

A u d i t i o n F r a n c e I n d u s t r i e – 2 0 j a n v i e r 2 0 2 6
M i s s i o n R a p h a ë l S c h e l l e n b e r g e r

Éléments transmis au député Raphaël Schellenberger suite à l'audition d'Alexandre Saubot, Président de **France Industrie**, à l'Assemblée nationale, dans le cadre de la mission gouvernementale relative à l'identification et la levée des freins à l'électrification des industries.

1. Vision de France Industrie sur les freins opérationnels à l'électrification des industries en distinguant les industries existantes des implantations futures selon les freins suivants

- Les freins réglementaires

Le frein réglementaire majeur tient à **l'insuffisante visibilité de long terme du cadre public** structurant l'électrification. L'électrification industrielle est fortement exposée aux aléas de programmation et de bouclage budgétaire. Or, la prévisibilité est indispensable pour engager des transformations de procédés et des investissements lourds. Cette instabilité est accentuée par le **retard de publication de la troisième édition de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**, dont le non-respect du jalon des cinq ans (la publication aurait dû avoir lieu avant le 21 avril 2025) est défavorable à la trajectoire d'électrification. L'absence de cible d'électrification de l'industrie dans la PPE est aussi préjudiciable : les industriels ont un doute sur l'ambition réelle de l'Etat de proposer des mesures de soutien dédiées à l'électrification de l'industrie en complément de la boîte à outils réservés aux électro-sensibles.

L'électrification implique fréquemment une augmentation de puissance, voire un nouvel investissement pour un **raccordement au réseau de transport** en lieu et place du réseau de distribution. Les règles procédurales et techniques applicables sont adaptées dans un monde où l'électricité est restée stable dans le mix (27% depuis 1995 comme le souligne l'UFE). Elles doivent être simplifiées pour que l'électricité augmente sa part dans le mix.

Pour certains grands projets, comme ceux de la zone Fos Berre Provence, l'électrification suppose la mise en place d'ouvrages électriques aériens. La procédure de concertation est longue et entrave la synchronisation entre les décisions finales d'investissement des industriels concernés avec la réalisation des ouvrages. Le schéma développement décennal de réseau (SDDR) préparé par RTE a fait l'objet pour la première fois d'un débat public sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP). Autant les industriels considèrent que la CNDP entraîne un allongement pour la réalisation de projets, autant le recours à cette concertation sur un schéma global est vertueux : il s'agit de partager sur une vision globale des besoins de renforcement de réseau et d'identifier des zones propices au développement d'activités électrifiées. Des délais plus longs en France que dans d'autres pays réduisent l'attractivité de la France pour l'électrification ou pour de nouvelles capacités industrielles intensives en électricité alors même que le pays dispose d'une électricité décarbonée et compétitive.

- Les freins administratifs

Le frein administratif principal réside dans la capacité réelle de mise en œuvre, à commencer par **l'allongement des délais de raccordement** et la montée des contraintes administratives et réglementaires, qui peuvent renchérir le coût global des projets et retarder leur mise en service.

Les exigences accrues en matière **d'instruction et d'études**, notamment pour satisfaire les autorités environnementales, peuvent conduire à des ajustements significatifs, affectant l'efficacité économique et la rapidité d'exécution. Enfin, des **effets de « stop and go »** dans la planification et la mise en œuvre des dispositifs tendent à rigidifier les trajectoires industrielles et à augmenter les coûts. Pour les implantations futures, ces difficultés se traduisent plus directement encore par des délais cumulés (autorisations, raccordement, études, travaux) pouvant dégrader l'attractivité des projets électrifiés.

- **Les freins économiques :**

Les freins économiques peuvent venir du **prix de l'électricité** :

- Pour les sites industriels qui ont besoin de décarboner la production de chaleur en recourant davantage à l'électricité, deux leviers doivent être immédiatement activés :
 - Premièrement, il est nécessaire de disposer d'une meilleure visibilité **pluriannuelle** des mécanismes de soutien à la décarbonation (subventions ADEME), de **simplifier** et **d'accélérer les procédures d'instruction**. Pour le DecarbInd 25, les dossiers déposés en mai 2025 sont toujours en cours d'instruction en février 2026.
 - Deuxièmement, le prix de l'électricité rendu site doit être compétitive vis-à-vis de son alternative fossile. La décarbonation doit pouvoir se faire sans grever la compétitivité de l'industrie.
- Le passage de l'ARENH à un système basé sur le marché a pu retarder des investissements industriels : de novembre 2023 à juin 2025, **France Industrie** a été très régulièrement sollicité sur la difficulté à signer des contrats CAPN avec EDF et l'impact que cela pouvait avoir pour confirmer des investissements dans des projets d'électrification.
- Certaines filières sont très sensibles aux prix de l'électricité et leurs plans d'affaires reposent sur des prix d'électricité ultra-compétitifs et l'accès à un dispositif appelé **compensation des coûts indirects du carbone**. Cette compensation rembourse aux entreprises concernées 75% de la valeur des quotas carbone qu'elles ont payé au travers de leurs achats d'électricité de l'année précédente. La communication européenne C/2026/196 publiée le 5 janvier 2026 rend 20 nouveaux secteurs électro-intensifs éligibles à cette compensation comme la production de batteries, de fibres textiles, de verre, de plastiques, de caoutchouc synthétique, d'engrais, de bois, de malt, d'huiles et graisses, de carreaux en céramique, l'étirage à froid de barres et de fils d'acier ou encore l'extraction de minerais. A cet égard, l'absence de confirmation par l'Etat de la mise en œuvre immédiate de cette nouvelle liste est préoccupante. Au moment où nos voisins comme l'Espagne, l'Italie ou l'Allemagne ont annoncé procéder à cette extension, cette absence d'évolution fait peser un risque immédiat sur la chimie organique française, sur l'électrification future des fours verriers en France au profit des fours des pays européens limitrophes et sur la compétitivité des sites industriels déjà électrifiés. Pour les filières électro-intensives déjà éligibles, la stabilité et la visibilité post-2030 de la compensation des coûts indirects du carbone sont déterminantes pour sécuriser les décisions d'investissement et de décarbonation.

