix².

L'équilibrage du réseau est indispensable pour éviter des phénomènes de congestion ou de délestage et limiter la volatilité des prix. Des prévisions basées sur le potentiel énergétique réel et la capacité du réseau permettent d'optimiser l'efficacité des énergies renouvelables. L'étude d'avant-projet doit repérer les zones ensoleillées ou ventées tout en considérant la proximité des infrastructures de transport d'électricité, la stabilité du réseau et la complémentarité avec d'autres sources d'énergie. Cette approche permet de tirer pleinement parti des ressources de chaque zone géographique. Aucun mix n'est donc transposable ou duplicable d'un territoire à un autre, chacun reflétant un équilibre entre ressources et contraintes.

Le succès des énergies renouvelables dépend aussi grandement de l'acceptabilité de la population. La grande majorité des projets rencontrent des résistances locales liées à l'impact visuel, environnemental ou à l'activité économique de la région. Il paraît indispensable de structurer la démarche en collaboration avec la population. Une participation citoyenne est indispensable pour que les projets puissent avancer et être durablement acceptés³.

c. Maintenir un socle de production pilotable et bas-carbone

Les sources pilotables jouent un rôle indispensable dans l'équilibre énergétique. Elles sont en quelque sorte l'« assureur » du réseau électrique. Un mix pilotable permet de sécuriser l'approvisionnement des clients finaux en minimisant le besoin de recourir aux importations. Au-delà de la flexibilité d'approvisionnement, un mix pilotable offre au réseau une forte inertie électromécanique : les rotors des alternateurs dans les centrales nucléaires et

¹ Commission européenne, «REPowerEU Plan », 18 mai 2022, [EUR-Lex - 52022DC0230 - EN - EUR-Lex](#)

² European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, « Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe », janvier 2023, [ACER electricity network tariff report.pdf](#)

³ ENTSOE, « Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040 », mai 2023, [ENTSO-E TYNDP 2022 System Needs Study – Final Version May 2023](#)

hydrauliques stabilisent la fréquence et réduisent les risques de fluctuations et de coupures¹.

L'inertie mécanique et la réactivité inhérente à cet outil industriel permettent à l'offre de s'ajuster à la demande, ce qui procure une base fiable et sécurisée au système énergétique et, au-delà, au système productif tout entier. De plus, ces installations présentent l'intérêt d'offrir un coût de production relativement stable et compétitif sur le long terme.

Si l'intérêt de maintenir un socle de production pilotable et bas-carbone ne fait donc pas de doute, la politique le permettant doit actionner plusieurs leviers. Il faut tout d'abord veiller à entretenir et moderniser le parc actuel, qu'il soit hydraulique ou nucléaire, en veillant à préserver voire améliorer le niveau de sûreté des installations. À cet égard, la modulation de la production nucléaire visant à compenser la variabilité croissante de l'offre due à l'essor des énergies renouvelables intermittentes suscite des interrogations sur ses conséquences en matière de vieillissement des installations qu'il conviendra de lever rapidement. Sur un autre registre, la prolongation de la durée de vie du parc est un paramètre d'autant plus important que l'investissement initial est désormais amorti, ce qui favorise la rentabilité de l'outil industriel.

En matière d'installations nouvelles, les sites hydrauliques les plus propices sont équipés depuis longtemps, ce qui réduit l'étendue des perspectives dans la filière. En matière nucléaire, elles sont beaucoup plus ouvertes, puisque le programme de réacteurs EPR 2 permettra de remplacer progressivement les centrales du parc actuel qui seront mises à l'arrêt tout en contribuant à l'accroissement de l'offre dans les scénarios de croissance de la demande d'électricité. Parallèlement, les projets de SMR ouvrent des options nouvelles, même si le « darwinisme industriel » devrait réduire peu à peu l'éventail des solutions déployées.

En définitive, l'optimisation d'un socle de production pilotable et bas-carbone est à la fois moteur et soutien des politiques publiques d'électrification des usages et de la réindustrialisation. Le déploiement de moyens de production pilotables permet d'accompagner la transition écologique².

L'Office attire l'attention sur la nécessité d'instaurer une gouvernance forte pour réussir la transition énergétique, notamment pour piloter l'offre et la demande de manière cohérente. Des règles claires doivent permettre aux acteurs du secteur, régulateurs, gestionnaires et producteurs, de répondre aux enjeux énergétiques actuels et futurs en planifiant efficacement l'approvisionnement pour répondre aux enjeux de souveraineté, de sécurité et de lutte contre le changement climatique. Les

¹ IEA, « Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050 », 26 janvier 2021, [Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050](#)

² IEA, « Electricity Grids and Secure Energy Transitions », 17 octobre 2023, [Electricity Grids and Secure Energy Transitions](#)

mécanismes incitatifs de tarification dynamique, les dispositifs techniques de flexibilité, l'intégration de l'impératif de flexibilité dans les appels d'offres et dans les programmations énergétiques, etc. sont autant de leviers qui faciliteront la transition vers un mix électrique robuste et respectant les engagements internationaux de la France.

B. LES INTERCONNEXIONS EUROPÉENNES : CONTRAINTES ET LEVIERS D'INTÉGRATION DU MIX NATIONAL

1. L'interconnexion croissante des réseaux électriques

Les interconnexions transfrontalières européennes jouent un rôle central dans le fonctionnement des réseaux électriques. Les interconnexions permettent à chaque pays d'exporter et d'importer de l'électricité avec ses voisins. Elles donnent la possibilité de mutualiser l'électricité afin de stabiliser l'équilibre entre la production et la consommation. De ce fait, chaque pays se doit de réguler au mieux son propre réseau pour ne pas propager les éventuelles défaillances à l'ensemble des pays transfrontaliers. Une synchronisation rigoureuse est nécessaire entre tous les États connectés pour uniformiser la fréquence. Cette harmonisation est indispensable pour assurer la stabilité du réseau. La gestion des flux nécessite une coordination précise et des outils de pilotage fins, afin d'éviter des phénomènes de congestion. Ce phénomène se crée lorsque les capacités des lignes sont insuffisantes pour transporter l'ensemble des flux demandés. Des goulots d'étranglement réduisent alors les interactions entre réseaux nationaux européens. Fin 2023, le réseau électrique européen s'étendait sur 547 901 km et comptait 341 lignes interfrontalières. De nombreux projets d'interconnexions vont augmenter ces nombres dans les prochaines années¹.

¹ IRIS, « Le réseau de transport électrique européen et ses enjeux de sécurité », Octobre 2024, [Rapport - L'architecture électrique européenne et ses enjeux de sécurité](#)

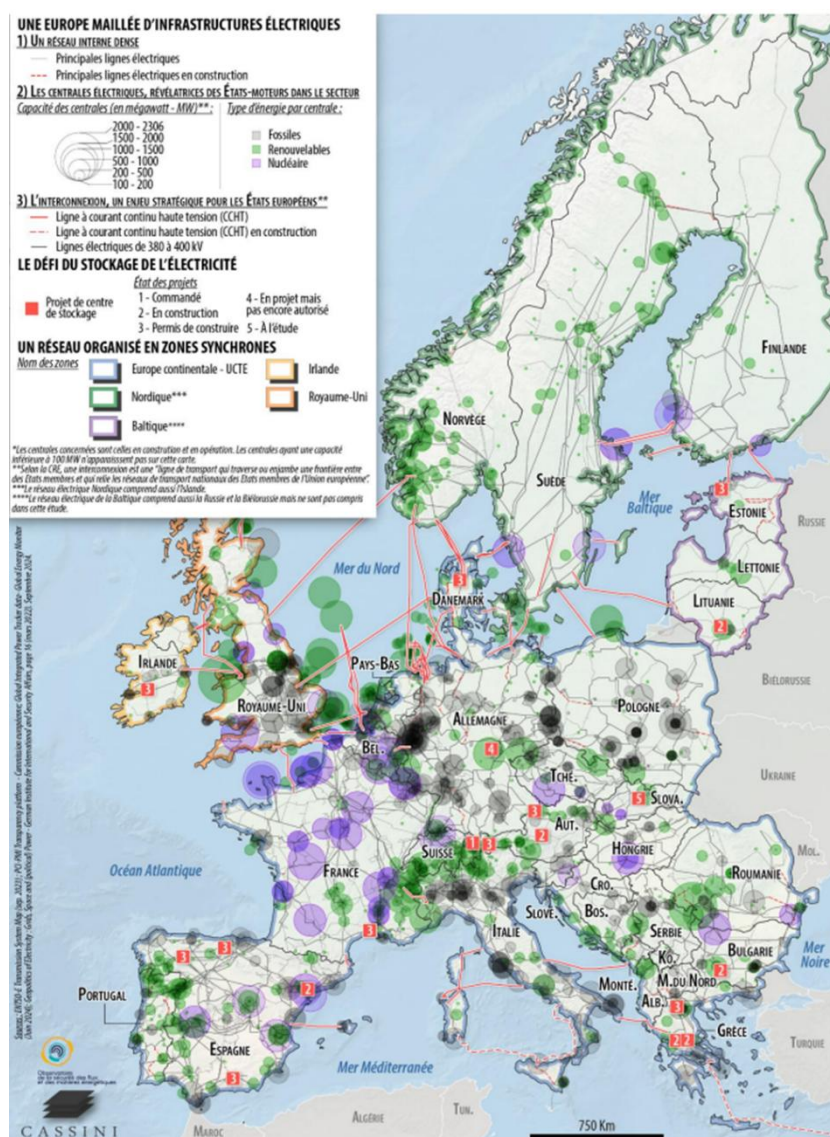


Figure X – Interconnexions des réseaux électriques européens.

Les interconnexions européennes connaissent des limites techniques, réglementaires et économiques. Les connexions électriques sont limitées par la capacité maximale des lignes. Des dommages matériels peuvent intervenir si les flux sur les lignes sont trop importants. De plus, le développement rapide des énergies renouvelables intermittentes entraîne des flux d'électricité difficilement prévisibles. La variabilité de la production et les oscillations de la consommation rendent la gestion du réseau complexe. Pour faire face à ces nouvelles contraintes, les gestionnaires de réseau européens doivent adapter leurs méthodes de régulation. Bien que l'Union européenne se soit fixée un objectif d'interconnexion portant sur au moins 15 % de la capacité de production d'ici 2030, certains États – comme la France – sont encore en deçà, en partie à cause de limites techniques¹.

¹ Cour des comptes européenne, « L'action de l'UE », 2017, [Cour des comptes européenne – L'action de l'UE dans le domaine de l'énergie et du changement climatique](#)

En France, RTE recourt à des outils de contrôle avancés et prévoit des marges de sécurité pour gérer les fluctuations de production.

