

Policy Brief

La crise des prix de l'énergie et les réponses de l'UE

Le point de vue d'industriAll Europe

Les prix actuellement élevés de l'énergie font partie des plus sérieuses préoccupations d'industriAll European Trade Union. C'est encore plus vrai maintenant que la Russie a lancé une agression militaire contre l'Ukraine, inaugurant ainsi une nouvelle ère de violence et d'incertitude. Les prix élevés de l'énergie ont d'abord une incidence majeure sur le pouvoir d'achat des travailleurs, en particulier les ménages à revenu faible ou moyen. Parmi les citoyens concernés par ces catégories de revenus, le choc des prix a particulièrement frappé les consommateurs sous contrats flexibles, des contrats qui ont permis aux fournisseurs d'énergie de répercuter immédiatement les hausses de prix de l'énergie sur leurs clients.

Ce mélange de volatilité extrême des prix et de contrats individuels expose des millions de citoyens de l'UE au risque de pauvreté et aggrave une précarité déjà omniprésente. De plus, la hausse des prix de l'énergie représente un défi pour les industries européennes et leurs travailleurs. La flambée des prix de l'énergie engendre des défis de compétitivité à court terme, tant sur les marchés européens qu'internationaux. Les industries à forte intensité énergétique, qui emploient près de 8 millions de travailleurs dans l'UE, sont évidemment en première ligne, mais tous les secteurs de l'économie européenne sont touchés. La crise actuelle des prix de l'énergie est donc un double problème pour les travailleurs, car elle menace leurs revenus et pourrait constituer un risque pour leurs emplois.

Les prix de l'énergie sont influencés par d'innombrables facteurs, certains conjoncturels, d'autres plus structurels. Du côté des politiques, plusieurs législations européennes ont une incidence sur les prix de l'énergie. Les directives et réglementations relatives aux marchés de l'énergie encadrent le fonctionnement actuel des marchés européens de l'électricité et du gaz. La législation européenne sur le climat, et en particulier le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE), fixe un prix pour le carbone, qui a une influence sur le prix de l'électricité. Mais de nombreux aspects des prix de l'énergie restent entre les mains des États membres, principalement en matière de fiscalité. De même, bon nombre de gouvernements nationaux ont mis en place un dispositif d'aides d'État pour soutenir les industries à forte intensité énergétique. Les prix de l'énergie sont le résultat d'un ensemble complexe de facteurs en interaction, et il n'existe pas de réponse rapide et facile aux problèmes actuels.

L'objectif de cette policy brief est quadruple. Tout d'abord, faire le point sur la question et les principaux facteurs qui sous-tendent la hausse actuelle des prix de l'énergie. Deuxièmement, examiner les transformations structurelles qui ont façonné le système énergétique de l'UE. Troisièmement, procéder à un état des lieux des réponses politiques européennes à la situation actuelle. Quatrièmement, énumérer les principales revendications d'industriAll Europe face aux hausses actuelles et futures des prix de l'énergie.

1. Crise des prix de l'énergie : le point sur la situation actuelle

Une crise des matières premières...

La hausse observée des prix de l'énergie dans l'UE en 2021 est principalement due aux évolutions des prix sur les marchés européens et internationaux des matières premières. Les prix du gaz, du charbon et du pétrole ont augmenté, tandis que le prix du gaz sur les marchés de gros a atteint des niveaux sans précédent. Les prix « spot » sur les plateformes gazières européennes ont été six fois plus élevés au troisième trimestre 2021 qu'à la même période en 2020. Les hausses de prix record sur les plateformes gazières européennes pendant les mois d'été et d'automne 2021 s'expliquent essentiellement par la contraction de l'offre, les faibles niveaux de stockage, mais aussi par des facteurs liés à la demande mondiale¹.

La reprise économique a stimulé la demande mondiale d'énergie et exacerbé la concurrence internationale en matière d'offre de GNL, ce qui a entraîné une réduction de l'acheminement de GNL en Europe. Alors que la demande était similaire à celle de 2019, l'UE avait à sa disposition en 2021 environ 10 % de gaz net en moins. Jusqu'à présent, l'écart a pu être compensé par les stocks de gaz. En outre, les conditions météorologiques observées l'été dernier, une production d'énergie renouvelable plus faible, un prix du carbone plus élevé, des pannes de pipelines, des opérations de maintenance et une réduction des investissements dans les nouvelles activités de production ont influencé l'évolution des prix du gaz observée dans l'UE au cours du deuxième semestre 2021.

Les tensions géopolitiques liées à la situation en Ukraine ont déjà et pourraient encore exacerber fortement la crise des prix de l'énergie. La Russie est de loin le principal fournisseur de pétrole brut, de gaz naturel et de combustibles fossiles solides de l'UE, et lui trouver un remplaçant pour approvisionner l'UE en énergie serait un défi majeur à court terme. En 2019, 27 % des importations de pétrole brut de l'UE provenaient de Russie (l'Irak étant le deuxième fournisseur avec 9 %), 41 % des importations de gaz naturel de l'UE venaient de Russie (la Norvège occupant la deuxième place avec 16 %), tandis que 47 % des combustibles solides importés étaient russes également (les États-Unis figurant en deuxième position avec 18 %)².

¹ Commission européenne, *Quarterly Report on European Gas Market*, vol. 14, 2022.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_2021_FINAL.pdf,

² <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

À ce stade, il est impossible de savoir dans quelle mesure les opérations militaires actuelles pourraient avoir un impact sur les prix de l'énergie en Europe, mais la forte concentration des importations énergétiques de l'UE rend l'approvisionnement énergétique en Europe extrêmement dépendant de la Russie. Début mars, après une semaine de conflit, le prix du gaz avoisinait les 125 €/MWh (TTF spot - 02.03.2022) avec des pics à 194 €/MWh, alors que les prix du pétrole dépassaient les 110 \$ le baril (Brent 113 \$/baril, WTI 111 \$/baril) contre environ 80 \$ le baril début 2022.

... mais aussi une crise des prix de l'électricité

La crise des prix de l'énergie ne se limite pas au gaz et aux matières premières énergétiques. Les prix de l'électricité sur les marchés européens ont également flambé l'an dernier, « le benchmark européen des coûts de l'énergie s'établissant en moyenne à 105 €/MWh au troisième trimestre 2021, soit 211 % de plus qu'à la même période en 2020, et 164 % de plus qu'à la même période en 2019 »³. La hausse des prix s'est concrétisée avec une intensité variable entre les États membres, les plus fortes hausses de prix annuelles ayant été enregistrées en Irlande (+323 %), au Portugal (+215 %) et en Espagne (+214 %)³.

L'augmentation des prix sur le marché de gros de l'électricité est en grande partie la conséquence directe de l'augmentation des prix des matières premières, les combustibles fossiles demeurant des sources importantes de production d'électricité dans l'UE avec 38,3 % de l'électricité produite en 2019⁴ et 35 % au troisième trimestre 2021³. Il convient de souligner que l'impact de la hausse du prix des matières premières sur l'électricité va au-delà de la part des matières premières associées dans la production d'électricité, puisque le mécanisme de fixation des prix fondé sur le merit order et le coût marginal entraîne l'utilisation de la dernière source de génération comme source de fixation des prix⁵. Cela signifie qu'un mix électrique composé d'une majorité de sources décarbonées, mais nécessitant des sources fossiles pour assurer une partie de son approvisionnement, est également exposé à la hausse du prix de l'électricité fossile⁶.

