



**Michel Derdevet**  
Président de Confrontations  
Europe



**Briec Hallouet**  
Responsable du Bureau de  
Confrontations Europe à  
Bruxelles

## POUR UN CHANGEMENT DE PARADIGME DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE : QUELLES PISTES D'ÉVOLUTION ?

Depuis l'annonce du Paquet Fit for 55, en juillet 2021, l'Union européenne s'est engagée dans une transformation profonde de son cadre réglementaire pour l'énergie, sur fond d'un effort politique redoublé vers la décarbonation à l'aune des engagements des Accords de Paris en 2015. Se plaçant dans la lignée du Paquet législatif « 3x20 », les travaux de la première Commission Von der Leyen conservent cependant un même écueil, celui d'une transition comme un processus largement piloté d'en haut, avec une forte prime donnée au développement des renouvelables, de l'efficacité énergétique et plus récemment, à l'électrification des usages, ainsi que l'expansion des réseaux. La crise des prix, les tensions d'approvisionnement, les délais de raccordement et la diversité des situations nationales rappellent qu'une transition réussie ne peut simplement se décréter. Elle doit être pensée comme un système, avec trois exigences indissociables : optimisation, décarbonation et résilience.

Cette inflexion est d'autant plus nécessaire que plusieurs textes récents confirment une densification du cadre européen, mais offrent aussi l'image d'une certaine fragmentation des objectifs. Le Paquet sur les réseaux [1], le Paquet gaz/hydrogène adopté en 2024, le futur Plan d'Action [2] pour l'électrification, la Directive (UE) 2023/2413 sur les énergies renouvelables [3], ou encore le futur cadre post-2030 pour les renouvelables composent tous ensemble ambitieux, mais encore trop souvent lu à travers une logique sectorielle plutôt que systémique. Dès lors, l'enjeu n'est certainement pas de ralentir l'action européenne, mais d'en corriger le logiciel.

### **La nécessité de sortir d'une logique trop descendante**

Le premier problème tient à la méthode. La Commission tend à privilégier une vision « top-down », où l'orientation politique précède l'analyse fine des contraintes industrielles, territoriales et technologiques. Or une telle approche est mal adaptée à une transition énergétique qui relève d'une transformation systémique, marquée par de nombreuses interdépendances entre acteurs, infrastructures et niveaux de décision.

Cette manière de faire a sans doute l'avantage d'une plus grande lisibilité institutionnelle et de signaux politiques forts. Cependant, elle devient problématique lorsqu'elle conduit à traiter en silos les différents vecteurs et composants des systèmes énergétiques, ainsi qu'à uniformiser des solutions qui, par nature, devraient rester adaptées aux contextes nationaux et sectoriels. Une gouvernance plus équilibrée devrait au contraire mieux articuler les niveaux européen, national, régional et local, dans le respect du principe de subsidiarité. Les systèmes énergétiques européens ne sont ni homogènes, ni substituables. Ils diffèrent par leur mix, leur niveau d'interconnexion, la structure de leur industrie, la place du nucléaire, le rôle du gaz, la maturité de leurs réseaux et le rythme de leurs investissements. C'est également aux niveaux local et national que se jouent une grande partie des choix concrets de rénovation des bâtiments, de mobilité, de décarbonation des activités industrielles et d'acceptabilité sociale des grands chantiers de la transition, ce qui plaide pour une plus grande capacité d'adaptation des solutions.

C'est précisément ce que révèle le débat sur les réseaux. Le Paquet sur les réseaux, publié en décembre 2025, poursuit un objectif légitime : moderniser, accélérer et mieux planifier des infrastructures devenues essentielles à la décarbonation. L'accent mis sur les délais de permis, de raccordement au réseau, la coordination de la planification et le renforcement de la gouvernance européenne est utile. Toutefois, il ne peut être une réponse isolée des autres enjeux et déséquilibres du système électrique. À force de concentrer l'attention sur les kilomètres de lignes, leur modernisation et leur intégration avec les nouvelles unités de stockage et de production, on risque de sous-estimer les autres leviers : flexibilité, pilotage de la demande, optimisation des actifs existants et surtout l'articulation de ces réseaux avec l'ambition européenne en matière d'électrification des usages, devant faire l'objet d'un autre débat réglementaire.