L'écart entre l'ampleur des objectifs d'électrification et la vitesse de progression de la demande, qui demeure insuffisamment dynamique, montre que les freins économiques demeurent. A cet égard, les mesures **nouvelles de taxation des entreprises du budget 2026** auront un impact négatif sur le rythme d'électrification. La baisse des impôts de production engagée en 2015 et stoppée en 2024 doit être réenclenchée dès 2027.

Électrifier un site suppose de mobiliser des investissements significatifs (adaptation d'équipements et de procédés, infrastructures, raccordement), tout en restant exposé à une volatilité et à un manque de visibilité susceptibles de fragiliser la rentabilité des projets. Le fait que la France reste massivement exportatrice d'électricité (avec un solde d'échanges d'environ 92 TWh en 2025, après déjà un niveau très élevé en 2024) met en évidence une demande intérieure qui ne croît pas au rythme attendu pour absorber durablement la production bas-carbone et soutenir l'électrification industrielle.

Dans ce contexte, RTE, dans son schéma décennal de développement du réseau (SDDR), prévoit un investissement significatif de 100 Mrds€ pour moderniser le réseau électrique. Pour les implantations futures, la contrainte économique intervient dès la décision d'investissement puisque l'électrification implique des coûts d'investissement (Capex) importants, la nécessité d'un accès à une puissance suffisante et d'une visibilité de long terme, et doit être appréciée en coût complet, au-delà du seul prix

de l'énergie, en intégrant les coûts de raccordement, de renforcement et d'adaptation du réseau (répercutés via le TURPE).

France Industrie soutient les propositions de RTE pour maîtriser le coût du développement du réseau. Il est essentiel que l'industrie, déjà confrontée à de fortes tensions de compétitivité, ne supporte pas une charge supplémentaire : les dispositifs de **réduction du TURPE pour les sites fortement consommateurs d'électricité** devront être maintenus et renforcés. Dans un contexte visant à accélérer l'électrification, ces dispositifs devraient être **étendus aux clients industriels raccordés au réseau de distribution** qui se décarbonent, **mais dont le profil et le niveau de consommation pourraient justifier un raccordement au réseau de transport**, mais qui resteraient raccordés au réseau de distribution pour éviter des investissements réseaux inutiles. Un amendement sénatorial en ce sens sera examiné en février 2026 dans le cadre du projet de loi DDADUE.

Le site Solvay à Collonges-au Mont d'Or (Rhône) a prévu de démarrer en avril 2026 son nouveau four électrique silicate - intermédiaire pour silice - des procédés d'électrification pour son activité silices. Compte tenu de la pression concurrentielle des acteurs chinois, une réduction de TURPE permettrait d'améliorer la compétitivité du procédé ainsi électrifié. Or cette réduction TURPE n'est pas accessible sur le réseau opéré par Enedis auquel est raccordé Solvay. Cette absence de réduction dégrade la rentabilité de certaines décisions d'investissement en matière d'électrification. Par ailleurs, le soutien au raccordement devra être accru pour faciliter l'électrification des usages comme cela a pu être le cas pour soutenir le développement de l'éolien, du solaire ou du biométhane, avec une prise en charge des coûts de raccordement par l'ensemble des clients français d'électricité, une façon d'accélérer l'électrification serait de faire prendre en charge une partie du raccordement des clients industriels par le TURPE. Ceci abaisserait le niveau d'investissements à mobiliser par l'industrie.

Par ailleurs, même quand le coût économique de la solution électrifiée est meilleur que la solution antérieure, la décision n'est pas immédiate. L'industriel doit mobiliser des Capex pour électrifier, **Capex qui ne sont plus mobilisables pour d'autres investissements** et peuvent donc retarder des investissements de modernisation qui peuvent avoir un retour sur investissement plus rapide. En outre, l'électrification d'un procédé doit idéalement être réalisée au moment d'un grand arrêt de la ligne de production concernée (selon les process cela peut sur des périodes de 3 à 10 ans). Quand bien même tous les systèmes de soutien seraient donc mis en place pour électrifier ce qui peut l'être, l'électrification prendrait au moins 10 ans.

Les filières les plus fragiles en termes de compétitivité sont confrontées à plusieurs difficultés : **elles mobilisent plus difficilement des financements bancaires** pour investir et n'ont pas accès aux contrats de long terme (par exemple EDF tient compte de la notation financière Banque de France pour signer un CAPN et tous les fournisseurs tiennent compte de la santé financière pour signer un contrat « moyen terme » à 4/5 ans). Un **fonds de garantie** pourrait être envisagé dans les instruments de décarbonation pour inclure les entreprises moins bien notées financièrement et pour le cas spécifique de l'électricité le recours à des **contrats d'électricité intermédiés** par l'Etat.

Enfin, le manque de visibilité de long terme concerne aussi **les modalités contractuelles**. Certains industriels investiraient volontiers dans des systèmes hybrides gaz/électricité, mais les conditions de marché risquent de changer entre le moment de la décision finale d'investissement et la mise en service.

- Les freins techniques :

Ils tiennent d'abord aux **contraintes « système »** : l'électrification suppose une capacité du système électrique à absorber une hausse de demande, à gérer les pointes et les déséquilibres, et à assurer une alimentation fiable pour les procédés industriels. Elle repose aussi sur la **compatibilité des technologies avec les besoins industriels**, notamment lorsque certains procédés exigent des conditions de fonctionnement difficiles à atteindre par simple substitution électrique. Pour les implantations futures, ces contraintes peuvent être mieux anticipées dès la conception (dimensionnement, choix de procédés, organisation énergétique du site), mais elles demeurent structurées par la disponibilité d'une puissance suffisante, la robustesse du réseau local et la capacité du système à gérer l'accroissement des usages électrifiés dans la durée.

