

# Chaleur Industrielle

Mener de front décarbonation et compétitivité en 2025-26 : une injonction contradictoire pour les industriels européens ?

---

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

Novembre 2025

## Table des matières

Résumé Exécutif .....	2
Introduction : la décarbonation de l'industrie est-elle vraiment dans l'impasse que suggère le pessimisme ambiant ? .....	4
Une période charnière pour les engagements de décarbonation des entreprises industrielles .....	6
La décarbonation des usages thermiques : un enjeu central d'une grande complexité.....	8
Malgré ces enjeux, la chaleur industrielle peut s'imposer car il existe des solutions compétitives et techniquement pertinentes.....	14
L'écosystème des acteurs de l'énergie se met en ordre de marche pour accompagner cette transition .....	22
Conclusion.....	29



## Résumé Exécutif

**Dans le climat actuel de pessimisme, un retour en arrière sur les ambitions climatiques semble parfois acté.**

Après une période charnière, marquée par d'importants engagements européens et une accélération post-Covid des politiques de décarbonation (Green Deal, objectifs climatiques renforcés, financements massifs), l'Europe traverse aujourd'hui une séquence de doutes. Le vacillement de son industrie, déstabilisée par la crise énergétique et par un contexte de compétition internationale tendue, alimente un débat sur la responsabilité de la transition énergétique dans la perte de compétitivité industrielle et une tentation d'assouplir les ambitions climatiques.

**Ce sentiment occulte pourtant les avancées encore en cours et l'évidence qu'une politique de décarbonation raisonnée et planifiée reste la seule voie pour reconstruire une compétitivité industrielle durable, protéger l'économie des chocs géopolitiques, et répondre aux enjeux climatiques.**

Le contexte de déprime économique pèse d'autant plus sur les ambitions de décarbonation que **les entreprises industrielles abordent une période charnière**. Après une phase dédiée à la prise d'engagements volontaristes, elles entrent dans une nouvelle étape, marquée par une complexité accrue. Les gisements « simples » de décarbonation (économies d'énergie à temps de retour court, verdissement de l'électricité) sont désormais largement exploités. **Les usages thermiques, eux, restent encore massivement fossiles, et leur traitement à grande échelle devient une condition sine qua non de l'atteinte des cibles 2030.** Cette nouvelle phase exige un leadership interne fort et l'accès à des solutions marché adéquates.

Les usages thermiques représentent une part substantielle de la consommation énergétique de l'industrie (environ 55 % en France hors chaleur déjà électrifiée) et sont encore à plus de 80 % carbonée, le gaz naturel étant prépondérant. **La diversité des applications (utilités, procédés cœur), la disparité des sites et la variété des besoins techniques (températures, profils de consommation, vecteurs thermiques) complexifient la transition.** À cela s'ajoute un défi économique majeur : **la compétitivité reste un critère déterminant dans le choix des solutions**, dans un contexte de volatilité des prix de l'énergie et d'incertitudes réglementaires.

Malgré ces enjeux, **la chaleur industrielle peut s'imposer car il existe des solutions compétitives et techniquement pertinentes. Le marché foisonne de solutions technologiques** pour remplacer la chaleur industrielle d'origine fossile : biomasse, récupération de chaleur fatale (parfois couplée à des PAC), électrification (fours et chaudières électriques, PAC), géothermie, solaire thermique, biométhane, petits réacteurs nucléaires (SMR). Chacune présente des atouts spécifiques, mais leur pertinence dépend fortement du contexte local, des besoins industriels et des évolutions de marché. **Le LCOH (coût actualisé de la chaleur) des alternatives décarbonées se situe souvent entre 55 et 90 €/MWh, ce qui peut être compétitif face au gaz naturel**, dont le coût

oscille entre 45 et 70 €/MWh selon la taille de l'industriel et le pays, auquel s'ajoutent les surcoûts de l'EU-ETS de manière inégale selon les acteurs et le secteur, mais certainement de manière croissante.

Face à ces enjeux, l'écosystème des acteurs de l'énergie se met en ordre de marche pour accompagner la transition en innovant à tous les niveaux, tant de la part des acteurs historiques (ESCOs, grands énergéticiens) que des startups et nouveaux entrants. Du point de vue technique et technologique d'abord, avec une diversification du portefeuille de solutions et des progrès dans les capacités d'optimisation et de pilotage des systèmes énergétiques au cœur des procédés industriels. Du côté des enjeux financier, les modèles de tiers-financement et tiers-investissement se développent avec leurs subtilités contractuelles, mais doivent encore relever des défis structurants : compétitivité de l'offre v.s. rentabilité attendue, gestion du risque de contrepartie. Enfin, certains acteurs parviennent à organiser des offres globales pour accompagner les industriels sur l'ensemble de leurs problématiques dans une logique multisites et multi-géographies, palliant les difficultés organisationnelles et de compétences impliquées par la massification de la démarche de décarbonation.

# Introduction : la décarbonation de l'industrie est-elle vraiment dans l'impasse que suggère le pessimisme ambiant ?

## Après l'ère des grandes ambitions européennes, une tentation de grand retour en arrière

Après une « ère post-Covid » marquée par de grandes ambitions en matière de décarbonation (Green Deal, objectifs climatiques 2030 renforcés de -40% à -55%<sup>1</sup>, financements massifs), l'Europe traverse aujourd'hui une phase de doutes et de remises en question. La crise énergétique, la guerre en Ukraine et la désindustrialisation alimentent un climat de pessimisme, où la politique de transition énergétique est parfois désignée comme responsable de la perte de compétitivité industrielle. Les signes de vacillement se multiplient au niveau européen : accent sur les « simplifications » (CSRD<sup>2</sup> et taxonomie en début d'année, CBAM<sup>3</sup> actuellement), remise en question de la cible de -90% d'émissions à 2040 et volonté d'assouplissement via le recours aux « crédits internationaux » (portée par plusieurs Etats Membres y compris la France). A l'échelle des Etats, c'est le « grand retour vers le gaz » en Allemagne, après la Belgique qui l'avait précédée dans cette stratégie, l'incapacité de la France à faire aboutir un projet de Politique Pluriannuelle de l'Energie et deux menaces de moratoires sur les EnR en l'espace de quelques mois.

## La politique de transition énergétique : grande coupable ou bouc émissaire ?

Pourtant, imputer la désindustrialisation à la seule transition énergétique serait simplificateur. Ce phénomène s'inscrit dans une tendance de long terme (le poids de l'industrie manufacturière dans le PIB français a par exemple chuté de manière relativement progressive de ~16% dans les années 90 à 9,4% au Q1 2025 en France<sup>4</sup>), liée à de multiples facteurs structurels : choix politiques et économiques, concurrence internationale, mutations technologiques<sup>5</sup>. La politique de décarbonation a certes rebattu les cartes de la compétitivité énergétique, notamment via l'abandon progressif des énergies fossiles et la mise en place de mécanismes comme l'EU-ETS, mais c'est plutôt la large dépendance au gaz russe qui a précipité la crise industrielle actuelle.

Par ailleurs, la décarbonation offre aussi des opportunités inédites : exploitation de ressources renouvelables compétitives (hydro, éolien, solaire selon les zones géographiques), renforcement de la souveraineté énergétique, et développement de filières industrielles d'avenir.

<sup>1</sup> Par rapport à 1990

<sup>2</sup> Corporate Sustainability Reporting Directive

<sup>3</sup> Carbon Boarder Adjustment Mechanism (MACF ou Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières en français)

<sup>4</sup> Source : INSEE

<sup>5</sup> Par exemple, la mutation rapide de la mobilité vers l'électrique, avec un leadership extrêmement fort de la Chine par rapport à l'Europe.

### **Malgré les vents contraires, les avancées sont réelles**

Les difficultés actuelles – hausse des coûts, incertitudes réglementaires, complexité administrative – sont réelles, mais elles ne doivent pas masquer les avancées concrètes. Malgré les vents contraires, de nombreux industriels poursuivent leurs efforts de décarbonation : baisse de l'intensité carbone, multiplication de projets emblématiques (projet d'une nouvelle usine de freins carbone « zéro émissions »<sup>6</sup> et de chauffage à la géothermie chez Safran, premiers prototypes de fours verriers électriques, développement des solutions de biomasse, de récupération de chaleur fatale associée de pompes à chaleur, etc.), et adaptation progressive des modèles économiques. L'Europe, de son côté, continue de soutenir ces dynamiques via des subventions, des appels à projets et des mécanismes d'incitation.

Le risque d'un « retour en arrière » existe, porté par la montée des discours climato-sceptiques et la tentation de privilégier la compétitivité à court terme. **Pourtant, une politique de décarbonation raisonnée et planifiée reste la seule voie pour reconstruire une compétitivité industrielle durable, protéger l'économie des chocs géopolitiques, et répondre aux enjeux climatiques** dont les impacts économiques sont de plus en plus chiffrés<sup>7</sup>.

Malgré cette « évidence » dans la vision de long-terme, cette étude vise plus concrètement à éclairer une question plus pragmatique à court terme : **pour les industriels en 2025-26, mener de front la décarbonation et la compétitivité est-elle une injonction contradictoire ?**

---

<sup>6</sup> Scope 1 et Scope 2

<sup>7</sup> Une étude récente réalisée par l'économiste autrichienne Sigrid Stagl pour le Parlement Européen estime la perte de PIB encourue par l'UE liée à l'inaction climatique à une fourchette de 3 à 7% dans un scénario de statu quo.

## 1 Une période charnière pour les engagements de décarbonation des entreprises industrielles

Le contexte de déprime économique se ressent d'autant plus fortement sur les ambitions de décarbonation des entreprises industrielles que ces dernières abordent une période charnière : après une phase clé dédiée à la prise d'engagements volontaristes, au défrichage des enjeux et au lancement des projets les plus « simples », elles s'engagent sur une nouvelle phase présentant une complexité accrue.

D'une part nous avons abordé la seconde moitié de la décennie « 2020 » et l'horizon 2030, au prisme duquel sera évalué le respect de leurs engagements de décarbonation court/moyen terme, approche fortement. Pour beaucoup d'entre elles, le résultat risque de ne pas être à la hauteur de l'ambition fixée. Plus de 200 entreprises se sont d'ailleurs vu retirer leur « engagement Net Zero à 2050 » par SBTi en 2024 face au constat de la déviance de leur trajectoire à court terme, dont un certain nombre de « grands noms » comme Procter & Gamble, Microsoft, Diageo ou Unilever.

D'autre part, suite à une phase où il existait encore de nombreux gisements « simples » de décarbonation à aller chercher (ex : actions d'économies d'énergie à temps de retour court comme la massification des éclairages LED, ou verdissement de l'électricité consommé via des achats massifs de Garanties d'Origine d'électricité renouvelable à bas coût<sup>8</sup>) et où les sujets plus complexes ou innovants pouvaient être traités au cas par cas dans une démarche exploratoire, les entreprises abordent une nouvelle période où il faudra « entrer dans le dur » des leviers moins évidents et de la massification des opérations, posant de sérieux enjeux de faisabilité technique, économique et organisationnelle.