Le prix du carbone du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE) joue également un rôle dans ce contexte, bien que plus limité. Dans le cadre du SEQE-UE, la grande majorité des centrales électriques doivent payer pour l'intégralité du CO₂ qu'elles émettent. En raison d'une série de facteurs – principalement l'anticipation des besoins futurs de conformité des entreprises dans le cadre du SEQE-UE – le prix du carbone a lui aussi connu une hausse fulgurante en 2021, avec des quotas d'émission 169 % plus chers au troisième trimestre 2021 qu'à la même période en 2020. La hausse des prix du carbone a également contribué à rendre l'électricité plus chère, même si l'impact du prix du gaz est neuf fois plus important⁷. C'est notamment le cas dans les pays dont le mix électrique dépend de sources fossiles. Mais le prix du carbone affecte aussi le prix de l'électricité sur le marché de gros, puisqu'il est intégré dans le mécanisme de fixation du coût marginal.

³ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20Report%20on%20European%20Electricity%20markets%20Q3%202021_v1.2_1.pdf

⁴ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/41488d59-2032-11ec-bd8e-01aa75ed71a1/language-en>

⁵ Voir l'encadré 1 pour plus d'explications

⁶ Voir l'infographie ACER en annexe

⁷ Commission européenne, *Quarterly Report on European Gas Market*, vol. 14, 2022, p.10

On notera ici que l'UE a connu un accroissement significatif de la part du charbon dans sa production d'électricité, malgré un prix du carbone à sommet historique fin 2021⁸. En fait, la hausse du prix du gaz a inversé la bascule du charbon au gaz et, par conséquent, la production à base de lignite au troisième trimestre 2021 a augmenté de 12 % sur base annuelle (plus de 5 TWh), tandis que la production à base de charbon a connu une hausse de 34 % sur base annuelle (ou 12 TWh).

Il est difficile de prévoir comment les prix des matières premières et du carbone interagiront à l'avenir. Mais comme l'UE dépendra massivement de l'électricité pour atteindre la neutralité carbone, optimiser les relations entre le SEQE-UE et le marché de gros de l'électricité sera essentiel sur le plan stratégique. Le maintien de l'électricité fossile comme facteur de fixation des prix n'a pas de sens dans une Europe qui s'appuiera largement sur l'électricité décarbonée pour couvrir ses besoins énergétiques, puisqu'il générerait des coûts supplémentaires inutiles et des bénéfices disproportionnés pour les centrales électriques à faibles coûts marginaux (voir ci-dessous).

2. Crise des prix de l'énergie : défis structurels

La séquence historique dans laquelle nous nous trouvons explique à bien des égards les principaux facteurs à l'origine de la hausse actuelle des prix de l'énergie. La reprise post-pandémie et les tensions géopolitiques sont évidemment responsables de bon nombre des évolutions de prix actuelles. Toutefois, les événements présents, auxquels s'ajoute l'exposition de l'UE à l'évolution des prix des matières premières sur les marchés mondiaux, sont également la conséquence de facteurs à long terme et de choix politiques passés.

Une dépendance structurelle à l'énergie importée

L'UE dépend fortement des importations d'énergie pour répondre à ses besoins énergétiques. En 2019, 61 % de sa consommation brute d'énergie reposait sur des produits énergétiques importés⁹. Il convient de noter que le taux de dépendance énergétique a augmenté au cours des deux dernières décennies. En 2000, l'UE importait en effet l'équivalent de 56 % de ses besoins énergétiques. Cette proportion est encore plus grande pour ce qui concerne spécifiquement les combustibles fossiles. En 2019, 95 % du pétrole brut et des produits pétroliers consommés ont été importés, et 70 % de la houille provenait de l'étranger. La dépendance à l'importation des énergies fossiles s'est elle aussi accrue au cours de la dernière décennie.

Les données disponibles montrent par ailleurs que la part du gaz dans la consommation énergétique de l'UE est en hausse, tandis que sa production domestique diminue. Le gaz représente une source d'énergie essentielle pour l'UE. Il couvrait 23 % des besoins primaires en énergie de l'UE en 2018 (contre 20 % en 2000)¹⁰. La hausse de la part du gaz dans le mix énergétique de l'UE est en partie due à l'agenda climatique et aux efforts associés visant depuis quelques années à réduire/éliminer progressivement la

⁸ L'agression militaire contre l'Ukraine a entraîné une baisse significative du prix du carbone dans le SEQE-UE, avec des quotas avoisinant les 55 € après une semaine de conflit. À ce stade, il est impossible de savoir si cet impact va durer.

⁹ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

¹⁰ Commission européenne, *EU Energy in figures*, 2021.

consommation de charbon. Avec 90 % de sa consommation de gaz importée en 2019 (contre 65 % en 2000), l'UE devient de plus en plus dépendante du gaz importé. Par conséquent, l'UE est particulièrement vulnérable à la volatilité des prix sur les marchés mondiaux. En tant que preneur de prix, l'UE ne peut à court terme qu'atténuer l'impact de cette volatilité et ce, par le biais du stockage, de la diversification de l'approvisionnement et de la politique d'achat.

Hausse des besoins en électricité décarbonée

L'UE aura massivement besoin d'électricité décarbonée pour atteindre la neutralité carbone. L'électrification directe de certaines industries à forte intensité énergétique, la production d'hydrogène et d'autres combustibles et gaz produits à partir d'électricité, la décarbonation du transport routier, ainsi que le chauffage et le refroidissement des bâtiments nécessiteront d'importants volumes d'électricité décarbonée. Ces besoins supplémentaires viendront s'ajouter aux besoins supplémentaires en électricité induits par la transition numérique et les infrastructures associées. Selon les estimations de la Commission européenne, l'électricité deviendra le vecteur énergétique dominant et sa part dans la consommation finale d'énergie passera de 22 % en 2015 à 29 % en 2030, pour varier entre 41 et 53 % en 2050, selon les scénarios envisagés¹¹.

Le premier défi sera d'assurer une production suffisante pour satisfaire une demande croissante, compte tenu que cette production croissante devra être décarbonée. La Commission européenne prévoit une augmentation de la demande finale d'électricité de 11 à 13 % entre 2015 et 2030, et d'environ 40 % entre 2015 et 2050.¹² D'après Eurelectric, en raison de l'utilisation massive d'électricité dans tous les secteurs, la consommation de l'UE passera de 2,9k TWh en 2015 à 4,8-6,0k TWh en 2050, selon le scénario envisagé¹³. L'ENTSOE, l'association représentant les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, prévoit pour l'UE (+Royaume-Uni) une demande globale d'électricité équivalente à 4,3k TWh¹⁴ en 2050. Même si l'ampleur de la consommation prévue nous invite à clarifier davantage les besoins futurs en électricité de l'UE, toutes les études disponibles indiquent une augmentation significative de la demande dans les décennies à venir.

Une part importante de ces besoins supplémentaires en électricité sera satisfaite par des sources d'énergie renouvelable¹⁵. Dans son paquet « Ajustement à l'objectif 55 », la Commission européenne a proposé d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie de l'UE à 40 % d'ici 2030 (contre 19 % en 2019). Dans l'analyse d'impact de la Commission européenne qui accompagne la proposition de relever l'objectif de réduction des émissions à -55 % pour 2030, atteindre 40 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie équivaldrait à produire 60 à 70 % de l'électricité de

¹¹ https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf (p.72)

¹² Commission européenne, « *Accroître les ambitions de l'Europe en matière de climat pour 2030 ; Investir dans un avenir climatiquement neutre pour tous* » https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF

¹³ <https://cdn.eurelectric.org/media/3172/decarbonisation-pathways-electrification-part-study-results-h-AD171CCC.pdf>

¹⁴ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/scenario-results/>

¹⁵ Selon les estimations de la Commission européenne, la part du nucléaire dans le mix électrique est relativement stable jusqu'en 2035, mais la capacité nucléaire augmente légèrement au-delà de 2035 (cf. l'analyse d'impact 2030, p. 58)

l'UE à partir de sources renouvelables¹⁶. Selon les groupes industriels, cela implique que la capacité éolienne de l'UE devrait être de 452 GW d'ici 2030 (374 GW onshore et 79 GW offshore). Cela équivaut à presque tripler les 179 GW installés aujourd'hui, et à 90 GW de plus que ce que les 27 États membres avaient promis dans leurs plans nationaux Énergie et Climat à l'horizon 2030¹⁷.

