AVIS ET RAPPORTS DU CESER



L'énergie, oxygène de la Renaissance industrielle

Adopté en séance plénière du 5 novembre 2026

Autosaisine

CESER GrandEst

Le Conseil économique, social et environnemental régional Grand Est a voté le présent avis à l'unanimité.

Avis présenté par la commission Développement économique, industrialisation élargie énergie :

Christèle MARON, Présidente

Dominique LEDEMÉ, Vice-président

Karl TOMBRE, Rapporteur

Odile AGRAFEIL

Eric BORZIC

Gérard CLAUDEL

Etienne CLÉMENT

Delphine DESCORNE-JEANNY

Michel FICK

Valérie FRANÇOIS

Didier GABRIEL

Marc JOUDELAT

Raphaël KEMPF

Étienne LEROI

Marie-Madeleine MAUCOURT

Robert POGGI

Christelle QUERRY

Pierre-Étienne ROSENSTIEHL

Bruno THÉRET

Michèle TRÉMOLIÈRES

Bruno ULRICH

SOMMAIRE

RAPPORT 1

INTRODUCTION 2

I. PRODUIRE UNE ÉNERGIE SOUVERAINE ET DÉCARBONÉE 4

1. Production d'énergie en France : une énergie décarbonée à 95% 4
2. Un mix énergétique diversifié dans le Grand Est 12
3. Réseaux de distribution d'énergie : un patrimoine à moderniser 21

II. RÉDUIRE LA DÉPENDANCE AU GAZ DE L'INDUSTRIE RÉGIONALE 30

1. Consommation d'énergie régionale : le poids important de l'industrie 30
2. Les leviers de réduction de la dépendance au gaz 38
3. Prix de l'énergie, un facteur clé de la compétitivité de l'industrie 50

III. PLANIFIER LOCALEMENT LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN TENANT COMPTE DES BESOINS DE L'INDUSTRIE 60

1. Construire localement des stratégies adaptées au contexte territorial 60
2. Les leviers mobilisables par les territoires 69

AVIS 75

INTRODUCTION 76

I. SÉCURISER L'ACCÈS DE L'INDUSTRIE À UNE ÉNERGIE DÉCARBONÉE PAR UNE PLANIFICATION À LONG TERME 78

II. AMPLIFIER DANS LA DURÉE L'ACCOMPAGNEMENT DES TERRITOIRES ET LES RENDRE PLUS ROBUSTES FACE AUX CRISES ÉNERGÉTIQUES 81

CONCLUSION 85

RÉCAPITULATIF DES PRÉCONISATIONS 86

EXPLICATIONS DE VOTE 87

ANNEXES 92

RAPPORT

INTRODUCTION

À l'occasion de son travail sur la renaissance industrielle du Grand Est, ayant conduit à l'adoption d'un avis en novembre 2025, le CESER avait pu mesurer toute l'importance du facteur énergétique dans l'équation menant à une renaissance industrielle réussie. Ces dernières années ont connu de profonds bouleversements géopolitiques et géoéconomiques : crises telles que la guerre en Ukraine et plus récemment le conflit américano-iranien, arbitrages politiques très différents selon les pays quant au recours aux énergies fossiles, politiques tarifaires énergétiques divergentes, tensions et pressions politiques sur l'accès aux matériaux critiques et aux chaînes de valeur associées… En intégrant aussi la nécessité d'une action plus affirmée en faveur de la transition énergétique et environnementale et de la souveraineté énergétique européenne et française, un enjeu considérable se dessine. Il s'agit de réussir à combiner décarbonation industrielle et compétitivité économique grâce à des leviers politiques, technologiques et organisationnels adaptés.

Le présent rapport et avis s'inscrit dans le prolongement de celui de 2025, en abordant la question énergétique sous l'angle de son rôle dans le développement industriel. Il vise à déterminer les conditions permettant de garantir à l'industrie de demain un accès à une énergie décarbonée, compétitive et disponible en quantité suffisante, tout en s'inscrivant dans un processus vertueux d'efficience énergétique. Dans un contexte de transition énergétique, qui nécessite notamment une électrification croissante des usages, les besoins énergétiques de l'industrie pourraient être appelés à évoluer sensiblement, ou du moins à être posés en des termes nouveaux et plus précis, avec notamment un risque accru de concurrence avec les autres secteurs de l'économie et de la société pour l'accès à l'électricité. Il est donc nécessaire d'examiner les capacités actuelles et futures du système énergétique français à répondre à ces besoins, et identifier les contraintes susceptibles de peser sur les projets industriels, notamment en matière de production, de réseaux, de raccordement et de coût de l'énergie.

Cette problématique revêt une importance particulière pour le Grand Est, dont l'industrie se caractérise par une consommation énergétique élevée et un mix énergétique plus carboné que la moyenne nationale, notamment en raison d'une forte dépendance au gaz naturel. La transition énergétique constitue dès lors à la fois un enjeu de réduction de la dépendance aux énergies fossiles, de décarbonation de l'industrie, mais aussi de compétitivité et de pérennité du tissu industriel régional. Le rapport explore ainsi les principaux leviers permettant de réduire les consommations et de substituer progressivement les énergies fossiles, en particulier grâce à l'efficacité énergétique et à l'électrification des procédés. Il explore le potentiel mais aussi les limites du recours à

d’autres sources énergétiques et de leur mise en réseau, par exemple la chaleur fatale ou la biomasse.

Même si le système énergétique, notamment la production et le réseau de transport de l’électricité, reste largement dirigé à l’échelle nationale, et que la politique tarifaire de l’énergie est régulée au niveau européen, le CESER est néanmoins convaincu que la Région dispose de leviers et que les territoires ont des capacités d’action pour anticiper les besoins, rapprocher les ressources des usages et favoriser des solutions énergétiques adaptées aux caractéristiques locales. La dernière partie du rapport s’intéresse ainsi au rôle des collectivités dans la planification énergétique, l’accueil de nouvelles activités industrielles et le développement de solutions collectives. Elle examine notamment la manière dont les collectivités peuvent contribuer à créer les conditions énergétiques nécessaires à la renaissance industrielle de leurs territoires.

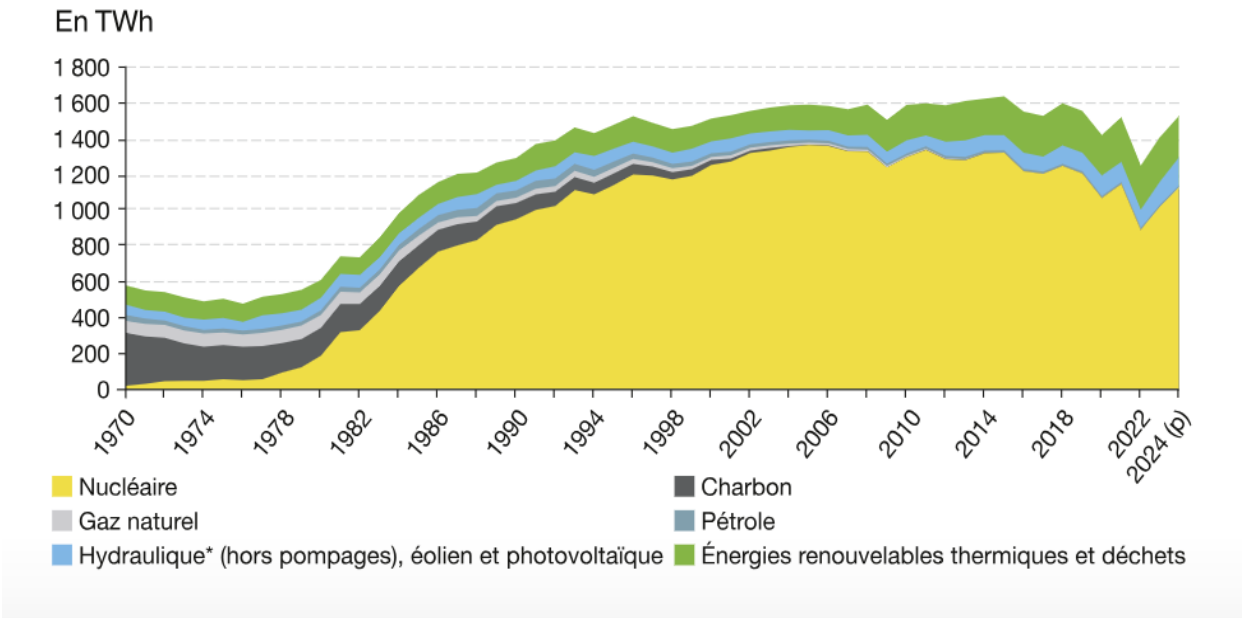
I. PRODUIRE UNE ÉNERGIE SOUVERAINE ET DÉCARBONÉE

L'accès à une énergie décarbonée, compétitive et disponible en quantité suffisante constitue un facteur essentiel de la réussite de la renaissance industrielle. Dans cette perspective, il est nécessaire de porter un regard à la fois sur la situation actuelle et sur les évolutions attendues de la production et de la consommation énergétique, à l'échelle nationale comme régionale, afin d'évaluer la capacité de la France et de ses territoires à répondre aux besoins présents et futurs de l'industrie. Cette analyse doit également permettre d'identifier les principaux freins et les risques susceptibles de compromettre les projets industriels, dans un contexte où la demande en énergie décarbonée est appelée à croître sous l'effet des besoins de décarbonation de l'ensemble des secteurs d'activité.

1. Production d'énergie en France : une énergie décarbonée à 95%

a. La production énergétique nationale actuelle

- **L'énergie primaire**

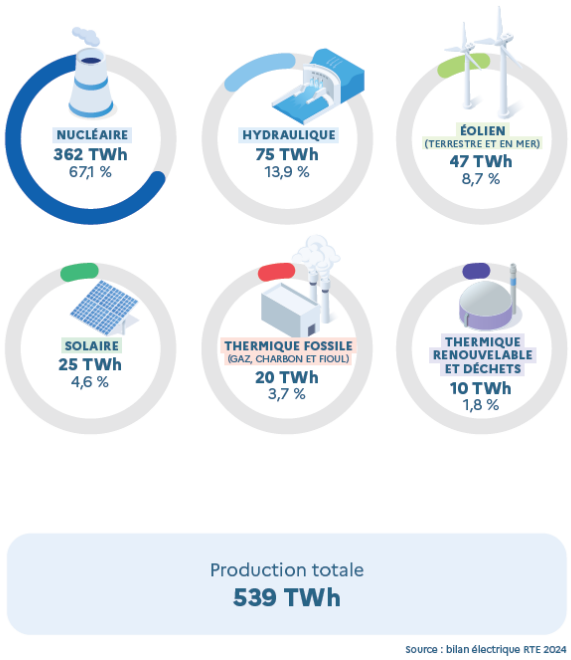


Production d'énergie primaire par énergie (source : chiffres clés de l'énergie 2025 – SDES)

La production d'énergie primaire s'élève à 1 564 TWh[1] en France en 2024. L'énergie primaire correspond à l'énergie brute disponible dans la nature avant toute transformation : énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon), vent, soleil, eau. Elle a progressé de 9,9 % par rapport à 2023, et retrouve ainsi son niveau d'avant les crises sanitaire et énergétique. Son augmentation est essentiellement imputable au rebond de la production nucléaire qui représente 74 % de la production primaire (+ 12,5 %, à 1 153 TWh). La disponibilité du parc nucléaire s'est nettement améliorée en 2024 avec le redémarrage de plusieurs réacteurs et le raccourcissement des arrêts pour traiter le phénomène, non prévu, de corrosion sous contrainte identifié fin 2021.

La production des énergies renouvelables électriques (hydraulique, éolien, photovoltaïque) augmente très nettement en 2024 (+ 9,9 %) en raison de l'accélération du développement des capacités installées et de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'hydraulique.

La production des énergies fossiles en France a fortement régressé à partir de la fin des années 70 pour ne représenter désormais qu'une infime fraction non significative de la production énergétique primaire. La dernière mine de charbon française a fermé en avril 2004 (mine de Creutzwald). Concernant le pétrole, et bien que les ressources dont dispose la France soient très faibles, des réouvertures de puits de pétrole sont envisagées dans l'Aube et la Marne en raison des tensions internationales qui fragilisent la sécurité des approvisionnements en pétrole.



Mix électrique français (source : bilan électrique 2024 - RTE)

[1] Le térawattheure (TWh) est employé pour quantifier la production et la consommation d'électricité à grande échelle. Un térawattheure correspond à 1000 GWh ou un milliard de kilowattheures (kWh)

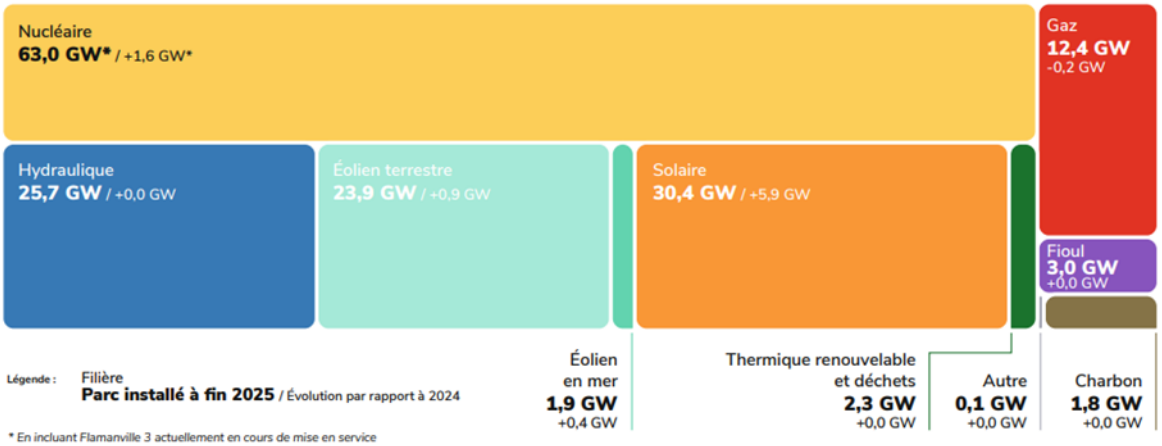
- **L’énergie secondaire**

L’électricité est la principale source d’énergie produite sur le territoire français. Sa production totale est en croissance. Elle a atteint 547,5 TWh en 2025, alors que son niveau en 2024 était de 539 TWh.

Le mix électrique français est composé à plus de 95% d’électricité décarbonée. Cela constitue un atout majeur pour l’industrie qui doit impérativement se décarboner pour répondre aux obligations réglementaires et rester compétitive à long terme dans la perspective de la raréfaction des ressources fossiles. Mais cet atout doit toutefois être pondéré, puisque l’énergie nucléaire n’est pas entièrement souveraine, faute de gisement d’uranium sur le territoire national. La France a actuellement besoin de 6 000 à 8 000 tonnes d’uranium naturel par an pour fabriquer le combustible qui alimente son parc de 57 réacteurs nucléaires, la totalité étant importée. EDF achète le combustible final auprès d’Orano qui sécurise son approvisionnement en amont en exploitant de l’uranium naturel provenant de différentes zones géographiques : Kazakhstan, Namibie, Niger et Australie en sont les principaux fournisseurs.

Un autre atout de l’énergie nucléaire souvent évoqué est qu’elle est pilotable contrairement aux énergies renouvelables, ce qui signifie qu’elle peut s'adapter aux variations de la demande électrique et fournir une électricité en continu toute l'année. Cependant, les épisodes de canicule répétés de l’été 2026 et l’assèchement des cours d’eau qui en découle, nous rappellent que cette énergie est vulnérable au dérèglement climatique en raison de son besoin en eau pour le refroidissement des réacteurs. Pour respecter les réglementations sur les rejets d’eau, au moins 13 réacteurs ont été concernés par un arrêt complet ou une réduction de la production, ce qui représente 20,4 % des capacités de production indisponibles.

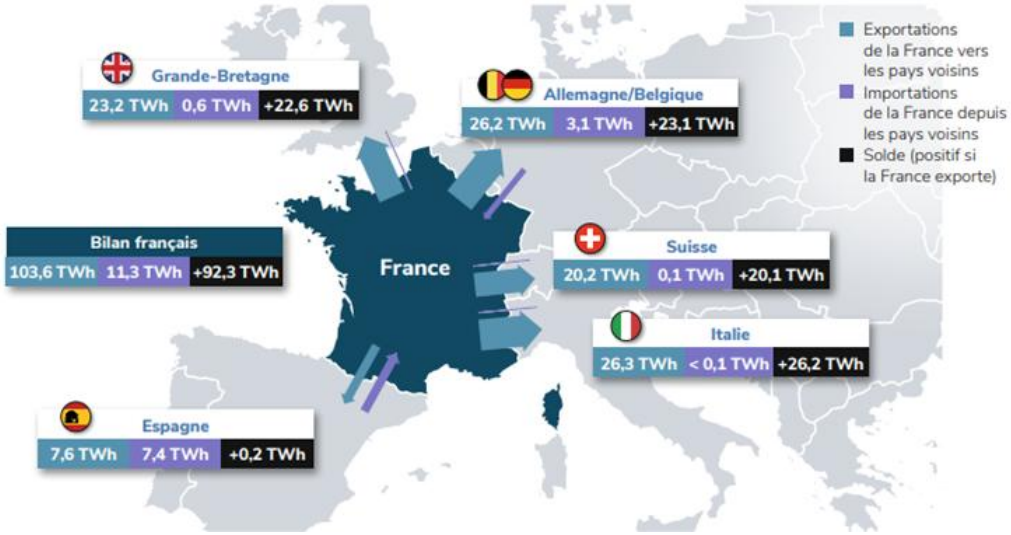
Parc de production d'électricité en France et répartition par filière



Néanmoins, contrairement aux énergies fossiles, l'électricité est une énergie qui se stocke très difficilement. Cela implique d'examiner dans quelle mesure la capacité de production d'électricité évolue en convergence avec les besoins croissants de décarbonation de notre société.

Le schéma ci-dessus montre une augmentation de la capacité de production électrique en France en 2025 qui atteint désormais 164,5 GW[2]. L'augmentation est principalement imputable au développement du parc solaire (+5,9 GW), à celui du nucléaire (+1,6 GW) et enfin à celui de l'éolien terrestre (+0,9 GW). La production effective d'une installation électrique dépend du facteur de charge de l'installation considérée. À titre d'ordre de grandeur, EDF indique qu'un réacteur nucléaire d'une puissance de 0,9 GW fonctionnant en continu permet de produire chaque mois 0,5 Twh, ce qui correspond à l'alimentation électrique d'environ 500 000 foyers.

Échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays voisins en 2025



Une Europe de l'électricité intégrée, interconnectée et solidaire s'est peu à peu construite depuis 25 ans. Le réseau électrique européen est l'un des plus vastes du monde avec 305 000 kilomètres de lignes fonctionnant sur la même fréquence et plus de 400 interconnexions qui relient près de 600 millions de citoyens européens. L'interdépendance, gérée en temps réel par les gestionnaires de réseaux de transport, permet de sécuriser l'approvisionnement en électricité à l'échelle du continent, chaque opérateur pouvant recourir, en cas de besoin, à des moyens de production situés à l'extérieur de ses frontières. Cette solidarité européenne permet d'échanger de l'électricité et d'éviter pour chaque pays les risques de coupures d'électricité, l'augmentation de la facture d'électricité et la dégradation des bilans carbone nationaux.

[2] Un gigawatt (GW) est une unité de mesure de la puissance égale à 1 000 000 de kilowatts (kW)

En 2025, la France a nettement plus exporté d'électricité qu'elle n'en a importé. La France produit actuellement plus d'électricité qu'elle n'en consomme, obligeant les producteurs à payer pour exporter leur surplus faute de pouvoir le stocker. Le solde net d'électricité échangée avec les pays voisins s'est élevé à 92,3 TWh en 2025. Il a été, pour la deuxième année consécutive, le plus élevé depuis le début des échanges entre la France et les autres pays européens, dépassant le solde de 2024 (89,0 TWh), dans un contexte globalement similaire.

Focus sur l'Hydrogène (H2)

L'hydrogène est un gaz très léger dont la formule chimique est H2[3]. Très inflammable, il est inodore, incolore, non toxique et non corrosif. À l'état naturel, il est généralement combiné avec d'autres atomes : on le trouve notamment dans l'eau (H2O), le pétrole (hydrocarbures HC) ou encore le gaz naturel (méthane CH4).

Exploité depuis le 19e siècle pour alimenter des réseaux d'éclairage des villes puis pour propulser la fusée Ariane, l'hydrogène est utilisé depuis des décennies dans l'industrie chimique où il sert notamment d'intrant pour la production d'ammoniac et de méthanol, ainsi que pour le raffinage des produits pétroliers, carburants et biocarburants.

L'hydrogène est souvent présenté comme un vecteur énergétique prometteur [4], possédant des avantages importants mais aussi des inconvénients significatifs. Lorsqu'il est utilisé dans une pile à combustible ou bien brûlé, l'hydrogène ne rejette que de l'eau. Il ne produit pas directement de CO2, de particules fines ou d'oxydes d'azote. Ensuite, l'hydrogène peut être utilisé pour stocker l'électricité produite par des sources d'énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, lorsqu'il y a un surplus de production. C'est un vecteur énergétique qui bénéficie de multiples applications et peut notamment contribuer à décarboner des secteurs dans lesquels l'électrification est compliquée. Dans le secteur de la sidérurgie, il peut être utilisé comme agent de réduction du minerai de fer. Dans la chimie, il est utilisé pour fabriquer des engrais azotés après transformation en ammoniac (NH_3) et intervient dans les procédés de raffinage du pétrole. Enfin, il peut aider à décarboner les transports : transport maritime (e-méthanol[5]), aviation (e-saf[6]) ou encore mobilité lourde (camions électriques à piles à combustibles). En revanche, il semblerait peu intéressant pour la mobilité légère en raison d'un rendement global qui n'est que d'environ 25%.

[3] Le dihydrogène est la forme moléculaire de l'élément hydrogène qui existe à l'état gazeux aux conditions normales de température et de pression. La molécule comporte deux atomes d'hydrogène

[4] Un vecteur énergétique est un transporteur d'énergie qui permet de passer de l'énergie primaire, disponible dans l'environnement naturel, à l'énergie finale délivrée au consommateur. Il existe 3 vecteurs énergétiques : l'électricité, la chaleur et l'hydrogène.

[5] Carburant liquide synthétique produit en combinant de l'hydrogène vert avec du dioxyde de carbone

[6] Kérosène de synthèse à base d'hydrogène vert

Parmi les inconvénients, il faut souligner que la majorité de l'hydrogène produit dans le monde est un hydrogène « gris », c'est-à-dire fabriqué à partir de gaz naturel, qui génère indirectement d'importantes émissions de CO2. Pour améliorer le bilan carbone de son usage, il est donc nécessaire d'utiliser de l'hydrogène « vert », qui est celui produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité décarbonée, mais dont le coût est beaucoup plus élevé, même s'il diminue progressivement grâce aux progrès technologiques et au développement des énergies renouvelables. Il faut ajouter que le stockage de l'hydrogène est compliqué car c'est un gaz très léger. Pour être stocké, il doit être comprimé à très haute pression (souvent 350 à 700 bars), ou liquéfié à -253°c, ce qui suppose une consommation d'énergie importante et des équipements spécialisés. Enfin, l'hydrogène pose des problèmes de sécurité car il est très inflammable et possède une large plage d'inflammabilité dans l'air.

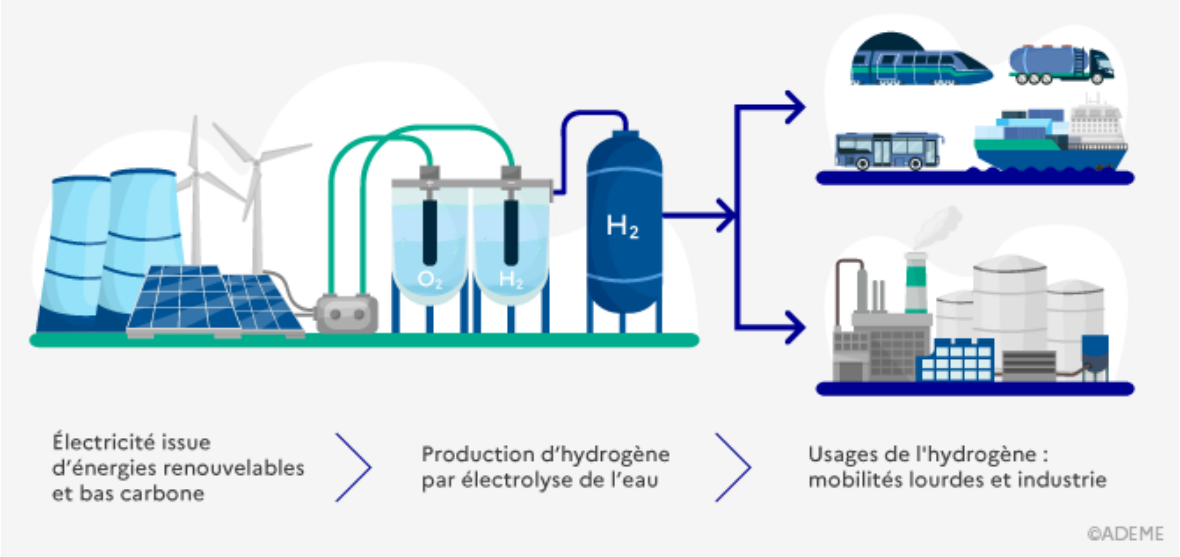


Schéma simplifié de production d'hydrogène par électrolyse (source ADEME)

La filière de production d'hydrogène « vert » en France est encore balbutiante mais devrait accélérer son développement. La capacité d'électrolyse installée en 2025 est de 50 MW et la capacité d'électrolyse ayant atteint la décision finale d'investissement ou en étant en cours de construction est de 250 MW[7].

Le principal frein au développement de la filière de l'hydrogène « vert » à ce jour est économique. Bien qu'il présente un intérêt stratégique pour décarboner l'industrie lourde, sidérurgie et chimie principalement, son coût de production reste encore trop important pour devenir compétitif. Alors que le coût de production de l'hydrogène gris n'est que d'environ 1 à 3€/kg, celui de l'hydrogène vert est compris entre 5 et 10€/kg. L'écart de prix est trop élevé pour intéresser des acteurs économiques positionnés sur des marchés mondiaux. Toutefois des développements technologiques sans recours à

[7] Source : France Hydrogène

une électricité décarbonée pour sa production semblent prometteurs. L'entreprise espagnole Hysun investit dans la thermolyse qui consiste à concentrer la chaleur du soleil, et à décomposer chimiquement les molécules d'eau. Cet hydrogène 100 % vert aurait un coût bien inférieur à celui produit par électrolyse. Cette entreprise projette de construire 35 centrales solaires de ce genre, pour une production annuelle de 100 000 tonnes de H2 avec l'objectif de réussir à proposer un prix commercial de 1€ le kilo d'ici 2030.

Enfin, l'hydrogène naturel dit « blanc » ou « natif », encore au stade exploratoire, semble concentrer les espoirs pour accroître les usages d'hydrogène décarboné. Potentiellement moins coûteux que l'hydrogène vert, cet hydrogène qui se forme naturellement dans le sous-sol terrestre pourrait être hypothétiquement disponible en quantité illimitée.

b. Projections de la production énergétique nationale : la Programmation pluriannuelle de l'énergie

En février 2026, le Gouvernement a publié la nouvelle édition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) et son annexe la Stratégie de développement des mobilités propres (SDMP). Ces documents présentent la politique énergétique de la France pour répondre aux enjeux de consommation et de production d'énergie sur la période 2026-2035.

L'actualisation de la PPE s'inscrit dans une stratégie de transition globale, la Stratégie Française pour l'Énergie et le Climat (SFEC), qui vise à :

- assurer la disponibilité de l'énergie à un coût maîtrisé,
- atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050,
- adapter la France au changement climatique.

La PPE3 fixe plusieurs priorités :

- garantir la souveraineté de la France, en assurant la disponibilité des ressources énergétiques nécessaires à notre économie et nos ménages ;
- rendre l'énergie accessible, pour les Français et nos entreprises, à des prix maîtrisés, compétitifs et abordables.
- décarboner le mix énergétique, pour lutter contre le changement climatique ;
- permettre l'accès à des mobilités bas carbone, pour les voyageurs et les marchandises, sur l'ensemble du territoire.

Pour répondre à ces priorités, la PPE3 porte l'ambition d'augmenter la production de toutes les énergies souveraines et décarbonées pour réduire la dépendance aux énergies fossiles. La PPE3 rappelle que notre modèle énergétique demeure trop dépendant des énergies fossiles, qui représentent encore près de 60 % de notre consommation finale

d'énergie. Ces importations menacent notre souveraineté et contribuent au dérèglement climatique. Pour réduire cette dépendance, la PPE3 propose d'agir sur 3 leviers :

- Accroître les capacités du parc nucléaire :

La PPE 3 fait le choix de la relance nucléaire, avec un objectif de production à 380 TWh/an en base en 2030 et 420 TWh/an en 2035, contre 360-400 TWh auparavant, via la prolongation des réacteurs existants au-delà de 60 ans, lorsque la sûreté le permet, la montée en puissance progressive de l'EPR de Flamanville et la construction de 6 nouveaux réacteurs EPR2.

- Développer les énergies renouvelables :

Pour les filières électriques, la PPE compte s'appuyer principalement sur le photovoltaïque et l'éolien en mer. Dans une moindre mesure l'éolien terrestre devrait continuer à se développer. Pour les filières non électriques, l'ensemble des filières devraient concourir à la décarbonation de l'économie : chaleur et froid renouvelable et de récupération, biométhane, biocarburants et hydrogène vert.

- Réduire notre consommation d'énergies fossiles :

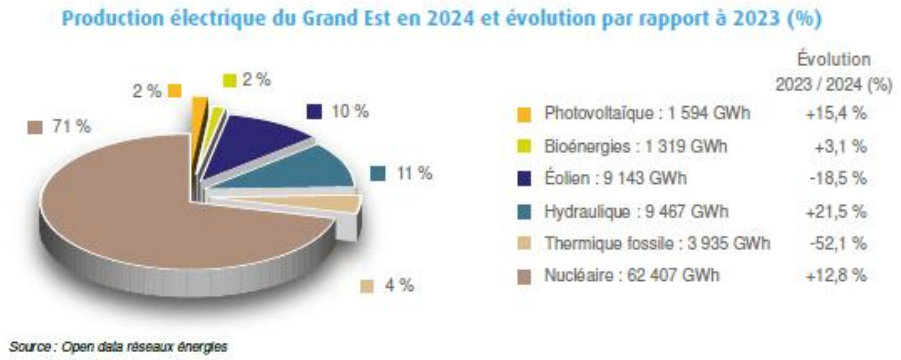
L'objectif est de réduire leur consommation à 40% de la consommation finale d'énergie en 2030 et 29% en 2035.

		2023	2030	2035
Filières électriques	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE[1]	458 TWh	585 TWh	Entre 650 et 693 TWh
	PRODUCTION NUCLÉAIRE	56 réacteurs 320,4 TWh	57 réacteurs en service 380 TWh (Cible haute à 420 TWh)	
	PHOTOVOLTAÏQUE	19,3 GW[2] 22,7 TWh	48 GW ~59 TWh	55 – 80 GW ~67 – 98 TWh
	ÉOLIEN TERRESTRE	21,9 GW[3] 48,7 TWh	31 GW ~68 TWh	35 – 40 GW ~80 – 91 TWh
	ÉOLIEN EN MER	0,84 GW[4] 1,9 TWh	3,6 GW ~14 TWh	15 GW[5] ~59 TWh
	HYDRO-ÉLECTRICITÉ	25,9 GW (avec STEP)[6] 54,2 TWh[7]	26,3 GW (avec STEP) ~54 TWh	28,7 GW (avec STEP)[8] ~54TWh
Filières non électriques	CHALEUR ET FROID RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION	172 TWh chaleur[9] 1 TWh froid livré par les réseaux	297 TWh chaleur 2 TWh froid livré par les réseaux	328-421 TWh chaleur 2,5 – 3 TWh froid livré par les réseaux
	BIOMÉTHANE injecté dans les réseaux de gaz naturel (objectifs en TWh PCS)	9 TWh	44 TWh*	47 – 82 TWh
	BIOCARBURANTS dans le transport	38 TWh dans le transport	55 TWh dans le transport	70 – 90 TWh (transport et hors transport)
	HYDROGÈNE (capacité d'électrolyse installée)	0 GW	Jusqu'à 4,5 GW (9-19 TWh pci)	Jusqu'à 8 GW (16-40 TWh pci)

Objectifs par filière énergétique à horizon 2035 de la PPE3

2. Un mix énergétique diversifié dans le Grand Est

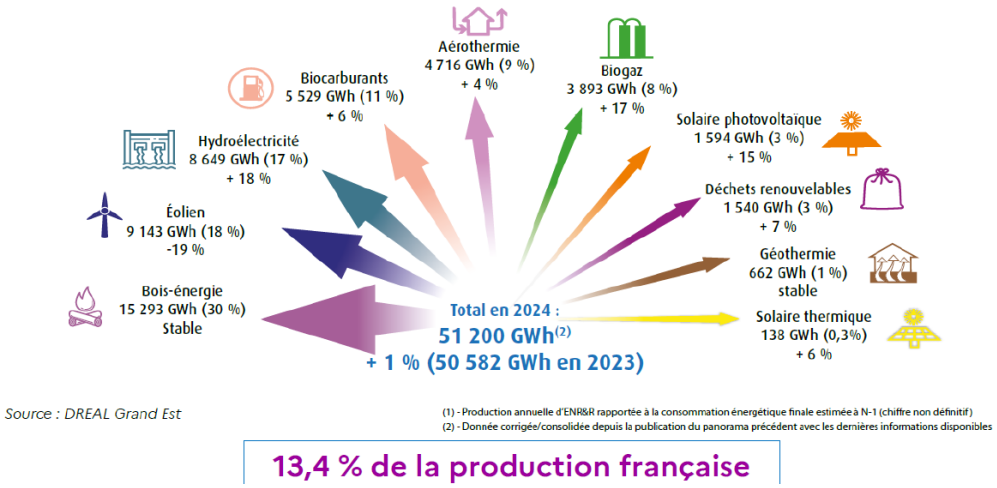
a. Le Grand Est : une région autonome en électricité



Production électrique du Grand Est en 2024

En 2024, la production d'électricité régionale, en légère hausse (+3% par rapport à 2023), s'élevait à 87,9 TWh. Elle représentait environ 16% de la production nationale et couvrait la consommation régionale d'électricité.