Ainsi, nombreuses sont les entreprises qui se trouvent aujourd'hui « au milieu du gué », ayant réalisé une part massive de verdissement de leurs consommations d'électricité et donc presque « épuisé » ce levier le plus simple, tandis que les usages thermiques restent encore fossiles dans de larges proportions malgré quelques projets « isolés » dans leurs portefeuilles de sites (voir illustration sur quelques entreprises du secteur agro-alimentaire - *Figure 1*).

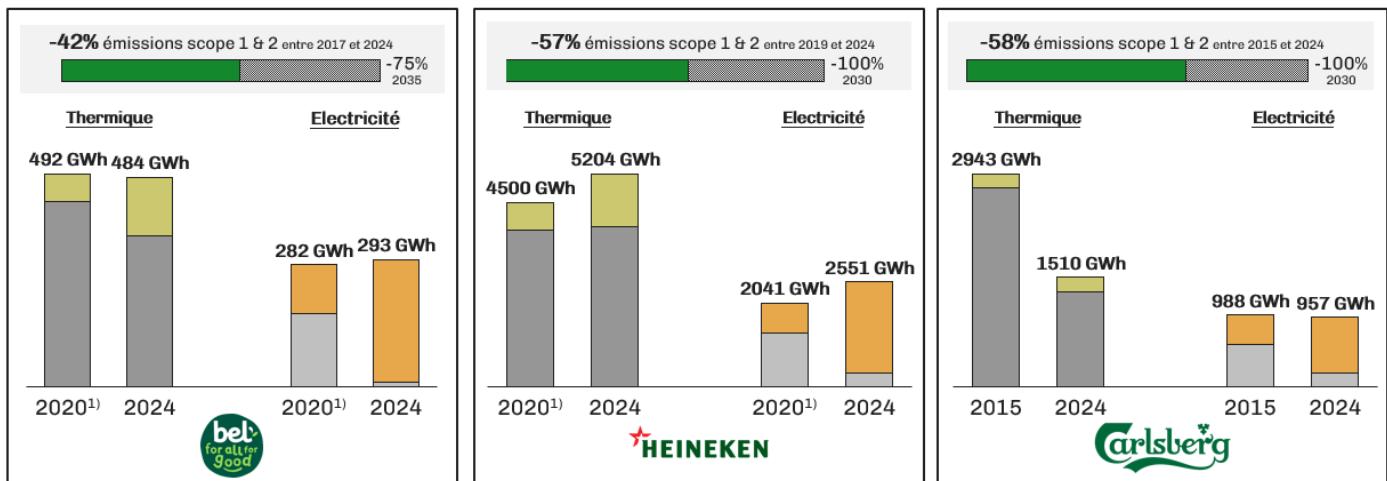
Le traitement de ces usages thermiques dans une approche beaucoup plus massive (impliquant une organisation et des compétences *ad hoc* et des capacités d'investissement internes ou externes importantes) constitue pour beaucoup d'entre elles une condition *sine qua non* de l'atteinte de leurs cibles 2030 (ou 2035 selon les entreprises). Un fort

<sup>8</sup> N.B. La période 2025-2030 sera également marquée par le durcissement en cours des règles internationales de comptabilisation des actions de décarbonation (en particulier, une révision massive du cadre de reporting est en cours de finalisation de la part du GHG Protocol, dans un objectif de lutte contre le « greenwashing » et de soutien aux leviers encourageant réellement l'additionnalité) qui impacte entre-autre les méthodes d'approvisionnement en électricité bas carbone : l'approvisionnement massif en Garanties d'Origine pourrait ne plus constituer un critère suffisant pour justifier d'un approvisionnement « renouvelable », obligeant à basculer vers des systèmes plus rigoureux de traçabilité pour assurer un couplage production / consommation renouvelable à un pas de temps fin, une provenance locale, ou encore une réelle contribution à l'émergence d'un projet « greenfield ».

leadership interne et l'accès à des solutions marché adéquates constitueront des critères clés de réussite.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE ANNUELLE (GWH) ET ÉMISSIONS SCOPE 1 & 2





1) Le détails des consommations énergétiques n'a pas été publié sur les périodes antérieures

Sources: Rapports annuels des entreprises, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

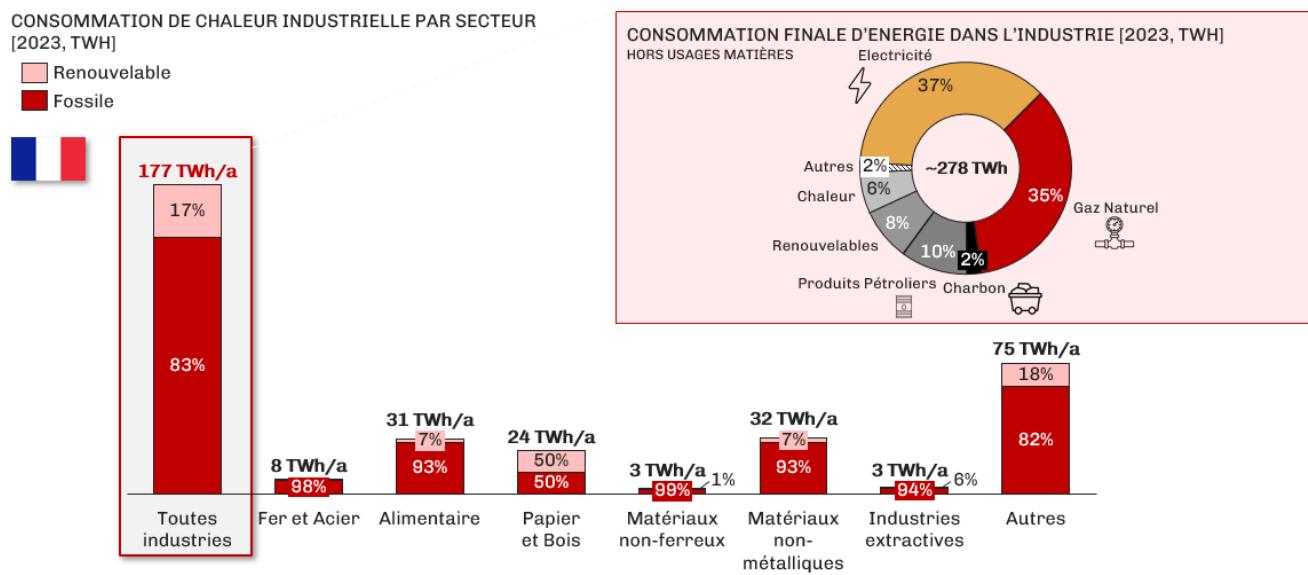
Figure 1 - Ambitions court terme de décarbonation et pénétration des renouvelables dans les usages thermiques et électriques pour trois entreprises du secteur agroalimentaire

## 2 La décarbonation des usages thermiques : un enjeu central d'une grande complexité

**Les usages thermiques représentent une part substantielle des consommations énergétiques de l'industrie et donc de son empreinte carbone, rendant critique sa décarbonation rapide et dans des proportions importantes**

Les usages thermiques de l'industrie regroupent de très nombreuses applications, que l'on distingue généralement en deux grandes catégories : les « utilités » (génération de froid, de vapeur, d'eau chaude etc.) et les procédés « cœurs » (séchage, cuisson, déshydratation, fusion, pasteurisation etc.). Ces usages constituent une part importante de la consommation énergétique totale dans l'industrie. Pour illustration, en France en 2024 :

- La somme des consommations de gaz naturel (36%), charbon (2%), chaleur renouvelable et de récupération (9%) consommés sur site et de la chaleur achetée par les industriels (6%) représente ~55% de la consommation finale d'énergie de l'industrie<sup>9</sup>.
- Cette consommation est encore à plus de 80% carbonée<sup>10</sup>, le gaz naturel constituant l'énergie prépondérante (~68% des consommations d'énergies directement attribuables à des usages thermiques pour 36% du mix total d'énergie finale consommée) - voir Figure 2.
- Cette répartition a très peu évolué ces dernières années : la part du gaz naturel est passée de 38% à 36% du mix énergétique total entre 2021 et 2024, celle du charbon de 3% à 2%, tandis que la part de la chaleur vendue est restée stable à 6% ainsi que l'électricité à 36%.



Source: Eurostat (Consommation d'énergie finale par secteur et par combustible)

Figure 2 - Consommation finale d'énergie dans l'industrie par secteurs et par types d'énergies, France, 2023

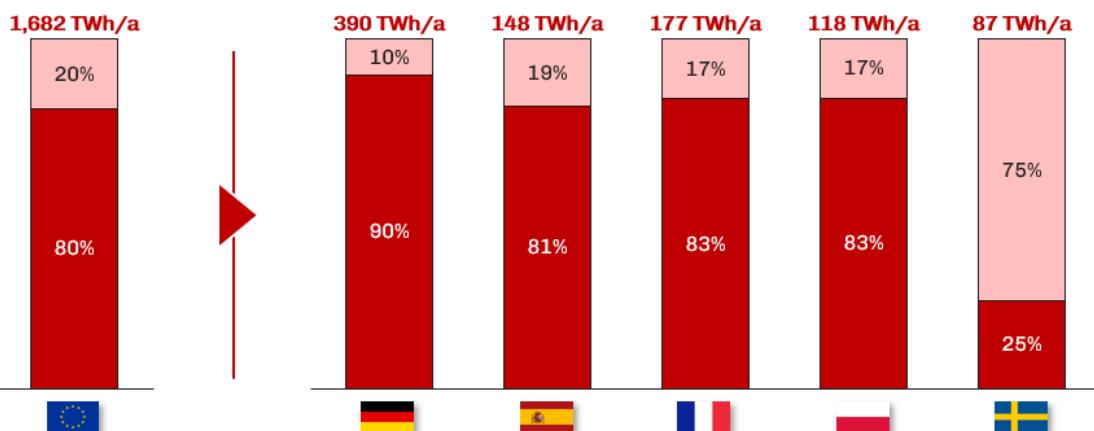
<sup>9</sup> Hors usages non-énergétiques. Considérant qu'une partie des besoins thermique est également fournie par de l'électricité (36% du mix de consommation), la part de consommation énergétique dédiée à des usages chaleur est au-dessus de 55%.

