

L'instabilité dans le golfe Persique entraînera une reconfiguration de la géopolitique de l'énergie, qui privilégiera la sécurité énergétique des consommateurs, la diversification vers des producteurs moins exposés et l'accélération de la transition énergétique.

Gonzalo Escribano, directeur du programme Énergie et Climat du Real Instituto Elcano et professeur des universités en Économie appliquée à l'UNED.

LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES DE LA GUERRE EN IRAN

La guerre des États-Unis et d'Israël contre l'Iran a déclenché l'une des plus graves crises énergétiques en raison de la perte des approvisionnements en gaz et en pétrole de la région. Le golfe Persique assure près de 30 % de la production mondiale de pétrole et 20 % de celle de gaz naturel. Plus du quart du commerce maritime mondial de pétrole et une proportion comparable des échanges de gaz naturel liquéfié transitaient par le détroit d'Ormuz. Si cette crise demeure moins sévère que celle provoquée par l'invasion russe de l'Ukraine, elle s'est néanmoins traduite par une forte hausse des prix des hydrocarbures et de nombreux produits dérivés : kérosène, diesel, fioul, mais aussi engrais, aluminium et hélium. L'instabilité dans le golfe Persique et l'éventuelle fermeture d'Ormuz devraient entraîner une recomposition de la géopolitique énergétique, priorisant la sécurité énergétique des pays consommateurs, par la diversification des approvisionnements au profit de producteurs moins exposés et par l'accélération de la transition énergétique. L'UE devra concilier la diversification de ses sources d'approvisionnement à court terme avec la conquête d'une plus grande autonomie stratégique à moyen

et à long terme. Il lui faudra réduire sa dépendance aux énergies fossiles sans pour autant tomber sous la domination chinoise en matière de décarbonation, ce qui a des conséquences énergétiques pour l'espace euro-méditerranéen.

LA RECOMPOSITION DE LA GÉOPOLITIQUE

La destruction d'infrastructures énergétiques dans le golfe Persique et la fermeture d'Ormuz ont modifié les paramètres stratégiques des acteurs énergétiques régionaux et mondiaux. Les producteurs de la région figurent parmi les principaux perdants de ce conflit qui, selon l'AIE, a endommagé plus de 80 installations énergétiques. Certaines pourront être remises en état en quelques semaines ou quelques mois ; d'autres, à l'image du complexe qatari de GNL de Ras Laffan, pourraient nécessiter plusieurs années. À ces destructions s'ajoute la fermeture du détroit d'Ormuz. Même dans les scénarios les plus pessimistes, celle-ci était jusqu'ici considérée comme temporaire. Or, il apparaît désormais qu'elle pourrait se prolonger pendant plusieurs mois. L'hypothèse dominante était que l'Iran ne prendrait jamais le risque de fermer

Ormuz, dans la mesure où ce détroit constitue une voie de passage essentielle pour ses propres exportations de pétrole brut, ainsi que pour ses importations stratégiques. Pourtant, jusqu'à l'instauration du blocus américain, Téhéran est parvenu à restreindre le trafic des autres pays, tout en préservant ses propres flux commerciaux, bouleversant ainsi les équilibres géopolitiques de la région.

La capacité de l'Iran à fermer le détroit d'Ormuz et à frapper les infrastructures énergétiques de ses voisins s'est révélée bien supérieure aux estimations initiales. Elle a infligé de lourdes pertes économiques à des pays fortement tributaires de leurs exportations d'hydrocarbures et de produits dérivés, mais aussi de leurs importations de matières premières et du fonctionnement de leurs usines de dessalement. Cette situation a mis en lumière leur grande vulnérabilité face à Téhéran, ainsi que la faiblesse de leurs marges de manœuvre. À court terme, seuls l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis (EAU) ont pu détourner une partie de leurs exportations de pétrole brut vers des itinéraires alternatifs, à travers l'oléoduc saoudien Est-Ouest qui débouche sur le port de Yanbu, sur la mer Rouge, dont la capacité atteint 5

Oléoducs alternatifs



millions de barils par jour (Mb/j), contre environ 7 Mb/j avant le conflit et l'oléoduc émirati qui aboutit au terminal de Fujairah, dont la capacité est d'environ 2 Mb/j, alors que leurs exportations avoisinaient 3 Mb/j avant la guerre. Ces solutions demeurent toutefois imparfaites. Elles ne permettent pas d'acheminer les produits raffinés à forte valeur ajoutée – diesel, kérosène ou fioul – dont la rareté alimente aujourd'hui les plus vives inquiétudes quant à la sécurité des approvisionnements mondiaux.