La production nucléaire constitue la part majoritaire de production électrique du Grand Est (71%). Elle était en forte augmentation en 2024 (+13%). Le Grand Est compte 3 centrales nucléaires sur son territoire : Chooz (Ardennes), Cattenom (Moselle) et Nogent-sur-Seine (Aube). L'éolien et l'hydraulique occupent une place importante dans le mix électrique du Grand Est. La part de la production d'électricité renouvelable régionale est de 20,6 TWh, soit 23% de la production électrique totale régionale.

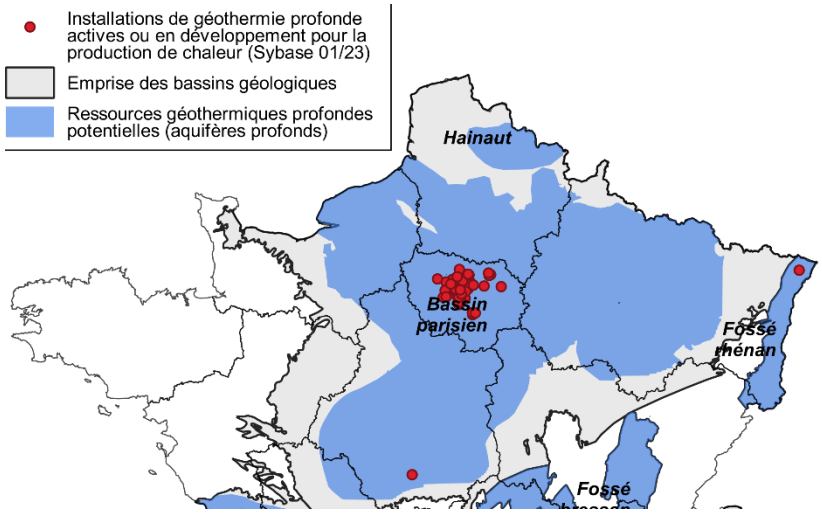


Bilan 2024 des ENR et de récupération en Grand Est (DREAL Grand Est)

La DREAL Grand Est réalise un bilan annuel des énergies renouvelables (ENR). Ce bilan indique que la biomasse, sous la forme de bois-énergie, est la 1re ENR du Grand Est. Cette énergie est restée stable en 2024, mais atteint probablement un plafond car la tension sur la ressource commence à devenir sensible, ce qui signifie que les limites de la

consommation du bois-énergie sont certainement atteintes dans un cadre de renouvelabilité de la ressource. Les nouveaux projets industriels ne peuvent désormais plus miser sur la biomasse pour leur production de chaleur.

L'ADEME essaie de valoriser le développement de la **géothermie** de surface (jusqu'à 200m de profondeur) ; la géothermie profonde, malgré les risques sismiques qu'elle peut engendrer, présente néanmoins un intérêt pour des procédés nécessitant de hautes températures (les températures de l'aquifère sont comprises entre 30° et 150°). La région dispose de ressources intéressantes en Alsace mais aussi à l'ouest et au centre de la région, avec l'aquifère du bassin parisien qui s'étend jusqu'aux limites de la Meuse. Outre les investissements élevés de la géothermie profonde, il existe des risques sismiques qui sont mal perçus par les riverains, ainsi que des risques pour les entreprises utilisatrices en cas de mise à l'arrêt contrainte de la centrale géothermique qui leur fournit la chaleur. C'est ce qui est arrivé à l'entreprise Roquette (industrie agro-alimentaire du Bas-Rhin), dont 25% de la chaleur provient de la géothermie. Elle a été forcée de se reporter sur de la chaleur produite au gaz qui est plus coûteuse, mais surtout carbonée.



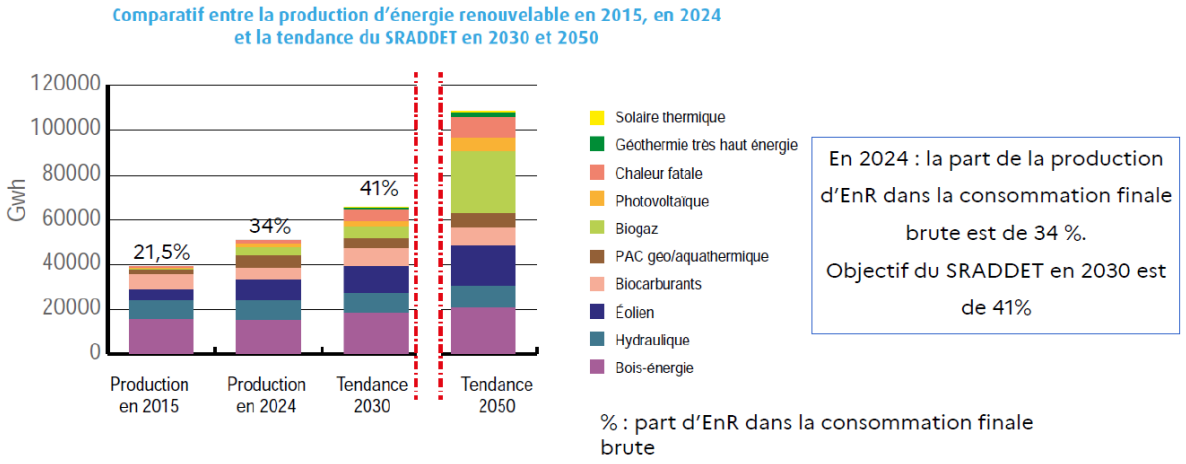
Carte des ressources géothermiques profondes (source : BRGM)

D'après l'ADEME, il serait également opportun d'investir davantage en région dans le **solaire thermique**, qui est dernière au classement des ENR du Grand Est. C'est une énergie qui demeure assez coûteuse en investissement et nécessite des subventions pour être compétitive par rapport au gaz, mais il est indispensable de mobiliser toutes les énergies disponibles pour se passer des énergies fossiles.

La **chaleur fatale** qui correspond à l'énergie thermique issue involontairement de procédés industriels, informatiques ou de combustion, devient une priorité régionale et nationale. Le Grand Est dispose en effet d'un vaste bassin industriel à fort gisement de chaleur perdue. Dans son avis « Les 5 urgences pour développer une industrie bas carbone » de 2020 le CESER Grand Est préconisait déjà de « *développer de nouveaux*

moyens en ingénierie et en financement pour identifier et valoriser les capacités inutilisées de chaleur fatale industrielle ». Le CESER soulignait qu'au regard de : « *l'enjeu que représente la récupération de chaleur fatale dans le Grand Est, dont 50% provient des industries agroalimentaires et de la chimie, il est essentiel de chercher à encourager les projets de synergies industrielles de réutilisation de chaleur perdue dans les zones industrielles* ». En effet, souvent valorisée en interne par les entreprises, il est beaucoup plus difficile de la valoriser en externe via des réseaux de chaleur. Bien que les coûts ne soient pas très élevés pour récupérer la chaleur, le principal problème est d'ordre technique. Il est lié aux distances de transport, parfois trop grandes pour pouvoir alimenter d'éventuels utilisateurs (quartier résidentiel et/ou autres entreprises), sans perte thermique importante. Par ailleurs la durée de l'approvisionnement, et partant, de l'amortissement finalisé des réseaux, va entièrement dépendre de la pérennité de l'entreprise qui fournit la chaleur. Même si certains projets de réseaux de chaleur de récupération parviennent à se concrétiser sans garanties, il existe un vrai risque financier et technique lié à une possible rupture d'approvisionnement en raison d'un arrêt de l'activité. Cela nécessite alors de prévoir une source de production de chaleur centralisée complémentaire.

Concernant **l'éolien**, deuxième plus importante ENR régionale qui place le Grand Est au second rang des régions derrière les Hauts-de-France pour le nombre d'éoliennes installées, on note une forte baisse de production en 2024 par rapport à 2023. Il convient de signaler que 2023 était une année exceptionnelle pour l'énergie éolienne qui a bénéficié d'un taux de charge[8] extrêmement élevé. En 2024 l'éolien est revenu à un niveau normal par rapport au temps de fonctionnement des installations.



Évolution de la production d'ENR&R et objectifs régionaux (source : DREAL)

[8] Rapport entre l'énergie réellement produite par une installation (comme une centrale électrique ou une éolienne) sur une période donnée et l'énergie maximale qu'elle aurait pu produire si elle avait fonctionné à pleine puissance en continu pendant cette même période

Par rapport aux objectifs du SRADDET à l'horizon 2050, les efforts de développement des ENR&R (énergies renouvelables et de récupération) doivent principalement porter sur l'éolien, la récupération de chaleur fatale et le **biogaz**.

Le CESER souligne cependant que le développement projeté du biogaz semble entièrement décorrélé de la tendance actuelle observée, bien que ce soit l'ENR qui a enregistré la plus forte croissance sur 10 ans (multipliée par 10). L'hypothèse explicative serait, qu'au moment de l'élaboration du SRADDET, il existait un pari fort sur de nouvelles technologies de production de biogaz, telles que la pyrogazéification [9] et la méthanation [10], dans lesquelles un saut technologique reste encore à faire. Cette capacité de développement demeure ainsi hypothétique, même si le potentiel de développement dans le domaine de la méthanisation n'est pas encore atteint.

A contrario, le développement du photovoltaïque a peut-être été sous-estimé alors que la filière se développe en Grand Est. Elle est désormais 5e région française et se classe en 1re position des régions au nord de la Loire.

Le Schéma Régional de raccordement au réseau électrique des ENR (S3RENR)

Le S3RENR est l'outil de planification destiné à anticiper et organiser le raccordement des nouvelles installations de production d'énergies renouvelables au réseau électrique. Son objectif est d'adapter les infrastructures de transport d'électricité aux besoins futurs tout en optimisant les investissements nécessaires.

Le principe du S3RENR repose sur la mutualisation des ouvrages de réseau à créer ou à renforcer. Plutôt que de faire supporter à chaque porteur de projet le coût intégral des adaptations rendues nécessaires par son installation, le schéma programme des investissements collectifs : création de postes électriques, renforcement de lignes ou augmentation des capacités existantes… dont le coût est réparti entre l'ensemble des producteurs bénéficiant de ces nouvelles capacités de raccordement. Cette mutualisation permet à la fois de réduire le coût individuel des raccordements et d'anticiper le développement des projets sur les territoires présentant le plus fort potentiel de production d'énergies renouvelables.

Lors de son raccordement, chaque producteur réserve une capacité auprès du gestionnaire de réseau et s'acquitte d'une « quote-part ». Celle-ci correspond à la contribution financière de chaque projet aux investissements prévus par le schéma, calculée en fonction des capacités nouvelles de raccordement créées. Ce mécanisme

[9] La pyrogazéification consiste à chauffer des déchets constitués de biomasses sèches (bois, paille, résidus agricoles, etc.) à des températures très élevées, en absence ou défaut d'oxygène. Ce procédé de conversion thermochimique permet de transformer les matières organiques en gaz de synthèse.

[10] La méthanation est un procédé chimique qui convertit le dioxyde de carbone (CO_2) et l'hydrogène (H_2) en méthane (CH_4) à travers une réaction catalytique

permet de financer collectivement les adaptations du réseau de transport indispensables à l'accueil des nouvelles installations.

Le S3REnR du Grand Est est actuellement en cours de révision. Le précédent schéma, approuvé en 2022, avait permis de programmer la création de 6 GW de capacités supplémentaires de raccordement. L'ensemble de ces capacités est désormais réservé, soit par des installations déjà autorisées mais pas encore mises en service, soit par des projets ayant manifesté leur intention de se raccorder.

Au total, le Grand Est dispose aujourd'hui d'un peu plus de 15 GW de capacités de production d'énergies renouvelables raccordées ou réservées sur le réseau de transport, dont un peu moins de 10 GW sont déjà en exploitation. Les capacités restantes devraient être progressivement mises en service au cours des cinq à dix prochaines années.

Dans ce contexte, la création de nouvelles capacités de raccordement constitue un enjeu stratégique pour poursuivre le développement des énergies renouvelables dans la région. Le futur S3REnR, dont l'approbation est attendue en 2028, devra anticiper les besoins liés aux nouveaux projets et garantir que les infrastructures électriques demeurent en capacité d'accompagner l'accélération de la transition énergétique.

b. Économie du secteur de l'énergie et industries de la transition énergétique en Grand Est

Au quatrième trimestre 2025, le secteur de la production et de la distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné représente près de 16 000 emplois dans le Grand Est. Cet effectif est globalement stable depuis une dizaine d'années et correspond à environ 10 % des emplois nationaux de cette filière.

Dans la région, ces activités représentent 5,5 % de l'emploi industriel. Elles se distinguent par une dynamique plus favorable que celle de l'ensemble de l'industrie. Alors que les effectifs industriels ont reculé de 1,7 % sur un an, les emplois du secteur de l'énergie ont progressé de 2,5 %, contribuant ainsi à atténuer les effets de la nouvelle phase de désindustrialisation amorcée.

Secteur d'activité	Grand Est					France	
	effectifs 2025 T4		évolution 2025 T4			évolution 2025 T4	
	niveau*	poids en %	trim. %	annuelle niveau*	annuelle %	trim. %	annuelle %
Industrie, dont :	291 050	20,2	-0,5	-5 020	-1,7	-0,2	-0,5
Industries agro-alimentaires	49 980	3,5	-0,1	-340	-0,7	0,2	0,6
Industries extractives	1 820	0,1	-1,1	-180	-8,8	-0,6	-2,4
Habillement, textile et cuir	8 770	0,6	0,5	-60	-0,7	-0,4	-2,1
Bois et papier	19 470	1,3	-0,9	-670	-3,3	-0,8	-3,5
Industrie chimique	11 330	0,8	-0,6	-20	-0,2	0,1	-0,4
Industrie pharmaceutique	6 760	0,5	-1,0	-100	-1,5	0,0	0,8
Industrie des plastiques et autres produits non minéraux	23 730	1,6	-1,4	-1 160	-4,7	-0,8	-2,7
Métallurgie et fabrication de produits métalliques	44 120	3,1	-0,7	-990	-2,2	-0,6	-1,7
Fabrication de produits informat., électron. et optiques	6 790	0,5	-0,5	-80	-1,1	-0,1	0,5
Fabrication d'équipements électriques	14 600	1,0	-0,3	-230	-1,6	0,2	1,0
Fabrication de machines et équipements	25 340	1,8	-0,2	-510	-2,0	-0,5	-2,0
Fabrication de matériels de transport	24 900	1,7	-1,2	-900	-3,5	-0,1	-0,6
Autres industries ; réparation et installation de machines	25 180	1,7	-0,3	-200	-0,8	0,0	-0,2
Prod. et distrib. d'électricité et gaz	15 990	1,1	0,1	390	2,5	0,2	1,5
Prod. et distrib. d'eau	12 260	0,8	-0,8	40	0,3	0,2	0,8

Le Grand Est dispose d'infrastructures énergétiques majeures qui lui confèrent une place stratégique dans le système énergétique national. La région accueille notamment les centrales nucléaires de Cattenom et de Chooz, ainsi que les sites de Nogent-sur-Seine et de Fessenheim, cette dernière conservant une activité importante liée aux opérations de démantèlement. Elle compte également la centrale hydroélectrique de Revin, les 10 grandes centrales hydroélectriques sur le Rhin ainsi que la centrale thermique Émile-Huchet de Saint-Avold, dernière centrale thermique à charbon française, appelée à se convertir au gaz. À elle seule, la filière nucléaire implantée dans le Grand Est représente près de 17,6% de la production électronucléaire française.

Au-delà de ces infrastructures historiques dans la production d'énergie, la région organise l'accueil de plusieurs projets emblématiques qui illustrent la montée en puissance d'une industrie verte régionale portée par l'émergence de nouvelles technologies dans la transition énergétique et la décarbonation :

- **Haffner Energy** (Marne), spécialisée dans la production de gaz renouvelable et d'hydrogène par thermolyse de biomasse
- **Newcleo** (Aube), qui prévoit un investissement de 1,8 milliards d'euros et la création de près de 1 700 emplois pour développer une activité de recyclage de matières nucléaires destinée à la fabrication de combustible MOX
- **Holosolis** (Moselle), projet de gigafactory de panneaux photovoltaïques représentant à terme environ 2 000 emplois
- **H2V** (Moselle), qui développe une unité de production d'hydrogène renouvelable de 200 MW destinée à la fabrication de carburants de synthèse, notamment d'e-méthanol
- **Ep'HyNE** (Vosges) : projet de création d'une usine de kérosène vert (e-saf). Estimation de 250 emplois directs et indirects.
- **Lithium de France** (Bas-Rhin, groupe Arverne), qui valorise la géothermie profonde pour produire simultanément de la chaleur renouvelable et du lithium
- **Technocentre EDF** (Haut-Rhin), consacré au recyclage des métaux très faiblement radioactifs issus des opérations de démantèlement des installations nucléaires.
- **John COCKERILL** (Haut-Rhin), fabrication de cellules d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène.
- **Française de l'Energie** (Moselle), projet d'extraction d'hydrogène blanc. L'entreprise a confirmé courant 2026 les concentrations très importantes d'hydrogène naturel dans le sous-sol en Moselle Est. Elle envisage un démarrage de la production de cet hydrogène naturel d'ici fin 2028/début 2029.
- **Blue Solutions** (Haut-Rhin) : Gigafactory de batteries pour véhicules électriques du groupe Bolloré. Création de 1000 à 1500 emplois.

Ces projets structurants, ainsi que des projets innovants de taille plus modeste, comme le développement de microstations de méthanisation porté par Arkeale, témoignent de la capacité du Grand Est à se positionner sur des filières de l'industrie verte, combinant décarbonation, souveraineté énergétique et innovation technologique.

En 2025, la France compte environ 168 200 emplois industriels liés à la production et à la maintenance des technologies de décarbonation. À moyen et long terme, les besoins associés à la transition énergétique, conjugués aux progrès technologiques, devraient continuer à favoriser la création de nouvelles activités industrielles. Un rapport de la Fondation Jean Jaurès publié en septembre 2026 estime ainsi que les emplois industriels liés au chantier de l'électrification pourraient plus que doubler pour atteindre approximativement 354 000 salariés d'ici cinq ans.

Par ailleurs, les enjeux de souveraineté énergétique et d'autonomie stratégique renforcent la nécessité de développer des filières de recyclage et de valorisation des métaux et minéraux critiques, dont la demande augmente rapidement sous l'effet de la transition énergétique. Le développement de ces activités constitue ainsi à la fois un enjeu de sécurisation des approvisionnements et une opportunité de diversification et de développement pour l'industrie régionale. En effet, l'industrie européenne est fortement dépendante des importations qui représentent par exemple 57% des approvisionnements pour le cuivre, 77% pour le nickel, 84% pour le cobalt, 89% pour l'aluminium et 100% pour le lithium ou les terres rares[11]. La Chine domine le marché mondial en contrôlant environ 90% du raffinage des terres rares et plus de la moitié de la transformation du lithium. Néanmoins, des projets industriels à fort potentiel émergent pour réduire la vulnérabilité de l'industrie aux importations. À Lacq (Pyrénées atlantiques), la société Caremag prévoit d'implanter une usine de recyclage de terres rares en 2027. Cette société ambitionne de recycler environ 2 000 tonnes d'aimants pour en extraire 1 400 tonnes de terres rares, soit 15% de la production mondiale. Le recyclage des métaux a par ailleurs un fort intérêt écologique puisqu'il permet d'éviter l'extraction minière, le traitement et le transport entre les continents qui sont des étapes particulièrement énergivores et qui génèrent des pollutions importantes.

Les perspectives de la filière nucléaire

Le nucléaire est appelé à demeurer l'un des principaux piliers de la stratégie énergétique française. Cette stratégie doit évidemment intégrer les défis spécifiques du nucléaire : dépendance à l'uranium non produit sur le sol français, impératif de sécurité, gestion des déchets ultimes, vulnérabilité au réchauffement climatique. En complément du développement des énergies renouvelables, le nucléaire contribue à la sécurité d'approvisionnement en énergie, à la compétitivité de l'électricité et à l'atteinte des

[11] Source : cour des comptes européenne

objectifs de neutralité carbone. Dans cette perspective, la France a engagé le renouvellement progressif de son parc nucléaire avec la construction de nouveaux réacteurs EPR2 et la prolongation, lorsque les conditions de sûreté le permettent, de la durée d'exploitation des réacteurs existants.

Au-delà de ce renouvellement, la filière nucléaire est engagée dans un important effort d'innovation destiné à améliorer la performance économique, la sûreté, la sobriété en ressources et la gestion des matières radioactives. Plusieurs axes de recherche et de développement devraient structurer son évolution au cours des prochaines décennies.

Le premier concerne le développement des Small Modular Reactors (SMR)[12] et, à plus long terme, des Advanced Modular Reactors (AMR). Grâce à leur puissance plus faible, leur conception modulaire et leur fabrication en série, ces réacteurs pourraient répondre à des besoins industriels spécifiques : alimentation de sites électro-intensifs, production d'hydrogène bas carbone, chaleur industrielle, dessalement de l'eau de mer ou encore alimentation de territoires isolés. En France, le projet NUWARD, porté par EDF avec plusieurs partenaires industriels, constitue la principale initiative dans ce domaine, mais d'autres acteurs se positionnent. La start-up Jimmy Energy a monté un partenariat avec la coopérative sucrière Cristal Union pour installer un mini réacteur modulaire à proximité de son site de Bazancourt afin de la fournir en chaleur. Il s'agit de la première demande de construction d'un SMR déposée en France.

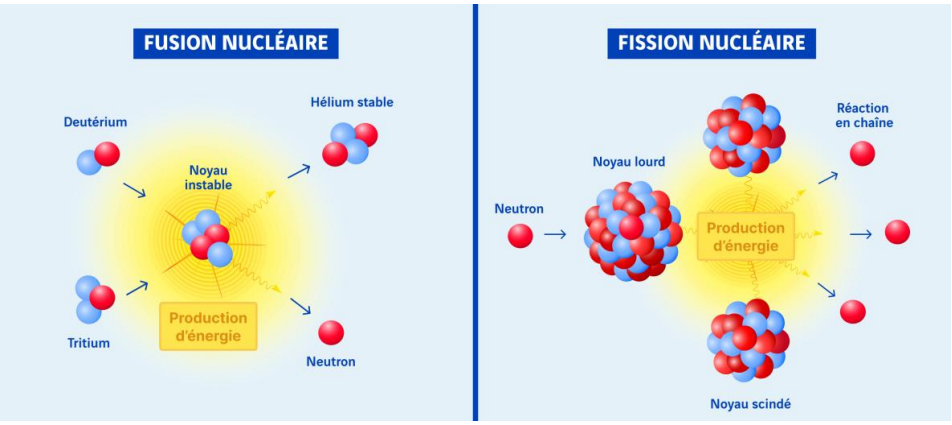
Un second axe stratégique porte sur les réacteurs de quatrième génération, notamment les réacteurs à neutrons rapides (RNR). Contrairement aux réacteurs actuels, ces technologies permettent de valoriser une part beaucoup plus importante de l'énergie contenue dans l'uranium et d'utiliser comme combustible les matières aujourd'hui considérées comme potentiellement valorisables, en particulier le plutonium issu du retraitement des combustibles usés. À terme, elles pourraient réduire fortement les besoins en uranium naturel, limiter les volumes de déchets ultimes et renforcer l'autonomie stratégique de la France face aux tensions susceptibles d'affecter l'approvisionnement mondial en uranium dès 2035.

Dans cette perspective, le bouclage du cycle du combustible constitue un enjeu majeur. La France dispose déjà d'un savoir-faire reconnu dans le retraitement des combustibles usés et la fabrication du combustible MOX (Mixed Oxide Fuel), qui associe uranium appauvri et plutonium recyclé. Aujourd'hui, le MOX est principalement utilisé dans certains réacteurs à eau pressurisée. À plus long terme, les réacteurs à neutrons rapides pourraient permettre de recycler plusieurs fois ces matières fissiles, transformant

[12] Les petits réacteurs modulaires (SMR) sont des réacteurs nucléaires avancés qui ont une capacité électronucléaire pouvant aller jusqu'à 300 MWe par tranche, soit environ un tiers de la capacité de production des réacteurs nucléaires de puissance traditionnels.

progressivement les déchets valorisables en ressources énergétiques et s'inscrivant dans une logique d'économie circulaire appliquée au nucléaire.

Les recherches se poursuivent également dans le domaine de la fusion nucléaire, qui représente une perspective de très long terme. Contrairement à la fission, la fusion consiste à reproduire les réactions à l'œuvre au cœur du Soleil en fusionnant des noyaux légers pour produire de très grandes quantités d'énergie avec très peu de déchets radioactifs de longue durée. Bien qu'aucune exploitation industrielle ne soit envisageable avant plusieurs décennies, les progrès scientifiques récents et les investissements internationaux témoignent d'une accélération des travaux. Le projet ITER, implanté à Cadarache en région PACA, demeure le principal démonstrateur mondial de cette technologie. Parallèlement, de nombreuses entreprises privées développent des concepts alternatifs susceptibles d'accélérer l'arrivée de réacteurs expérimentaux.



L'ensemble de ces innovations pourrait profondément transformer la filière nucléaire au cours de la seconde moitié du XXIe siècle. Toutefois, leur déploiement dépendra de nombreux facteurs : maturité technologique, coûts de développement, acceptabilité sociétale, cadre réglementaire et capacité de la filière industrielle à accompagner leur industrialisation.

Cette dynamique d'investissement et d'innovation s'accompagnera d'importants besoins en compétences. L'ensemble de la filière nucléaire française estime ainsi ses besoins à près de 100 000 recrutements au cours des dix prochaines années, couvrant tous les niveaux de qualification. Les métiers de la chaudronnerie, de la soudure, de la robinetterie nucléaire, de la maintenance industrielle, de l'électricité industrielle, des automatismes, de l'ingénierie, de la cybersécurité et du numérique seront particulièrement recherchés. Pour le Grand Est, qui accueille une part importante des activités nucléaires françaises, ces évolutions constituent un levier majeur de développement industriel et d'emploi.

3. Réseaux de distribution d'énergie : un patrimoine à moderniser

a. Les réseaux électriques

L'électricité produite dans les centrales nucléaires, les parcs éoliens, les barrages hydroélectriques ou encore les centrales solaires, parcourt parfois de grandes distances avant d'atteindre les consommateurs. Le réseau électrique est structuré en deux grands ensembles :

- Le réseau de transport géré par Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Le réseau de transport géré par RTE achemine l'électricité depuis les grands sites de production vers les gros consommateurs industriels et les postes électriques qui alimentent ensuite le réseau de distribution. Il comprend des lignes à très haute tension (THT) de 400 000 volts et 225 000 volts et des lignes à haute tension (HT) de 90 000 volts et 63 000 volts.

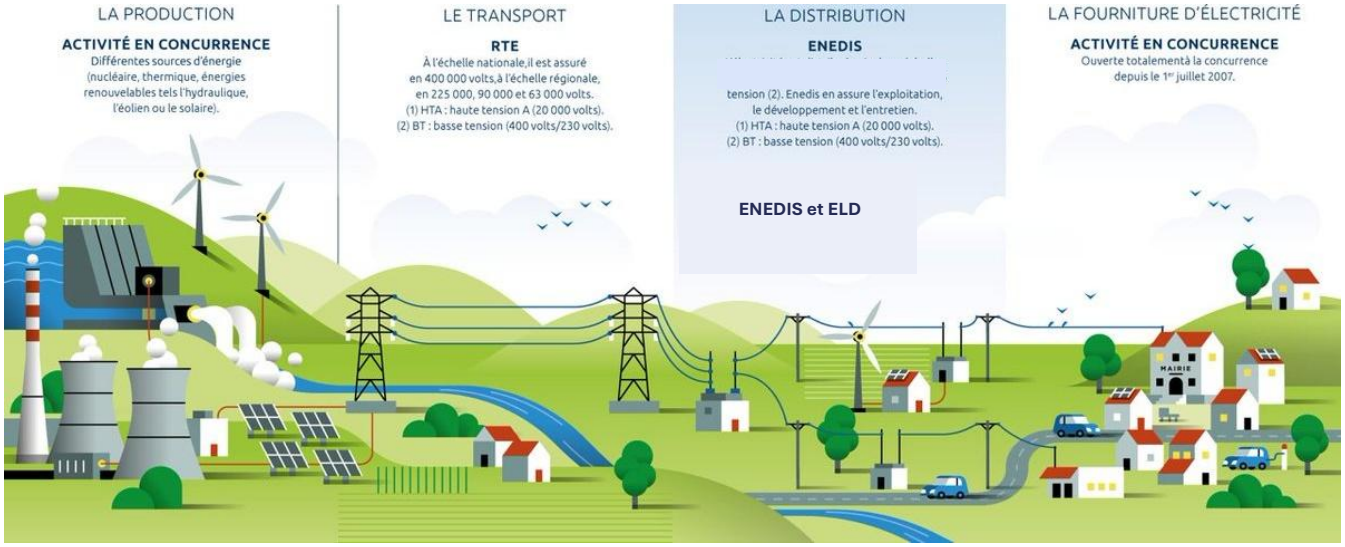
En 2026, le réseau de transport représente plus de 106 000 km de lignes aériennes et environ 8 000 km de lignes souterraines et sous-marines. Ces infrastructures permettent de transporter une grande quantité d'électricité en limitant les pertes d'énergie. Elles jouent un rôle essentiel dans la stabilité du système électrique.

Le Centre opérationnel du système électrique (COSE) est l'entité de RTE dont l'une des principales missions consiste à garantir en permanence l'équilibre entre l'offre (la production) et la demande (la consommation) de l'électricité. Il dispose de trois centres opérationnels, situés à Paris, Nantes et Marseille qui supervisent au quotidien l'équilibre offre/demande en temps réel, les flux d'électricité sur le réseau national et les interconnexions, la stabilité du système électrique et l'activation des réserves et des flexibilités.

- Le réseau de distribution géré par Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD)

En dessous de 50 kV, le réseau de distribution prend le relais pour alimenter les foyers, les commerces et les sites industriels de taille moyenne. Enedis gère environ 95 % du réseau de distribution en France, tandis que les ELD gèrent les 5% restants. Les premières initiatives de production et de distribution d'électricité en France venaient des collectivités ou des coopératives d'agriculteurs qui se sont dotés de moyens de production (ex : production hydraulique) et ont développé des réseaux d'électricité ou de gaz. Les sociétés privées ont été intégrées à EDF et GDF au moment de la nationalisation mais les entreprises qui étaient déjà dans la sphère publique sont restées autonomes. On dénombre en France environ 120 ELD, qui ont aussi été contraintes d'appliquer les exigences de séparation des activités au moment de l'ouverture des marchés à la concurrence. Elles ont un lien fort de proximité avec les collectivités locales qu'elles

conseillent sur les besoins énergétiques, ainsi qu'avec leurs clients. L'offre est développée en fonction des besoins exprimés par les clients. ÉS à Strasbourg ou l'UEM à Metz sont les plus importantes du Grand Est mais il en existe beaucoup d'autres en région pour des raisons historiques, parfois à l'échelle d'une petite commune comme Clouange (Moselle), commune de 3 300 habitants.



Organisation du réseau électrique français (source : ENEDIS)

Le réseau électrique français, dont une grande partie des infrastructures a été construite au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, est aujourd'hui confronté au vieillissement de ses équipements. Avec un âge moyen d'environ 50 ans, il doit également faire face à des aléas climatiques de plus en plus fréquents et intenses : canicules, tempêtes, vents violents ou encore risques de submersion de certains postes électriques, pour lesquels il n'était pas préparé et qui fragilisent la continuité du service public de l'électricité.

