

**DIRECTION DES AFFAIRES FINANCIÈRES ET DES ENTREPRISES
COMITÉ DE LA CONCURRENCE**

Groupe de travail n° 2 sur la concurrence et la réglementation

Concurrence sur les marchés de l'énergie – Note de référence

Par le Secrétariat

28 novembre 2022

Ce document préparé par Mme Mary Starks et M. Tamim Kalaji (Flint Global) est une note de référence à l'appui du point 3 de la 74^e réunion du Groupe de travail qui se tiendra le 28 novembre 2022.

Les opinions exprimées et les arguments avancés dans ce document ne reflètent pas nécessairement le point de vue officiel de l'Organisation ou des gouvernements de ses pays membres.

D'autres documents relatifs à cette discussion sont disponibles à l'adresse suivante :
www.oecd.org/competition/competition-in-energy-markets.htm

Mme Federica MAIORANO
[Courriel : Federica.MAIORANO@oecd.org]

JT03536077

Concurrence sur les marchés de l'énergie

L'énergie constitue une ressource essentielle pour l'ensemble des activités économiques et de la vie quotidienne. Les économies modernes du monde entier reposent sur une exploitation massive des combustibles fossiles, soit le principal facteur aggravant du changement climatique. L'objectif de neutralité carbone représente en outre un défi à long terme pour les marchés de l'énergie.

Au cours de l'année passée, les conditions de marché du secteur mondial de l'énergie ont connu des évolutions sans précédent. Accentuées par la crise du COVID-19 et l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'augmentation de la demande et les pénuries de produits de base ont entraîné une hausse inédite du cours des produits énergétiques dont les effets ont été ressentis à l'échelle mondiale. Le niveau élevé des prix de l'électricité et du gaz naturel a eu des répercussions significatives sur l'inflation, la croissance économique, la qualité de vie et les objectifs stratégiques plus larges, comme la décarbonation.

Le présent document examine les défis à long et court termes inhérents aux marchés de l'énergie, ainsi que leurs conséquences sur la politique de la concurrence. Il analyse également les raisons sous-jacentes à la forte augmentation des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel, et les mesures adoptées par les pouvoirs publics face aux cours élevés de l'énergie.

Table des matières

Concurrence sur les marchés de l'énergie	2
1 Structure du marché mondial	6
1.1. Gaz naturel	6
1.1.1. Présentation des marchés du gaz naturel	6
1.1.2. Marchés régionaux	6
1.1.3. Mécanismes de formation des prix	7
1.1.4. Corrélations des prix entre régions	9
1.1.5. Concurrence dans le secteur du gaz naturel	9
1.2. Électricité	11
1.2.1. Présentation du système électrique	11
1.2.2. Mécanismes de formation des prix	12
1.2.3. Corrélations des prix entre régions	16
1.2.4. Marchés régionaux	16
1.2.5. Concurrence dans le secteur de l'électricité	17
1.3. Pétrole brut	18
1.3.1. Dynamique mondiale de l'offre et de la demande	18
1.3.2. Mécanismes de formation des prix	18
1.3.3. Ententes sur le pétrole brut	19
2 Crise actuelle de l'énergie	20
2.1. Pandémie de COVID-19	20
2.1.1. Incidence des mesures de confinement national sur le prix des produits de base	20
2.1.2. Reprise économique	21
2.2. Invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie	23
2.2.1. Réduction des exportations de gaz naturel	24
2.2.2. Phénomène d'autopunition et modification des flux commerciaux	26
2.3. Mesures adoptées par les pouvoirs publics en réponse à la crise de l'énergie	26
2.3.1. Soutien aux ménages	27
2.3.2. Plafonnement des prix	27
2.3.3. Impôts indirects	27
2.3.4. Subventions	28
2.3.5. Soutien à la trésorerie	28
2.3.6. Impôts exceptionnels et plafonnement des recettes	28
2.3.7. Mesures axées sur la demande	29
2.3.8. Mesures axées sur l'offre	29
2.3.9. Efficacité des politiques et incidence sur la concurrence	30
3 Défis pour l'avenir	33
3.1. Transition vers la neutralité des émissions de carbone	33

3.1.1. Plans de transition vers la neutralité des émissions de carbone	33
3.1.2. Électrification et technologies bas carbone	33
3.2. Défis suscités par la transition vers la neutralité des émissions de carbone	35
3.2.1. Compétitivité des énergies renouvelables	35
3.2.2. Formation des prix sur les marchés de l'électricité	37
3.2.3. Risque d'actifs échoués	38
3.2.4. Corrélation entre les prix nationaux des énergies renouvelables et les prix mondiaux des combustibles fossiles	39
4 Concurrence et réglementation sur les marchés de l'énergie	40
4.1. Organismes de réglementation sectorielle	40
4.2. Moyens d'action de la politique de la concurrence	42
4.2.1. Ententes et autres problèmes de comportements horizontaux	42
4.2.2. Intégration verticale et abus de position dominante	43
4.2.3. Fusions anticoncurrentielles	44
4.2.4. Autres formes d'abus	44
4.3. Aides publiques et concurrence	45
4.4. Sujets de préoccupation intéressant les autorités de la concurrence dans le contexte de la crise de l'énergie	46
4.5. Sujets de préoccupation intéressant les autorités de la concurrence dans le cadre de la transition vers la neutralité des émissions de carbone	47
5 Conclusion	49
Notes	50
Références	53
Graphiques	
Graphique 1. Desserte par ordre des coûts croissants dans les marchés de l'électricité	13
Graphique 2. Desserte par ordre des coûts croissants dans les marchés de l'électricité	14
Graphique 3. Cours au comptant du pétrole brut WTI	21
Graphique 4. Prix du gaz naturel en Europe, en Asie et aux États-Unis, jan. 2020 à fév. 2022	22
Graphique 5. Hypothèses de prix du gaz naturel, 2019-25	25
Graphique 6. LCOE moyen pondéré du solaire photovoltaïque à grande échelle par rapport à la production d'énergie à partir de gaz naturel en Europe, 2010-22	36
Encadrés	
Encadré 1. Mécanismes d'équilibrage de l'offre et de la demande sur les marchés de gros	16
Encadré 2. Missions des organismes de réglementation sectorielle dans les pays de l'OCDE	42
Encadré 3. Enquête sectorielle visant les marchés des carburants en Autriche	46

Introduction

1. L'énergie joue un rôle central dans notre société moderne, assurant aussi bien le chauffage des habitations individuelles que le fonctionnement des procédés industriels. L'industrialisation des économies modernes du monde entier a progressé à mesure de la découverte et de l'exploitation croissante de sources d'énergie non renouvelable, comme le charbon, le pétrole brut ou le gaz naturel. Les économies continuent de s'appuyer fortement sur ces sources d'énergies, même si l'utilisation d'énergies renouvelables s'est renforcée ces dernières années.

2. Au cours de l'année passée, les conditions de marché du secteur mondial de l'énergie ont connu des évolutions sans précédent. Accentuées par la crise du COVID-19 et, plus récemment, par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, les pénuries de produits de base ont entraîné une hausse record du cours des produits énergétiques dont les effets ont été ressentis à l'échelle mondiale. Le niveau élevé des prix de l'électricité et du gaz naturel a eu des répercussions significatives sur l'inflation, la croissance économique, la qualité de vie et les objectifs stratégiques plus larges, comme la décarbonation.

3. Cette note de référence analyse les phénomènes d'interaction existant entre les prix de l'énergie, et plus particulièrement du gaz naturel et de l'électricité, et la concurrence. Dans cette perspective, ce document examine les raisons pour lesquelles les prix de gros de l'électricité et du gaz naturel ont augmenté de façon si importante suite à l'invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie, mais également l'incidence des cours élevés de l'énergie sur la concurrence et l'influence de la compétitivité des marchés de l'énergie sur les prix, et enfin les implications qui en découlent pour les autorités de la concurrence.

4. La première section du document propose un aperçu général des marchés de gros du gaz naturel et de l'électricité. Elle aborde les différentes utilisations de ces deux sources d'énergie, leurs caractéristiques fondamentales et leur incidence sur la concurrence et la formation des prix. Cette section met également en avant quels segments du marché sont concurrentiels et lesquels ne le sont pas. Elle traite par ailleurs brièvement du marché du pétrole brut.

5. La deuxième section examine l'impact de la pandémie de COVID-19 et de l'invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie sur l'offre et la demande dans les marchés de l'énergie, et comment ces événements ont contribué à une augmentation sans précédent des prix au cours de l'année passée. Cette section s'intéresse également à la réaction des pouvoirs publics et des responsables de l'élaboration des politiques face à cette hausse des prix de l'énergie, en tenant compte de l'incidence des prix sur la sécurité de l'approvisionnement, l'inflation et la concurrence.

6. La troisième section analyse la refonte complète du système énergétique mondial suscitée par la transition vers une économie et un système énergétique décarboné à l'horizon 2050 (soit la transition vers la neutralité des émissions de carbone). Elle aborde par ailleurs les problèmes susceptibles de survenir à mesure que la décarbonation généralisée accélère, et dont doivent tenir compte les pouvoirs publics et les organismes de réglementation.

7. La dernière section analyse des difficultés qui sont apparues dans le contexte de la crise énergétique actuelle et en conséquence des importantes modifications structurelles provoquées par la transition vers la neutralité des émissions de carbone. Elle aborde également les instruments généralement utilisés par les autorités de la concurrence dans les marchés de l'énergie et les interactions avec le rôle des organismes de réglementation sectorielle, et propose une réflexion sur la manière dont les autorités de la concurrence pourraient collaborer efficacement avec les pouvoirs publics et les organismes de réglementation pour remédier aux problèmes de concurrence.

1 Structure du marché mondial

1.1. Gaz naturel

1.1.1. Présentation des marchés du gaz naturel

8. Le gaz naturel constitue un segment important du système énergétique mondial. Il représentait ainsi 24 % de la demande d'énergie primaire en 2021, contre 16 % en 1973. En 2021, les plus gros producteurs mondiaux de gaz naturel étaient les États-Unis, la Russie et l'Iran (Investopedia, 2022^[1]). En volume d'exportations, la Russie est le premier fournisseur de gaz naturel, suivie des États-Unis et du Qatar (Statista, 2022^[2]). La Chine est quant à elle de très loin le plus grand importateur de gaz naturel (149.4 milliards de mètres cubes), suivie du Japon (95 mmc) et de l'Allemagne (84 mmc) (Enerdata, 2022^[3]).

9. L'exportation de gaz naturel se fait principalement sous deux formes (Ritz, 2019^[4]). La première méthode d'acheminement est le transport par gazoduc, comme dans le cas des exportations russes vers l'Europe. Plus gros fournisseur de gaz par gazoduc au monde, la société publique Gazprom jouit en Russie d'un monopole juridique sur les exportations de gaz par gazoduc. La seconde méthode d'acheminement est le transport maritime de gaz naturel liquéfié (GNL), comme dans le cas des exportations du Qatar à destination de l'Asie, lesquelles sont dominées par le producteur public QatarEnergy.

10. Le gaz par gazoduc et le GNL se concurrencent de plus en plus frontalement, notamment en Europe. Il existe toutefois des différences majeures : les exportations de gaz par gazoduc sont physiquement contraintes à un parcours spécifique, sans autre solution possible, alors que les exportations de GNL sont assurées par des navires-citernes pouvant être orientés vers différents marchés. En 2021, le GNL représentait un peu plus de la moitié de l'ensemble des échanges inter-régionaux de gaz naturel (BP plc, 2022^[5]).

1.1.2. Marchés régionaux

11. Il existe trois principaux marchés régionaux de gaz naturel : l'Europe, l'Asie et l'Amérique du Nord (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2022^[6]). Cette segmentation régionale découle de difficultés de transport, de différences dans la formation des prix au niveau local, mais aussi de facteurs réglementaires. Le gaz naturel est en effet plus difficile à transporter que le pétrole brut. Si la distance à parcourir est trop importante pour un acheminement par gazoduc, le gaz naturel doit être transformé en GNL, or les infrastructures nécessaires au transport de GNL sont particulièrement coûteuses. Les mécanismes de formation des prix varient également d'une région à l'autre, ce qui peut restreindre le champ de la concurrence (de plus amples précisions sur la formation des prix sont disponibles ci-dessous).

12. En Europe, la plupart des importations de gaz naturel sont acheminées par gazoduc depuis la Russie, alors que le GNL joue un rôle régulateur sur le marché. À l'inverse, la plupart des marchés asiatiques ne disposent que d'un réseau de gazoducs limité. Le Japon et la Corée du Sud, par exemple, importent 100 % de leur gaz naturel sous forme de GNL. Les États-Unis étaient isolés des échanges internationaux jusqu'à il y a une dizaine d'années mais, suite à la « révolution » du gaz de schiste et à

d'importants investissements dans les infrastructures de GNL, le pays est devenu le premier producteur mondial et le second exportateur mondial de gaz naturel.

13. La part de GNL dans les échanges inter-régionaux de gaz a augmenté de façon considérable ces dernières années grâce aux investissements réalisés dans les infrastructures dédiées et à des prix de GNL plus compétitifs. Le GNL a permis d'établir des liaisons avec des marchés auparavant uniquement régionaux, en assouplissant les contraintes physiques et liées aux infrastructures de marché, et remplit de plus en plus une fonction de gazoduc virtuel entre les continents (Intercontinental Exchange, 2022^[7]). À la lumière du conflit en Ukraine, un ambitieux programme d'investissement dans les infrastructures de GNL a vu le jour en Europe, et ce, afin de réduire la dépendance du continent au gaz russe.

1.1.3. Mécanismes de formation des prix

14. Depuis les années 60 jusqu'à la libéralisation des marchés européen et nord-américain du gaz naturel au début des années 2000, les prix du gaz naturel étaient corrélés aux prix du pétrole brut (mécanisme d'indexation du gaz sur les cours du pétrole) (AIE, 2021^[8]). Les prix du pétrole brut servaient de prix de référence pour les contrats à long terme sur lesquels reposent les investissements dans les infrastructures à grande échelle. L'indexation du gaz sur les cours du pétrole a été adoptée car le marché du gaz naturel n'était pas encore un marché mature et en raison des liens observés entre ces deux produits de base aussi bien du côté de l'offre que de la demande.

15. Sur le versant de l'offre, cette corrélation entre les prix découle et dépend de la concurrence directe qui existe eu égard aux ressources de forage, dans la mesure où les équipements nécessaires sont en grande partie identiques et où la plupart des gisements peuvent produire à la fois du gaz et du pétrole. Les fournisseurs peuvent en effet assurer l'extraction de pétrole dont le gaz naturel serait un sous-produit, de gaz naturel uniquement ou de gaz naturel associé aux liquides extraits du gaz. Le choix des fournisseurs d'affecter des capitaux et des ressources au développement du gaz et du pétrole dépend du retour sur investissement escompté. Les indications données par les prix peuvent également inciter les fournisseurs à privilégier une source de combustible particulière afin d'optimiser leurs bénéfices. Sur le versant de la demande, la corrélation entre les prix est due au fait que les producteurs d'électricité et certains utilisateurs industriels peuvent alterner entre pétrole brut et gaz naturel. Cette substituabilité du côté de l'offre et du côté de la demande implique que la valeur des deux produits de base avait tendance à évoluer de façon parallèle et que l'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole offrait une bonne estimation de sa véritable valeur.