De même, l'objectif proposé pour les énergies renouvelables entraînerait l'installation de 660 GW d'énergie solaire d'ici la fin de cette décennie – ce qui représente 58 GW installés chaque année – alors que la capacité totale d'énergie solaire installée était de 137,2 GW en 2020¹⁸. Un tel boom générera des opportunités d'emploi dans les chaînes d'approvisionnement, mais il ne faut pas sous-estimer le défi que représente l'embauche de main-d'œuvre qualifiée¹⁹. La réalisation de ces objectifs nécessitera des solutions pour surmonter les difficultés majeures rencontrées sur le plan financier, réglementaire et technique, tandis que l'acceptation de projets d'énergies renouvelables au niveau local ne doit pas être considérée comme acquise. Assurer l'approvisionnement abordable en matières premières critiques, telles que le lithium, le cobalt et les terres rares, qui sont des composants essentiels de nombreuses technologies utilisées par les énergies renouvelables, représentera aussi une tâche considérable. La guerre en Ukraine a eu un impact immédiat sur les prix de nombreuses matières premières, Reuters faisant état de hausses de prix sans précédent²⁰.

L'ampleur du défi qui nous attend quant à notre futur système électrique semble encore plus vaste au vu des annonces récentes de plusieurs États membres qui ont programmé le démantèlement d'importantes capacités de production, notamment dans le cadre des plans nationaux de sortie du charbon ou du nucléaire. D'ici 2030-35, 110 GW d'électricité pilotable seront retirés du réseau²¹. Sur cette base, France Stratégie a analysé les plans disponibles publiés par les régulateurs nationaux de l'énergie, et cet exercice montre qu'à partir de 2030, voire plus tôt, les installations pilotables ne seront pas en mesure de faire face à la demande de pointe moyenne²². On s'attend à l'émergence d'un système électrique européen constitué de mix nationaux, incapables de satisfaire les besoins propres des pays respectifs et comptant de plus en plus sur l'électricité importée et les interconnexions, le stockage, ainsi que sur la réponse à la demande, surtout en périodes de pic de consommation.

¹⁶ Commission européenne, « *Accroître les ambitions de l'Europe en matière de climat pour 2030 : Investir dans un avenir climatiquement neutre pour tous* » https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

¹⁷ Wind Europe, *Securing the course towards climate neutrality*, septembre 2021. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20210930-WindEurope-Setting-the-course-towards-climate-neutrality-fit-for-55-position-paper.pdf>

¹⁸ <https://electrification-alliance.eu/articles/solar-will-emerge-from-the-fit-for-55-as-one-of-the-eus-primary-energy-sources/>

¹⁹ <https://www.etui.org/publications/employment-effects-renewable-energy-transition-electricity-sector>

²⁰ <https://www.reuters.com/markets/europe/commodities-gold-above-2000-safe-haven-appeal-nickel-up-over-20-2022-03-07/>

²¹ Elia, *Étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique pour la période 2020-2030*, juin 2019.

²² France Stratégie, *Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à l'horizon 2030 ?* Note d'analyse n° 99, janvier 2021.

Vers un système électrique décentralisé basé sur des sources intermittentes

Cette transformation profonde et rapide s'accompagne d'une révision de ce que signifie la « sécurité d'approvisionnement ». Les systèmes électriques reposant de plus en plus sur des sources intermittentes, l'équilibre entre l'offre et la demande nécessite une mobilisation de capacités flexibles supplémentaires, en mesure de combler le déficit énergétique lorsque la production d'énergies renouvelables est trop faible pour répondre à la demande. Il est nécessaire en outre d'utiliser des options de stockage, à la fois en cas de surplus ou de pénurie de production d'électricité. Les options de stockage à grande échelle (Power-to-X ou hydro) et les installations décentralisées de plus petite taille (batteries) ont un rôle à jouer pour équilibrer le système. Les mesures de réponse à la demande concernent également les consommateurs qui adaptent leur consommation à l'approvisionnement en électricité. Grâce à des compteurs intelligents, les ménages et les PME peuvent, dans une certaine mesure, adapter leur consommation aux variations de production d'électricité intra-journalières, tandis que les grands consommateurs industriels bénéficient de contrats organisant la possibilité d'interruptions d'électricité contre une compensation financière.

Les nouvelles sources renouvelables, les sources de production flexibles, les nouvelles installations de stockage, le développement des mesures de réponse à la demande, le « Power-to-Gas » et la nécessité d'augmenter les flux d'énergie transfrontaliers à travers l'Europe sont des évolutions qui requièrent des investissements massifs dans les infrastructures électriques. Selon l'ENTSOE, « en plus des 35 GW de renforcement déjà bien avancé des capacités de transport transfrontalier prévu d'ici 2025, "l'étude des besoins vis-à-vis du système" constate que 50 GW seraient rentables entre 2025 et 2030, et 43 GW supplémentaires d'ici 2040. Investir 1,3 milliard €/an entre 2025 et 2030 se traduit par une diminution des coûts de production de 4 milliards €/an, tandis qu'investir 3,4 milliards €/an entre 2025 et 2040 réduit les coûts de production de 10 milliards €/an »²³.

Au-delà des besoins d'investissement dans le réseau électrique, il convient de rappeler ici qu'atteindre l'objectif de réduction des émissions de l'UE d'ici 2030 sera un défi d'investissement majeur. Selon les estimations de la Commission européenne, atteindre -55 % nécessiterait 438 milliards d'euros d'investissements annuels supplémentaires, soit l'équivalent de 2,7 à 3 % du PIB²⁴. De même, l'Agence internationale de l'énergie a récemment averti que « l'investissement dans l'énergie propre [...] reste bien en deçà de ce qui est nécessaire pour répondre de manière durable à la demande croissante de services énergétiques. Il faudrait le tripler d'ici 2030 pour mettre le monde sur la voie d'une trajectoire compatible avec une limitation du réchauffement climatique à 1,5° C »²⁵.

²³ Voir ENTSOE, *Completing the Map. Power Systems needs in 2030 and 2040*, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_loSN_Main-Report_2108.pdf

²⁴ Commission européenne, *Analyse d'impact approfondie accompagnant la communication « Accroître les ambitions de l'Europe en matière de climat pour 2030 ; Investir dans un avenir climatiquement neutre pour tous »* <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176>

²⁵ <https://www.iea.org/commentaries/europe-and-the-world-need-to-draw-the-right-lessons-from-today-s-natural-gas-crisis>

Un seul marché européen de l'énergie avec 27 mix énergétiques

La réalisation dans l'UE du marché unique de l'énergie est l'objectif clé des différents paquets gaziers et électriques adoptés par l'UE depuis 1996 pour harmoniser et libéraliser le secteur énergétique. Par ailleurs, plusieurs politiques ont conduit au développement d'infrastructures énergétiques européennes. Par exemple, la politique européenne des réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E) a contribué à la mise en place d'une infrastructure énergétique reliant les États membres, via le financement de projets d'intérêt commun (PIC) et de projets prioritaires parmi les réseaux transeuropéens d'électricité et de gaz. En conséquence, les marchés européens du gaz et de l'électricité sont désormais respectivement profondément interconnectés. Les molécules de gaz et les électrons traversent les frontières par le biais de réseaux d'infrastructures qui relient les régions et les pays européens, ce qui les rend profondément interdépendants en termes d'énergie, bien que l'absence d'interconnexions soit l'un des défis des pays périphériques comme la péninsule ibérique.