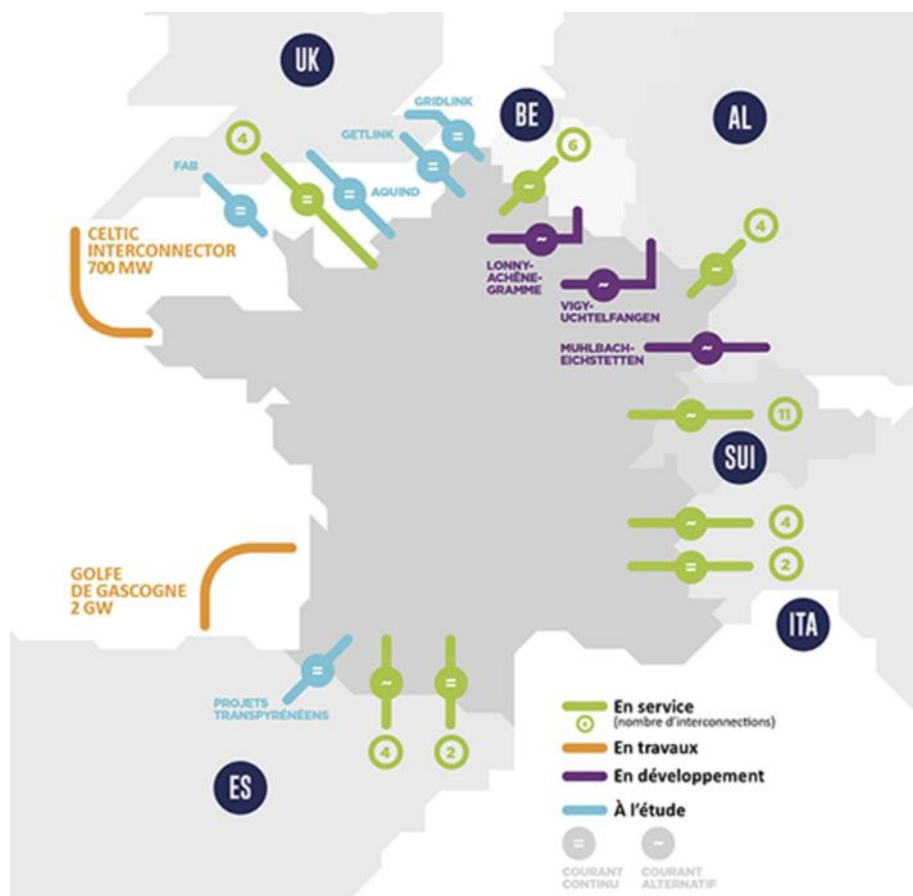


Figure X – Interconnexions françaises à la date du 12 avril 2024¹.

D'un point de vue économique, les interconnexions représentent des investissements lourds. Les lignes haute tension (HVDC) génèrent d'importants coûts de construction et d'entretien. Les entreprises font face à des délais de retour sur investissements parfois longs et, plus globalement, les coûts peuvent limiter la vitesse de déploiement de nouvelles interconnexions et nécessitent souvent un soutien public².

L'exploitation des interconnexions est également freinée par des contraintes réglementaires. Chaque pays de l'Union européenne définit ses propres règles en matière de priorisation des flux et de tarification. Ces divergences réglementaires rendent parfois difficile la coordination transfrontalière. Les différences de tarification entre interconnexions peuvent limiter les échanges : certains réseaux ne pratiquent pas les mêmes tarifs, ce qui restreint la capacité d'arbitrage entre

¹ RTE, « Carte des interconnexions », 12 avril 2024, [Europe de l'électricité : les interconnexions au service de la solidarité / RTE](#)

² OECD, « European Union and Euro Area 2025 », 3 juillet 2025, [OECD Economic Surveys: European Union and Euro Area 2025 \(EN\)](#)

marchés. En fait, malgré l'existence de cadres européens, il existe 27 réglementations nationales différentes¹.

Afin d'optimiser le déploiement d'interconnexions, l'harmonisation des règles de marché et le renforcement des centres de coordination régionaux (RCCs) sont essentiels. Les RCCs analysent les prévisions de production et de consommation et détectent les congestions potentielles. Des mesures de « *redispatching* » sont ensuite proposées afin d'éviter les surcharges sur certaines lignes. La coordination des procédures entre les gestionnaires de réseau nationaux et les RCCs assure la stabilité des liaisons transfrontalières. L'approfondissement de cette gestion technique collaborative est indispensable si l'on souhaite que se développent les liaisons transfrontalières².

Ce processus bénéficiera également du développement de lignes à courant continu haute tension (HVDC). Ces lignes présentent de nombreux avantages. Les pertes d'énergie sont plus faibles sur de longues distances et le contrôle des flux est moins complexe, car il n'y a pas de phénomène de « *loop flows* ». De plus, les HVDC simplifient le raccordement de moyens de production renouvelable éloignés - comme les parcs éoliens offshore - en garantissant un transfert efficace vers les centres de consommation.

Il convient de noter que les interconnexions transfrontalières ne suppriment pas la nécessité de mettre en place des solutions de flexibilité (stockage, pilotage de la demande et gestion des réseaux), car l'essor des sources d'énergie intermittentes est un processus largement répandu en Europe³.

2. L'évolution des réseaux gaziers européens

Le gaz naturel joue un rôle important dans le système énergétique européen⁴. Il sert à produire de la chaleur, de l'électricité et à alimenter certaines industries. Depuis deux siècles, les besoins changeants et les avancées technologiques ont fait évoluer les réseaux.

Le gaz naturel a commencé à être utilisé en Europe au XIX^{ème} siècle. Après la Seconde guerre mondiale, son usage s'est tourné vers la production de chaleur et d'électricité. Dans les années 1970, de longs gazoducs sont construits en Europe pour connecter les pays producteurs aux pays consommateurs. Possédant de nombreux gisements, l'URSS devient rapidement un fournisseur important sur le marché européen. Néanmoins, les crises pétrolières des années 1970 montrent la nécessité de diversifier les fournisseurs. Les interconnexions entre réseaux

¹ Cour des comptes européennes, *L'intégration du marché intérieur de l'électricité*, 2017, [Rapport spécial – Audit sur l'intégration du marché intérieur de l'électricité de l'UE](#)

² European commission, « *State of the art of Regional Coordination Centres (RCCs) and their impact on security of electricity supply in Europe* », 2024, [JRC137433_01.pdf](#)

³ European commission, « *Energy storage* », mars 2025, [Energy storage](#)

⁴ IEA, « *Gas Market Report* », 2025, [Gas Market Report, Q1-2025](#)

nationaux permettent, comme pour l'électricité, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et d'être flexible sur la demande. Les infrastructures gazières sont à la fois des outils politiques et économiques. Le gaz devient un enjeu de souveraineté nationale.

En 2023, le gaz représentait 24 % de l'approvisionnement énergétique total de l'Europe. Les réseaux gaziers européens reposent sur 230 000 km de gazoducs interconnectés. Les hubs gaziers comme le « *Title Transfer Facility (TTF)* » aux Pays-Bas ou « *Zeebrugge* » en Belgique jouent un rôle clé¹. En 2019, les volumes échangés sur le *TTF* représentaient 79 % du volume total échangé sur les hubs européens. En 2024, près de 7 milliards de m³ de GNL² russe sont passés par *Zeebrugge*. En plus de fixer les prix, les hubs assurent la fluidité et la sécurité du marché européen. Ils permettent aussi de diversifier les approvisionnements. La flexibilité d'importation – gaz russe, norvégien, algérien – réduit le risque de rupture d'approvisionnement et crée un marché concurrentiel. Le contexte géopolitique actuel pousse d'ailleurs les États à adapter leurs usages et diversifier leurs approvisionnements.



Figure X – Réseau gazier européen en 2017
(bleu : gazoducs existants, rose : gazoducs en projet ou en construction)³.

¹ Oxera, « *The European gas market* », 13 décembre 2022, [Oxera-Gas-Trading-Report-v2.pdf](#)

² Gaz Naturel Liquéfié

³ Usine nouvelle, « *Tergiversations sur le gaz en Europe* », 1 mai 2020, [Tergiversations sur le gaz en Europe, huit pays relancent le débat](#)

Avant l'invasion de l'Ukraine, environ 45 % des importations de gaz de l'Union européenne provenaient de Russie. Depuis, la diversification des routes gazières est devenue une question de souveraineté nationale¹. Les pays européens ont dû repenser leur dépendance au gaz russe. La guerre a conduit les États à renforcer les interconnexions existantes et à accélérer la construction de nouvelles infrastructures. Les importations de gaz russe dans l'Union européenne ont drastiquement diminué, passant de 150 bcm² en 2021 à 52 bcm en 2024. L'intégration de nouvelles connexions permet d'augmenter la sécurité d'approvisionnement et de réduire les coûts³. La guerre a obligé l'Europe à réagir vite. Le remplissage accéléré des stockages, des achats groupés et le changement de route du gaz norvégien et des cargaisons de GNL⁴ ont permis de sécuriser l'approvisionnement. Ces stratégies ont montré que la résilience dépend autant des infrastructures que d'une bonne coordination.

À terme, le gaz fossile devrait être remplacé par des solutions moins émettrice de CO₂. L'injection dans les réseaux de biométhane et d'hydrogène vert devrait faire du gaz une source d'énergie compatible avec la neutralité carbone⁵. Cependant, la transition énergétique impose de moderniser les infrastructures et de modifier les usages. Les réseaux gaziers doivent donc évoluer pour accueillir de nouveaux gaz « durables »⁶. Le biométhane peut directement être injecté dans les réseaux car il est compatible avec les infrastructures actuelles. Au contraire, l'hydrogène nécessite de nombreuses adaptations techniques, ce qui peut freiner son expansion. Afin de préserver la qualité du gaz transporté, la conception des gazoducs doit être repensée et les pressions d'exploitation ajustées⁷. Les opérateurs doivent moderniser les stations de compression et les pipelines. Le coût de ces opérations est élevé mais essentiel pour réduire l'usage des énergies fossiles.

Les infrastructures doivent être plus flexibles et mieux pilotées pour répondre aux nouveaux besoins⁸. Les réseaux deviennent par exemple plus « intelligents » grâce à un recours accru à l'IA. Des capteurs permettent de mesurer en direct les paramètres de fonctionnement : débits, pression et qualité du gaz. Ces données permettent aux gestionnaires de mieux anticiper les variations de la consommation et d'optimiser le pilotage des flux en conséquence⁹. Les « *smart*

¹ Parlement européen, « EU gas storage and LNG capacity as responses to the war in Ukraine », avril 2022, [EU gas storage and LNG capacity as responses to the crisis in Ukraine](#)

² Unité standard pour mesurer le volume de gaz naturel, « billion cubic meters » soit milliard de mètres cubes

³ Commission européenne, « Security of gas supply », 2025, [Security of gas supply](#)

⁴ Gaz Naturel Liquéfié

⁵ German Morales, Ricardo Hernandez-Serna, Diego A. Tejada-Arango, Marcel Weeda, « Impact of large-scale hydrogen electrification and retrofitting of natural gas infrastructure on the European power system », 27 octobre 2023, [Impact of large-scale hydrogen electrification and retrofitting of natural gas infrastructure on the European power system](#)

⁶ Parlement européen, « Reform of EU gas market: new measures to decarbonise and secure supply », septembre 2023, [Reform of EU gas market: new measures to decarbonise and secure supply / News / European Parliament](#)

⁷ ERT, « Strengthening Europe's Energy Infrastructure », 9 avril 2024, [ERT-Strengthening-Europes-energy-infrastructure_March-2024.pdf](#)

⁸ Fabian Neumann, Elisabeth Zeyena, Marta Victoriab, c, Tom Brown, « le Potential Role of a Hydrogen Network in Europe », 13 mars 2023, [The Potential Role of a Hydrogen Network in Europe](#)

⁹ Yélé, « Chaîne gazière 4.0 : la digitalisation, levier clé de performance et de transition », 24 juin 2025, [Chaîne Gazière 4.0 : 15 raisons de repenser demain](#)

grids »¹ gaziers deviennent ainsi un levier essentiel pour maîtriser les coûts et renforcer la fiabilité. t.