16. Le lien entre gaz naturel et pétrole brut a toutefois atteint un point de basculement en 2008 et il s'est depuis grandement distendu, notamment en raison de la diminution de la demande de pétrole brut pour la production d'électricité (due au déclassement de centrales pétrolières), d'une augmentation de la production des centrales au gaz et d'une demande plus forte de gaz en raison de considérations environnementales (CME Group, 2018^[9]). Un certain écart s'est par conséquent creusé entre les prix du pétrole brut et ceux du gaz naturel.

17. Compte tenu de l'indexation du gaz sur les cours du pétrole, les prix du gaz naturel ne reflétaient pas la situation réelle de l'offre et de la demande sur le marché du gaz naturel. La libéralisation des échanges survenue aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Union européenne au cours des 30 dernières années a entraîné une transition progressive de l'indexation du gaz sur les cours du pétrole vers une concurrence « gaz-gaz », par laquelle les prix sont directement fonction de la dynamique de l'offre et de la demande sur les marchés du gaz naturel (plutôt que d'être liés à des carburants concurrents comme le pétrole brut). Entre 2005 et 2020, la part de la concurrence gaz-gaz dans la consommation mondiale de gaz est passée de 31.3 % à 49.3 % (Union internationale du gaz, 2021, p. 22^[10]).

18. Dans le cadre de la concurrence gaz-gaz, les prix du gaz naturel sont déterminés par l'offre et la demande (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2021^[11]). Les facteurs du côté de l'offre ayant

une incidence sur les prix sont notamment la quantité de gaz naturel produit, le niveau des réserves de gaz naturel ou encore le volume des importations et des exportations de gaz naturel. Pour ce qui est des facteurs du côté de la demande, citons notamment les variations des conditions climatiques, le niveau de croissance économique ou la disponibilité et les prix des autres carburants (et plus particulièrement des carburants utilisés pour la production d'électricité). À court terme, le degré d'inélasticité de la demande de gaz naturel par rapport au prix est particulièrement élevé. Toute augmentation de la demande ou diminution de la demande peut par conséquent entraîner d'importantes fluctuations des prix, notamment en hiver lorsque la demande est la plus forte.

19. La concurrence gaz-gaz a également bénéficié de la transition progressive de contrats à long terme (10 à 30 ans) au profit de transactions sur le marché au comptant et à court terme (AIE, 2021^[12]). Compte tenu de la grande disponibilité du gaz naturel et de l'existence de marchés au comptant liquides, les acheteurs dont la demande est variable dépendaient (avant la crise) de plus en plus des marchés au comptant, dans la mesure où ils permettent un ajustement aisé des volumes dans une optique d'amélioration potentielle des prix. Les acheteurs dont la demande de gaz naturel est constante et s'inscrit sur la durée peuvent quant à eux continuer d'avoir recours à des contrats à long terme (généralement de type contrats de prise ferme¹) pour éliminer les risques liés aux volumes échangés. Les risques liés aux prix subsistent néanmoins en grande partie dans la mesure où les contrats à long terme ne fixent généralement pas les prix, même si leur instabilité peut être atténuée par l'application de moyennes mobiles. Étant donné que les conditions des contrats à long terme (tarification, par exemple) font généralement l'objet d'accords de confidentialité, la transparence des prix appliqués sur les marchés au comptant a permis aux entreprises de négocier des contrats à long terme plus compétitifs et reflétant mieux les coûts réels. Les producteurs ont tendance à privilégier les contrats à long terme dans la mesure où ils définissent des prix et un volume minimums, ce qui permet de garantir le financement de projets de grande ampleur caractérisés par des coûts initiaux élevés et des périodes d'amortissement relativement longues (par exemple : le développement d'un nouveau gisement ou la construction de terminaux de GNL). Les contrats à long terme constituent pour les prêteurs un indicateur de la viabilité des projets à long terme et facilitent le développement de la production mondiale de gaz naturel et des investissements d'infrastructure.

20. Les plaques tournantes du gaz naturel sont le lieu central de détermination des prix pour les marchés régionaux et sont au cœur du marché au comptant de gaz, permettant des échanges pour livraison le jour même ou le jour suivant². La plus grande plaque tournante de gaz naturel au monde est le centre de distribution *Henry Hub* aux États-Unis. En Europe, le *Title Transfer Facility* (TTF) néerlandais et le *National Balancing Point* (NBP) britannique constituent deux plaques tournantes de premier plan. Les prix qui y sont appliqués servent de référence pour les contrats d'approvisionnement de gaz naturel établis en dehors de ces plateformes.

21. Les échanges de gaz naturel se font de gré à gré, soit de façon bilatérale entre contreparties ou sur le marché classique (Columbia SIPA Center on Global Energy Policy, 2018, p. 18^[13]). Les bourses comme le *New York Mercantile Exchange* se sont imposées comme les points centraux où sont concentrées les liquidités et permettent aux acteurs du marché de commercer du gaz naturel dans le cadre d'accords physiques ou financiers, en fonction des contrats. Cela inclut à la fois les opérations au comptant et à terme, ainsi que certains instruments financiers plus complexes (options et contrats d'échange, par exemple). En plus de réduire les risques de crédit et de contrepartie, les bourses d'échange renforcent la transparence des prix dans la mesure où les transactions sont rendues publiques.

22. Les indices de référence³ jouent également un rôle essentiel dans les marchés du gaz naturel et autres marchés de produits de base car ils offrent aux acteurs du marché un accès à des tarifs fiables et abordables dans les marchés où la transparence des prix fait défaut. Les acteurs du marché peuvent choisir d'utiliser ces indices pour faciliter la validation d'opérations, en particulier des transactions physiques de gré à gré, plutôt que de recourir à d'autres mécanismes (p. ex. : négociation directe ou appel d'offres). Il est donc important pour le bon fonctionnement du marché que ces indices de référence reflètent

avec exactitude les prix du marché. Plusieurs enquêtes ont été ouvertes au fil du temps sur une potentielle manipulation des indices de référence par les autorités de juridictions différentes et plusieurs cas avérés ont été identifiés⁴. Les estimations de prix reposant sur la communication volontaire d'informations de marché (p. ex. : processus *Platts Market-on-Close*) peuvent faire l'objet de manipulations si des entreprises font part d'informations partielles ou erronées de façon à influencer artificiellement les estimations de prix en faveur d'opérations de plus grande ampleur (p. ex. : le prix d'un contrat portant sur des produits dérivés).

1.1.4. Corrélation des prix entre régions

23. De manière générale, c'est sur le marché asiatique que les prix du gaz naturel ont tendance à être les plus élevés, suivi par l'Europe et l'Amérique du Nord. Entre 1999 et 2017, la « surcote asiatique » moyenne par rapport au cours européen du gaz naturel était de 36 % (Ritz, 2019, p. 7_[4]). L'essor rapide des marchés du GNL a entraîné une convergence des prix régionaux, due au fait que les producteurs et les négociants tirent parti des différences de prix régionales en réorientant les navires-citernes de GNL vers des régions où les cours sont plus élevés (de l'Europe vers l'Asie, par exemple) lorsque les capacités d'accueil sont suffisantes aux terminaux de GNL de destination. L'interdépendance des prix du gaz naturel d'une région à l'autre apparaît par conséquent de plus en plus forte. L'écart entre les cours au comptant de GNL sur le marché TTF et le marché asiatique (indice EAX de l'Asie de l'Est) est ainsi passé de 0.86 en 2019 à 0.95 en 2020. De la même manière, cet écart a atteint 0.81 entre les marchés Henry Hub et TTF, et 0.76 entre le marché Henry Hub et le marché asiatique (AIE, 2021, p. 13_[12]).

24. Cette tendance à la convergence des prix devrait persister sur le long terme. Les niveaux élevés de volumes flexibles de GNL et l'évolution des stratégies commerciales des fournisseurs en faveur de l'optionnalité (stratégies par lesquelles les fournisseurs négocient et optimisent en permanence leurs portefeuilles pour tirer parti des possibilités d'arbitrage, par exemple en modifiant la destination de livraison de leurs cargaisons) contribuent également à la convergence des prix. Par ailleurs, l'accroissement des liquidités sur les marchés au comptant a contraint les fournisseurs de gaz naturel à abandonner l'indexation du gaz sur les cours du pétrole, notamment après 2008 (The Economist, 2012_[14]) et à retirer les clauses restrictives des contrats à long terme (Banque centrale européenne (BCE), 2013, p. 1_[15]), comme les clauses de destination restreignant la réexportation de gaz naturel. La suppression de telles restrictions contribue à la convergence des prix sur le long terme.

1.1.5. Concurrence dans le secteur du gaz naturel

Production en amont

25. L'intensité de la concurrence dans le secteur de la production de gaz naturel, qu'il s'agisse d'exportations par gazoduc ou de GNL, varie d'un pays à l'autre. Le secteur du gaz naturel est contrôlé par deux principaux types d'acteurs : des entreprises publiques et des entreprises privées.

26. Les entreprises publiques jouent un rôle hors de proportion sur les marchés de l'énergie. En Russie par exemple, la production de gaz naturel est dominée par Gazprom qui, en 2021, représentait 68 % de la production russe de gaz naturel (AIE, 2022_[16]). L'abandon forcé de certains projets russes par des entreprises multinationales (p. ex. : le projet Sakhaline II en 2006 ou le projet TNK-BP en 2007) (The Wall Street Journal, 2010_[17]) a permis à Gazprom de devenir le plus gros producteur mondial de gaz naturel, détenant environ 25 % des réserves connues de gaz naturel dans le monde. Equinor, l'entreprise publique norvégienne d'énergie, est également un exportateur majeur de gaz naturel vers l'Europe.

27. Les entreprises publiques dominent aussi la production, entre autres activités, dans différentes juridictions. QatarEnergy assure l'ensemble des activités pétrolières et gazières au Qatar, dont l'exploration, la production, le raffinage, le transport et le stockage (Wikipedia, 2022_[18]). Les recettes de

l'entreprise comptent pour 60 % du PIB du Qatar. En Chine, la production de gaz naturel est dominée par la *China National Petroleum Corporation* et la *China Petroleum and Chemical Corporation* (Investopedia, 2022^[19]).

28. Il existe dans d'autres juridictions davantage de concurrence dans la chaîne d'approvisionnement intermédiaire et en amont⁵. BP plc, entreprise privée et cotée au Royaume-Uni, est le premier producteur de gaz naturel aux États-Unis, suivie de ConocoPhillips (Natural Gas Intelligence, 2022^[20]). Au Royaume-Uni, Harbour Energy s'impose comme le plus gros producteur de gaz et de pétrole, devant TotalEnergies et BP (Financial Times, 2022^[21]). Dans ces pays, les pouvoirs publics mettent aux enchères les concessions de forage de pétrole et de gaz pour permettre aux entreprises privées d'en assurer l'extraction.

29. L'intégration verticale est une pratique couramment adoptée aussi bien les entreprises publiques que les entreprises privées. À titre d'exemples, QatarEnergy est verticalement intégré dans les activités d'extraction, de liquéfaction et de transport de GNL par navire-citerne, tandis que BP est verticalement intégré dans les activités de production, de traitement, de négoce, de commercialisation, de logistique et de gestion des risques. L'intégration verticale présente certains avantages, comme une réduction des coûts d'acquisition de gaz naturel pour les opérations intermédiaires ou en amont, et l'assurance de marges supérieures entre la vente de gaz naturel et la vente de produits raffinés. Cette pratique peut également assurer une certaine protection, dans la mesure où les opérations en amont et en aval suivent généralement des cycles des recettes inversement corrélés (Mercatus Energy Advisors, 2022^[22]).

Concentration dans les marchés de l'offre

30. Dans les pays importateurs de gaz naturel, la concentration dans les marchés de l'offre varie considérablement en fonction de facteurs comme la production intérieure de gaz naturel, le nombre de gazoducs exploitables et les terminaux d'exportation de GNL disponibles.

31. En Europe, la part de marché du plus gros producteur et/ou importateur de gaz naturel varie grandement d'un pays à l'autre (Eurostat, 2022^[23]). En 2020, en Estonie, à Malte et en Suède, la plus grande entreprise du secteur a produit et/ou importé 100 % du gaz naturel, alors qu'en Espagne, elle ne comptait que pour 25 % des parts de marché. Entre 2013 et 2020, la part de marché du plus gros importateur et/ou producteur a baissé dans treize États membres, mais augmenté dans trois autres. Au Royaume-Uni, la concentration du marché telle qu'exprimée selon l'indice de Herfindahl-Hirschman, a baissé considérablement depuis 1986, soit lorsque le marché a été libéralisé (Département des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle, Royaume Uni (BEIS), 2021, pp. 1-2^[24]).

32. En Asie, les importations de gaz naturel sont de plus en plus concentrées entre les mains d'un petit nombre de producteurs (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2021, p. 72^[25]). La part de l'OPEP et de la Russie (et de leurs entreprises publiques d'énergie) dans les économies asiatiques en développement devrait passer d'environ 30 % à 40-50 % selon les projections de l'AIE (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2021, p. 72^[25]).

Réseaux de transport et de distribution

33. Les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel constituent des monopoles naturels. Le montant élevé des coûts initiaux et les économies d'échelle considérables associés à la mise en place et à l'exploitation de tels réseaux sont d'importants obstacles à l'entrée pour les concurrents potentiels. Le nombre d'opérateurs de réseau est par conséquent généralement très faible et, dans les juridictions où les infrastructures régionales sont privatisées, les opérateurs sont soumis à une réglementation destinée à empêcher toute situation anticoncurrentielle.

34. L'accès aux réseaux de transport et de distribution est une condition essentielle à la bonne marche de la concurrence dans la production de gaz naturel, mais aussi dans la vente de gaz naturel aux

consommateurs nationaux et étrangers. Lorsqu'une entreprise contrôle le réseau et opère dans des segments concurrentiels de la chaîne d'approvisionnement (la production, par exemple), elle peut avoir tout intérêt à en limiter ou en refuser l'accès à ses concurrents. Il existe différentes façons de garantir un accès non discriminatoire aux infrastructures des réseaux, allant de mesures correctrices structurelles (interdiction pour les entreprises de prendre part à toute activité concurrentielle et à tout réseau monopolistique) jusqu'à l'adoption de dispositions relatives à l'accès de tiers. Au Royaume-Uni (Ofgem, 2022^[26]) et en Europe (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), 2022^[27]), les opérateurs de réseau ont pour obligation de développer et maintenir des méthodes de facturation transparentes à la fois non discriminatoires et reflétant les coûts réels. Il peut également être exigé des opérateurs de réseau qu'ils dissocient partiellement leur activités, par exemple en menant certaines activités concurrentielles et de réseau par le biais d'entités fonctionnelles ou juridiques distinctes (Institut universitaire européen, 2020^[28]).