Pour faire face au risque de fragmentation réglementaire au sein du système énergétique européen, l'UE a créé l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER est chargée d'assurer la coopération entre les autorités réglementaires nationales et de surveiller le développement du réseau et les marchés internes de l'électricité et du gaz. Le rôle de l'ACER dans la supervision du marché de gros et la gestion des infrastructures transfrontalières a été renforcé en 2019. En outre, deux structures de coopération pour les gestionnaires européens des réseaux de transport (ENTSO) ont été créées : l'une pour le gaz (ENTSO-G) et l'autre pour l'électricité (ENTSO-E). Des centres de coopération régionaux ont également été mis en place par le Règlement de 2019 sur le marché intérieur de l'électricité afin de faciliter les systèmes transfrontaliers au niveau régional.

Malgré la profonde interdépendance évidente des États membres en matière d'énergie et le développement d'infrastructures et de règles de marché communes, le Traité sur le fonctionnement de l'UE considère toujours le mix énergétique comme une compétence nationale. L'article 194 énonce clairement que « *les mesures n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique* ». Le système énergétique européen permet aux États membres de décider de leur propre stratégie de politique énergétique, à condition de respecter la législation de l'UE, tout en mettant en place des politiques visant à rendre les systèmes énergétiques nationaux interdépendants. Cela pourrait aussi amener des problèmes d'approvisionnement en électricité si un nombre significatif d'États membres dépendent des importations sans toutefois davantage coordonner les politiques énergétiques nationales.

Mécanismes de fixation des prix par le marché

La libéralisation des systèmes européens de gaz et d'électricité a conduit à une situation où les règles du marché fixent les prix sur les marchés de gros. Selon le Règlement UE de 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la promotion des marchés à court terme et de la valorisation de la rareté sur le marché de gros semble encore plus essentielle dans un système électrique où la part des sources variables sera nécessaire : « *Une fixation efficace de la valorisation de la rareté encouragera les acteurs du marché à réagir aux signaux du marché et à être disponibles lorsque les besoins du marché sont les plus urgents, et*

leur assurera de couvrir leurs coûts sur le marché de gros. Il est donc essentiel de veiller à ce que les plafonds tarifaires administratifs et implicites soient supprimés de manière à ce que la valorisation de la rareté puisse être établie. Lorsqu'ils font partie intégrante de la structure du marché, les marchés à court terme et le prix de la rareté contribuent au retrait d'autres mesures de nature à fausser le marché, telles que les mécanismes de capacité, aux fins de la sécurité d'approvisionnement »²⁶. Exposer les marchés européens de gros de l'énergie à l'équilibre aléatoire entre l'offre et la demande est vraiment au cœur de la stratégie énergétique de l'UE.

Dans le Règlement sur l'électricité de 2019, le seul instrument spécifique utilisé pour faire face à la volatilité des prix et à ses conséquences est la couverture à long terme : *« pour permettre aux acteurs du marché d'être protégés, sur la base du marché, contre les risques liés à la volatilité des prix, et d'atténuer les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, les produits de couverture à long terme sont négociables au sein de bourses de manière transparente et des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme sont négociables de gré à gré, pour autant que soit respecté le droit de l'Union en matière de concurrence »²⁷.*

La Directive de 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité rappelle que les États membres sont autorisés à imposer des obligations de service public aux entreprises d'électricité lorsqu'elles poursuivent des objectifs d'intérêt économique général²⁸. Cela inclut les interventions publiques dans la fixation des prix de fourniture d'électricité, qui sont toutefois soumises à des conditions spécifiques définies par la Directive²⁹. La fixation des prix pour la fourniture d'électricité ne peut intervenir que dans des circonstances bien définies, telles que des contraintes d'approvisionnement responsables de hausses de prix significatives, et pour cibler des bénéficiaires clairement identifiés, et elle doit être limitée dans le temps. Même sur le marché de détail, la fixation des prix en fonction du marché est la règle et les prix réglementés ne peuvent être qu'une exception temporaire, ciblée et proportionnée. Dans son article 28, la Directive établit également une obligation pour les États membres de protéger les consommateurs vulnérables par des « mesures adéquates », tandis que l'article 29 impose aux États membres d'évaluer et de surveiller la précarité énergétique.

Les consommateurs finaux achètent de l'énergie à des fournisseurs (pouvant produire ou importer de l'énergie) sur la base de contrats d'achat. Pour les industries électro-intensives, les contrats à long terme constituent une pratique habituelle. Ainsi, des contrats d'achat d'électricité (PPA) garantissent un volume d'énergie fournie à un prix fixe, généralement pendant 10 à 15 ans³⁰. Pour les plus petits consommateurs, les fournisseurs proposent des contrats à prix fixe (2-3 ans) ou des « contrats d'électricité à tarification dynamique ». Si la Directive de 2019 impose aux États membres de s'assurer que les consommateurs finaux ont accès aux « contrats à tarification dynamique », elle ne contient aucune obligation de garantir

²⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=DA> (considérant 24)

²⁷ *Idem*, art 3 (o).

²⁸ DIRECTIVE (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, art. 9. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=FR>

²⁹ *Idem*, art. 5 §3-5.

³⁰ Les PPA sont également un moyen soutenu par l'UE de mobiliser des investissements pour développer davantage l'énergie renouvelable en Europe.

l'accès aux contrats à prix fixe. En conséquence, dans le contexte actuel de volatilité sur le marché de gros, certains fournisseurs d'énergie ne proposent que des contrats flexibles à leurs petits consommateurs³¹. En raison de la prévalence des arrangements contractuels à court terme et flexibles pour les petits consommateurs, les ménages et les PME sont donc plus exposés que les grands consommateurs à la volatilité des prix de l'énergie.

Les factures d'énergie dépendent également de régimes fiscaux qui sont, dans une large mesure, déterminés au niveau national. Les factures comprennent l'énergie utilisée, mais également les sommes dues aux autres acteurs de la chaîne d'approvisionnement énergétique, à savoir les coûts d'utilisation des réseaux et diverses taxes. La part des coûts de réseau et de la fiscalité sur les factures finales d'énergie atténue l'impact pour les consommateurs finaux de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros. Elle rend également la situation différente d'un État membre à l'autre, malgré les efforts déployés pour harmoniser les régimes de taxation de l'énergie (par le biais de la Directive sur la taxation de l'énergie). Cela signifie par ailleurs que certains leviers servant à amortir la crise actuelle des prix de l'énergie sont entre les mains des États membres plutôt que dans celles des institutions européennes.

Une chaîne d'approvisionnement énergétique fragmentée où le risque est supporté par les consommateurs finaux

La libéralisation du marché européen de l'énergie a entraîné une scission des tâches dans la chaîne d'approvisionnement énergétique et une rupture de son intégration verticale. Pour citer le troisième paquet Énergie de l'UE, le « unbundling » doit entraîner une scission entre l'approvisionnement et la production d'énergie, d'une part, et l'exploitation des réseaux de transport, d'autre part.

Gardant à l'esprit que l'évolution des prix des matières premières dépend des marchés mondiaux et qu'une série de compétences reste entre les mains des États membres (p. ex. : service universel, obligations de service public, fiscalité, tarification des coûts de réseau), garantir la cohérence entre les règles définies à différents niveaux politiques est important sur le plan stratégique. Des incohérences entre ces règles peuvent exposer une partie des chaînes de valeur énergétique à des contraintes financières difficilement surmontables qui affectent les salariés via des mesures de réduction des coûts, ou entraînent des risques d'insolvabilité. Ceci est particulièrement vrai pour les entreprises de transport, stockage ou distribution d'énergie qui pourraient se retrouver coincées entre les prix des électrons ou des molécules qu'elles ne contrôlent pas, alors que leurs revenus sont influencés – et parfois imposés – par les autorités nationales.