Les projets de gazoducs transfrontaliers ouvrent de nouvelles perspectives pour l’approvisionnement en gaz en Europe. Les projets « *Trans Adriatic Pipeline* » et « *EastMed* » visent à offrir des sources alternatives au gaz russe en Europe. Ces pipelines influencent plus généralement les relations économiques entre pays.

L’intégration des réseaux nécessite également une gouvernance européenne. La libéralisation du marché du gaz en Europe a conduit à mettre fin aux monopoles nationaux et a ouvert le marché à la concurrence internationale. Les opérateurs peuvent commercialiser du gaz dans plusieurs pays sans être freinés par les réglementations nationales. Cette harmonisation technique et réglementaire permet aux réseaux d’être interconnectés non seulement matériellement mais aussi économiquement, pour assurer une circulation fluide et fiable du gaz transporté.

¹ Italgas, « *Smart Gas Grids* », 9 janvier 2025, "[Smart Gas Grids / Italgas](#)"

RECOMMANDATIONS

1. Donner la priorité à l'électrification de la demande

L'électrification des usages est aujourd'hui indispensable pour lutter contre le réchauffement climatique et diminuer la dépendance aux hydrocarbures importés, mais aussi pour assurer la cohérence de la trajectoire énergétique nationale. Alors que la consommation finale d'électricité stagne, l'offre devient excédentaire du fait des investissements déjà engagés dans les moyens de production bas-carbone. Sans un développement suffisamment rapide de l'électrification des usages, il existe un risque réel que des actifs de production soient sous-utilisés, voire échoués. L'Office appelle donc le Gouvernement à orienter prioritairement la politique énergétique vers l'électrification de la demande.

2. Accélérer le déploiement de nouvelles capacités de stockage électrique, avec une priorité aux STEP

À la suite de l'accord avec la Commission européenne sur le régime des concessions hydroélectriques, les projets de STEP, essentiels pour renforcer la flexibilité du système électrique devront être mis en œuvre. En parallèle, le déploiement des systèmes de stockage par batteries pour les besoins de court terme devra être facilité, notamment pour réduire la modulation du parc nucléaire. L'Office estime que le Gouvernement et la CRE doivent étudier les mécanismes de marché permettant la montée en puissance des capacités de stockage nécessaires à l'équilibre du système électrique.

3. Étudier la possibilité de faire contribuer les producteurs d'électricité non pilotables à l'équilibrage du réseau

La montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes nécessite de répartir équitablement les contraintes visant à préserver la stabilité du système électrique. La participation des producteurs aux mécanismes d'équilibrage, via la flexibilité, le stockage ou l'effacement, permettrait d'améliorer la stabilité du réseau, de réduire la pression sur les moyens pilotables et de moderniser le cadre de marché. L'Office estime que RTE, sur un plan technique, la CRE et le Gouvernement, dans le cadre plus global de la politique énergétique, devraient étudier la possibilité de faire contribuer les producteurs d'électricité non pilotables à l'équilibrage du réseau.

4. Tirer tous les enseignements du black-out ibérique

La compréhension précise des causes du black-out ibérique constitue une exigence de sûreté pour l'ensemble du réseau européen interconnecté. Les résultats de l'analyse actuellement menée par ENTSO-e et attendus pour le premier trimestre 2026 devront permettre à RTE, gestionnaire du réseau métropolitain de transport, d'identifier les vulnérabilités, de renforcer les protocoles d'exploitation, et d'améliorer la résilience du système électrique français. L'Office invite donc RTE et le Gouvernement à tirer tous les enseignements du black-out ibérique et à en tenir compte dans la définition de la stratégie du gestionnaire de réseau et dans celle de la politique énergétique nationale.

5. Soutenir l'innovation pour la décarbonation de l'industrie et garantir un accès à une électricité compétitive, notamment via des contrats de long terme

L'industrie française, fortement exposée à la concurrence internationale, doit pouvoir engager sa transition énergétique sans perte de compétitivité. Cela passe à la fois par un soutien public aux technologies bas-carbone et par la sécurisation d'un approvisionnement électrique stable et à un prix compétitif. L'Office invite donc le Gouvernement et EDF à élaborer un cadre contractuel général, au moins pour les filières électro-intensives, permettant de renforcer l'attractivité du territoire et de favoriser l'investissement industriel dans des procédés décarbonés.

6. Intégrer le potentiel des SMR et des AMR pour la production de chaleur dans la programmation énergétique et continuer à accompagner les plus prometteurs

Les petits réacteurs modulaires et les réacteurs avancés présentent un potentiel significatif pour la fourniture de chaleur, notamment dans les filières difficiles à décarboner. Leur contribution à la satisfaction des besoins en chaleur est cependant mal évaluée. Même si les incertitudes sur l'aboutissement des projets et leurs perspectives de déploiement restent importantes, l'Office recommande au Gouvernement de prendre en compte dans la programmation énergétique le potentiel des SMR et des AMR pour la production de chaleur et, en parallèle, d'identifier et d'accompagner les projets les plus prometteurs, notamment en facilitant leur financement et en donnant une mission claire d'appui au CEA.

7. Garantir une autonomie stratégique dans la production et l'accès aux équipements critiques du système énergétique

La transition énergétique accroît la dépendance à des équipements technologiques sensibles, par exemple aux onduleurs d'origine chinoise. Renforcer l'autonomie industrielle, nationale ou européenne, sur ces maillons critiques, y compris pour l'accès aux matières premières, est indispensable pour protéger le

système énergétique des tensions géopolitiques, des ruptures de chaînes d'approvisionnement et des hausses de coûts. L'Office estime que le Gouvernement doit promouvoir, en lien avec les acteurs industriels la maîtrise, au niveau national comme européen, des approvisionnements critiques pour le système énergétique.

8. Inscrire l'exploitation du parc nucléaire dans une perspective de long terme structurée par périodes de vingt années pour la définition de la politique énergétique

La politique énergétique nationale et la filière nucléaire ont besoin d'inscrire l'évolution du parc actuel dans une perspective plus lointaine que celle du prochain réexamen décennal de sûreté. Ceci permettra en effet d'optimiser les investissements à répartir entre la prolongation du parc actuel et la mise en place d'autres moyens de production décarbonés et d'assurer une stabilité de production compatible avec les objectifs climatiques et industriels de la France. L'Office estime donc qu'EDF et le Gouvernement doivent présenter une stratégie d'exploitation et de prolongation du parc fondée sur une durée de vie des centrales structurée par tranches de vingt années, sans préjudice des compétences dévolues par la loi à l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

9. Prévoir un débat annuel au Parlement sur la politique énergétique

La rapidité des évolutions géopolitiques et technologiques impose une réévaluation plus régulière des trajectoires énergétiques et de décarbonation. Un rendez-vous parlementaire annuel est la seule façon de garantir un réel contrôle démocratique de ce sujet stratégique et une meilleure cohérence entre le contexte général de la politique énergétique, les objectifs nationaux fixés par la programmation pluriannuelle énergétique et les instruments budgétaires, financiers et réglementaires mis en œuvre pour les atteindre.

EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE DU 27 NOVEMBRE 2025

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES

Mercredi 4 juin 2025

18 heures 30

- M. François-Marie Bréon, physicien climatologue au CEA, professeur au Collège de France

Lundi 16 juin 2025

15 heures

- M. Olivier Appert, ancien président de l'IFP-EN, conseiller énergie et climat à l'IFRI

16 heures

- M. Yves Bréchet, ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique, membre de l'Académie des sciences

Mercredi 18 juin 2025

18 heures

- M. Christophe Bouneau, professeur d'histoire économique, président du Comité d'histoire de l'électricité et de l'énergie de la Fondation EDF

19 heures

- M. Jacques Percebois, professeur d'économie de l'énergie, directeur et fondateur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)

Mercredi 25 juin 2025

19 heures 30 : Académie des Sciences

- M. Marc Fontecave, professeur au Collège de France, président du Comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences
- M. Sébastien Candell, professeur émérite, président du conseil scientifique d'EDF, ancien président de l'Académie des Sciences

Lundi 30 juin 2025

9 heures : Calogena

- M. Julien Dereux, directeur général de Calogena

10 heures : France Renouvelables et Syndicat des énergies renouvelables (SER)

- M. Dominique Darne, administrateur et président du cabinet d'étude Inthy, France Renouvelables
- Mme Rachel Ruamps, permanente chargée de la politique industrielle, France Renouvelables
- M. Louis Honoré, permanent chargé des réseaux et raccordements, France Renouvelables
- M. Jules Nyssen, président de SER
- M. Alexandre de Montesquiou, directeur associé du cabinet Ai2P

11 heures : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

- M. Charles-Antoine Gautier, directeur général
- M. David Beauvisage, directeur général adjoint
- Mme Cécile Fontaine, cheffe du département affaires publiques et juridiques
- M. Lionel Guy, chef adjoint du département énergie et du service transition énergétique

Mercredi 2 juillet 2025

18 heures 30

- M. Vincent Berger, Haut-commissaire à l'énergie atomique

Jeudi 3 juillet 2025

15 heures 30 : Orano

- M. Jacques Peythieu, directeur clients et stratégie, membre du comité exécutif d'Orano

Lundi 7 juillet 2025

10 heures : Engie

- Pierre-Laurent Lucille, chef économiste du Groupe Engie

Jeudi 10 juillet 2025

11 heures : NaTran

- Mme Adeline Duterque, secrétaire générale
- M. Aurélien Lecaille, adjoint au responsable du pôle Stratégie
- Mme Agnès Boulard, directrice des affaires publiques
- M. François Martin, directeur du développement des projets Hydrogène et CO₂
- M. Julien Isoul, responsable adjoint de la sécurité des systèmes d'information

Vendredi 11 juillet 2025

9 heures : CEA

- M. Stéphane Sarrade, directeur des programmes énergies du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)

10 heures : EDF

- M. Xavier Ursat, directeur exécutif groupe chargé de la direction Stratégie, technologies, innovation et développement, EDF

Mardi 2 septembre 2025

9 heures

- M. Nouredine Hadjsaïd, professeur en génie électrique, directeur du laboratoire de génie électrique de Grenoble (G2Elab)

10 heures

- M. Julien Grosjean, conseiller régional Développement durable, énergie et matières premières pour les pays nordiques, Direction générale du Trésor - Ambassade de France à Stockholm

Lundi 15 septembre 2025

9 heures : Commission de régulation de l'énergie (CRE)

- M. Dominique Jame, directeur général
- M. Nicolas Deloge, directeur des réseaux

10 heures : RTE

- Mme Nathalie Lemaitre, directrice générale du pôle Client - Conception et opération du système
- M. Thomas Veyrenc, directeur général de pôles en charge de l'Économie, de la Stratégie et des Finances

15 heures : table ronde de startups de panneaux solaires photovoltaïques

- M. Pierre-Emmanuel Martin, président de Carbon Solar
- M. Nicolas Chandellier, directeur général de Carbon Solar
- M. Vincent Delporte, responsable des affaires publiques de Holosolis