1.2. Électricité

1.2.1. Présentation du système électrique

35. La chaîne de distribution de l'électricité se décompose en quatre étapes :

- **Production** : processus de génération d'électricité à partir de combustibles fossiles, d'énergie nucléaire et de sources d'énergie renouvelable. Le marché de la production d'électricité est un marché ouvert à la concurrence dans la plupart des pays.
- **Transport** : acheminement d'électricité depuis les sites de production jusqu'aux postes électriques à haute tension via des réseaux dédiés. En raison des coûts fixes élevés inhérents au déploiement de lignes de transport, l'activité de transport a tendance à faire l'objet d'un monopole naturel et n'est pas concurrentielle, même si des appels d'offres peuvent être mis en place pour la construction de nouveaux projets de grande ampleur (pour le raccordement de nouveaux parcs éoliens, par exemple).
- **Distribution** : acheminement d'électricité à plus faible tension depuis le réseau de transport jusqu'aux consommateurs finals via des réseaux dédiés. En raison des coûts fixes élevés inhérents au déploiement de lignes de distribution, l'activité de distribution a tendance à faire l'objet d'un monopole naturel et n'est généralement pas concurrentielle.
- **Vente au détail** (ou fourniture) : vente d'électricité aux consommateurs finals. Lorsqu'elle n'est pas intégrée à l'étape de distribution, cette activité reste généralement concurrentielle, notamment pour les gros clients industriels et commerciaux.

36. Il est possible de produire de l'électricité à partir de différentes sources de combustibles et par le biais de différentes technologies : les combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon) ; l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire, hydraulique, houlomotrice et biomassique). La structure de la production varie considérablement d'un pays à l'autre. Ainsi, en 2021, la France a produit 69 % de son électricité à partir d'énergie nucléaire et 22 % à partir d'énergies renouvelables, alors que les États-Unis ont produit 61 % de leur électricité à partir de combustibles fossiles, 19 % à partir d'énergie nucléaire et 20 % à partir d'énergies renouvelables (BP plc, 2022, p. 55^[5]).

37. Les dépenses d'investissement sont généralement faibles pour les centrales à gaz et à pétrole, modérées pour les éoliennes terrestres et les centrales solaires, élevées pour les centrales à charbon, et encore plus importantes pour les installations houlomotrices et marémotrices, les éoliennes en mer et les centrales nucléaires. Une fois les centrales ou installations construites, les dépenses courantes restent très faibles, voire nulles, pour la plupart des énergies renouvelables (hors biomasse) et faibles pour les centrales nucléaires ; elles restent toutefois élevées dans le cas des combustibles fossiles et de la biomasse. Le coût de la production d'énergie dans les centrales à pétrole et à gaz naturel dépend

grandement des fluctuations à court terme du prix des carburants, comme l'a montré la récente crise de l'énergie. À l'inverse, le coût de l'électricité produit par les parcs éoliens et les centrales solaires dépend presque entièrement du prix des carburants.

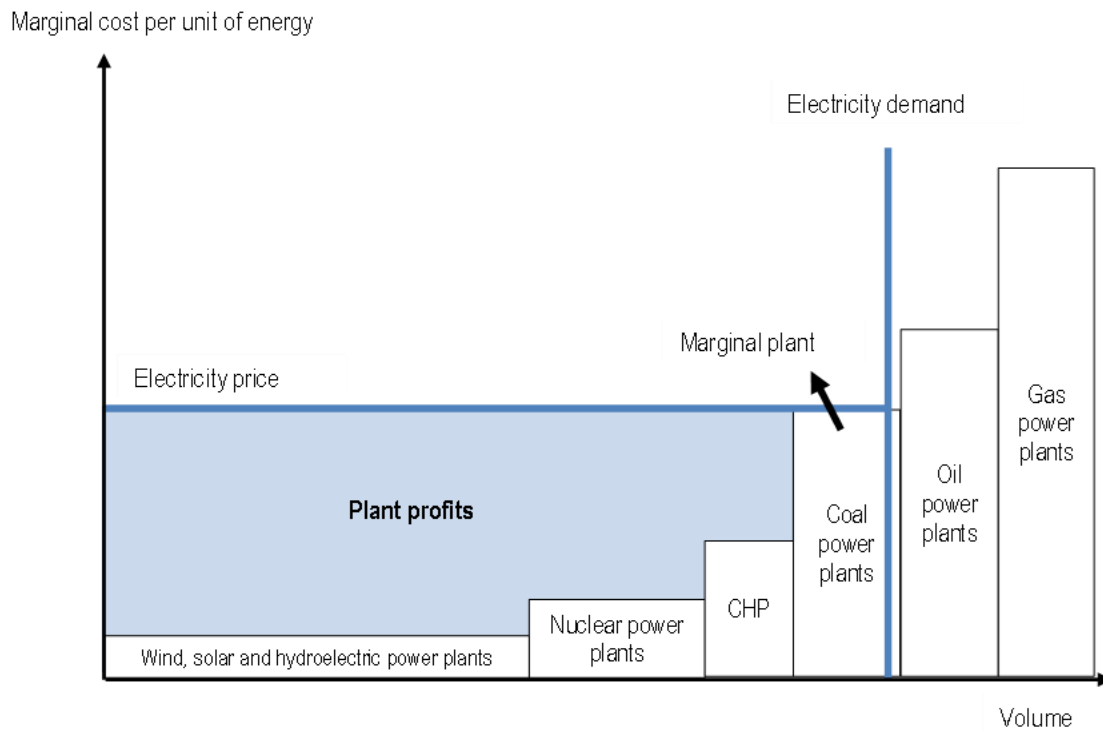
38. Traditionnellement, les entreprises intégrées verticalement (publiques, privées ou une combinaison des deux) ont toujours assuré l'ensemble des étapes de la production à la vente au détail. Depuis les années 90, de nombreux pays ont libéralisé le marché de l'électricité en dissociant, à différents degrés, les activités de production et de transport de leur activité de distribution (Nagayama, 2009^[29]). Cette séparation de la production des activités de réseau et de vente a nécessité l'introduction des marchés de gros de l'électricité. Bien que les entreprises de production conservent la propriété du réseau de transport dans plusieurs pays, la libéralisation du secteur de l'électricité fait que les réseaux sont généralement exploités par des gestionnaires de réseau de transport indépendants⁶, de sorte que les entreprises de production puissent accéder au réseau de transport dans des conditions identiques et entrer sur les marchés de gros de l'électricité⁷.

1.2.2. Mécanismes de formation des prix

39. L'électricité est, matériellement, un produit parfaitement homogène. L'une des particularités essentielles de l'électricité est qu'elle ne peut être facilement stockée. La plus grande partie doit donc être produite et acheminée de façon instantanée sur le réseau⁸. La nécessité d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel, associée à une demande marquée par son inélasticité, implique que les prix de l'électricité fluctuent fortement et peuvent atteindre un niveau très élevé en cas de pic de demande (généralement le soir, en semaine).

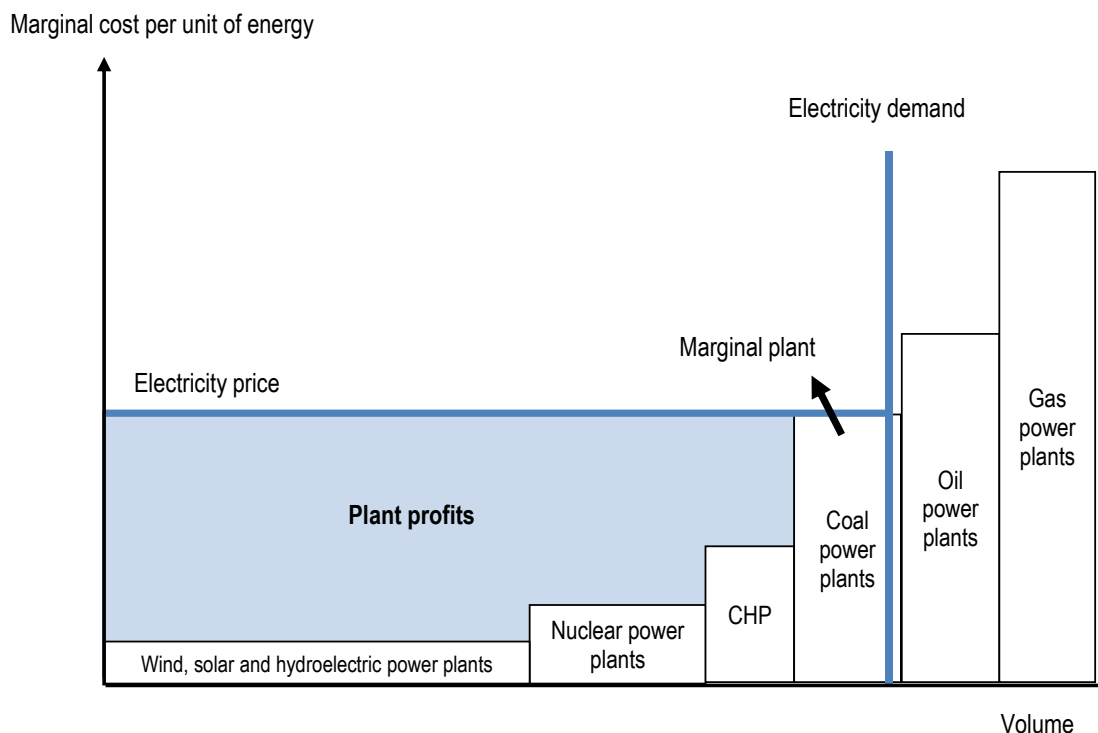
40. Pour être concurrentiel, le marché de la production doit pouvoir reposer sur un marché de gros au comptant transparent, coordonné par une entité indépendante. Les producteurs soumettent leurs offres au gestionnaire de réseau sur la base des coûts marginaux de production, du volume d'électricité qu'ils souhaitent vendre sur le marché à 24 heures et d'un calendrier financièrement contraignant pour l'achat et la vente d'électricité pour chaque heure du jour suivant⁹. Le gestionnaire de réseau classe les offres d'approvisionnement par ordre croissant de sorte à établir une courbe d'offre (« courbe de l'ordre des coûts croissants »). Les unités sont généralement desservies selon cet ordre (à commencer par les coûts les plus faibles), jusqu'à ce que la demande d'énergie soit satisfaite (voir le Graphique 1) ci-dessous).

Graphique 1. Desserte par ordre des coûts croissants dans les marchés de l'électricité



Source : d'après Bahar, H. et J. Sauvage (2013), « Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe », Documents de travail de l'OCDE sur les échanges et l'environnement, n° 2013/02, Éditions OCDE, p. 42

Graphique 2. Desserte par ordre des coûts croissants dans les marchés de l'électricité



Source : d'après Bahar, H. et J. Sauvage (2013), « *Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe* », Documents de travail de l'OCDE sur les échanges et l'environnement, n° 2013/02, Éditions OCDE, p. 42

41. La desserte des unités en fonction de la courbe de l'ordre des coûts croissants se heurte toutefois à certaines contraintes techniques (un encombrement du réseau, par exemple). Le gestionnaire de réseau peut par conséquent ne pas être en mesure de desservir le producteur au rang suivant et se voir contraint de faire appel à un producteur affichant des coûts marginaux supérieurs. Le gestionnaire de réseau tient également compte de différents attributs techniques associés aux producteurs, comme leur délai de réponse, leur fiabilité ou la durée de l'action.

42. Les marchés de gros de l'électricité opèrent selon trois modèles spécifiques : un tarif national unique, une tarification zonale ou une tarification nodale.

- **Tarif national unique** : le prix de l'électricité est le même dans tout le pays. Pour chaque période de règlement¹⁰ sur un marché national de gros, le prix de gros de l'électricité est pris en compte à un niveau de prix uniforme sur l'ensemble de la zone géographique. Pour chaque période d'échanges, ce modèle garantit un prix de gros unique pour tous les acteurs du marché, quel que soit leur emplacement sur le réseau.
- **Tarification zonale** : le réseau de transport est subdivisé en zones prédéterminées et un prix uniforme est appliqué dans chaque zone. Pour chaque période de règlement sur un marché zonal de gros, le prix de gros de l'électricité est pris en compte à un niveau de prix uniforme différent pour chaque zone. Les zones sont généralement définies en fonction des contraintes de transport ou des risques d'encombrement présentés par les lignes de transport.
- **Tarification nodale** (également appelée « **tarification localement différenciée** ») : le réseau est divisé en plusieurs centaines ou milliers de nœuds, chacun disposant de son propre tarif de gros. Les nœuds correspondent généralement aux points où la production arrive sur le réseau ou aux points où la demande est extraite du réseau. Le tarif appliqué à chaque nœud représente le coût

de la fourniture d'une unité d'énergie supplémentaire à ce nœud. Le prix de gros de l'électricité varie le plus souvent d'un nœud à l'autre pour chaque période d'échanges.

43. La tarification nodale est en théorie le modèle de tarification le plus efficient en termes économiques. Elle permet d'internaliser le coût de l'encombrement du réseau et de détecter les contraintes locales qui pèsent sur le réseau. Les producteurs bénéficient ainsi d'informations plus précises pour prioriser leurs investissements en matière de production et de stockage, ce qui contribue à un développement du réseau plus efficace. Les indications données par les prix bénéficient également aux consommateurs et peuvent se traduire par des réactions plus fortes du côté de la demande. La tarification nodale introduit néanmoins un degré supplémentaire de complexité, puisqu'elle nécessite la gestion et le calcul des prix pour un grand nombre de nœuds et peut affecter négativement la prévisibilité des prix à court terme. Du point de vue de la concurrence, les producteurs jouissent d'un pouvoir de marché supérieur dans le contexte d'une tarification nodale. Lorsque la zone géographique est plus restreinte, les producteurs sont davantage susceptibles d'avoir une influence sur les prix et d'exercer un pouvoir de marché unilatéral, notamment si aucun autre producteur n'est en mesure de répondre aux besoins territoriaux. Le risque d'abus de position dominante est par conséquent plus élevé et le besoin d'un suivi du marché et de mesures d'application de la législation n'est que plus fort.

44. La desserte des unités en fonction de la courbe de l'ordre des coûts croissants se heurte toutefois à certaines contraintes techniques (un encombrement du réseau, par exemple). Le gestionnaire de réseau peut par conséquent ne pas être en mesure de desservir le producteur au rang suivant et se voir contraint de faire appel à un producteur affichant des coûts marginaux supérieurs. Le gestionnaire de réseau tient également compte de différents attributs techniques associés aux producteurs, comme leur délai de réponse, leur fiabilité ou la durée de l'action.