<sup>10</sup> Considérant un taux de 63% d'EnR&R dans la chaleur vendue aux industriels (source : SDES, Chiffres clé de l'énergie – Édition 2025)

A l'échelle européenne le mix peut être différent (notamment sur la part de charbon par rapport au gaz naturel) mais le constat est globalement similaire dans de nombreuses géographies, à l'exception des pays nordiques (voir *Figure 3* ci-dessous)

CONSOMMATION DE CHALEUR INDUSTRIELLE PAR PAYS [2023, TWh]

Renouvelable  
 Fossile

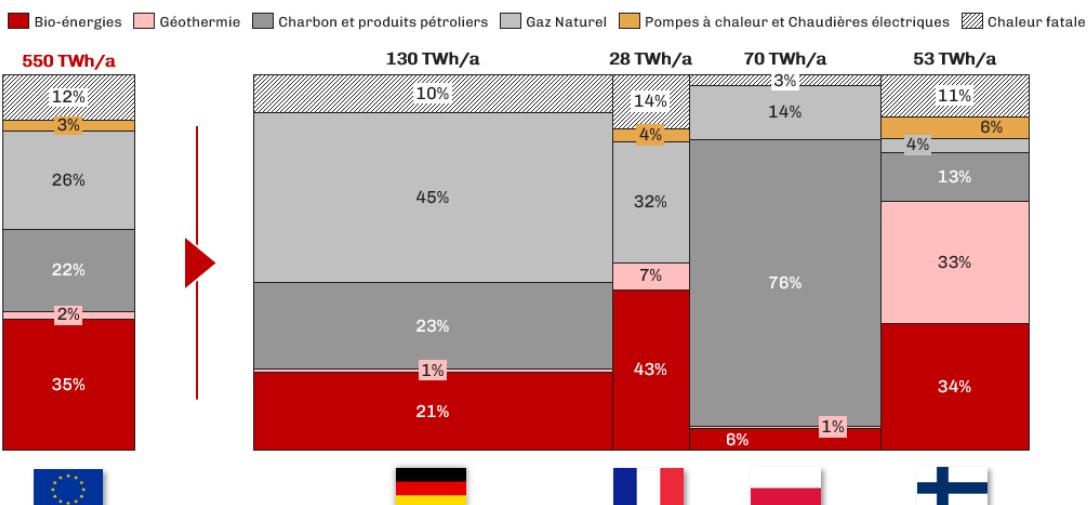


Source: Eurostat (Consommation d'énergie finale par secteur et par combustible)

*Figure 3 - Consommation finale d'énergie pour des usages chaleur (hors consommation d'électricité) dans l'industrie en moyenne en Europe et pour plusieurs pays européens, 2023*

Ces enjeux se déclinent à la fois pour la chaleur industrielle produite sur site, et pour la chaleur distribuée via les réseaux. Dans des pays comme l'Allemagne et la Pologne, cette dernière est encore respectivement à 68% et 90% issue d'énergies fossiles (hors chaleur fatale). A l'échelle de l'Europe, près de la moitié de la chaleur distribuée via réseaux de chaleur reste issue de gaz naturel, de charbon et de produits pétroliers – voir *Figure 4*.

PRODUCTION [TWh/AN] ET MIX ENERGÉTIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR EN EUROPE



Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants, Euroheat DHC Market Outlook 2025

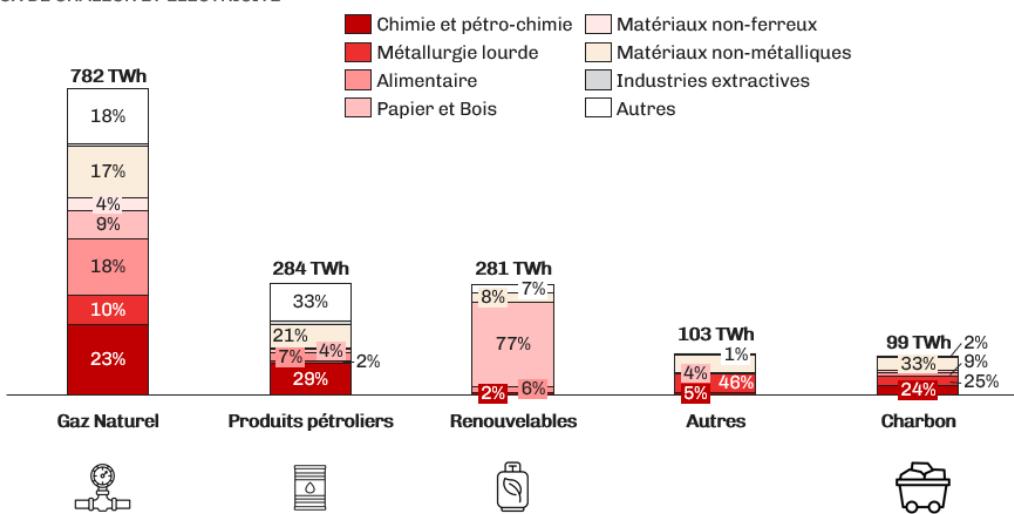
*Figure 4 - Production et mix énergétique des réseaux de chaleur en Europe, données 2023*

**La décarbonation des usages thermiques revêt une complexité technique particulièrement forte en raison du caractère diffus et de la disparité des cas d'usages**

Le caractère diffus constitue un premier élément de complexité. Bien qu'une part importante des consommations d'énergies fossiles et d'émissions de GES<sup>11</sup> afférentes se concentrent sur quelques secteurs industriels ciblés (pétrochimie, sidérurgie, ciment etc.) et sur des zones industrielles les regroupant en grande partie (ex. en France : Fos-sur-Mer, Dunkerque, etc.), il demeure une part importante de ces consommations beaucoup plus diffuse – à titre d'illustration (*voir détails en Figure 5*):

- Plus de 18% de la consommation de gaz naturel et près de 9% de la consommation de charbon se fait en Europe dans le secteur de l'industrie agro-alimentaire.
- ~9% du gaz naturel et ~4% du charbon sont consommés dans le secteur du papier et de la pâte à papier.
- Au sein des secteurs principaux consommateurs (« chimie et pétrochimie » – 23% du gaz naturel et 24% du charbon, « matériaux non-métalliques » – 17% du gaz naturel et 33% du charbon, et « sidérurgie » - 10% de la consommation de gaz naturel et 25% de la consommation de charbon) une part minoritaire peut se trouver relativement diffuse (par exemple dans la chimie aval et la chimie fine).
- Les autres secteurs non cités plus haut représentent un peu moins d'un quart de la consommation de gaz naturel.

CONSOMMATION DE CHALEUR INDUSTRIELLE PAR COMBUSTIBLE ET PAR SECTEUR [TWh; 2023]  
EXCL. RÉSEAUX DE CHALEUR ET ÉLECTRICITÉ



Source : SDE, INSEE, Eurostat, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

*Figure 5 - Répartition des consommations énergétique par vecteur et par secteur industriel - Europe, 2023*

On comprend bien en quoi la répartition de ces enjeux entre des milliers d'acteurs et de sites complexifie à la fois l'équation économique en limitant les possibilités de générer des effets d'échelle (bien qu'un potentiel de centralisation partielle au niveau de petits clusters soit en partie possible, et considéré pour le déploiement de solutions comme les SMR<sup>12</sup>), et

<sup>11</sup> Gaz à Effet de Serre

<sup>12</sup> SMR = Small Modular Reactors

les capacités d'organiser les dispositifs de soutien public pour cibler les leviers les plus intéressants.

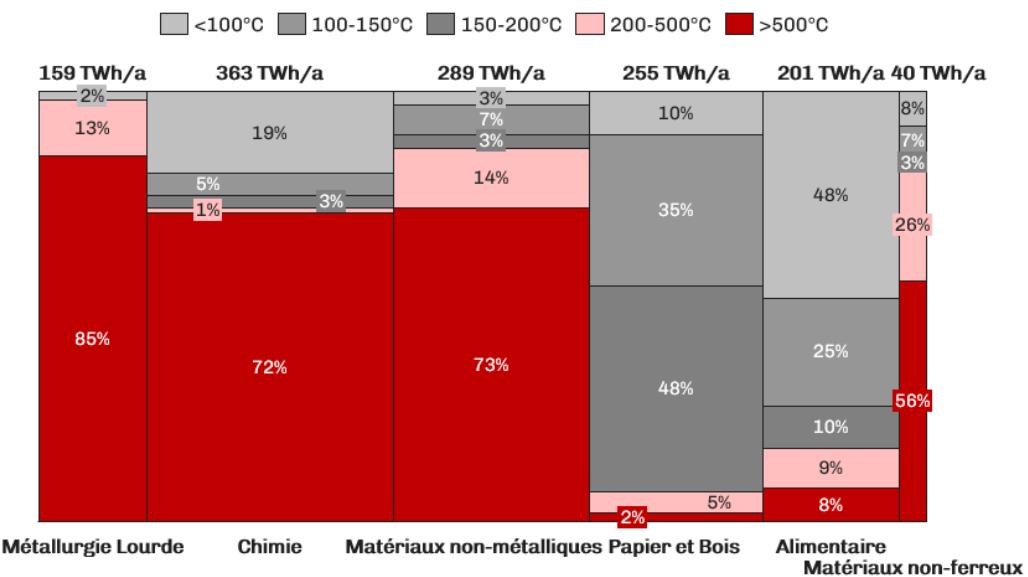
D'autant plus que ces consommations diffuses se répartissent elles-mêmes en une très grande variété de besoins techniques effectifs impactant la pertinence des différentes énergies alternatives pour remplacer les consommations de fossiles :

- Les niveaux de consommations et capacités d'équipements nécessaires à l'échelle d'un site seul ou d'un écosystème industriel varient de manière significative, ainsi que les profils de consommation (besoin stable sur une journée et 7 jours/7, variations horaires, journalières, hebdomadaires, saisonnières, etc.) Sans que cela soit une vérité générale pour l'ensemble des sous-secteurs et des sites, on trouve par exemple :
  - Des procédés majoritairement continus à l'échelle journalière, hebdomadaire et annuelle dans les secteurs de production de matériaux non-métalliques ou dans la chimie,
  - De nombreux sites fonctionnant 5 jours sur 7 et d'importantes variations journalières en fonction de campagnes de production dans l'industrie manufacturière (automobile, textile, industries d'assemblage etc.)
  - Une très grande variété de profils dans l'industrie agro-alimentaire, avec un mix de sous-secteurs saisonniers (au rythme des récoltes, comme dans la production de sucre, ou d'une demande saisonnière comme dans la production de boissons) et d'autres sous-secteurs fonctionnement largement de manière continue (ex : la production de lait en poudre ou d'amidon).

Là où le gaz naturel apportait une grande souplesse en termes de puissance de centrales et de gestion à pas de temps court de variations des besoins, le panel des technologies « bas carbone » présente des performances très variables à cet égard et certaines solutions, comme la biomasse, nécessitent encore de fonctionner en hybridation avec un « backup » au gaz pour gérer les variations court terme (*voir Figure 8 ci-dessous*).