Lundi 22 septembre 2025

9 heures : BRGM

- M. Christophe Poinssot, directeur général délégué du BRGM

10 heures

- M. Nicolas Goldberg, consultant chez Colombus Consulting, responsable du pôle Énergie de Terra Nova

11 heures : IMEON-ENERGY

- M. Christophe Goasguen, président de IMEON-ENERGY

Lundi 25 septembre 2025

15 heures 30 : Sfen

- Mme Valérie Faudon, déléguée générale
- M. Thomas Jaquemet, responsable des affaires publiques

Vendredi 26 septembre 2025

9 heures : UNIDEN

- M. Nicolas de Warren, président
- M. Fabrice Alexandre, président de Communication & Institutions

10 heures : Académie des Technologies

- M. Yves Bamberger, vice-président de l'Académie des technologies, ancien Directeur d'EDF Recherche et Développement
- Mme Michèle Cyna, ancienne directrice générale de Ginger BURGEAP, ancienne présidente de la commission Géothermie du Syndicat des énergies renouvelables

11 heures : Enerplan

- M. David Gréau, délégué général d'Enerplan

Lundi 29 septembre

13 heures : visite du siège de NAAREA à Nanterre

- M. Jean-Luc Alexandre, président directeur général
- M. David Briggs, directeur général adjoint

- M. Aurélien Ledieu, directeur de l'assistance à maîtrise d'ouvrage
- M. Arnaud Mas, responsable mécanique
- M. John Laurie, responsable architecture industrielle
- M. Paul Levisse, chef de département HTE (îlot conventionnel)
- M. Maxime Delbart, chef de produit
- Mme Géraldine Dandrieux, adjointe au directeur sûreté nucléaire
- M. Adrien Rooses, responsable R&D cycle du combustible
- M. Geoffrey Lallemant, responsable d'équipe CFD (Computational Fluid Dynamics)
- Mme Maëlle Goapper, chargée de relations institutionnelles

Lundi 6 octobre 2025

14 heures : Enedis

- M. Laurent Perrault, directeur Exploitation systèmes et chaînes communicantes
- M. Vincent Dufour, directeur des affaires publiques

15 heures : Lhyfe

- • M. Marc Derouet, chargé de l'approvisionnement en électricité
- • Sebastian Escagües, responsable stratégie
- • Jérémy Langon, responsable développement de projets
- • M. Thibaut Dentin, directeur des Affaires publiques

Lundi 13 octobre 2025

8 heures 45

- Mme Sophie Murlon, directrice générale de l'Énergie et du climat

Jeudi 6 novembre 2025

8 heures 45

- M. Daniel Grémillet, sénateur

ANNEXES

I. ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE ET IMPACTS TECHNOLOGIQUES – VINCENT BERGER, HAUT COMMISSAIRE À L'ÉNERGIE ATOMIQUE



Note Réf HCEA/250710/D

Paris, le 10 juillet 2025,

Le haut-commissaire à l'Énergie atomique

Évolution du mix énergétique et impacts technologiques

Introduction

L'article L141-13 du code de l'énergie dispose que « le haut-commissaire [à l'Énergie atomique] est saisi pour avis, pour les dispositions qui relèvent de sa compétence, de [...] la programmation pluriannuelle de l'énergie ». Mon avis sur le projet de PPE3, rendu au Premier ministre et au ministre en charge de l'énergie le 20 février 2025, était marqué par un certain scepticisme portant principalement sur les points suivants :

- **La demande en électricité semble beaucoup plus faible que prévue par le scénario A de RTE¹**, sur lequel était basé le projet de PPE3, ce scénario A correspondant lui-même à la trajectoire « *fit for 55* »² adoptée au niveau européen. J'avais d'ailleurs écrit que « l'objectif du *fit for 55* ne sera pas atteint ». J'évoquais notamment une consommation électrique par l'industrie en baisse, « un développement moins rapide de l'hydrogène » ou « une moindre pénétration de la mobilité électrique ». Ces aspects, fondamentaux, seront examinés plus en détails dans cette note.
- Partant de là, l'augmentation importante de la capacité de production d'électricité que prévoit ce projet de PPE3 risque d'augmenter le déséquilibre offre-demande, entraînant notamment une multiplication des épisodes de prix spots négatifs ou nuls. Depuis mars 2025, **cette surcapacité de production électrique s'est manifestée de manière massive** : ces prix négatifs ou nuls en milieu de journée, lorsque la production photovoltaïque (PV) est maximale, ont été constatés durant 23 jours sur 30 en avril 2025 et 29 jours sur 31 en mai 2025.
- Si cette surcapacité de production augmente encore, **le coût pour le contribuable sera considérable** pour une électricité qui ne sera ni produite, ni consommée, l'État indemnisant les producteurs d'électricité solaire et éolienne même lorsqu'ils ne produisent pas. Je conclusais ainsi

¹ RTE avait toutefois proposé d'autres scénarios (B et C) où la prévision de la demande était moins élevée.

² Le « *fit for 55* » engage les pays européens à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 55 % à l'horizon 2030, par rapport à ce qu'elles étaient en 1990.

que « *les objectifs, extrêmement ambitieux, de croissance des EnR intermittentes, spécialement le photovoltaïque, devraient être revus à la baisse dans la PPE* »³.

- Enfin, j'insistais sur les conséquences importantes sur la gestion du parc nucléaire d'une production solaire trop importante : « *Une part croissante d'EnR programmée par la PPE3 imposera aux centrales nucléaires des variations de puissance plus importantes que celles que nous connaissons actuellement. En particulier, l'électricité d'origine solaire, qui croît rapidement lorsque le soleil se lève pour diminuer tout aussi vite lorsqu'il se couche, imposera des modulations supplémentaires* ».

Les limites techniques liées à la gestion du parc nucléaire (qui seront explicitées dans cette note) ont en effet des conséquences importantes, non seulement sur la production nucléaire, mais aussi sur le parc solaire puisque c'est bien l'ensemble du système électrique, considéré globalement, qui doit répondre à la demande d'électricité. Concrètement, la capacité de modulation du parc nucléaire, c'est-à-dire de baisse de sa puissance, a une limite technique. Lorsque l'on se rapproche de cette limite, ce qui est déjà parfois le cas aujourd'hui, il devient très pénalisant de baisser encore la production nucléaire pendant la journée, parce que l'on a besoin d'elle le soir lorsque le soleil se couche. On ne baisse donc pas davantage la puissance nucléaire, mais on demande aux moyens solaires de s'effacer. C'est ce que l'on a observé de plus en plus en 2025. Dès lors, si une offre photovoltaïque est ajoutée aux moyens de production actuels, alors que la demande reste en berne, ces moyens PV supplémentaires seront obligés de ne pas produire. **Nous aurons donc des actifs en partie échoués, dès leur inauguration, avec des coûts importants sur le consommateur et pour le contribuable** (pour financer les réseaux supplémentaires d'une part et les compléments de rémunération aux renouvelables d'autre part).

La présente note se propose donc de prolonger le raisonnement de mon avis du 20 février, en partant de ce qui a été constaté depuis sur le réseau électrique au printemps et en projetant cette situation dans l'avenir.

³ Depuis, l'Académie des sciences a émis un avis proche le 8 avril 2025. La Présidente de la Commission de Régulation de l'Énergie a également pris des positions allant dans le même sens : « *Éolien, solaire : la présidente du régulateur de l'énergie préconise de lever le pied en France* », Les Échos, 30 avril 2025.

Rappels de quelques éléments généraux

Quelques éléments, également présents dans mon avis rendu le 20 février 2025 et faisant globalement consensus, sont rappelés ici :

- La décarbonation de notre énergie via le remplacement de nos usages des énergies fossiles par de l'électricité (chaudière à gaz par pompe à chaleur, voiture thermique en voiture électrique, four industriel à gaz par four électrique ou chaleur nucléaire, etc.) est bien une priorité. C'est aussi hautement souhaitable pour notre balance commerciale, dans laquelle les importations d'énergies fossiles pèsent lourd ;
- Nous bénéficions d'un mix entre différents moyens de production d'électricité qui permet de faire face aux aléas ou aux situations sans soleil et sans vent. Il est contre-productif d'opposer les énergies renouvelables et le nucléaire : toutes sont bas-carbone.
- Le parc nucléaire est dimensionné pour être capable de répondre, l'hiver, aux pointes de consommation, notamment aux moments sans vent (anticyclones qui peuvent durer une semaine) ni soleil (le matin, le soir et la nuit) ;
- Le concurrent réel du nucléaire pourrait être la production d'électricité par des centrales fonctionnant au gaz (c'est le choix allemand). Le gaz a lui aussi l'avantage de produire en tout temps. Mais la question ne se pose pas pour la France, résolument orientée vers la décarbonation et donc le nucléaire (en sus de l'hydraulique, dont la portée est limitée, ou de la géothermie) ;
- En matière d'électricité, l'offre doit être égale à la demande à chaque instant. Il faut suffisamment de moyens de production, mais pas trop non plus : une surcapacité de production est fort coûteuse pour le consommateur ou pour le contribuable et cela peut se chiffrer en centaines de milliards d'Euros ;
- Des moyens de flexibilité (stockage, report des consommations en milieu de journée) sont à développer pour aider à « lisser » l'intermittence des énergies renouvelables (EnR), et notamment la forte production solaire en milieu de journée, mais ces moyens sont limités.

1. L'offre est déjà trop importante : nous vivons dans une situation de surcapacité de production, qui se traduit par une explosion des épisodes de prix négatifs ou nuls

À chaque instant la production d'électricité doit être écoulee. Lorsque l'offre est trop importante par rapport à la demande, c'est-à-dire en situation de surcapacité de production⁴, certains moyens de production sont amenés à s'effacer – c'est ce qu'on appelle la modulation. En même temps, la valeur de l'électricité produite peut devenir nulle, voire négative parce que la demande est trop faible.

Une illustration de ce double phénomène est donnée en figure 1 pour la semaine du 26 mai. En milieu de journée, lorsque la puissance solaire bat son plein, des sources de production doivent s'éteindre ou diminuer leur puissance (la figure 1 à gauche représente les diminutions de puissance des réacteurs nucléaires) et les prix spots sont bas, nuls et même négatifs (figure 1 à droite).

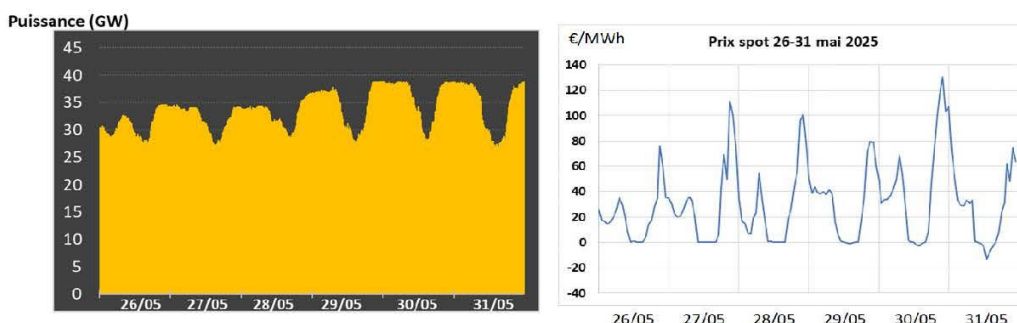


Figure 1 : modulation observée par le parc nucléaire entre le 26 mai et le 31 mai 2025 (à gauche) et prix spot de l'électricité (en €/MWh, à droite). En milieu de chaque journée, la capacité de production est en excès à cause d'un solaire abondant (données site RTE eCO2mix et Epex).