45. Les marchés de gros de l'électricité opèrent selon trois modèles spécifiques : un tarif national unique, une tarification zonale ou une tarification nodale.

- **Tarif national unique** : le prix de l'électricité est le même dans tout le pays. Pour chaque période de règlement¹ sur un marché national de gros, le prix de gros de l'électricité est pris en compte à un niveau de prix uniforme sur l'ensemble de la zone géographique. Pour chaque période d'échanges, ce modèle garantit un prix de gros unique pour tous les acteurs du marché, quel que soit leur emplacement sur le réseau.
- **Tarification zonale** : le réseau de transport est subdivisé en zones prédéterminées et un prix uniforme est appliqué dans chaque zone. Pour chaque période de règlement sur un marché zonal de gros, le prix de gros de l'électricité est pris en compte à un niveau de prix uniforme différent pour chaque zone. Les zones sont généralement définies en fonction des contraintes de transport ou des risques d'encombrement présentés par les lignes de transport.
- **Tarification nodale** (également appelée « **tarification localement différenciée** ») : le réseau est divisé en plusieurs centaines ou milliers de nœuds, chacun disposant de son propre tarif de gros. Les nœuds correspondent généralement aux points où la production arrive sur le réseau ou aux points où la demande est extraite du réseau. Le tarif appliqué à chaque nœud représente le coût de la fourniture d'une unité d'énergie supplémentaire à ce nœud. Le prix de gros de l'électricité varie le plus souvent d'un nœud à l'autre pour chaque période d'échanges.

46. La tarification nodale est en théorie le modèle de tarification le plus efficient en termes économiques. Elle permet d'internaliser le coût de l'encombrement du réseau et de détecter les contraintes locales qui pèsent sur le réseau. Les producteurs bénéficient ainsi d'informations plus précises pour prioriser leurs investissements en matière de production et de stockage, ce qui contribue à un développement du réseau plus efficace. Les indications données par les prix bénéficient également aux

¹ La période de règlement est la période d'échange d'une demi-heure qui permet d'équilibrer l'offre et la demande.

consommateurs et peuvent se traduire par des réactions plus fortes du côté de la demande. La tarification nodale introduit néanmoins un degré supplémentaire de complexité, puisqu'elle nécessite la gestion et le calcul des prix pour un grand nombre de nœuds et peut affecter négativement la prévisibilité des prix à court terme. Du point de vue de la concurrence, les producteurs jouissent d'un pouvoir de marché supérieur dans le contexte d'une tarification nodale. Lorsque la zone géographique est plus restreinte, les producteurs sont davantage susceptibles d'avoir une influence sur les prix et d'exercer un pouvoir de marché unilatéral, notamment si aucun autre producteur n'est en mesure de répondre aux besoins territoriaux. Le risque d'abus de position dominante est par conséquent plus élevé et le besoin d'un suivi du marché et de mesures d'application de la législation n'est que plus fort.

Encadré 1. Mécanismes d'équilibrage de l'offre et de la demande sur les marchés de gros

La plupart des marchés de l'électricité fonctionnent selon le **modèle du paiement au prix d'équilibre**, par lequel l'ensemble des producteurs d'électricité sont payés le même tarif pour l'électricité vendue à chaque période de règlement. Ce tarif est déterminé par le « producteur marginal », soit le producteur qui, parmi ceux dont l'offre a été acceptée, affiche les coûts de production les plus élevés. Ce tarif représente le coût marginal du réseau. Le paiement au prix d'équilibre offre des résultats économiquement efficaces et davantage de transparence dans la mesure où les producteurs n'ont aucun intérêt à proposer une offre supérieure à leur coût marginal.

Les opérateurs de réseau peuvent également adopter un **modèle de paiement à l'offre**, par lequel les producteurs d'électricité sont payés au prix de leur offre plutôt qu'au prix marginal du réseau. Le paiement à l'offre peut entraîner un prix (moyen) plus faible si les producteurs soumettent des offres égales (ou légèrement supérieures) à leurs coûts marginaux. Les producteurs ont dans ce cas intérêt à faire preuve de stratégie pour se rapprocher du prix marginal du réseau. Ces deux modèles génèrent par conséquent des résultats identiques ou comparables. Le modèle de paiement à l'offre reste toutefois moins transparent dans la mesure où les offres ne reflètent pas nécessairement les coûts réels, ce qui fausse la lecture de la courbe de l'ordre des coûts croissants et pourrait altérer l'efficacité de la desserte.

1.2.3. Corrélation des prix entre régions

47. Le degré de corrélation des prix de l'électricité entre régions dépend des contraintes de transport. En l'absence de contraintes de transport entre différentes zones, les écarts de prix peuvent être intégralement éliminés par arbitrage de façon à obtenir un prix uniforme. Si des contraintes de transport existent, les prix entre régions peuvent varier considérablement.

1.2.4. Marchés régionaux

48. En **Europe**, le réseau électrique est divisé en quatre zones synchrones (zones où les gestionnaires de réseau de transport sont interconnectés et utilisent la même fréquence), auxquelles s'ajoutent deux zones isolées (Chypre² et l'Islande). Une approche zonale est adoptée pour déterminer le

² Note de la République de Türkiye : Les informations figurant dans ce document qui font référence à « Chypre » concernent la partie méridionale de l'île. Il n'y a pas d'autorité unique représentant à la fois les Chypriotes turcs et grecs sur l'île. La Türkiye reconnaît la République Turque de Chypre Nord (RTCN). Jusqu'à ce qu'une solution durable et équitable soit trouvée dans le cadre des Nations Unies, la Türkiye maintiendra sa position sur la « question chypriote ».

tarif de l'électricité et les acteurs du marché peuvent échanger sans répartition des capacités. Ces zones sont « couplées » par le biais de mécanismes de répartition transfrontières couvrant 19 pays¹¹. Si la capacité d'interconnexion est suffisante, les prix de l'électricité convergent pour l'ensemble des zones. L'Europe a pour ambition d'augmenter la capacité d'échange interzonale afin de renforcer l'intégration du marché de l'énergie. Des interconnexions existent également avec des pays non-membres de l'Union européenne, dont le Royaume-Uni et la Norvège.

49. Aux **États-Unis**, le réseau électrique continental est réparti en trois marchés régionaux : l'interconnexion de l'Ouest (*Western Interconnection*), l'interconnexion de l'Est (*Eastern Interconnection*) et l'interconnexion ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*). La circulation d'électricité entre les différentes interconnexions est relativement limitée et les marchés de l'électricité s'étendent au-delà des limites de chaque interconnexion. Au sein de ces interconnexions, la manière dont l'électricité est négociée n'est pas la même suivant que le marché de l'électricité est traditionnellement réglementé ou libéralisé dans les États concernés. Il existe dans de nombreux États des monopoles réglementés (en Floride, par exemple), mais certains États ont déréglementé leurs marchés dans les années 90, ce qui a entraîné l'émergence de fournisseurs d'énergie et d'opérateurs de réseau indépendants ou d'organismes de transport régional indépendants qui exploitent les installations de transport. Tous les États déréglementés ont adopté une tarification localement différenciée.

50. Le **Japon** dispose de deux principaux réseaux synchrones. Ceux-ci sont reliés par des connexions à haute tension, même si les capacités d'interconnexion sont fortement limitées en raison de différents facteurs techniques. Cette situation a entraîné des coupures de l'alimentation électrique dans plusieurs régions du Japon suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima, compte tenu de capacités de transfert d'électricité insuffisantes entre les réseaux. Les réseaux électriques étaient par le passé exploités par dix monopoles verticalement intégrés, mais le Japon a depuis 1995 entamé une libéralisation progressive de son secteur de l'électricité.

51. En **Corée du Sud**, le secteur de l'électricité reste dominé par la compagnie publique d'électricité, et ancien monopole verticalement intégré, *Korea Electric Power Corporation*. Bien que les pouvoirs publics sud-coréens aient engagé une première série de réformes en 1999, les réactions de rejet de l'opinion ont mis un terme au processus de restructuration en 2004. Il existe aujourd'hui en Corée du Sud 17 producteurs d'électricité indépendants.

1.2.5. Concurrence dans le secteur de l'électricité

52. La production et la fourniture d'électricité aux consommateurs sont généralement des marchés ouverts à la concurrence, alors que le transport et la distribution ont tendance à être des monopoles naturels. Dans ces quatre marchés, un mode de régulation différent est appliqué. Les entreprises de transport et de distribution pratiquent la plupart du temps des prix réglementés. La production et la vente au détail d'électricité sont souvent moins réglementées dans la mesure où il s'agit d'activités concurrentielles, même si certains pays conservent un certain contrôle sur le prix de détail de l'énergie. Au Royaume-Uni par exemple, l'organisme de réglementation Ofgem fixe une limite aux prix pouvant être facturés aux particuliers pour la consommation de gaz et d'électricité. Le plafond de prix est conçu pour refléter les coûts et il est réévalué tous les trois mois pour tenir compte de l'évolution des prix de gros de l'énergie et d'autres coûts.

53. Il est largement admis que la concurrence joue un rôle essentiel sur le marché de la production, d'une part, car elle permet de générer des réductions de coûts de production, lesquels constituent la plus large part des factures d'électricité et, d'autre part, car elle stimule l'innovation dans les nouvelles

Note de tous les États de l'Union européenne membres de l'OCDE et de l'Union européenne : La République de Chypre est reconnue par tous les membres des Nations Unies sauf la Türkiye. Les informations figurant dans ce document concernent la zone sous le contrôle effectif du gouvernement de la République de Chypre.

technologies, comme les énergies solaire et éolienne. La concurrence sur le marché de la vente au détail n'a pas été encouragée de façon unanime car ses avantages sont moins évidents. Ils peuvent néanmoins inclure une réduction des coûts de vente au détail (sans conteste la plus petite composante des factures d'électricité) et un développement de l'innovation dans des domaines comme la tarification au compteur horaire ou la gestion de la demande. Ces différents aspects sont abordés ci-après.

1.3. Pétrole brut

54. Le pétrole brut et ses dérivés (le carburant pour les transports, par exemple) ne sont pas l'objet principal de la présente note de référence. Néanmoins, compte tenu non seulement des nombreuses références faites aux marchés du pétrole brut dans les sections consacrées au gaz naturel et à l'électricité, mais aussi de son importance en tant que source d'énergie, cette note propose une courte présentation de la structure du marché mondial.

1.3.1. Dynamique mondiale de l'offre et de la demande

55. Les plus gros producteurs de pétrole brut au monde sont les États-Unis, la Russie et l'Arabie saoudite. Les entreprises publiques jouent un rôle majeur sur les marchés du pétrole brut et contrôlent collectivement plus de 75 % de la production (The Wall Street Journal, 2010^[17]).

56. Le marché du pétrole brut est toutefois plus complexe qu'il n'y paraît de prime abord. Des centaines de variétés différentes de pétrole brut ou de « qualités » sont en effet produits dans le monde (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2012^[30]). La valeur de chaque qualité de pétrole brut est fonction de ses caractéristiques, comme le taux de soufre (qui détermine s'il est plus ou moins corrosif) ou la densité API (qui détermine s'il est léger ou lourd) (Focus Economics, 2016^[31]). Le prix du pétrole brut léger est généralement plus élevé que celui des autres catégories de brut, dans la mesure où il est plus facile à raffiner et permet la production de quantités supérieures d'essence ou de diesel. Les pétroles bruts lourds sont plus difficiles à raffiner et nécessitent la mise en œuvre de méthodes ou de technologies de raffinage plus avancées.

1.3.2. Mécanismes de formation des prix

57. Le pétrole brut est un produit hautement fongible, d'une qualité constante et dont les prix sont en grande partie déterminés par l'offre et la demande mondiales. Le cours au comptant, soit le prix d'achat ou de vente du pétrole à l'instant plutôt qu'à une date ultérieure définie à l'avance, dépend du niveau de la production mondiale de pétrole brut, du volume des réserves de pétrole brut et de produits raffinés, et du volume des réserves de produits raffinés. Le négoce de pétrole brut est également très développé sur les marchés des contrats à court terme, ce qui contribue grandement au processus de détermination du prix (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2022^[32]).

58. Le prix du pétrole brut est généralement déterminé à partir des prix de référence du brut. Ces prix de référence (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2014^[33]) sont les indices Brent et West Texas Intermediate. Les autres qualités de pétrole brut sont comparées à ces indices de référence après application d'un différentiel déterminé d'un commun accord (appelé « différence de prime de signature »). Des écarts de prix peuvent également apparaître en raison d'« écarts géographiques », des coûts de transport entre les sites de production et les raffineries, et des conditions régionales de l'offre et de la demande (The Balance, 2022^[34]).

1.3.3. Ententes sur le pétrole brut

59. Depuis 1960, plusieurs grands États producteurs de pétrole œuvrent ensemble sous les auspices de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Les objectifs déclarés de l'OPEP consistent à coordonner et unifier les politiques de production du pétrole entre les pays membres, à assurer la stabilité et l'équité des prix pour les producteurs de pétrole, à proposer une fourniture de pétrole efficace, régulière et économique aux pays consommateurs, et à garantir un juste rendement de leurs capitaux aux investisseurs du secteur (OPEP, 2022^[35]). L'une des principales motivations sous-jacentes à la formation d'ententes est la réduction de la volatilité excessive du secteur de la production de pétrole brut (cycles d'expansion et de repli), ainsi qu'un lissage des recettes issues de l'exportation du pétrole. Les décisions de l'OPEP reposent par ailleurs en partie sur des considérations géopolitiques.

60. En juin 2022, la part de l'OPEP dans la production mondiale de pétrole brut s'élevait à 30 % (Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), 2022^[36]). Pour remédier à la diminution des parts de marché de l'OPEP, l'OPEP+ fut créée en 2016 en vertu d'une déclaration de coopération avec dix pays producteurs de pétrole non-membres de l'OPEP, dont la Russie. Néanmoins, les États-Unis étant aujourd'hui devenus un exportateur de premier plan grâce à la révolution du gaz de schiste (bénéficiant de la concurrence entre des entreprises privées plutôt que sur des monopoles nationaux), la capacité de ce nouvel OPEP+ à contrôler le cours mondial du pétrole tend à fléchir (Knowledge at Wharton, 2022^[37]).

61. Les politiques de l'OPEP peuvent malgré tout avoir une incidence sensible sur les prix du pétrole. Les membres de l'OPEP sont généralement les seuls producteurs à maintenir une capacité de production excédentaire (laquelle peut être mobilisée sous 30 jours et conservée pendant au moins 90 jours) (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2022^[32]). Compte tenu de l'inélasticité de la demande à court terme, cette capacité excédentaire influe de manière significative sur les prix du pétrole. Le degré d'utilisation de la capacité de production excédentaire des membres de l'OPEP est un indicateur non seulement de la contraction des marchés du pétrole, mais aussi du niveau de pression à la hausse exercée par l'OPEP sur les prix.