Ils n'ont pas non plus échappé aux frappes iraniennes. En outre, l'essentiel des exportations saoudiennes étant destiné aux marchés asiatiques, les cargaisons expédiées depuis Yanbu doivent emprunter le détroit de Bab el Mandeb, où elles demeurent exposées aux attaques des Houthis. De leur côté, les pétroliers quittant Fujairah restent vulnérables aux missiles et aux drones iraniens dans le golfe d'Oman. Les autres producteurs de la région se trouvent dans une position encore plus délicate. L'Irak a remis en service l'oléoduc reliant Kirkouk au port turc de Ceyhan, sur la Méditerranée. Toutefois, sa capacité effective, après des années de sous-investissement et de mauvais entretien, n'est plus que d'environ 300 000 barils par jour, contre

une capacité nominale de 1,6 Mb/j. Bagdad a également recours au transport routier par camions-citernes jusqu'au port syrien de Baniyas. Cette solution, lente et coûteuse, ne permet cependant d'écouler qu'une faible part de sa production. Le Koweït et le Qatar demeurent, quant à eux, paralysés, en particulier en ce qui concerne les exportations qataries de GNL. Ce n'est qu'à la fin du mois de mai que les premiers chargements ont recommencé à franchir Ormuz, de manière très limitée et avec l'accord tacite de l'Iran comme des États-Unis.

Maintenant que l'Iran a démontré sa capacité à frapper les infrastructures énergétiques et à fermer le détroit d'Ormuz, les producteurs du golfe Persique, ainsi que leurs clients, sont confrontés à une incertitude stratégique majeure. Outre la forte hausse de la prime de risque géopolitique dans la région, une question demeure : quel régime de navigation finira par s'imposer dans le détroit d'Ormuz ? Téhéran a fait évoluer ses exigences : d'un système de péage reposant sur le détournement du couloir de navigation vers les eaux côtières iraniennes à un mécanisme de redevances pour services de navigation et/ou une taxe environnementale administrée conjointement avec Oman. Indépendamment

du fait que ces propositions contreviennent aux principes du droit maritime, le soudain intérêt du régime iranien pour les questions environnementales ne manque pas de surprendre. Bien que cette forme de contrainte ait déjà été jugée inacceptable par les États riverains concernés, les États-Unis et une large partie de la communauté internationale, l'expérience des derniers mois montre combien il est difficile de s'y soustraire en l'absence d'un accord global. Le Qatar, par exemple, rejette l'idée d'un péage permanent, mais se dit prêt à négocier un dispositif temporaire de redevances.

À plus long terme, les marges de manœuvre s'élargissent, sans pour autant être illimitées. L'Arabie saoudite et les EAU disposent de la possibilité d'accroître leurs oléoducs. Après leur retrait de l'OPEP, les EAU ont prévue de doubler la capacité de leur principal oléoduc. L'Irak entend, pour sa part, rétablir la capacité nominale de l'oléoduc Kirkouk-Ceyhan et prévoit la construction d'un nouvel oléoduc d'une capacité de 2,5 Mb/j entre Bassorah et Haditha. Celui-ci serait ensuite raccordé aux ports méditerranéens de Ceyhan et de Baniyas, ainsi qu'au port jordanien d'Aqaba, sur la mer Rouge. Tous ces projets demeureront néanmoins exposés aux missiles et

aux drones iraniens. Leur capacité à offrir des voies alternatives au détroit d'Ormuz reste donc limitée et, dans le cas de l'Irak, cette vulnérabilité complique leur financement. Dans ce contexte, il est probable que les investissements dans l'exploration et la production de gaz et de pétrole se réorientent vers des régions présentant un risque géopolitique plus faible et moins exposées aux *choke points* tels que Ormuz, comme par exemple les États-Unis, l'Amérique latine, l'Afrique du Nord et l'Afrique subsaharienne.