- Les niveaux de températures sont extrêmement variables, entre des usages « utilisés » à >120°C (très répandus dans l'industrie agro-alimentaire et la chimie de spécialité par exemple) et des usages process comme la cuisson pouvant nécessiter des températures à 800°C et au-delà (fours verriers ou céramique par exemple) – *voir Figure 6*. Là où le gaz naturel permet de couvrir largement ce panel de températures, les solutions bas carbone qui se développent adressent généralement des fourchettes de températures plus restreintes.
- Les typologies de vecteurs thermiques nécessaires sont également différentes : eau chaude, vapeur, nécessité d'une combustion en contact direct avec une flamme, etc. En particulier pour les procédés tels que la cuisson, le changement de vecteur énergétique peut avoir des impacts concrets sur les propriétés des produits finis, impliquant de la part des industriels des modifications en profondeur de leurs offres (ex : pour la cuisson du pain, le passage d'un four au gaz à un four électrique aura des conséquences physiques sur le goût et la texture de ce dernier).

CONSOMMATION DE CHALEUR INDUSTRIELLE PAR SECTEUR ET PAR TRANCHE DE TEMPÉRATURE - EUROPE  
[TWh; 2023]



Source : Fraunhofer ISI, Eurostat, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

*Figure 6 - Répartition des consommations énergétiques pour usages chaleur par tranches de températures et par secteurs industriels, 2023*

#### Aux enjeux techniques s'ajoute un défi économique particulièrement complexe dans les conditions économiques actuelles

Pour les décideurs industriels la compétitivité économique a toujours été un élément prépondérant dans le choix d'une solution technique à côté de son caractère décarbonant, et ce dans tous les secteurs bien qu'il puisse exister des disparités, certains étant moins sensibles aux prix de l'énergie (moindre part de l'énergie dans les coûts de production, meilleure capacité à transférer des surcoûts aux consommateurs à l'aval de la chaîne de valeur) ou soumis à davantage de pression pour décarboner (secteurs plus en aval de la chaîne de production avec une forte exposition à des consommateurs finaux).

La période post-covid marquée par une hausse extrêmement significative des prix de l'EU-ETS, suivie de la crise énergétique avec des prix du gaz montant jusqu'à plusieurs centaines d'€/MWh, ont constitué un contexte favorable au lancement de projets alternatifs : prise de conscience des risques liés à la dépendance au gaz naturel, croyance généralisée en une tendance haussière des taxes carbone. Le contexte macroéconomique actuel est profondément différent :

- Manque de compétitivité de l'industrie européenne,
- Prix du gaz naturel redescendus à des niveaux proches d'avant la crise énergétique et projetés durablement bas – voir Figure 7,
- Incertitude quant au maintien des ambitions publiques européennes vis-à-vis de la décarbonation

Ainsi, la période est loin d'être favorable à la prise de décisions engageantes pour des conversions de solutions gaz vers des alternatives bas carbone, d'autant plus face à l'exigence d'une massification de ces conversions. Les outils historiquement utilisés pour « faire passer » des projets plus rapidement en anticipation d'évolutions de marché

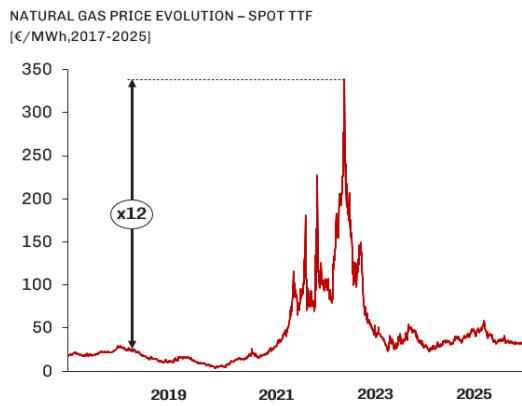


Figure 7 - Prix spot du gaz naturel, marché TTF, 2017-2025

futures (fixer un prix du carbone interne plus élevé que les prix de marché de l'EU-ETS, « bonifier » artificiellement les TRI d'investissements bas carbone, etc.) sont moins à l'ordre du jour s'il n'y a plus de consensus stable sur les évolutions de marché en question (hausse des prix des énergies fossiles, a minima dans leur composante « coût du carbone »). L'attentisme et le report de décisions est donc largement privilégié, et ce malgré les risques évidents à la dépendance au gaz naturel mis en lumière par la crise énergétique pourtant récente et encore marquante dans les esprits.

### 3 Malgré ces enjeux, la chaleur industrielle peut s'imposer car il existe des solutions compétitives et techniquement pertinentes

**Le marché foisonne de solutions technologiques pour remplacer la chaleur industrielle d'origine fossile**

Certaines sont très matures et déjà largement déployées mais conservent un potentiel certain comme la **biomasse**. Cette dernière constitue historiquement la majeure partie des projets soutenus en France par le Fonds Chaleur (68% de la capacité de production de chaleur renouvelable – sur sites industriels ou tertiaires et pour les réseaux de chaleur – soutenue sur l'année 2024). On décompte en France métropolitaine ~720 installations de biomasse de puissance >1MW pour un potentiel de production de 28,6TWh de chaleur renouvelable, répartie entre les installations sur sites industriels et sur réseaux de chaleur.

La **récupération de chaleur fatale**, si elle constitue la solution de décarbonation la plus évidente par nature puisque réduisant directement les consommations d'énergie, représente toujours un potentiel à exploiter : elle représentait 8% de la capacité de production de chaleur EnR&R soutenue par le budget du fonds chaleur en 2024. Parfois, l'ajout d'une **PAC<sup>13</sup>** peut permettre de rehausser le niveau de température de la chaleur récupérée pour sa réintégration dans un process, comme déployé par exemple par le Groupe Wienerberger à l'été 2025 sur son usine de Ségala pour la valorisation des buées de séchage).

Au-delà des PAC, de nombreuses **solutions d'électrification d'utilités ou de procédés** existent à un niveau de maturité disparate. Si certains fours électriques sont encore à au stade de pilotes comme dans l'industrie verrière (le premier four 100% électrique dans l'industrie du verre emballage a été déployé par Verallia sur son site de Cognac fin 2024, représentant un investissement de 57M€, tandis que Saint Gobain a inauguré à la même période un four hybride permettant à l'électricité de fournir jusqu'à 50% de la chaleur nécessaire), d'autres technologies comme une partie des fours de boulangerie, les séchoirs (céramique, terre cuite) ou encore les Compresseurs Mécaniques de Vapeur pour la production de lait en poudre ou les cabines de peinture sont déjà techniquement largement électrifiables.

Parmi les solutions d'électrification innovantes figure en bonne place dans l'intérêt des industriels la **chaudière électrique**. Pouvant fonctionner en duo avec une chaudière à gaz, la possibilité d'arbitrer sur son utilisation en fonction des niveaux de prix sur les marchés de l'électricité et de valoriser sa flexibilité électrique sur les services systèmes en font une solution qui, dans certaines situations, peut bénéficier un temps de retour sur investissement court et une rentabilité sans nécessité de subventions (variable selon les caractéristiques des marchés de flexibilité, le profil des prix de marché de l'électricité, certains contextes fiscaux propres à chaque géographie, mais également en fonction du

---

<sup>13</sup> Pompe à Chaleur

coût de raccordement propre à chaque site industriel). Plus innovants, certains projets envisagent d'associer les chaudières électriques avec des solutions de **stockage électro-thermique (ETES)**, permettant de stocker la chaleur produite dans des matériaux à haute capacité calorifique tels que des briques réfractaires, des sels fondus ou des fluides thermiques, afin de la restituer ultérieurement à l'échelle de plusieurs journées voire semaines, en fonction des besoins industriels.

La **géothermie – de surface** (pompes à chaleur géothermiques) **ou profonde** lorsque le gisement existe, constitue une solution pertinente pour le chauffage de sites industriels à l'image du projet initié par Safran pour couvrir plus de 80% des besoins de chaleur de son site de Villaroche (activité d'assemblage de pièces de moteurs de Safran Aircraft Engines). A l'échelle européenne, plusieurs pays européens dont les Pays-Bas (déjà relativement mature dans l'exploitation de ce potentiel), l'Allemagne ou encore la Hongrie ont formulé des objectifs spécifiques de développement de la géothermie à l'horizon 2030.

Relativement confidentielles directement sur site industriel, les technologies de **solaire thermique** constituent une solution pertinente pour alimenter certains sites industriels pour des usages basse température (exemple : centrale de 12 MWth sur un site de Lactalis en France, centrale de 13 MWth sur la malterie Boortmalt d'Issoudun, projet en cours de développement incluant solaire thermique, stockage thermique, récupération de chaleur et PAC sur une autre malterie du groupe Boortmalt en Croatie<sup>14</sup>), ainsi que des réseaux de chaleur (modèle déjà développé dans les pays d'Europe du nord).

Le **biométhane** comme alternative au gaz naturel présente des avantages techniques énormes puisqu'il évite toute modification physique du process de production de chaleur ; il souffre en revanche d'un déficit de compétitivité (coût de production de la molécule souvent >100 €/MWh pour une grande partie du gisement exploitable, auquel s'ajoute la structure de coût de la fourniture de gaz : coûts de transport et de distribution, fiscalité<sup>15</sup>), et d'incertitudes liée à leur statut « décarbonant » dans le GHG Protocol<sup>16</sup>. Malgré cela, il peut dès aujourd'hui constituer une solution pertinente pour certaines industries disposant des intrants (industrie agro-alimentaire notamment) ou pour certains acteurs peu sensibles aux coûts de l'énergie et privilégiant la souplesse et l'absence de CAPEX de la solution (L'Oréal, Astra Zeneca). Dans certains pays également, les Etats ont fait le choix de donner aux industriels un accès privilégié à du biométhane subventionné (France, Italie, UK) ramenant à un prix final beaucoup plus proche que le gaz naturel.

Avec un caractère plus innovant et « long terme », la filière des **petits réacteurs nucléaires** (« **SMR** ») pourrait constituer une solution pertinente pour de gros réseaux de chaleur (Europe de l'Est), de gros clusters industriels ou de très gros sites industriels individuels. Plusieurs startups sont en cours de développement de solutions calogènes (ou en cogénération chaleur-électricité) adaptées à ces marchés de la chaleur industriel et en réseau. Pour un déploiement à large échelle dans des géographies peu organisées en

<sup>14</sup> Mise en service prévue en 2027, projet co-financé par l'Innovation Fund de la Commission Européenne

<sup>15</sup> La part de biométhane consommée par les industriels est exonérée de l'EU-ETS (à condition que le biométhane soit certifié durable selon les critères RED), mais pas toujours de la fiscalité nationale – en France, l'exonération de TICGN sur la part biométhane n'est plus en vigueur ; dans d'autres pays comme le Danemark des avantages fiscaux demeurent).