2 Crise actuelle de l'énergie

62. Les deux principaux facteurs à l'origine de la crise actuelle des prix de l'énergie et de la sécurité énergétique (laquelle crise est particulièrement grave en Europe bien qu'elle pose des difficultés partout dans le monde) sont les répercussions de la pandémie de COVID-19 et le conflit en Ukraine.

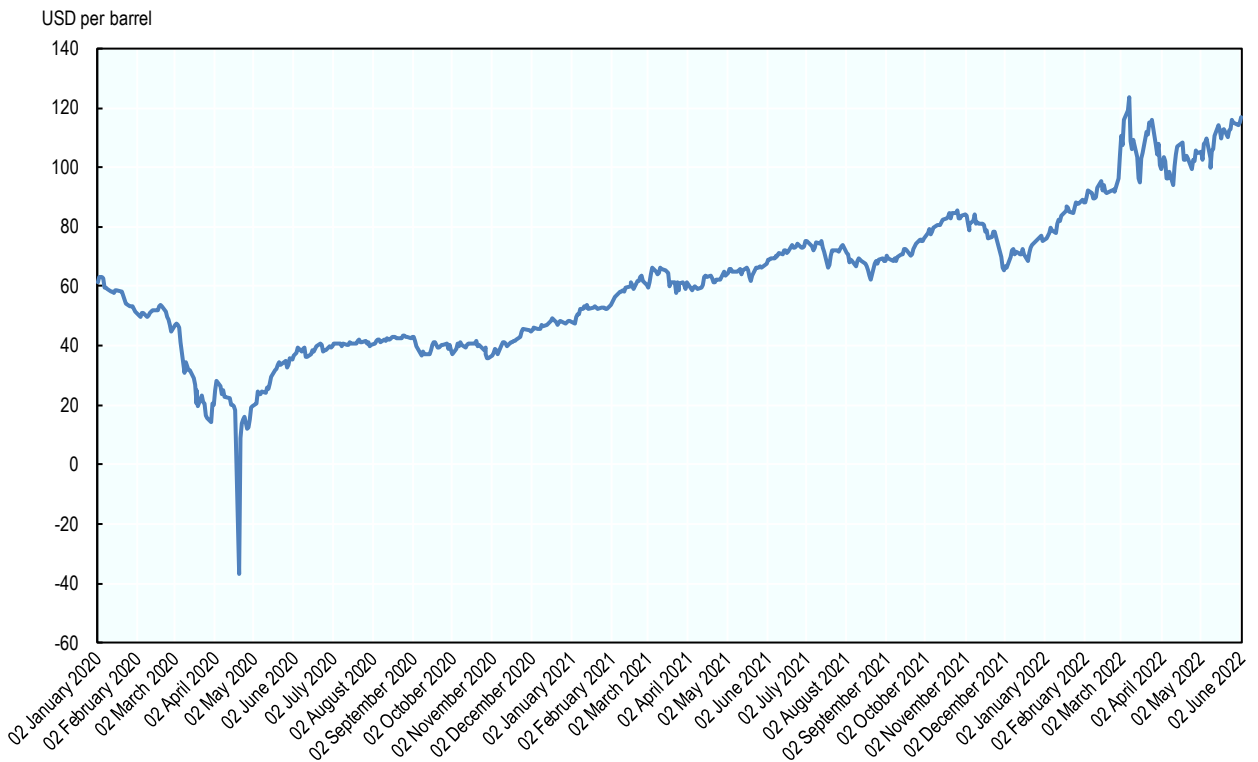
2.1. Pandémie de COVID-19

63. Les prix de l'énergie se caractérisaient par une forte instabilité en 2020 et 2021, générée par une contraction importante de l'économie en 2020 découlant des mesures de confinement généralisé adoptées à travers le monde, et suivie d'une reprise économique en 2021 après la levée des restrictions (Banque mondiale, 2022^[38]).

2.1.1. Incidence des mesures de confinement national sur le prix des produits de base

64. Les prix de l'énergie ont considérablement baissé au début de la pandémie de COVID-19 en mars 2020, en raison d'un ralentissement sans précédent de l'activité économique et des transports. Le prix des produits de base a également baissé de façon importante durant cette période. Ainsi, les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont respectivement enregistré une baisse de 75 % et de 44 % entre février et avril 2020 (BCE, 2022^[39]). La plus forte baisse concernait les contrats à terme de pétrole brut WTI (voir le Graphique 3 ci-dessous) (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis, 2022^[40]). Le 20 avril 2020, leur prix a affiché une valeur négative pour la première fois de l'histoire, au point d'atteindre -37.63 USD par baril (Financial Times, 2020^[41]). La raison pour laquelle les prix sont tombés en dessous de zéro est que les contrats à terme de pétrole brut WTI impliquent une livraison physique et que la capacité de stockage au point de règlement (Cushing, Oklahoma) était insuffisante. En conséquence, les investisseurs financiers (qui ne disposaient pas des infrastructures nécessaires pour stocker ou transporter le pétrole brut) dénouèrent leurs positions sans se soucier du prix afin d'éviter toute livraison physique (Nagy and Merton, 2020, p. 3^[42]). Cet épisode illustre cependant bien l'ampleur de l'effondrement de la demande de pétrole brut.

Graphique 3. Cours au comptant du pétrole brut WTI



Source : adapté de Thomson Reuters, <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D>.

65. La chute significative des prix du pétrole brut est également due au fait que l'offre met un certain temps à s'ajuster aux baisses rapides de la demande en raison de contraintes techniques. La mise à l'arrêt d'un puits de pétrole peut entraîner des dommages (blocage hydraulique, par exemple) et réduire de façon permanente la productivité des gisements de pétrole, notamment pour l'exploitation de gisements de schiste. Les autres installations, comme les oléoducs et les raffineries, nécessitent d'être maintenues en fonctionnement à un niveau minimum. Les producteurs de pétrole peuvent donc accepter de poursuivre la production pendant un certain temps, même si les prix sont inférieurs aux coûts moyens à long terme (Resilience, 2020^[43]).

2.1.2. Reprise économique

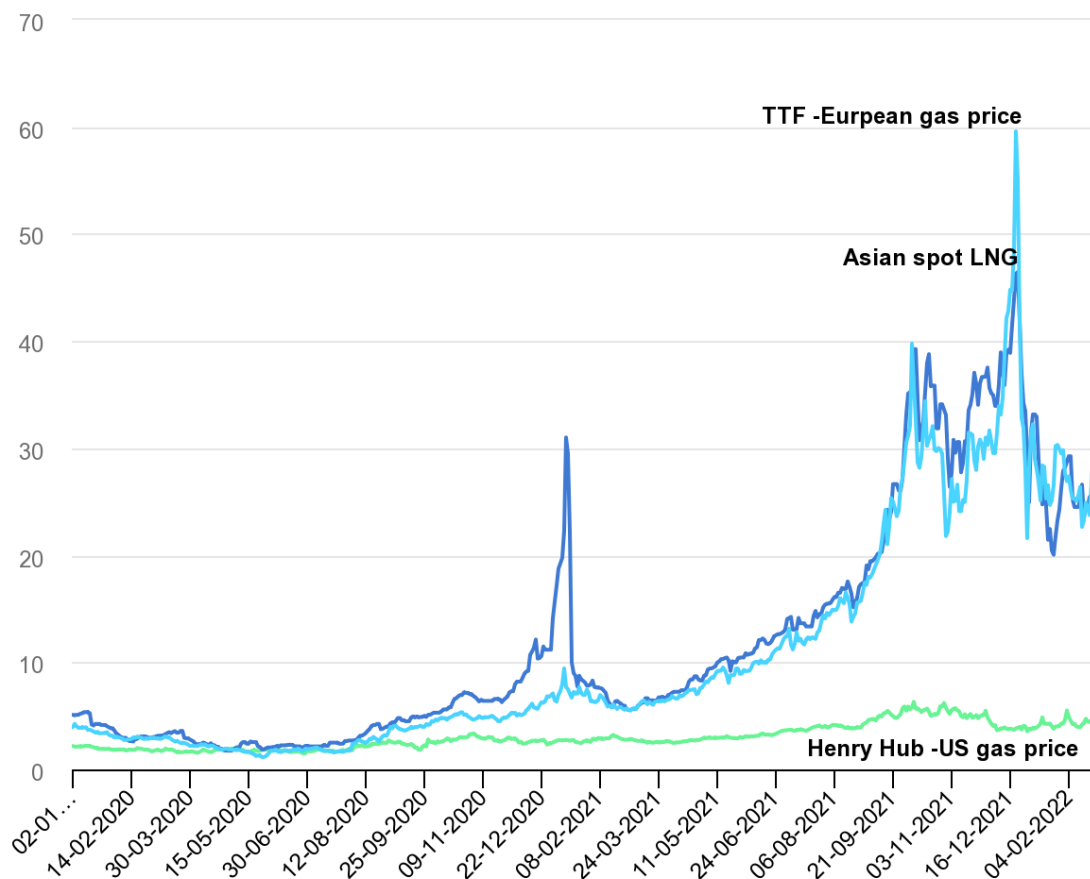
66. Les prix de l'énergie ont connu un rebond au second semestre 2021 sous l'effet d'une reprise de l'activité économique et des déplacements. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont ainsi dépassé leur niveau d'avant la pandémie, et le cours du gaz naturel européen a même atteint un record historique, entraînant un prix de gros de l'électricité encore inédit. L'augmentation des prix du gaz naturel a eu des répercussions sur la demande d'autres sources d'énergie, dont le pétrole brut et le charbon, comme substituts du gaz naturel dans la production d'électricité et de chaleur. À titre d'exemple, les prix du charbon européens ont plus que doublé (Bloomberg, 2021^[44]).

67. Plusieurs facteurs expliquent le niveau record des prix du gaz naturel européen (AIE, 2022^[45]). Suite au refus de l'Allemagne de certifier le gazoduc Nord Stream 2, les livraisons par gazoduc depuis la Russie ont chuté de 25 % en glissement annuel au 4^e trimestre 2021. La consommation de gaz des centrales de production d'électricité a augmenté de façon significative en raison notamment d'une baisse

de la production des autres types de centrales (par exemple, à cause de vents faibles pendant les mois estivaux de 2021). Cette consommation accrue de gaz naturel associée à des importations en baisse ont épuisé les réserves européennes, dont la capacité était 28 % inférieure à leur niveau moyen à cinq ans (AIE, 2022^[45]). Le niveau des réserves des sites de stockage détenus ou contrôlés par Gazprom était particulièrement faible, représentant la moitié du déficit de stockage.

68. Pendant cette période, les prix du gaz européen étaient très proches des cours au comptant de GNL asiatique, et les dépassaient même, notamment à la fin du second semestre 2021 (voir le Graphique 4 ci-dessous). Cette situation était particulièrement inhabituelle dans la mesure où les prix du gaz naturel en Asie sont généralement bien supérieurs aux prix pratiqués en Europe. Le prix du gaz naturel au Henry Hub est resté remarquablement stable durant cette période. Bien que les États-Unis soient aujourd'hui devenus un exportateur de gaz de premier plan, les contraintes de capacité dont souffrent les terminaux d'exportation de GNL limitent encore les volumes de gaz naturel exportables par les États-Unis, empêchant ainsi une convergence des prix.

Graphique 4. Prix du gaz naturel en Europe, en Asie et aux États-Unis, jan. 2020 à fév. 2022



Source : AIE, *Natural gas prices in Europe, Asia and the United States, Jan 2020-February 2022*, AIE, Paris, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/natural-gas-prices-in-europe-asia-and-the-united-states-jan-2020-february-2022>, AIE. Autorisation : CC BY 4.0

69. La réactivité du côté de l'offre s'est révélée limitée malgré les cours élevés de l'énergie. Entre 2019 et 2021, les investissements dans la production de gaz et de pétrole ont fléchi de 23 % (Forum international de l'énergie, 2021^[46]), car les producteurs ont utilisé le flux record de trésorerie à leur disposition pour

rémunérer les actionnaires (Financial Times, 2022^[47]). Plusieurs facteurs expliquent cette tendance. Les producteurs ont été durement touchés par l'effondrement du prix des produits de base en 2014-15 et en 2020, ce qui a réduit leur appétence pour le risque inhérent aux nouveaux projets à long terme (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2021^[48]). À ces effets s'ajoutent des contraintes existantes, comme les réglementations adoptées par les pouvoirs publics ou le coût élevé des infrastructures, lesquelles ont nui au développement de projets d'exploitation du schiste en Europe. La transition vers la neutralité des émissions de carbone a limité l'intérêt porté aux projets axés sur les combustibles fossiles, dans la mesure où les politiques publiques de décarbonation sont devenues plus ambitieuses et où les avancées technologiques ont réduit la demande de combustibles fossiles (Bloomberg News, 2022^[49]). En conséquence, les investissements dans la production de combustibles fossiles ont dans certains cas été réorientés au profit des énergies renouvelables. En 2017 par exemple, DONG Energy a cédé ses activités de production de pétrole et de gaz, et s'est tourné vers les énergies renouvelables sous le nom d'Ørsted A/S. Ørsted est aujourd'hui le plus grand développeur au monde d'énergie éolienne en mer. Les investissements mondiaux dans la production d'énergie devraient augmenter de 8 % en 2022, principalement grâce aux énergies renouvelables (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2022^[50]). Le Forum international de l'énergie¹² a averti qu'un niveau insuffisant d'investissement en amont pourrait encore accentuer l'instabilité des prix.

2.2. Invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie

70. L'étroitesse des marchés de l'énergie découlant de la reprise économique et l'accentuation des tensions face à une possible invasion de l'Ukraine ont entraîné une forte instabilité des prix de l'énergie fin 2021 et sur l'année 2022. Le 24 février 2022, la Russie a finalement lancé une invasion à grande échelle sur les territoires sous contrôle gouvernemental du nord, de l'est et du sud de l'Ukraine. Cette agression a donné lieu à une série de sanctions à l'encontre de la Russie. Un large éventail de mesures de restriction des échanges et de l'investissement ont été adoptées, lesquelles interdisent tout financement ou investissement en faveur du secteur russe de l'énergie ou du gouvernement russe, associées à des sanctions visant le secteur financier (comme l'exclusion des banques russes du réseau de paiement international SWIFT).

71. À l'origine, ces sanctions ne ciblaient pas directement les exportations russes de produits de base par crainte de conséquences inflationnistes, mais des sanctions sur les produits de base furent par la suite mises en place (Reuters, 2022^[51]). Le 3 juin par exemple, l'Union européenne a interdit l'importation de pétrole et de certains produits dérivés en provenance de la Russie, malgré quelques exceptions dont l'importation de pétrole brut par oléoduc vers les États membres présentant une dépendance spécifique à l'approvisionnement russe. Le 8 mai, les États-Unis ont quant à eux interdit les importations russes de pétrole brut et de certains produits dérivés, de GNL, de charbon et autres importations énergétiques (White House, 2022^[52]). Le même jour, le Royaume-Uni s'est engagé à supprimer progressivement les importations russes de pétrole et de produits pétroliers jusqu'à leur suspension définitive au plus tard fin 2022.

