

Réussir la décarbonation de l'industrie française grâce à l'atout compétitif du nucléaire

Par Nicolas de WARREN

Président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden)

Le partenariat historique entre production nucléaire et industries électro-intensives a structuré le paysage industriel français, la première ayant besoin de grands consommateurs stables et prévisibles, les secondes d'une électricité abondante, sûre et compétitive. Renouveler ce partenariat répondrait aujourd'hui à deux défis : celui de la décarbonation de l'industrie d'abord, le nucléaire étant l'énergie bas carbone par excellence et l'industrie étant appelée à multiplier sa consommation d'électricité par 1,5 d'ici 2035, et par 2 ou 3 d'ici 2050 pour se décarboner. Seul le nucléaire peut répondre à de tels besoins. Le défi de la compétitivité ensuite, le nucléaire garantissant la disponibilité de la ressource dans le long terme, l'indépendance aux impacts des crises énergétiques sur le prix, dès lors qu'il n'est pas soumis aux incertitudes du marché de gros, et un coût de production raisonnable, le parc nucléaire existant étant amorti.

Production d'électricité et usines électro-intensives : une symbiose historique

Derrière les tensions entre la France et l'Allemagne sur la réforme du marché européen de l'électricité et le traitement du nucléaire, perce l'inquiétude de nos partenaires sur un autre terrain : la compétitivité industrielle. L'énergie étant, littéralement, le carburant de la croissance, les conditions économiques et techniques pour y accéder sont un facteur essentiel de la compétitivité des industries, d'autant plus que l'énergie est stratégique dans leurs procédés : tel est le cas des industries électro-intensives comme l'électro-métallurgie (aluminium, silicium, manganèse, zinc) et l'électro-chimie (chlore, sodium), mais aussi l'acier, le papier, l'électronique, les batteries, etc., pour qui l'électricité est une matière première et représente entre 10 et 50, voire 70 % des coûts de production.

C'est pour cette raison qu'historiquement, en France, les plus électro-intensives de ces industries se sont développées dans les vallées alpines ou pyrénéennes, au plus près de la ressource hydro-électrique qu'elles ont d'ailleurs développée par leurs barrages ou centrales au fil de l'eau. Elles pouvaient ainsi s'approvisionner à prix coûtant et compétitif. Cette symbiose entre production d'électricité et industries électro-intensives ne s'est pas démentie après la nationalisation des moyens de production et la création d'EDF. En effet, l'article 8 de la loi 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz prévoyait : « L'Électricité de France et le Gaz de France sont tenus d'assurer aux entreprises dépossédées, à conditions écono-

miques et techniques égales, des fournitures d'électricité et de gaz équivalentes au point de vue de leur quantité, de leur qualité et de leur prix aux fournitures dont les entreprises disposaient avant le transfert de leurs biens ». C'est sur cette base juridique que des contrats d'approvisionnement en électricité compétitifs ont bénéficié à un certain nombre de sites très électro-intensifs, pendant des décennies, y compris quand le déploiement du programme électronucléaire français, dans les années 1970-1980, a permis de renforcer considérablement une offre d'électricité abondante et décarbonée.

En effet, la symbiose entre production d'électricité et consommation industrielle s'est prolongée, voire amplifiée, avec le développement du parc électronucléaire français : le profil de consommation des électro-intensifs fait d'eux un partenaire naturel et indispensable du développement du parc nucléaire, car il assure aux producteurs une consommation stable, prévisible, 24h/24 et 365 jours par an, déduction faite des périodes de maintenance... Profil qui correspond aux caractéristiques-mêmes de la production nucléaire, même si celle-ci a été rendue plus modulable que dans les premières décennies d'exploitation du parc nucléaire. C'est à ce titre aussi que certains sites électro-intensifs, comme l'usine d'aluminium Trimet de Saint-Jean-de-Maurienne, comptent EDF parmi leurs actionnaires.