Cette recomposition sera également portée par les pays consommateurs qui, après avoir traversé deux crises énergétiques liées aux énergies fossiles en quatre ans, feront de la sécurité énergétique une priorité encore plus marquée. Ils chercheront à diversifier leurs approvisionnements en gaz et en pétrole au profit de régions offrant une plus grande stabilité géopolitique et moins exposées aux *choke points*, à l'image des investisseurs. La Chine renforcera ainsi son interdépendance énergétique avec la Russie, principal bénéficiaire de cette nouvelle donne à court terme et qui devrait accroître ses exportations de gaz et de pétrole vers le marché chinois. Les deux pays accéléreront le développement du gazoduc Power of Siberia II, destiné à acheminer davantage de gaz russe vers la Chine. Jusqu'à présent, ce projet était largement favorable à Pékin en raison de la position de négociation affaiblie de la Russie et de la prudence chinoise face à une dépendance accrue au gaz russe. Le nouveau contexte tend toutefois à favoriser des négociations plus équilibrées pour la Russie. Lors de la récente visite de Poutine en Chine, le projet a d'ailleurs été élargi par l'ajout d'un oléoduc parallèle. Ce corridor énergétique permettrait à Pékin de réduire sa dépendance à l'égard du Moyen-Orient, ainsi que sa vulnérabilité à une éventuelle fermeture du détroit de Malacca. Avant le conflit, entre 40 et 50 % des importations chinoises de pétrole et près de 30 % de celles de GNL transitaient par Ormuz. Si l'on ajoute la dépendance au détroit de Malacca, ces proportions atteignent près de 80 % pour le pétrole et environ 40 % pour le GNL.

Même si, à court terme, plusieurs pays ont remplacé le gaz naturel par le charbon, tout porte à croire que, à moyen et à long terme, la décarbonation et l'électrification des économies s'accéléreront, afin de réduire la dépendance aux importations d'hydrocarbures, en particulier

dans les pays dépourvus de ressources fossiles et disposant des capacités pour développer les énergies renouvelables et/ou le nucléaire. Dans cette perspective, les gagnants à court terme, tels que la Russie et d'autres producteurs hydrocarbures, pourraient à terme se retrouver parmi les perdants, tandis que la Chine pourrait tirer profit de l'essor des technologies bas carbone, dont elle contrôle déjà la chaîne de valeur. Cependant, les enseignements des deux dernières crises énergétiques ne se limitent pas à la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles. Ils soulignent également la nécessité de limiter la vulnérabilité liée à la prédominance chinoise dans les filières industrielles décarbonées.

LES RÉPONSES EURO-MÉDITERRANÉENNES

Après trois mois de guerre, le prix du baril de Brent avait progressé de plus de 40 %, tandis que celui du gaz avait augmenté de 32 %. Selon la Commission européenne, cette flambée des prix représente pour l'UE un surcoût de plus de 500 millions d'euros par jour, portant la facture supplémentaire à plus de 40 milliards d'euros à la fin du mois de mai. La récente communication « AccelerateEU : une énergie abordable et sûre grâce à une accélération de l'action », publiée en réponse à la crise, rappelle qu'en 2025, l'UE a consacré 340 milliards d'euros aux importations de combustibles fossiles, soit près de la moitié des fonds mobilisés dans le cadre du programme NextGenerationEU (750 milliards d'euros). Elle souligne également que les États membres disposant d'une part plus importante d'énergies renouvelables et d'énergie nucléaire bénéficient de prix de l'électricité plus faibles. Afin de réduire sa vulnérabilité à l'égard des importations de gaz et de pétrole, la Commission préconise d'accélérer le déploiement des sources d'énergie propres locales, y compris l'énergie nucléaire.

À court terme, elle préconise de coordonner les réponses des États membres autour de lignes directrices résumées par la règle des trois « T » : une réponse rapide et réactive (*timely*) ; temporaire, afin de ne pas compromettre les incitations à la décarbonation par le biais d'aides d'État ou d'allègements fiscaux accordés aux combustibles fossiles dans plusieurs pays européens ; et ciblée (*targeted*) sur les ménages et secteurs les plus vulnérables, tels que l'agriculture,

les transports ou les industries à forte intensité énergétique. Cette coordination pourrait passer par des achats conjoints de gaz et de pétrole, la libération des réserves stratégiques de pétrole ou encore une meilleure utilisation des capacités de raffinage. Certaines mesures ont été critiquées pour leurs limites, qui se traduisent par les résultats modestes du mécanisme d'achats conjoints de gaz, rejeté par ailleurs par les exportateurs méditerranéens. Des doutes subsistent également quant à l'opportunité d'optimiser les capacités de raffinage : par exemple, l'Espagne se trouve dans une situation plus confortable que d'autres États membres et on ne sait pas très bien en quoi consisterait cette coordination ni si elle impliquerait un mécanisme de préférence européenne ; l'Espagne exporte des carburants vers le Maroc (il s'agit, en effet, de la première livraison destinée à son voisin), de sorte qu'une intervention pourrait affecter son approvisionnement.