Conçu pour fonctionner dans un contexte climatique différent, le réseau se révèle plus vulnérable aux épisodes de chaleur extrême. Si les incidents sont, à ce stade, essentiellement localisés, la hausse des températures met en évidence les limites d'infrastructures vieillissantes et souligne l'urgence de les adapter aux effets du changement climatique. À l'été 2026, plusieurs communes du Finistère ont ainsi été privées d'électricité pendant plusieurs heures à la suite d'un incident inédit affectant un transformateur du réseau de transport, privant d'alimentation plus de 100 000 clients.

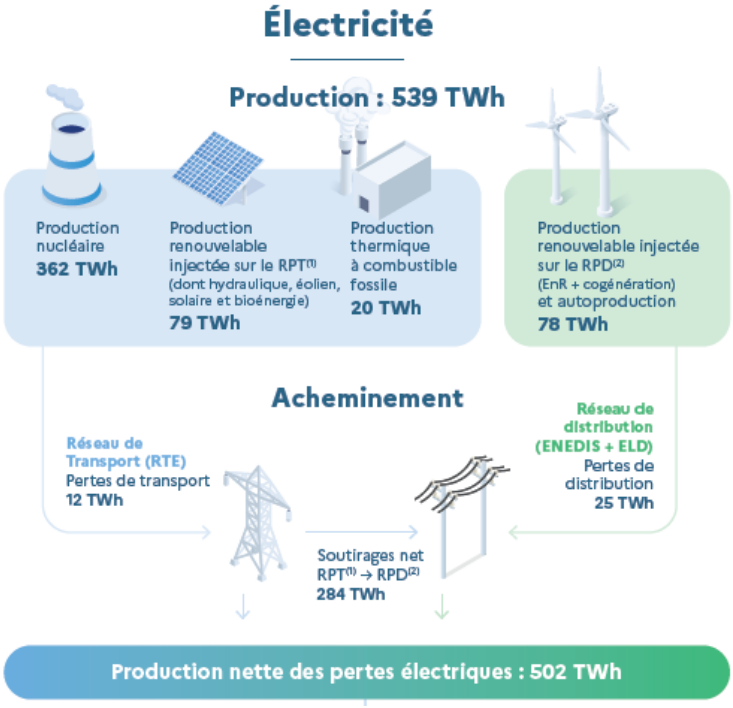
Cette vulnérabilité intervient dans un contexte où les besoins en électricité connaissent une forte croissance sous l'effet de la transition énergétique. L'électrification des mobilités, le développement des procédés industriels électriques, la généralisation des pompes à chaleur ainsi que la progression des usages liés à la climatisation accroissent fortement les sollicitations du réseau et renforcent les enjeux de sécurité d'approvisionnement.

Pour répondre à ces défis, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ont engagé des programmes d'investissement d'une ampleur inédite.

Pour le réseau de transport, le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE constitue le document de référence de planification à l'horizon 2040. Il prévoit un investissement de l'ordre de 100 milliards d'euros sur quinze ans afin de moderniser, renforcer et transformer le réseau à l'échelle nationale. Dans le Grand Est, RTE prévoit d'investir près de 1,8 milliard d'euros sur les cinq prochaines années. L'objectif est de reconstruire, en quinze ans, l'équivalent des infrastructures réalisées au cours des trente années ayant suivi la Seconde Guerre mondiale. Cet effort répond à trois priorités :

- adapter le réseau aux effets du changement climatique, alors que 27 % des lignes aériennes ont désormais plus de 60 ans ;
- anticiper le raccordement des nouveaux usages industriels et territoriaux grâce à une planification renforcée des infrastructures ;
- consolider le réseau de transport à très haute tension, véritable colonne vertébrale du système électrique français, afin d'accompagner la montée en puissance de l'électrification.

De son côté, ENEDIS prévoit d'investir 96 milliards d'euros sur la période 2022-2040 afin de développer, moderniser et renforcer le réseau de distribution. Ces investissements visent à accompagner l'électrification croissante des usages, à améliorer la résilience des infrastructures face aux aléas climatiques et à garantir la qualité de l'alimentation électrique sur l'ensemble du territoire. Dans le Grand Est, le principal gestionnaire du réseau de distribution envisage d'investir 330 M€ par an sur une période de 10 ans pour répondre au plan d'électrification de la France.



Production nette d'électricité (source : bilan électrique 2024 – RTE)

Ce schéma de la production nette d'électricité en France met en évidence les pertes en ligne imputables aux réseaux électriques. Au total, ce sont 37 Twh qui ne parviennent pas jusqu'aux consommateurs, soit environ 7% de la production électrique française. Ces pertes en ligne qui sont impossibles à éviter, peuvent être néanmoins réduites, d'autant que depuis la loi du 10 février 2000, RTE a l'obligation de veiller à la compensation des pertes d'énergie liées au transport de l'électricité.

Selon RTE, les pertes d'électricité peuvent avoir quatre origines différentes :

- la déperdition d'énergie : 78% des pertes proviennent de l'effet joule qui se produit dès qu'un courant circule dans le matériau conducteur des liaisons. Le transport de l'électricité fait chauffer le câble et génère des pertes d'énergie.
- les conditions climatiques qui impactent également le volume des pertes dont 8% sont liées à une décharge électrique entre l'air et le conducteur.
- les pertes qui sont liées au passage du courant dans les postes de transformation de niveau de tension différents : environ 11%.
- le fonctionnement des postes eux-mêmes, qui nécessite la consommation d'une part d'énergie : cette autoconsommation représente environ 3% du volume concerné.

Pour réduire les pertes en ligne lors du transport de l'électricité, les principaux leviers sont :

- L'optimisation du chemin à parcourir. Emprunter le chemin le plus court entre le point de production et le point de livraison permet de réduire les pertes.
- L'utilisation des marges de manœuvre dans l'exploitation du réseau. En faisant varier légèrement le niveau de tension (volts), il est possible de diminuer l'effet Joule.
- Des alternatives technologiques qui sont actuellement identifiées et étudiées. Elles permettent de réduire les pertes par le choix de matériaux moins générateurs de pertes.

Le raccordement électrique : une ressource à planifier

De nombreux projets industriels reposent encore sur l'hypothèse selon laquelle le raccordement au réseau électrique interviendra naturellement au rythme du développement du projet. Cette approche apparaît désormais de moins en moins adaptée. L'accélération de l'électrification des usages, qu'il s'agisse des mobilités, des centres de données ou des activités industrielles, entraîne une augmentation rapide des demandes de raccordement, alors même que les capacités d'adaptation du réseau demeurent contraintes par les délais d'études techniques, les travaux de renforcement nécessaires, les disponibilités foncières ainsi que les procédures d'instruction.

Dans ce contexte, les délais de raccordement constituent désormais un enjeu majeur pour les porteurs de projets. Pour les raccordements au réseau de transport géré par RTE,

il faut généralement compter entre deux et six ans[13], selon l'ampleur des adaptations à réaliser. Pour le réseau de distribution exploité par ENEDIS, les délais varient de trois à six mois lorsque la puissance demandée est immédiatement disponible, mais peuvent être sensiblement plus longs si des renforcements du réseau sont nécessaires.

Cette évolution se traduit par une forte augmentation des demandes de raccordement. En 2025, ENEDIS a ainsi réalisé 584 000 raccordements et mises en service, dont 395 000 concernaient des sites consommateurs. La même année, une centaine de nouveaux sites industriels nécessitant une puissance supérieure à 5 MW ont été raccordés au réseau de distribution, représentant une puissance cumulée de près de 8 GW.

Ces chiffres illustrent la pression croissante exercée sur les capacités de raccordement et les files d'attente. Dès lors, un projet industriel pourtant techniquement et financièrement mature peut voir sa réalisation retardée faute d'avoir anticipé suffisamment tôt ses besoins en puissance électrique. Cette situation concerne tout particulièrement les entreprises qui envisagent, à court ou moyen terme, un projet d'électrification de leurs procédés ou une extension de leurs activités susceptible d'entraîner une augmentation significative de la puissance appelée.

Dans ce nouveau contexte, le raccordement électrique ne peut plus être considéré comme une simple conséquence de l'investissement industriel. Il doit être intégré dès les premières phases de conception du projet, au même titre que les questions foncières, réglementaires ou de financement, afin de sécuriser son calendrier et sa faisabilité.

Les délais de raccordement au réseau électrique constituent désormais un facteur déterminant pour les projets industriels. Longtemps considérée comme une contrainte essentiellement technique, le raccordement est devenu un critère majeur dans les décisions d'implantation, d'extension ou de relocalisation des activités industrielles. Des délais excessifs sont susceptibles de retarder, voire de compromettre, certains investissements, devenant ainsi un véritable frein à la réindustrialisation.

Conscients de cet enjeu, les pouvoirs publics et RTE ont engagé plusieurs évolutions destinées à accélérer l'accès au réseau de transport d'électricité. Cette mobilisation répond à une croissance sans précédent des demandes de raccordement. À l'été 2026, RTE recensait plus de 200 projets en attente, représentant près de 33 GW de puissance à raccorder. À titre de comparaison, ce volume correspond à environ deux fois et demie la puissance moyenne actuellement appelée par l'ensemble de l'industrie française. Ces demandes concernent principalement les centres de données, les installations de production d'hydrogène par électrolyse ainsi que les industries électro-intensives.

[13] Source : Cour des comptes

Afin de fluidifier l'accès au réseau, RTE prévoit de faire évoluer les règles d'attribution des capacités de raccordement. Le principe du « premier arrivé, premier servi » sera ainsi remplacé, d'ici la fin de l'année 2026, par celui du « premier prêt, premier servi », afin de donner la priorité aux projets les plus avancés sur les plans technique, administratif et financier.

En parallèle, RTE développe des zones industrielles « prêtes à raccorder », permettant de mettre à disposition des capacités électriques avant même l'arrivée des projets. Les principaux pôles industrialo-portuaires de Dunkerque, du Havre et de Fos-sur-Mer disposeront ainsi d'une capacité d'accueil portée à 9 GW d'ici 2029. Cinq autres territoires stratégiques, parmi lesquels le Sud Île-de-France, le Sud Alsace et le bassin Valenciennes-Maubeuge, bénéficieront de 5 GW supplémentaires.

RTE prévoit également de déployer une procédure de raccordement accélérée (« fast track ») destinée aux projets considérés comme stratégiques. Dans un premier temps, cette procédure concernera cinq grands centres de données dont les besoins en puissance sont compris entre 700 et 2 000 MW.

Le développement rapide des centres de données soulève désormais la question du risque de conflit d'usage de l'électricité. À mesure que l'électrification des usages s'accélère, certains acteurs s'interrogent sur le risque que ces infrastructures mobilisent une part croissante des capacités électriques disponibles, au détriment de la transition énergétique d'autres secteurs, notamment l'industrie et les transports. Un centre de données de taille moyenne (10 000m^2) consomme en électricité l'équivalent d'une ville de 50 000 habitants. D'après RTE, la consommation des centres de données est estimée à environ 10 TWh en 2026, soit environ 2 % de la consommation annuelle française d'électricité.

RTE estime que ce risque demeure limité. Selon le gestionnaire du réseau, la montée en charge des centres de données est progressive et les installations actuellement en service n'utiliseraient en moyenne qu'environ 20 % de la puissance souscrite. Dans ces conditions, aucun conflit majeur d'usage n'est anticipé à court terme.

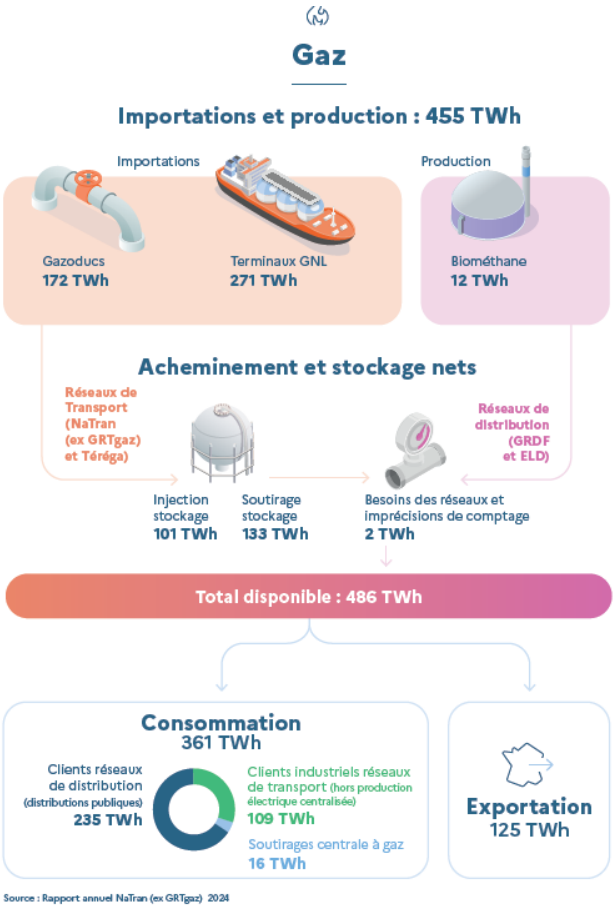
Cette analyse fait néanmoins l'objet de débats. Plusieurs observateurs considèrent que les besoins futurs des centres de données, liés notamment au développement de l'intelligence artificielle et du calcul haute performance, pourraient croître beaucoup plus rapidement que prévu. Dans un contexte où les capacités de production et de transport d'électricité bas carbone demeurent contraintes, cette évolution pourrait accentuer la concurrence entre usages et ralentir l'électrification des secteurs industriels et des transports, pourtant incontournable pour atteindre les objectifs de décarbonation.

La Région Grand Est compte également agir à son niveau pour réduire le problème des délais de raccordement. Dans son Pacte pour l'industrie voté en Juin 2026, elle propose de réduire les délais pour les porteurs de projets industriels, « *en identifiant mieux localement à l'échelle régionale les sites les plus compatibles pour accueillir les projets industriels porteurs d'emplois, d'activités et de richesses pour nos territoires et en anticipant pour ces sites les procédures administratives* ».

b. Les réseaux de gaz

Le réseau principal de gaz naturel en France est géré par Natran (anciennement GRTgaz) et Téréga. Il relie les points d'interconnexion avec les réseaux de transport adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages par l'intermédiaire de grosses canalisations. Le gaz peut circuler dans les deux sens et le sens du flux peut changer selon les besoins au jour le jour. Il est donc impossible d'attribuer une canalisation à une entrée ou à une sortie précise. Les différents points d'entrée et de sortie sont reliés au réseau principal par des ouvrages de liaison.

Ce réseau principal est complété par des réseaux régionaux qui transportent le gaz jusqu'aux clients finaux ou aux réseaux de distribution. Le réseau de distribution est géré par GRDF et les ELD.



Importation et production de gaz (source : bilan électrique 2024 – RTE)

Le schéma ci-dessus met en évidence la forte dépendance de la France aux importations de gaz naturel. La production nationale de biométhane ne couvre en effet qu'environ 3,3 % de la consommation nationale de gaz. Afin de réduire cette dépendance et d'accélérer la décarbonation du mix gazier, la PPE3 fixe un objectif de 44 TWh de biométhane injecté dans les réseaux à l'horizon 2030, avec une trajectoire comprise entre 47 et 82 TWh en 2035. Si cette ambition marque une accélération significative du développement de la filière, elle ne réglera pas à long terme la forte dépendance du pays aux importations.

Ainsi, la baisse attendue de la consommation de gaz naturel, conséquence des tensions géopolitiques, de la décarbonation et de l'électrification croissante des usages, interroge le devenir des infrastructures gazières. Dans un rapport publié en 2026, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) souligne le risque d'« effet ciseau » : alors que les coûts d'exploitation et d'entretien des réseaux resteraient globalement stables, ils devraient être répartis sur un nombre d'usagers en baisse, entraînant une augmentation continue des tarifs d'utilisation des réseaux, si le modèle économique lié aux paramètres de la politique de tarification n'évolue pas.

Pour limiter ce risque, la CRE envisage plusieurs pistes d'évolution, parmi lesquelles la fermeture progressive des portions de réseaux devenues peu utiles. En l'état actuel du droit, GRDF ne peut pas mettre fin unilatéralement au raccordement d'un client, même lorsque le maintien du réseau ne se justifie plus économiquement. Ainsi, un nombre très limité d'usagers peut conduire au maintien en service de plusieurs kilomètres de canalisations. La CRE propose donc d'instaurer un cadre juridique permettant d'organiser, lorsque cela est pertinent, un repli progressif du réseau gazier.

Une telle démarche reposerait sur trois conditions principales :

- l'existence d'investissements de renouvellement particulièrement élevés au regard du faible niveau d'utilisation de la portion concernée ;
- la disponibilité d'une solution énergétique alternative, telle que l'électricité ou un réseau de chaleur ;
- un accompagnement des consommateurs, fondé sur l'anticipation, l'information et des dispositifs d'aide à la conversion vers une autre source d'énergie.

La CRE a d'ores et déjà identifié des secteurs dans lesquels ces conditions pourraient être réunies. En revanche, certains consommateurs, notamment les sites industriels dont les procédés demeurent fortement dépendants du gaz, seraient exclus de ce dispositif en raison de l'absence de solutions de substitution techniquement ou économiquement satisfaisantes.

Dans cette même perspective d'anticipation, la CRE s'est également intéressée au coût potentiel du démantèlement du réseau gazier à l'horizon 2050. Selon les scénarios étudiés, la mise en sécurité des ouvrages, la dépose des canalisations et la neutralisation

des branchements pourraient représenter un coût de l'ordre de 10 milliards d'euros. L'ampleur de cette dépense dépendra directement du rythme de décroissance de la consommation de gaz et du nombre d'usagers encore raccordés au réseau à cette échéance.

Un réseau d'hydrogène pour desservir les bassins industriels de la chimie

NaTran prépare le déploiement d'un réseau ouvert de transport d'hydrogène, soit par la conversion de canalisations gaz existantes, soit par la construction de nouvelles infrastructures.



Sa stratégie de développement de l'hydrogène s'articule suivant trois axes :

- Développer des réseaux de transport d'hydrogène en accès ouvert dans les principaux bassins industriels français : ces zones fortement émettrices en CO_2 combinent un besoin élevé de décarbonation, une demande importante d'énergies et des capacités de production d'hydrogène bas-carbone. La création d'infrastructures locales de transport d'hydrogène assure le lien entre producteurs et consommateurs, dans une logique territoriale. Elle garantit la sécurité et la flexibilité de l'approvisionnement, tout en offrant une solution de proximité performante pour la décarbonation des usages industriels.
- Desservir progressivement le territoire national en connectant les bassins industriels entre eux et en reliant les zones de production et de consommation avec les stockages d'hydrogène.

- Travailler au développement d'interconnexions européennes via l'organisation et le pilotage d'initiatives transfrontalières et le projet de corridor européen H2med. L'objectif à terme est de contribuer, à travers la construction des infrastructures de transport, à la création d'un marché unique européen de l'hydrogène, compétitif et accessible.

Le développement du réseau d'hydrogène de NaTran s'annonce très bénéfique pour le Grand Est, notamment via la mise en œuvre de projets locaux avec l'Allemagne (MosaHyc et RHYN) qui pourront contribuer à la décarbonation de l'industrie lourde du Grand Est en recourant à de l'hydrogène vert en provenance de l'Espagne dont les tarifs pourraient être plus avantageux en raison des conditions climatiques favorables à la production d'électricité photovoltaïque.

II. RÉDUIRE LA DÉPENDANCE AU GAZ DE L'INDUSTRIE RÉGIONALE

L'industrie du Grand Est présente des caractéristiques énergétiques qui la distinguent sensiblement de la moyenne nationale. Sa consommation d'énergie est plus élevée et son mix énergétique demeure plus carboné, en raison d'un recours au gaz naturel nettement supérieur à celui observé dans l'ensemble de l'industrie française. Cette spécificité reflète la structure industrielle régionale, marquée par la présence d'activités fortement consommatrices de chaleur et de procédés industriels reposant encore largement sur la combustion de gaz.

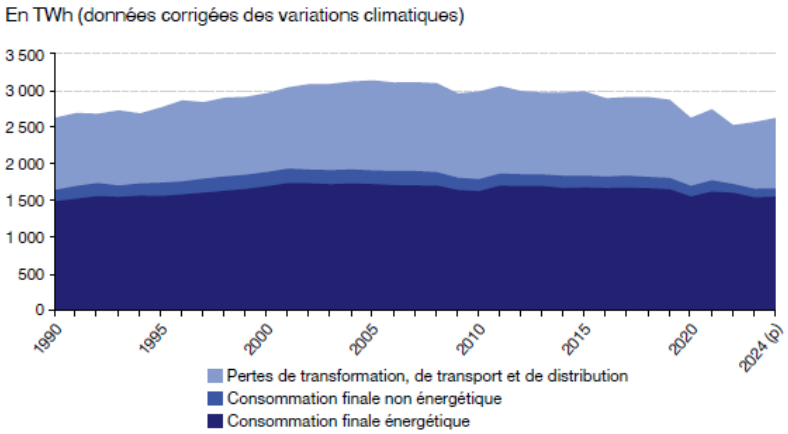
Cette partie vise à analyser les spécificités énergétiques de l'industrie régionale au regard des données nationales, à mettre en évidence les facteurs économiques qui expliquent cette dépendance au gaz et à identifier les principaux leviers permettant d'en réduire la consommation. L'enjeu est d'accompagner la transition énergétique de l'industrie tout en préservant sa compétitivité, en tenant compte des contraintes techniques, économiques et temporelles.

1. Consommation d'énergie régionale : le poids important de l'industrie

a. Consommation énergétique de l'industrie en France

En 2024, la France a mobilisé une ressource primaire de 2 630 TWh pour satisfaire une consommation finale de 1 613 TWh. La différence de 1017 TWh est constituée des pertes et usages internes du système énergétique, des exportations nettes d'électricité et des

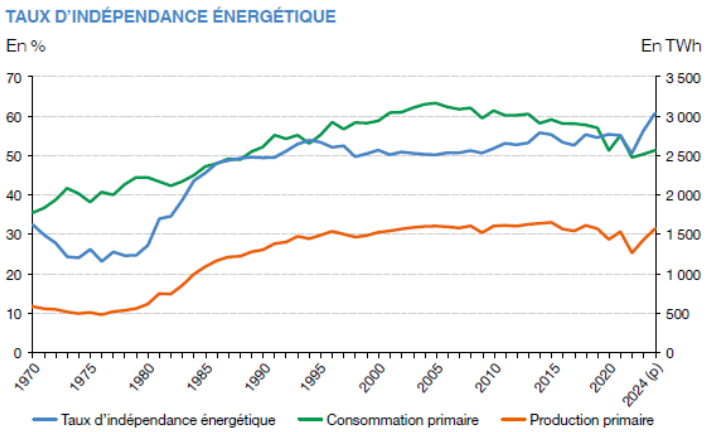
soutes aériennes et maritimes internationales [14] exclues par convention de la consommation finale.



Consommation d'énergie primaire par usage (source SDES)

Le taux d'indépendance énergétique de la France, qui mesure le rapport entre la production nationale d'énergie primaire et la consommation d'énergie primaire, s'établit à 61 % en 2024. Il a progressé de près de 10 points en trois ans, sous l'effet conjugué de la hausse de la production nationale d'énergie et d'une augmentation plus modérée de la consommation énergétique.

Ce niveau d'indépendance énergétique est sensiblement supérieur à la moyenne de l'Union européenne, qui s'établit à 42,7 % en 2024 et confère à la France un atout stratégique.



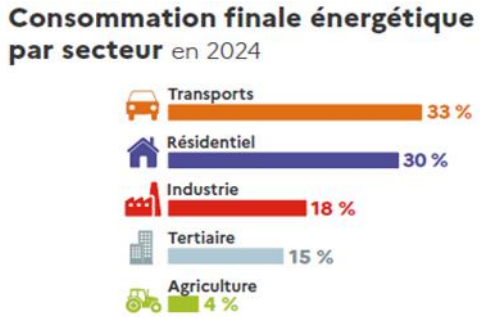
Taux d'indépendance énergétique (source SDES)

[14] Les soutes internationales sont les consommations des navires et avions assurant des liaisons internationales.

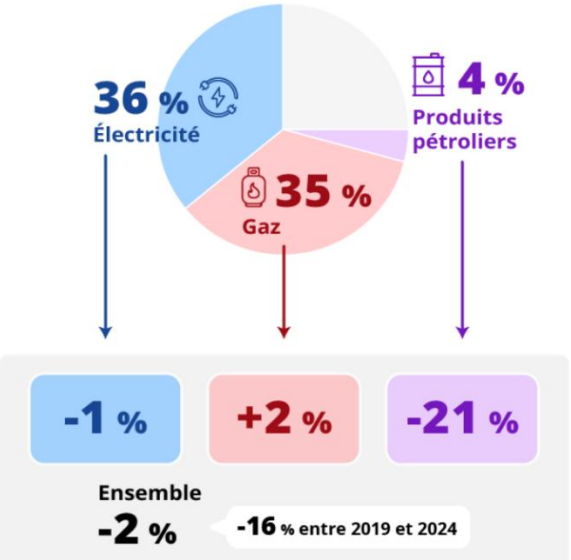
La facture énergétique de la France continue de baisser en 2025. Elle diminue de 21 % par rapport à 2024, soit un rythme identique à celui observé entre 2023 et 2024. Depuis le pic historique atteint en 2022, dans le contexte de la crise énergétique provoquée par la guerre en Ukraine, elle a ainsi reculé de près de 64 % pour s'établir à 45,8 milliards d'euros en 2025. Exprimée en euros constants, cette facture retrouve un niveau proche de la moyenne observée sur la période 2015-2019, avant les crises sanitaire et énergétique, mais cette tendance pourrait connaître une inflexion compte tenu des événements géopolitiques récents (blocage du détroit d'Ormuz).

Cette amélioration résulte principalement du repli des prix internationaux des énergies fossiles et d'une meilleure disponibilité du parc de production électrique français, qui a permis de réduire le recours aux importations d'énergie. Si cette diminution de la facture énergétique constitue un signal favorable pour la balance commerciale française et la compétitivité de l'économie, elle ne remet pas en cause les enjeux de souveraineté énergétique puisque la France demeure fortement dépendante des importations d'hydrocarbures.

- **Consommation énergétique de l'industrie**



En France, l'industrie représente 18% de la consommation finale d'énergie, ce qui la positionne en 3e place après les transports et le résidentiel.



Mix énergétique de l'industrie française (source INSEE)

En 2024, la consommation brute d'énergie de l'industrie s'élève à 23,4 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep). Le mix énergétique industriel demeure largement dominé par deux sources d'énergie : l'électricité, qui représente 36 % de la consommation, et le gaz naturel, avec 35 %. Viennent ensuite la vapeur (8 %), le bois et les autres biomasses (5 %) ainsi que les produits pétroliers (4 %).

La consommation énergétique de l'industrie poursuit sa baisse en 2024, avec un recul de 2 % après une diminution de 5 % en 2023. Au total, elle est désormais inférieure de 16 % à son niveau de 2019.

Cette évolution traduit plusieurs phénomènes concomitants : le ralentissement de l'activité observé dans certains secteurs fortement consommateurs d'énergie, les efforts d'efficacité énergétique engagés par les entreprises ainsi que les substitutions progressives entre sources d'énergie dans le cadre de la décarbonation des procédés industriels.

Sur une longue période, la baisse de la consommation énergétique de l'industrie française s'explique principalement par une transformation de sa structure productive. Le recul progressif de certaines activités fortement consommatrices d'énergie, telles que la chimie, la sidérurgie, l'industrie papetière ou la fabrication de produits plastiques, s'est accompagné du développement d'activités industrielles moins énergivores. Cette évolution du tissu industriel constitue le principal facteur de diminution de la consommation d'énergie observé depuis le début des années 2010.

La décomposition de l'évolution de la consommation d'électricité industrielle selon quatre facteurs : le niveau de production, la structure sectorielle de l'industrie, l'efficacité énergétique des procédés et le degré d'électrification des usages, met en évidence cette évolution.

Jusqu'au milieu des années 2010, la modification du mix sectoriel industriel explique l'essentiel de la baisse de la consommation électrique. À partir de 2015, l'efficacité énergétique devient également un facteur déterminant, grâce à la modernisation des procédés industriels, notamment dans les secteurs de la fabrication de produits métalliques, des équipements informatiques et des industries électroniques.

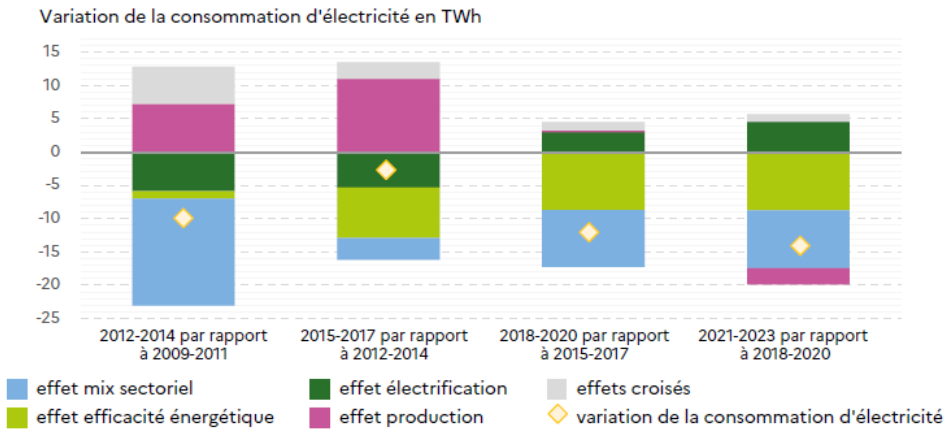
L'évolution du niveau de production exerce, quant à elle, des effets contrastés selon les périodes. Entre 2012 et 2017, la progression de l'activité industrielle contribue à accroître la consommation d'électricité. Cette contribution devient ensuite plus limitée entre 2018 et 2020, avant de s'inverser sur la période 2021-2023, où le ralentissement de la production industrielle participe à la diminution de la consommation énergétique.

Enfin, l'électrification des procédés industriels constitue une tendance plus récente. La substitution progressive de l'électricité aux combustibles fossiles contribue désormais à la transformation du profil de consommation énergétique de l'industrie. Cette évolution,

appelée à s'amplifier dans les prochaines années sous l'effet des politiques de décarbonation, devrait entraîner une hausse des besoins en électricité, même si la consommation énergétique globale continue de diminuer grâce aux gains d'efficacité et aux évolutions structurelles de l'appareil productif.

Ainsi, la baisse observée de la consommation énergétique industrielle ne résulte pas d'un facteur unique. Elle est le produit de transformations profondes du tissu industriel français, combinant désindustrialisation de certaines filières énergivores, amélioration de l'efficacité énergétique, fluctuations de la production et montée progressive de l'électrification des procédés.

Figure 5. Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle d'électricité depuis 2009.



***Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle d'électricité*[15]**

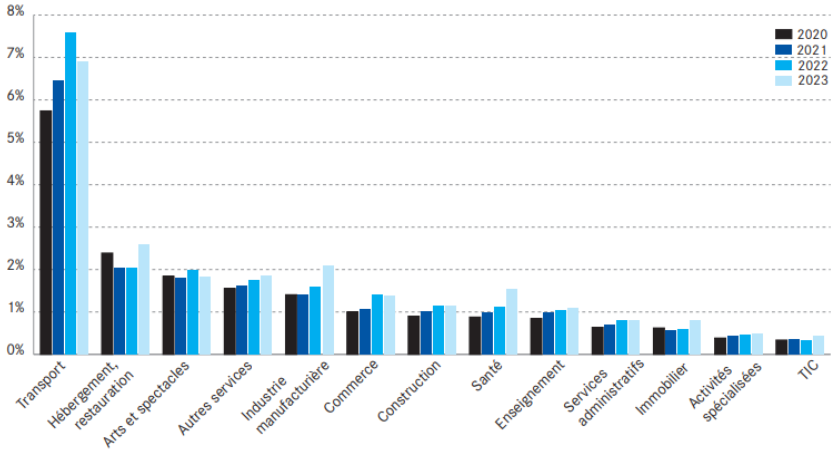
L'exposition énergétique des entreprises mesure le poids des dépenses d'énergie dans leur chiffre d'affaires. Cet indicateur permet d'apprécier la sensibilité des différents secteurs d'activité aux variations des prix de l'énergie et, plus largement, leur vulnérabilité aux chocs énergétiques.

En 2023, le secteur des transports demeure le plus exposé, les dépenses énergétiques représentant en moyenne près de 7 % du chiffre d'affaires des entreprises. Cette forte dépendance s'explique par le rôle prépondérant des carburants dans les coûts d'exploitation.

L'industrie présente un niveau d'exposition plus modéré, mais en nette progression depuis 2021. En 2023, les dépenses d'énergie représentent en moyenne un peu plus de 2 % du chiffre d'affaires des entreprises industrielles. Cette hausse reflète les tensions observées sur les marchés de l'énergie depuis la crise de 2022 et les difficultés économiques de certains secteurs industriels. Le taux moyen masque d'importantes

[15] Source : Direction Générale des Entreprises (DGE) – Théma n°36 – janvier 2026

disparités selon les filières industrielles et des réalités différentes, mais sa variation rapide atteste bien de l'enjeu clé que représente le coût de l'énergie pour la compétitivité industrielle.