<sup>16</sup> Référentiel de comptabilité carbone Scope 1 en cours de révision au niveau du GHG Protocol

clusters comme la France aujourd’hui, une planification industrielle pilotée nationalement pourrait être nécessaire pour permettre à ce type de solutions de s’imposer.

Comparer de manière générique la compétitivité et la pertinence de ces différentes solutions entre elles n’est pas aisé, car leur coût ainsi que leur adaptation technique sont très dépendants de contextes locaux (gisements, coût du travail, coût des intrants, fiscalité etc.), du type d’usage thermique visé (niveau de température, niveau de modulation) et de contraintes techniques propres à chaque site industriel. A titre d’illustration :

- La capacité et le coût de raccordement au réseau électrique peuvent constituer un frein important à l’électrification
- La compétitivité des Pompes à Chaleur dépend essentiellement du Coefficient de Performance (COP) effectivement obtenu, très variable selon les conditions d’exploitation, le niveau de température cible mais aussi le niveau de température initial etc.
- L’exploitation des centrales biomasse présente des enjeux techniques et logistiques importants: approvisionnement et stockage de la biomasse, traitement des fumées, arrêts de maintenance etc.
- En dehors de l’impact carbone, ces différentes technologies peuvent générer un impact environnemental propre qui doit également être considéré (empreinte au sol, consommation de matières premières et d’eau, etc.)

MATRICE DE COMPARAISON DE SOLUTIONS DÉCARBONÉES POUR LA CHALEUR INDUSTRIELLE

	Pompe à chaleur	E-Boiler	Biomasse	Biométhane	Thermique Solaire
Décarbonation <sup>1)</sup>	+ Dépendant du COP <sup>2)</sup> et du mix électrique	+ Dépendant de l’usage hybride et du mix électrique	+	+	+
Contraintes d’installation et d’approvisionnement	+	- + Dépendant des capacités de raccordement disponibles	- Chaudière + stockage + transport et stockage du combustible	- Pas de contraintes d’installation mais fournisseur de Biométhane à trouver	-
Efficacité	●	●	Thermique à flamme Usage “Boilers”	Thermique à flamme Usage “Boilers”	Thermique à flamme Usage “Boilers” Efficacité variable selon la température de sortie
Tranche de température	Thermomètre sous les 150-200°C seulement	Thermomètre	Toutes températures	Toutes températures	Thermomètre
Capacité de modulation	+	+	-	+	- + Profil de production saisonier et horaire
Externalités et impacts locaux	+	+	- Sourcing et Transport de Biomasse, particules fines	- Fumées et nuisances de méthaneurs	+
Acceptabilités	+	+	- Tension sur les ressources	+ Combustion renouvelable, recyclage de déchet	+

1) ADEME, GIEC, INUK  
2) Coefficient de Performance  
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Performance: + Très bonne    + Bonne    - Faible

Figure 8 - Bilan comparé des caractéristiques techniques et environnementales de quelques solutions de chaleur bas carbone

Si l’on met de côté un scénario « catastrophe » d’abandon complet des objectifs climatiques européens, ces solutions peuvent toutes présenter un « business case » favorable par rapport au gaz naturel dans certains procédés et certaines configurations

Si la pertinence technico-économique de ces solutions « bas carbone » les unes par rapport aux autres est variable en fonction de nombreux paramètres, le point central aujourd’hui demeure leur perspective de compétitivité en comparaison du gaz naturel.

Dans les conditions d'aujourd'hui (prix actuels du gaz naturel, mécanisme EU-ETS I en vigueur et pour partie non couvert par des quotas gratuits) une compétitivité existe par rapport au gaz naturel.

A l'échelle de l'Europe en moyenne, les industriels ont acheté leur gaz naturel en 2024 : entre 63 €/MWh<sup>17</sup> pour les consommateurs de catégorie « I3 » (entreprises industrielles de petite taille mais avec des procédés relativement consommateurs d'énergie<sup>18</sup> - représentant ~20 à 40% des consommations totales non résidentielles dans la plupart des Etats Membres) et 45,5 €/MWh pour les consommateurs « I5 » (grosses entreprises à forte intensité énergétique<sup>19</sup> - représentant généralement moins de 20% de la consommation non résidentielle mais avec des écarts significatifs d'un Etat Membre à l'autre). Dans la catégorie intermédiaire « I4 » les prix finaux d'achat de gaz naturel étaient en moyenne de 52 €/MWh. Ces coûts incluent les coûts de transport et l'ensemble des taxes nationales (taxes environnementales, taxes sur les EnR, autres<sup>20</sup>) mais n'incluent pas les surcoûts liés au mécanisme EU-ETS.

Ces moyennes cachent des disparités géographiques également fortes – voir Figure 9 :

- Pour les consommateurs I3, le prix du gaz naturel (63€/MWh en moyenne) a varié entre 48€/MWh pour les industriels espagnols et >70€/MWh pour les industriels allemands et polonais, et >100€/MWh en Suède (contre 69€/MWh en France).
- Pour les consommateurs I4, (52€/MWh en moyenne) on note des variations entre 43€/MWh (Espagne) et ~60€/MWh (Allemagne, Pologne) voire 90€/MWh (Suède).
- Ces variations sont moins notables chez les grands consommateurs I5 avec malgré tout un écart de plus de 15€/MWh selon les pays (31€/MWh en Suède contre 48€/MWh en Allemagne, pour une moyenne européenne à 46€/MWh).

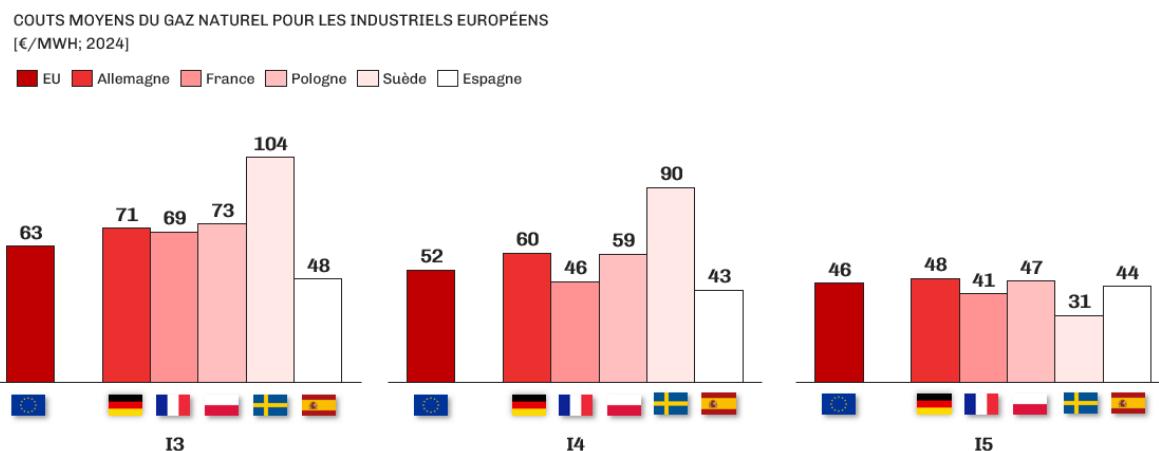


Figure 9 - Prix complet d'achat du gaz naturel en moyenne pour les industriels selon le pays et la catégorie de consommateurs, 2024

Si l'on ajoute le coût lié à l'EU-ETS qui était en moyenne en 2024 à 65 EUR/tCO2e soit ~13 EUR/MWh (attention, tous les industriels ne sont pas soumis à l'EU-ETS I et, pour les entreprises qui y sont soumises, une partie assez large de leurs émissions sont encore couvertes par des distributions ou des stocks de quotas gratuits), on arrive à des niveaux de coûts d'approvisionnement avec lesquels un certain nombre de technologies de chaleur

<sup>17</sup> Cette valeur ainsi que l'ensemble des données historiques de coût d'approvisionnement en gaz naturel fournies dans ce paragraphe sont issues des données Eurostat

<sup>18</sup> Consommation de l'entreprise comprise entre 10 et 100 TJ, soit ~2,8 à 27,8 GWh/an

<sup>19</sup> Consommation comprise entre 1 000 et 4 000 TJ soit entre 278 GWh et 1,1 TWh/an

<sup>20</sup> Hors TVA

renouvelable peuvent être compétitives voire très compétitives. En effet le LCOH<sup>21</sup> des alternatives décarbonées, bien que très variable en fonction des technologies et de certaines conditions locales, peut dans de nombreux cas se situer dans une fourchette entre ~55 et ~90 EUR/MWh (parfois avec des subventions), laissant un espace de compétitivité largement significatif – voir Figure 10 ci-dessous.

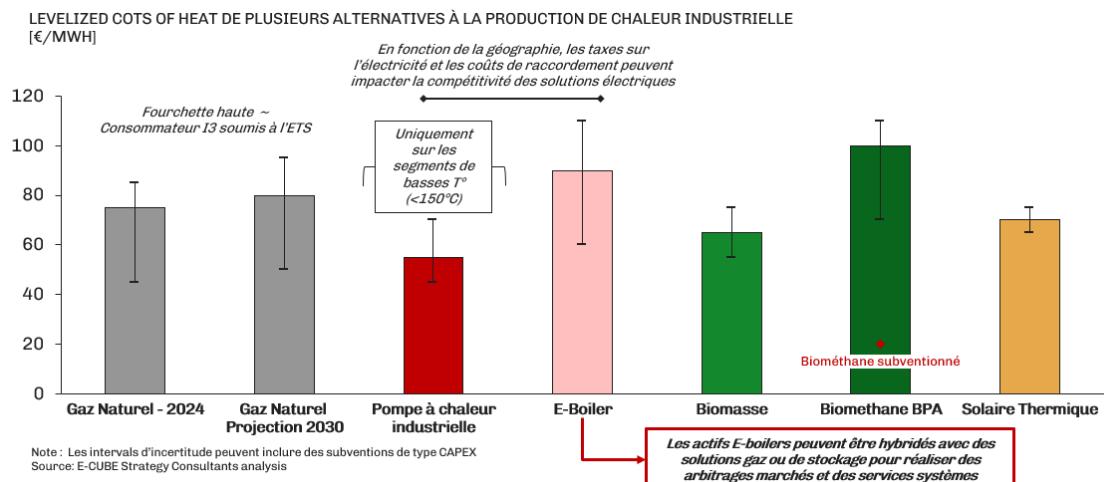


Figure 10 - Fourchette de LCOH pour la chaleur industrielle en fonction des vecteurs énergétiques

Bien entendu, les installations de chaleur bas carbone requérant généralement un engagement de consommation sur le temps long, la compétitivité à un instant « t » ne suffit pas à affirmer la compétitivité de long-terme. Il convient donc d'analyser les projections d'évolution des différents paramètres formant le coût d'approvisionnement en gaz naturel :