Le deuxième volet de mesures vise à accélérer la décarbonation et l'électrification de l'économie à moyen et à long terme, afin de réduire la vulnérabilité de l'UE face à de futurs chocs énergétiques liés aux hydrocarbures. Le Pacte pour une industrie propre et le Plan d'action pour une énergie abordable prévoyaient déjà de porter le degré d'électrification à 32 % d'ici à 2030, contre 23 % aujourd'hui, mais le programme AccelerateEU préconise un objectif encore plus ambitieux. Il propose de renforcer le déploiement des pompes à chaleur, l'électrification des transports, le biogaz, le biométhane et l'hydrogène renouvelable, y compris les carburants durables destinés à l'aviation (eSAF) et au transport maritime (eSMF). Afin d'améliorer le fonctionnement du système énergétique européen, l'accent est mis sur l'accélération de l'initiative des « Autoroutes énergétiques », ce qui permettra une plus grande interconnexion européenne, capable d'intégrer davantage d'énergies renouvelables. Cette initiative comprend plusieurs projets en Méditerranée : les interconnexions électriques avec la péninsule Ibérique ; le corridor sud-ouest de l'hydrogène, qui reliera la péninsule à l'Allemagne ; l'extension envisagée jusqu'au Maroc du corridor méridional de l'hydrogène reliant la Tunisie, l'Italie et l'Allemagne ; l'interconnexion électrique de Chypre, dont le prolongement vers l'Égypte et Israël est prévu ; ainsi qu'un gazoduc destiné à améliorer la connexion énergétique des Balkans.

À moyen et à long terme, le principal défi pour l'UE sera de poursuivre sa transition énergétique sans renforcer sa dépendance à l'égard de la Chine dans les chaînes de valeur industrielles décarbonées. La Net Zero Industry Act (NZIA) a déjà introduit des exigences de contenu local pour les énergies renouvelables et fixé un objectif de 40 % à l'horizon 2030. La Commission vient par ailleurs de présenter la loi sur l'accélération industrielle, qui instaure des critères « made in Europe » dans les marchés publics et les aides publiques relevant des secteurs stratégiques, y compris celui des technologies bas carbone. Afin de favoriser les transferts de technologie et la création d'emplois, des conditions sont imposées aux investissements étrangers dans des secteurs clés tels que les batteries, les véhicules électriques, les panneaux photovoltaïques et les matières premières critiques. Dans le contexte actuel de préoccupations croissantes en matière de sécurité énergétique, il est probable que cette tendance se renforce encore. Les récentes initiatives de la Commission et de plusieurs États membres visant à réduire les dépendances à l'égard de la Chine en témoignent.

Sur la rive sud, le coût de la crise pèse tout aussi lourdement sur les importateurs d'hydrocarbures tels que l'Égypte, la Jordanie, le Maroc ou la Turquie. Tous ces pays ont multiplié les mesures d'économie d'énergie et renforcé leur engagement en faveur des énergies renouvelables et de leur intégration au sein de l'espace énergétique européen. Parallèlement, la hausse des prix de l'énergie et la recherche de fournisseurs alternatifs profitent à l'Algérie, Israël et la Libye. Cette dernière a attribué ses premières concessions d'exploration et de production depuis 20 ans en accordant plusieurs blocs à Eni et à Repsol, tandis que l'Algérie vient de lancer un nouvel appel d'offres. Cette nouvelle donne pourrait également bénéficier à l'Égypte et à la Turquie, qui espèrent que la recomposition géopolitique favorisera l'accélération du développement de leurs ressources gazières et, dans le cas de Chypre, permettra enfin leur mise en exploitation.