72. Au cours des dix dernières années, la dépendance de l'Europe au gaz naturel russe n'a fait qu'augmenter, puisque la Russie comblait les besoins en gaz naturel de l'Europe à hauteur de 25 % en 2009 et de 32 % en 2021 (AIE, 2022^[45]). Parallèlement à cela, l'importance de l'Ukraine en tant que pays de transit pour l'acheminement de gaz naturel russe s'est affaiblie suite à la construction de nouveaux gazoducs, et plus particulièrement de Nord Stream 1. La part des livraisons de gaz russe par gazoduc transitant par l'Ukraine est ainsi passée de 60 % en 2009 à 25 % en 2021 (AIE, 2022^[45]). La diminution des flux de gaz russe vers l'Europe observée depuis le début du conflit semble par conséquent davantage découler d'une décision intentionnelle de la Russie qu'être une conséquence opérationnelle des événements survenus en Ukraine.

2.2.1. Réduction des exportations de gaz naturel

73. La Russie a déjà ralenti ses exportations de gaz naturel par le passé en réaction à certains événements géopolitiques. Suite à des différends avec l'Ukraine en 2005, 2009 et 2017, la Russie a en effet limité ses flux de gaz naturel vers l'Europe (The Guardian, 2022^[53]). En 2021, lors du processus de certification du gazoduc Nord Stream 2 par les organismes allemands de réglementation, Gazprom a réduit ses exportations de gaz naturel acheminées par le gazoduc de Yamal, ce qui a provoqué une forte hausse des prix du gaz naturel (Politico, 2022^[54]). En octobre 2021, pour encourager la certification du gazoduc, le président Poutine a indiqué que la Russie ne pourrait augmenter ses exportations de gaz naturel que si les organismes de réglementation approuvaient Nord Stream 2.

74. Suite à l'invasion de l'Ukraine et aux sanctions adoptées, Gazprom a modifié de manière unilatérale les contrats existants de fourniture de gaz naturel de sorte à exiger des « pays hostiles » un règlement en roubles russes (Politico, 2022^[55]). Face à leur refus d'un tel changement de devise, Gazprom a suspendu les livraisons de gaz naturel vers la Pologne et la Bulgarie le 26 avril. D'autres pays et entreprises connurent le même sort au cours des mois suivants. Les livraisons assurées par Nord Stream I, le principal gazoduc d'acheminement de gaz naturel russe vers l'Europe, ont été complètement interrompues en septembre 2022. Les autorités russes rejetèrent d'abord la faute sur les sanctions affectant la livraison d'une turbine, mais cette explication fut réfutée par les autorités européennes¹³. Les flux de gaz naturel russe à destination de l'Union européenne ont ainsi baissé de plus de 75 % par rapport à l'année 2021 (Energy Monitor, 2022^[56]).

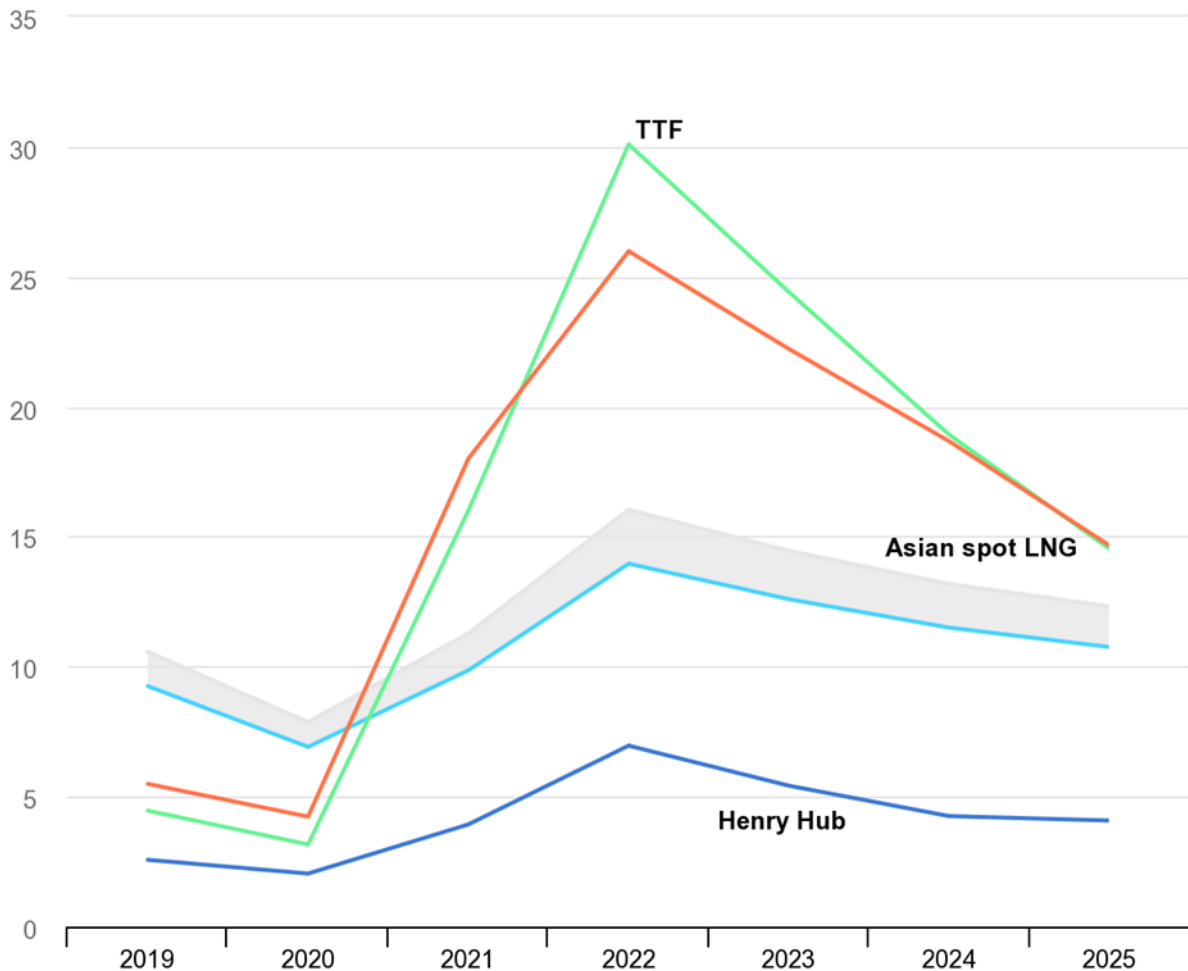
75. En conséquence de la réduction de l'approvisionnement de gaz naturel, les prix du gaz naturel et de l'électricité ont atteint des niveaux records en Europe. À plus de 343 EUR/MWh, le prix du gaz naturel équivalait, en termes énergétiques, à près de 580 USD par baril de pétrole brut (Financial Times, 2022^[57]). Alors que les prix du gaz naturel ont augmenté dans l'ensemble de l'Europe, le niveau d'augmentation des prix de l'électricité varie d'un pays à l'autre. Les pays qui dépendent du gaz naturel pour la production (de pointe) d'électricité et qui disposent d'interconnexions électriques plus limitées (p. ex., l'Espagne) ont connu les augmentations les plus fortes. Les pays moins dépendants de leurs centrales à gaz naturel et bénéficiant d'un nombre supérieur d'interconnexions électriques (p. ex. : les pays nordiques) ont quant à eux subi une hausse plus faible des prix (Fonds monétaire international (FMI), 2022, p. 8^[58]). En cas de forte dépendance au gaz, le gaz naturel est souvent le principal élément déterminant du prix marginal, alors qu'une capacité d'interconnexion limitée a pour effet de restreindre les possibilités d'importation d'électricité depuis des régions où les prix sont moins élevés. Il convient de noter que la répercussion des prix de gros du gaz sur les prix de l'électricité est également affectée par d'autres facteurs¹⁴.

76. Les prix du gaz naturel ont également évolué de façon différente selon les pays. Les prix du gaz NBP et TTF suivent généralement la même évolution. Depuis avril 2022 néanmoins, la combinaison d'une hausse des importations de GNL au Royaume-Uni et d'une capacité limitée d'exportation de gaz naturel par gazoduc vers l'Europe s'est traduite par une baisse des prix de gros au Royaume-Uni (NBP) et a creusé un écart sans précédent avec les prix TTF (Fonds monétaire international (FMI), 2022, p. 7^[58]).

77. L'Europe a cherché des solutions de substitution à l'approvisionnement de gaz russe, comme l'importation de GNL depuis les États-Unis. En 2022, et pour la première fois, les États-Unis ont fourni davantage de gaz naturel à l'Europe que la Russie n'en a acheminé par gazoduc (Bloomberg, 2022^[59]). Par ailleurs, grâce à une faible demande d'énergie sur son territoire, la Chine a revendu ses excédents de GNL à l'Europe afin de tirer parti des cours plus élevés en Europe. Le volume total de GNL chinois ainsi revendu représentait 7 % des importations européennes au premier semestre 2022 (Financial Times, 2022^[60]). La forte augmentation des importations de GNL a permis à l'Europe d'accroître considérablement ses réserves de gaz naturel, ce qui a atténué les inquiétudes concernant d'éventuelles pénuries hivernales et, par là même, provoqué une baisse des prix par rapport à leur pic (Financial Times, 2022^[61]).

78. Les marchés de l'énergie comptent sur une stabilisation des prix du gaz naturel à un niveau élevé. Jusqu'à l'horizon 2025, le prix du gaz naturel en Europe (sur la base du TTF) et en Asie (sur la base du cours au comptant de GNL asiatique) resteront sensiblement supérieurs à leur niveau d'avant la pandémie de COVID-19 et l'invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie (voir le Graphique 5 ci-dessous) (AIE, 2022^[62]). Les prix devraient se maintenir autour de 15 USD/MBtu en 2025, soit près de trois fois leur niveau de 2019.

Graphique 5. Hypothèses de prix du gaz naturel, 2019-25



Source : CME (2022), *Henry Hub Natural Gas Futures Quotes* ; Dutch TTF Natural Gas Month Futures Settlements ; AIE (2022), *Henry Hub Natural Gas Spot Price* ; ICE (2022), *JKM-Japan Korea Marker LNG Future* ; ICIS (2022), *ICIS LNG Edge* (abonnement requis) ; Powernext (2022), Données de marché sur les produits Spot.

79. En octobre 2022, l'OPEP+ a convenu de réduire la production collective de pétrole brut de 2 millions de barils par jour. Cette décision a suscité de vives réactions géopolitiques en raison des conséquences inflationnistes que peuvent avoir des prix élevés du pétrole dans un contexte de crise du coût de la vie (Financial Times, 2022^[63]). Dans la mesure où certains membres de l'OPEP+ enregistrent une production inférieure au contingent prévu, la production devrait en réalité connaître une baisse plus proche de 1 million de barils par jour. En date du mois d'octobre 2022, les contrats à terme de pétrole brut Brent étaient en situation de déport (ICE Futures Europe, 2022^[64]), ce qui veut dire que le prix des

livraisons à terme de pétrole brut était inférieur au prix des livraisons immédiates, et montre que les acteurs du marché estiment que le marché du pétrole brut devrait se détendre au cours des prochains mois et entraîner une baisse des prix.

2.2.2. Phénomène d'autopuniton et modification des flux commerciaux

80. Le phénomène d'autopuniton (par lequel des entreprises réduisent leurs relations commerciales avec la Russie en amont de sanctions ou malgré l'absence de sanctions) a eu une incidence notable sur le secteur du gaz et du pétrole russe. Certaines entreprises ont en effet évité tout échange avec des entités russes par souci de prudence relativement à d'éventuelles sanctions ou de sorte à se préserver de toute critique du grand public. À titre d'exemples, des banques ont refusé l'ouverture de lettres de crédit (Global Trade Review, 2022^[65]) et, suite aux vives critiques suscitées par sa décision d'acquérir du pétrole brut russe à prix réduit, la société Shell a annoncé qu'elle allait non seulement suspendre l'achat de pétrole brut russe sur les marchés au comptant, mais aussi entamer son désengagement progressif de Russie (Shell, 2022^[66]). Ceci a provoqué une baisse du prix des produits de base russes par rapport à leurs équivalents non russes. Le brut de l'Oural, pétrole emblématique de la Russie, a ainsi vu son prix réduit de 33.52 USD par baril par rapport au pétrole brut Brent en août 2022 (CME Group, 2022^[67]).

81. Les remises sur les produits de base russes ont entraîné une réorientation massive des flux mondiaux. Alors que les exportations de pétrole brut russe vers l'Europe ont chuté de 554 000 barils par jour, les exportations vers l'Asie ont quant à elles augmenté de 503 000 barils par jour. Toutefois, bien que les échanges de pétrole par voie maritime soient solidement établis, les infrastructures de transport de GNL ne sont pas encore totalement développées. Il est par conséquent beaucoup plus difficile de réorienter les flux de gaz naturel vers des marchés non européens. À long terme, la Russie projette d'accroître ses capacités de GNL et de construire de nouveaux gazoducs vers l'Asie (dont le gazoduc Force de Sibérie 2, par exemple).

82. La réorientation des flux avait à l'origine permis d'atténuer les pertes financières, dans la mesure où la production de pétrole brut et de gaz naturel demeurait résiliente, (Financial Times, 2022^[68]) et, malgré les remises appliquées au brut de l'Oural, les recettes de l'État russe étaient restées comparables à leur niveau d'avant l'invasion de l'Ukraine (Bloomberg, 2022^[69]). La forte baisse des exportations de pétrole brut et de gaz naturel au mois d'août a cependant commencé à faire sentir ses effets : les recettes issues du gaz et du pétrole ont ainsi fléchi de 18 % en glissement annuel sur la période de janvier à août (Financial Times, 2022^[70]). La production de Gazprom a quant à elle enregistré une baisse de 15 % en glissement annuel.

83. L'embargo européen sur le pétrole brut russe (qui sera mis en œuvre en décembre 2022) et sur les produits pétroliers (qui sera mis en œuvre en février 2023) devrait avoir des répercussions considérables sur les exportations russes (Bloomberg, 2022^[71]) et sur les recettes de l'État, dans la mesure où le pétrole brut représente 37 % du volume total des exportations russes par valeur (contre 13 % pour le gaz naturel) (Congressional Research Service (CRS), 2022^[72]). À eux deux, le pétrole et le gaz représentent ainsi 36 % des recettes de l'État russe.