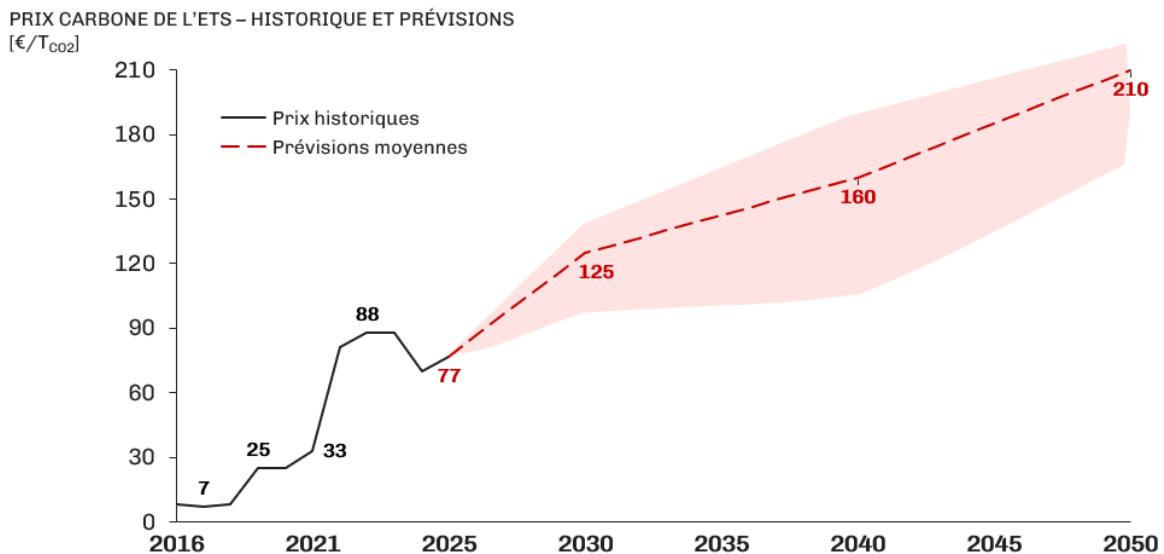
- **Composante « énergie »** : le coût d'approvisionnement de la molécule constitue le principal facteur d'incertitude aujourd'hui. Le prix des marchés de gros en 2025 sont jusqu'à aujourd'hui légèrement plus élevés que les prix moyens sur 2024<sup>22</sup>. Les *futures*, cependant, sont actuellement orientés fortement à la baisse, alimentant la croyance des industriels pour une baisse à venir des prix du gaz : les Cal 29 sont aujourd'hui à 26,3€/MWh au THE et à 23,9€/MWh au PEG soit ~10 à 15€/MWh en dessous des prix actuels. Les projections de prix produites par les brokers spécialisés sont plus contrastées avec, selon les acteurs :
  - Des scénarios centraux variant entre ~30 et 40€/MWh en 2030 et entre 24 et 32€/MWh en 2040
  - Des scénarios hauts variant entre ~45 et ~60€/MWh
  - Des scénarios bas variant entre ~20 et 30€/MWh
    - **En prenant une hypothèse centrale, on aurait donc tendance à retenir une relative stabilité de la composante « molécule » entre aujourd'hui et 2030 (~34€/MWh), puis éventuellement une légère baisse jusqu'à ~28€/MWh en 2040.**
- **Composante « réseau » et taxes nationales** : concernant les autres éléments formant le coût d'approvisionnement pour les consommateurs finaux industriels :

<sup>21</sup> Levelized Cost of Heat, coût moyen de production de la chaleur actualisé sur la durée d'amortissement de l'installation

<sup>22</sup> Analyse des prix moyen Day-ahead et Month-ahead au PEG (France), THE (Allemagne), ZTP (Belgique) et TTF (Pays-Bas)

- La part « réseau » est relativement faible pour les consommateurs industriels : ~2-3€/MWh pour les plus gros consommateurs (I5) et ~6-7€/MWh pour les plus petits consommateurs (I3), sans évolution notable depuis dix ans. A l'avenir, on peut s'attendre à une hausse des coûts globaux du réseau de gaz rapportés aux volumes fournis en raison des trajectoires décroissantes de consommation en Europe ; cependant, cette hausse devrait davantage impacter les consommateurs connectés aux réseaux de distribution qu'au réseau de transport.
  - La part de taxes a connu une forte croissance historique en Europe : +12 à 13%/an en moyenne pour les consommateurs « I3 » et « I4 » et +7%/an en moyenne pour les consommateurs « I5 » sur les 5 dernières années (2019-2024). Les principales composantes sont les taxes de « capacités » (incluant les taxes visant à assurer les réserves stratégiques, assurer la sécurité énergétique et financer le réseau en complément des taxes « réseau ») et les taxes « environnementales » (taxation du carbone). A l'avenir, on peut s'attendre à une poursuite de cette tendance haussière dans un contexte de décarbonation et de gestion des enjeux de sécurité énergétique en Europe (bien que les Etats Membres puissent faire des choix contrastés sur la répartition du poids de cette fiscalité entre différentes catégories de consommateurs).
- Composante « EU-ETS » :
    - Malgré une forte volatilité, le prix du carbone sur le marché « EU-ETS I » est globalement passé d'un « état stable » autour de ~20-25€/tCO2e entre 2018 et 2020, à un nouvel « état stable » autour de 80€/tCO2e (avec des oscillations entre 60 et 100€/tCO2e selon les périodes) depuis 2022. Il pèse aujourd'hui de manière significative sur les entreprises qui y sont soumises, notamment en raison de la réforme structurelle du marché ayant conduit à limiter les stocks de quotas historiquement cumulés par certaines filières, et à réduire progressivement les distributions de quotas gratuits. **A l'horizon 2030, les diverses projections réalisées pour ce marché se situent entre ~100 et 150€/tCO2e, soit ~20 à 30€/MWh** s'ajoutant au prix du gaz naturel. Le tunnel de prix projetés au-delà pour 2040 s'élargit encore pour s'établir dans une fourchette de ~110€/tCO2e (soit une quasi-stabilité sur la décennie 2030 à 20€/MWh) à >200€/tCO2e (soit >40€/MWh) scénario AIE « Net Zero 2050), pour atteindre ~180 à 250€/tCO2e en 2050 – voir Figure 11 - Historique et projections des prix de l'EU-ETS.
      - Si le coût de l'EU-ETS ne pèse pas aujourd'hui de manière égale sur tous les secteurs qui y sont soumis, les plus sensibles aux « fuites de carbone » étant encore largement couverts par des quotas gratuits (les secteurs de la sidérurgie, de la chimie, du ciment et de la chaux, des céramiques et de l'aluminium notamment ont reçu en 2023 autant d'allocations gratuites qu'ils ont générée d'émissions), il devrait être amené à peser de plus en plus à l'avenir avec la mise en place du CBAM et la suppression progressive des quotas gratuits associée à partir de 2026 (la fin totale des quotas gratuits étant encore aujourd'hui planifiée pour 2034, bien que des discussions aient lieu à l'échelle européenne pour retarder cette échéance en lien avec les discussions en cours sur le déploiement du CBAM).

- En complément, la mise en œuvre du marché « EU-ETS II » devrait également impacter les plus petites entreprises aujourd’hui non soumises à l’EU-ETS I. A l’horizon 2030 (si sa mise en œuvre n’est pas décalée selon les discussions en cours) cela pourrait représenter un surcoût de l’ordre de quelques € à ~10€/MWh pour ces consommateurs (prix plafonné à 45€/tCO<sub>2</sub>e jusqu’à 2030). A plus long terme, on pourrait s’attendre à ce que les prix rejoignent progressivement ceux de l’EU-ETS I.



Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, IEA, Bloomberg

*Figure 11 - Historique et projections des prix de l'EU-ETS*

Ainsi, même dans un cas de chute drastique des prix de gros de la molécule de gaz naturel sur les 10 à 15 prochaines années (ce qui ne constitue pas un scénario évident), les différentes composantes haussières du coût d’approvisionnement devraient compenser cet effet pour maintenir à long terme un *business case* pour les solutions bas carbone *a minima* comparable à celui d’aujourd’hui. L’abandon complet des ambitions de décarbonation de l’Europe (renoncement à la mise en œuvre du CBAM, renoncement à la trajectoire EU-ETS I et à la mise en œuvre de l’EU-ETS II) serait le seul cas de figure qui contredirait cette projection.

**Malgré l’existence de business cases pertinents pour les solutions de chaleur bas carbone face au gaz naturel, les industriels ne pourront s’engager qu’avec l’apport d’une visibilité accrue de la part des pouvoirs publics**

L’Europe et les Etats Membres font déjà beaucoup pour soutenir les solutions thermiques bas carbone pour les industriels : subventions (Fonds Chaleur, Appels à Projets DECARB IND ou Grands projets de Décarbonation ou encore financement des études des Zones Industrielles bas carbone en France, ouverture en décembre d’une enchère d’un milliard d’€ en faveur de la chaleur industrielle en Europe dans le cadre de la Banque de Décarbonation, etc.)

Cependant, face à la diversité des contextes techniques et économiques, ces mécanismes de soutien peinent à être calibrés de manière à être pleinement efficaces (soit ils présentent des orientations technologiques, soit les règles de soutien en CAPEX ne sont pas calibrées de manière à générer des TRI acceptables pour les acteurs, etc.) Mais surtout, ces dispositifs ne peuvent pas suffire en eux-mêmes s'ils ne s'accompagnent pas de l'évidence que l'Europe ira au bout de sa transition énergétique (pour la décarbonation et la souveraineté) et fera ce qu'il faut pour supporter ses industries dans ce processus.

Si c'est bien la ligne directrice prise depuis début 2025 avec le Clean Industrial Deal, les signaux contradictoires actuels n'apportent pas cette visibilité : report d'un an de la mise en œuvre de l'ETS II, discussions en cours sur la remise en cause de la trajectoire de baisse des quotas gratuits dans l'ETS I etc.

S'il est trop complexe pour les industriels pris individuellement d'accepter le « risque commodités » avec le niveau d'incertitudes qu'il revêt dans le contexte de marché actuel, ne serait-ce pas aux Etats eux-mêmes de porter ce risque ?