Cette logique descendante tend aussi à négliger le fait que la résilience dépend largement des capacités d'organisation et de réaction locales, notamment face aux crises climatiques, aux fragilités nouvelles de la transition et aux risques géopolitiques. Or les acteurs locaux, y compris les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), doivent pouvoir contribuer pleinement à l'organisation d'une transition abordable et résiliente, en particulier lorsque des décisions de niveau supérieur affectent directement leurs capacités d'action. Dans cette perspective, la révision du règlement TEN-E gagnerait à promouvoir une approche plus bottom-up, transversale entre vecteurs et ouverte aux acteurs de terrain, afin de mieux associer consommateurs, producteurs, autorités régionales, GRD et GRT. Cela pourrait ainsi se manifester sous la forme d'une "opt-in local" pour les infrastructures et projets concernés, de manière à vérifier qu'une solution imposée au niveau européen ne compromet pas la capacité des territoires à optimiser la dualité coût-décarbonation.

Le Plan d'Action sur l'électrification va dans une direction similaire. La Commission l'a elle-même présenté comme un instrument destiné à accélérer une électrification « cost-effective and system-friendly », ce qui est important car cela signifie que l'électrification ne doit pas être pensée comme un objectif abstrait, mais comme une trajectoire subordonnée à la cohérence du système et à la nécessaire compétitivité des industries « hard-to-abate », destiné à être au cœur de la proposition. C'est précisément là que le débat doit être recentré : électrifier plus ne suffit pas, il faut électrifier mieux. Ce faisant, il importe aussi d'éviter de transformer l'électricité en solution universelle, alors qu'elle demeure, pour certains usages, un vecteur parmi d'autres.

Ainsi, en pratique, l'électrification de certains usages se heurte à des contraintes physiques et économiques significatives, notamment en raison des besoins très élevés en puissance instantanée et des enjeux de flexibilité. À titre d'exemple, l'industrie sidérurgique européenne – en particulier la production d'acier primaire – illustre ces limites : la substitution complète des hauts fourneaux par des procédés électrifiés demeure encore un défi technique avec un besoin de chaleur de l'ordre de 20 MWh par tonne d'acier, loin des besoins des fours à arc électrique, utilisés pour le recyclage de l'acier usagé.

### **Composer avec trois lignes directrices pour une transition crédible**

Face à ces défis et paradoxes de la politique énergétique européenne, trois orientations apparaissent essentielles pour rénover la politique énergétique de l'Union. La première de ces lignes directrices est l'optimisation. Avant d'ajouter de nouvelles couches d'infrastructures, l'Union devrait chercher à mieux utiliser ce qu'elle possède déjà : réseaux, capacités pilotables, interconnexions, flexibilité et infrastructures énergétiques existantes. Or la congestion croissante de certains réseaux électriques, combinée à des écarts de prix de plus en plus marqués entre zones, révèle que le défi n'est pas seulement quantitatif, mais systémique. Lors des épisodes de forte volatilité de 2024-2025, le régulateur européen, l'ACER [4], a ainsi souligné que, sur certains épisodes de stress, les prix « day-ahead » avaient dépassé 230 €/MWh en France tout en atteignant 470 €/MWh en Allemagne et en Pologne, illustrant ici une décorrélation forte des zones de prix lorsque les capacités d'échange et la congestion limitent l'arbitrage entre marchés. À nouveau selon l'ACER [5], ces phénomènes de congestion sur les réseaux européens auraient coûtés près de 4,3 milliards d'euros aux gestionnaires de réseaux de transmission (GRT), entraînant une dégradation du signal-prix.

Dès lors, il ne s'agit plus uniquement d'ajouter des capacités, mais de mieux faire circuler, arbitrer et valoriser l'énergie disponible. Dans ce cadre, le principe d'"energy efficiency first", émis au cœur de la directive (UE) 2023/1791 sur l'efficacité énergétique [6] doit être compris

dans une acception élargie : non seulement comme un impératif de sobriété côté demande, mais aussi comme un critère d'allocation du capital, de planification des réseaux et d'arbitrage entre solutions concurrentes. Optimiser, c'est ainsi réduire les congestions, limiter les coûts de système, atténuer les tensions sur les prix et retarder les investissements lourds lorsque des solutions de flexibilité, de pilotage ou de meilleure coordination peuvent produire un effet plus rapide et moins coûteux.

Cela suppose également de maximiser l'usage des infrastructures existantes, y compris les réseaux gaziers, afin d'éviter des investissements prématurés ou inutiles. Ils représentent un atout souvent sous-estimé, car ils offrent une capacité de transport et de stockage déjà disponible, mobilisable pour accompagner la transition sans repartir de zéro. Pour exemple, l'adaptation des réseaux existants au transport d'hydrogène est estimée comme étant trois fois moins chère que la mise en place de nouveaux gazoducs. Dans le cas du biométhane, particulièrement pertinent pour la décarbonation des activités de chauffage, le coût principal est ici celui du raccordement au réseau gazier, bien en-deçà des coûts qu'engendreraient, par exemple, une transformation complète des réseaux de chauffage urbain. Il représente ainsi un poids financier plus abordable pour les collectivités et les ménages, ces derniers se trouvant dès lors dans une position de plus grande adhésion face aux enjeux locaux de la transition.