Plus récemment, cela s'est traduit dans le consortium Exeltium, sur la base d'un contrat de partenariat signé avec EDF en 2008 : vingt-sept industriels, actionnaires d'Exeltium, ont ainsi accès, sur une durée de 24 ans, à un volume de 148 TWh d'électricité, payé à EDF par une avance en-tête de 1,75 milliard d'euros financée en

très grande partie par emprunt, et par un prix proportionnel indexé payé au fil de l'eau, censé représenter les coûts d'exploitation du parc nucléaire d'EDF. L'intérêt du montage, validé par la Commission européenne en juillet 2008 et démarré en mai 2010, repose sur trois facteurs : l'accès de l'industrie à la compétitivité de la production nucléaire sur une durée lui assurant une vraie visibilité, le fort effet de levier d'un financement essentiellement bancaire et la déconsolidation corrélative de la dette du bilan des entreprises actionnaires. Le projet portait sur un volume total du double environ, mais la crise financière de 2008 a rendu impossible le financement de l'intégralité du projet. Une seconde phase d'Exeltium est donc aujourd'hui possible pour un volume d'électricité légèrement supérieur à celui de la première phase. Face au défi financier de la décarbonation des procédés industriels, qui passera souvent par des sauts technologiques, cet outil présente un réel intérêt.

Enfin, la mise en place de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) en 2011 a également permis à l'industrie de bénéficier en partie de la production du parc nucléaire existant, partiellement amorti et permettant donc un prix régulé. Lors de la flambée historique des prix de l'énergie en 2022 liée notamment à l'invasion de l'Ukraine, beaucoup d'usines n'ont pu continuer à produire qu'à hauteur de la part de leur approvisionnement électrique couverte par l'ARENH, qui aura été un facteur majeur de la résilience de l'industrie électro-intensive ou électro-sensible, et au-delà de l'économie française.

Le partenariat historique entre production électrique, en particulier nucléaire, et industries électro-intensives, a donc structuré le paysage industriel français. Le poursuivre et le renouveler répondrait aujourd'hui à un double enjeu : celui de la décarbonation de l'industrie, son défi le plus important pour les prochaines années, et celui de sa compétitivité, donc de sa survie.

Le nucléaire, l'électricité bas carbone par excellence

Le mix électrique français, reposant très majoritairement sur la production nucléaire (70 % en moyenne), sur l'hydro-électricité et les renouvelables, était décarboné à 87 % en 2022, malgré une part du nucléaire descendue à 62,7 % du fait de l'arrêt de nombreuses tranches. Grâce au nucléaire essentiellement, les émissions du secteur électrique ne représentent que 5 % des émissions totales du pays, contre 19 % dans l'Union européenne.

Pour l'avenir, le nucléaire restera le principal contributeur de ce mix décarboné. L'ADEME évalue le contenu carbone du kWh nucléaire à 6 g de CO₂ par kWh, contre 418 pour les centrales à gaz et 1 058 pour les centrales à charbon. En France, le nucléaire devance même l'éolien (10 gCO₂ par kWh) et le solaire (30 gCO₂ par kWh).

EDF, dans une analyse de cycle de vie de 2019¹, a montré que la contribution de l'aval du cycle nucléaire,

¹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/energie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf>

en particulier avec l'extraction et le traitement de l'uranium (1,3 g eq.CO₂/kWh), est la plus importante, alors qu'au contraire, le démantèlement (0,1 g), la maintenance (0,3 g) et le stockage des déchets (0,1 g) ont un poids négligeable.

EDF constate aussi que l'allongement de la durée d'exploitation des centrales réduit l'empreinte carbone (- 8 % pour un allongement de 40 à 60 ans) et qu'une variation de 10 % de la production électrique annuelle (base 2019) se traduit par une variation de 0,1 gCO₂/kWh. EDF conclut que la sensibilité globale à ces hypothèses offre un spectre allant de 2,9 à 4,6 g eq.CO₂/kWh.

L'existence d'un parc très largement amorti, qui peut et doit retrouver ses performances en maximisant le productible, est donc une chance pour la France face à l'impératif de la neutralité carbone en 2050. Et c'est particulièrement vrai pour l'industrie.