Dans les filières électriques, qui apporteront une partie des besoins thermiques de demain, cela en prend la direction avec des choix assumés de filières technologiques (retour vers le nucléaire de plusieurs pays, mais aussi investissements dans le renforcement des réseaux et les mécanismes de flexibilité). Dans la chaleur, cette « vision globale » assumée par l'Etat n'est pas présente de la même façon. Or elle pourrait se développer, avec, notamment :

- Le choix d'assumer le « risque de commodités » pour le compte de ses industriels (dans le contexte d'une direction politique claire cherchant à se détourner du gaz fossile et à pousser la décarbonation) en s'orientant, par exemple, vers des mécanismes de type « Contrat pour Différence » sur la chaleur bas carbone
- Un rôle accru dans la planification industrielle – par exemple pour développer, là où c'est aujourd'hui peu le cas comme en France, des écosystèmes industriels adaptés à l'accueil de solutions bas carbone « semi-centralisées » (chaleur et électricité nucléaire issue de SMR notamment)

## 4 L'écosystème des acteurs de l'énergie se met en ordre de marche pour accompagner cette transition

Face au champ d'incertitudes et de difficultés auquel font face les acteurs industriels, en complément de la puissance publique, les acteurs du marché ont un rôle crucial à jouer pour permettre la montée en puissance de ces solutions. **La progression de la maturité et de la sophistication des offres pour répondre aux enjeux du secteur est forte ces dernières années malgré un contexte compliqué**, mais un grand potentiel de développement existe encore.

Nous identifions en particulier trois champs d'innovations majeures en cours de maturation sur le marché :

1. Le panel de solutions techniques et technologiques se développe et les acteurs gagnent en flexibilité technologique
2. Les offres incluant des solutions de tiers-financement et de tiers-investissement s'étoffent et gagnent en sophistication
3. Certains acteurs parviennent de manière croissante à organiser des offres globales pour accompagner les industriels à la fois sur les volets stratégiques et opérationnels, sur l'ensemble de leurs problématiques de décarbonation (tous « scopes ») et à l'échelle internationale

### Le panel de solutions techniques et technologiques se développe et les acteurs gagnent en flexibilité technologique

Comme présenté dans le chapitre précédent, le panel de solutions techniques pour apporter des solutions de chaleur bas carbone aux industriels s'est fortement étoffé ces dernières années, et les innovations se poursuivent. De nombreuses startups se développent, souvent initialement avec un prisme technologique fort, par exemple :

- Celsius Energy (FR), Accentra (FR), Lithium de France ou Gaia Energy / Aardyn (NL) dans la géothermie,
- Newheat (FR) ou Azteq Energy (BE) dans le solaire thermique,
- Kyoto (NO), Epyr (FR), Rondo Energy (USA), Kraft Block (ALL) dans le stockage électro-thermique, etc.

Aujourd'hui, l'innovation est essentiellement portée par l'écosystème de startups et la manière d'amener ces nouvelles solutions aux clients finaux est encore en cours de maturation :

- Les grandes ESCOs historiques (ENGIE, Dalkia, Veolia, GreenYellow, Honeywell, etc.) intègrent progressivement ces nouvelles solutions, essentiellement via des acquisitions et/ou des partenariats avec les acteurs spécialisés cités ci-dessus. Les défis liés au déploiement de ces nouvelles offres sont nombreux pour ces acteurs, car ils impliquent des changements structurels importants :
  - En termes d'organisation et de compétences techniques (conception et opération de ces nouvelles technologies, parfois en hybridation avec des solutions fossiles) et commerciales,

- En termes financiers, avec une modification structurelle des modèles d'affaires (développement de contrats avec incitation à la performance énergétique et carbone) et des sources de marge. Là où les entreprises historiquement positionnées sur l'exploitation de chaudières à gaz réalisaient une partie importante de leur marge sur la fourniture « P1 », les sources de rentabilité sont plus complexes et diversifiées dans un portefeuille combinant différentes technologies. A titre d'illustration, la probabilité d'obtenir un contrat « P1 » associé à l'installation d'une PAC sera plus faible, mais la marge associée à l'installation (« P7 ») et au contrat de maintenance (« P2 ») seront plus importants.
- Les nouveaux acteurs technologiques eux-mêmes sont en recherche de leur propre modèle d'accès au marché. Certains, comme Celsius Energy, se positionnant résolument comme fournisseurs de technologie (conception, EPC, mise en œuvre) pour le compte des clients directement ou pour le compte d'ESCOs ou de *Utilities*, d'autres se positionnant comme fournisseurs de chaleur intégrant notamment la brique du financement (ex : Accentra, Newheat). Pour beaucoup d'entre eux, ce positionnement n'est pas totalement arrêté et admet une certaine souplesse en fonction des opportunités, les plaçant alternativement en partenaires technologiques d'ESCOs historiques ou en compétiteurs de ces dernières en fonction des opportunités d'accès au marché et des attentes des clients.

A l'avenir, les solutions « gagnantes » sur le volet technique passeront par :

- **La capacité à s'écartier d'une « coloration technologique » trop forte et à optimiser le mix technologique** en fonction des besoins et du contexte client : comme présenté plus haut, les usages thermiques présentent une grande variété de caractéristiques techniques, et aucune solution technologique ne présente aujourd'hui de « combinaison technico-économique » gagnante « à tous les coups ». Un positionnement « agnostique » technologiquement et la capacité à revendiquer une maîtrise de l'ensemble des solutions bas carbone est donc clé pour un positionnement type ESCO en direct face aux clients.
- Au-delà de la maîtrise de technologies individuelles, **l'internalisation de compétences d'exploitation et d'optimisation des systèmes énergétiques** au sens large. La capacité à piloter un système de production thermique souvent multi-énergies, sans perturbation pour les procédés industriels en aval et de manière performante (optimisation économique et « carbone » du système), constituera un facteur clé de succès sur lequel une entreprise comme Newheat revendique une expertise spécifique, développée à travers de nombreuses années et programmes de R&D. Avec le développement sur le marché des solutions électro-thermiques (chaudières électriques associées ou non à du stockage de chaleur), s'ajoute l'enjeu de maîtrise des marchés de l'électricité et des services systèmes. Ce rapprochement des systèmes électriques et thermique offre également des opportunités aux spécialistes électro-techniques comme Schneider Electric.

### **Les offres incluant des solutions de tiers-financement et de tiers-investissement s'étoffent et gagnent en sophistication**

L'enjeu de l'investissement constitue l'un des véritables nœuds de la décarbonation de la chaleur industrielle, sur lequel le marché est également en train d'innover et de chercher des solutions adéquates, dans un environnement politique et économique mouvant peu facilitateur.

Même lorsque la solution est compétitive économiquement, les équipements de chaleur industrielle constituent des investissements complexes pour les acteurs industriels : les montants sont rapidement importants (plusieurs millions à plusieurs dizaines de millions d'euros) et les temps de retour sur investissement trop longs par rapport aux standards des investissements industriels (>7 ans voire >10 ans, contre un standard typiquement inférieur ou égal à 3 ans).

A l'inverse, les offres en tiers-investissement constituent pour les acteurs de marché cités plus haut, une opportunité de génération de valeur additionnelle. Les fonds d'investissement en infrastructures y voient également une opportunité pour se positionner sur un nouveau marché encore peu adressé.

L'offre se développe donc activement ces dernières années, partant généralement d'actions d'efficacité énergétique mais cherchant à s'étendre sur la chaleur renouvelable présentant des opportunités d'investissement dans de plus gros objets. Le champ concurrentiel est diversifié :

- Chez les *Utilities*, ESCOs et acteurs historiques des services énergétiques, la capacité à déployer du CAPEX en propre est différente d'un acteur à l'autre mais est souvent limitée aux très gros objets (réseaux de chaleur, très grosses biomasses industrielles, etc.) Certaines de ces sociétés, limitées en capacité d'investissement sur leurs bilans, ont créé des plateformes *ad hoc* en s'associant avec des fonds d'investissement :
  - Le modèle s'est notamment beaucoup développé en Amérique du Nord, avec des modèles de partenariats entre énergéticiens et fonds – *Voir Figure 12 12 :*
    - AlphaStruxure, fondé en 2019 entre Schneider Electric et le fonds Carlyle, est l'un des pionniers du modèle mettant notamment en avant son modèle de « micro-grid » électrique autonome<sup>23</sup> à l'échelle d'un site tertiaire ou industriel combinant solutions de production d'électricité sur site (PV), stockage, équipements électrifiés et pilotage intelligent de l'énergie.
    - Schneider Electric a également créé en 2020 GreenStruxure avec ClearGen et Huck Capital sur un modèle similaire mais pour s'adresser à des clients de plus petite taille.
    - Sur des modèles similaires ont ensuite été créés Redaptive (Honeywell) et Viridis (McKinstry et Generate Capital) en 2023.
    - Sofiac est un autre exemple de société canadienne créée en 2020 sur le modèle « energy as a service » en JV entre une société de performance énergétique (Ecoloner) et un fonds d'investissement.

---

<sup>23</sup> Mais relié au réseau

BENCHMARK DES JV ENERGIES DÉVELOPPÉES PAR LES ESCOS AUX ÉTATS-UNIS

ESCO	Schneider Electric	SIEMENS	Johnson Controls	Honeywell	McKinstry
JV dédiée aux solutions d'efficacité énergétique (date de création)	AlphaStruxure 2019	GreenStruxure 2020	CALIBRANT ENERGY 2020	IONICBlue 2021	READAPTIVE 2023
Partenaire financier	CARLYLE	ClearGen <sup>1)</sup> HUCK	MACQUARIE	APOLLO CIB BIC	Participation directe GENERATE
Segments ciblés	Aéroports, Campus, Gros industriels	C&I Secteur public, Petits industriels	-	C&I, tertiaire	Santé, C&I
Taille de projet typique	5 – 15 MW	1 – 5 MW	1 – 5 MW	1 – 5 MW	0.1 – 5 MW
Offre technique	PV sur site	✓	✓	✓	✗
	HVAC	✓	✓	✓	✓
	Chaleur	✓	✓	✗	✗
	BESS	✓	✓	✗	✗
	Eclairage	✓	✓	✓	✓
	Autres <sup>3)</sup>	✓	✓	✓	✓

1) ClearGen a annoncé une enveloppe de \$500m pour investir dans la plateforme GreenStruxure 2) Pas de projets identifiés 3) Energy management, isolations thermiques etc.

Sources: Revue de presse, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 12 12 - Exemples de JV entre ESCOs et fonds d'investissement en Amérique du Nord

- En Europe, ce type d'initiatives est plus récent mais se développe fortement depuis 2024 :
  - Création d'Effiwat entre Equans, la Banque des Territoires et Tikehau fin 2023,
  - Entrée de DWS dans Perfesco (EDF) en 2024,
  - Création de Powesco comme émanation d'Enerlis en 2024 et levée de fonds de 150M€ auprès de White Summit Capital,
  - Entrée de Sofiac sur le marché français accompagnée de levées de fonds (capital de 60M€ investis par Mirova, Ademe Investissement et Fondacion début 2024, complété par une levée de dette de 150M€ auprès de La Banque Postale AM, MUFG et BNP Paribas),
  - Initiative Bluepearl (réseau d'ESCOs spécialisées) avec DWS.
- Parmi les startups développant de nouvelles solutions technologiques, comme présenté plus haut, plusieurs se positionnent sur un modèle « infrastructure », portant les investissements dans des SPVs dédiées (Newheat, Accentra, etc.) Ces modèles d'affaires nécessitent d'importantes capacités d'investissement et en font des plateformes attrayantes pour les fonds infrastructure souhaitant se développer sur le marché.
- Enfin, certains acteurs se développent sur un modèle de pur « fonds d'investissement », comme Kyotherm (levée de fonds auprès d'Infravia Capital Partners fin 2024) en France ou SEEIT (fonds anglais actif sur le marché européen). Sofiac entre également dans cette catégorie sur le marché français.