La deuxième ligne directrice est la décarbonation. Celle-ci doit rester le cap central, mais sans rigidifier la trajectoire autour d'une seule technologie ou d'un seul vecteur. RED III fixe une ambition élevée de 42,5% pour les renouvelables au sein du mix de consommation finale d'énergie, ce qui est cohérent avec l'objectif climatique européen. Toutefois, la décarbonation de l'économie européenne ne sera pas linéaire. Elle requerra une combinaison de solutions : renouvelables, nucléaire là où les États membres le souhaitent, stockage, électrification ciblée et molécules bas-carbone. En ce sens, la transition doit être organisée comme un portefeuille tenant davantage compte du bouquet énergétique des États Membres et des contraintes nationales et régionales, non comme une doctrine. Or la multiplication des textes récents montre précisément que l'Union entre dans une phase où les instruments se diversifient. Le Paquet gazier de 2024, les instruments de planification de l'électrification et les cadres de soutien à l'efficacité énergétique peuvent converger, à condition d'être articulés dans une logique commune. L'Union éviterait une erreur classique : confondre ambition et exclusivité technologique.

Enfin, la résilience complète ces objectifs clefs dont la prévalence est indispensable dans la construction de la politique énergétique commune. Le choc énergétique de 2021-2022 a montré qu'un système bas-carbone mais vulnérable aux prix, aux importations et aux tensions géopolitiques n'est pas un système soutenable.

La Commission a commencé à intégrer cette dimension, notamment à travers l'adaptation des cadres de marché et les travaux engagés sur la modernisation et la planification des réseaux. Cependant, la résilience ne doit pas être traitée comme une variable annexe : elle doit être l'un des critères de décision majeurs, au même titre que le coût et la réduction du carbone. À l'heure où l'Union se penche sur ses dépendances aux matières premières critiques [7] et au gaz exporté de Russie [8], il convient d'englober cette notion dans une vision systémique. La diversité des solutions, la décentralisation partielle des choix et la complémentarité entre électrons et molécules sont justement des conditions de cette résilience. Autrement dit, il faut penser la transition non seulement en termes de réduction des émissions, mais aussi en termes de robustesse, de continuité et de capacité d'adaptation.

### **Penser la complémentarité énergétique comme une force des systèmes énergétiques**

Dans le débat européen, l'électrification tend parfois à être présentée comme la voie essentielle vers la décarbonation. Cependant, cette lecture est incomplète. Comme le rappellent plusieurs analyses sur les complémentarités énergétiques [9], la transition ne repose pas sur la substitution d'un vecteur par un autre, mais sur leur articulation, ce faisant, sur une meilleure valorisation des spécificités de chacun. L'électricité est appelée à jouer un rôle central dans la décarbonation des usages finaux, cependant le gaz conserve une fonction essentielle de flexibilité, d'équilibrage et, de plus en plus, de décarbonation à travers les gaz renouvelables et bas-carbone.

Cette complémentarité est particulièrement importante pour les secteurs difficiles à électrifier. Certains usages industriels à haute température (sidérurgie, ciment, chimie, verre) ne peuvent pas être convertis rapidement, ni toujours à un coût acceptable, comme en témoigne la filière cimentière, où les barrières technologiques sont encore trop fortes, la capture et le stockage de carbone étant privilégié (projets pilotes de Brevik et Padeswood, respectivement en Norvège et au Pays de Galles). Dès lors, vouloir imposer une trajectoire uniforme reviendrait à ignorer les contraintes physiques, industrielles et économiques de la transition. La question n'est alors pas de savoir s'il faut choisir entre électricité et gaz décarboné, mais comment organiser leur coexistence dans une trajectoire crédible de décarbonation.

Dans cette perspective, le gaz décarboné occupe une place croissante. Le biométhane, l'hydrogène bas-carbone et, à terme, certains carburants de synthèse peuvent contribuer à réduire les émissions tout en s'appuyant, au moins partiellement, sur des infrastructures déjà existantes. Ce faisant, l'Union limite les coûts de transition et valorise des actifs - notamment des réseaux - qui, autrement, risqueraient d'être prématurément déclassés. Les complémentarités énergétiques sont donc aussi un sujet d'efficacité économique et d'allocation optimale du capital.

Elles permettent de concilier la réduction des émissions avec la continuité des services énergétiques, la sécurité d’approvisionnement et l’acceptabilité industrielle.