2.3. Mesures adoptées par les pouvoirs publics en réponse à la crise de l'énergie

84. La crise de l'énergie n'a fait qu'accroître un niveau croissant d'inflation dans de nombreux pays, ce qui a fait craindre une possible crise du coût de la vie et incité les pouvoirs publics à adopter des mesures destinées à atténuer la charge qui pèse sur les consommateurs. Sur le plan politique, les pouvoirs publics subissent d'importantes pressions en raison des effets redistributifs négatifs des cours élevés de l'énergie : proportionnellement, plus les consommateurs s'appauvrissent, plus la part de leur revenus consacrée à l'énergie et aux carburants est importante (Fonds monétaire international (FMI), 2022,

p. 16^[58]). Les mesures adoptées dans certains pays ou régions, à la date d'octobre 2022, sont présentées brièvement ci-après. Selon l'évolution de la crise, les pouvoirs publics devront déterminer les aides supplémentaires qu'il convient de mettre en place et de nouvelles mesures pourraient ainsi être adoptées.

2.3.1. Soutien aux ménages

85. De nombreux pays développés ont proposé des aides financières directes aux ménages. Les transferts budgétaires peuvent être ciblés à destination des ménages à faible revenu ou versés à l'ensemble des ménages afin d'économiser le temps nécessaire à la gestion de paiements ciblés.

86. Compte tenu de l'ampleur de la crise en Europe, plusieurs États membres de l'Union européenne ont apporté une aide directe aux ménages. La Banque centrale européenne a estimé la part des transferts budgétaires entre 0.2 % et 0.3 % du PIB de la zone euro en 2022 (Banque centrale européenne (BCE), 2022^[73]). Alors que les discours politiques ont principalement mis en avant la nécessité de soutenir les ménages en difficulté, seuls 12 % des mesures adoptées par les gouvernements européens ciblaient les ménages à faible revenu et 54 % n'étaient tout simplement pas ciblées. Au Royaume-Uni, le gouvernement a annoncé la mise en place d'un plan d'aides partiellement ciblées de 15 milliards GBP (Trésor britannique, 2022^[74]). Celui-ci vise à apporter un soutien à l'ensemble des ménages et prévoit une aide supplémentaire pour les ménages à faible revenu.

2.3.2. Plafonnement des prix

87. Certains pays ont instauré des mécanismes visant à plafonner, selon différentes modalités, les prix du gaz naturel et de l'électricité payés par les consommateurs. Le coût budgétaire de tels plafonds de prix s'est avéré bien supérieur aux prévisions, en grande partie car les prix de l'énergie ont été plus élevés et pendant plus longtemps que ce qui avait été anticipé.

88. En Europe, la France (The Local, 2022^[75]), le Royaume-Uni (Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS), 2022^[76]) et Allemagne (Financial Times, 2022^[77]) ont ainsi plafonné les prix de détail du gaz et de l'électricité et versé aux fournisseurs la différence de coût entre les prix de gros et les prix plafonnés. La France a limité l'augmentation du prix à hauteur de 4 % en 2022, pour un coût total de 8 milliards EUR supporté par l'État (The Guardian, 2022^[78]) (les pertes enregistrées par EDF s'élevaient à 8.4 milliards EUR et l'entreprise fut renationalisée). L'augmentation du prix sera limitée à 15 % en 2023 pour un coût total de 45 milliard EUR. Le Royaume-Uni a quant à lui annoncé sa volonté de plafonner le prix unitaire du gaz naturel et de l'électricité pendant deux ans pour les ménages contre six mois pour les entreprises. S'inquiétant des conséquences budgétaires d'une telle décision, le Royaume-Uni a finalement également limité à six mois le plafonnement des prix pour les ménages. De son côté, l'Allemagne a subventionné une part de la consommation de gaz et d'électricité des consommateurs et des entreprises, pour une enveloppe totale de 200 milliards EUR. Enfin, les pouvoirs publics espagnols et portugais ont plafonné le prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité jusqu'à mai 2023, pour un coût de 8.4 milliards EUR. L'objectif de cette mesure est d'entraîner une baisse du prix de l'électricité.

2.3.3. Impôts indirects

89. Pour réduire les prix de l'énergie, certains pays ont baissé les impôts indirects et les prélèvements appliqués aux factures d'énergie. En Asie, l'Inde a supprimé les droits d'accises sur l'essence et le diesel (S&P Global, 2022^[79]). L'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et le Royaume-Uni (Gouvernement fédéral allemand, 2022^[80]) ont quant à eux supprimé les prélèvements en faveur de la production renouvelable.

2.3.4. Subventions

90. Certains pays ont soutenu les entreprises par l'octroi de subventions. En Europe, 34 % des transferts budgétaires ont été réalisés en faveur des entreprises (BCE, 2022^[81]). C'est notamment le cas de l'Espagne qui a ainsi soutenu les entreprises à forte consommation de gaz (La Moncloa, 2022^[82]). Le Japon a augmenté ses subventions aux grossistes de pétrole afin d'atténuer la hausse des prix de l'essence et autres carburants à hauteur de 1 000 milliards JPY (Nippon, 2022^[83]). De son côté, l'Indonésie a multiplié par trois son budget de subvention en faveur de l'énergie, le portant à 34 milliards USD, afin de maintenir le tarif subventionné de l'essence, du diesel et de certaines autres sources d'énergie (Refinitiv, 2022^[84]).

2.3.5. Soutien à la trésorerie

91. La forte hausse des prix de l'énergie a provoqué des problèmes de trésorerie pour les entreprises opérant sur les marchés de capitaux. Les entreprises font généralement appel aux marchés des contrats à court terme à des fins de gestion des risques. Une compagnie d'électricité peut par exemple vendre de l'électricité une année à l'avance pour assurer sa marge si ses coûts d'intrants (et plus particulièrement de gaz naturel) sont fixés de façon contractuelle. Différents facteurs jouent sur la relation entre les cours au comptant et les prix des contrats à terme, comme les arbitrages physiques entre les contrats à terme et au comptant, la trésorerie ou les coûts de transaction (Timera Energy, 2014^[85]). L'arbitrage physique assure le lien le plus fort entre les cours au comptant et les prix des contrats à terme, ce qui veut dire que les marchés caractérisés par une capacité de stockage limitée (le marché de l'électricité, par exemple) ont tendance à avoir des marchés de contrats à court terme moins développés.

92. Lorsqu'elles négocient des contrats à terme et autres instruments financiers, les entreprises doivent déposer des garanties auprès de la bourse ou d'une autre partie afin de limiter son engagement de crédit vis-à-vis de l'entreprise. Les exigences de garanties sont déterminées par différents facteurs, dont la valeur des contrats et le niveau d'instabilité du marché. La hausse des prix de l'énergie (et par là même de la valeur absolue des contrats), associée à un degré extrême d'instabilité des prix, a provoqué une augmentation considérable des exigences de garanties, qui a elle-même poussé les bourses et autres parties à demander plus de 1 500 milliards USD de garanties sur l'ensemble du secteur (Bloomberg, 2022^[86]).

93. L'impact sur les liquidités des entreprises est particulièrement prononcé dans les marchés libéralisés, dont les acteurs sont généralement plus petits (par rapport aux entreprises publiques) et disposent d'une capacité plus limitée à faire face à l'augmentation des exigences de garanties (Financial Times, 2022^[87]). Les entreprises dans l'impossibilité de remplir les exigences de garanties se sont résolues à chercher des sources de financement complémentaires (p. ex. : facilités de crédit renouvelables auprès d'établissements bancaires) ou ont été contraintes de réduire leurs activités de négoce. Conscients de l'incidence sur les positions de trésorerie des négociants de produits de base, de la liquidité globale des marchés et de la possibilité de contagion due aux faillites d'entreprises, des pays comme l'Allemagne, l'Autriche, la Finlande, le Royaume-Uni et la Suède (Financial Times, 2022^[88]) ont, au cours des derniers mois, mis en place des dispositifs de soutien d'urgence à la trésorerie visant à aider des entreprises, par ailleurs viables, à fournir les garanties requises.

2.3.6. Impôts exceptionnels et plafonnement des recettes

94. Face aux bénéfices extraordinaires réalisés par les producteurs de pétrole, de gaz et d'électricité, certains pays ont instauré des mesures d'imposition exceptionnelles. En Europe, la Commission européenne a approuvé la mise en place de tels impôts, lesquels pourraient lever 200 milliards EUR pour compenser partiellement l'augmentation des factures d'énergie (CE, 2022^[89]). Pour prévenir toute distorsion sur les marchés, la Commission a imposé des conditions à l'adoption d'impôts exceptionnels,

lesquels doivent par exemple être limités dans le temps et ne pas affecter la formation des prix de gros. L'Espagne, l'Italie (Freshfields, 2022^[90]) et le Royaume-Uni (HM Revenue & Customs, 2022^[91]) ont tous trois instaurés des impôts exceptionnels.

95. En septembre, la Commission européenne a proposé un plafonnement des recettes sur le marché de la production d'électricité à partir de technologies dites inframarginales (p. ex. : énergies renouvelables, nucléaire ou lignite), soit les technologies qui ne reposent pas sur l'utilisation de gaz et qui tirent parti de l'augmentation des prix de l'énergie sans pour autant souffrir de la hausse du prix des intrants. La Commission a ainsi défini un plafond *ex post* pour les recettes à 180 EUR/MWh (Commission européenne (CE), 2022^[92]).

2.3.7. Mesures axées sur la demande

96. En Europe, certaines mesures régionales ont été adoptées afin de réduire la consommation de gaz naturel. Ces dispositifs se sont révélés particulièrement efficaces pour diminuer la demande européenne et servir un objectif stratégique majeur : la reconstitution des réserves de gaz naturel avant l'hiver 2022. En mai 2022, le plan d'action REPowerEU a été instauré. Celui-ci prévoit une enveloppe de 210 milliards EUR en faveur d'une réduction rapide de la dépendance de l'Union européenne à la Russie et d'une accélération de la transition verte (Commission européenne (CE), 2022^[93]). Au mois de juillet, la Commission a présenté un plan d'action intitulé « Des économies de gaz pour un hiver sûr ». Les États membres ont ainsi défini un objectif volontaire de réduction de 15 % de la consommation de gaz naturel à l'horizon du printemps 2023, accompagné d'objectifs obligatoires en cas de forte pénurie de gaz naturel ou d'une hausse exceptionnelle de la demande. Ce plan encourage également à mise en œuvre de campagnes publiques de sensibilisation en faveur d'une réduction du chauffage et de la climatisation, parmi d'autres mesures d'économies à court terme. En Espagne par exemple, les pouvoirs publics ont interdit l'utilisation des systèmes de climatisation en dessous de 27 °C et de chauffage au-dessus de 19 °C (Bloomberg, 2022^[94]). En septembre, la Commission européenne a proposé aux États membres une réduction globale de 10 % de la consommation d'électricité, complétée par un objectif de réduction de 5 % de la consommation pendant les heures de pointe.

97. Au Royaume-Uni, le gestionnaire du réseau se prépare à rémunérer les ménages contribuant à réduire la demande d'électricité pendant les périodes de pointe hivernales, et ce, afin de limiter la consommation de gaz à des fins de production d'électricité.

98. L'augmentation des prix du gaz naturel a fortement incité à l'adoption de solutions de substitution. Les pays disposant de capacités de production d'électricité à partir de pétrole (comme le Pakistan ou le Bangladesh) ont ainsi renforcé leurs importations de pétrole brut (Bloomberg, 2022^[95]). L'Allemagne a quant à elle augmenté l'utilisation de charbon pour la production d'électricité, soit de 27 % en 2021 à 31 % en 2022, et réduit l'utilisation de gaz naturel de 14 % à 12 % (Financial Times, 2022^[96]).

2.3.8. Mesures axées sur l'offre

99. Bien que l'offre de gaz naturel soit inélastique à court terme, plusieurs mesures ont été adoptées afin de renforcer les approvisionnements.

100. Les pays européens ont ainsi réalisé des investissements en faveur d'une augmentation des importations de GNL. En septembre 2022, deux terminaux flottants de GNL ont été mis en place au Pays-Bas pour permettre l'injection de GNL dans les réseaux terrestres (Bloomberg, 2022^[97]). De son côté, l'Allemagne s'est dotée de sept terminaux flottants de GNL, dont trois entreront en service dès 2022. Des investissements seront également réalisés afin d'améliorer les infrastructures de gazoduc sur le territoire européen (Financial Times, 2022^[98]). Les capacités d'importations de GNL de l'Europe sont en grande partie localisées dans la péninsule Ibérique, or les possibilités restreintes de transport par gazoduc vers l'Europe centrale et du Nord limitent toute augmentation des importations de GNL et donc toute

diversification de l'approvisionnement. En juin 2022, l'Union européenne a exigé de ses États membres qu'ils disposent d'installations de stockage de gaz naturel suffisantes et que leurs réserves souterraines de gaz naturel soit remplies au moins à hauteur de 80 % avant l'hiver 2022 et de 90 % avant l'hiver 2023. Bien que ces réglementations ait permis un remplissage efficace des installations de stockage de gaz naturel, elles ont également eu pour effet d'accroître la demande de gaz naturel et par là même d'augmenter les prix, ce qui s'est traduit par une distorsion de la forme naturelle de la courbe à terme des prix (autrement dit, les prix de la saison estivale ont dépassé les prix de la saison hivernale) (ING, 2022^[99]).

101. Aux États-Unis, les pouvoirs publics ont débloqué 180 millions de barils de pétrole brut de la Réserve stratégique de pétrole sur une période de six mois (Ministère de la Justice des États-Unis (DOE), 2022^[100]), en coordination avec ses partenaires de l'AIE qui ont eux-mêmes débloqué 60 millions de barils¹⁵. D'après le Trésor des États-Unis, cela aurait permis une baisse du prix de l'essence au niveau national de 0.17 à 0.42 USD (Département américain du Trésor, 2022^[101]). En août 2022, le Sénat américain a voté une loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act*), laquelle prévoit une enveloppe de 369 milliards USD pour l'investissement dans la sécurité énergétique et la lutte contre le changement climatique (Sénat américain, 2022^[102]). Cette loi a pour objectif de baisser les coûts pour les consommateurs, de renforcer la production propre et de réduire de 40 % les émissions de CO₂ à l'horizon 2030.

2.3.9. Efficacité des politiques et incidence sur la concurrence

102. Le Fonds monétaire international a publié un document de travail sur la conception de mesures de soutien appropriées à destination des ménages et des entreprises. Ce document examine également l'efficacité des mesures adoptées jusqu'à présent (Fonds monétaire international (FMI), 2022, pp. 17-24^[58]).

Soutien aux ménages

103. D'après ce document de travail, il convient que tous les mécanismes d'intervention prennent en compte les indications données par les prix, et ce, afin d'encourager les consommateurs et les entreprises à réduire leur consommation d'énergie (ou adoptent d'autres sources d'énergie le cas échéant) et d'inciter les fournisseurs à augmenter leur production. Les mesures provisoires visant à retarder la répercussion des prix de gros de l'énergie peuvent se justifier lorsque la flambée des prix n'est que de courte durée, mais les mesures d'intervention ayant pour effet de masquer les indications données par les prix doivent être levées dès que possible.