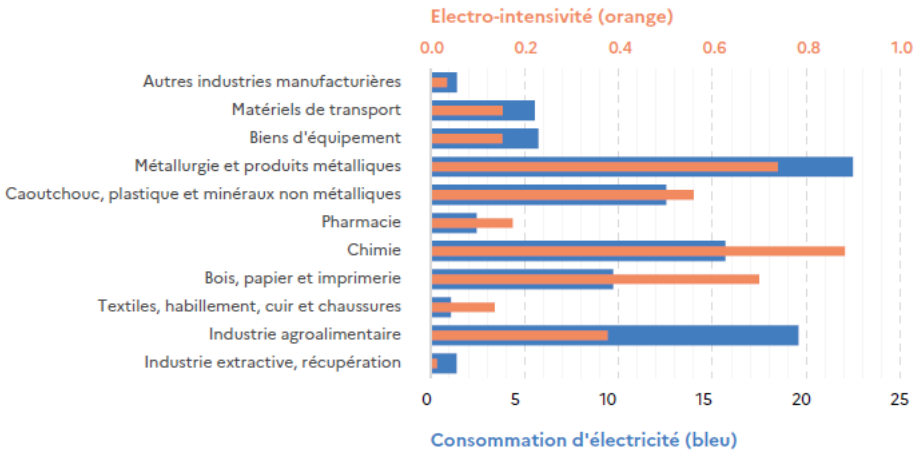
Exposition énergétique des entreprises par secteur (source CAE[16])

Au-delà du volume total d'électricité consommé, les secteurs industriels se différencient par leur électro-intensité, c'est-à-dire par la quantité d'électricité nécessaire à la création d'un euro de valeur ajoutée. Cet indicateur permet de mesurer le degré de dépendance des activités industrielles à l'électricité et d'apprécier leur sensibilité à l'évolution des prix de l'électricité.

À titre d'exemple, les secteurs de la chimie et de l'industrie agroalimentaire présentent des niveaux de consommation électrique relativement proches, avec respectivement 15,7 TWh et 19,6 TWh. Pour autant, leur électro-intensité diffère fortement. L'industrie chimique consomme en moyenne 0,88 kWh d'électricité pour produire un euro de valeur ajoutée, contre 0,38 kWh pour l'industrie agroalimentaire, soit plus de deux fois moins.

Cette différence illustre le fait que le volume de consommation d'électricité ne constitue pas, à lui seul, un indicateur pertinent de la dépendance énergétique d'un secteur. Les activités les plus électro-intensives sont particulièrement exposées aux variations du prix de l'électricité et à la disponibilité des capacités de raccordement. Pour ces filières, l'accès à une électricité compétitive, décarbonée et disponible constitue un facteur déterminant de compétitivité et de maintien de l'activité.

[16] Conseil d'Analyse Economique – focus n°104 – février 2024



Source: Insee 2023: comptes nationaux annuels (pour la valeur ajoutée) et consommation d'énergie par type et activité (pour laconsommation d'électricité).

Consommation d'électricité et électro-intensivité par secteurs (source DGE)

b. Consommation énergétique de l'industrie en Grand Est

Le Grand Est est la 3e région qui consomme le plus d'énergie dans l'industrie derrière les Hauts-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

La part de la consommation finale d'énergie liée à l'industrie est de 30% en Grand Est. Elle est bien plus élevée qu'au niveau national (18%). La part de la consommation d'électricité dans l'industrie est d'environ 28% de la consommation totale. On peut déduire de ce chiffre que près de 28% de la consommation énergétique de l'industrie est décarbonée.

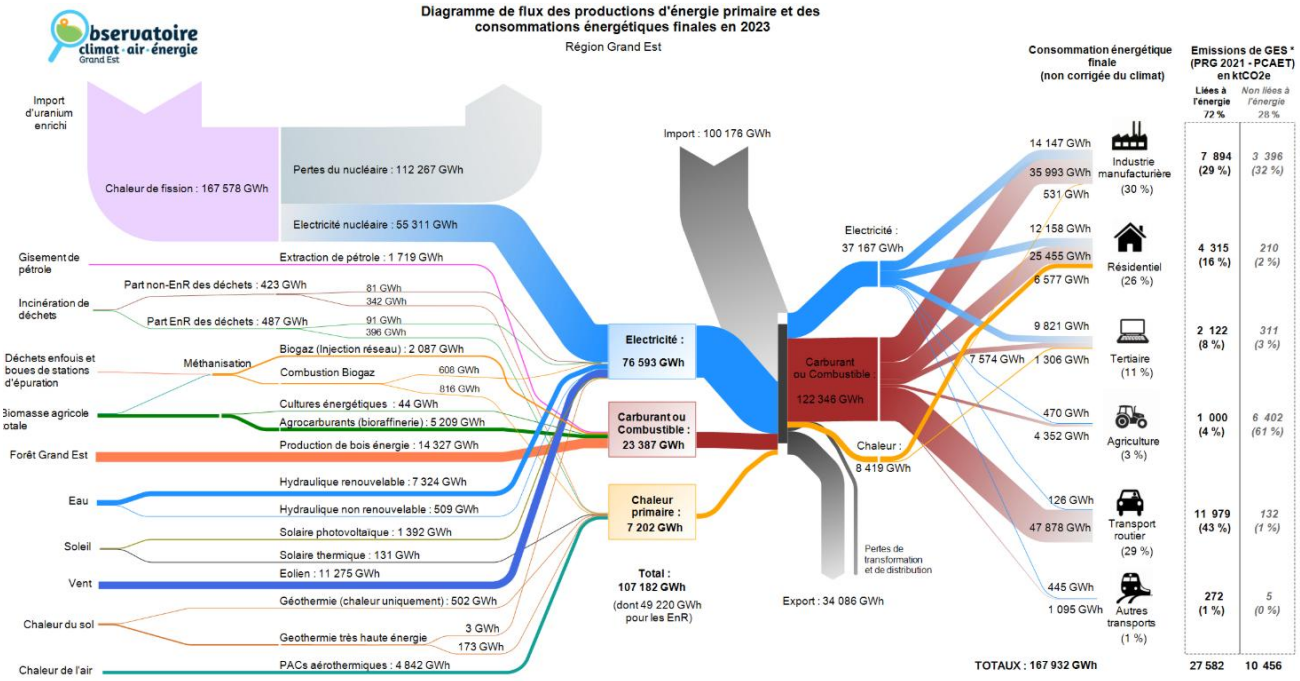
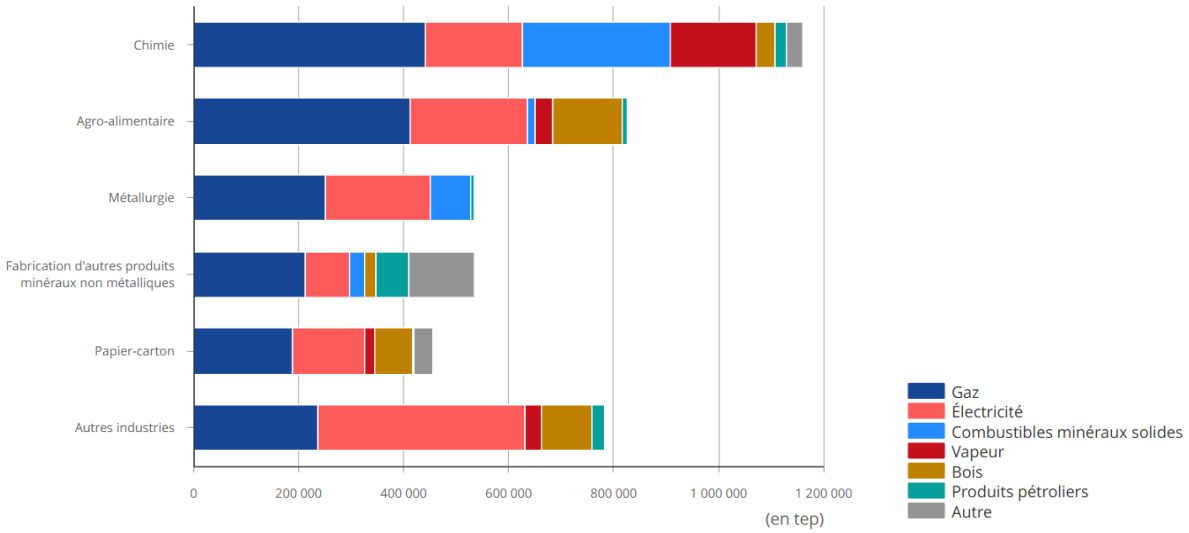


Diagramme des flux d'énergie (Source ATMO Grand Est Invent'Air V2025)

Cinq secteurs sont particulièrement énergivores : la chimie, la métallurgie, l'agro-alimentaire, l'industrie du papier et du carton et l'industrie de la fabrication de produits minéraux non métalliques.



Consommation d'énergie industrielle du Grand Est par secteur (source INSEE)

L'industrie du Grand Est se caractérise par une forte dépendance au gaz naturel et à l'électricité, qui représentent respectivement 41 % et 28 % de la consommation énergétique des établissements industriels. La part du gaz est ainsi nettement supérieure à la moyenne nationale (29 %), tandis que celle de l'électricité est identique (28 %). À l'inverse, les produits pétroliers ne représentent que 3 % de la consommation énergétique régionale, soit un point de moins que la moyenne française.

La dépendance au gaz est particulièrement marquée dans les secteurs les plus énergivores. Dans l'industrie agroalimentaire comme dans la métallurgie, le gaz représente environ la moitié de la consommation énergétique, contre près de 30 % dans les autres secteurs industriels. À l'inverse, en dehors des principales activités énergivores, l'électricité constitue la première source d'énergie et représente environ la moitié des consommations. Certains secteurs font toutefois exception, notamment l'industrie chimique et la fabrication d'autres produits minéraux non métalliques, où l'électricité ne représente qu'environ 16 % du mix énergétique en raison de procédés reposant davantage sur la production de chaleur.

Certaines sources d'énergie, bien que marginales à l'échelle régionale, occupent une place importante dans des activités spécifiques. Les combustibles minéraux solides (charbon et produits dérivés) représentent ainsi près d'un quart de la consommation énergétique de l'industrie chimique, tandis que le bois couvre environ un sixième des besoins énergétiques du secteur agroalimentaire.

Parallèlement à leur consommation, certains établissements industriels produisent eux-mêmes une partie de l'énergie qu'ils utilisent. Cette production peut être issue des procédés industriels eux-mêmes, par exemple au travers d'installations de cogénération produisant simultanément chaleur et électricité (ex : turbines à gaz), ou d'équipements dédiés tels que des installations photovoltaïques, des unités de méthanisation ou de production de biométhane et d'hydrogène.

Dans le Grand Est, cette production industrielle représente près de 110 000 tonnes d'équivalent pétrole (tep) d'électricité, de biogaz, de biométhane et d'hydrogène. Plus de la moitié de cette énergie est autoconsommée par les établissements producteurs, le solde étant revendu à d'autres entreprises ou injecté dans les réseaux publics de distribution. Au total, cette production couvre toutefois moins de 3 % de la consommation brute d'énergie de l'industrie régionale, un niveau inférieur d'environ un point à la moyenne nationale.

Ces données illustrent la forte dépendance de l'industrie du Grand Est au gaz, énergie carbonée principalement importée. Elles soulignent également les marges de progression existantes en matière d'autoproduction, de substitution de l'électricité au gaz et de valorisation des énergies de récupération, autant de leviers susceptibles de renforcer la résilience énergétique et la compétitivité des entreprises industrielles.

2. Les leviers de réduction de la dépendance au gaz

a. Réduire la consommation d'énergie

La réduction de la consommation d'énergie constitue un levier majeur pour renforcer la compétitivité industrielle, réduire les émissions de gaz à effet de serre et limiter la dépendance aux énergies fossiles.

La maîtrise de l'énergie peut être définie comme l'ensemble des actions, stratégies et technologies visant à utiliser l'énergie de manière plus efficace, plus rationnelle et plus durable, tout en réduisant les pertes, les gaspillages et les impacts environnementaux. Dans ce domaine, deux approches complémentaires doivent être distinguées : la sobriété énergétique et l'efficacité énergétique. Ce sont deux des trois piliers de la démarche proposée par l'association Négawatt.

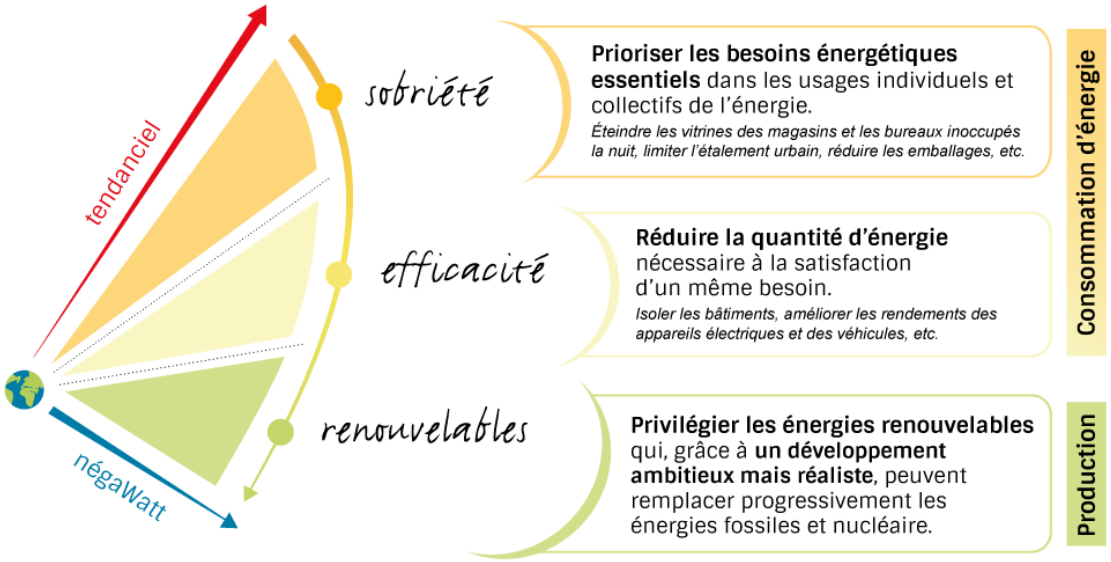


Schéma des trois piliers de la démarche négaWatt (source négaWatt)

La sobriété énergétique consiste à diminuer les consommations d'énergie en interrogeant les besoins, les usages et l'organisation des activités. Elle vise à éviter les consommations inutiles ou à les réduire sans dégrader la qualité de la production. Pour une grande part de la population, la sobriété évoque généralement le « moins » : produire moins et consommer moins. Ce raccourci peut expliquer en partie la défiance qu'elle suscite encore dans le monde économique, car la baisse des volumes est encore souvent assimilée à une baisse de valeur. Mais l'ADEME rappelle que ce lien n'est ni automatique ni systématique. La sobriété ne se limite pas à une discussion sur le niveau de croissance, elle interroge la finalité et le contenu de l'activité économique : Que produit-on ? pour répondre à quels besoins ? et à quel coût environnemental, social et économique ? Dans l'industrie, cette démarche peut se traduire par une meilleure planification des procédés afin de limiter les périodes de fonctionnement à vide, l'optimisation des températures de chauffage ou de refroidissement des installations, l'extinction des équipements non utilisés, ou encore une organisation de la production permettant de réduire les consommations en période de pointe.

L'efficacité énergétique, quant à elle, consiste à produire autant, voire davantage, en consommant moins d'énergie grâce à des équipements ou des procédés plus performants. Elle repose sur l'amélioration technologique et l'optimisation des installations industrielles. Les actions les plus courantes comprennent le remplacement de moteurs électriques par des modèles à haut rendement, l'installation de variateurs de vitesse, l'amélioration de l'isolation des fours et des réseaux de chaleur, la modernisation des systèmes de production de vapeur, l'optimisation des réseaux d'air comprimé ou encore le recours à des systèmes de pilotage numérique permettant un suivi en temps réel des consommations.

La confusion entre sobriété et efficacité est très fréquente. L'efficacité consiste à réduire l'impact environnemental d'un produit ou d'un service à usage constant. On ne questionne pas le besoin, on conserve le même usage, mais on mobilise moins d'énergie ou de ressources pour y répondre. Un véhicule plus performant énergétiquement, un éclairage LED ou un équipement industriel mieux optimisé relèvent de cette logique.

Les deux approches sont complémentaires. La sobriété énergétique agit principalement sur les usages et les comportements, ce qui implique une participation volontaire des salariés. Tandis que l'efficacité énergétique permet d'améliorer la performance des équipements et des procédés industriels. La combinaison de ces deux piliers permet d'obtenir les gains les plus importants en matière de réduction des consommations énergétiques, tout en préservant la compétitivité des entreprises.

Toute démarche d'amélioration de la performance énergétique repose d'abord sur la sobriété énergétique. Cette première étape, généralement peu coûteuse, permet d'obtenir des gains rapides grâce à une meilleure connaissance et à un meilleur pilotage des usages. Il faut tout d'abord mesurer précisément les consommations de chaque atelier, procédé ou utilité. La mise en place d'un réseau de comptage suffisamment maillé est un préalable indispensable à toute action de maîtrise de l'énergie. Associé à des outils performants d'analyse des données, un tel dispositif permet d'identifier des dérives de consommation et de mettre en œuvre des actions simples susceptibles de réduire les consommations d'électricité de 5 à 10 %, sans investissement lourd.

Cette première démarche de sobriété doit être complétée ensuite par l'amélioration de l'efficacité énergétique, sans relâcher toutefois les efforts de sobriété, au risque d'un « effet rebond »[17]. La démarche d'efficacité énergétique suppose de combiner des actions de différentes natures : diagnostic, management de l'énergie et modernisation des équipements :

- Réaliser un audit énergétique

L'audit énergétique constitue le point de départ de toute stratégie d'amélioration. Il comprend généralement un prédiagnostic, une analyse détaillée des consommations des bâtiments et des procédés industriels, l'identification des principaux gisements d'économies d'énergie ainsi que l'élaboration d'un plan d'actions hiérarchisant les investissements selon leur rentabilité et leur impact énergétique.

[17] L'effet rebond se produit lorsqu'une amélioration de l'efficacité énergétique conduit à une augmentation de la consommation d'énergie, plutôt qu'à une réduction. Les économies attendues sont alors en partie ou totalement annulées par des comportements de surconsommation ou de nouveaux usages.

Depuis le 1er octobre 2025, les modalités d'application de l'audit énergétique obligatoire ont été profondément modifiées. Alors que cette obligation concernait auparavant les grandes entreprises au regard de leur effectif ou de leur chiffre d'affaires, elle repose désormais exclusivement sur la consommation réelle d'énergie finale. Toute entreprise consommant plus de 2,75 GWh par an est désormais assujettie à cette obligation, quelle que soit sa taille. Cette évolution intègre dans le dispositif de nombreuses PME et ETI industrielles qui n'étaient pas concernées auparavant. Les entreprises doivent réaliser leur premier audit avant le 11 octobre 2026, puis le renouveler tous les quatre ans, sauf lorsqu'elles disposent d'un système de management de l'énergie certifié.

- Déployer un système de management de l'énergie (SME)

Au-delà du diagnostic initial, la mise en œuvre d'un SME permet d'inscrire la performance énergétique dans une démarche d'amélioration continue. Cette approche repose généralement sur un diagnostic énergétique complété par une analyse de l'organisation de l'entreprise. Elle conduit à définir une politique énergétique, des objectifs de réduction des consommations, des indicateurs de performance et des tableaux de bord permettant d'assurer un suivi régulier des résultats.

La mise en œuvre d'un SME constitue également une étape vers la certification ISO 50001, devenue une référence internationale en matière de management de l'énergie.

- Moderniser les bâtiments et les équipements

L'amélioration de l'efficacité énergétique passe également par la rénovation des bâtiments industriels et le renouvellement des équipements les plus énergivores. Les travaux d'isolation de l'enveloppe des bâtiments, l'optimisation des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, ainsi que la modernisation de l'éclairage constituent des actions fréquemment mises en œuvre.

Du côté des procédés industriels, le remplacement d'équipements anciens par des technologies plus performantes permet de réduire significativement les consommations tout en améliorant la productivité et la fiabilité des installations. Les principaux équipements concernés sont notamment les moteurs électriques, les systèmes de ventilation, les compresseurs d'air, les transformateurs ainsi que certaines machines de production telles que les robots, les presses à injecter…

- Valoriser la chaleur fatale

La récupération de la chaleur fatale constitue l'un des principaux gisements d'économies d'énergie encore disponibles dans l'industrie. Elle consiste à capter la chaleur produite par les procédés industriels, qui serait autrement dissipée dans l'environnement, afin de la réutiliser en interne pour alimenter d'autres procédés, chauffer des bâtiments,

produire de l'eau chaude ou de l'électricité, voire alimenter un réseau de chaleur desservant des bâtiments voisins (valorisation externe).

Cette valorisation permet simultanément de réduire les consommations d'énergie primaire, les émissions de gaz à effet de serre et les coûts de fonctionnement des installations.

Si le potentiel demeure important, le volume des projets menés se réduit. Les opérations les plus simples et les plus rentables telles que la récupération sur groupes frigorifiques, tours aéroréfrigérantes ou fumées de chaudières, ont, pour une large part, déjà été réalisées au sein des sites industriels les plus engagés dans la transition énergétique.

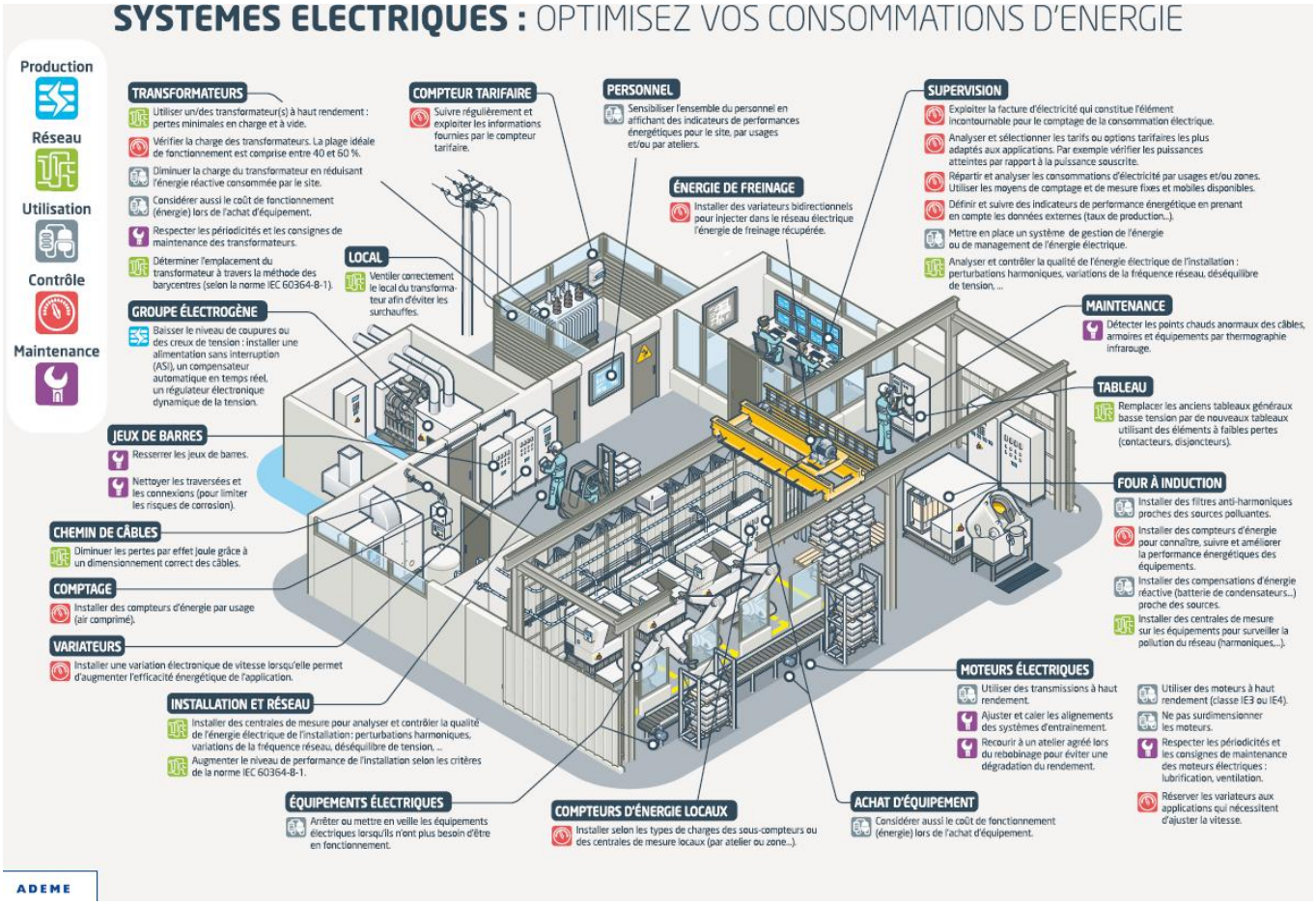
Les gisements restant à exploiter concernent désormais des procédés plus complexes, tels que la récupération de chaleur sur les eaux usées industrielles, les fumées de fours, les sécheurs ou certains procédés thermiques spécifiques. Ces projets nécessitent des investissements plus importants et présentent souvent des temps de retour sur investissement (ROI[18]) plus longs.

Malgré les dispositifs publics de soutien, notamment le Fonds Chaleur de l'ADEME ou les aides régionales (Climaxion), les taux de financement sont généralement assez limités désormais et ne dépassent que rarement 30 % du coût des investissements, selon les spécialistes du secteur. Cette évolution modifie le paradigme des projets, puisque certains pouvaient auparavant être financés en quasi-totalité.

Dans ce contexte, les entreprises disposant d'une situation financière solide poursuivent leurs investissements dans l'efficacité énergétique, convaincues des bénéfices à long terme. À l'inverse, les entreprises les plus fragiles privilégient souvent les projets présentant un temps de retour sur investissement inférieur à deux ou trois ans, ce qui limite le développement d'opérations pourtant pertinentes pour optimiser leurs économies d’énergie. Cette situation souligne l'importance d'adapter les mécanismes de soutien public afin de favoriser la réalisation de projets plus complexes, mais indispensables à l'atteinte des objectifs de souveraineté énergétique et de décarbonation de l'industrie.

L’ADEME et l’association Technique Energie Environnement réalisent et diffusent de très nombreuses ressources pédagogiques sur le sujet de la maîtrise de l’énergie sous diverses formes, comme le schéma de la page suivante.

[18] Return On Investment



Au niveau national ces deux structures portent en partenariat le programme « Pacte Industrie » (voir annexe 2) qui accompagne les entreprises industrielles dans la réalisation d'études et les aide à monter en compétence dans le domaine de l'économie d'énergie et la décarbonation au travers de formations notamment.

Au niveau régional, un accompagnement est proposé par le Conseil régional dans le cadre des « parcours de transformation », via un module consacré à l'efficacité énergétique. Celui-ci est opéré par la CCI Grand Est qui est chargée de l'ensemble des modules Environnement déclinés au travers du programme Climaxion, en lien avec l'ADEME. La mise en œuvre du Parcours via le réseau de conseillers CCI sur les territoires contribue à favoriser la diffusion d'un accompagnement ciblé et personnalisé en facilitant la connexion avec le réseau de référents de proximité régionaux (développeurs économiques des Agences de Développement Économique et des Maisons de Région) qui conseillent et orientent les entreprises, en contact de premier niveau, vers les dispositifs régionaux ou nationaux. C'est à travers son programme NOEE que la CCI réalise cet accompagnement technique gratuit pour aider les entreprises à progresser sur ce sujet (voir annexe 3).

Pour financer les équipements contribuant à réduire les consommations d'énergie, les entreprises peuvent recourir à diverses aides publiques ainsi qu'à des aides financières privées provenant des fournisseurs d'énergie via les Certificats d'Économie d'Energie ou CEE (voir annexe 4). Il s'agit d'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique en France. Il se décline au travers de nombreuses opérations standardisées spécifiées dans des « fiches » dont certaines s'appliquent au secteur industriel. Les CEE présentent un avantage important par rapport aux subventions publiques, celui de la simplicité du recours. Le bénéficiaire sait immédiatement à quel financement certain il peut prétendre. À l'inverse des subventions publiques, pour lesquelles il faut toujours généralement formaliser une demande avec un dossier souvent lourd à monter, des délais de réponse assez long et une incertitude sur la recevabilité du dossier. En 2024, les CEE engagés dans l'industrie s'élevaient à 189M€ pour une économie d'énergie globale de 27 TWh. Il faut souligner que ce bilan réalisé annuellement est en baisse constante depuis 2020 qui était une année exceptionnelle (227 TWh économisés), traduisant une baisse des efforts de l'industrie en faveur de l'efficacité énergétique.

Dans ce contexte, les pouvoirs publics devraient envisager de mettre en place de nouveaux dispositifs de nature à favoriser les décisions d'engagement de projets d'efficacité énergétique dont les ROI sont supérieurs à 3 ans. La Région Grand Est indique, dans son « Pacte pour l'industrie » voté en 2026, qu'elle étudie : « *une solution de tiers-financement pour les investissements industriels de décarbonation, portée par la SEM Grand Est Énergies. En effet, le retour d'expérience montre l'intérêt d'un dispositif priorisant d'abord les projets les plus industrialisables en matière d'efficacité énergétique et d'utilités, tout en pouvant, à terme, intégrer des opérations plus lourdes de substitution du mix énergétique* ».

Zoom sur le modèle du Tiers-financement

L'ATEE définit le Tiers-financement comme un modèle économique qui propose une offre intégrée (conception, financement, réalisation et suivi post travaux) de rénovation énergétique (ou de tout autre investissement réduisant les consommations d'énergie) de telle sorte que le propriétaire n'ait pas à financer les travaux car les économies d'énergies futures remboursent progressivement tout ou partie de l'investissement.

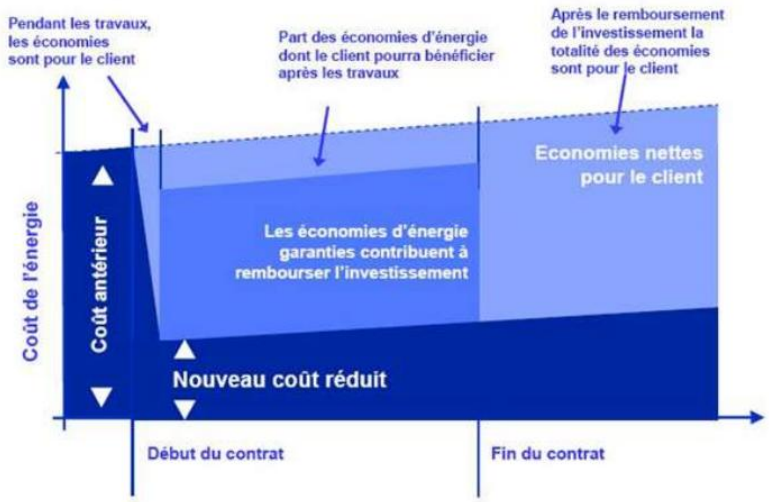


Figure 8 : Mécanisme de remboursement par les économies d'énergie
Source Caisse des Dépôts, 2010

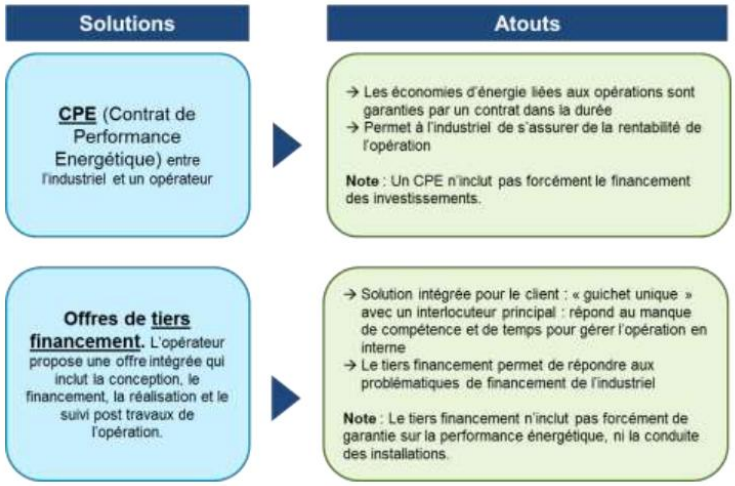
L'ATEE souligne que dans l'usage courant, les termes tiers investisseur et tiers financeur ont tendance à être confondus alors qu'il s'agit de notions différentes. Le Tiers Investissement est un modèle économique qui consiste à allouer des capitaux à des projets d'économie d'énergie, en contrepartie de créances garanties sur le montant des économies d'énergie futures réalisées. Le Tiers Financement est une offre beaucoup plus complète qui comprend une gestion non seulement financière mais également technique et opérationnelle du projet. Elle présente l'avantage de ne pas utiliser la trésorerie de l'entreprise et de ne pas impacter sa capacité d'endettement.

Il existe une alternative reposant sur la location financière : le client verse un loyer au tiers-financeur afin de disposer du bien d'équipement, sans obligation d'achat. L'opération est dimensionnée pour que les économies d'énergie théoriques soient équivalentes au loyer. La part d'immatériel investie (conception, installation) est intégrée dans ce loyer.