2. Certains de ces freins sont-ils spécifiques à une filière industrielle, par exemple les technologies non matures pour l'électrification de certains procédés ou une situation géographique ?

Les freins à l'électrification **varient fortement selon les procédés industriels**, le niveau de température requis, la maturité des technologies électriques, mais aussi selon la localisation des sites (capacité de raccordement, disponibilité de puissance, contraintes d'infrastructure).

Dans les **filières à très haute température** (acier, verre, ciment), le frein est d'abord technologique et énergétique. Les procédés exigent des températures extrêmement élevées, difficiles à atteindre de manière systématique par des solutions électriques dans toutes les configurations industrielles. À cela s'ajoutent des contraintes de qualité produit, notamment lorsque la stabilité thermique conditionne directement les propriétés finales, et des besoins de puissance considérables. L'électrification peut imposer une hausse très importante des puissances appelées, donc des exigences fortes de raccordement et de robustesse réseau. Pour le verre d'emballage comme les bouteilles, la technologie actuelle 100% électrique est réservée au verre blanc et doit être complétée par une technologie hybridée au biocombustible pour atteindre les objectifs de décarbonation.

Pour le **ciment** qui ne bénéficie pas de la compensation des coûts indirects du carbone, le prix du carbone exerce un impact croissant sur le niveau de prix de l'électricité. La volatilité du prix, combinée à l'absence de visibilité sur l'évolution du marché carbone (la Commission prévoit de présenter la révision de l'ETS à l'été 2026), crée une difficulté majeure pour les acteurs industriels en matière de prévisibilité des coûts de l'électricité. Cette incertitude pèse directement sur la mise en œuvre de projets de décarbonation fortement consommateurs d'électricité (CCUS).

Pour l'**acier**, l'électrification de fours de réchauffage - principal enjeu de décarbonation des usages gaz en filière four à arc électrique (EAF) - nécessite d'étudier et d'adapter des solutions d'électrification aux contraintes du process spécifiques (type d'acier, type de four, température de chauffe, productivité, parfois contrainte d'encombrement sur un dispositif industriel existant, sans oublier l'accès à la puissance électrique additionnelle sur le site). Dans ce cadre le recours à l'hybridation est une option à considérer car le 100% électrique est souvent complexe. Par ailleurs, certaines technologies ne sont pas encore suffisamment matures. Concernant l'hydrogène « vert », celui-ci est pénalisé par le coût de l'électricité. Des solutions techniques existent (technologies PEM et Alcalin), d'autres plus efficaces sont en cours de démonstration (procédé de la société GENVIA) mais le déploiement est bloqué par l'absence de compétitivité de la solution sans subvention des coûts Opex pendant une longue période.

Dans la **chimie**, les freins sont liés à la complexité des chaînes de procédés et à la continuité des opérations. Certains procédés réactionnels continus nécessitent des profils thermiques très stables et un contrôle fin de la chaleur, tandis que les chaînes multi-étapes combinent souvent vapeur, échangeurs et couplages thermiques internes difficiles à substituer directement par de l'électricité. La dépendance à la vapeur, parfois à haute pression, peut constituer un obstacle lorsque les solutions

électriques sont techniquement complexes à intégrer ou insuffisamment performantes à grande échelle. Les situations restent très variées au sein de la chimie entre l'hydrogène bas-carbone, les pompes à chaleur/la recompression mécanique de vapeur (RMV), les chaudières électriques ou hybrides, l'électrification des moteurs :

- Pompes à chaleur/RMV (Inovyn à Tavaux, Kem One à Fos, Sanofi à Lyon) : projets techniquement complexes, excellente efficacité énergétique, besoin d'approvisionnement électrique en base, aides de l'ADEME insuffisantes, dossiers de demande de subvention de plus en plus complexes ;
- Fours électriques : exutoire important pour la production en base, coûts de réseau excessifs en distribution, dossiers ADEME complexes, pas de financement de la compensation des coûts indirects de l'EU ETS pour la chimie organique ;
- Chaudières hybrides : excellent exutoire pour la production excédentaire renouvelable ou nucléaire, pas de soutien de l'ADEME car seul une consommation en base est éligible, besoins de contrats spécifiques (CfD/contrats tripartites) ;
- Hydrogène (Yara au Havre, LAT Nitrogen à Ottmarsheim) : leviers existants pour hausse de consommation d'électricité, mais impossible à réaliser sans des aides ;
- CCS, électrification moteurs (TotalEnergie, Air Liquide, LAT Nitrogen et Yara au Havre et à Rouen) : consommation moyenne en base, aides à la décarbonation toujours en attente de décision de l'Etat.

Dans le **papier-carton**, le potentiel d'électrification pour produire de la chaleur est important (plus de 6,5 TWh) et avec des nouveaux de température (100° à 350°C) accessibles à des solutions existantes, mais les freins sont essentiellement liés au manque de compétitivité de l'électrification (par rapport à des solutions alternatives) ou à l'incertitude des modèles d'affaires. Des projets de chaudière électrique ou de pompes à chaleur (éventuellement combinée à de la compression mécanique de vapeur) existent, toutefois la décision d'investissement dépendra de la mise en place de dispositifs permettant de garantir l'amortissement des investissements. A ce sujet, le dispositif européen « Heat Auction » du Fonds Innovation (financé à hauteur de 1 milliard d'euros) et donnant accès une aide calculée en euro à la tonne de CO₂ évitée et versée pendant 5 ans mérite d'être mentionné. Ce dispositif pourrait aider le montage financier de certains projets. Même si certains sites disposent de réseaux vapeur historiquement conçus et dimensionnés pour le gaz, la mise en œuvre d'une approche « hybride », reposant sur une électrification partielle, peut être envisagée. Toutefois, ces projets se heurtent à des difficultés d'accès aux dispositifs d'aide, notamment en raison d'une interprétation par l'ADEME trop restrictive des règles relatives aux aides d'État.