Cette dimension est d’autant plus importante que l’énergie abordable est redevenue un objectif central de la politique européenne. La hausse des prix observée depuis 2021 a rappelé que la compétitivité de l’industrie européenne dépend autant du niveau absolu des prix que de leur stabilité. Les débats autour du merit order ont montré que le fonctionnement du marché de l’électricité peut amplifier la transmission des coûts du gaz vers l’électricité lorsque les centrales gazières fixent le prix marginal. En pratique, le mécanisme demeure utile pour ordonner la production selon les coûts variables les plus faibles, mais il expose fortement le système aux chocs sur les combustibles fossiles. Dès lors, la combinaison entre davantage d’électricité renouvelable, des capacités pilotables décarbonées, notamment via le nucléaire et des gaz renouvelables apparaît comme un moyen de réduire cette vulnérabilité structurelle.

Les analyses publiées sur l’abordabilité de l’énergie [10] en Europe soulignent ainsi que la transition ne peut être jugée uniquement à l’aune de l’ambition climatique. Elle doit aussi être évaluée au regard de son impact sur les ménages, sur l’industrie et sur les finances publiques. Un système où l’électricité serait appelée à croître rapidement sans intégration suffisante des solutions gazières de transition pourrait accentuer les congestions, accroître les besoins d’investissement réseau et renchérir les coûts de système. Un système plus complémentaire permet justement de mieux répartir les usages entre vecteurs, de lisser les contraintes et de maintenir une trajectoire de prix plus soutenable.

Ainsi, les législations à venir devraient reconnaître plus explicitement que l’électricité et le gaz ne répondent pas aux mêmes fonctions. L’électricité constitue le vecteur privilégié de la décarbonation des usages directement électrifiables. Le gaz, lui, conserve une réelle importance pour certaines applications industrielles, pour la flexibilité du système et pour l’intégration progressive de molécules bas-carbone. Ce faisant, l’Union pourrait éviter une approche trop rigide de la transition et construire un cadre plus pragmatique, dans lequel les vecteurs énergétiques sont évalués dans une vision intégrée et non traités en silos, comme tend encore trop souvent à le faire pas de manière idéologique, mais en fonction de leur contribution respective à l’optimisation, à la décarbonation et à la résilience.

### **Une politique plus intégrée**

Au fond, la Commission doit opérer un « changement de logiciel ». Cela suppose de passer d’une vision prescriptive et sectorielle à une logique d’orchestration des systèmes énergétiques. Les législations successives récentes ne doivent pas être lues comme une succession de textes autonomes, mais comme participant d’une même architecture.

C'est précisément cette architecture qui manque encore trop souvent dans le débat européen : les instruments existent, mais leur hiérarchie, leur articulation et leur finalité commune restent trop souvent insuffisamment considérés.

La Commission pourrait davantage distinguer ce qui relève de l'objectif, de l'instrument et du rythme. L'objectif est la neutralité climatique. L'instrument varie selon les secteurs : réseaux, efficacité, électrification, gaz décarboné, CCUS, stockage, flexibilité, nucléaire, renouvelables. Le véritable enjeu est ici de penser une transition qui combine au mieux optimisation, décarbonation et résilience. Dans cette perspective, l'électricité restera le pilier de la décarbonation, mais d'autres vecteurs, à l'image du gaz décarboné, des réseaux de chaleurs ou de la capture du carbone conservent un rôle stratégique pour les secteurs difficiles à électrifier et pour la stabilité du système. Ainsi, la politique énergétique européenne pourra concilier ambition climatique, sécurité d'approvisionnement et compétitivité industrielle.

## Notes de bas de page

[1] Commission européenne, La Commission propose une modernisation des infrastructures énergétiques de l'Union européenne afin de réduire les factures et de renforcer l'indépendance énergétique, Bruxelles, 2025.

[2] Wolf, André, Priorities for an EU Electrification Action Plan, Centre for European Policy (CEP), 2026.

[3] Commission européenne, Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED III), Journal officiel de l'Union européenne, 2023.

[4] ACER, Progress of EU electricity wholesale market integration - Monitoring Report, 2025

[5] ACER, Transmission capacities for cross-zonal electricity trade and grid congestion management - Monitoring Report, 2025

[6] Commission européenne, Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique, Journal officiel de l'Union européenne, 2023.

[7] Parlement européen / EPRS, Briefing - Circular economy act

[8] Commission européenne, COM(2025) 828 final, Bruxelles, 2025.

[9] Confrontations Europe & Corporate Value Associates (CVA), Les bénéfices des complémentarités énergétiques dans la transition énergétique européenne, Bruxelles, 2023, disponible en ligne.

[10] Es-Sbai, Mohamed ; Béguinet, Christophe ; Percebois, Jacques, Une énergie abordable pour l'Europe : surmonter la crise, réussir la transition, Confrontations Europe, Bruxelles, 2025.