Les épisodes de prix spot négatifs ou nuls, rares jusqu'en 2023, ont explosé au cours des deux dernières années (voir figure 2 ci-dessous). Ils sont en passe de devenir la norme.

Ces prix nuls ou faibles, mais fort coûteux pour la collectivité, en journée, n'empêchent pas les prix de s'élever lorsque le soleil se couche (pendant la canicule – sans vent évidemment – les prix spot sont montés à 235 €/MWh en France, 476 €/MWh en Allemagne le 1^{er} juillet dernier).

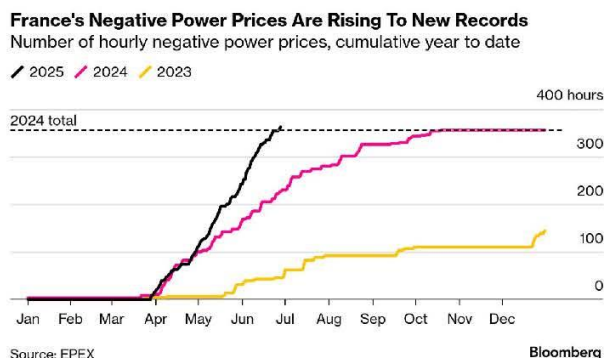


Figure 2 : le nombre d'heures à prix négatif ou nuls explose suite à la surcapacité de production en milieu de journée. En juin 2025, le nombre d'heures à prix négatifs en France a déjà dépassé celui de toute l'année 2024.

(figure Bloomberg d'après des données Epex)

⁴ La surcapacité de production est appelée parfois, par commodité de langage « surproduction ». En réalité, il n'y a jamais vraiment de surproduction, puisque la production doit être égale à la demande (égale à la consommation intérieure, à laquelle il faut ajouter les exports ou le stockage).

2. En situation de surcapacité, les moyens de production d'électricité s'effacent les uns après les autres. Désormais même le solaire photovoltaïque limite sa production.

En situation de surcapacité de production, les centrales à gaz et les centrales hydroélectriques produisent le moins possible. Les stations de transfert d'énergie par pompage (les STEP) hydroélectriques mettent à profit une partie du surplus d'électricité pour remonter de l'eau dans les barrages, qui permettra de produire de l'électricité lorsqu'à nouveau ce sera nécessaire, par exemple la nuit. Mais ces moyens sont insuffisants. De fait, le nucléaire baisse également sa puissance de production : ce sont les creux que l'on observe chaque jour au milieu des six journées de la figure 1 (où le parc nucléaire module entre 8 et 15 GWe chaque jour).

Si on développe davantage de solaire, les centrales à gaz et l'hydroélectricité étant déjà à leur minimum de production voire à l'arrêt, le nucléaire pourrait être amené à moduler encore davantage. Cependant, comme on le verra par la suite, la modulation du nucléaire comporte une limite technique et il peut difficilement descendre en-dessous de 20 GWe, si l'on veut garder le parc nucléaire disponible pour produire la nuit, lorsqu'il n'y a plus de soleil.

Lorsque l'on s'approche de cette limite, il est de plus en plus pénalisant et parfois impossible de moduler la puissance des réacteurs nucléaires (parce qu'il faut bien disposer de ces réacteurs lorsque le soleil sera couché) et le parc solaire doit alors moduler également sa production, comme cela se passe de plus en plus désormais. Un exemple typique de cette modulation est montré sur la figure 3 avec la production solaire du 29 mai 2025.

Puissance (GW)

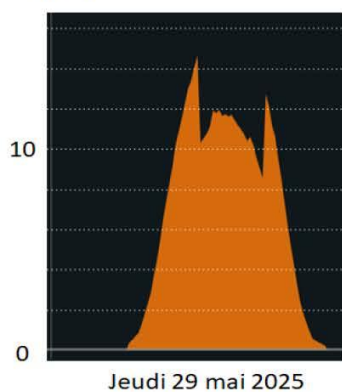


Figure 3 : Modulation du solaire en milieu de journée, le 29 mai 2025. Cette courbe, quasi quotidienne au printemps 2025, a été qualifiée de « courbe en hibou » (données RTE eCO2mix).

La production solaire a été diminuée de 4 GWe vers 12h, pour retrouver sa pleine puissance à 17h, soit un total de 20 GWh de perdus (« perdus » au sens payés par le contribuable, mais pourtant pas produits).

Ce phénomène était déjà présent en 2024 et s'est fortement accentué en 2025, corrélativement à l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs.

Notons que cette surcapacité de production en milieu de journée n'est pas due qu'à la production française : les productions allemandes et espagnoles y contribuent grandement (ces éléments essentiels sont détaillés en annexe 1).

3. La PPE proposée en mars 2025 repose sur le pari désormais improbable d'une très forte augmentation de la demande

La surcapacité de production pose particulièrement problème au printemps, lorsque l'offre solaire croît, comme nous venons de le constater ce printemps. Lorsque l'on focalise sur cette saison, la demande ne progresse pas plus que sur l'année.⁵, comme le montrent les courbes de la figure 4 incluant les données de cette année.

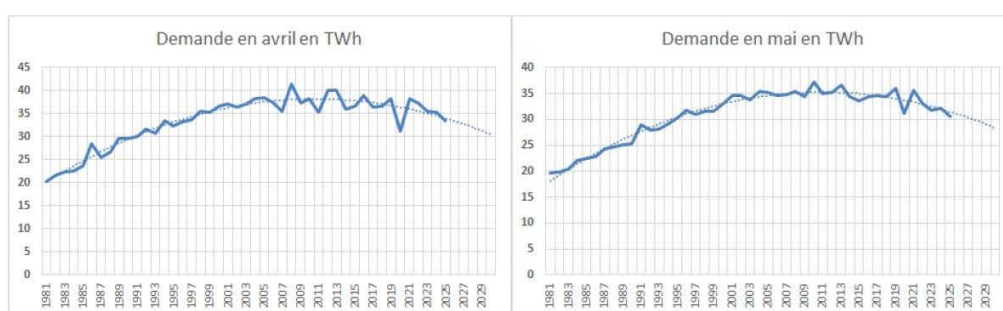


Figure 4 : consommation en électricité au printemps, depuis 2012. Le creux de 2020 est dû au Covid (courbes Philippe Girard, e-Pango à partir des données du Service des Données et Études Statistiques du ministère en charge de la transition écologique)

Cette baisse de la consommation n'est pas spécifiquement française. La consommation européenne est aujourd'hui 6 % en dessous de la moyenne 2015 – 2019.⁶

La PPE3 laissait penser que le problème pourrait s'atténuer à l'avenir, en optant pour le scénario A de RTE¹, le plus ambitieux, qui postulait une très forte croissance de la consommation électrique, de + 140 TWh entre 2019 et 2035 (passant de 475 TWh en 2019 à 615 TWh en 2035). Cette hausse reposait principalement sur trois piliers à peu près égaux :

- + 42 TWh pour les besoins de 40 % de véhicules électriques dans le parc automobile (soit 15 millions de véhicules) et 23 % des camions électrifiés en 2035 ;
- + 46 TWh pour les nouveaux besoins de l'industrie (passant de 114 TWh en 2019 à 160 TWh en 2035) ;
- + 56 TWh pour une production d'hydrogène à partir d'électricité (pour l'industrie et pour le transport).

Or l'augmentation prévue n'est au rendez-vous sur aucun de ces trois piliers.

L'électrification des véhicules progresse cinq fois plus lentement que dans le scénario A

L'électrification des véhicules progresse lentement. Les ventes ont stagné à 300 000 véhicules en 2023 et 2024. Si on poursuit sur une telle stagnation, on sera seulement 3 millions de véhicules en 2035 et non à 15 millions. Pour atteindre un tel objectif, il faudrait vendre 1,5 millions de véhicules électriques par an, soit plus de 80 % des ventes⁷, alors qu'un plafond est atteint autour de 17 %. Pire, les chiffres

⁵ La consommation annuelle d'électricité, corrigée des aléas météorologiques, était de 465 TWh en 2021, 460 TWh en 2022, 446 TWh en 2023, 449 TWh en 2024, chiffres RTE bilans électriques.

⁶ *Quarterly report on european electricity market, DG energy, volume 18 covering first quarter of 2025.*

⁷ L'âge moyen des véhicules en France est de 11 ans et continue de croître. Les ventes de véhicules neufs sont dans le corridor [1,5 Millions – 2,5 Millions] depuis plus de 50 ans.

les plus récents indiqués dans la table ci-dessous montrent une tendance décroissante des ventes entre 2024 et 2025.

		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
Véhicules électriques à batterie	2024	20 431	26 191	34 792	25 275	24 349	30 348
	2025	20 157	25 682	29 587	25 882	19 666	29 574
Hybride rechargeables	2024	10 611	11 766	16 379	10 829	10 023	13 853
	2025	4 858	6 507	8 373	9 655	8 246	11 907

Tableau 1 : ventes de véhicules électriques (immatriculations des véhicules, SDES ministère en charge de l'écologie). La tendance entre 2024 et 2025 correspond à une diminution d'environ 15 % des ventes totales.

Les besoins de l'industrie en électricité n'augmentent pas

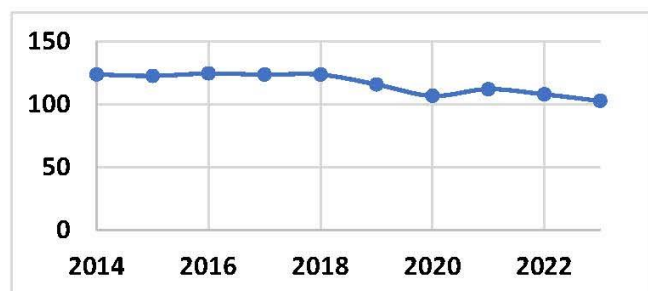


Figure 5 : Consommation en électricité de l'industrie (Bilan énergétique de la France pour 2023, pp. 123-124, SDES, ministère en charge de l'écologie).

Le creux de 2020 est dû à la crise Covid.

La consommation électrique de l'industrie n'augmente pas, elle diminue : 124 TWh en 2014, 114 TWh en 2019, 103 TWh en 2023 (voir la figure ci-dessus). La croissance économique est difficile à retrouver dans un contexte international contrarié. On ne voit pas comment on pourrait atteindre les 160 TWh du scénario A, même avec des *data center* qui pourraient consommer 10 ou 20 TWh à l'horizon 2035.

La production d'hydrogène ne décolle pas

La viabilité de la production d'hydrogène reste très incertaine en France. L'objectif du plan Huelot de 2018, de produire 100 000 t d'hydrogène vert en 2023, a été seulement atteint à 3 %. Aucun modèle technologique ne permet encore aujourd'hui de produire de l'hydrogène vert à moins de 6 €/ kg (voir la figure 6 ci-dessous), ce qui est quatre fois plus cher que l'hydrogène produit à partir de fossiles. Il faudrait un prix du CO₂ supérieur à 300 € la tonne pour que cet hydrogène devienne compétitif. Cela n'arrivera pas dans la décennie qui vient⁸.