Dans l'**aluminium** ou dans certaines installations déjà très électrifiées, le frein principal tient à l'exigence de continuité puisqu'une instabilité électrique peut entraîner des pertes critiques, ce qui impose une alimentation extrêmement fiable et dimensionnée. La production d'aluminium primaire est structurellement électro-intensive, avec une consommation d'environ 13 MWh par tonne produite, l'électricité représentant plus de 20 % des coûts de production (en appliquant la CCI). La compétitivité d'un site dépend donc directement d'une électricité bas-carbone, compétitive et prévisible dans la durée. Ces filières nécessitent en outre des puissances très élevées, parfois supérieures aux capacités locales disponibles, en particulier lorsque les sites sont implantés hors des grands bassins industriels, ce qui renforce la dimension géographique du frein. Avec 4 TWh consommés chaque année, l'équivalent de la ville de Marseille, Aluminium Dunkerque est l'usine la plus énergivore de France.

Dans l'**agroalimentaire** et en particulier les secteurs sucriers et amidonniers, l'électrification des procédés est en cours, une solution très efficace pour la décarbonation d'une chaleur industrielle basse température (entre 80°C et 150°C). Elle repose principalement sur le recours à des technologies existantes telles que la recompression mécanique de vapeur, des chaudières électriques et des

pompes à chaleur. Pour continuer son électrification, cette filière a besoin de dispositifs nationaux et européens soutenant l'électrification de la chaleur basse température, c'est-à-dire dès 80°C (le dispositif européen « Heat Auction » du Fonds Innovation fixe un minimum à 100°C). Les mécanismes de soutien à la décarbonation existent mais leur caractère annuel, leurs critères de sélection et leur complexité limitent leur efficacité. Une meilleure visibilité pluriannuelle, une simplification des procédures et un soutien accru aux technologies éprouvées (et pas seulement aux innovations de rupture) sont nécessaires. Enfin l'électrification s'accompagne d'une puissance de raccordement supplémentaire dans des **zones rurales isolées**, au plus près des lieux de production agricole.

Enfin, au-delà des procédés, **certains freins sont clairement territorialisés**. La capacité du réseau local et la disponibilité de puissance peuvent varier fortement d'une zone à l'autre. Cela implique parfois de renforcer les liaisons, ce qui allonge les délais et complexifie la trajectoire des projets industriels. À cet égard, l'ampleur des adaptations à réaliser est significative. RTE avance dans son SDDR, un investissement de 100 Mrds€ sur 15 ans, dont 53 Mrds€ seront alloués aux raccordements, ce qui illustre le fait que la contrainte réseau peut devenir un frein différenciant selon la localisation et la densité industrielle du territoire.

3. Les industriels rencontrent-ils des difficultés liées à l'accès au réseau, notamment en termes de raccordement ?

Les industriels rencontrent aujourd'hui des difficultés majeures, structurelles et croissantes d'accès au réseau, en particulier en matière de raccordement qui constitue désormais un frein opérationnel pour l'électrification des sites et l'implantation de nouveaux projets industriels.

Plusieurs territoires font face à une **insuffisance de puissance disponible**, y compris dans des zones stratégiques. Des projets industriels majeurs peuvent ainsi être freinés par l'indisponibilité de capacité de raccordement, avec des inquiétudes exprimées localement lorsque des zones industrialo-portuaires ou des bassins d'accueil de projets bas-carbone ne disposent pas de marges réseau suffisantes. À cela s'ajoute une fragilité de sécurité d'approvisionnement sur certains sites lorsque la configuration du réseau ne permet pas une alimentation suffisamment robuste (par exemple en l'absence de double alimentation).

Ensuite, les délais de raccordement constituent un frein particulièrement bloquant. Pour certains projets, **les calendriers annoncés atteignent 6 à 8 ans**, pouvant repousser des mises en service jusqu'à 2032, ce qui apparaît incompatible avec les horizons usuels de développement industriel (de l'ordre de 2 à 4 ans) et avec l'urgence des trajectoires de décarbonation. Ce décalage temporel est un facteur direct de perte d'attractivité et de report de décisions d'investissement.

RTE a mis en place une nouvelle organisation pour fluidifier le dialogue avec les industriels et identifier le plus en amont possible les projets mis en risque par des délais excessifs. Ce travail gagnera à être poursuivi de façon systématique en lien avec les démarches de décarbonation pilotées par le ministère de l'industrie et les plans de transition sectorielles (PTS) de l'ADEME dès lors que ceux-ci sont consensuels avec les filières concernées.

Par ailleurs, les difficultés résultent également de phénomènes de **saturation contractuelle**, identifiés dans le SDDR 2025. Une part importante des capacités peut être « réservée » par des projets qui n'aboutissent pas, ce qui bloque l'accès pour d'autres acteurs notamment industriels. Ce phénomène, combiné à des saturations physiques lorsque les investissements réseau ne suivent pas assez vite, accroît mécaniquement la tension sur l'accès au réseau. Dans ce cadre, la proposition de RTE de passer d'un système « premier arrivé, premier servi » à un système « premier prêt, premier servi » améliorera la situation, en effet sur de nombreuses zones, la file d'attente d'accès au RTE est embolisée par de nombreux projets zombies *ie* qui restent des années dans la file d'attente sans jamais se concrétiser. Ce changement de paradigme ne devra toutefois pas menacer les projets qui s'électrifient en plusieurs étapes ou qui s'électrifient plus lentement dans un contexte élevé d'incertitudes.

RTE met en avant la problématique du faible nombre de projets industriels disposant d'un droit d'accès au réseau qui ont atteint la deuxième étape du processus de raccordement via la signature de la convention de raccordement. Comment expliquez-vous ce constat ?

Dans son SDDR, RTE affirme que moins de 15 % des projets industriels ayant obtenu un droit d'accès au réseau atteignent l'étape suivante, soit la signature d'une convention de raccordement. Ce constat s'explique principalement par une combinaison de facteurs structurels, qui produisent à la fois une **saturation « contractuelle » et, par ricochet, une saturation « physique » du réseau**.