Les fournisseurs d'énergie sont également exposés à une série de risques majeurs, tels que l'absence de paiement par les consommateurs finaux, la nécessité de couvrir une partie de leurs obligations d'approvisionnement en achetant sur le marché spot à des prix bien plus élevés que prévu, ou le besoin de recourir au marché de l'équilibrage, lui aussi touché par la hausse des prix. La fragmentation de la chaîne d'approvisionnement énergétique empêche les parties dégageant des bénéfices d'absorber les risques financiers d'autres parties. Lorsque les fournisseurs rencontrent des problèmes de liquidité, soit

³¹ À titre d'exemple, en Belgique, ENECO, le troisième fournisseur d'énergie, annonce la fin des contrats fixes <https://www.lesoir.be/416222/article/2022-01-05/energie-eneco-arrete-les-contrats-fixes-en-belgique>.

ils les répercutent sur les consommateurs finaux en modifiant les contrats ou les tarifs – tout en respectant les règles de protection des consommateurs – soit ils se retrouvent en situation d'insolvabilité³², et les clients finaux doivent négocier un contrat avec un autre fournisseur aux conditions fixées par le marché.

Pour l'instant, les conditions de marché sont souvent pires que ce que proposent les contrats à prix fixe. Cette exposition accrue des consommateurs finaux peut être considérée comme la conséquence d'un modèle économique basé sur une concurrence dérégulée, où les fournisseurs attirent les consommateurs avec des conditions à bas coût qui, en cas de flambée des prix sur le marché de gros, produisent dans la réalité des factures d'énergie impayables.

Une chaîne d'approvisionnement énergétique fragmentée avec des bénéfiques concentrés

Si certaines parties de la chaîne d'approvisionnement énergétique ont été confrontées à des situations difficiles, d'autres ont enregistré des bénéfiques substantiels, ce qui soulève la question de possibles bénéfiques exceptionnels dans le cas où certaines entreprises ont profité de prix de vente bien plus élevés alors que leurs coûts sont restés identiques. En raison de la complexité de la chaîne d'approvisionnement énergétique et de la diversité parmi les États membres, évaluer la situation s'avère extrêmement complexe et il faudra du temps pour y voir clair au niveau européen (voir ci-dessous). Toutefois, les évaluations existantes effectuées par les régulateurs nationaux nous permettent d'identifier où se situent les bénéfiques exceptionnels potentiels. Le régulateur belge, la CREG, a récemment publié un rapport évaluant les bénéfiques excessifs réalisés tout au long de la chaîne d'approvisionnement énergétique³³. Il montre clairement que les principaux bénéficiaires de la crise actuelle des prix de l'énergie ont été des producteurs de gaz tels que Gazprom³⁴, Equinor³⁵, Total Energies³⁶ et BP³⁷.

Des bénéfiques excessifs pourraient également être dégagés dans d'autres parties de la chaîne d'approvisionnement (traders, centrales au gaz, centrales nucléaires, marchés du CO₂), mais dans une bien moindre mesure, et en gardant à l'esprit que les situations diffèrent selon les États membres. En ce qui concerne les infrastructures de transport d'énergie, la situation financière des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) est suivie de près par les régulateurs nationaux de l'énergie, et les bénéfiques excessifs seront pris en compte pour le calcul des coûts de réseau dans les futurs contrats. Plus récemment, certains

³² Au Royaume-Uni, 19 fournisseurs d'énergie ont fait faillite entre août et novembre 2021, impactant 2 millions de clients <https://www.bbc.co.uk/news/business-59137440>

³³ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2336FR.pdf>

³⁴ La performance de Gazprom pour « l'exercice 2021 a atteint un niveau record, avec des revenus allant jusqu'à 3,068 mille milliards de roubles pour l'exercice 2021, en hausse de 53,5 % en glissement annuel. L'EBITDA1 ajusté (bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissements) a atteint 986,1 milliards de roubles, soit une double augmentation par rapport à l'année précédente » https://ir.gazprom-neft.com/news-and-events/news/2022/gazprom_neft_s_2021_net_profit_reached_an_all_time_high_5748758/

³⁵ Equinor a publié un bénéfice ajusté après impôts de 10,0 milliards USD pour l'ensemble de l'année 2021. <https://www.equinor.com/en/news/fourth-quarter-2021-results-and-capital-markets-update-2022.html>

³⁶ En 2021, la société a généré un flux de trésorerie de 30,7 milliards USD, en hausse de 13 milliards par rapport à 2020, et un EBITDA ajusté de 42,3 milliards USD <https://totalenergies.com/system/files/documents/2022-02/4Q21-Results.pdf>

³⁷ En 2021, BP annonce un EBITDA de 30,8 milliards USD (contre 19 en 2020) <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/fourth-quarter-2021-results.html>

experts ont épinglé les possibles bénéfices exceptionnels réalisés par les producteurs d'électricité recourant à des sources d'énergie renouvelable³⁸.

3. Crise des prix de l'énergie : le point sur ce qui est fait

Exemple d'initiatives des États membres

Pour commencer, il faut rappeler que la facture énergétique se compose de trois volets répartis en moyenne comme suit : impôts et taxes (35 %), réseau (30 %), énergie (35 %). Si les gouvernements nationaux ont peu d'influence sur les prix de l'énergie, les taxes et les coûts de réseau peuvent être influencés par les politiques qu'ils mettent en œuvre. À ce stade, il manque encore une liste complète des mesures mises en œuvre par les 27 États membres de l'UE pour amortir la crise des prix de l'énergie, mais la boîte à outils de l'UE (voir ci-dessous) a déjà permis d'identifier une série de mesures que les gouvernements nationaux peuvent adopter.

Les gouvernements nationaux peuvent prendre des mesures pour soutenir directement les consommateurs finaux. Des réductions temporaires de TVA sur l'électricité ont été décidées dans des pays comme la Belgique ou l'Espagne. En Allemagne, le gouvernement précédent avait décidé de baisser la surtaxe sur l'électricité renouvelable de près de 43 %. En France, la « *taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité* » (TICFE) passera de 22,5 €/MWh à 1 €/MWh pour les ménages et à 0,50 ct/MWh pour les entreprises³⁹. Le gouvernement italien a suspendu jusqu'à fin 2021 la taxe sur les coûts d'infrastructure énergétique. La Grèce a décidé d'autoriser une prime de 30 €/MWh pour les 300 premiers kWh consommés. La Belgique proposera un chèque énergie unique de 100 euros pour les ménages. La France a pris une décision similaire en décembre, ciblant les ménages vulnérables, qui a profité à 5,8 millions de foyers⁴⁰.

Les gouvernements nationaux ont mis en œuvre un autre ensemble de mesures en ciblant spécifiquement les ménages vulnérables. En Belgique, les tarifs sociaux de l'énergie ont été prolongés jusqu'à la fin du deuxième trimestre 2022. Le Portugal et la Grèce ont envisagé des mesures similaires.

Les gouvernements nationaux ont également eu recours à la possibilité de réguler les prix. L'Espagne a limité la hausse des tarifs de dernier recours à 5 % par rapport à une hausse initiale de 40 %. La France a mis en place un « bouclier tarifaire » pour l'énergie afin de limiter la hausse des tarifs réglementés à 4 % en 2022, une mesure fondée sur la réduction de la TICFE mentionnée ci-dessus, ainsi que sur l'obligation pour EDF d'augmenter le volume d'électricité vendu à ses concurrents en dessous du prix du marché⁴¹.

³⁸ <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/high-electricity-prices-renewables-and-windfall-profits-all-paid-for-by-eu-citizens/>

³⁹ Une mesure similaire a été mise en place pour la taxation du gaz.

⁴⁰ <https://www.gouvernement.fr/actualite/hausse-du-gaz-et-de-l-electricite-une-aide-de-100-eu-pour-aider-les-menages-modestes>

⁴¹ <https://www.service-public.fr/particuliers/actualites/A15480>

Le Portugal et le Luxembourg ont investi dans des mesures visant à réduire la consommation finale d'énergie par les consommateurs, notamment grâce à un meilleur financement des rénovations de bâtiments.

La Grèce a également envisagé une réforme réglementaire dans le but de mieux protéger les consommateurs.