Les hypothèses prises pour cette figure sont les suivantes : rendement électrique des électrolyseurs de 1/55 (en kWh / kg H₂), investissement d'une installation d'électrolyse de 2 000 €/ kW, durée d'amortissement de 90 000 h. Il est fait ici l'hypothèse favorable que les électrolyseurs savent moduler sans problème leur production, pour produire aux moments où l'électricité est la moins chère, pour un taux de charge donné.

⁸ Le prix du quota carbone, qui était monté autour de 100 €/ t en 2022 et 2023, fluctue depuis aux environs de 70 €/ t (source *trading economics*).

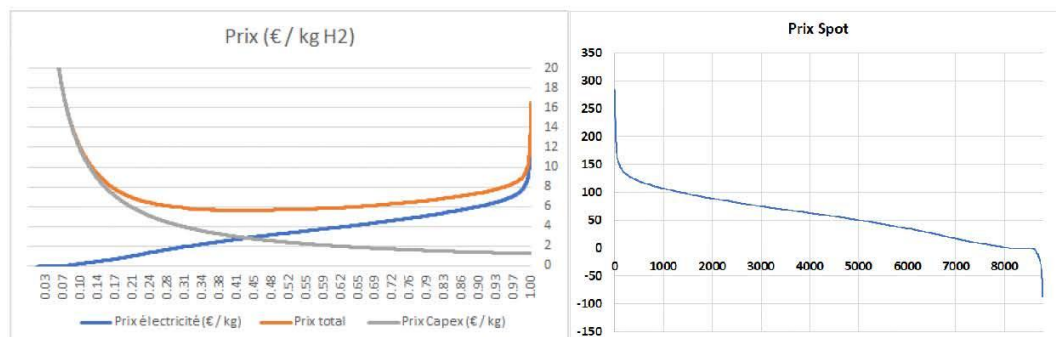


Figure 6 : prix de revient de l'hydrogène vert obtenu par électrolyse (courbe orange à gauche), calculé avec comme prix d'entrée de l'électricité la monotone des prix spots 2024 (figure de droite), en fonction du taux de charge des électrolyseurs.

À faible taux de charge, l'hydrogène est cher parce que l'investissement des installations n'est pas rentabilisé (courbe capex en gris). À fort taux de charge, l'hydrogène est également cher parce que l'électricité est trop souvent chère (courbe bleue de la figure de gauche). L'optimum se situe pour un taux de charge entre 40 et 50 % (le modèle est basé sur le rapport de la commission Criqui de France Stratégie de mai 2022, avec les prix 2024).

En conclusion, s'il est hautement souhaitable que la consommation d'électricité augmente à terme, autant pour la décarbonation de notre économie que pour notre balance commerciale, cela n'en prend pas le chemin dans les années qui viennent et, dans tous les cas, cela prendra beaucoup de temps. Les efforts de sobriété (transports en commun, autopartage ou vélo, isolation des bâtiments) sont également à prendre en compte car ils n'iront pas dans le sens d'une augmentation de la consommation d'électricité.

Nota : Les exports ne changeront pas vraiment la donne, même s'ils étaient importants en 2024 (89 TWh d'exports et 5 Mds€ de valorisation en 2024). Les pays voisins de la France développent de leur côté une offre importante. Les capacités solaires des pays voisins, qui ont beaucoup d'impact sur notre mix électrique, sont abordées dans l'annexe 1. À noter que l'Allemagne prévoit également de développer désormais 40 GW de centrales pilotables au gaz.

4. Pour que le parc puisse fournir l'électricité nécessaire la nuit, il peut difficilement descendre en dessous de 20 GWe le jour.

Pour que les centrales nucléaires puissent fonctionner la nuit, lorsqu'il n'y a pas de soleil, il est nécessaire de les garder en partie allumées le jour. Ce minimum technique, de typiquement 20 GWe à l'échelle du parc, est une donnée fondamentale du problème, puisque c'est la raison pour laquelle les installations photovoltaïques nouvellement installées aujourd'hui sont quasiment des actifs échoués. Cette partie se consacre donc à ce minimum, qui résulte pour l'essentiel de trois contraintes techniques concomitantes :

- un réacteur qui a arrêté de produire a besoin de 24 h au moins pour relancer sa production ;
- lorsque l'on garde un réacteur en production, on ne descend pas sa puissance en-dessous d'un certain niveau (typiquement 20 % de sa production d'électricité maximale) ;
- une partie du parc (notamment les réacteurs en fin de cycle⁹) a une capacité de modulation réduite.

Il est impossible de redémarrer rapidement un réacteur mis à l'arrêt

La première contrainte technique vient de ce que, lorsque l'on diminue la puissance d'un réacteur, on ne l'éteint pas complètement. En effet, s'il s'arrête complètement de produire, il faudra plus de 24 h pour redémarrer sa production et on ne pourra pas fournir de l'électricité pendant la nuit qui suit.

En effet, lorsque l'on met complètement à l'arrêt un réacteur, son redémarrage prend un temps long, pour des raisons de sûreté. À la différence d'une baisse de la puissance à 20 % de la production maximale (où le réacteur reste critique), si le réacteur a été déconnecté ou mis à l'arrêt, plusieurs transitoires de puissance sont nécessaires et le temps de redémarrage en est augmenté. Côté turbine, un conditionnement thermique est également nécessaire, plus ou moins long selon la durée de l'arrêt. Dans la pratique, **une durée de 24 h est une valeur minimale à retenir pour redémarrer un réacteur à partir du moment où il a été mis à l'arrêt ou déconnecté du réseau.**

On ne peut donc pas espérer redémarrer en fin d'après-midi un réacteur que l'on aurait déconnecté du réseau en fin de matinée. Pour conserver des réacteurs disponibles pour la demande à venir quelques heures plus tard, on maintient donc un minimum de réacteurs en marche.

Un réacteur en fonctionnement délivre un minimum de puissance électrique, typiquement 20 % de sa puissance maximale

La deuxième contrainte technique est la suivante : on ne baisse la puissance d'un réacteur que jusqu'à une valeur de 20 % de sa puissance électrique maximale¹⁰, sans aller plus bas.

En deçà de ces niveaux de puissance, la maîtrise d'un fonctionnement stable du cœur deviendrait plus difficile. Ces difficultés proviennent du domaine de stabilité des régulations et du réglage de leurs seuils. Par exemple, lorsqu'un robinet, au lieu d'être ouvert ou à mi-course, est presque complètement fermé, il est difficile d'en contrôler précisément le débit. Ce type d'incertitudes sur les paramètres de fonctionnement de l'installation à basse puissance affecterait la maîtrise du fonctionnement général de la centrale. C'est cette raison qui entraîne la présence d'un minimum technique¹¹.

⁹ On renouvelle une partie du combustible d'un réacteur au bout d'un cycle de 12 mois, 16 mois ou 18 mois.

¹⁰ Cela correspond typiquement à une puissance du cœur de 30 % de sa puissance maximale, la puissance électrique étant davantage diminuée que la puissance du cœur en raison du rendement de Carnot.

¹¹ On définit le minimum technique comme la puissance minimale qu'une centrale est capable de fournir au réseau électrique dans un fonctionnement stable et dans la durée.

20 % est donc une valeur typique à retenir, en-deçà de laquelle on ne descend pas la puissance électrique des réacteurs nucléaires. Cette contrainte est absolument essentielle : elle a pour conséquence que le parc fournit toujours un minimum de puissance, sauf à le mettre à l'arrêt mais on perd alors la possibilité de fournir pendant la nuit suivante.

En fin de cycle, les réacteurs modulent de moins en moins

À son redémarrage, après avoir rechargé son combustible, le cœur d'un Réacteur à Eau Pressurisée (REP) dispose d'un surcroît de réactivité. Celui-ci diminue régulièrement lors de son cycle de fonctionnement, en raison de l'usure du combustible : disparition de la matière fissile et apparition de produits de fission absorbants neutroniques. Lorsque le surcroît de réactivité devient insuffisant, c'est la fin de cycle⁹ : il faut alors décharger le réacteur pour remettre du combustible neuf.¹²

En fonctionnement, pour contrôler la puissance du réacteur, le surcroît de réactivité est compensé par l'ajout de bore soluble, qui est un absorbant neutronique, dans l'eau du circuit primaire. Le surcroît de réactivité diminuant au cours du cycle, la concentration en bore est réduite de même, passant d'une valeur typique de 1 200 ppm en début de cycle à presque rien en fin de cycle. Cette opération est menée via le système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) du réacteur.

Lors d'une opération de modulation, la puissance du cœur diminue et la concentration de neutrons baisse en conséquence. Cette baisse est encore amplifiée de manière transitoire car l'un des produits de fission (l'iode ¹³⁵I) produit un absorbant neutronique (le xénon) qui lui-même disparaît au bout de quelques heures.

Pendant ce transitoire, pour que le cœur continue à produire malgré cette perte de réactivité accrue, il est nécessaire de diminuer la concentration de bore... ce qui n'est possible que si cette concentration est suffisamment importante. En fin de cycle, où la concentration en bore tend vers zéro, la réserve de dilution du système RCV est insuffisante.

Une baisse de puissance électrique de 100 à 20 % n'est donc pas possible pour la totalité des réacteurs.

En résumé, pour pouvoir remonter rapidement la puissance en fin de journée lorsque le solaire décroît, un réacteur ne doit pas descendre sous 20 %, ni ne doit s'arrêter. Les réacteurs en fin de cycle ne peuvent pas descendre aussi bas.

Un réacteur doit également fonctionner à pleine puissance pendant plusieurs jours au moins une fois par mois typiquement¹³, pour des contrôles réglementaires. Cela limite encore la capacité de modulation du parc. D'autres facteurs également à prendre en compte sont détaillés en annexe 2. Ils amènent EDF à réaliser des arbitrages économiques qui sont fonction de la situation du parc, du réseau, d'une centrale individuelle et la gestion de son combustible, du prix spot, des échanges internationaux...

L'ensemble de ces facteurs amène à **estimer que le parc nucléaire peut descendre au plus bas à une puissance d'environ 20 GWe, peut-être un peu moins. Ce « plafond d'effacement du nucléaire » a directement pour conséquence d'amener le solaire photovoltaïque à ne pas produire à son tour et à se retrouver dans une situation d'actif échoué financé par le contribuable.**

¹² Le combustible est renouvelé par tiers ou par quart suivant le type de gestion.

¹³ Plus précisément une fois tous les 30 jours-équivalent-pleine-puissance.

Conclusion

En raison de la croissance du photovoltaïque sur la plaque européenne, pas seulement en France mais beaucoup en Allemagne et en Espagne, nous observons une surcapacité de production en milieu de journée. Les prix spots sont de plus en plus souvent nuls.

Les mécanismes présentés plus haut vont s'amplifier dans les prochaines années :

- la demande d'électricité progresse très peu, voire régresse. Elle continuera vraisemblablement de stagner ou de croître faiblement, tandis que l'offre va continuer de croître rapidement (tant l'offre française que l'offre étrangère proposée via les interconnexions réseau – l'Allemagne installe 20 GWe de PV chaque année, soit un potentiel de typiquement 20 TWh en plus chaque année et 34 GW de capacités solaires sont en cours d'instruction en France...) ;
- le nucléaire ne saura pas, pour les raisons techniques exposées plus haut, moduler davantage et descendre beaucoup plus bas qu'un minimum de typiquement 20 GWe de production, si l'on veut qu'il continue à produire la nuit.