D'abord, une part significative des droits d'accès est demandée **trop en amont**, à un stade où les projets ne sont pas suffisamment matures pour poursuivre réellement le processus. L'obtention d'un droit d'accès devient alors, pour certains acteurs, une **logique de « réservation » préventive** de capacité, sans engagement ferme sur la réalisation du projet. Ces demandes anticipées immobilisent juridiquement des capacités réseau qui apparaissent comme occupées, alors même qu'une fraction importante de ces projets ne se concrétisera pas ou sera fortement retardée. Cela crée une saturation contractuelle puisque des capacités sont bloquées juridiquement, ce qui réduit mécaniquement l'accès pour les projets effectivement prêts.

Ensuite, ce faible taux de conversion reflète une **asymétrie d'information entre industriels et gestionnaire de réseau**. Pour lancer des investissements de renforcement, RTE doit pouvoir s'appuyer sur une visibilité suffisante avec un calendrier consolidé, un engagement financier, et plus largement une cohérence du projet industriel (foncier, autorisations, ICPE, permis). Or de nombreux projets n'apportent pas assez tôt ce niveau de certitude. En l'absence de signaux fiables, RTE ne peut pas déclencher les travaux nécessaires au bon moment. Cette difficulté alimente une saturation physique car même lorsque la demande est réelle, les renforcements ne peuvent pas être anticipés à temps, ce qui finit par limiter la capacité effectivement disponible.

Enfin, RTE met en évidence un problème de **mauvais dimensionnement initial des demandes**. Certains industriels déclarent une puissance nettement supérieure à leur besoin réel, par prudence ou pour anticiper des extensions futures. Cette pratique conduit à une occupation artificielle des capacités, renforce la saturation contractuelle et complique la trajectoire vers la convention de raccordement, puisque les demandes surdimensionnées nécessitent des solutions techniques plus lourdes (et donc plus longues et plus incertaines) que si elles étaient calibrées sur un besoin réaliste et progressif.

4. Pouvez-vous nous fournir une liste de sites rencontrant des difficultés à l'électrification que vous recommandez à la mission d'aller rencontrer en nous précisant le secteur d'activité / le type de difficultés rencontrées / la localisation, que ces sites soient situés dans des bassins industriels ou géographiquement diffus ?

Zone industrialo-portuaire Fos-Berre-Provence, Bouches-du-Rhône : elle concentre de l'industrie lourde (sidérurgie, chimie, logistique) et fait face à des difficultés majeures liées à l'accès au réseau très haute tension (THT). Les éléments mentionnent une insuffisance de puissance disponible pour accompagner la montée en puissance de la décarbonation, la nécessité d'une nouvelle liaison aérienne 400 kV entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent, ainsi qu'un risque de coupures massives si la sécurisation du réseau n'est pas réalisée. Ce bassin est particulièrement pertinent car il illustre à grande échelle, la dépendance des trajectoires industrielles d'électrification à la disponibilité et à la robustesse du réseau THT.

Zone industrialo-portuaire du Havre, Seine-Maritime : elle constitue un cas emblématique d'industrie lourde et logistique sous tension électrique, avec un besoin de mesures dérogatoires pour prioriser et accélérer le raccordement. Les éléments indiquent une pression forte sur les infrastructures électriques existantes et le recours à un mécanisme exceptionnel (dérogation environnementale liée à une priorisation) pour fluidifier les raccordements.

Zone éloignée des grandes artères électriques : l'industrie lourde s'est implantée auprès des ressources énergétiques, en matières premières, en eau ou auprès de ses clients et donc pas nécessairement auprès d'une grande artère. Ces sites raccordés au réseau Enedis supportent des coûts d'acheminement élevés. Dans ces conditions, l'électrification de leur production de chaleur apparaît plus difficile à envisager d'un point de vue économique. Prenons l'exemple du site de Verallia à Lagnieu (Ain) très éloigné des artères électriques. Sur ce site l'ambition d'électrification est limitée à la puissance électrique disponible ou installable et non par les contraintes techniques du procédé.

**5. Pouvez-vous nous fournir une liste de sites exemplaires sur la question de l'électrification ?
Quels sont selon vous, les leviers qui ont été mobilisés ?**

Plusieurs exemples de sites industriels français illustrent une trajectoire exemplaire d'électrification malgré les freins précédemment énumérés.

Air Liquide illustre une trajectoire d'électrification industrielle via l'hydrogène bas-carbone, en s'appuyant sur des projets d'électrolyse de grande ampleur. En Normandie, le projet Normand'Hy (zone industrielle de Port-Jérôme) prévoit un électrolyseur d'au moins 200 MW, pour un investissement annoncé supérieur à 400 m€. À Fos-sur-Mer, le projet ELYFOS sur le site Fos-Tonkin repose sur une électrolyse PEM, avec un investissement évalué à 250 m€ porté par le groupe, et un dimensionnement mentionné à 100 MW. Les leviers mobilisés sont ici principalement l'électrification de la production d'hydrogène via l'électrolyse, l'industrialisation d'unités de forte puissance (centaines de MW) au cœur de bassins industriels, et des investissements structurants permettant un changement d'échelle, avec un impact attendu sur la disponibilité d'hydrogène bas-carbone pour les industriels des territoires concernés, notamment TotalEnergies dans le cas du projet porté par Air Liquide à Fos-sur-Mer.

Alteo Alumina a réussi à électrifier à Gardanne (Bouches-du-Rhône) une part significative de la production de vapeur permettant d'une part de participer au mécanisme¹ de régulation de fréquence du réseau électrique national et d'autre part une réduction des émissions de CO₂ permettant la participation de l'ADEME à cet investissement.