Le tiers-financement ne garantit pas le montant d'économies réalisées contrairement au Contrat de Performance Énergétique (CPE). Le CPE est un accord contractuel passé entre un bénéficiaire et un opérateur d'efficacité énergétique garantissant un montant d'économie d'énergie sur les opérations réalisées et dont le but est d'améliorer l'efficacité énergétique d'une installation. Des compensations financières peuvent être versées par l'opérateur dans le cas où les objectifs ne sont pas respectés et inversement. L'opérateur doit ainsi être capable de contrôler l'ensemble de la chaîne des prestations et de mesurer précisément les économies d'énergie réalisées par rapport à une situation de référence. Cette garantie peut constituer pour le maître d'ouvrage une aide à la prise de décision et faciliter l'obtention d'un financement.

Le CPE et le Tiers Financement constituent deux outils permettant de réaliser des économies d'énergie en facilitant la levée de freins à la mise en œuvre d'opérations d'efficacité énergétique. Le CPE garantit un montant d'économie d'énergie ce qui permet à l'industriel d'assurer la rentabilité de l'opération et de gagner en visibilité. Cependant, le financement des investissements n'est pas nécessairement garanti. Le Tiers Financement permet à l'industriel de financer les investissements tout en ayant un seul interlocuteur pour plus de simplicité. Cependant, la performance énergétique des opérations engagées n'est pas nécessairement garantie. Une

combinaison des deux types de contrats permet ainsi d'aller encore plus loin et de lever davantage de verrous au développement des économies d'énergie dans l'industrie.



b. Électrifier les procédés industriels

L'électrification des procédés industriels constitue l'un des principaux leviers de réduction de la consommation de gaz naturel et de décarbonation de l'industrie. Si l'électricité représente déjà plus d'un tiers de la consommation énergétique du secteur, les scénarios prospectifs de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et de l'ADEME prévoient une forte progression de cette part à l'horizon 2050 afin d'atteindre les objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La SNBC fixe ainsi un objectif d'électrification de l'industrie pouvant atteindre près de 70 % à cet horizon. Les procédés thermiques, encore largement alimentés par le gaz, concentrent le principal potentiel de substitution.

Les possibilités d'électrification varient toutefois selon les niveaux de température des procédés industriels. Les plus forts gisements concernent les procédés à basse température (inférieure à 150 °C), principalement utilisés pour le chauffage des fluides ou les opérations de séchage. Les secteurs de l'agroalimentaire, du papier-carton et de la chimie représentent à eux seuls 56 % du potentiel de substitution des combustibles fossiles identifié par l'ADEME. Dans ces secteurs, l'électrification repose principalement sur le développement des pompes à chaleur industrielles et de la compression mécanique de vapeur.

Pour les procédés à moyenne température, les technologies fondées sur les résistances électriques offrent des perspectives particulièrement intéressantes. Déjà matures, compétitives jusqu'à environ 400 °C et déployables à grande échelle, elles sont utilisées notamment dans les fours industriels pour les opérations de cuisson, de préchauffage ou de traitement thermique, jusqu'à près de 1 000 °C selon les procédés. Leur principal atout réside dans leur grande flexibilité de fonctionnement, qui permet d'adapter leur

consommation aux périodes où le prix de l'électricité est le plus faible (voir infra p. 54). Selon les travaux de l'ADEME, les technologies résistives appliquées aux secteurs de la chimie et des minéraux non métalliques pourraient représenter plus de la moitié du potentiel global d'électrification des procédés thermiques industriels.

Au-delà de 1 000 °C, les contraintes techniques limitent davantage les possibilités d'électrification. D'autres solutions de décarbonation, telles que les combustibles solides de récupération (CSR), le biogaz ou la biomasse, apparaissent souvent plus adaptées car plus proches des procédés actuels. Néanmoins, l'électrification demeure envisageable pour certaines applications de la sidérurgie, de la métallurgie ou de l'industrie verrière, notamment grâce aux fours à induction, à arc électrique ou à convection. Dans ces secteurs, une montée en puissance progressive de l'électrification est toutefois plus réaliste qu'une substitution complète à court terme.

Au-delà de l'électrification des procédés eux-mêmes, la production de vapeur et d'eau chaude constitue un important levier de décarbonation de l'industrie. En 2020, les chaudières industrielles et les chaufferies externalisées représentaient près de 89 TWh de consommation, soit 29 % des besoins énergétiques de l'industrie française, couverts très majoritairement par des combustibles fossiles. Malgré leurs performances énergétiques et l'absence d'émissions directes liées à la combustion, les chaudières électriques demeurent encore peu développées : elles représentent environ 12 % du parc installé, mais seulement 0,5 % de l'énergie consommée par les chaudières industrielles. Leur exploitation reste aujourd'hui moins compétitive que celle des installations fonctionnant au bois-énergie ou aux combustibles solides de récupération (CSR). En revanche, leur intérêt économique pourrait fortement s'accroître grâce à un fonctionnement flexible, privilégiant les périodes où le prix de l'électricité est le plus faible.

Cette approche suppose un pilotage plus dynamique des consommations électriques. La performance du pilotage énergétique repose sur la capacité des entreprises à adapter en permanence leurs usages aux contraintes du réseau électrique ainsi qu'aux variations de la production d'électricité décarbonée (voir le phénomène des prix négatifs p. 52). Grâce aux outils de comptage, aux capteurs connectés et à la numérisation des procédés, les industriels peuvent désormais suivre leurs consommations en temps réel et ajuster le fonctionnement de certains équipements en fonction des conditions du marché de l'électricité.

La flexibilité énergétique peut prendre plusieurs formes : décaler certaines opérations vers les périodes où l'électricité est la plus abondante et la moins coûteuse, moduler la puissance appelée ou encore mobiliser des capacités de stockage. Parmi ces diverses modalités, l'effacement de consommation consiste à réduire temporairement la demande électrique d'un site industriel, à la demande du gestionnaire de réseau ou d'un

opérateur d'effacement, afin de contribuer à l'équilibre du système électrique lors des périodes de tension. En contrepartie, l'entreprise est rémunérée pour le service rendu.

Au-delà de son intérêt pour le système électrique, le pilotage de l'énergie constitue un véritable levier de compétitivité pour les industriels. En optimisant leurs consommations en fonction des conditions du réseau et des prix de marché, les entreprises peuvent réduire durablement leur facture énergétique tout en participant à l'intégration croissante des énergies renouvelables et à la stabilité du système électrique.

Les technologies électriques présentent plusieurs avantages, en plus de celui de réduire les émissions de GES : un meilleur rendement énergétique, une plus grande souplesse d'exploitation, une meilleure sécurité des installations ainsi que la possibilité de valoriser la chaleur fatale, notamment grâce aux pompes à chaleur haute température. L'électrification ne doit donc pas être considérée comme une alternative à l'efficacité énergétique, mais comme un levier complémentaire permettant d'en amplifier les bénéfices. Elle peut néanmoins conduire, dans certains cas, à réduire les volumes de chaleur fatale disponibles pour des opérations de récupération énergétique.

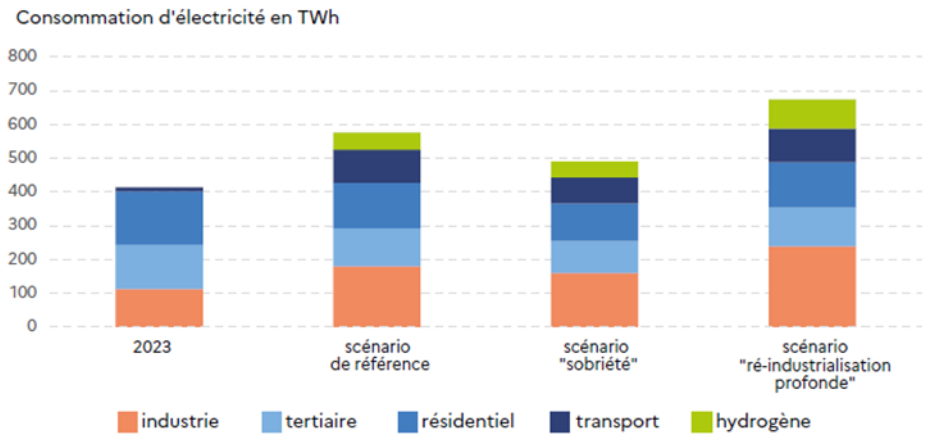
Le développement de l'électrification industrielle reste toutefois confronté à plusieurs contraintes. Si son intérêt climatique est largement démontré dans un système électrique faiblement carboné comme celui de la France, son déploiement doit tenir compte des autres besoins d'électrification de l'économie. L'ADEME rappelle ainsi que les démarches de sobriété et d'efficacité énergétique doivent demeurer prioritaires avant toute substitution des énergies fossiles par l'électricité.

Le principal frein au développement de l'électrification reste néanmoins d'ordre économique. Les investissements nécessaires au remplacement des équipements industriels, à l'adaptation des procédés et au renforcement des raccordements électriques sont souvent importants. À cela s'ajoutent les incertitudes sur l'évolution à moyen et long terme du prix de l'électricité, qui peuvent ralentir les décisions d'investissement, en l'absence de signal-prix[19]. Le frein économique lié au prix supérieur de l'électricité est pris en compte par l'État qui finance parfois des dépenses d'investissement (CAPEX) mais aussi les dépenses de fonctionnement (OPEX) pour que l'aide économique soit suffisamment incitative. C'est le cas de l'appel d'offres « Grands Projets Industriels de Décarbonation », car il concerne des industries lourdes fortement exposées à la concurrence internationale, mais ce n'est pas le cas des autres dispositifs qui sont tournés vers des projets de tailles moins importantes comme « Decarb-ind ».

[19] En économie, le **signal-prix** est l'information transmise aux consommateurs par le prix d'un bien ou d'un service. Il guide les choix de consommation : une hausse de prix indique une pénurie ou une forte demande et incite à réduire la consommation, tandis qu'une baisse signale une offre abondante. Ainsi une augmentation régulière du prix de gaz indiquant une réduction durable de l'écart avec le prix de l'électricité serait un signal-prix pour accélérer l'électrification.

Le développement de procédés plus flexibles, capables de fonctionner préférentiellement lors des périodes de faible prix de l'électricité, constitue à cet égard un facteur déterminant pour améliorer la compétitivité économique de ces solutions. Cela suppose d'investir également dans des équipements de stockage de chaud ou de froid.

Les travaux prospectifs de RTE et de l'ADEME convergent sur le fait que l'électrification des procédés industriels jouera un rôle déterminant dans la réussite de la renaissance industrielle. Sa montée en puissance devra cependant s'accompagner d'investissements massifs dans les infrastructures électriques, les capacités de production d'électricité bas carbone et les technologies industrielles afin de garantir une électricité compétitive, disponible en quantité suffisante et compatible avec les besoins croissants des différents secteurs de l'économie.



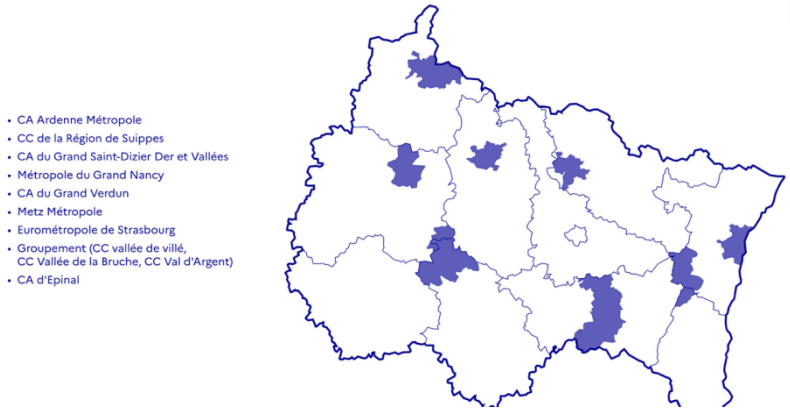
Source : RTE, « Futurs Energétiques 2050 », 2021.

Les différents scénarios d'électrification de RTE à horizon 2050 (source DGE)

Afin d'accompagner cette transition vers l'électricité, l'État a lancé en avril 2026 un Plan d'électrification des usages, composé de 22 mesures et inscrit dans la continuité de la troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3). Trois mesures concernent plus particulièrement l'industrie :

- Mesure 20 : électrifier les filières industrielles, avec une révision des dispositifs d'aide afin de renforcer le soutien aux pompes à chaleur industrielles, aux chaudières électriques et aux systèmes de compression mécanique de vapeur.
- Mesure 21 : décarboner et électrifier les grands sites industriels, par la relance des appels à projets « Grands projets industriels de décarbonation » et du dispositif « Decarb-Ind » destiné aux sites industriels de taille intermédiaire.
- Mesure 22 : développer de nouveaux contrats d'électricité de long terme (8 à 10 ans), afin d'offrir aux industriels une meilleure visibilité sur leurs coûts d'approvisionnement en s'appuyant notamment sur les capacités de production d'électricité renouvelable soutenues par l'État.

En septembre 2026, le gouvernement a sélectionné 109 territoires d'électrification qui vont bénéficier de moyens spécifiques pour expérimenter et accélérer l'électrification des usages et la sortie des énergies fossiles. 9 territoires du Grand Est sont concernés.



Carte des territoires d'électrification du Grand Est

Jusqu'alors les CEE ne concernaient pas l'électrification de l'industrie. Pour combler ce manque des fiches CEE seront bientôt opérationnelles pour la Compression mécanique de vapeur et l'installation de PAC industrielles.

Au niveau régional, la Région Grand Est entend amplifier son action visant à accélérer l'électrification de l'industrie, notamment par des moyens de sensibilisation et de conseil accrus. Ainsi, la Région indique dans son « Pacte pour l'Industrie » avoir engagé, en complément des actions déjà menées : « *une coopération renforcée avec des énergéticiens comme EDF, ENGIE et des acteurs tels que RTE ou Enedis afin de promouvoir activement les dynamiques d'électrification de l'industrie dans le but de renforcer l'animation, le conseil et la mise en valeur des solutions technologiques disponibles pour les industriels*. »

3. Prix de l'énergie, un facteur clé de la compétitivité de l'industrie

La forte hausse des prix de l'énergie observée à la suite de la crise sanitaire Covid puis de la guerre en Ukraine a rappelé que le coût de l'énergie constitue un facteur déterminant de la compétitivité des entreprises. Au-delà des actions visant à réduire les consommations, la gestion des contrats d'approvisionnement est devenue un levier stratégique de maîtrise des coûts. Dans ce contexte, il est indispensable de comprendre le fonctionnement du marché de l'électricité, les mécanismes de formation des prix ainsi que le cadre réglementaire et fiscal qui s'applique aux consommateurs.

- **L’électricité**

Le marché français de l'électricité distingue deux grandes catégories d'offres : les tarifs réglementés de vente et les offres de marché.

- Les tarifs réglementés de vente (TRV) :

Les tarifs réglementés de vente (TRV) sont des offres dont les prix sont fixés par les pouvoirs publics, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Leur construction repose sur le principe dit de « l'empilement des coûts », qui consiste à additionner les différentes composantes nécessaires à la fourniture d'électricité : accès régulé à la production nucléaire historique, approvisionnement complémentaire sur les marchés de gros, mécanisme de capacité, coûts d'acheminement et coûts de commercialisation.

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en 2007, les TRV sont commercialisés par les fournisseurs historiques : EDF sur la zone desservie par Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) sur leurs territoires respectifs.

Le niveau des TRV évolue généralement une à deux fois par an, le plus souvent en février et en août, afin de tenir compte de l'évolution des coûts d'approvisionnement, des tarifs d'utilisation des réseaux et des autres composantes du prix. En août 2026, le tarif réglementé a ainsi fait l'objet d'une revalorisation de 2,5 %.

Depuis le 1er janvier 2021, les TRV ne sont plus accessibles qu'aux consommateurs non résidentiels de petite taille. Peuvent en bénéficier les entreprises, collectivités ou associations employant moins de dix salariés et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total du bilan annuel n'excèdent pas 2 millions d'euros.

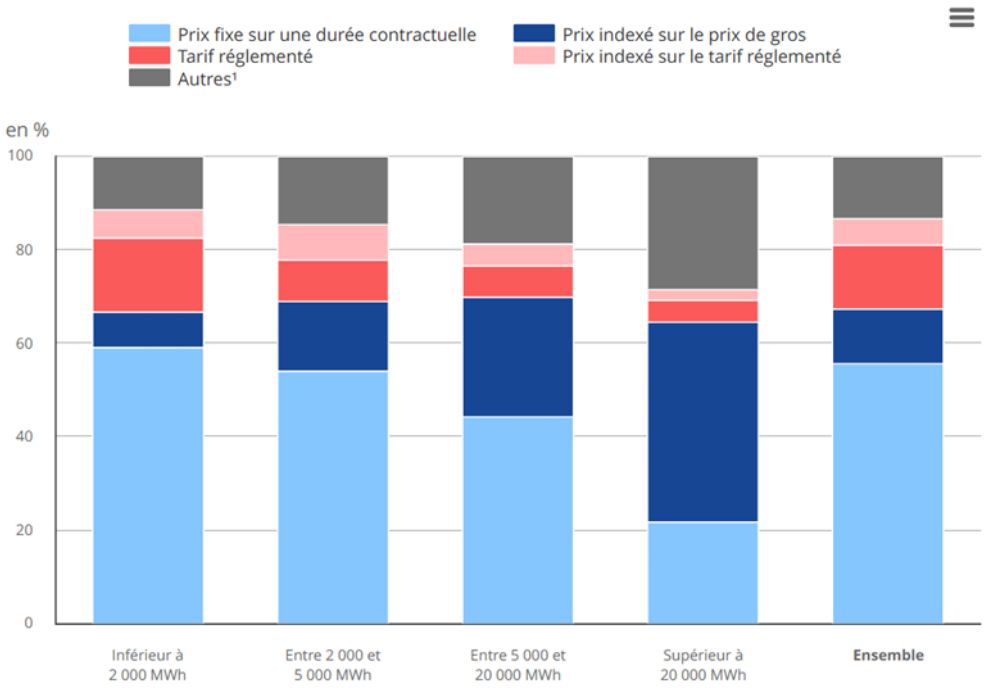
- Les offres de marché :

Les offres de marché sont proposées librement par l'ensemble des fournisseurs d'électricité, y compris les fournisseurs historiques. Le prix, les modalités contractuelles et les conditions d'évolution sont déterminés par le contrat conclu entre le fournisseur et son client.

Ces offres peuvent notamment prendre deux formes :

- les offres à prix indexé, dont le prix évolue en fonction d'un indice de référence (tarif réglementé, prix des marchés de gros ou autre formule définie par le fournisseur) ;
- les offres à prix fixe, qui garantissent pendant une durée déterminée tout ou partie des composantes du prix de l'électricité, selon les modalités prévues au contrat.

Le choix entre ces différentes offres dépend du profil de consommation de l'entreprise, de sa capacité à supporter les fluctuations des prix et de sa stratégie d'achat d'énergie.



Type de contrat des établissements industriels selon le niveau de consommation en 2024 (source INSEE)

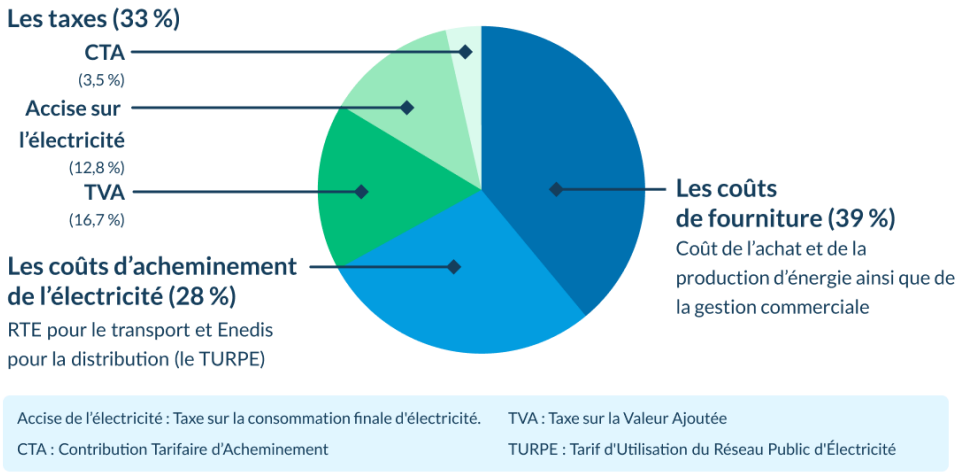
Les composantes du prix de l'électricité :

Le prix payé par le consommateur résulte de l'addition de trois grandes composantes :

- La première correspond au coût de fourniture de l'électricité. Celui-ci comprend des coûts communs à tous les fournisseurs, tels que les coûts d'accès aux réseaux, mais également des éléments variables qui constituent le principal facteur de différenciation commerciale : coût de production ou d'approvisionnement, achats sur les marchés de gros, coûts de commercialisation et marge du fournisseur.
- La deuxième composante regroupe les taxes et contributions, qui s'appliquent de manière identique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés comme à ceux ayant souscrit une offre de marché. Elles comprennent :
  - la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA), destinée à financer les droits spécifiques de retraite des personnels des industries électriques et gazières ;
  - l'accise sur l'électricité (anciennement taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), perçue au profit de l'État. En 2026, son montant est fixé à 30,85 €/MWh pour les particuliers et à 26,58 €/MWh pour les entreprises ;
  - la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

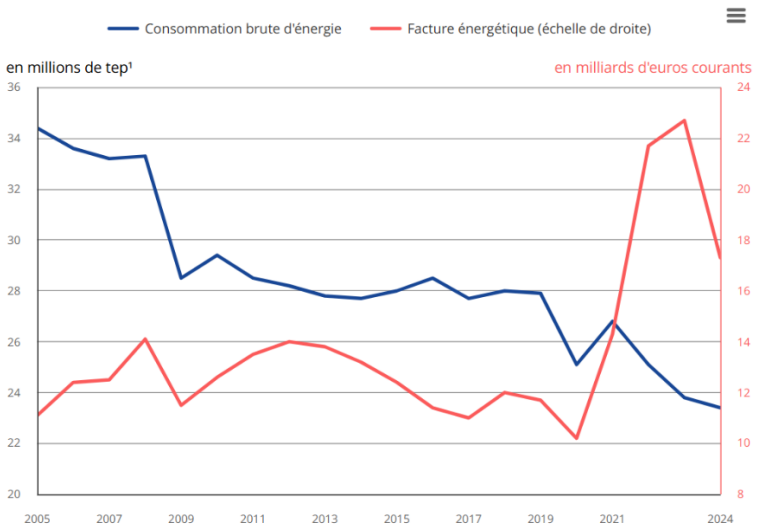
- Enfin, le prix de l'électricité intègre le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Fixé par la Commission de régulation de l'énergie, ce tarif permet de financer l'exploitation, la modernisation et le développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité. À lui seul, il représente généralement 25 à 30 % de la facture finale, illustrant le poids croissant des infrastructures dans le coût global de l'électricité.

La bonne compréhension de ces différentes composantes constitue un enjeu important pour les entreprises, notamment les plus consommatrices d'électricité. Au-delà du seul prix affiché par les fournisseurs, la maîtrise des coûts énergétiques repose sur une stratégie d'achat adaptée, une anticipation des évolutions réglementaires et fiscales ainsi qu'une optimisation de la gestion des contrats d'énergie. Dans un contexte de forte électrification des usages industriels, ces éléments deviennent des facteurs de compétitivité à part entière.



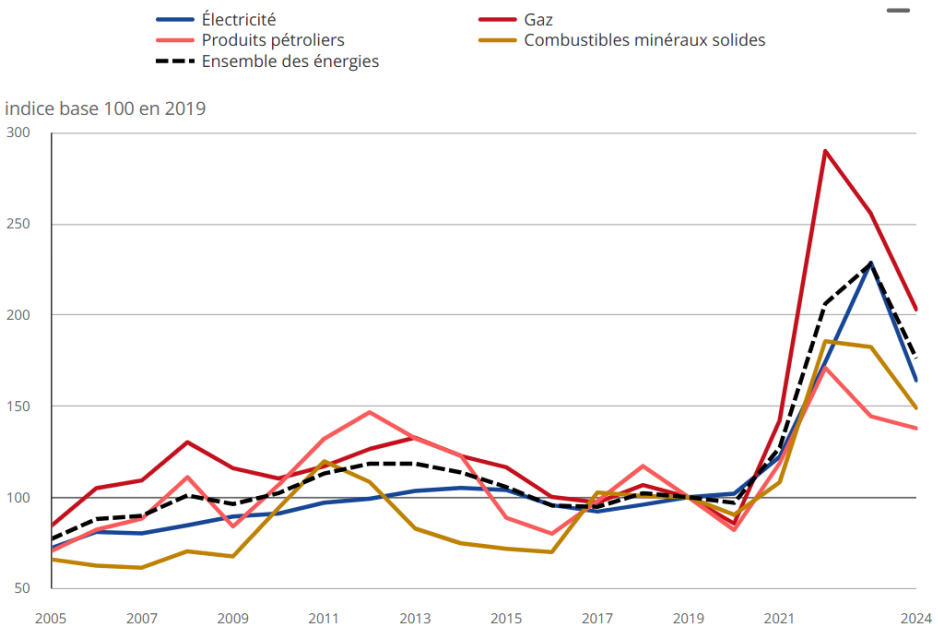
Composition du prix de l'électricité (source CRE)

D'après la Direction Générale des Entreprises, en France, 60 % des entreprises industrielles se fournissent en électricité via un contrat au tarif règlementé ou à prix fixe. Cela signifie que seuls 40 % des industriels sont exposés aux variations du prix sur les marchés de court terme. Cependant, les entreprises ayant un contrat de fourniture à prix fixe restent exposées à l'aléa des prix de marché au moment où leur contrat arrive à échéance. Ainsi, si de nombreuses entreprises ont été protégées de la forte hausse des prix de l'électricité sur les marchés de court terme en 2022 grâce à des contrats à prix fixe, elles ont été nombreuses à voir leur prix augmenter fortement en janvier 2023 au moment du renouvellement de leur contrat, alors que les prix de marché commençaient tout juste à baisser.



Consommation d'énergie et facture énergétique de l'industrie entre 2005 et 2024[20]

En 2024, pour la première fois depuis 2020, la facture énergétique de l'industrie (hors matières premières), c'est-à-dire le montant acquitté par les établissements industriels pour leur consommation d'énergie, diminue. Elle est en baisse de 24 % en euros courants par rapport à 2023, pour atteindre 17,3 milliards d'euros.



Évolution des prix de l'énergie entre 2005 et 2024

La crise énergétique consécutive à la pandémie de Covid-19 puis à la guerre en Ukraine a profondément modifié les coûts de l'énergie pour l'industrie française. Dès 2021, la reprise rapide de l'activité économique mondiale a provoqué une forte augmentation de la demande d'énergie alors que l'offre demeurait contrainte, entraînant une hausse de

[20] Source INSEE

40 % de la facture énergétique des industriels. Ce mouvement s'est accentué en 2022 sous l'effet des tensions géopolitiques liées au conflit en Ukraine, avec une nouvelle progression de 52 %, avant de ralentir en 2023 (+5 %).

L'année 2024 marque un retournement de tendance. La baisse des prix de l'énergie se traduit par une diminution des dépenses énergétiques des entreprises industrielles. Toutefois, cette amélioration ne compense qu'en partie les hausses enregistrées depuis 2021. En dépit de ce recul, la facture énergétique de l'industrie demeure encore environ 50 % supérieure à son niveau de 2019, alors qu'elle avait pratiquement doublé entre 2019 et 2023.

Toutes énergies confondues, le prix moyen de la tonne d'équivalent pétrole (tep) diminue de 23 % en 2024. Il reste néanmoins 76 % plus élevé qu'en 2019.

Zoom sur le phénomène des prix négatifs d'électricité

Les épisodes de prix négatifs sur le marché de l'électricité surviennent lorsque l'offre dépasse largement la demande. Ce phénomène est étroitement lié à une caractéristique fondamentale du système électrique : à grande échelle, l'électricité ne peut être stockée qu'en quantités limitées et à un coût encore élevé. À chaque instant, la production doit donc être quasiment égale à la consommation afin de garantir l'équilibre du réseau.

Sur le marché européen de gros de l'électricité (marché « spot »), le prix résulte de la confrontation entre l'offre et la demande. Lorsque la production devient excédentaire et que les capacités d'exportation ou de stockage ne suffisent plus à absorber ce surplus, le prix peut devenir négatif. Dans cette situation, certains producteurs acceptent de vendre leur électricité à perte car la mise à l'arrêt de centrales nucléaires ou thermiques peut être techniquement complexe et économiquement plus coûteux que le maintien de leur fonctionnement. Les installations éoliennes et photovoltaïques disposent, à l'inverse, d'une plus grande flexibilité d'exploitation. Leur production peut être interrompue rapidement.

Le développement de ces épisodes est une conséquence de l'évolution du système électrique français et européen. L'augmentation rapide des capacités de production décarbonée, en particulier éoliennes et photovoltaïques, intervient alors que la consommation d'électricité progresse encore lentement. Ce déséquilibre temporaire entre une offre abondante et une demande peu dynamique favorise l'apparition de ces périodes de surproduction.

Ces situations se produisent principalement au printemps, lorsque la production renouvelable est élevée sous l'effet d'un fort ensoleillement et de conditions de vent favorables et que les besoins de chauffage diminuent. Elles sont également fréquentes durant les nuits, les week-ends et les jours fériés, périodes caractérisées par une moindre activité économique et une consommation électrique plus faible.

Le phénomène connaît une progression rapide. Alors que 147 heures de prix spot négatifs avaient été enregistrées en 2023, leur nombre est passé à 361 heures en 2024. Cette tendance se poursuit en 2026 avec 408 heures de prix négatifs au cours du seul premier semestre.

Si ces épisodes révèlent un excédent ponctuel de production, ils mettent également en évidence les nouveaux défis de la transition énergétique. Ils soulignent la nécessité d'accroître les capacités de flexibilité du système électrique, qu'il s'agisse du développement du stockage, de l'effacement des consommations, de l'adaptation des usages industriels aux signaux de prix, du renforcement des interconnexions européennes ou encore d'une meilleure coordination entre le déploiement des moyens de production et celui des nouveaux usages électrifiés. À moyen terme, la montée en puissance de l'industrie, des centres de données, de la production d'hydrogène ou encore de la mobilité électrique pourrait contribuer à absorber une partie de ces excédents de production et ainsi limiter la fréquence des prix négatifs.

L'électricité constitue un cas particulier. Après avoir été la seule énergie dont le prix avait continué d'augmenter en 2023 (+31 %), son coût moyen recule de 28 % en 2024. Malgré cette baisse, le prix du mégawattheure demeure 64 % supérieur à celui observé en 2019, confirmant que les prix n'ont pas retrouvé leur niveau d'avant crise.

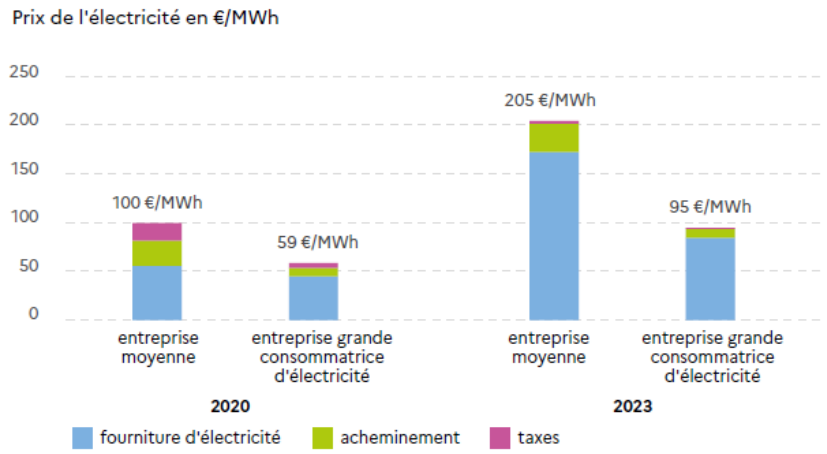
Cette amélioration des prix ne bénéficie toutefois pas de manière uniforme à l'ensemble des entreprises. Les écarts observés entre établissements s'expliquent en grande partie par les stratégies d'achat d'énergie mises en œuvre, les modalités contractuelles retenues et le pouvoir de négociation lié aux volumes consommés.

Les entreprises les plus électro-intensives, dont la consommation annuelle dépasse 20 000 MWh, recourent plus fréquemment aux offres de marché (43 % des établissements). Leur niveau de consommation leur permet de négocier directement avec les fournisseurs et de bénéficier des opportunités offertes par les marchés de gros. À l'inverse, les établissements consommant moins de 2 000 MWh privilégient majoritairement les contrats à prix fixe, qui leur offrent une meilleure visibilité sur leurs charges énergétiques et les protègent davantage contre les fluctuations des prix. Ce choix s'explique également par le fait que les petites entreprises disposent rarement de services spécialisés capables de piloter une stratégie d'achat d'énergie. En 2024, 59% d'entre elles avaient ainsi souscrit un contrat à prix fixe, contre 53 % un an auparavant.