Le gouvernement espagnol a lui aussi mis en place des mesures pour capter les bénéfices excessifs dégagés par la production hydroélectrique et nucléaire, et a décidé de plafonner les hausses des prix du gaz.

Des recettes supplémentaires générées par la tarification sur le carbone en provenance du SEQUE-UE ou de programmes nationaux permettront également aux États membres de financer d'autres mesures pour atténuer l'impact de la crise des prix de l'énergie sur la facture énergétique des ménages.

Il est difficile de tirer des conclusions valables à partir d'une telle présentation fragmentée, mais celle-ci illustre le panel de mesures que les États membres utilisent actuellement pour apporter des solutions à l'urgence sociale liée à la hausse des prix de l'énergie. Si les réductions d'impôts, les chèques énergie ou les tarifs réglementés peuvent jouer un rôle important à court terme, des mesures plus structurelles seront évidemment nécessaires pour s'attaquer aux causes principales de la crise actuelle des prix de l'énergie.

Mesures de l'UE pour atténuer la crise des prix de l'énergie

L'UE a récemment publié une boîte à outils destinée à lutter contre les prix de l'énergie. Ce document énumère les initiatives que les États membres peuvent mettre en œuvre dans le cadre des règles de l'UE en matière d'énergie et de marché unique. Les mesures de compensation et le soutien direct aux utilisateurs finaux en situation de précarité, les mesures de protection contre les coupures, les réductions fiscales, la réforme des régimes de soutien aux énergies renouvelables et la fourniture d'aides d'État aux entreprises et aux industries comptent parmi les principales recommandations aux États membres.

La Commission européenne enquête également sur les possibles « comportements anticoncurrentiels » d'entreprises opérant sur le marché européen de l'énergie.

La Commission a par ailleurs demandé aux régulateurs européens de l'énergie (ACER) d'évaluer la conception du marché de gros de l'électricité par rapport à des modèles de marché alternatifs, et de formuler des recommandations le cas échéant. Un rapport préliminaire⁴² a été publié par l'ACER, mais la version finale est attendue en avril 2022. Les messages clés du rapport préliminaire d'ACER sont :

1. Les prix du gaz et de l'électricité sont corrélés dans l'UE
2. Une forte dépendance au gaz et une faible interconnectivité de l'électricité augmentent l'exposition d'un pays aux prix élevés de l'électricité

42

https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf

3. La tarification basée sur des plateformes et l'abandon des contrats de gaz à long terme indexés sur le pétrole ont généré des avantages substantiels
4. L'approvisionnement en gaz devra devenir plus flexible pour répondre à une demande moyenne plus faible associée à des périodes plus courtes de consommation de pointe plus élevée
5. Les prix élevés du gaz et de l'électricité sont passagers et devraient baisser significativement en 2022
6. Pas de manipulation de marché évidente à ce jour

La Commission européenne a également confié à l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF) la mission d'améliorer sa surveillance du marché carbone de l'UE⁴³. Ce rapport préliminaire, qui conclut à l'absence de problèmes majeurs dans le fonctionnement du SEQE-UE, montre que plus de 50 % des positions ouvertes sont détenues par des entreprises ou fonds d'investissement et d'autres acteurs financiers, c'est-à-dire des entités n'ayant aucune obligation de conformité en vertu du SEQE-UE.

Le renforcement de la solidarité entre les États membres par le biais d'initiatives transfrontalières, d'approvisionnements communs et du stockage d'énergie fait également partie des initiatives nécessaires attendues par la Commission européenne. La Commission a également annoncé l'intensification des contacts internationaux dans le domaine de l'énergie afin de garantir « la transparence, la liquidité et la flexibilité des marchés internationaux ». Dans ce contexte, et pour tenter de s'adapter aux tensions géopolitiques avec la Russie, le Service européen pour l'action extérieure a intensifié ses contacts avec les États-Unis, le Qatar et l'Azerbaïdjan en janvier 2022 afin d'envisager une éventuelle augmentation de la livraison de GNL en Europe⁴⁴.

Les nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022⁴⁵ permettront aux États membres de soutenir financièrement des projets et initiatives conformes aux objectifs climatiques du pacte vert pour l'Europe, ce qui aura un impact sur la facture énergétique de l'UE. Ces nouvelles règles en matière d'aides d'État devraient stimuler le déploiement des énergies renouvelables et des mesures d'efficacité énergétique, notamment en améliorant la performance énergétique des bâtiments en Europe, mais la sécurité de l'approvisionnement en électricité ou les infrastructures énergétiques devraient également être mieux soutenues. Les aides publiques visant à réduire les taxes sur l'électricité pour les utilisateurs énergivores entrent également dans le champ de la révision des lignes directrices. Cependant, il n'est fait aucune mention d'une aide spécifique aux consommateurs vulnérables exposés à un risque de précarité énergétique, même si certaines des mesures mentionnées pourraient également leur être favorables.

Le 8 mars 2022, la Commission européenne a publié une nouvelle communication intitulée « REPowerEU : action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable », visant à adapter la crise des prix de l'énergie en réponse à l'agression contre l'Ukraine et à la volatilité continue des prix⁴⁶. Ce nouveau document politique « définit de nouvelles actions visant à augmenter la production d'énergie

⁴³ https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-445-7_preliminary_report_on_emission_allowances.pdf

⁴⁴ https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage/110293/tensions-rising-our-eastern-borders-unity-remains-our-strength_en

⁴⁵ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\) & from=FR](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03) & from=FR)

⁴⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>

verte, à diversifier l'approvisionnement et à réduire la demande, en se concentrant essentiellement sur le gaz, qui a une influence significative sur le marché de l'électricité et pour lequel le marché mondial est moins liquide ». Pour le pétrole et le charbon, l'UE dispose d'un plus large éventail de fournisseurs potentiels.

Parmi les initiatives spécifiques proposées dans la Communication, la diversification des approvisionnements en gaz devrait être une priorité. L'amélioration des importations de GNL et de gaz par des gazoducs non russes, l'augmentation de la production nationale de biométhane et l'accélération du déploiement d'hydrogène propre devraient contribuer à réduire de deux tiers la dépendance de l'UE au gaz russe d'ici la fin de cette année, parallèlement à des efforts accrus en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Il convient de souligner ici que ces éléments pourraient améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'UE, mais que l'impact sur les prix risque d'être assez limité étant donné que l'UE est preneur de prix en ce qui concerne le gaz importé. Par ailleurs, les alternatives au gaz fossile ne constitueront à court terme qu'une alternative très limitée au gaz russe et leurs coûts de production restent relativement élevés⁴⁷.

La Commission propose également une série de mesures pour atténuer l'impact des prix sur le marché de détail. Les tarifs réglementés (par le biais de l'article 5 de la Directive européenne sur l'électricité) et les aides d'État peuvent servir à apporter le soutien nécessaire aux consommateurs finaux, y compris les entreprises confrontées à des problèmes de liquidité en raison des prix de l'énergie. Les impôts sur les bénéfices exceptionnels, l'utilisation des recettes exceptionnelles du SEQE-UE générées ces derniers mois et la « clause de sauvegarde générale » du Pacte de stabilité et de croissance sont considérés comme des sources financières permettant aux États membres d'appliquer ces mesures.

Une proposition de règlement établissant des obligations pour le stockage de gaz sera publiée au printemps 2022, tandis que des initiatives seront lancées pour coordonner les opérations de rechargement des unités de stockage de gaz sur la base du principe de solidarité entre États-membres.

Cette série d'initiatives de l'UE ne clôt clairement pas le débat sur les réponses possibles à la crise énergétique complexe que nous traversons et affrontons. La résolution des problèmes identifiés ci-dessus nécessitera un éventail plus complet de mesures ancrées dans une stratégie à long terme et coordonnée. Le rapport final de l'ACER sur les marchés de gros de l'énergie, ainsi que le rapport final de l'ESMA sur le SEQE-UE étendront et compléteront les initiatives déjà existantes pour faire face à la crise des prix de l'énergie. Nous ne pouvons pas prévoir actuellement l'impact global de l'agression russe contre l'Ukraine sur le système énergétique de l'UE, mais ce qui est certain, c'est qu'il sera fort et profond.