De fait, les moyens renouvelables actuellement mis en service et, pire, ceux programmés dans la prochaine décennie, seront très largement contraints de ne pas produire. **Chaque actif nouvellement installé sera quasi échoué dès son inauguration**, c'est-à-dire qu'il ne pourra produire que marginalement (lorsque le soleil est bas : le matin, le soir, l'hiver). **Cela se traduira par des surcoûts considérables pour le contribuable, pour une électricité qui ne sera pas produite.**

Cela ne diminuera pas davantage les importations d'énergies fossiles, puisque seule l'électrification des usages le permet. La hausse des prix de l'électricité tirée notamment les besoins supplémentaires de réseaux retardera même l'électrification des usages et donc la décarbonation. On risque en quelque sorte une double peine : plus de coûts, moins de décarbonation.

Tous ces arguments poussent pour une orientation des efforts vers la demande et non sur l'offre de production électrique.

Les différentes pistes sont connues. Les accises sur l'électricité et le gaz pourraient évoluer, de manière à ce que le kWh électrique ne soit pas davantage taxé que le kWh d'origine gazière, ce qui serait cohérent avec nos objectifs climatiques. Les électriciens installateurs de panneaux PV,¹⁴ pourraient être orientés vers l'installation de pompes à chaleur, ainsi que les subventions de l'État correspondantes, pour soutenir la demande plutôt que l'offre. Le solaire PV, en surcapacité à l'échelle de l'Europe, se trouve un peu dans la situation du nucléaire français à la fin des années 1990. Il a devant lui une mutation ambitieuse à opérer, passant de la croissance à la maturité, où l'activité principale est désormais le maintien et le renouvellement du parc existant, une partie des emplois d'électriciens pouvant être consacrés à d'autres activités. Les installations de data centers sont également à soutenir.

D'avantage de flexibilité pourrait par ailleurs aider à faire face à la surcapacité de production durable (augmentation des moyens de stockage, développement des stations de pompage hydroélectriques, déplacement des consommations aux heures où la surproduction est la plus manifeste).

¹⁴ D'après le site France Renouvelables (consulté le 9 juillet 2025), le solaire PV représente 16 000 emplois en France à fin 2022. La croissance du solaire PV en France est à peu près constante depuis cette date. Datalab - Chiffres clefs des énergies renouvelables édition 2024 donne le même chiffre.

Enfin, le temps long de construction de nouveaux moyens de production ne doit pas nous faire peur d'être pris de court par une demande qui surviendrait d'un seul coup. Renouvellement du parc automobile, réindustrialisation souhaitée : l'augmentation de la demande prendra au contraire beaucoup de temps. Ceci n'est pas un problème mais une opportunité : cela permettra d'avoir de la visibilité sur l'anticipation du moment où l'offre pourra à nouveau être augmentée sans s'avérer un fardeau financier sans aucun bénéfice.

Annexe 1 : la surcapacité de production résulte autant de nos moyens de production solaires que de ceux de nos voisins

L’Allemagne a augmenté ses capacités solaires installées de 15,1 GW en 2023 et de 16,5 GW en 2024, l’Espagne de 6 GW en 2023 et 9 GW en 2024.¹⁵ Ces deux pays ont donc développé en une seule année une capacité de production solaire supérieure à la totalité du parc français installé (24,3 GW). En 2024, plus de 60 GW de capacités solaires photovoltaïques ont été installées dans l’Union Européenne.

La France n’est pas en reste. Comme le montre la figure 7, la puissance PV raccordée au premier trimestre 2025 a augmenté de 40 % par rapport au premier trimestre 2024. Pas moins de 34 GW de projets solaires sont en cours d’instruction en France. Ce qui représenterait, si jamais ils sont réalisés, un potentiel supplémentaire de plus de 35 TWh...

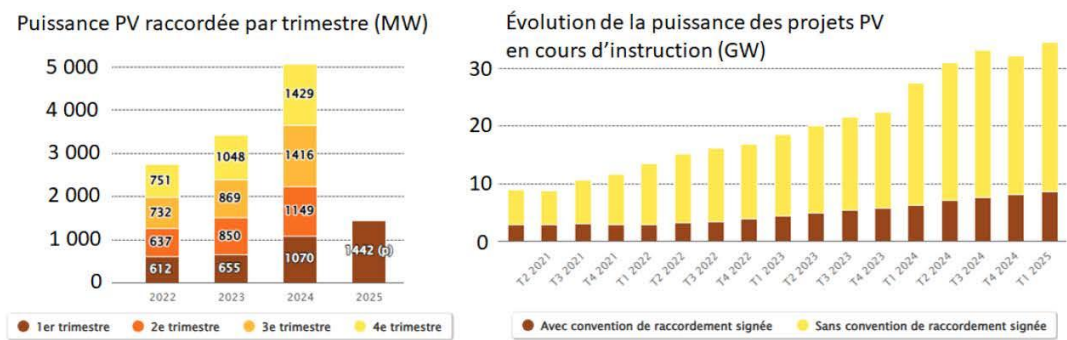


Figure 7 : en France, croissance de la puissance raccordée par trimestre (à gauche, seul le 1^{er} trimestre est présent pour 2025) et puissance des projets en cours d’instruction (à droite). Source : SDES d’après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE, sur le site des données et statistiques du ministère de l’aménagement du territoire et de la transition écologique.

Dans les années qui viennent, cette croissance de l’offre européenne va se poursuivre, des contrats d’installation de nouveaux moyens de production étant déjà signés. Avec ces « coups partis », l’offre est ainsi amenée à croître beaucoup plus vite que la demande, si bien que le phénomène de surcapacité de production va s’aggraver. Le tableau 2 ci-dessous montre que la planification des capacités de production en Allemagne suit, à grands frais.¹⁶, un rythme de 20 GW nouvellement installés chaque année.

GW	2024	2030	2045
PV	97,6	215	400
Eolien terrestre	63,2	115	160
Eolien off-shore	9,2	30	70

Tableau 2 : programmation des capacités de productions d’électricité en Allemagne (source Renewable Energy Sources Act)

¹⁵ Chiffres extraits du bilan électrique 2024 de RTE.

¹⁶ Selon *Standard and Poor’s* (article du 9 juillet 2025), le gouvernement allemand a dû injecter 2.4 Md€ rien qu’au mois de juin 2025 pour financer les énergies vertes, portant le total de ces soutiens à date pour 2025 à 7,3 Md€.

Annexe 2 : un ensemble de contraintes technico-économiques amène à conserver des réacteurs en production pendant la journée et le PV à s’effacer désormais de plus en plus.

Pour décider quels réacteurs nucléaires, à l’intérieur du parc, baissent leur puissance ou s’arrêtent plus longtemps, d’autres considérations s’ajoutent aux trois contraintes évoquées dans la note :

- Lorsqu’un arrêt de cycle est prévu pour recharger le combustible, il est impératif de consommer suffisamment son combustible avant l’arrêt de tranche. On évite alors de baisser la puissance du réacteur (sinon il faudra retarder l’arrêt de tranche ce qui déstabiliserait le planning d’EDF) ;
- L’arrêt simultané de deux tranches sur un même site induit des difficultés techniques liées au partage des ressources en eau ou en vapeur, ainsi que le recours aux mêmes ressources humaines pour réaliser les mêmes opérations sur plusieurs installations ; ceci crée un risque de retard au redémarrage, induisant une perte de production d’autant plus gênante qu’elle survient au moment où le réseau a de nouveau besoin d’un maximum de production nucléaire ;
- La nécessité de garder davantage de puissance disponible l’hiver, lorsque le soleil est bas et le photovoltaïque produit peu, avec des températures basses et éventuellement des anticyclones sans vent, est également une contrainte globale à prendre en compte pour amener le plus de centrales en fonctionnement à ce moment-là ;
- Pour certains réacteurs, notamment en début de cycle, la modulation permet d’économiser du combustible, pendant que l’on achète la production solaire étrangère à des prix négatifs ;
- Pour des raisons de sûreté du réseau électrique (pilotage de la tension), le maintien d’une tranche couplée par site, voire d’une tranche sur deux avec une répartition géographique homogène sur le parc, peut être nécessaire. Des essais réglementaires ou des contraintes industrielles peuvent aussi imposer un maintien à pleine charge des réacteurs quelques jours par mois, à tour de rôle...

La capacité à moduler est définie par les exploitants en salle de commande. On ne demandera jamais à une tranche de procéder à une modulation qui serait en dehors du domaine autorisé par la sûreté.

Ensuite, tous ces paramètres, liés à la technique des réacteurs, à la réglementation, à la gestion du combustible ou à l’organisation industrielle d’EDF, sont modélisés par la Direction Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) d’EDF qui détermine une valeur économique à utiliser chaque réacteur ou non en fonction du temps et du marché. La modélisation de l’ensemble de ces contraintes techniques à moduler les différents réacteurs nucléaires permet d’insérer la production d’un réacteur dans le marché ou non à travers un coût d’ordre donné par EDF, qui apparaît comme un proxy permettant de prendre une décision. *In fine*, le réacteur produit lorsque son coût d’ordre est inférieur au prix spot, il baisse sa puissance ou s’arrête lorsque son coût est supérieur.

Dans la pratique, le photovoltaïque a bénéficié d’une primauté d’introduction de sa production jusqu’à récemment, son coût marginal étant considéré comme nul¹⁷. Autrement dit, le PV a été assez peu arrêté avant 2024 (les courbes en forme de hibou de la figure 3 ont été peu observées). Désormais c’est de moins en moins vrai.

Les jours où le parc descend à 30 - 25 GW sont de plus en plus fréquents. Il est même descendu sous la barre des 22 GW le 8 juin 2025 (les prix étaient descendus à - 50 € / MWh). Lorsque l’on s’approche de cette limite basse de 20 GW, de plus en plus de centrales ont alors des valeurs d’usage négatives, ce qui revient alors à arrêter des moyens PV, d’autant plus que ceux-ci sont encouragés à ne pas produire si les prix spot sont négatifs.

¹⁷ On n’inclut pas, par exemple, dans le calcul du coût marginal des EnR intermittentes, la nécessité de disposer d’une capacité de production pilotable à leurs côtés.

II. EFFETS DE LA MODULATION SUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES – YVES BRÉCHET (ACADÉMIE DES SCIENCES)

Voilà l'état de mes réflexions sur les effets de la modulation... (et la raison pour laquelle le rapport de Jean Casabianca, Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire, me semble devoir être attentivement lu !). J'ai partagé cette réflexion avec quelques personnes spécialistes de l'opération des centrales et des combustibles. Le message final est de ne pas tomber dans le catastrophisme, ni de prétendre qu'il n'y a pas de problème. La décision de moduler la production nucléaire pour s'adapter aux fluctuations induites par le développement massif des ENR mérite d'être instruite sérieusement et on ne saurait se contenter de slogans pour prendre des décisions importantes.