Ces différences de stratégie se traduisent par des écarts de prix significatifs. Entre 2020 et 2023, le différentiel de coût de l'électricité entre une entreprise de consommation moyenne et un établissement fortement électro-intensif s'est sensiblement creusé, principalement sous l'effet de la composante « fourniture » du prix de l'électricité. En 2023, une entreprise de consommation moyenne payait son MWh environ 205€, soit un niveau proche du double de celui payé par les entreprises les plus électro-intensives.

Cette situation met en évidence un enjeu majeur de compétitivité. Les entreprises les plus consommatrices d'électricité disposent généralement d'une capacité de négociation supérieure et d'une gestion plus performante de leurs achats d'énergie, leur permettant de limiter l'impact des fluctuations des marchés. À l'inverse, les PME industrielles restent davantage exposées aux hausses de prix, faute de volumes

suffisants et de ressources internes dédiées à l'optimisation de leurs contrats énergétiques. Dans un contexte de réindustrialisation et d'électrification croissante des procédés, l'accompagnement des entreprises dans leurs stratégies d'achat d'énergie apparaît ainsi comme un levier de compétitivité à part entière.



Prix de l'électricité pour des entreprises types en 2020 et 2023 (source DGE)

En 2024, 37 % des établissements disposant d'un contrat d'électricité à prix fixe ont procédé à son renouvellement, une proportion comparable à celle observée en 2023. Le recul des prix de marché leur a permis de renégocier leurs contrats dans des conditions plus favorables. Cette baisse est particulièrement marquée pour les entreprises ayant souscrit des contrats d'une durée d'un an (-30 %), contre -17 % pour celles engagées sur deux ans. Cet écart s'explique par le fait que les contrats annuels arrivant à échéance avaient été conclus au plus fort de la crise énergétique et étaient donc renouvelés dans un contexte de prix nettement plus favorable.

Cette évolution a davantage bénéficié aux établissements les plus consommateurs d'électricité. En moyenne, ceux-ci enregistrent une diminution de leur prix d'achat de 30 %, contre seulement 15 % pour les entreprises les moins consommatrices. Cela signifie que l'écart de prix entre petits et grands consommateurs continue de se creuser. En 2024, les établissements faiblement consommateurs acquittent en moyenne un prix du mégawattheure 2,6 fois supérieur à celui payé par les plus gros consommateurs, contre un rapport de 2,1 en 2023 et de 1,9 en 2019.

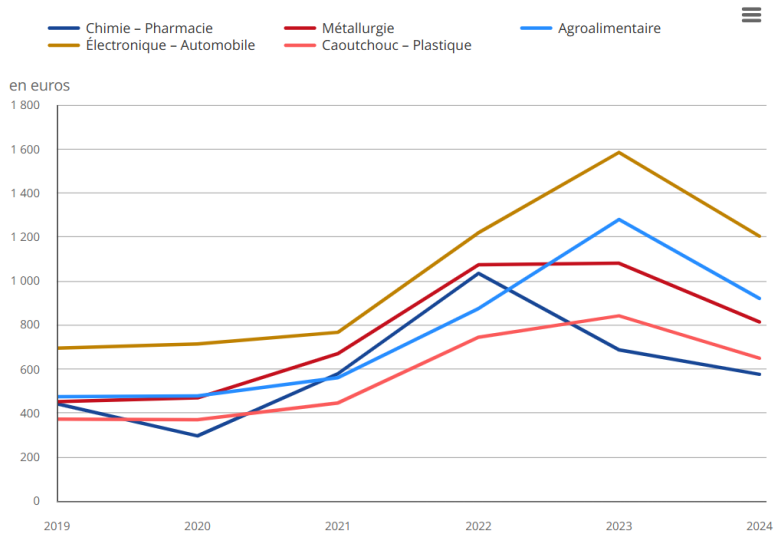
- **Le gaz**

Le gaz naturel reste également plus cher qu'avant la crise énergétique. Son prix avait reculé de 21 % en 2024, après une première baisse de 12 % en 2023. Malgré ces deux années consécutives de repli, le prix du gaz en 2024 demeure encore deux fois supérieur à son niveau de 2019.

Comme pour l'électricité, les entreprises les plus consommatrices de gaz bénéficient davantage de cette baisse grâce à un recours plus fréquent aux offres de marché. Leur prix d'approvisionnement diminue ainsi de 25 %, tandis que celui des établissements les moins consommateurs reste quasiment stable (-3 %). En moyenne, ces derniers paient encore leur gaz deux fois plus cher que les plus gros consommateurs.

Le volume de consommation n'est pas le seul facteur d'écart des prix de l'énergie entre les entreprises industrielles. Ils varient en effet également beaucoup en fonction des secteurs industriels qui ont des mix énergétiques très différents. À cet égard, le poids de l'électricité dans le mix énergétique joue un rôle déterminant dans la facture énergétique puisqu'une tonne d'équivalent pétrole (tep) d'électricité coûte près de 1,9 fois plus qu'une tep de gaz. Les secteurs fortement électrifiés sont donc davantage exposés à un coût élevé de l'énergie.

En 2024, les établissements des secteurs de l'électronique et automobile ont un coût moyen de l'énergie 2,1 fois supérieur à celui de l'industrie chimique. Cet écart, qui n'était que de 1,6 en 2019, illustre le renforcement des écarts de dépenses énergétiques entre secteurs depuis la crise.



Prix d'une tep d'énergie par secteur d'activité (source INSEE)

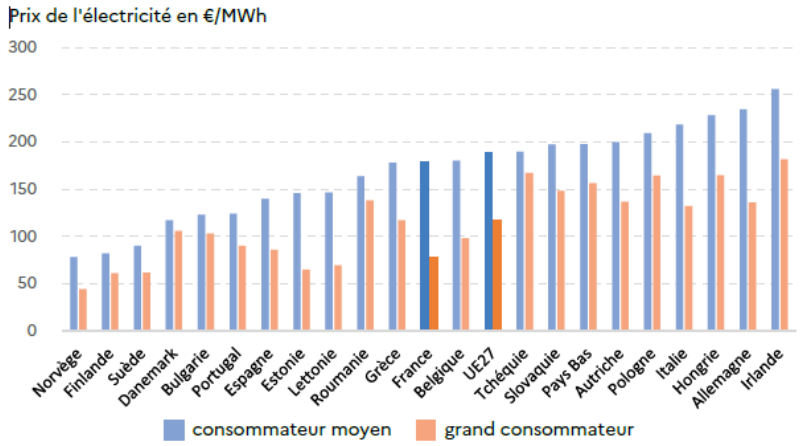
Le coût de l'électricité constitue un facteur majeur de compétitivité internationale. Il influence les coûts de production des entreprises et représente désormais un critère déterminant dans les décisions d'implantation, d'extension ou de relocalisation des activités industrielles. Il est donc essentiel d'apprécier le positionnement de la France au regard de ses principaux concurrents internationaux.

À l'échelle européenne, la France bénéficie d'un avantage comparatif significatif grâce à un prix de l'électricité inférieur à la moyenne de l'Union européenne, notamment pour les grands consommateurs industriels. En 2024, ces derniers acquittaient un prix moyen

inférieur à 80 €/MWh, contre un peu plus de 120 €/MWh en moyenne dans l'Union européenne.

Cet avantage du coût de l'électricité française s'explique principalement par la part importante de la production nucléaire et hydraulique dans son mix énergétique, deux sources d'électricité décarbonées dont les coûts de production sont moins dépendants des fluctuations des marchés des énergies fossiles.

Dans un contexte de renaissance industrielle, cet avantage constitue un atout stratégique pour l'attractivité internationale de la France. Sa pérennité dépend toutefois de la capacité à maintenir un niveau suffisant de production d'électricité et à développer et moderniser les infrastructures de transport et de distribution.



Comparaison des prix de l'électricité hors TVA (source DGE)

À l'échelle mondiale, la France est cependant beaucoup moins bien positionnée, notamment depuis la forte hausse des prix de l'électricité en Europe en 2022 et 2023. Ainsi, si en 2019 les prix de l'électricité en France étaient inférieurs à ceux pratiqués dans la plupart des régions de l'Inde ou des Etats-Unis, ils sont aujourd'hui bien supérieurs pour les consommateurs moyens. D'après la DGE, la France conserve un prix relativement compétitif grâce aux faibles taxes pour les grands consommateurs.

Il faut noter que les comparaisons internationales hors cadre européen sont très difficiles du fait de l'absence de cadre de collecte des données harmonisé. Toutefois des organisations représentatives des industries électro-intensives européennes estiment le coût de l'énergie encore trop élevé en Europe par rapport aux autres continents, avec un prix de l'électricité 1,5 à 2 fois plus cher.

III. PLANIFIER LOCALEMENT LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN TENANT COMPTE DES BESOINS DE L'INDUSTRIE

Bien que le système énergétique français demeure largement centralisé et repose principalement sur des acteurs nationaux, les territoires constituent un échelon essentiel pour décliner les politiques énergétiques au plus près des besoins locaux. Les territoires de projets peuvent ainsi jouer un rôle déterminant dans l'émergence et le déploiement de solutions énergétiques adaptées aux besoins des activités économiques et aux caractéristiques de leur tissu industriel.

Ces dynamiques locales peuvent être portées à différents niveaux de l'organisation territoriale, par les Schémas de Cohérence Territoriale (SCoT), les Pôles d'Equilibre Territorial et Rural (PETR), les intercommunalités ou les communes, avec des degrés de coordination variables, en adéquation avec les orientations régionales fixées par le SRADDET. Elles peuvent également être directement impulsées par les acteurs industriels eux-mêmes, en lien étroit avec les élus locaux, notamment dans le cadre des démarches Territoires d'industrie. La transition écologique et énergétique constitue en effet l'un des quatre piliers de cette démarche, aux côtés de l'innovation, du développement des compétences et de l'attractivité, avec pour objectif d'accompagner la réindustrialisation et de renforcer l'ancrage territorial des activités industrielles. Dans ce cadre, les territoires devraient pouvoir contribuer à rapprocher les besoins énergétiques des entreprises des ressources et infrastructures disponibles localement, et ainsi favoriser l'émergence de projets collectifs répondant aux enjeux de compétitivité, de décarbonation et de résilience énergétique.

Pour réaliser une analyse du rôle des territoires, de leurs leviers d'actions et difficultés de mise en œuvre, le CESER a effectué une audition de 3 territoires aux profils différents. Ces territoires sont : Nord Ardennes, Sud Meuse/Nord Haute-Marne et Sud Alsace.

1. Construire localement des stratégies adaptées au contexte territorial

a. Intégrer davantage les besoins énergétiques de la réindustrialisation dans les PCAET

Les collectivités disposent de nombreux outils de planification permettant d'agir sur le climat et l'énergie, notamment le Plan Climat-Air-Énergie Territorial (PCAET) qui occupe une place centrale. Il définit les orientations et les actions du territoire en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de la qualité de l'air, de maîtrise des consommations énergétiques et de développement des énergies

renouvelables. Il doit s'articuler avec les autres documents de planification, notamment les SCoT (Schéma de Cohérence Territoriale), qui peuvent dans certains cas tenir lieu de PCAET, ainsi qu'avec les Plans Locaux d'Urbanismes (PLU) et Plans Locaux d'Urbanismes Intercommunaux (PLUi).

Historiquement, les PCAET ont surtout été mis en œuvre pour réduire les consommations d'énergie, développer les énergies renouvelables et lutter contre le changement climatique. Dans le contexte de la renaissance industrielle et de l'électrification croissante de l'économie, ils pourraient évoluer vers de véritables outils de planification énergétique territoriale, intégrant davantage les besoins présents et futurs des activités économiques.

Pour les territoires qui souhaitent renforcer leur attractivité industrielle, la capacité à anticiper les besoins énergétiques des entreprises présentes ou ciblées pour des implantations devient en effet un enjeu stratégique. Les transformations des filières existantes, les projets d'extension des sites industriels et les nouvelles implantations générant des besoins énergétiques supplémentaires, notamment en électricité. La capacité d'un territoire à montrer qu'il dispose d'une énergie décarbonée en quantité suffisante à long terme pourrait devenir un critère déterminant de développement industriel. L'énergie a clairement vocation à constituer un volet à part entière des CV de territoires préconisés dans l'avis du CESER sur la Renaissance industrielle.

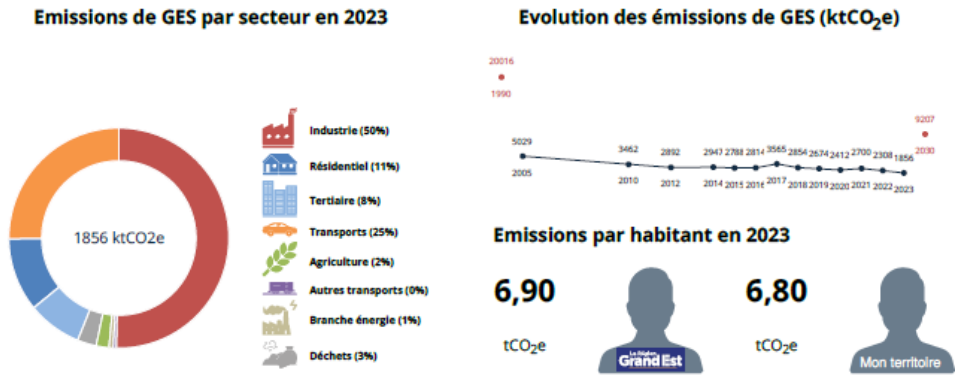
Dans cette perspective, les PCAET gagneraient à intégrer une véritable projection des besoins énergétiques des activités économiques. Celle-ci consistant à identifier les consommations actuelles des zones d'activités, tout en anticipant les besoins liés aux projets d'implantation, d'extension, d'électrification ou de décarbonation déjà identifiés ou visés. Cette analyse doit être mise en regard des capacités actuelles et futures de production d'énergie du territoire et des possibilités de raccordement.

Une telle approche suppose de disposer d'une connaissance suffisamment fine des caractéristiques énergétiques du territoire. Les données produites notamment par ATMO permettent déjà de caractériser les consommations et les émissions, de suivre leur évolution et de comparer la situation d'un territoire à celle de la région ou d'autres territoires. Elles peuvent ainsi constituer un socle utile pour établir le diagnostic énergétique des PCAET et en suivre les résultats, mais sont insuffisantes pour une démarche de prévision énergétique et industrielle.

Diagnostic énergétique territorial simplifié. L'exemple du territoire Nord Ardennes

Pôle important de métallurgie et de fonderie, la trajectoire climatique de ce territoire est fortement dépendante des évolutions du secteur industriel. Les données d'ATMO montrent en effet que l'industrie représentait 50 % des émissions de GES du territoire

en 2023, contre 30 % à l'échelle du Grand Est. Dans ce territoire, les efforts de réduction des consommations d'énergie et des émissions industrielles constituent donc un levier majeur pour atteindre les objectifs de neutralité carbone à l'horizon 2050, tout en contribuant à l'amélioration de la compétitivité des entreprises industrielles.

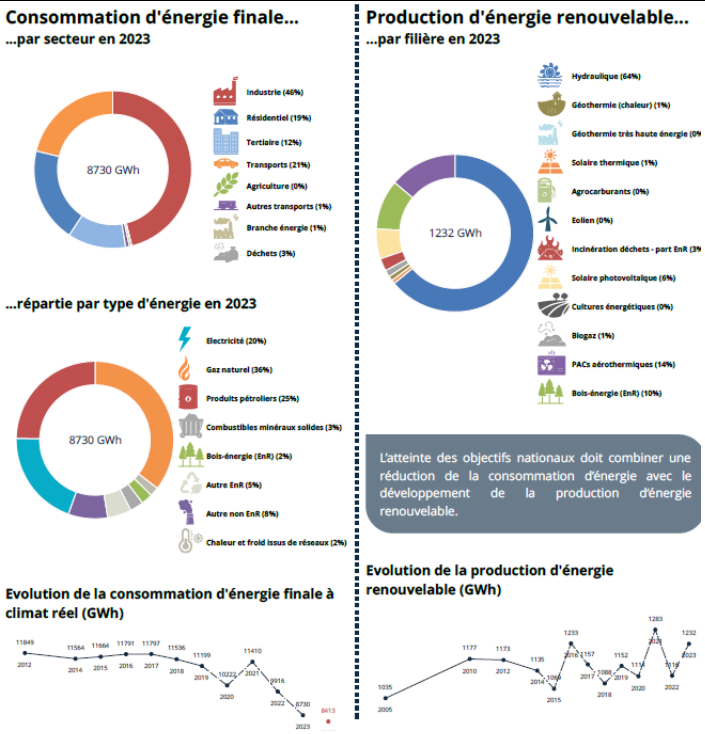


Émissions de Gaz à Effets de Serre du territoire Nord Ardennes (source ATMO)

Quel potentiel de production énergétique décarbonée ?

Le territoire Nord Ardennes bénéficie d'une production hydroélectrique importante, principalement liée à la centrale de Revin, qui représente 64 % de la production d'énergie renouvelable du territoire. Cette production contribue toutefois principalement à l'alimentation du réseau de transport national et ne constitue donc pas une ressource directement disponible pour répondre aux besoins énergétiques locaux.

Le territoire dispose néanmoins d'autres ressources énergétiques locales susceptibles d'accompagner sa transition énergétique. Le solaire photovoltaïque offre notamment des perspectives de développement, en particulier grâce aux disponibilités foncières constituées par des espaces déjà artificialisés (friches industrielles ou militaires). La biomasse constitue également une ressource importante, compte tenu du caractère forestier du département. Bien que cette ressource soit proche de son niveau maximal d'exploitation, le territoire dispose déjà d'une filière structurée de valorisation des déchets de bois, utilisés dans des chaufferies collectives et industrielles.



Une autre spécificité de ce territoire réside dans la présence de la centrale nucléaire de Chooz, qui exploite deux réacteurs à eau pressurisée de 1 450 MW chacun. Si cette infrastructure contribue fortement à la production électrique nationale, elle ne constitue pas, en l'état, une ressource directement mobilisable par les activités industrielles du territoire. Sa prise en compte dans l'analyse de l'autonomie énergétique doit donc être nuancée.

En effet, la production nucléaire de la centrale n'est pas proportionnée aux besoins énergétiques du seul territoire. Elle pèse ainsi fortement sur le bilan énergétique local et peut donner une image artificiellement favorable de son autonomie énergétique. Le diagramme de Sankey fait notamment apparaître un solde exportateur de 11 856 GWh d'électricité, conduisant à considérer le territoire comme largement autonome, alors que cette production ne traduit pas sa capacité réelle à répondre aux besoins énergétiques de ses entreprises et de ses habitants.

En revanche, le territoire bénéficie d'un atout énergétique plus directement valorisable pour son développement industriel. Il dispose de nombreuses infrastructures de transport et de distribution d'électricité héritées de son histoire industrielle et renforcées par la présence de la centrale de Chooz. Ces infrastructures offrent des capacités d'accueil potentiellement favorables à de nouvelles activités industrielles énergo-intensives.

Au-delà de la production d'énergie elle-même, cette « capacité énergétique d'accueil », qui ne nécessite pas de renforcements majeurs du réseau, constitue un avantage compétitif pour la réindustrialisation.

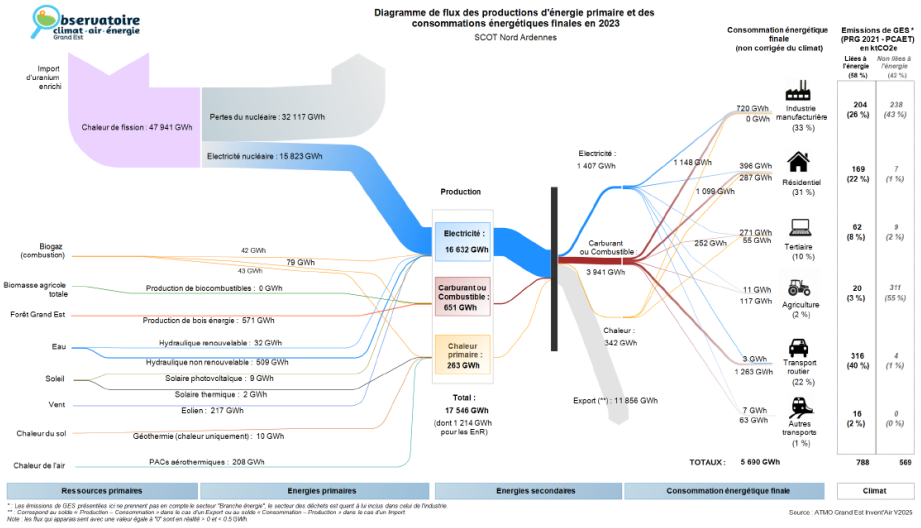


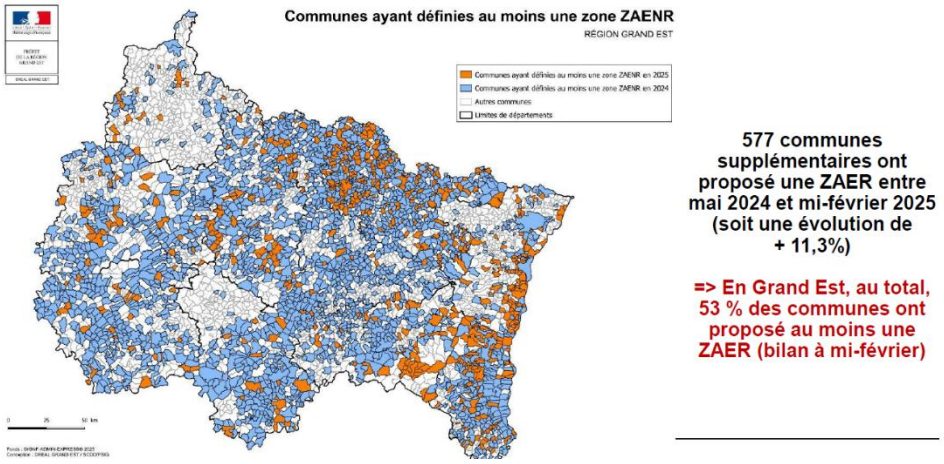
Diagramme des flux d'énergie (Source ATMO Grand Est)

L'intérêt d'une planification territoriale élargie serait précisément de ne pas considérer séparément consommations, capacités de production et infrastructures. Les PCAET pourraient ainsi intégrer davantage les enjeux liés aux réseaux énergétiques, qui deviennent un facteur à part entière de l'attractivité économique des territoires. Les capacités disponibles sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité, les besoins de renforcement des postes sources, les possibilités de raccordement de nouveaux moyens de production ou encore les capacités de stockage constituent désormais des éléments à prendre en compte dans les stratégies territoriales.

Cette évolution suppose un dialogue renforcé entre les collectivités et les acteurs nationaux de l'énergie, notamment les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les services de l'État. Elle nécessite également une meilleure articulation entre les différents documents et dispositifs de planification : PCAET, SCoT, documents d'urbanisme, stratégies de développement économique, schémas de raccordement des énergies renouvelables et stratégies des gestionnaires de réseaux. L'objectif est de faire converger les décisions relatives au développement économique, à l'aménagement du foncier, à la production d'énergie et aux infrastructures. Le plan de développement du réseau (PDR), document prospectif établi par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, semble suivre cette direction. Ce document obligatoire depuis l'intégration en 2025 dans le code de l'énergie d'une disposition dans ce sens, implique l'établissement de scénarios d'évolution à 5 et 10 ans. Le PDR doit prendre en compte les nouveaux besoins de consommation, notamment ceux liés à l'électrification, ainsi que les nouvelles productions d'électricité et anticiper les raccordements des nouveaux sites de production et de consommation, notamment les sites industriels. Ce plan est élaboré sur la base d'une consultation de tous les utilisateurs du réseau concernés, des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de RTE.

Une meilleure articulation s'impose également entre les PCAET et les zones d'accélération des énergies renouvelables (ZAENR), qui relèvent de la compétence des communes. Ces deux outils répondent aujourd'hui à des finalités complémentaires : le PCAET définit à l'échelle du territoire les orientations et les objectifs en matière de consommation et de production d'énergie, tandis que les ZAENR permettent d'identifier, à l'échelle communale, les secteurs considérés comme prioritaires pour le développement de différentes filières d'énergies renouvelables.

Le déploiement des ZAENR montre l'intérêt d'une approche dépassant la seule identification des gisements de production. En Grand Est, 53 % des communes avaient défini leurs ZAENR début 2026. À l'exception de quelques communes n'ayant pas souhaité délibérer, les secteurs encore non couverts correspondent notamment à des EPCI ayant privilégié une approche intégrée, fondée sur une étude de faisabilité et articulée avec leur projet de territoire et leur stratégie de développement économique. Cette démarche, plus ambitieuse, nécessite davantage de temps qu'une identification réalisée uniquement à l'échelle communale à partir des potentiels de développement des énergies renouvelables.

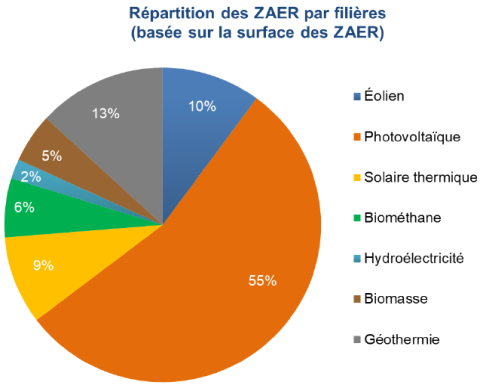


Carte des ZAENR du Grand Est (source : DREAL)

La répartition des ZAENR déjà entérinées montre par ailleurs une forte prédominance du photovoltaïque. En effet, les zones prioritaires pour l'installation de panneaux photovoltaïques représentent 55 % des surfaces de l'ensemble des ZAENR en Grand Est. Cette concentration traduit l'importance de cette filière dans les stratégies territoriales actuelles et une acceptabilité probablement supérieure par rapport à d'autres sources d'énergies, à condition de ne pas artificialiser de sols pour leur implantation. Toutefois son développement est à conduire en se posant la question des conditions de l'adéquation entre les capacités de production envisagées, les besoins auxquels elles doivent répondre et les impacts sur l'attractivité résidentielle ou touristique.

Filières	Surface des ZAER (en ha) Février 2025	Surface des ZAER (en ha) Mai 2024
Solaire photovoltaïque	808 773	441 383
Éolien	152 381	114 297
Géothermie	195 276	105 226
Biométhane	97 233	60 234
Biomasse	74 752	29 869
Hydroélectricité	37 375	9 147
Solaire thermique	135 540	44 126
Total	1 501 330	804 281

+ 46 %



ZAENR par filières de production d'ENR en Grand Est (source : DREAL)

Dans une perspective de réindustrialisation, les ZAENR pourraient en effet être davantage intégrées à une réflexion globale sur le système énergétique territorial. L'identification des zones favorables aux énergies renouvelables gagnerait à être croisée avec les besoins énergétiques actuels et futurs des entreprises, les projets d'implantation ou d'extension, les capacités du réseau électrique, les possibilités de raccordement et les disponibilités foncières. Il ne s'agirait plus seulement de déterminer où produire de l'énergie, mais également de rechercher où, quand et pour quels usages cette énergie pourra être valorisée.

Ce croisement des données permettrait de mieux orienter les investissements et de renforcer la cohérence entre développement des capacités de production et évolution des besoins. Il pourrait notamment favoriser l'émergence de projets énergétiques conçus en fonction des besoins des entreprises locales, tout en facilitant l'anticipation des investissements nécessaires sur les réseaux.

À l'horizon 2030-2040, les PCAET pourraient ainsi intégrer une véritable projection des besoins énergétiques territoriaux, notamment en électricité, en lien avec les objectifs de développement économique et de réindustrialisation. Cette projection devrait être conduite conjointement avec une anticipation des besoins en production et en infrastructures de réseau. L'enjeu est d'éviter qu'un territoire ne puisse répondre à des projets industriels en raison d'une capacité énergétique insuffisante, ou à l'inverse que de nouvelles capacités de production soient bloquées ou retardées en raison d'un refus de raccordement au réseau de transport qui serait saturé.

Cette démarche pourrait conduire les territoires à développer progressivement une notion de capacité énergétique d'accueil des nouvelles activités. À l'image des capacités foncières disponibles dans les zones d'activités économiques, il serait ainsi possible d'identifier les secteurs disposant, à moyen et long terme, des ressources énergétiques, des capacités de raccordement et des infrastructures nécessaires à l'accueil de nouvelles activités industrielles.

Les PCAET pourraient alors évoluer d'un outil principalement centré sur la réduction des consommations et des émissions vers une feuille de route énergétique territoriale, construite en lien avec les stratégies économiques et d'aménagement. Elle associerait les collectivités, l'État, les industriels, les énergéticiens, les gestionnaires de réseaux et les agences de développement autour d'une vision commune des besoins et des ressources à moyen et long terme.

L'enjeu est ainsi de passer d'une logique de développement de l'offre énergétique fondée principalement sur les ressources disponibles à une logique de planification intégrée, capable d'anticiper simultanément les besoins des populations, des entreprises et des nouvelles activités industrielles, les objectifs de transition énergétique, les capacités de production et les infrastructures nécessaires.

Au-delà de l'enjeu environnemental, une évolution dans ce sens permettrait de faire également de l'énergie un enjeu environnemental ou technique, un véritable facteur d'aménagement et d'attractivité économique. Les territoires seraient ainsi davantage en mesure de déterminer leur capacité à accueillir de nouvelles activités, d'orienter leurs investissements et de sécuriser les besoins énergétiques de leur réindustrialisation. L'accès à une énergie décarbonée, disponible en quantité suffisante et compétitive pourrait alors devenir un véritable élément de différenciation des territoires et un levier de la renaissance industrielle régionale.

b. Favoriser l'appropriation des enjeux de la transition énergétique industrielle dans les territoires

L'acceptabilité de la transition énergétique de l'industrie, comme celle de la transition énergétique en général, repose d'abord sur son appropriation par les territoires. La transformation des activités industrielles ne doit en effet pas être envisagée uniquement sous son angle technique. Elle doit également prendre en compte les dimensions environnementales, sociales et économiques des projets. La connaissance et la diffusion des enjeux de la transition énergétique de l'industrie constituent des conditions essentielles de l'appropriation de ces enjeux et de l'adhésion aux projets mis en œuvre sur les territoires.

Cette appropriation doit se faire en premier lieu au niveau des entreprises mais également de l'ensemble des catégories d'acteurs du territoire. Les projets de transition énergétique et de décarbonation peuvent en effet modifier durablement l'organisation industrielle locale et le cadre de vie des populations : nouvelles infrastructures électriques ou gazières et/ou suppressions d'anciennes infrastructures, évolution des procédés de production, utilisation de capacités foncières pour les infrastructures, création ou transformation d'emplois et des compétences… Leur réussite suppose donc d'établir suffisamment tôt un dialogue entre industriels, collectivités, salariés, gestionnaires de réseaux, énergéticiens et populations. La prise en compte de l'histoire

industrielle, des caractéristiques économiques et des contraintes propres à chaque territoire est, à cet égard, un facteur déterminant pour construire une trajectoire de transition cohérente et partagée. Ceci est d'autant plus important que, comme l'explique une étude de l'institut TERRAM de juin 2026[21], les infrastructures héritées du passé verrouillent partiellement les choix. Elles sont des « *supports matériels qui conditionnent durablement les trajectoires possibles* » car elles supposent des investissements lourds à long terme qui impliquent des « *irréversibilités fortes* ». Ainsi les choix du passé en matière d'infrastructures, de foncier ou d'équipement énergétique…produisent des effets de verrouillage et réduisent durablement la capacité des territoires à réorienter leurs trajectoires industrielles. L'étude ajoute que nos principales infrastructures industrielles (zones industrialo-portuaires, réseaux électriques, plateformes logistiques) « *ont été pensées pour un régime productif fondé sur une énergie abondante, carbonée et peu coûteuse.* ».

Comme le souligne la CRE dans son rapport de prospective de février 2026[22], la démarche d'appropriation implique de dépasser une approche se limitant au « pour ou contre » un projet industriel ou énergétique. Il existe en effet des différences de perception selon les acteurs qui peuvent porter plus particulièrement sur la nature du projet, son implantation, ses impacts locaux, ses bénéfices attendus ou encore la manière dont le projet a été conduit. Dans le domaine industriel, il convient donc d'expliciter non seulement les impacts environnementaux et énergétiques d'un projet, mais également ses conséquences en matière d'emploi, de compétitivité, de souveraineté industrielle, d'aménagement du territoire et d'usage des infrastructures. L'association des parties prenantes doit intervenir le plus en amont possible, lorsque les choix peuvent encore être discutés sur l'ensemble de ces aspects et non lorsque les principales décisions ont déjà été arrêtées.

L'acceptabilité suppose également de rendre visibles et équitables les bénéfices et les contraintes de la transition. À l'image de certains projets d'énergies renouvelables, une attention particulière doit être portée aux situations dans lesquelles un territoire supporte les infrastructures, les travaux ou certaines nuisances sans bénéficier directement des retombées économiques. Pour les projets industriels, cette question peut se poser entre territoires accueillant les installations de production, ceux accueillant les infrastructures énergétiques nécessaires à leur fonctionnement et ceux qui bénéficient des emplois ou de l'activité économique. La répartition des coûts, des bénéfices et des risques doit donc être explicitée et, lorsque cela est possible, faire l'objet de mécanismes de mutualisation des retombées territoriales.