⁴⁷ Alors que l'UE a importé 165,4 milliards de mètres cubes de gaz russe en 2019, selon les estimations de la CE, le biométhane pourrait remplacer 3,5 milliards de mètres cubes fin 2022. Le coût de production du biométhane se situe actuellement entre 90 et 95 €/MWh. Le coût de l'hydrogène propre dépend du prix de l'électricité bas carbone et son adoption prendra quelques années.

4. Crise des prix de l'énergie : des actions urgentes restent nécessaires pour protéger le pouvoir d'achat et les emplois industriels !

IndustriAll European Trade Union suit les débats sur la politique énergétique européenne depuis de nombreuses années et a adopté des documents politiques et des analyses détaillés sur le sujet. Nous appuyant sur ces positions et ces analyses, nous pensons que les éléments suivants devraient être pris en compte lors de la conception de politiques destinées à résoudre la crise actuelle des prix de l'énergie, en gardant à l'esprit que l'agression militaire contre l'Ukraine crée un faisceau d'incertitudes autour de ces questions cruciales.

L'UE doit mettre en œuvre des mesures urgentes pour garantir un approvisionnement énergétique abordable à court terme

Même si la neutralité climatique doit rester l'objectif de l'UE, la situation géopolitique actuelle et son impact sur l'approvisionnement et les coûts énergétiques exigent la mobilisation de tous les moyens disponibles afin de garantir une énergie abordable pour tous dans les prochains mois. L'énergie est une condition essentielle de notre prospérité, et l'Europe ne peut remplacer du jour au lendemain les carburants et l'électricité importés de Russie. L'efficacité énergétique, le renforcement des efforts en faveur de la diversification de l'offre, l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, l'utilisation d'unités de production d'électricité existantes à faible émission de carbone, les obligations de stockage, ainsi que l'utilisation des ressources énergétiques nationales disponibles doivent faire partie des priorités de l'UE pour préparer l'Europe avant l'hiver prochain. Dans cette optique, les conditions-cadres nécessaires offrant aux investisseurs certitude et prévisibilité - par exemple accélérer les procédures d'autorisation et s'accorder rapidement sur les critères de certification du gaz et de l'hydrogène renouvelables et à faible teneur en carbone - sont nécessaires de toute urgence.

Dans le même temps, l'UE devrait tirer les leçons de la crise énergétique et éviter de passer d'une forme de dépendance (gaz naturel russe) à une autre dépendance aux importations d'hydrogène en provenance d'un autre ensemble de pays. Toute stratégie choisie doit être fondée sur une analyse d'impact solide et soumise aux critères de durabilité sociale, environnementale et économique.

Le pacte vert pour l'Europe est une partie de la réponse et non le problème principal

Le principe de « l'efficacité énergétique avant tout » doit être la pierre angulaire de la politique énergétique de l'UE. La Directive sur l'efficacité énergétique, la Directive sur la performance énergétique des bâtiments, la vague de rénovations et la stratégie d'économie circulaire doivent déboucher sur des résultats rapides et marquants et des investissements à long terme.

De la même manière, l'accélération rapide du déploiement des énergies renouvelables et d'autres sources d'électricité décarbonées comme le nucléaire (bénéficiant d'un soutien public) permettra également à l'UE de produire le volume d'électricité décarbonée nécessaire pour abandonner les combustibles fossiles et atteindre la neutralité carbone. Cela doit aller de pair avec le développement du réseau électrique

(interconnexions, solutions de réponse à la demande, stockage, mécanisme de capacité). Là où les énergies fossiles seront nécessaires pour équilibrer le système, il faut garder à l'esprit que l'AIE a été claire quant au fait qu'il n'y a pas de place pour de nouveaux champs pétroliers et gaziers, ni de nouvelles mines de charbon ou extensions minières au-delà des projets déjà engagés et établis en 2021, dans les trajectoires énergétiques compatibles avec l'Accord de Paris⁴⁸.

La transition du système énergétique européen vers la neutralité carbone doit reposer sur une stratégie industrielle qui promouvra les industries européennes et leur savoir-faire dans la chaîne d'approvisionnement énergétique, et apportera un soutien adéquat à la transformation des industries à forte intensité énergétique. Cela nécessitera également un cadre solide de transition juste qui tient compte de chacun et de chaque région⁴⁹.

La conception du marché énergétique de l'UE doit être appropriée

Plus de 20 ans après le début de la libéralisation de l'énergie dans l'UE, il est temps de procéder à une évaluation ouverte et indépendante du fonctionnement des marchés de l'énergie. Sans préjuger de ce que recommandera le rapport final de l'ACER, industriAll Europe souhaiterait voir des propositions de révision concernant le mécanisme actuel de fixation des prix basé sur les coûts marginaux. Dans un système énergétique où l'électricité s'imposera comme le principal vecteur d'énergie et sera de plus en plus décarbonée, les combustibles fossiles ne peuvent pas être des facteurs de fixation des prix de l'électricité. Ceci est particulièrement vrai si les prix des matières premières et du carbone continuent de grimper. Les tarifs de l'électricité décarbonée doivent être distincts de ceux des combustibles fossiles et du carbone. Les articles 5 et 9 de la Directive sur l'électricité doivent être modifiés afin de garantir que les consommateurs finaux paient leur électricité à un prix qui reflète les coûts du mix de production utilisé pour servir leur consommation. Ils devraient également permettre aux gouvernements nationaux de mettre en œuvre des services d'intérêt économique général visant à garantir que les consommateurs finaux aient accès à une offre d'électricité zéro émission et compétitive qui reflète les coûts de production sous-jacents.

La réforme du marché européen de l'énergie doit également apporter plus de certitude aux petits consommateurs en matière de prix de l'énergie. La réforme devrait introduire dans la Directive sur l'électricité un droit pour les consommateurs domestiques de recevoir une offre d'approvisionnement qui les protège contre les variations à court terme des prix de l'électricité. Ce n'est pas le cas dans la directive actuelle.

Enfin, l'évaluation du système énergétique de l'UE devrait s'intéresser aux solutions permettant aux États membres de recourir plus largement aux dispositions relatives à l'obligation de service public afin de garantir que l'énergie soit traitée comme un bien commun et non comme une marchandise.

⁴⁸ https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ebafc81-74ed-412b-9c60-5cc32c8396e4/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector-SummaryforPolicyMakers_CORR.pdf

⁴⁹ Voir le manifeste d'industriAll Europe pour une transition juste

Accroître la solidarité entre les États membres

Tous les États membres sont exposés à la crise actuelle des prix de l'énergie, mais pas toujours de la même manière. Il est capital que les pays du marché intérieur agissent de manière coordonnée et solidaire, en termes de développement et d'utilisation des infrastructures (capacités de stockage, terminaux gaziers, infrastructures de transport d'énergie), ou de diversification de l'offre et de contrats d'achat communs. La lutte contre la crise énergétique doit être la priorité politique absolue de l'UE, et celle-ci doit faire en sorte que ses principaux instruments politiques soient adaptés : stratégie de relance, budget de l'UE, gouvernance macro-économique, aides d'État. La BEI et la BCE doivent cibler et coordonner leurs efforts pour résoudre la crise actuelle des prix de l'énergie.