Le nucléaire, un atout pour la compétitivité industrielle

Le parc nucléaire existant apporte à l'industrie trois réponses essentielles. D'abord, c'est un facteur de prévisibilité important pour l'investissement. Les grands groupes industriels présents en France, filières établies (aluminium, acier, chimie et matériaux...) ou nouvelles (batteries, hydrogène, semi-conducteurs...), toutes électro-intensives, contribueront fortement à l'objectif de neutralité carbone en 2050 en apportant des solutions de décarbonation à l'ensemble de l'économie. Ces investissements ne se feront que si les porteurs de projets disposent d'une visibilité prix en base à long terme, *via* des formules contractuelles qui ne pourront être assises, compte tenu de la puissance requise et de leur profil de consommation, que sur le parc nucléaire existant puis futur, et avec des formules de prix se rapportant directement au coût de ceux-ci.

Les critères décisifs sur lesquels un groupe industriel électro-intensif se fonde pour implanter telle unité de production, investir dans la modernisation d'installations existantes, voire suspendre ou reprendre la production, sont la compétitivité de ses coûts de production, la non-sensibilité au risque carbone à moyen-long terme, la disponibilité d'une production électrique de base de forte puissance et la prévisibilité de ces facteurs sur quinze ans au moins, pour permettre l'amortissement d'investissements lourds de maintien des usines au meilleur niveau mondial ou de nouvelles capacités.

La production d'électricité nucléaire française répond à chacune de ces exigences : la disponibilité, avec un taux qui certes doit retrouver un meilleur niveau (autour de 75 %, sachant que la meilleure performance mondiale pour une tranche prise isolément est à 94 %) mais reste nettement supérieur à celui des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire, autour de 30 %) ; la prévisibilité, par l'indépendance aux impacts des crises énergétiques sur le prix, dès lors que le nucléaire n'est pas étroitement soumis aux incertitudes du marché de gros (c'est l'enjeu des discussions sur la régulation du nucléaire dans le cadre du futur *design* de marché européen), ce qui en fait aussi un facteur de

souveraineté économique ; le coût de production enfin, le parc nucléaire existant permettant de garantir une certaine compétitivité. À cet égard, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a évalué, à la demande du Gouvernement, les coûts de production de ce parc, EPR de Flamanville 3 compris. Pour cela, elle a expertisé « les recettes issues de l'exploitation du parc nucléaire afin d'en déduire le prix d'un ruban d'énergie électronucléaire », autrement dit, d'une puissance électrique souscrite constante tout au long de l'année. Ses conclusions ont été rendues publiques en septembre 2023 : la CRE a retenu un coût complet du ruban de 56,7 €₂₀₂₂/MWh sur 2026-2030, 55,1 €₂₀₂₂/MWh sur 2031-2035 et 53,2 €₂₀₂₂/MWh sur 2036-2040. Or, ce « ruban d'énergie » correspond au profil de consommation dit "base load" des industries électro-intensives, à la fois prévisible et régulier, et offre donc la base d'un partenariat renouvelé entre le parc nucléaire et les sites électro-intensifs. À titre de comparaison, les concurrents mondiaux de nos usines s'approvisionnent à des prix « rendus sites tout compris » entre 40 et 80 \$/MWh en Chine, et 30 à 50 \$/MWh aux États-Unis...

La CRE a fondé ses travaux sur une trajectoire de productible nucléaire relativement modérée : 361,5 TWh par an sur la période 2026-2030, puis 360,2 TWh par an sur 2031-2035 et 344,1 TWh par an sur 2036-2040. Soulignons que l'évolution du productible impacte le coût, qui baisse de 1,6 €/MWh avec 10 TWh de production supplémentaire. À cet égard, une question structurante se pose : dans un contexte où la part non pilotable du mix électrique européen, déjà majoritaire, va passer à plus de 75 % d'ici 2040, le parc nucléaire français doit-il continuer à « faire la dentelle » par la modulation, pour pallier cette non-pilotabilité et assurer ainsi l'équilibrage physique offre/demande sur la plaque centre Ouest Europe, voire au-delà ? Cette situation a un coût technique (l'impact probable sur la durée de vie des tranches), économique (le manque à produire et donc à vendre, la rehausse du coût de production unitaire) et climatique (la production renouvelable sera encore longtemps adossée à un complément gaz). Elle devra faire l'objet d'un débat objectif et approfondi dans le cadre du futur système électrique global européen.