---

[21] « Transition industrielle : du récit national aux territoires stratèges » - Anaïs Voy-Gillis, Hugo Lambert et Tristan Méneret

[22] Rapport de la Prospective : S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires – Février 2026

Enfin, la transition énergétique industrielle nécessite de renforcer une véritable « culture de l'énergie » au sein des territoires. S'agissant de l'industrie les enjeux autour de l'électrification des procédés, la disponibilité de la puissance électrique, les énergies renouvelables ou encore l'hydrogène, sont souvent difficiles à appréhender sans un socle commun de connaissances. Les craintes portant sur les tensions sur les réseaux électriques ou encore la sécurité de l'usage de l'hydrogène peuvent créer des situations de blocages. Avec une culture de l'énergie des territoires, la diffusion d'informations transparentes sur les besoins énergétiques actuels et futurs, les capacités des réseaux, les coûts, les impacts environnementaux et les bénéfices économiques peuvent permettre aux acteurs locaux de mieux comprendre les arbitrages et d'y participer sans idées reçues. Dans son étude prospective, la CRE souligne qu'une communication transparente, s'appuyant sur des données objectivées et partagées, favorise la confiance.

Enfin, l'acceptabilité ne doit pas être considérée comme une simple condition préalable à la réalisation des projets. Elle constitue un processus continu d'appropriation et de construction collective, comme le CESER a eu l'occasion de l'exprimer dans un avis sur la bioéconomie[23]. Pour les territoires industriels, ce paramètre implique de passer d'une logique de concertation de projets isolés à une véritable planification territoriale partagée de la transition industrielle, via le suivi des PCAET par exemple. Cette approche doit permettre de disposer d'une vision collective anticipée de la trajectoire énergétique et industrielle facilitant son déploiement en raison d'une adhésion locale aux transformations industrielles élevée. Cela s'inscrit dans le prolongement de ce que le CESER disait dans son avis « Réussir la transition énergétique dans le Grand Est » de Février 2023, lorsqu'il préconisait *: « l'élaboration et la mise en œuvre d'une planification régionale de toutes les infrastructures d'EnR à venir, en tenant compte du potentiel de production de la région et de sa souveraineté énergétique. Au regard des zones territoriales ayant été identifiées comme favorables ou non à l'accueil de projet(s) d'EnR… ».*

2. Les leviers mobilisables par les territoires

Bien que les principaux leviers d'électrification et de décarbonation de l'industrie relèvent de l'État et des opérateurs nationaux, qui disposent des capacités d'action pour faire évoluer le système énergétique centralisé, les territoires possèdent également des marges d'action pouvant contribuer à améliorer leur niveau de souveraineté énergétique locale. Ils peuvent notamment favoriser et accompagner la mise en œuvre de solutions énergétiques collectives locales, adaptées aux besoins des entreprises et aux

[23] Avis « Faire de la bioéconomie le moteur de l'économie circulaire et décarbonée dans le Grand Est » – octobre 2022

ressources disponibles localement pouvant conforter leur attractivité économique et l'ancrage des activités industrielles.

a. Valoriser localement la chaleur fatale industrielle

Les réseaux de chaleur constituent un premier levier de coopération entre des activités industrielles et leur territoire. Lorsqu'une usine dispose d'un important gisement de chaleur fatale, et après avoir épuisé toutes les possibilités offertes pour la valoriser en interne, celle-ci peut être récupérée et valorisée pour répondre à des besoins de chauffage de bâtiments publics, de logements, d'équipements collectifs ou d'autres entreprises en proximité. Cette démarche permet à la fois de réduire les consommations d'énergie fossile des bénéficiaires, d'améliorer le bilan carbone du site industriel et de créer une nouvelle source de revenus ou de valorisation pour l'industriel. Pour les collectivités, l'enjeu consiste à identifier les gisements disponibles, les besoins thermiques existants ou futurs à proximité et les conditions techniques et économiques permettant leur interconnexion. La réussite de tels projets n'est en effet pas aisée et nécessite de lever de nombreux freins qui sont détaillés dans le I.2.a page 12.

La démarche de planification territoriale explicitée précédemment peut faciliter l'émergence de réseaux de chaleur en facilitant l'identification des besoins présents et futurs de l'industrie. Dans les territoires industriels, la valorisation de la chaleur fatale peut constituer une action forte d'écologie industrielle territoriale, en transformant une énergie qui était perdue en ressource locale profitant à différentes catégories d'acteurs du territoire. De ce point de vue, le projet de réseau de chaleur du territoire Sud Alsace porté par la CA Mulhouse Alsace Agglomération est assez exemplaire puisqu'il doit permettre de récupérer 250 GWh/an de chaleur fatale provenant de deux usines pour approvisionner en chaleur l'usine Stellantis ainsi que plusieurs quartiers résidentiels de l'agglomération mulhousienne.

b. Développer les boucles d'autoconsommation collective (ACC)

Les boucles d'autoconsommation collective constituent un autre moyen de rapprocher localement production et consommation d'électricité. Elles permettent à plusieurs consommateurs de partager une production renouvelable située à proximité, notamment photovoltaïque, injectée dans le réseau. Depuis son apparition dans le droit français en 2016, l'autoconsommation collective a transformé le rapport à l'énergie, puisque ce modèle permet que des producteurs vendent ou donnent leur électricité en direct à des consommateurs voisins.

L'autoconsommation collective « étendue » autorise une distance de 2 km entre les deux sites participants les plus éloignés. Des exceptions encadrées par la loi permettent à certaines opérations d'aller jusqu'à 20 km, ou jusqu'au territoire entier d'un EPCI. L'ACC est également limitée dans la puissance vendue. La limite est en effet de 5 MW et sur

dérogation elle peut atteindre 10 MW pour les EPCI. L'ACC implique la création d'une Personne Morale Organisatrice (PMO) qui est une entité dont la forme juridique est libre (par exemple une association, une copropriété ou une coopérative). Celle-ci lie entre eux les participants de l'autoconsommation collective, et assure la transmission des infos avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution (Enedis). Au sein d'une autoconsommation collective, le nombre de participants est illimité. Un consommateur dans une opération ouverte possède 2 contrats et reçoit donc 2 factures d'électricité :

- Un contrat avec le producteur local, qui facture ce qui a été consommé localement, à un tarif compétitif.
- Un contrat avec son fournisseur classique, pour garantir une alimentation en électricité 24h/24, même en l'absence de production locale.

La répartition entre ce qui a été autoconsommé (consommé localement) et alloconsommé (consommé via le fournisseur classique) est calculée par le gestionnaire de réseau de distribution. Ainsi, chaque mois avant la facturation, il informe le producteur local et le fournisseur de ce qui a été consommé.

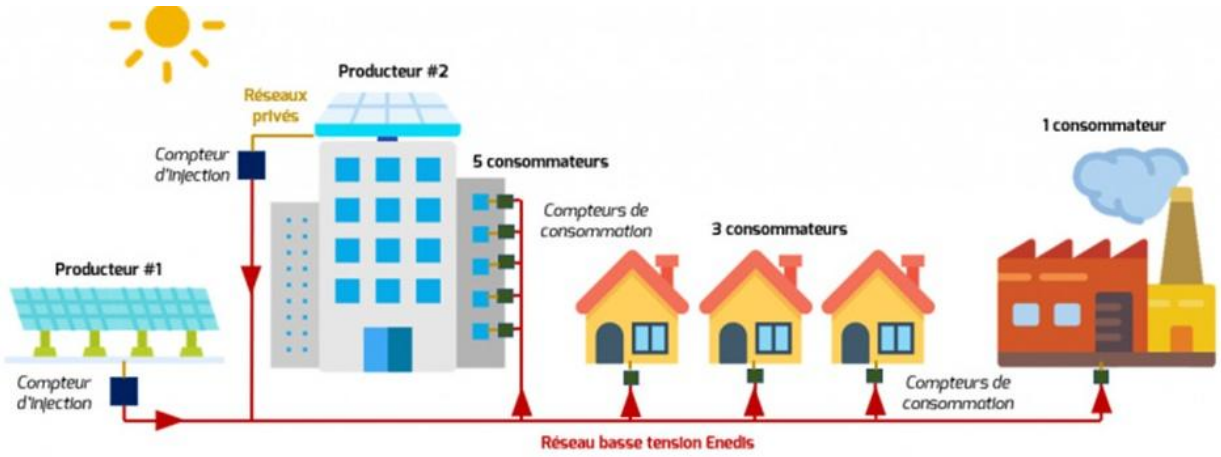
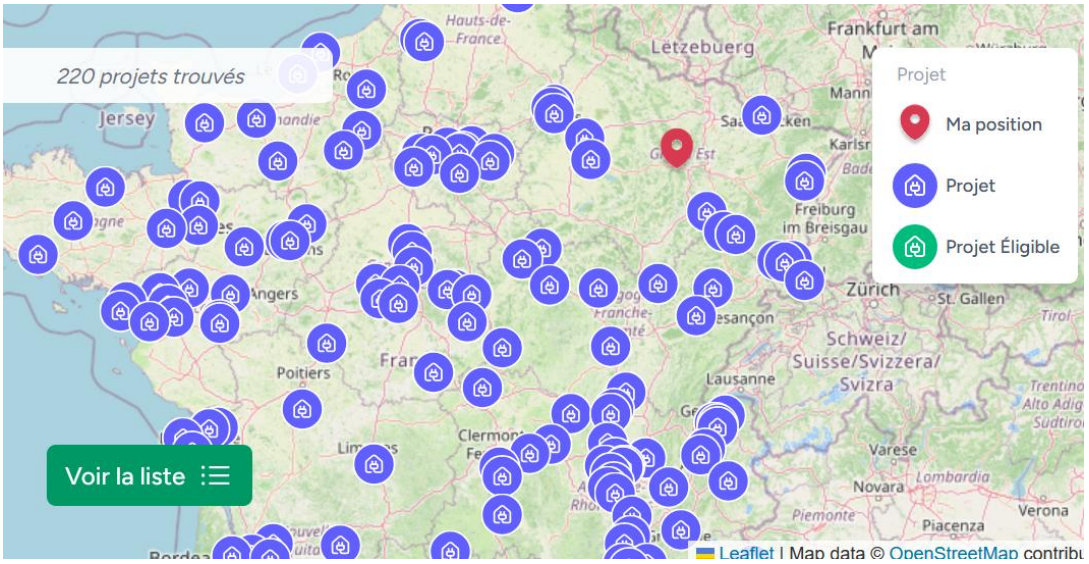


Schéma de représentation d'une boucle d'ACC (source encyclopédie de l'énergie)

Après une première phase d'expérimentation en 2017, le modèle a largement fait ses preuves et conduit à une augmentation rapide du nombre d'opérations actives en France. En 2026, on dénombre plus de 1900 opérations actives. Ainsi, 2 900 producteurs partagent leur électricité verte localement avec plus de 19 300 consommateurs. En moyenne, il y a 2 producteurs et 10 consommateurs par opération.

La carte des projets d'ACC montre que ce modèle est encore assez peu répandu en Grand Est comparativement à d'autres régions. Des projets sont cependant en cours d'amorçage puisque deux des trois territoires entendus en audition manifestent leur intérêt pour créer des boucles d'autoconsommation collective (Sud Meuse/Nord Haute Marne et Sud Alsace). Celle du territoire Sud Meuse/Nord Haute Marne, initiée par le Territoire d'industrie, doit être portée par une SCIC consacrée à l'énergie en cours de création.



Carte de France des projets d'ACC (source : mon énergie collective)

L'émergence hésitante de l'autoconsommation individuelle puis collective s'inscrit dans un débat sur l'évolution du système électrique français. Deux modèles peuvent être distingués. Le premier repose sur la poursuite d'un système centralisé, fondé sur de grandes capacités de production, notamment nucléaires et renouvelables, dont l'électricité est distribuée à l'échelle nationale. Dans ce modèle, le consommateur reste essentiellement un utilisateur passif du système.

Le second modèle accorde une place plus importante à la production décentralisée et à l'échelle locale, rendue possible notamment par les énergies renouvelables. Les installations photovoltaïques en toiture, les petits projets éoliens ou hydrauliques permettent alors de rapprocher production et consommation. Les collectivités, les entreprises et les citoyens deviennent des acteurs du système énergétique, en produisant, consommant ou partageant localement l'électricité. C'est dans cette logique que le CESER proposait dans son avis « Réussir la transition énergétique du Grand Est » de : « *mieux faire connaître le réseau GECLER, dont la mission est d'impliquer les acteurs locaux en matière de développement, de gouvernance et de financement de projets d'énergie renouvelable* ». L'autoconsommation collective s'inscrit dans cette seconde approche, en introduisant davantage de proximité, de mutualisation et de participation locale dans un système électrique historiquement très centralisé.

À l'échelle d'une zone d'activités, l'ACC peut notamment permettre de mutualiser des installations photovoltaïques en valorisant l'électricité produite dans différentes entreprises à proximité dans une logique de circuit-court et favoriser le développement de projets qui seraient plus difficiles à concrétiser individuellement. Pour les territoires, l'intérêt est double : augmenter la part d'énergie renouvelable produite et consommée localement et renforcer les coopérations entre acteurs économiques. Dans une perspective de réindustrialisation, ces dispositifs pourraient notamment être intégrés à

l'aménagement des zones d'activités afin de concevoir simultanément les besoins énergétiques des entreprises, les capacités de production renouvelable et les modalités de partage de l'électricité.

c. Mutualiser production, stockage et flexibilité énergétique

Au-delà de la seule production d'énergies renouvelables locales pouvant permettre de mettre en place des boucles d'autoconsommation, les territoires peuvent favoriser la mise en place d'équipements énergétiques mutualisés associant production renouvelable, stockage et pilotage des consommations.

L'association d'installations photovoltaïques ou éoliennes avec des batteries permet de stocker une partie de l'électricité produite lorsque celle-ci est abondante, afin de la restituer lorsque les besoins augmentent ou lorsque la production renouvelable diminue. Les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS – Battery Energy Storage System) permettent ainsi de contribuer à l'équilibre entre production et consommation. À l'échelle des sites industriels, ils peuvent notamment contribuer à lisser les pointes de consommation, à apporter de la flexibilité au système électrique et à optimiser les coûts d'approvisionnement. Ils peuvent également être intégrés à des micro-réseaux électriques (micro-grids) permettant de coordonner localement production, stockage et consommations.

En Grand Est, plusieurs projets de stockage par batteries sont en fonctionnement ou en cours de développement. Parmi les projets d'importance, le projet de parc de stockage d'énergie de La Sarre, à Hilbesheim en Moselle devient le plus important de Lorraine avec ses 32 méga batteries livrées durant l'été 2026 et dont la mise en service est prévue début 2027. D'une puissance de 50 MW et d'une capacité de stockage de 100 MWh, cette installation sera raccordée au réseau de transport de RTE. Elle aura notamment pour fonction de contribuer à l'équilibre du réseau en permettant d'ajuster l'injection d'électricité en fonction des besoins et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

Les batteries ne constituent toutefois qu'une des solutions permettant de développer la flexibilité énergétique. La mise en œuvre de solutions collectives de couplage énergétique peut également permettre de mieux valoriser l'électricité produite localement et de contribuer à la décarbonation de l'industrie en articulant efficacement les différents vecteurs énergétiques et les besoins industriels. Le couplage énergétique consiste à combiner par des conversions les différents vecteurs énergétiques afin de valoriser au mieux les ressources disponibles. Ainsi, l'électricité produite à partir de sources renouvelables peut être directement consommée et stockée mais aussi convertie sous forme de chaleur (power-to-heat) ou encore d'hydrogène (power-to-hydrogen). Ces conversions permettent notamment de valoriser les périodes de

production électrique excédentaire et de répondre à des besoins énergétiques industriels qui ne peuvent pas toujours être couverts directement par l'électricité.

À l'échelle d'un territoire, la combinaison entre production électrique, stockage d'énergie et usages industriels peut contribuer à optimiser le système énergétique, en offrant davantage de flexibilité et en favorisant la valorisation locale des ressources disponibles. Il peut également permettre de mieux faire correspondre des productions et des consommations qui ne sont pas toujours synchrones. Le couplage énergétique peut ainsi contribuer à l'émergence d'écosystèmes énergétiques locaux associant entreprises, producteurs d'énergie et collectivités.

À l'échelle d'une zone industrielle ou d'un groupement d'entreprises, ces équipements et infrastructures peuvent être dimensionnés et pilotés collectivement afin d'adapter certains usages aux disponibilités de l'énergie. Une telle organisation peut contribuer à réduire les appels de puissance sur le réseau, à limiter certains besoins de renforcement des infrastructures qui ne dépendent pas des collectivités territoriales et à améliorer la valorisation des productions locales et/ou utiliser l'électricité disponible sur le réseau lorsqu'elle est abondante. Elle ouvre également la possibilité pour les entreprises de participer à des mécanismes de flexibilité ou d'effacement et, ainsi, de transformer la contrainte du système électrique centralisé en opportunité économique.

Pour les collectivités, l'enjeu est de favoriser l'émergence d'écosystèmes énergétiques locaux résilients, complémentaires au réseau électrique, pouvant contribuer à sécuriser l'accès à une énergie compétitive et décarbonée, tout en créant des synergies entre les acteurs du territoire favorables à l'ancrage et au développement des activités industrielles.

AVIS

INTRODUCTION

L'accès à une énergie décarbonée, compétitive et disponible en quantité suffisante constitue un facteur clé de la réussite de la Renaissance industrielle. Dans un contexte marqué par la transition énergétique et le dépassement de plusieurs limites planétaires, les tensions géopolitiques accrues et les préoccupations autour de la souveraineté, l'énergie est devenue un enjeu stratégique majeur pour la pérennité de l'industrie. Cet enjeu s'est fortement accentué suite à la crise énergétique consécutive à la guerre en Ukraine, puis avec le blocage du détroit d'Ormuz. L'été 2026 a par ailleurs montré la vulnérabilité du système énergétique au changement climatique, notamment par l'impact de la baisse du débit des cours d'eau sur le fonctionnement des réacteurs nucléaires. Ceci invite à la prudence sur des perspectives qui s'appuieraient trop fortement sur un seul moyen de production d'énergie. Désormais, la décarbonation des activités industrielles n'est plus seulement un levier de réduction des émissions de gaz à effet de serre ; elle constitue également un impératif de réduction de notre dépendance aux énergies fossiles, très majoritairement importées, et de préservation de notre capacité de production industrielle.

Cette question revêt une importance particulière dans le Grand Est, l'industrie y représentant 30 % de la consommation finale d'énergie contre 18 % à l'échelle nationale. L'industrie régionale présente par ailleurs un profil énergétique spécifique, marqué par une forte consommation de gaz naturel. Celui-ci représente 41 % de la consommation énergétique des établissements industriels, contre 29 % en moyenne nationale. L'électricité représente quant à elle 28 % de leur consommation, soit une proportion comparable à celle observée au niveau national. Cette très forte dépendance au gaz est particulièrement marquée dans certains secteurs énergivores, comme l'agroalimentaire et la métallurgie, où le gaz représente environ la moitié de la consommation énergétique, et dans une moindre mesure la chimie et l'industrie du papier et du carton.

Les leviers de la transition énergétique de l'industrie sont multiples : réduction des consommations, amélioration de l'efficacité énergétique, électrification des procédés, développement des énergies renouvelables et de récupération couplées à des solutions de stockage, flexibilité énergétique… Ces leviers peuvent contribuer à réduire la dépendance de l'industrie aux énergies fossiles tout en préservant sa compétitivité. Pour le CESER, l'électrification des procédés, appelée à monter en puissance sous l'effet des politiques publiques suprarégionales, doit rester complémentaire de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Elle doit en effet s'inscrire dans une démarche globale combinant sobriété, efficacité et substitution des énergies fossiles, principalement du gaz naturel, lorsque cette substitution est techniquement et économiquement pertinente.

Cette transformation énergétique de l'industrie intervient dans un contexte où d'autres secteurs de l'économie doivent également se décarboner, principalement par l'électrification. Concernant la fourniture d'électricité, des enjeux particuliers apparaissent : les capacités de production, de transport et de distribution doivent pouvoir répondre aux besoins de la transition énergétique de l'économie dans son ensemble, tout en se protégeant des effets du changement climatique. L'électrification de l'économie et les besoins électriques croissants de la transition numérique, exercent par ailleurs une pression croissante sur les réseaux, générant une augmentation des délais de raccordement qui deviennent un critère majeur de choix dans les stratégies industrielles. Une insuffisance de capacité en soutirage ou des délais trop longs peuvent désormais compromettre certains investissements industriels.

Pour s'électrifier et se décarboner, la France dispose d'atouts liés à son système de production électrique largement décarboné, ainsi que d'un prix de l'électricité qui demeure inférieur à la moyenne européenne, notamment pour les grands consommateurs industriels. La pérennité de ces atouts dépendra toutefois de la capacité à maintenir un niveau d'investissement suffisant pour moderniser et développer les infrastructures électriques de production, de transport et de distribution, ainsi qu'à sécuriser sur le long terme l'approvisionnement en intrants, matériaux critiques et métaux nécessaires à la transition énergétique. Il faudra par ailleurs renforcer les moyens de sécurisation des infrastructures énergétiques, qui comptent parmi les installations stratégiques exposées à des menaces extérieures croissantes. Pour ce qui concerne le déploiement des nouveaux moyens de production et infrastructures liées (EPR2, SMR, hydrogène, …), le CESER appelle à la prudence sur le calendrier de leur mise en œuvre.

Ces enjeux de fourniture à l'industrie d'énergie décarbonée ont également des répercussions territoriales dont il faut tenir compte. Les ressources disponibles pour les énergies renouvelables et de récupération, les infrastructures énergétiques et les projets industriels présentent en effet une forte dimension territoriale. Aussi, c'est à l'échelle des collectivités infrarégionales que peuvent être appréhendés finement les besoins des activités économiques et que sont prises de nombreuses décisions d'aménagement et d'investissement. C'est notamment en croisant les démarches de planification énergétique, telles que les Plan Climat-Air-Energie Territoriaux (PCAET), avec les stratégies de développement économique, que les collectivités peuvent contribuer à mettre davantage en adéquation les ressources énergétiques et les besoins de l'industrie.

Le présent avis identifie les leviers dont disposent la Région et ses territoires pour faciliter l'accès de l'industrie à une énergie décarbonée, compétitive et disponible. À cette fin, il formule des préconisations structurantes visant notamment à mieux anticiper les

besoins, renforcer les capacités énergétiques, soutenir l'innovation et encourager l'investissement individuel et collectif des acteurs économiques. Ces préconisations s'adressent en premier lieu au Conseil régional, mais elles peuvent également concerner l'État en région, les collectivités infrarégionales ainsi que les acteurs qui accompagnent les entreprises en proximité (notamment les chambres consulaires et les agences de développement).

I. SÉCURISER L'ACCÈS DE L'INDUSTRIE À UNE ÉNERGIE DÉCARBONÉE PAR UNE PLANIFICATION À LONG TERME

- **Préconisation n°1**

Pour le CESER, les acteurs économiques et les territoires ont besoin d'une visibilité à long terme sur les choix énergétiques pour l'avenir afin de pouvoir investir durablement et en confiance.

Il est par ailleurs essentiel de sécuriser dans la durée l'approvisionnement énergétique des activités industrielles, en diversifiant les sources d'énergie, en renforçant les infrastructures et leurs capacités, et en développant les solutions de flexibilité et de stockage afin de réduire les risques de rupture d'approvisionnement. Cela implique de mieux connaître les énergies pour lesquelles la région dispose d'atouts, en tenant compte des ressources physiques disponibles, du niveau de maturité des technologies et de leur potentiel de valorisation.

Préconisation : Le CESER estime nécessaire de réaliser, à l'échelle des SCoT, une cartographie indiquant les ressources énergétiques existantes, les projets prévus à 5 ans et les potentiels de développement énergétique à plus long terme (solaire thermique, biogaz, géothermie, micro-hydraulique, chaleur fatale, etc.). Cette méthodologie doit permettre de mieux identifier les atouts énergétiques du Grand Est et de ses territoires et d'anticiper leur capacité à répondre aux besoins futurs, notamment industriels.

L'état des lieux nécessaire à l'élaboration de cette cartographie devra intégrer les installations existantes et projetées de production d'énergies renouvelables et de récupération, mais également les principales infrastructures et capacités énergétiques des territoires : postes sources, réseaux de chaleur, capacités de stockage existantes ou potentielles (anciennes mines, cavités salines, anciennes centrales thermiques,...), ainsi que les gisements résiduels susceptibles d'être valorisés sous forme de combustibles solides de récupération (CSR) pour alimenter des chaufferies industrielles.

Cet état des lieux devra également intégrer les vulnérabilités des installations et infrastructures énergétiques, notamment en considération de leur localisation, de leur ancienneté et de leur exposition aux risques, en particulier climatiques, afin d'identifier les éventuels besoins immédiats de sécurisation et de renforcement. L'augmentation massive de la demande électrique, portée par la transition énergétique (mobilité, industrie, chauffage, climatisation) et l'essor du numérique (IA, data centers), mettra les réseaux à rude épreuve. Il devient indispensable d'anticiper leur vulnérabilité et de renforcer leur robustesse et de veiller à une politique énergétique fixant des priorités d'usages et de secteurs économiques en étant attentif à l'effet rebond.

Le CESER précise que cette préconisation n°1 est indispensable pour aider les territoires à élaborer leurs CV de territoires sur le volet énergétique. Le CESER préconisait en effet dans son avis sur le Renaissance industrielle de novembre 2025 de réaliser et de faire vivre dans chaque bassin d'emploi un « CV de territoire », outil de mise en valeur des territoires ayant pour finalité de présenter l'ensemble des ressources disponibles pour l'industrie, dont les ressources énergétiques. La capacité d'un territoire à montrer qu'il dispose d'une énergie décarbonée en quantité suffisante à long terme pourrait en effet devenir un critère déterminant de développement industriel.

- **Préconisation n°2**

Le CESER identifie un déficit de coordination entre les pouvoirs publics, les collectivités, les gestionnaires de réseaux, les fournisseurs d'énergie et les industriels, qui ne raisonnent pas toujours à la même échelle ni selon les mêmes temporalités. Le CESER estime qu'il est toutefois possible de s'appuyer sur le Comité régional de l'énergie (CRE), institué par la loi « Climat et résilience » d'août 2021 et dont le décret d'application a précisé la composition et les modalités de fonctionnement en 2023. Le CRE a notamment pour mission de favoriser la concertation sur les questions énergétiques à l'échelle régionale et associe des représentants de l'État, de la Région, des collectivités, des autorités organisatrices de la distribution d'énergie, des acteurs du secteur de l'énergie et de la société civile.

Les industriels qui souhaitent investir dans la région doivent pouvoir disposer d'une visibilité suffisante sur la disponibilité des capacités énergétiques nécessaires à leurs activités et sur leur évolution à moyen et long terme.

Préconisation : Le CESER préconise de préciser et renforcer le rôle du Comité régional de l'énergie (CRE) dans l'animation d'un dialogue stratégique sur la planification énergétique régionale. Il s'agira d'intégrer davantage les besoins actuels et futurs de l'industrie, d'anticiper les risques de concurrence entre les différents usages de l'électricité et d'identifier, sur la base des CV de territoires, les capacités énergétiques nécessaires au développement et à l'accueil de nouveaux projets industriels.

Au-delà des organisations représentées au sein des différents collèges du CRE, le CESER considère qu'il est essentiel d'associer, dans la durée et aussi largement que possible, les acteurs concernés. Cela suppose notamment de mettre en place un système d'échange d'informations entre les territoires, les acteurs économiques et le CRE, reposant sur la diffusion régulière des comptes rendus et des documents du CRE. L'association des acteurs nécessite aussi leur consultation régulière, éventuellement par voie électronique.

- **Préconisation n°3**

Le CESER constate un déficit de connaissance et d'anticipation de l'évolution des besoins énergétiques de l'industrie au niveau des territoires en charge de l'aménagement territorial. L'analyse réalisée pour élaborer les PCAET est encore trop souvent centrée sur la réduction des consommations d'énergie des secteurs existants, sans intégrer suffisamment les évolutions prévisibles de la demande liées notamment aux nouvelles implantations industrielles, aux extensions de sites et à l'électrification des procédés.

Préconisation : Pour le CESER, les territoires en charge des PCAET doivent intégrer un volet prospectif consacré à l'évolution des besoins énergétiques de l'industrie. Dans leur plan d'action opérationnel, ils auront à élaborer un programme de développement des énergies renouvelables et de récupération adapté aux besoins futurs de l'industrie. Ce programme devra notamment intégrer des solutions de stockage, pour faciliter la flexibilité énergétique, et s'inscrire dans l'objectif de rendre l'industrie robuste face aux risques, en particulier ceux liés au changement climatique.

La projection de nouveaux projets industriels reste difficile à appréhender et dépend en partie de décisions externes. Il est toutefois nécessaire de pouvoir mettre autant que possible en cohérence les ambitions de développement économique des territoires avec leur PCAET. Cette articulation doit permettre d'anticiper l'aménagement du territoire à plus long terme en y intégrant les infrastructures énergétiques nécessaires. Le territoire doit ainsi être organisé de manière anticipée et cohérente afin d'optimiser les usages énergétiques, notamment en identifiant les possibilités de mutualisation.

- **Préconisation n°4**

Pour le CESER, la région dispose de nombreuses compétences ainsi que de ressources industrielles et académiques susceptibles de soutenir l'innovation dans le domaine de la transition énergétique et de favoriser le développement de nouvelles activités industrielles dans ce domaine qui bénéficie d'une dynamique favorable. De nombreux champs liés à la décarbonation et à la transition énergétique pourraient ainsi être explorés. La performance énergétique des équipements industriels constitue notamment un domaine dans lequel des progrès technologiques restent possibles et dans lequel la région pourrait s'appuyer sur ses compétences et ses ressources pour développer de nouvelles innovations.

Préconisation : Le CESER souligne l'importance vitale de bien tenir compte des besoins énergétiques de l'industrie en matière de R&D et d'innovation dans l'esprit de la préconisation n°1 de l'avis sur la « Renaissance industrielle ». En invitant le Conseil régional et l'État en région à définir les enjeux de la politique industrielle régionale pour une véritable stratégie de renaissance industrielle, le CESER recommande de donner à la recherche et à l'innovation un cadrage stratégique clairement affirmé et de la doter d'un budget consacré au financement d'actions dans ce domaine.

Les moyens attribués doivent être suffisamment incitatifs pour favoriser des projets liés aux besoins énergétiques propres à l'industrie régionale ainsi que le transfert et l'appropriation des innovations. Cette démarche doit permettre l'émergence de projets collaboratifs de R&D entre les acteurs régionaux de l'industrie et de la recherche.

II. AMPLIFIER DANS LA DURÉE L'ACCOMPAGNEMENT DES TERRITOIRES ET LES RENDRE PLUS ROBUSTES FACE AUX CRISES ÉNERGÉTIQUES

- **Préconisation n°5**

La consommation énergétique de l'industrie est en baisse depuis plusieurs années. Elle est désormais inférieure de 16 % à son niveau de 2019. La baisse observée de la consommation énergétique industrielle ne résulte toutefois pas d'un facteur unique. Elle est le produit de transformations profondes du tissu industriel français, combinant désindustrialisation de certaines filières énergivores, fluctuation de la production, mais aussi amélioration de l'efficacité énergétique et montée progressive de l'électrification des procédés.

En dépit des avancées notables, des marges de progrès demeurent en matière de performance énergétique industrielle. C'est tout particulièrement vrai du côté des PME, qui disposent souvent de moyens humains et financiers limités et sont moins directement concernées par certaines obligations réglementaires. Au-delà des actions simples de sobriété énergétique qui génèrent des économies à court terme, il est nécessaire que l'entreprise soit en capacité de connaître le plus finement possible ses consommations d'énergie pour pouvoir agir dans le cadre d'une démarche structurée de maîtrise de l'énergie. Ainsi, la mise en place d'un réseau de comptage suffisamment maillé au sein des procédés de fabrication constitue un préalable pour identifier les principaux postes de consommation, détecter les dérives, mesurer les gains réalisés et piloter dans la durée la performance énergétique.

Par ailleurs, les écarts de factures d'électricité sont très marqués entre les grandes entreprises très consommatrices et les plus petites. En effet, les établissements industriels consommant moins de 2 000 MWh privilégient majoritairement les contrats à prix fixe, qui leur offrent une meilleure visibilité sur leurs charges énergétiques et les protègent davantage contre les fluctuations des prix. Mais ce choix s'explique également par le fait que les petites entreprises disposent rarement de services spécialisés capables de piloter une stratégie d'achat d'énergie. Cela se traduit par des écarts de prix significatifs. En 2023, une entreprise de consommation moyenne payait son MWh environ 205€, soit un niveau proche du double de celui payé par les entreprises les plus électro-intensives.