Un système européen d'échange de quotas d'émission transparent

La tarification du carbone via le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) est un élément important du puzzle que constitue la politique climatique de l'UE, et elle doit stimuler les investissements vers des technologies à faible émission de carbone. La volatilité observée l'année dernière sur le SEQE-UE est, dans une large mesure, le résultat de l'anticipation des futures exigences de conformité liées à l'objectif révisé de réduction des émissions à l'horizon 2030 et aux dispositions du paquet « Ajustement à l'objectif 55 ». Cependant, cette volatilité soulève une série de questions. Tout d'abord, elle pourrait nuire à la compétitivité des sites industriels qui ne sont pas entièrement protégés contre les fuites de carbone. Deuxièmement, étant donné que le prix du carbone est répercuté sur les consommateurs par le biais des coûts de l'électricité, le SEQE-UE produit des effets régressifs au détriment des ménages à revenu faible et moyen, en particulier dans les pays dont le mix électrique dépend des combustibles fossiles.

La Commission européenne doit donc mener une enquête adéquate sur le fonctionnement actuel du SEQE-UE et limiter les spéculations et les couvertures abusives. S'il n'est pas possible d'empêcher la couverture et la spéculation, l'UE devrait explorer comment taxer les bénéfices excessifs que ces activités génèrent. De la même manière, l'UE et les États membres devraient mobiliser des revenus exceptionnels de vente aux enchères des quotas d'émission pour financer des programmes d'efficacité énergétique et la décarbonation du système énergétique en mettant l'accent sur la compensation des conséquences de la crise des prix de l'énergie pour les petits consommateurs et les consommateurs industriels.

Annexe

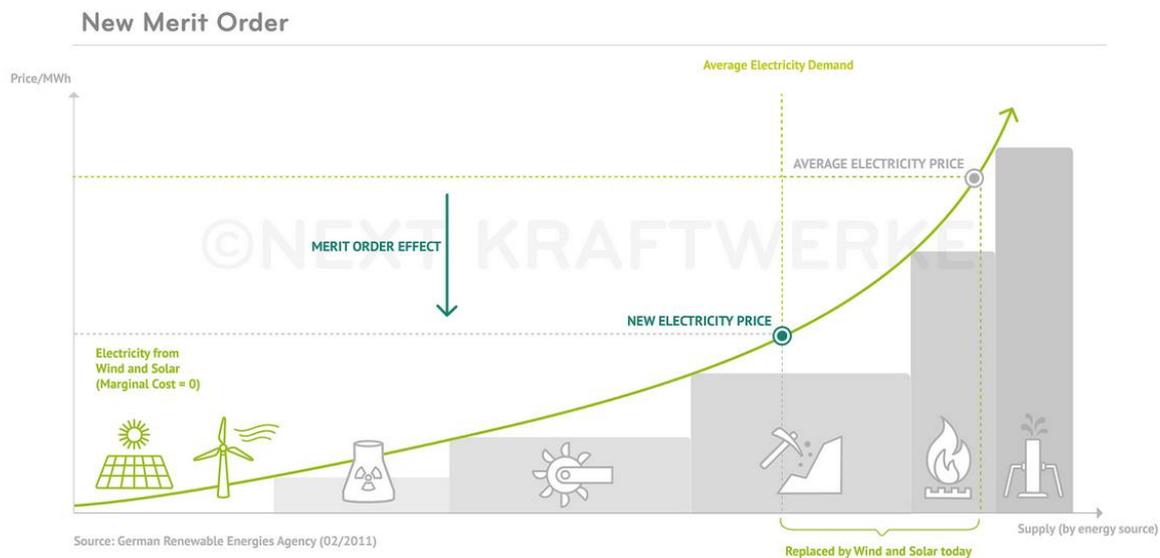
Marché de gros européen de l'électricité – concepts clés

Merit order

Selon Next-Kraftwerk⁵⁰ :

Dans le secteur de l'énergie, le « merit order » (ou préséance économique) est l'ordre de priorité dans lequel les centrales électriques sont désignées pour fournir de l'électricité, dans le but d'optimiser économiquement l'approvisionnement en électricité. Le merit order est fondé sur les coûts marginaux les plus bas. Ceux-ci sont supportés par une centrale électrique et font référence au coût de production d'un seul mégawatt/heure dans des conditions récentes. Le merit order est distinct des coûts fixes associés à une technologie de production d'électricité. Selon le merit order, les centrales qui produisent de l'électricité en continu à des prix très bas sont les premières à être appelées à fournir de l'électricité. Les centrales dont les coûts marginaux sont plus élevés sont ajoutées ultérieurement jusqu'à ce que la demande soit satisfaite.

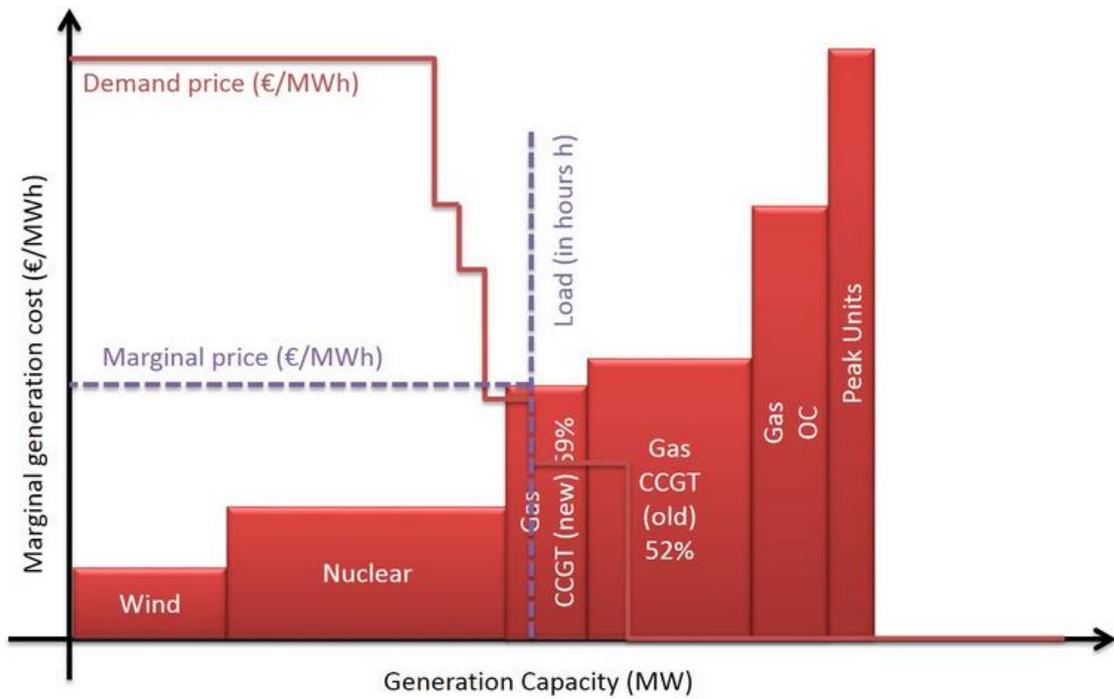
Le merit order n'est qu'un modèle possible de création d'un marché de l'électricité fonctionnel. Il suppose que les exploitants de centrales électriques essaient toujours de couvrir le coût du prochain mégawatt/heure produit ; ils ne le produiraient pas si ce n'était pas le cas. Les centrales à faibles coûts marginaux peuvent donc offrir un prix inférieur pour leur électricité, et elles sont à leur tour sollicitées plus souvent que les centrales à coûts marginaux plus élevés. Le merit order vise à faire la lumière sur le fonctionnement de la tarification sur le marché de l'électricité ; il ne s'agit pas d'une « loi » fixe qui coordonne l'utilisation des centrales.



Coût marginal/prix d'équilibre

⁵⁰ <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-does-merit-order-mean>

Sur le marché de gros de l'électricité de l'UE, le mécanisme de formation des prix est basé sur un « prix uniforme », où toutes les centrales concernées reçoivent le même prix pour l'électricité qu'elles fournissent au système. La centrale dont les coûts marginaux sont les plus élevés fixe le prix du marché pour toutes les centrales impliquées. Les centrales offrant un prix inférieur au coût marginal obtiennent un excédent qui compense leurs propres coûts fixes.



Source : <https://www.febeg.be/fr/merit-order>