La décarbonation de l'industrie grâce au nucléaire, un défi majeur mais réaliste

Les énergies décarbonées alternatives au nucléaire ne présentent pas, à l'heure actuelle en France, les mêmes qualités : le potentiel de développement de l'hydraulique, sous forme de station de transfert d'énergie par pompage (STEP) pour l'essentiel, est désormais limité et la montée en puissance des énergies renouvelables, principalement éolienne et solaire, couplée au développement massif de moyens complémentaires de stockage comme les batteries, les STEP ou l'hydrogène, ne pallierait que partiellement leur intermittence. Ajoutons que la faisabilité, à l'échelle nécessaire, de ces capacités de stockage paraît hypothétique. Enfin, la production qui pourrait être ainsi générée ne serait pas à l'échelle des besoins de l'industrie, appelés à

Présentation de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden)



L'Uniden, créée en 1979, représente les industries énérgo-intensives pour lesquelles la maîtrise des coûts énergétiques (électricité, gaz et chaleur) constitue un facteur essentiel de compétitivité. Les 62 adhérents de l'Uniden représentent plus de 70 % de l'énergie consommée par l'industrie en France et appartiennent à une large gamme de secteurs industriels : minerais, aluminium, acier et autres métaux, ciment et autres matériaux de construction, verre, pâte et papier, raffinage, pétrochimie et chimie, automobile et batteries, transports, semi-conducteurs, agroalimentaire.

croître considérablement du fait de sa décarbonation, qui passera par l'électrification des procédés.

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE a souligné l'intérêt climatique d'un scénario de reconquête industrielle appuyé sur une énergie bas carbone, grâce notamment à l'électrification massive des procédés industriels. Il est maintenant établi que l'accroissement massif des besoins de l'industrie en électricité pour sa décarbonation se traduirait par une multiplication par presque 3 de la consommation industrielle d'électricité d'ici 2050, et par 1,5 d'ici 2035, hypothèse retenue dans le « budget prévisionnel 2035 » de RTE publié en octobre dernier. Ces projections rendent nécessaire une fourniture d'électricité abondante, décarbonée, pilotable, fiable et compétitive, comme le parc nucléaire français existant ou à venir peut l'apporter. À long terme, la construction de six nouveaux réacteurs ne peut donc être qu'une première étape, composante d'une stratégie industrielle nucléaire de long terme, étroitement articulée avec la prolongation de la plupart des réacteurs en service.

Au-delà de la question de la disponibilité de la ressource électrique, la décarbonation de l'industrie, et donc de l'économie, sera compétitive ou ne sera pas. En effet, à défaut de pouvoir faire face à la concurrence internationale, les industries ne pourront pas investir dans leur décarbonation. Et la décarbonation par le vide, c'est-à-dire par la désindustrialisation, serait une illusion mortifère y compris pour l'atteinte des objectifs climatiques. Une étude conduite par Deloitte pour l'Uniden en 2021 a démontré l'impact négatif de la désindustrialisation de la France, ces dernières décennies, sur son empreinte carbone : alors qu'entre 1995 et 2015 les émissions de gaz à effet de serre de la France ont baissé de 17,5 %, son empreinte carbone a augmenté d'autant

(+ 17,5 %), tandis que l'industrie reculait fortement dans l'économie française. Extrapolé à 2022, avec des émissions globales de 25 % inférieures à celles de 1995, l'on peut considérer que l'empreinte carbone de la France a augmenté d'au moins 20 %. L'étude a ainsi mis en évidence le coût climatique considérable de la désindustrialisation, qui s'explique par la plus grande efficacité carbone de la production domestique sur l'ensemble des filières industrielles analysées, auxquelles des productions importées se sont substituées ; pour les filières faisant fortement appel à l'énergie électrique, cet avantage climatique est encore renforcé par le très faible contenu carbone du mix électrique français. Inversement, l'étude montrait l'impact positif sur l'empreinte carbone d'une réindustrialisation fondée sur le mix énergétique français.

C'est pourquoi l'accès de l'industrie électro-intensive au productible nucléaire doit faire l'objet d'un cadre garantissant que les coûts de production de l'électron soient décorrélés des incertitudes du marché de gros. Pour la France, l'Uniden estime à 40 TWh les besoins de ces industries pour 2026. Autrement dit, autour de 10 % de la cible de production moyen terme du parc existant. L'enjeu est majeur, mais l'objectif est atteignable !