Verallia a mis en œuvre à Cognac (Charente Maritime) un projet pionnier mondial d'électrification. Ce projet a été mis en œuvre dans une durée courte (24 mois), en partenariat avec des acteurs français et grâce à une connexion pré existante sur le réseau RTE. Verallia a procédé en 2024 à l'électrification du four n°1 de l'usine, projet qui a bénéficié d'une aide France2030. L'électrification n'est pas la solution universelle : les deux autres fours devraient être hybridés au biogaz. Les mesures de soutien à l'électrification ne doivent donc pas exclure le soutien à d'autres formes de décarbonation.

Vicat constitue un cas exemplaire particulièrement difficile à décarboner, via la cimenterie de Montalieu-Vercieu (Isère). Le plan de décarbonation de ce site comprend une installation d'activation mécano-chimique de matières et une installation de capture du CO₂. Ces deux installations nécessitent une puissance d'approvisionnement électrique dépassant 100 MW. A noter que le projet de capture de CO₂ appelé VAIA – Rhône Décarbonation vise à faire de ce site la première cimenterie « zéro émission de CO₂ » en France d'ici 2030, avec une capacité de capture et séquestration de 1,2 million de tonnes de CO₂ par an. Ce projet associé au projet Rhône CO₂ des partenaires SPSE et Elengy, initie une capacité de décarbonation de l'axe Rhodanien jusqu'à plus de 4 millions de tonnes de CO₂ par an pour des émetteurs tout comme des utilisateurs de CO₂, nécessitant là aussi un accès à de l'énergie électrique bas carbone, abondante et bon marché.

¹ Le mécanisme aFRR, mis en place par RTE dit « réserve secondaire », est conçu pour équilibrer en temps réel la production et la consommation d'électricité en France. Il fonctionne en modulant l'injection ou le soutirage des moyens participant à la réserve au travers d'un signal de commande national transmis par RTE. Ce mécanisme est essentiel pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande dans un système électrique en constante évolution.

6. Avez-vous identifié des besoins spécifiques en formation ? innovation ? accompagnement des industriels ?

L'industrie a des **besoins urgents en formation, innovation et accompagnement**, avec une intensité particulière pour les PME/ETI et pour les territoires où l'électrification suppose des transformations rapides des procédés, des compétences et des infrastructures.

Sur la formation, le besoin principal est de **mieux aligner la formation initiale sur les réalités industrielles**, en particulier pour les métiers techniques et les compétences liées aux transitions numérique et écologique. Une piste d'amélioration est le renforcement du lien entre entreprises et lycées professionnels, notamment en réformant les lycées professionnels et en développant des formats plus professionnalisants, dont l'apprentissage apparaît comme une voie prioritaire. Il est également fondamental de renforcer la culture scientifique dès l'enseignement primaire et secondaire. À côté de ces enjeux généraux, nous identifions des besoins massifs en compétences critiques nouvelles, tels que l'électronique de puissance, l'IA embarquée, les capteurs avancés, la cybersécurité, le quantique, ainsi que des compétences numériques et data indispensables à la transformation industrielle. Enfin, les besoins de formation doivent être davantage territorialisés, en s'appuyant sur des dispositifs comme les Campus des métiers, afin d'adapter l'offre aux besoins locaux plutôt qu'à des schémas trop uniformes. Ces enjeux se doublent d'une difficulté d'attractivité (pénurie de main-d'œuvre, perception dégradée de certains métiers, faible mobilité), ce qui implique aussi de travailler sur l'orientation et la valorisation des parcours industriels. A cet égard, l'initiative Forindustrie qui s'inscrit dans la démarche plus globale Avec l'industrie®, dont **France Industrie** est un des initiateurs, est un outil pédagogique particulièrement pertinent pour permettre aux jeunes de connaître les métiers de l'industrie et de leur ouvrir des orientations possibles.

Sur l'innovation, il y a une nécessité d'accélérer l'« industrie du futur » (robotisation, automatisation, IA, procédés avancés), mais aussi de soutenir les technologies de rupture structurantes (hydrogène, batteries, semi-conducteurs). Il est absolument central de renforcer la recherche partenariale public-privé et de maintenir un effort de R&D ambitieux. L'hydrogène constitue un levier indirect d'électrification, notamment pour les procédés haute température difficiles à électrifier aujourd'hui - sachant que sa production est elle-même fortement consommatrice d'électricité. Par ailleurs, les besoins d'innovation sont directement liés à la transition énergétique (électrification des procédés, flexibilité électrique, énergies renouvelables, captage CO2, efficacité énergétique, sobriété) nécessitent des innovations techniques et des dispositifs d'expérimentation et de diffusion plus rapides.

Sur l'accompagnement des industriels, au-delà des financements, beaucoup d'entreprises ont besoin d'un appui stratégique et opérationnel pour structurer leur trajectoire : diagnostics de maturité industrielle (diagnostic 4.0), accompagnement au déploiement de briques de transformation (technologiques, numériques, organisationnelles), et soutien à la sécurisation des chaînes d'approvisionnement. Les PME et ETI industrielles apparaissent comme particulièrement exposées, car elles sont souvent moins équipées, moins matures et plus dépendantes de dispositifs publics. A cet égard, les dispositifs d'accompagnement lancés dans le cadre du plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC) comme @je-m'adapte ou @je-decarbone, sont structurants dans l'accompagnement des entreprises à l'adaptation et la décarbonation.

7. Quelles sont pour vous les actions prioritaires à mettre en place pour accélérer l'électrification des sites industriels ?

Les actions prioritaires pour accélérer l'électrification des sites industriels s'organisent autour de **quelques leviers structurants : sécuriser la compétitivité d'une l'électricité décarbonée, lever les goulots d'étranglement liés au raccordement, simplifier les procédures, et renforcer l'accompagnement et les financements indispensables à la transformation des procédés et enfin de ne pas tomber dans le piège de taxer plus les autres vecteurs énergétiques.**

- La première priorité est de **garantir un accès durable à une électricité abondante/disponible, bas-carbone, compétitive/abordable et prévisible**. L'électrification sera fortement contrainte sans un signal prix stable, comparable à celui des grands concurrents industriels en Europe et à l'international. Il y a en effet un risque de délocalisation si les procédés électrifiés restent durablement plus coûteux que les solutions fossiles, en particulier pour les sites électro-intensifs. Cette compétitivité suppose aussi une visibilité pluriannuelle, indispensable pour planifier les investissements et engager les trajectoires de raccordement.