Préconisation : Pour le CESER, les PME doivent bénéficier d'un accompagnement renforcé pour qu'elles s'engagent pleinement dans un plan d'actions en matière de performance énergétique dont la sobriété, de management stratégique de l'énergie et d'électrification des procédés.

Le CESER estime qu'il serait possible de s'appuyer sur le diagnostic 360° en confortant son volet énergétique et en l'utilisant comme un outil pédagogique. Ce diagnostic, qui constitue la porte d'entrée des parcours de transformation, permettrait de mieux faire connaître les solutions simples, présentant des temps de retour sur investissement courts, et d'inciter les bénéficiaires à engager un plan d'action. Le taux d'intégration des entreprises dans des parcours de transformation par le recours au module consacré à l'efficacité énergétique serait ainsi amélioré. Ce module devra bien intégrer les aspects de sobriété et d'efficacité qui sont les composantes de la performance énergétique. Comme le rappelle le rapport, ces actions permettent de réduire la consommation sans investissement lourd et la taille des équipements à financer. Il faudra associer les salariés et leurs représentants dans la mise en œuvre et le suivi de ce module.

- **Préconisation n°6**

Les PPA (Power Purchase Agreements ou contrats d'achat d'électricité de gré à gré), les opérations d'autoconsommation collective (ACC) ou encore les solutions de tiers-financement sont des dispositifs pouvant contribuer à la décarbonation des activités, tout en apportant, selon leurs modalités de mise en œuvre, davantage de visibilité sur le coût de l'énergie à moyen ou long terme. Ils présentent par ailleurs un intérêt pour les territoires, puisqu'ils peuvent favoriser la valorisation locale de l'énergie renouvelable produite et renforcer les coopérations entre acteurs économiques. Ces dispositifs restent cependant encore insuffisamment utilisés par les petites entreprises, alors qu'ils connaissent une progression importante en France. Les PPA sont aujourd'hui principalement conclus par de grandes entreprises disposant de capacités financières importantes, tandis que les opérations d'ACC restent majoritairement portées par des collectivités, même si des projets associant plusieurs entreprises sur des zones d'activités ou industrielles émergent. Il peut également être pertinent d'associer des entreprises à des initiatives citoyennes.

Préconisation : Le CESER préconise de faciliter l'accès des entreprises, notamment des PME, aux solutions permettant de financer leur décarbonation et de sécuriser une partie de leur approvisionnement énergétique : tiers-financement, PPA et opérations d'autoconsommation collective (ACC).

Ces trois dispositifs peuvent être freinés par leur complexité technique, juridique et financière, ce qui limite leur appropriation par les entreprises. Ils nécessitent donc un accompagnement et une démarche de pédagogie adaptés. Pour le CESER, il convient de s'appuyer sur les collectivités, les réseaux d'entreprises et les dispositifs régionaux d'accompagnement des PME, afin de faire connaître ces solutions et d'accompagner les entreprises dans l'identification et le montage de projets adaptés à leurs besoins.

- **Préconisation n°7**

Le mix énergétique des établissements industriels régionaux demeure relativement peu diversifié. Près d'un quart des sites industriels couvre plus de 90 % de ses besoins énergétiques avec une seule source d'énergie, tandis que seuls 7 % des établissements mobilisent au moins trois formes d'énergie pour satisfaire l'essentiel de leur consommation. Cette faible diversification peut constituer un facteur de vulnérabilité face aux fluctuations des prix ou aux difficultés d'approvisionnement. Lorsque cela est pertinent, le développement, de plusieurs des trois vecteurs énergétiques (électricité, chaleur, hydrogène), de capacités de stockage d'un ou plusieurs de ces vecteurs énergétiques et de leviers de flexibilité peut ainsi contribuer à renforcer la résilience énergétique des entreprises. La flexibilité énergétique, qui devient un réel levier stratégique, désigne la capacité d'une entreprise à adapter sa consommation

d'électricité selon ses besoins, mais aussi les signaux du marché et du réseau, par l'effacement, le décalage ou la modulation de puissance. En adaptant temporairement leur consommation aux signaux du marché et du réseau, les entreprises peuvent réduire leurs coûts, et, selon les dispositifs, bénéficier d'une rémunération pour leur flexibilité, tout en contribuant à l'équilibre du système électrique.

Les territoires qui souhaitent se réindustrialiser ont intérêt à favoriser l'émergence d'écosystèmes énergétiques locaux résilients, venant compléter les réseaux énergétiques existants et pouvant contribuer à sécuriser l'accès à une énergie compétitive et décarbonée, tout en créant des synergies entre les acteurs du territoire favorables à leur ancrage durable. Cela peut notamment passer par l'aménagement d'infrastructures énergétiques collectives favorisant le couplage énergétique, dont le coût peut être difficilement supportable par des PME lorsqu'elles les portent individuellement.

Préconisation : Pour le CESER, les territoires engagés dans des démarches d'écologie industrielle et territoriale (EIT) doivent être incités à expérimenter des solutions de couplage énergétique mutualisées, adaptées aux besoins des établissements industriels, afin de sécuriser l'accès à l'énergie, de favoriser la flexibilité des usages et la valorisation locale des ressources énergétiques. Le CV de territoire doit être mis à profit pour valoriser les démarches d'EIT.

Pour le CESER, il serait pertinent de flécher prioritairement les opérations de tiers-financement que le Conseil régional prévoit de confier à la SEM Grand Est Énergies vers des infrastructures énergétiques mutualisées destinées à l'industrie (production, transformation, stockage et distribution). De tels projets pourraient notamment être portés par une association ou une société coopérative d'intérêt collectif (SCIC), permettant d'associer la collectivité au projet.

- **Préconisation n°8**

L'acceptabilité sociale des projets de transition énergétique industrielle, et plus largement de Renaissance industrielle, nécessite de construire une véritable « culture de l'énergie » dans les territoires. Les enjeux liés à l'électrification des procédés, à la disponibilité de la puissance électrique, au développement des énergies renouvelables ou encore à l'hydrogène sont souvent difficiles à appréhender sans un socle commun de connaissances. Les craintes portant sur les tensions sur les réseaux électriques, ou encore sur la sécurité liée à l'usage de l'hydrogène, peuvent alimenter des situations de blocage. Le développement d'une culture partagée de l'énergie entre les acteurs des territoires doit être associé à la diffusion d'informations transparentes sur les besoins énergétiques actuels et futurs, les coûts, les impacts environnementaux et les bénéfices économiques. Cela contribue à donner aux acteurs locaux la pleine capacité

d'appréhender les enjeux autour des projets industriels et d'énergie et de participer de manière éclairée aux arbitrages effectués dans le cadre des concertations publiques.

Préconisation : Le CESER préconise de développer une culture partagée de l'énergie dans les territoires en renforçant l'information et la formation des élus, acteurs économiques, citoyens et associations, afin de favoriser une meilleure compréhension des enjeux énergétiques, notamment ceux de l'industrie.

CONCLUSION

Si le CESER observe qu'à l'occasion de l'adoption de son Pacte pour l'industrie, le Conseil régional s'est saisi de l'urgence liée à la Renaissance industrielle, en prenant en compte les enjeux énergétiques, il relève que les principaux leviers d'action en matière d'énergie relèvent de la compétence de l'État.

Le présent avis et les préconisations qui y sont formulées visent à donner plus d'envergure à l'action engagée par la Région tout en lui permettant d'être plus en phase avec la réalité vécue sur les territoires et les besoins exprimés par les entreprises ou les structures les accompagnant. L'objectif est de générer, à moyen terme, des effets positifs pour l'industrie régionale. Des décisions ambitieuses sont attendues rapidement de la part des pouvoirs publics, dans un contexte géopolitique qui accentue l'imprévisibilité de la situation énergétique et complexifie les choix industriels.

Par ailleurs, le CESER a conscience de l'environnement européen dans lequel s'inscrivent les problématiques liées à l'énergie, et notamment le marché de l'électricité. Il est souhaitable que celui-ci puisse évoluer pour garantir aux entreprises un tarif de l'électricité plus compétitif et plus stable en France. Pour le CESER Grand Est cela passe obligatoirement par une révision des modalités de formation des prix qui doivent mieux tenir compte des caractéristiques des systèmes électriques nationaux.

Parallèlement le CESER Grand Est appelle tous les acteurs à travailler ensemble, de façon réfléchie et coordonnée, pour que tous les leviers susceptibles de sécuriser la production, d'améliorer le transport, de développer le stockage, et d'optimiser l'utilisation d'une énergie décarbonée, soient utilisés en synergie pour une meilleure efficacité aujourd'hui et à l'avenir.

RÉCAPITULATIF DES PRÉCONISATIONS

Préconisation n°1	Le CESER estime nécessaire de réaliser, à l'échelle des ScoT, une cartographie indiquant les ressources énergétiques existantes, les projets prévus à 5 ans et les potentiels de développement énergétique à plus long terme.
Préconisation n°2	Le CESER préconise de préciser et renforcer le rôle du Comité régional de l'énergie (CRE) dans l'animation d'un dialogue stratégique sur la planification énergétique régionale. Il s'agira d'intégrer davantage les besoins actuels et futurs de l'industrie, d'anticiper les risques de concurrence entre les différents usages de l'électricité et d'identifier, sur la base des CV de territoires, les capacités énergétiques nécessaires au développement et à l'accueil de nouveaux projets industriels.
Préconisation n°3	Pour le CESER, les territoires en charge des PCAET doivent intégrer un volet prospectif consacré à l'évolution des besoins énergétiques de l'industrie.
Préconisation n°4	Le CESER souligne l'importance vitale de bien tenir compte des besoins énergétiques de l'industrie en matière de R&D et d'innovation dans l'esprit de la préconisation n°1 de l'avis sur la « Renaissance industrielle ». Le CESER recommande de donner à la recherche et à l'innovation un cadrage stratégique clairement affirmé et de la doter d'un budget consacré au financement d'actions dans ce domaine.
Préconisation n°5	Pour le CESER, les PME doivent bénéficier d'un accompagnement renforcé pour qu'elles s'engagent pleinement dans un plan d'actions en matière de performance énergétique dont la sobriété, de management stratégique de l'énergie et d'électrification des procédés.
Préconisation n°6	Le CESER préconise de faciliter l'accès des entreprises, notamment des PME, aux solutions permettant de financer leur décarbonation et de sécuriser une partie de leur approvisionnement énergétique : tiers-financement, PPA et opérations d'autoconsommation collective (ACC).
Préconisation n°7	Pour le CESER, les territoires engagés dans des démarches d'écologie industrielle et territoriale (EIT) doivent être incités à expérimenter des solutions de couplage énergétique mutualisées, adaptées aux besoins des établissements industriels, afin de sécuriser l'accès à l'énergie, de favoriser la flexibilité des usages et la valorisation locale des ressources énergétiques.
Préconisation n°8	Le CESER préconise de développer une culture partagée de l'énergie dans les territoires en renforçant l'information et la formation des élus, acteurs économiques, citoyens et associations, afin de favoriser une meilleure compréhension des enjeux énergétiques, notamment ceux de l'industrie.

EXPLICATIONS DE VOTE

EXPLICATION DE VOTE DE MEMBRES DU CESER REPRÉSENTANT LA CONFÉDÉRATION FRANÇAISE DÉMOCRATIQUE DU TRAVAIL (CFDT)

À la lecture de cet avis qui s'inscrit à la suite de l'avis sur la renaissance industrielle, la CFDT partage les objectifs visant à sécuriser l'accès à une énergie décarbonée dans une dynamique d'accompagnement des territoires qui doivent être le centre de gravité des politiques énergétiques. Si la CFDT reconnait que l'accès à l'énergie carbonée est étroitement lié à la géopolitique elle regrette l'utilisation de l'expression de « guerre en Ukraine » alors qu'il s'agit de l'agression et de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, c'est important à rappeler.

Comme le souligne l'avis, la sécurité énergétique suppose la diversité des sources, une certaine capacité de stockage, et la souplesse d'un système permettant de s'adapter aux besoins. La CFDT est attachée à la notion de réseau national de fourniture d'électricité, connecté au réseau de l'Union européenne, que ce soit pour les besoins industriels ou les besoins domestiques.

Si la notion de sobriété est assez largement évoquée dans la partie rapport, elle est absente des préconisations. C'est d'autant plus regrettable qu'elle doit se traduire par une stratégie visant à réduire la consommation d'énergie, un impératif écologique et climatique. La seule recherche de l'efficacité se traduit en règle générale par un « effet rebond » qui annule l'effet potentiel de réduction car elle est toujours susceptible de provoquer une hausse de la consommation d'énergie.

La CFDT soutient la démarche de s'appuyer sur les CV de territoires pour identifier les capacités et s'assurer de l'équilibre entre les usages industriels, notamment au regard des risques que vont faire peser les centres de données (datacenter) sur le volume d'énergie nécessaire.

Enfin la CFDT rappelle et souligne l'importance d'un dialogue social de qualité, tant au niveau des entreprises, des branches que des territoires, ce qui contribue grandement à la construction d'une culture partagée sur les enjeux énergétiques

Valérie ALEXANDRIS, Alexandre BERGER, Didier GABRIEL, Alex GORGE, Philippe GUETH, Roland HARLAUX, Elodie HASSLER, Dominique LEDEME, Daniel LOUVION, Corinne MARCHAL, Paul NKENG, Albert RITZENTHALER, Evelyne PEIGNIER

EXPLICATION DE VOTE DE MEMBRES DU CESER REPRÉSENTANT LA CONFÉDÉRATION GÉNÉRALE DU TRAVAIL (CGT)

Merci pour le travail réalisé.

Il est néanmoins nécessaire de rappeler que lorsqu'on parle d'Énergie, très souvent on pense à l'électricité alors que celle-ci ne représente que 27% de la consommation d'Énergie Française.

Chaque Mw/h fatal, c'est-à-dire principalement l'éolien et le photovoltaïque, DOIT être adossé à un moyen dit pilotable, c'est-à-dire Nucléaire, Hydraulique, Géothermie et Thermique à flamme.
Par conséquence l'installation exclusive de moyens de production fatale n'ai pas réaliste et ne peut pas être faite de façon « anarchique » et illimité.

Pour mémoire, le Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Fessenheim arrêté en février et juin 2020 représentait 2% de la consommation d'Électricité Française, 85% de l'Alsace et près de 14% en région Grand EST ...
Au lendemain de son arrêt, suite à la déclaration de guerre de la Russie à l'Ukraine, la tension sur les énergies notamment l'électricité nous (la France) l'a fait regretter.

Sans cesse revenir sur le coût et les délais de Flamanville 3, pour lequel les errements des politiques notamment sur les impositions faites à EDF de partage de lots de la construction et principalement de l'interface « homme-machine » également appelé contrôle-commande avec SIEMENS au motif principal de la coopération Franco-Allemande qui finalement ne s'est pas fait est totalement hors de propos.
À noter également que les associations écologistes ou plus exactement anti-nucléaire ne sont pas étrangère à l'augmentation des délais de livraison de l'EPR de Flamanville.

Sur la question du coût des nouveaux EPR en projet, il est conforme à ce qu'il est nécessaire de faire dans le respect des règles de sureté et sécurité des installations et personnels.

Comparé les délais prévu de fonctionnement d'installations nucléaire, éolien et photovoltaïque est sans fondement principalement parce que ce n'est pas comparable.
De même, il est nécessaire de rappeler que le nucléaire ne bénéficie pas d'aide à la construction ce qui n'est pas le cas de l'éolien et du photovoltaïque.

Nous vous invitons à télécharger dans vos Store téléphonique et consulter 2 applications :

- Electricity Maps
- Eco2mix-RTE

Ces deux applications permettent notamment de voir, EN DIRECTE, différents paramètres tel que l'impact CO^2 le sens des échanges, les prix, etc. y compris au niveau Européen.

Enfin, nous invitons le CESER et la Région à travailler en étroite collaboration avec le CRE (Comité Régional Énergie) sur ces questions.

Odile AGRAFEIL, Loukas BENARD, Chantal BERTHELEMY, Chahid BOUGNOUCH, Stéphane BUSOLINI, Jean-Luc CARDOSO, Bénédicte DA PONT, Marc JOUDELAT, Jean-Pierre LANGLET, Emmanuelle MOISSONNIER, Yolande ROSENBLATT, Delphine ROUXEL, Doris WARTH

EXPLICATION DE VOTE D'UNE MEMBRE DU CESER REPRÉSENTANT FRANCE NATURE ENVIRONNEMENT GRAND EST

Je salue plusieurs orientations de l'avis : la démarche qui combine sobriété, efficacité et substitution des énergies fossiles, la place donnée à la flexibilité et au stockage, et l'attention portée aux PME, aux contrats d'achat d'électricité et à l'autoconsommation collective.

En plus des amendements que j'aie déposés, je souhaite exprimer quelques réserves.

La première tient aux choix de production, et d'abord au programme EPR2. En 2021, les six réacteurs devaient coûter 51,7 milliards d'euros. Le devis atteint aujourd'hui 72,8 milliards en euros de 2020, soit 100 milliards en euros courants. S'y ajoutent les intérêts du prêt de la Caisse des dépôts, financé par l'épargne du Livret A : la facture dépasse ainsi 150 milliards d'euros dans le scénario central, et atteindrait 189 milliards dans le scénario dégradé. Ce scénario n'a rien d'une hypothèse d'école : à Flamanville, le chantier a pris douze ans de retard et la facture est passée de 3,3 à 23,7 milliards d'euros.

L'État garantit gratuitement ce prêt jusqu'en 2090 et en paie les intérêts pendant tout le chantier. Une fois les réacteurs en service, un contrat garantirait à EDF un prix de l'ordre de 100 euros le mégawattheure pendant quarante ans, deux fois la durée accordée aux énergies renouvelables. Et ce prix serait versé même pour un réacteur à l'arrêt. Est-ce là l'électricité compétitive que cet avis appelle de ses vœux pour notre industrie ?

Trop cher pour le pays, trop risqué pour les finances publiques, ce programme est aussi trop lent pour le climat : le premier réacteur n'est pas attendu avant 2038, alors que l'industrie doit se décarboner maintenant. Les milliards du Livret A seraient mieux employés au logement social, à la sobriété, à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, que RTE juge indispensables dans tous ses scénarios.

La deuxième concerne la sobriété, pourtant bien décrite dans le rapport, qui ne donne lieu à aucune préconisation propre.

Les amendements que j'ai déposés, et que notre assemblée a retenus, répondent à une partie de ces manques, c'est pourquoi je voterai pour ce rapport.

Evelyne BOURGOIN

ANNEXES

ANNEXE 1 – REMERCIEMENTS

Le CESER Grand Est remercie les personnes auditionnées dans le cadre de ce travail pour leur contribution à ce travail et leur disponibilité :

- Madame **Veronica ACURIO**, enseignante-chercheuse en économie à l'Université de Lorraine
- Monsieur **Fabrice LEMOINE**, enseignant-chercheur CNRS et Université de Lorraine
- Monsieur **Christophe REIF**, Directeur régional délégué ADEME Grand Est
- Monsieur **Robert POGGI**, Directeur Action régionale groupe EDF Grand Est
- Monsieur **Jacques HAENN**, Délégué régional France Hydrogène
- Madame **Lyne RAGUET**, Monsieur **David MAZOYER** et Monsieur **Thierry MARY**, DREAL Grand Est
- Audition de Monsieur **Benjamin SCHAUB**, Dirigeant de la Société SI-NERGIE
- Madame **Ludmila GAUTIER**, Directrice Innovation, régulation et stratégie – Electricité de Strasbourg (ÉS)
- L'ensemble des intervenants ou contributeurs à l'audition commune des territoires :

  Madame **Lara BARHOUM**, SCOT Nord Ardennes, Madame **Anne-Lise GENE**, Territoire d'industrie Nord Ardennes, Monsieur **Johan LAFLOTTE**, PETR Pays BARROIS, Madame **Fanchon ROLET**, Territoire d'industrie Sud Meuse – Nord Haute-Marne, Madame **Céline CONILH-NOBLAT**, Madame **Anaïs BELLICAM**, Madame **Rosine GERBER**, Madame **Elodie PASSAT** et Monsieur **Julien CHAZERAND** de la communauté d'Agglomération Mulhouse Alsace Agglomération

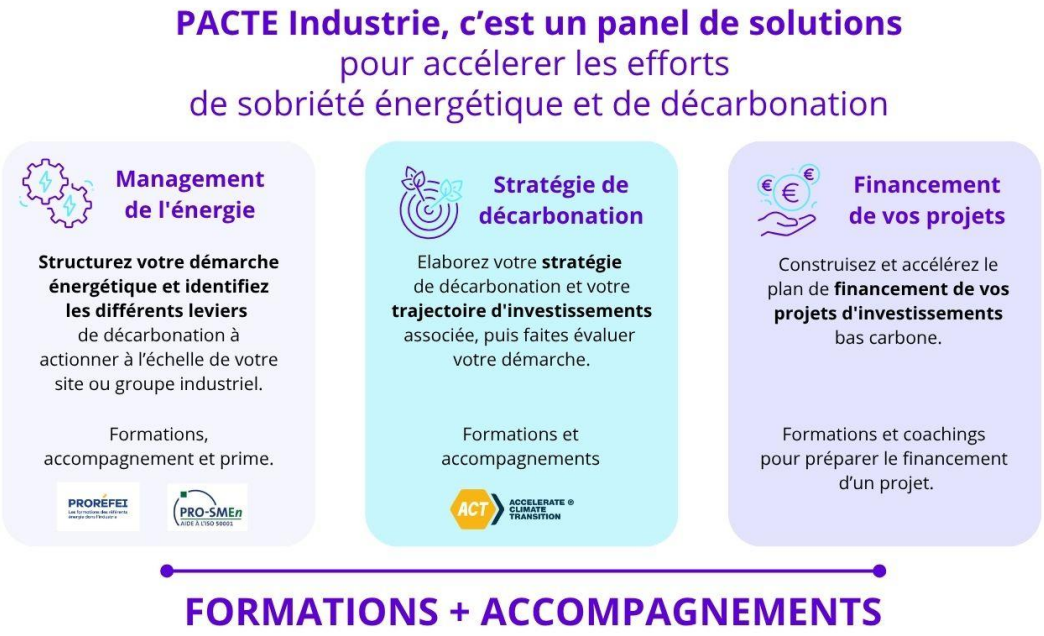
ANNEXE 2 – PACTE INDUSTRIE

Qu'est-ce que PACTE Industrie ?

PACTE Industrie est un programme porté par l'ADEME et l'ATEE (Association technique énergie environnement). Ce programme, financé par les CEE (Certificats d'économie d'énergie), est doté de 49 millions d'euros sur 6 ans. Son objectif est d'initier un changement d'échelle dans l'engagement des industriels en faveur de la décarbonation.

PACTE Industrie s'inscrit dans la continuité de programmes qui ont fait leurs preuves et propose des méthodologies innovantes. Il donne accès à diverses formations et accompagnements permettant à chacun de trouver des solutions adaptées pour :

- faire monter en compétence une équipe décarbonation transversale (technique, financière et stratégique) permettant de mettre en œuvre et d'animer une stratégie de décarbonation ;
- construire une stratégie de décarbonation ;
- identifier les leviers d'efficacité énergétique et de transformation du mix énergétique des sites des entreprises ;
- préparer les investissements avec des études techniques et prospectives ;
- mettre en place la norme ISO 50001.



ANNEXE 3 – PROGRAMME NOEE DE LA CCI GRAND EST

ÉNERGIE

PROGRAMME NOÉE
NOUVELLES OPPORTUNITÉS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES



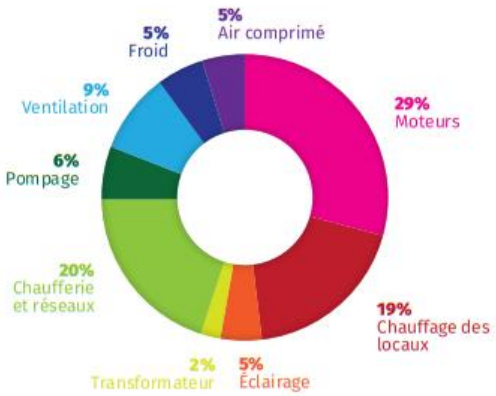
QU'EST-CE QUE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ?

Une source d'économies importantes pour votre entreprise !

L'efficacité énergétique est un des leviers de la performance d'une entreprise. Elle permet d'adapter le besoin en énergie pour une même utilisation. Consommer moins et mieux pour le même usage, tel est l'objectif de tout concept d'efficacité énergétique.



LES GISEMENTS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE PAR UTILITÉ



La décarbonisation de l'industrie, grâce à la substitution progressive des énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables et de récupération, permettra également aux entreprises de gagner sur plusieurs volets : réduction de l'empreinte écologique (stratégie bas-carbone), protection face à la volatilité des prix de l'énergie, amélioration de l'image de l'entreprise et surtout gain de compétitivité.

CCI GRAND EST

Avec le soutien de : climaxion

Financé par : La Région Grand Est

UNION EUROPÉENNE

OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

ÉNERGIE

BESOIN D'ÊTRE SOUTENU DANS VOS DÉMARCHES ?

Noée vous aide à renforcer votre plan d'actions énergétiques



CONSEIL ÉNERGIE

Optimisez vos projets d'investissement à l'aide des bonnes solutions techniques et de cofinancements

BÉNÉFICES POUR L'ENTREPRISE

Le Conseil Énergie permet à l'entreprise :

- Gain de temps
- Analyse technique neutre réalisée par un ingénieur énergie
- Veille technique et réglementaire

RÉSULTATS

A l'issue du Conseil, l'entreprise bénéficie :

- Conseil technique indépendant
- Aperçu des solutions disponibles
- Aide à la recherche des financements disponibles pour un projet (étude, investissement)

CONDITIONS D'ACCÈS

- Entreprise de production
- Prestation prise en charge dans le cadre du programme Climaxion-FEDER
- Reste à charge pour votre entreprise : 0 €

LES ÉTAPES



Présentation de votre projet

- Recueil des informations sur votre projet et ses enjeux



Recherche de solutions techniques éprouvées

- Analyse de retours d'expérience proches de votre projet
- Orientation du projet vers les solutions les plus efficaces



Recherche de cofinancements

- Analyse des possibilités de cofinancement (CEE, Climaxion, FEDER, subventions régionale, nationale, etc.)
- Identification des cofinancements cumulables

CONTACT

noee@grandest.cci.fr

CCI GRAND EST

Avec le soutien de :

climaxion

Financé par :

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

La Région Grand Est

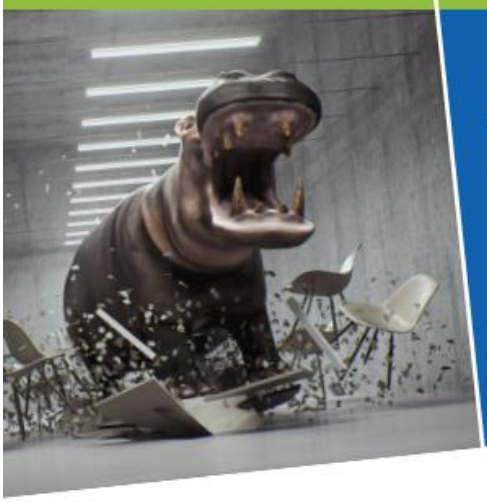
UNION EUROPÉENNE

OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

ÉNERGIE

PEUR D'EXPLOSER VOTRE BUDGET ?

Noée vous aide à optimiser vos consommations d'énergie



VISITE ÉNERGIE

Optimisez vos consommations d'énergie pour faire des économies sur vos factures

BÉNÉFICES POUR L'ENTREPRISE

La Visite Énergie permet à l'entreprise :

- D'optimiser ses factures énergétiques
- D'identifier des leviers d'économies
- De réduire son empreinte environnementale

RÉSULTATS

A l'issue de la Visite, l'entreprise bénéficie :

- D'une vision plus claire sur sa consommation énergétique
- D'un plan d'actions à mettre en œuvre pour réduire ses factures
- De conseils avisés au niveau du financement de ces solutions

CONDITIONS D'ACCÈS

- Entreprise de production
- Prestation prise en charge dans le cadre du programme Climaxion-FEDER (règlement de minimis)
- Reste à charge pour votre entreprise : 0 €

LES ÉTAPES



Recueil des données de votre site

- Consommation et organisation (contrats, factures, sous-comptage, maintenance ...)
- État des lieux des usages énergétiques du site



Visite de votre entreprise

- Visite des locaux et des installations en présence d'un personnel technique qualifié
- Détection des équipements à fort potentiel d'amélioration



Propositions d'amélioration

- Restitution d'un plan d'actions hiérarchisé
- Identification des financements disponibles pour vos projets
- Suivi de votre projet à 6 mois

CONTACT

noee@grandest.cci.fr

CCI GRAND EST

Avec le soutien de : climaxion anticiper · économiser · valoriser

Financé par : RÉPUBLIQUE FRANÇAISE · ADEME · La Région Grand Est

UNION EUROPÉENNE

OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

ANNEXE 4 – LES CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ENERGIE

climaxion
anticiper • économiser • valoriser

Financé par :
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité
ADEME
La Région Grand Est



LES CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

UNE OPPORTUNITÉ POUR FINANCER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON ENTREPRISE

CEE

LES OPÉRATIONS STANDARDISÉES
Principes et fonctionnement

LES OPÉRATIONS SPÉCIFIQUES
Principes et fonctionnement

LES PROGRAMMES
Présentation des dispositifs

ENTREPRISES

AVRIL 2026

Mis en place par l'État, le dispositif des Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) oblige les fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburants (appelés « les obligés ») à réaliser ou faire réaliser des économies d'énergie à des collectivités, entreprises, particuliers.
Pour déposer un dossier à ce dispositif (minimum 50 GWh cumac), les bénéficiaires (appelés « les éligibles ») sont : les collectivités et leurs établissements publics, l'ANAH et les bailleurs sociaux.

C'est un outil destiné à déclencher des nouveaux investissements en matière de maîtrise de l'énergie. Pour remplir leurs obligations, les obligés peuvent :

- Produire des CEE auprès des éligibles
- Réaliser des économies d'énergie sur leur patrimoine
- Acheter des CEE sur le marché secondaire
- Déléguer une partie de leur obligation à un tiers (appelé **« délégataire »**)
- Contribuer à des programmes définis par arrêté ministériel
- In fine, payer une pénalité libératoire à la fin de la période.

Le Pôle National des Certificats d'Économie d'Énergie (PNCEE) est l'administration qui authentifie et contrôle la délivrance des CEE.



- Guide ADEME entreprises
  https://librairie.ademe.fr/urbanisme-et-batiment/3008-certificats-d-economie-d-energie-pour-les-entreprises-9791029709876.html

- Articulation et compatibilité avec le FONDS CHALEUR : consultez la vidéo



- Guide d'introduction au dispositif CEE pour les industriels
  https://www.alliance-allice.com/fr/allice-publie-une-synthese-publique-sur-le-dispositif-cee-a-destination-des-industriels



EN QUOI ÇA INTÉRESSE MON ENTREPRISE ?

Les entreprises, dans leur politique de transition énergétique, peuvent bénéficier de fonds privés provenant des CEE grâce à la réalisation de travaux d'économie d'énergie.
Les opérations de maîtrise d'énergie les plus communes et financées par les CEE sont :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique d'un process,
- la production d'ENR ou valorisation de chaleur fatale,
- les travaux d'amélioration de bâtiment (isolation, éclairage, ...)
- l'amélioration de la mobilité (logistique, transport,...)

COMBIEN EN OBTENIR ?

Les CEE, exprimés en kWh cumac (1 CEE = 1kWh d'énergie finale cumulé et actualisé), peuvent être valorisés et monétisés via (période 2022-2024) :

- **des opérations décrites dans des fiches standardisées** : simples à mobiliser par l'entreprise - 91% du volume de CEE attribué
- **des opérations dites « spécifiques »** : en l'absence de fiches standardisées, démarche plus lourde - 2% du volume de CEE attribué
- **des Programmes CEE définis sur une période de plusieurs années** : simples à mobiliser par l'entreprise - 7% du volume de CEE attribué

Sur la période 2018-2024, la valorisation des CEE (fiches d'opérations standardisées) a représenté environ **454 millions d'euros** pour la cible industrie en Région Grand Est. En moyenne, les CEE apportent une aide entre 10% et 50% du montant de l'investissement.
La 6e période des CEE est fixée du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2030 (objectif annuel de 1 050 TWhc soit 8 milliards de financement, dont 500 TWhc sur 5 ans pour les programmes)

CONDITIONS D'ÉLIGIBILITÉ POUR LES CEE

Type d'entreprise	Conditions	Type d'action CEE éligible
Toute entreprise	Aucune	Fiche standardisée, opération spécifique, programme
Sites soumis à quotas CO2 (SEQE)	Obligation d'être certifié ISO 50001. Consultez la vidéo 	Fiche standardisée, opération spécifique (utilisation des lignes directrices), programme

CESER GrandEst

Châlons-en-Champagne
5 rue de Jéricho
51037
03 26 70 31 79

Metz
Place Gabriel Hocquard
57036
03 87 33 60 26

Strasbourg
1 Place Adrien Zeller
67000
03 88 15 68 00

www.ceser-grandest.fr

company/ceser-grand-est

@cesergrandest