Enfin, la crise a également des répercussions sur les relations énergétiques euro-méditerranéennes, l'un des piliers du Pacte pour la Méditerranée adopté en 2025. À travers cette initiative, l'UE entendait redonner un nouvel élan à un partenariat qui peinait à retrouver son dynamisme. L'une des critiques formu-

Le défi de l'UE à moyen et à long terme : poursuivre la transition énergétique sans renforcer sa dépendance à l'égard des chaînes de valeur bas carbone dominées par la Chine

lées à l'égard de ce Pacte – et que partage l'auteur de cet article – est que, si l'accent mis sur les énergies renouvelables est pleinement justifié et si celles-ci doivent prioritairement contribuer à la décarbonation des partenaires méditerranéens plutôt qu'à l'exportation vers l'UE, le texte ne mentionne pas les possibilités qu'offre la région pour diversifier les approvisionnements européens en gaz et en pétrole. La coopération euro-méditerranéenne pourrait, par exemple, financer des investissements destinés à réduire les importantes émissions de méthane de l'Algérie et de la Libye, permettant à ces deux pays de récupérer le gaz actuellement rejeté dans l'atmosphère ou brûlé à la torche, tout en bénéficiant d'un accès privilégié au marché européen dans le cadre de la réglementation sur le méthane (plus ou moins assouplie), laquelle pénalise les producteurs les plus fortement émetteurs. Il conviendrait également de prendre en compte la demande marocaine visant à accroître les volumes acheminés par le gazoduc Maghreb-Europe. Depuis la fermeture de son tronçon algérien, cette infrastructure fonctionne en flux inversé et permet d'acheminer depuis l'Espagne le GNL acquis par le Maroc sur les marchés internationaux.

Les implications euro-méditerranéennes s'étendent également à la décarbonation et à l'électrification. L'une des initiatives phares du Pacte pour la Méditerranée est la création de la plateforme d'investissement T-MED, destinée à constituer un portefeuille de projets dans les domaines des énergies renouvelables, de l'hydrogène, des réseaux énergétiques trans-méditerranéens et nationaux relevant des Projets d'intérêt mutuel (PIM), ainsi que de la production de technologies propres. Parmi ces projets figurent l'interconnexion ELMED entre la Sicile et la Tunisie, ainsi que le projet GREGY Égypte-Grèce, mais on peut s'attendre à ce que l'Algérie renouvelle sa demande d'une connexion électrique avec l'Espagne. Le Maroc devrait, quant à lui, plaider en faveur de la réalisation de la troisième interconnexion électrique déjà programmée avec l'Espagne, tout en

poussant au lancement des études préparatoires d'une quatrième liaison, dont la demande a déjà été formulée. Le Pacte prévoit également de renforcer la coopération industrielle dans le domaine des technologies propres, afin de favoriser l'émergence d'alliances industrielles euro-méditerranéennes dans les secteurs de l'énergie solaire et éolienne, l'hydrogène renouvelable et les électrolyseurs, les réseaux énergétiques et les technologies de stockage, les pompes à chaleur, l'efficacité énergétique, ainsi que les filières des engrais et de l'acier bas carbone, et les minerais premières critiques.

Le Pacte prévoit aussi de faciliter les opportunités de co-investissement dans les minerais stratégiques et de promouvoir la conclusion d'accords d'approvisionnement à long terme. Plusieurs partenaires méditerranéens disposent en effet de ressources significatives : l'Algérie des réserves de zinc, d'or, de lithium et de sélénium ; l'Égypte d'or, d'argent, de cuivre, de zinc, de lithium et de terres rares ; le Maroc de gisements de cobalt, de cuivre, de manganèse, de lithium, d'argent, de terres rares et de zinc. La reconnaissance des composants et des matières premières stratégiques provenant des partenaires méditerranéens liés à l'UE par des accords de libre-échange en vigueur comme relevant du contenu local européen permettrait d'éviter les effets de fragmentation que pourraient entraîner certaines dispositions de la NZIA et du règlement sur les matières premières critiques. Ces textes imposent notamment un objectif de 40 % de contenu local pour certaines technologies stratégiques, ainsi que des cibles de 10 % pour l'extraction minière et de 40 % pour le raffinage réalisés sur le territoire européen. Dans le contexte créé par la guerre en Iran, l'ensemble de ces initiatives revêt une importance et une urgence accrues. Elles pourraient permettre à l'espace euro-méditerranéen de renforcer son positionnement dans la nouvelle géopolitique mondiale de l'énergie, tout en réduisant sa dépendance stratégique à l'égard des chaînes de valeur bas carbone dominées par la Chine./