La **tentation de taxer le gaz pour favoriser l'électrification est un contre-sens** : à court terme une telle taxation pénalise les industriels y ayant recours, dégrade leur compétitivité et rend plus hypothétique encore leur capacité à investir pour changer de procédé. En outre, les industriels achètent une partie de leur électricité sur les marchés. Or le signal prix du marché est aligné sur une centrale carbonée plus de la moitié du temps ce qui signifie que la consommation marginale additionnelle d'électricité accroît le recours à l'électricité carbonée... Il est donc intéressant d'avoir un système hybride où l'industriel est incité à acheter l'électricité quand celle-ci est décarbonée et compétitive et recourt à d'autres solutions (flexibilité, effacement, gaz, biomasse) quand l'électricité est carbonée ou onéreuse. Le renforcement et l'amélioration de la prévisibilité de la rémunération des services au réseau électrique apporté par l'industrie — notamment l'effacement et l'interruptibilité — apparaissent indispensables. À travers leurs investissements, les industriels sont en mesure d'apporter de véritables services au système électrique ; toutefois, la faiblesse de certains niveaux de rémunération, ainsi que le manque de visibilité sur leur évolution, ne permettent pas aujourd'hui d'intégrer durablement cette flexibilité dans les modèles économiques des projets industriels. Un cadre plus stable et incitatif serait donc nécessaire pour valoriser pleinement ces contributions et sécuriser leur prise en compte dans les stratégies d'investissement. La flexibilité électrique ne peut être une fin en soi pour l'industrie : certains sites fonctionnent de façon continue et ne peuvent compter sur une optimisation issue de la flexibilité.

- La deuxième priorité est **d'accélérer massivement les raccordements électriques industriels**, comme l'a affirmé RTE dans son Bilan prévisionnel 2025. L'électrification doit être accompagnée d'un renforcement rapide des réseaux et d'une priorisation claire des projets industriels, notamment pour éviter une situation d'« électrification à deux vitesses » défavorable aux sites diffus et isolés. Il serait également pertinent de réfléchir à des guichets uniques permettant de centraliser les démarches et réduire les délais liés aux procédures et aux interactions entre administrations et gestionnaires de réseau.
- La troisième priorité est de **simplifier et accélérer les procédures d'autorisations (dit de *permitting*)**, en donnant une place explicite aux projets d'électrification dans les priorités d'instruction. Il est nécessaire de réduire les délais d'instruction et de paralléliser les études, avec l'idée d'un cadre d'accélération ciblé sur la décarbonation industrielle, notamment pour les sites les plus émetteurs ou les plus électro-intensifs.

- La quatrième priorité est de **structurer un accompagnement opérationnel des industriels**. Cet accompagnement pourrait prendre la forme d'un guichet unique d'accompagnement dédié à l'électrification, capable d'aider les entreprises à comparer les options technologiques, planifier leur trajectoire énergétique, sécuriser leurs démarches et structurer leurs projets d'investissement. Par ailleurs, le développement de modèles contractuels adaptés et innovants d'électricité (contrats de long terme, schémas contractuels tripartites avec intermédiation de l'Etat) permettrait d'accompagner les industriels dans cet objectif d'électrification et de décarbonation. Ces contrats innovants seront indispensables à la réussite des projets de CCUS.
- Enfin, la cinquième priorité consiste à **renforcer les soutiens publics à l'électrification industrielle**. Il est nécessaire de réaliser un soutien combinant Capex et Opex, qui constitue une condition de viabilité pour les secteurs électro-intensifs. Ainsi les appels d'offres grands projets de décarbonation (GPID), opérés par l'ADEME pour le compte de l'Etat, devraient pouvoir prendre en compte les coûts de raccordement au réseau électrique dans l'assiette du calcul de l'aide. Cette mesure pourrait être mise en place pour le lancement de la deuxième enchère en 2026, après l'annonce le 11 février 2026 du résultat des enchères lancées le 31 décembre 2024.
Par ailleurs, le développement de dispositifs structurants à l'échelle européenne est également clef, tel le projet de banque européenne de la décarbonation industrielle, en complément du Fonds Innovation.

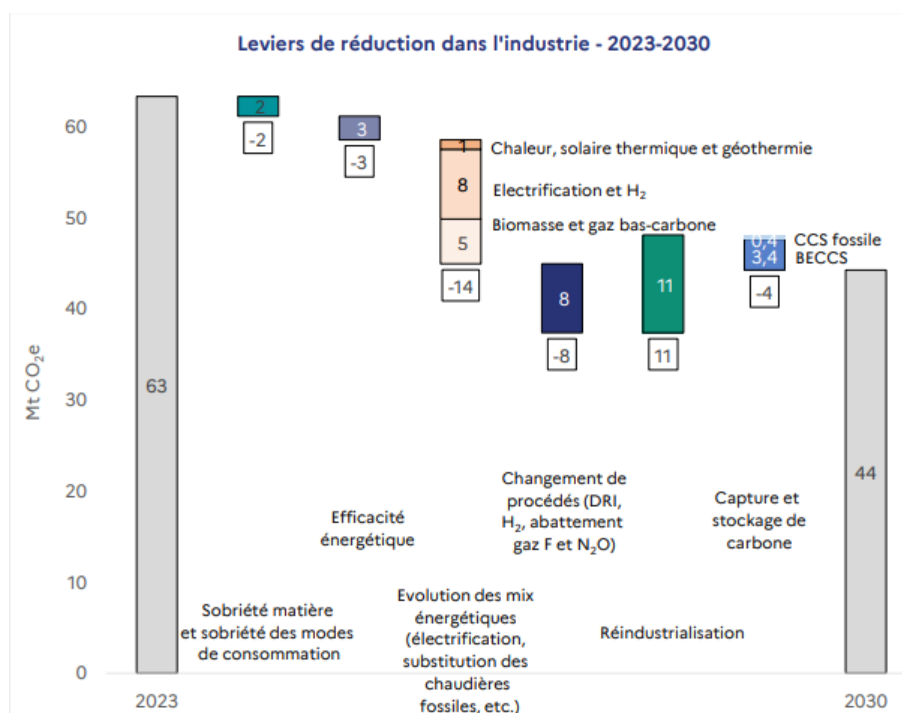
Annexe 1

L'industrie représente environ 17% des émissions de gaz à effet de serre de la France.