Il y a deux questions à aborder : les endommagements induits, et les difficultés d'exploitation accrues. Il est important de distinguer les suivis de charge, de faible amplitude et grande période, et les modulations de forte amplitude, à fréquence rapide mais pouvant induire un fonctionnement à puissance réduite pendant une longue période. La confusion de ces différents aspects conduit à un catastrophisme ou un irénisme tous les deux non justifiés.

Les endommagements induits

Il y a dans les centrales trois types de composants : les composants consommables, les composants remplaçables et les composants non remplaçables :

La cuve est le composant non remplaçable qui fixe la durée de vie des réacteurs. Le phénomène qui limite sa durée de vie est le durcissement sous irradiation de l'acier de cuve, qui conduit à une réduction progressive de la température de transition ductile/fragile et qui fait que, au-delà d'une certaine fluence, le matériau n'a plus la résilience requise en cas d'accident. Bonne nouvelle, les aciers bainitiques qui constituent la cuve vieillissent moins vite qu'initialement prévu. Les évolutions de résilience sont suivies régulièrement, c'est ce qui permet de penser qu'un réacteur peut aller au-delà de 50 ans, 60 ans, 80 ans en adoptant des gestions faibles fluences...

Les composants consommables sont essentiellement le combustible, la gaine du combustible et les éléments de l'assemblage. Ce qui limite la durée de vie du combustible, c'est la corrosion de la gaine qui fait qu'elle ne peut pas indéfiniment jouer son rôle de barrière ⁽¹⁾. C'est pour cela qu'on change parfois le combustible avant qu'il n'ait été totalement consommé. De façon générale, le

(1) Pour les alliages modernes (M5 pour Framatome et Opt ZIRLO pour W), la résistance à la corrosion a été améliorée. En revanche, la pression interne fin de vie et l'épuisement du combustible (taux de combustion) sont des facteurs limitatifs pour le combustible. Des assemblages peuvent être déchargés prématurément s'ils sont endommagés (e.g., percement par vibration usure des crayons ...) mais c'est indépendant du suivi de charge.

combustible est changé parce que la réactivité n'est plus suffisante : l'enrichissement de départ a été choisi pour ça et les caractéristiques du crayon combustible dans les assemblages (pression initiale dans le crayon, jeu pastille-gaine, choix du type de pastilles et de gainage, conception d'assemblage minimisant les risques de percement de la gaine par vibration usure des crayons) ont été adaptées pour que les phénomènes limitant induits par l'irradiation ne surviennent pas avant que le combustible ait été consommé de façon optimale.

Les composants remplaçables sont les circuits de refroidissement, les internes de la cuve et les générateurs de vapeur. Les internes de cuves sont limités par la corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation, les générateurs de vapeur par le colmatage et la corrosion, les circuits de refroidissement par la corrosion et la fatigue.

Une fois comprise cette classification, on peut comprendre les effets escomptés du fonctionnement non stationnaire d'un réacteur, c'est à dire le suivi de charge (oscillations de longue périodes) et la modulation (oscillations beaucoup plus rapides et d'amplitude plus grande pour compenser les fluctuations de production induites par exemple par les sources intermittentes).

Aucune de ces fluctuations ne va sérieusement modifier les effets d'irradiation de la cuve, et on n'aura pas de diminution de la durée de vie des réacteurs de ce fait, ni un risque de sûreté induit par les fluctuations de fonctionnement.

De même, les composants consommables ne seront probablement pas directement affectés : on ne s'attend pas à ce que la thermique de l'eau dans la cuve soit modifiée de façon majeure et la dose cumulée d'irradiation (à l'origine de l'augmentation de la pression interne des crayons combustible liée aux gaz de fission) ne sera pas non plus affectée : on ne s'attend donc pas à ce que les fluctuations de fonctionnement modifient drastiquement la durée d'utilisation du combustible (en termes d'énergie produite). Cela dit, les variations de puissance ont un effet sur les contraintes générées par la pastille sur la gaine (interaction mécanique pastille-gaine). Pour éviter un risque de percement de la gaine par interaction pastille-gaine (IPG) lors des fluctuations de puissance, un dimensionnement spécifique du cœur a été mis en œuvre en France, dès les années 80, induisant des contraintes sur le pilotage des tranches. Nous avons ainsi acquis une expérience technique unique, autorisant des variations de puissance que le monde entier nous envie.

En revanche, les fluctuations de puissance vont changer les conditions thermiques des circuits de refroidissement et des générateurs de vapeur. Si les fluctuations sont lentes (suivi de charge), l'expérience montre que les contraintes thermiques sont faibles et l'effet dégradant limité. Si les fluctuations thermiques sont rapides, les gradients de température peuvent être importants et induire des contraintes conduisant à de la fatigue thermomécanique et à de la fatigue – corrosion. C'est à mon avis l'effet majeur attendu à la suite d'une modulation trop

rapide. Une situation analogue est rencontrée dans les zones de mélange froid/chaud qui ont conduit à du faïençage thermique des tuyaux.

En résumé, en termes d'endommagements, le suivi de charge devrait être assez inoffensif (le temps de mise en équilibre du champ thermique est faible devant le temps caractéristique d'évolution des conditions aux limites), cependant, la modulation peut affecter la durée de vie des composants remplaçables. Ce qui signifie non pas un risque de sûreté, mais un allongement des périodes d'arrêt pour remplacer les composants remplaçables.

Pour aller plus loin dans cette évaluation il faudrait calculer (avec des outils de calcul thermohydrauliques) les fluctuations de température induites par une fluctuation de puissance extraite du réacteur. Ensuite il faudrait calculer (dans un régime élastique) les amplitudes de contrainte en résultant et, enfin, faire des essais de fatigue thermomécaniques dans ces conditions, sur éprouvettes immergées, et mesurer les temps d'apparition de fissures de fatigue ⁽¹⁾.

Je ne pense pas que de telles études aient été faites dans les conditions de modulation, car pour faire fonctionner un réacteur en régime de modulation, il faut vraiment avoir de bonnes raisons... Je pense que de telles études seraient utiles pour quantifier les dommages potentiellement induits, les périodes d'arrêt de maintenance qui en résulteraient, et les coûts afférents. Mais tout cela suppose qu'on aille au-delà d'un commode « circulez, il n'y a rien à voir » ...

Pour ce qui est des dispositifs associés aux centrales, les turbines, les alternateurs, qui n'ont rien de spécifiquement nucléaire, le fonctionnement non stationnaire ne peut qu'endommager ces dispositifs, mais il est difficile d'en estimer a priori l'ampleur en l'absence de retour d'expérience.

Les difficultés potentielles d'exploitation

Au-delà des endommagements possibles, il est probable que la modulation rende plus difficile l'opération des centrales, ce qui n'est pas une bonne nouvelle.

D'une part les principales variations de température en interne de la cuve, concernent celles de la pastille combustible et de la gaine lesquelles n'évoluent pas de la même façon, la première étant un composé fritté, la seconde étant un métal. C'est la question de l'interaction pastille – gaine (IPG) qui, en générant des contraintes dans la gaine, peut conduire à une fissure de la première barrière. Comme la taille du parc français a imposé dès le départ de faire du suivi de charge, cette problématique a été étudiée dès les années 80s en réalisant de nombreuses rampes de puissance dans des réacteurs expérimentaux. Sur la base des résultats obtenus, des limites de variation de puissance ont été imposées aux opérateurs des

(1) Des essais d'endommagement par fatigue ont été réalisés à grande échelle dans les années 90s lorsqu'il a fallu justifier le suivi de charge et le suivi de réseau. Des marges conséquentes avaient été identifiées mais une extension de ces études aux problématiques liées à la modulation pourrait être utile.

tranches en suivi de charge. Cela a conduit à réduire le domaine de fonctionnement de ces tranches par rapport à une tranche fonctionnant en base (sans variation de charge). Les cas les plus problématiques sont ceux impliquant un fonctionnement prolongé à faible puissance (de l'ordre de 8 à 30 jours) car il nécessite des précautions particulières lors de la remontée en puissance. Il faut simplement se rappeler que les réacteurs de type REP (réacteurs à eau sous pression) ont été conçus pour fonctionner en base c'est à dire sans faire varier la charge pendant toute la campagne d'irradiation. Pour pallier le risque IPG sur le combustible, le constructeur Westinghouse avait imposé une cinétique de montée en charge limitée, que nous avons pu relaxer grâce aux études évoquées ci-dessus.

D'autre part toute variation de charge nécessite d'ajuster la concentration en bore afin de compenser l'effet des neutrons retardés (le Xénon en particulier) et ce, au cours des 7-8 heures qui suivent la variation de charge (certes les grappes grises permettent de modifier la puissance du réacteur en premier lieu, mais c'est le bore qui ajustera la réactivité ensuite). Ceci conduit à des productions d'effluents proportionnellement à l'amplitude et la vitesse de variation de charge ainsi qu'à l'avancement dans le cycle d'irradiation (la concentration en bore diminue au fur et à mesure de l'avancement dans le cycle et nécessite donc plus de dilution / borication pour une même variation de puissance). La gestion de ces effluents complique l'exploitation et augmente le volume des rejets, ce ne sont pas des effets à écarter d'un revers de main !

Enfin, le suivi de charge massif imposé à certaines tranches met en tension les équipes chargées de la régulation du groupe turbo-alternateur de la partie non-nucléaire, augmentant ainsi les impacts Sociaux-Organisationnels et Humains (SOH). Ce point a été souligné par l'IGSNR (Inspection Générale de la Sécurité Nucléaire) dans son dernier rapport

En résumé

Les caractéristiques en amplitude et en fréquence du suivi de charge et des modulations rendent pour le moins hasardeuses les généralisations sans validation de l'expérience du suivi de charge au cas de la modulation.

Il est certain que la mise en place des modulations rend plus délicate l'exploitation des centrales, sans pour autant présenter de problèmes de sûreté ou de réduction de la durée de vie des réacteurs

Les modulations ne sont pas neutres vis-à-vis de l'utilisation du combustible : à titre d'exemple, le suivi de charge est suspendu dans une tranche contenant des crayons combustibles endommagés.

Il est probable que les modulations génèrent des endommagements qui dégraderont la disponibilité du parc, et la question doit être quantifiée, ne serait-ce que pour estimer les surcoûts d'exploitation.

Il est imprudent de prétendre, avant que ces études n'aient été faites, que la modulation du fonctionnement des centrales soit une stratégie industriellement viable pour contrebalancer les effets de l'intermittence induite par une pénétration fortement accrue des EnRi.

Retour sur la situation actuelle et les études nécessaires

Actuellement, ce qui est techniquement garanti est que l'on peut faire varier quotidiennement la puissance d'un réacteur entre 100% et 30% de la puissance nominale pendant les 2/3 du cycle d'irradiation, sans limitation particulière. Il me semblerait utile, pour ne pas dire nécessaire, avant d'affirmer que la modulation de grande ampleur, nécessitant par exemple des arrêts de tranche répétés, ne pose pas de problème, d'évaluer quantitativement les modulations nécessaires en fonction non seulement de la puissance renouvelable installée (aux niveaux tant français qu'européen), mais aussi du détail statistique des fluctuations induites et de la demande de stabilisation nécessaire. Cette étude, comme celle sur les moyens de stockage disponibles de façon économiquement viable, est une brique indispensable pour penser un mix énergétique qui ne soit pas une pétition de principe, s'appuyant plus sur l'idéologie, ou sur une stratégie de courtisan, que sur la science...