Les défis sont importants pour permettre une véritable montée en puissance de ces modèles de tiers financement, avec différents types d'avantages compétitifs pour les positionnements cités ci-dessus.

- Le **coût de l'offre de tiers-financement** constitue l'un des principaux défis, en particulier dans le contexte actuel où la démonstration d'une compétitivité de long terme des solutions de chaleur bas carbone face au gaz naturel est délicate. Il reste complexe de trouver les « zones » de marché et les positionnements permettant de faire correspondre les exigences de TRI des investisseurs (souvent de grands fonds infrastructure attendant des TRI de l'ordre de 15%) et les exigences de compétitivité des projets (TRI plutôt autour de ~10%, plus ou moins selon les projets).
- Ces modèles impliquent un **engagement de long terme de la part d'un site industriel**, ce qui constitue un obstacle supplémentaire à la fois du côté de l'acteur industriel lui-même (difficulté à organiser et faire approuver un engagement de 10 à 15 ans) mais également pour des raisons de **gestion du risque de contrepartie** dans la structuration du financement des projets (dépendance à un unique consommateur, dans un contexte de désindustrialisation).
- Selon le positionnement des acteurs, s'ajoutent des défis :
  - Commerciaux : **accès à une clientèle industrielle** pour les acteurs non-techniques (ex : fonds d'investissement) ou historiquement orientés vers des cibles tertiaires ou réseaux de chaleur (ex : Coriance, Idex), capacité à commercialiser des offres globales (lorsque la tâche est confiée à des commerciaux historiquement positionnés sur des offres d'audits, d'installation etc. impliquant des interlocuteurs et des discours commerciaux très différents) ;
  - Techniques et opérationnels : **maîtrise des risques et de la performance des installations**. Ce risque est variable selon le degré d'internalisation des compétences techniques au sein de la structure d'investissement. Pour les « pure players » de l'investissement comme Kyotherm, il implique une forte maîtrise de l'ingénierie contractuelle pour assurer une répartition des risques et de la valeur avec ses partenaires opérationnels.

BENCHMARK DES ACTEURS DU TIERS-FINANCEMENT DE PROJETS DE CHALEUR RENOUVELABLE



Figure 13.13 - Panorama concurrentiel des acteurs du tiers-investissement pour la chaleur industrielle bas carbone

**Certains acteurs parviennent de manière croissante à organiser des offres globales et à l'échelle internationale**

Face aux difficultés organisationnelles, techniques et financières que représentent l'industrialisation d'une démarche de décarbonation à l'échelle d'un industriel multi-activités et multi-géographies, certaines entreprises sont tentées par l'idée de passer des partenariats multinationaux avec de grands acteurs « partenaires globaux de décarbonation ».

Ce type de positionnement est extrêmement prometteur en théorie pour confier à une société experte, disposant des bonnes compétences, la vision d'ensemble pour réaliser la « bascule » de manière véritablement optimisée et accélérée. Il revêt cependant des complexités majeures.

La négociation d'un tel contrat est délicate et nécessairement longue pour trouver des accords. Elle implique de réfléchir avec attention aux points suivants :

- La répartition des risques et les modes de rémunération du partenaire :
  - En fonction de ses différents « niveaux » d'intervention de la stratégie amont (conseil) à la réalisation opérationnelle,
  - Inclusions de KPIs liés à la performance économique et carbone des solutions proposées par rapport à une trajectoire cible : les bénéfices de ce type de partenariats (accélération, gains en qualité et en compétitivité du plan de décarbonation) doivent pouvoir être mesurés et pouvoir constituer un outil d'alignement d'intérêt entre les partenaires afin d'assurer un contrat « sain » et équilibré sur le long terme.
- Le degré de contrôle, les conditions de sortie du partenariat ou de remises en concurrence ponctuelles : dans la même ligne d'assurer un contrat « sain » le client ne doit pas renoncer à ses capacités de contrôle, ce qui peut être une ligne délicate à trouver dans la mesure où il ne dispose pas de l'ensemble des compétences internes pour évaluer la pertinence des options proposées par son partenaire. Ainsi, trouver le bon niveau de remises en concurrences possibles (à certains stades des projets par exemple), négocier en amont les conditions de sorties de tout ou partie du partenariat (propriété du capital intellectuel et des études réalisées en amont par exemple) sont des éléments clés.
- Le périmètre du partenariat, sa progressivité (ex : confier des sites pilotes, tester les partenaires sur une technologie ou un process etc. avant d'élargir ou constituer dès le départ un périmètre très global).
- Le degré de « transfert de compétences » voire la possibilité de « faire ensemble » : à une échelle nationale, le partenariat entre le Groupe La Poste Immobilier et EDF est un exemple intéressant en la matière puisqu'il a mené à la création d'une co-entreprise, Terseren, portant l'approche complète de conception et de réalisation des trajectoires de transition énergétique et de décarbonation du parc immobilier de La Poste Immobilier, avec une vocation future à élargir son offre pour des bénéficiaires tiers.

En pratique, peu d'acteurs ont encore structuré une véritable capacité de proposer ce type d'offres à l'échelle véritablement globale. Si de grosses *Utilities* comme ENGIE (c'est l'ambition portée par ENGIE Impact), Veolia, TotalEnergies etc. disposent de nombreuses « briques » pour offrir des offres complètes, la structuration commerciale (dialogue à haut

niveau avec les dirigeants), contractuelle (comme décrit ci-dessus) et le fonctionnement en interne (faire travailler ensemble des BUs et branches d'activités différentes, développer des outils ad hoc etc.) constituent des défis majeurs que peu ont complètement surmontés.

Schneider Electric constitue certainement l'exemple le plus abouti de ce type d'offres, avec sa branche « Sustainability Business » désormais renommée « SE Advisory Services » portant une offre de conseil et de partenariat global de décarbonation pour de grands comptes industriels (feuilles de route SBTi, conception et déploiement de plans de décarbonation globaux, intermédiation de corporate PPAs, implémentation de solutions de mesure et de pilotage des principaux KPIs énergie et ressources au sein de l'organisation, conseil et accompagnement sur des stratégies « chaîne de valeur / Scope 3 » et de compensation carbone, etc.) permettant à l'entreprise de déployer ses solutions opérationnelles au sein des sites industriels de ses clients. Cette entité s'est construite notamment par des rachats successifs d'équipes de conseil, dont récemment l'entreprise Ecoact. Schneider a développé des partenariats globaux avec des entreprises comme ROCA, Albéa ou Forvia. Un partenariat du même type a également été signé entre Siemens et Heineken début 2024.

## Conclusion

Concilier décarbonation et compétitivité industrielle représente aujourd’hui un défi majeur pour l’industrie européenne, confrontée à un contexte économique, politique et géopolitique incertain. Si les obstacles sont nombreux – volatilité des prix de l’énergie, complexité technique des usages thermiques, incertitudes réglementaires, exigences de rentabilité à court terme – il existe désormais un éventail de solutions technologiques et de modèles économiques capables de répondre à ces enjeux.

Le marché de la chaleur industrielle bas carbone s’est considérablement enrichi : biomasse, récupération de chaleur fatale, électrification (PAC, chaudière électrique), stockage de chaleur, géothermie, solaire thermique, biogaz, petits réacteurs nucléaires... Chacune de ces solutions présente des atouts spécifiques, mais leur pertinence dépend fortement des contextes locaux, des besoins industriels et des évolutions de marché. Les innovations récentes, portées par des startups, des partenariats industriels et de nouveaux modèles de financement, témoignent d’une dynamique de transformation profonde du secteur.

Pour que la décarbonation s’impose durablement, il est essentiel que les politiques publiques offrent une visibilité et une stabilité suffisantes, tout en adaptant les dispositifs de soutien aux réalités industrielles. L’Europe et les États membres doivent poursuivre leurs efforts pour accompagner les industriels, réduire les incertitudes et partager le « risque commodités » lié à la transition énergétique.

Enfin, la réussite de cette transformation passera par la capacité des acteurs à collaborer, à mutualiser les compétences et à structurer des offres globales, intégrant à la fois les dimensions techniques, économiques et organisationnelles. La montée en puissance de solutions de tiers-financement, l’émergence de partenariats globaux et la professionnalisation des offres de décarbonation sont autant de leviers pour accélérer la transition.

**E-CUBE Strategy Consultants** est un cabinet de conseil des Directions Générales exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec l'excellence et l'expérience d'une équipe internationale.

Nos trois domaines d'expertise sont :

- **Energie & Infrastructure** : Accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, acteurs des filières Nouveaux Renouvelables, compagnies pétrolières) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique. Assister les acteurs publics et privés dans l'évaluation ou la définition de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une « nouvelle donne » énergétique et environnementale.
- **Transport** : Accompagner les acteurs publics et privés de la mobilité (automobile, transport routier, ferroviaire, transport aérien, shipping, logistique) dans le cadre de leurs projets stratégiques, réglementaires et opérationnels. Accompagner les leaders de l'industrie et les collectivités dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux du digital et l'essor des nouveaux modèles et usages. Assister les fonds d'investissement dans leurs acquisitions et prises de participation.
- **Stratégie climat & Décarbonation** : Accompagner les acteurs industriels et les groupes tertiaires dans la compréhension des impacts de la transition énergétique et environnementale sur leurs activités et leurs modèles économiques. Soutenir et challenger leur stratégie de décarbonisation (objectifs et feuille de route) et d'adaptation au climat.

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris, Londres, Lausanne et Bruxelles, et des partenaires et affiliés de son réseau E-CUBE Global.

Pour plus d'informations, veuillez visiter [www.e-cube.com](http://www.e-cube.com).

Auteur

Clémence de Pommereau, Associate Partner



PARIS – LONDRES – LAUSANNE – BRUXELLES

CHALEUR INDUSTRIELLE DECARBONÉE ET COMPETITIVE : QUELLES SOLUTIONS  
TECHNIQUES ET MARCHE ?

Novembre 2025

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)

Crédit illustration : *Unsplash*

**Contact**

Clémence de Pommereau, Associate Partner  
clemence.depommereau@e-cube.com