Depuis 2018, et dans le cadre de la SNBC2, les industriels ont élaboré collectivement avec la DGE des trajectoires de décarbonation de leurs principales filières, L'Etat a proposé à l'industrie en 2022 de lancer des travaux avec les « **50 sites les plus émetteurs de CO₂** » pour identifier les moyens d'implémenter le « Fit for 55 » qui se traduit en une **baisse de 45% des émissions entre 2019 et 2030** pour toute l'industrie et d'environ 50% au périmètre des 50 sites.

Les travaux placés sous l'égide du Conseil national de l'industrie, dans un groupe de travail « décarbonation de l'industrie », ont été formalisés fin 2023 dans des contrats de transition écologique et dans 6 feuilles de route de décarbonation (ciment, verre, chaux calcique, tuiles et briques, agroalimentaire et chimie).

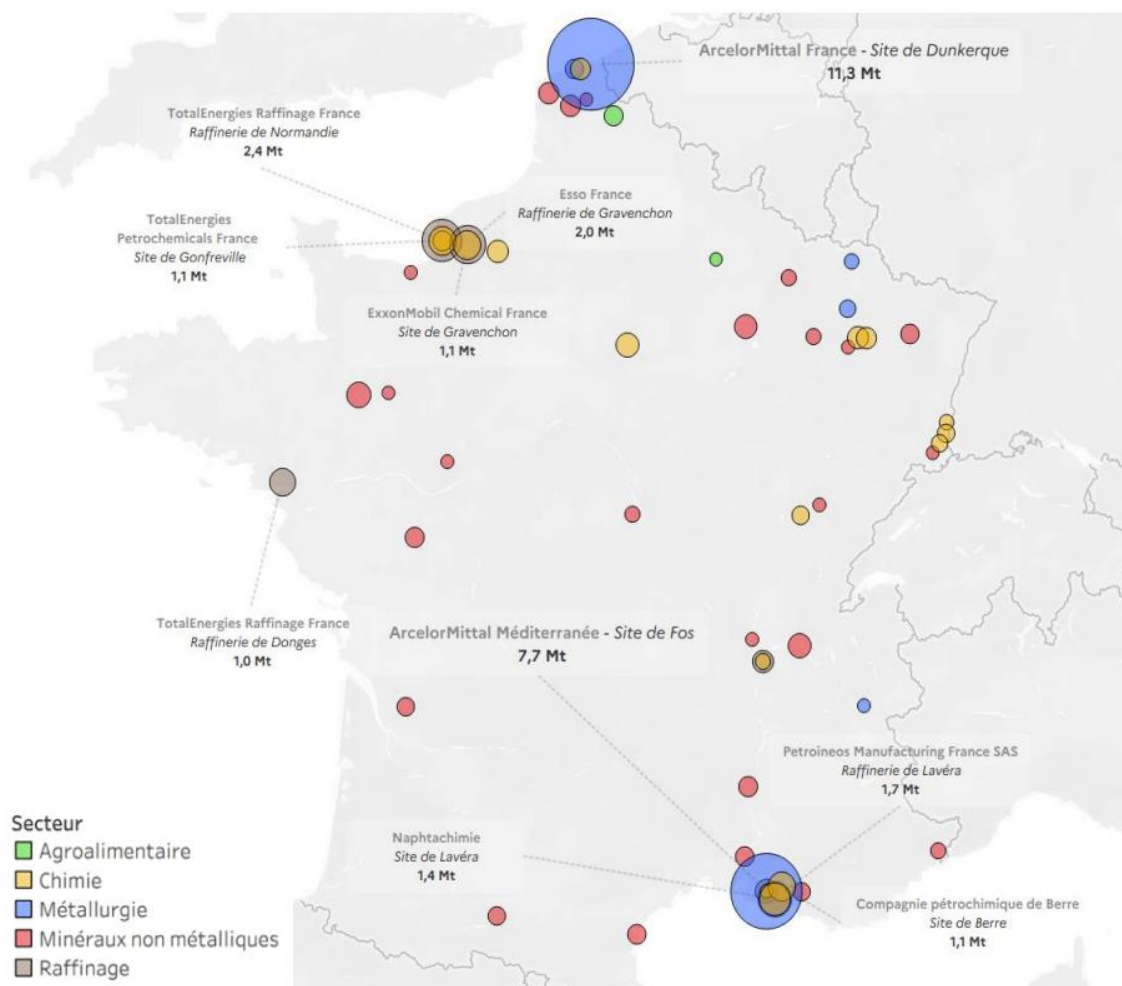
Les principaux leviers identifiés sont l'électrification des procédés, le recours à la biomasse ou à l'hydrogène bas carbone, ainsi que le captage et stockage du CO₂, en complément des actions d'efficacité ou de recyclage.



Source : projet de SNBC3, décembre 2025

Annexe 2

Cartographie des 50 sites industriels français les plus émetteurs de gaz à effet de serre



Source : Direction Générale des Entreprises/SDP3E à partir des données du système européen d'échanges de quotas d'émissions. Les émissions des dix plus gros sites émetteurs sont détaillées en MtCO₂eq.