104. Les mesures de blocage des prix (comme les subventions, les réductions d'impôt et le contrôle des prix) sont considérées comme inefficaces dans la protection des consommateurs économiquement vulnérables, car elles limitent les effets des ajustements de la demande, comme les pratiques de conservation de l'énergie ou les investissements dans l'efficacité énergétique. La fourniture de gaz naturel et autres sources d'énergie est particulièrement inélastique à court terme ; il est donc important que la demande s'ajuste pour permettre l'émergence d'un prix d'équilibre raisonnable.

105. Le document de travail du FMI recommande la mise en place de dispositifs de soutien aux revenus des ménages vulnérables, dans la mesure où ce type de dispositifs n'entraîne pas de distorsion du prix marginal de l'énergie. Lorsque des mesures de blocage des prix sont adoptées, il convient qu'elles soient limitées à un nombre restreint de consommateurs ou à l'utilisation d'énergies inframarginales, et ce, afin d'atténuer tout effet de distorsion sur la formation des prix.

106. En pratique, il est difficile sur le plan politique de supprimer des mesures de blocage des prix et des aides au revenu. Autrement dit, même si de telles mesures sont conçues pour n'apporter qu'une réponse provisoire à une augmentation des prix significative mais de courte durée, il peut en pratique être difficile de revenir en arrière. Les pouvoirs publics éprouvent par ailleurs des difficultés à élaborer des

mesures adéquatement ciblées avant l'hiver. Par souci de pragmatisme, c'est donc la faisabilité de leur implémentation qui détermine les mesures qui seront adoptées par les pouvoirs publics à l'approche de l'hiver.

Subventions aux entreprises consommatrices d'énergie

107. Des mesures d'intervention ont également été mises en œuvre afin d'aider les entreprises à faire face à l'augmentation des coûts de l'énergie, qu'il s'agisse d'allègements fiscaux, de subventions à l'énergie ou encore de prêts garantis. Le document de travail du FMI considère là aussi que l'adoption de mesures provisoires peut se justifier lorsque des entreprises viables sont en proie à des problèmes de trésorerie et ne peuvent emprunter pour surmonter une flambée temporaire des prix. Toutefois, lorsque l'augmentation de prix de l'énergie s'inscrit dans la durée, de telles mesures peuvent nuire à une réaffectation nécessaire de la demande et de la production vers des activités moins gourmandes en énergie.

108. Lorsque des aides sont proposées aux entreprises, elles doivent être limitées dans le temps et ciblées de manière appropriée pour les inciter à réduire leur consommation d'énergie. Ces dispositifs doivent ainsi être destinés aux entreprises viables, même si (comme on a pu le voir dans le contexte de la pandémie de COVID-19) identifier efficacement ces entreprises s'avère particulièrement difficile dans la pratique. Les grandes entreprises sont davantage susceptibles de disposer d'un fonds de roulement suffisant pour absorber les pertes ou d'un pouvoir de marché qui leur permet de répercuter l'augmentation des coûts sur les consommateurs. À l'inverse, les petites et moyennes entreprises sont davantage susceptibles de faire face à des problèmes de trésorerie ou de subir directement les coûts, et par conséquent d'avoir besoin de soutien. Si elles sont mises en œuvre de façon inégale, les aides publiques peuvent fausser la concurrence, par exemple en offrant indûment à certaines entreprises l'accès à de meilleurs financements qu'à leurs concurrents.

109. Le document précise qu'il convient d'accorder une attention particulière aux entreprises qui jouent un rôle essentiel dans l'importation et la distribution d'énergie (sociétés de négoce et fournisseurs, par exemple). L'augmentation du coût des échanges a entraîné l'éviction de certains acteurs des marchés de produits de base et provoqué une forte baisse des liquidités. Les marchés non liquides ont tendance à être plus vulnérables aux manipulations du marché, dans la mesure où même de petites opérations sur les marchés non liquides peuvent donner lieu à d'importantes fluctuations des prix. Pour éviter que les problèmes de liquidités ne mènent à des situations d'insolvabilité, les entreprises peuvent avoir besoin d'un soutien à la trésorerie ou d'autres dispositifs leur permettant de répercuter les coûts sur les utilisateurs finals.

Impôts exceptionnels

110. Étant donné que les impôts exceptionnels sont calculés sur les bénéfices passés et n'affectent ni les coûts marginaux ni la demande, les entreprises devraient en théorie ne pas modifier leur comportement en réaction à la mise en place de dispositifs fiscaux exceptionnels. Cela présuppose toutefois que ces impôts exceptionnels ne soient pas annoncés de façon anticipée et que les entreprises soient convaincues qu'il s'agit d'une imposition réellement exceptionnelle (National Institute of Economic and Social Research, 2022_[103]). En pratique, limiter les avantages potentiels d'une augmentation des recettes dans le secteur de l'énergie (et accentuer par là même les incertitudes en matière de politique fiscale) peut avoir un effet préjudiciable sur l'entrée de nouveaux acteurs et réduire la concurrence à moyen ou long terme. Tout impôt perçu comme réellement exceptionnel et ciblant une génération plus ancienne d'entreprises est par conséquent moins susceptible de nuire à l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. Au Royaume-Uni par exemple, le plafonnement des recettes (comparable à un impôt exceptionnel) s'applique aux producteurs d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire les plus anciens qui ont profité des prix élevés de l'énergie. Les producteurs les plus jeunes sont quant à eux soumis à des contrats d'écart

compensatoire¹⁶. Ils ne réalisent par conséquent pas de bénéfices exceptionnels et ne sont pas concernés par cet impôt.

111. Le document de travail du FMI précise en outre que les impôts exceptionnels doivent être conçus de manière à préserver les incitations à l'investissement, dans la mesure où les entreprises peuvent décider de réduire leurs investissements en cas de perte réelle de recettes. Il convient par ailleurs que ces impôts soient uniquement appliqués aux bénéfices excédentaires et qu'ils permettent aux producteurs de récupérer leurs frais d'exploitation, de bénéficier d'un juste retour sur investissement et enfin de conserver une partie de ces bénéfices excédentaires.

112. En termes d'équité, les impôts exceptionnels peuvent se justifier dans la mesure où les bénéfices extraordinaires ne découlent pas de pratiques de production ou d'entrepreneuriat. Néanmoins, le niveau à partir duquel des bénéfices sont considérés comme extraordinaires peut dépendre de considérations plus politiques qu'économiques. Les impôts exceptionnels consistent en définitive en une redistribution des revenus des actionnaires des entreprises au profit de la population générale.

113. Certains pays ont également envisagé d'étendre les contrats d'écart compensatoire aux producteurs existants. Ce changement s'avère toutefois particulièrement complexe, puisque les producteurs peuvent être liés à des contrats ou à des couvertures, parfois sur plusieurs années, lesquels pourraient être extrêmement difficiles à annuler. Il est également possible que certains producteurs préfèrent s'acquitter d'un impôt exceptionnel qui ne s'applique qu'à leurs bénéfices réels, étant donné que les contrats d'écart compensatoire limiteraient leurs recettes sans que leur rentabilité ne soit prise en compte.

3 Défis pour l'avenir

3.1. Transition vers la neutralité des émissions de carbone

114. La transition vers la neutralité des émissions de carbone soulèvera différentes questions en matière de concurrence et de politique publique qui devront être examinées par les organismes de réglementation, les autorités de la concurrence et les pouvoirs publics. Cette section offre un aperçu général des plans de transition, des sources de production d'énergies renouvelables et de certains problèmes susceptibles d'émerger dans le cadre de cette transition.

3.1.1. Plans de transition vers la neutralité des émissions de carbone

115. La Conférence des Nations unies sur les changements climatiques (COP21) de 2015 a constitué un important point de convergence pour la coopération internationale en matière de changement climatique. L'Accord de Paris, signé par 193 parties, est un traité juridiquement contraignant qui engage les pays à réduire leurs émissions de CO₂ afin de limiter à 2 °C l'élévation de la température moyenne de la planète au cours de ce siècle et à travailler de concert pour s'adapter aux conséquences du changement climatique (Nations Unies, 2022_[104]).

116. Suite à la COP21, plus de 70 pays (dont les plus pollueurs : la Chine, les États-Unis et les membres de l'Union européenne) ont défini des objectifs de neutralité carbone, couvrant ainsi 76 % des émissions à l'échelle du monde (Nations Unies, 2022_[105]). Plus de 1 200 entreprises, 1 000 villes et 400 institutions financières se sont engagées à diviser par deux leurs émissions mondiales à l'horizon 2030. *Climate Action Tracker* a estimé en 2014 que la planète allait connaître une augmentation des températures de 4 °C d'ici à 2100. En 2021, ce même groupe de recherche a estimé que, si les objectifs contraignants à long terme étaient respectés, ce réchauffement pouvait être limité à 2.1 °C (Climate Action Tracker, 2022_[106]).

117. Bien que d'importants progrès aient été réalisés dans le monde en faveur d'une transition vers la neutralité des émissions de carbone, il est largement admis qu'il reste encore beaucoup d'efforts à faire. Le secteur de l'énergie est à l'origine des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre, il a donc un rôle majeur à jouer dans la lutte contre les effets du changement climatique (Nations Unies, 2022_[105]). La demande mondiale d'énergie devrait augmenter de 47 % sur les 30 prochaines années sous l'effet de la croissance économique et démographique. Bien que des avancées notables aient été réalisées dans la transition vers les énergies renouvelables au cours des dernières décennies, des défis majeurs se profilent à l'horizon.

3.1.2. Électrification et technologies bas carbone

118. Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, des segments importants de l'économie doivent abandonner progressivement les combustibles fossiles et adopter les technologies électriques. Selon certaines estimations, cette « électrification » pourrait entraîner un doublement de la demande d'électricité d'ici à 2050, en raison notamment de son extension au secteur des transports, du chauffage industriel et résidentiel, et de la production industrielle¹⁷ (Climate Change Committee, 2020, p. 10_[107]). Cette

augmentation de la demande peut être comblée par un accroissement de la production renouvelable, bien que cela soulève certaines difficultés en termes d'investissement, d'innovation (stockage d'énergie sur batterie, par exemple), de préparation de la chaîne d'approvisionnement et de consentement des consommateurs à adopter de nouvelles technologies (véhicules et solutions de chauffage électriques, par exemple). La part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité a connu une évolution rapide ces dernières années, passant de 20 % en 2010 à 29 % en 2020 (AIE, 2022^[108]). Cette hausse devrait par ailleurs se poursuivre, sachant que près de la moitié de l'augmentation des capacités mondiales de production renouvelable est attribuable à la Chine, suivie des États-Unis, de l'Union européenne et de l'Inde (AIE, 2021, p. 22^[109]). Les principaux types de production renouvelable sont brièvement décrits ci-dessous.

119. La technologie **hydraulique** permet la production d'électricité à partir de la différence d'altitude entre le point de départ et le point d'arrivée d'un flux d'eau (Bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables des États-Unis, 2022^[110]). L'hydraulique est la plus importante source d'énergie renouvelable, enregistrant une production de 4 418 TWh d'électricité à l'échelle mondiale en 2020, soit plus que l'ensemble des autres énergies renouvelables cumulées (AIE, 2021^[111]). L'**énergie éolienne** est quant à elle produite à partir de turbines terrestres ou en mer. En 2020, les installations éoliennes ont permis la production de 1 592 TWh d'électricité dans le monde, ce qui représente une augmentation de 12 % par rapport à 2019, la majorité étant générée par les turbines terrestres (AIE, 2021^[112]). La technologie **solaire** permet la conversion de lumière du soleil en électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou de déflecteurs par concentration de l'irradiation solaire (Bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables des États-Unis, 2022^[113]). À l'échelle mondiale, la production solaire photovoltaïque a augmenté de 23 % et atteint 821 TWh en 2020.

120. On a également pu observer une augmentation de la **production renouvelable décentralisée**, assurée par des petites unités de production solaire et éolienne fournissant une alimentation électrique aux particuliers et aux réseaux locaux. Alors que la production renouvelable centralisée (parcs éoliens à grande échelle, par exemple) peut tirer parti d'économies d'échelle, la production décentralisée peut quant à elle contribuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement et à réduire la demande sur le réseau national.

121. Au cours des dix dernières années, le coût de l'énergie renouvelable a baissé de façon considérable, et ce, grâce aux avancées technologiques successives, aux économies d'échelle, à la compétitivité des chaînes d'approvisionnement et à une amélioration de l'expérience des développeurs. L'un des principaux indices de comparaison des coûts est le coût actualisé de l'énergie (*Levelized Cost of Energy*, LCOE), correspondant aux recettes moyennes nécessaires par unité d'électricité produite pour recouvrer les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale électrique sur sa durée de vie. Entre 2010 et 2020, le LCOE moyen global pondéré a chuté de 85 % pour le solaire photovoltaïque, de 56 % pour l'éolien terrestre et de 48 % pour l'éolien en mer (Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)IRENA, 2021, p. 11^[114]). La production renouvelable devient de plus en plus compétitive et, dans certains cas, moins onéreuse que les installations nouvelles ou existantes de production d'énergie à base de combustibles fossiles. En 2020, le coût de 162 GW de nouvelles capacités de production renouvelable était inférieur au coût de la source la moins chère de capacité de production à base de combustibles fossiles, représentant ainsi environ 62 % de l'augmentation nette de la production renouvelable mondiale d'électricité (Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)IRENA, 2021, pp. 28-29^[114]).

122. L'**hydrogène** peut également jouer un rôle dans la transition verte des secteurs par nature difficiles à décarboner, soit pour lesquels une électrification reste encore complexe, comme le transport sur longue distance, l'aéronautique ou la fabrication industrielle d'acier (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2019^[115]). L'hydrogène offre également une solution prometteuse pour le stockage des excédents de la production renouvelable lorsque cette production est supérieure à la demande. Le gaz naturel est la principale source d'hydrogène. Du dioxyde de carbone est toutefois généré lors de sa production (on parle

alors d'« hydrogène gris »). Dans une optique de décarbonation, il est possible de capter les émissions de CO₂ générées par la production d'hydrogène à partir de gaz naturel (« hydrogène bleu ») ou bien de produire de l'hydrogène à partir d'électricité renouvelable ou d'énergie nucléaire (« hydrogène vert »). L'hydrogène peut être transporté sous forme de gaz par gazoduc ou sous forme liquide à l'instar du GNL, puis transformé en électricité, en méthane ou en carburant.

123. Malgré les progrès réalisés, la transition vers la neutralité des émissions de carbone présente encore un certain nombre de défis dont les pouvoirs publics et les responsables de l'élaboration des politiques devront s'emparer. Ces défis sont brièvement décrits ci-après.

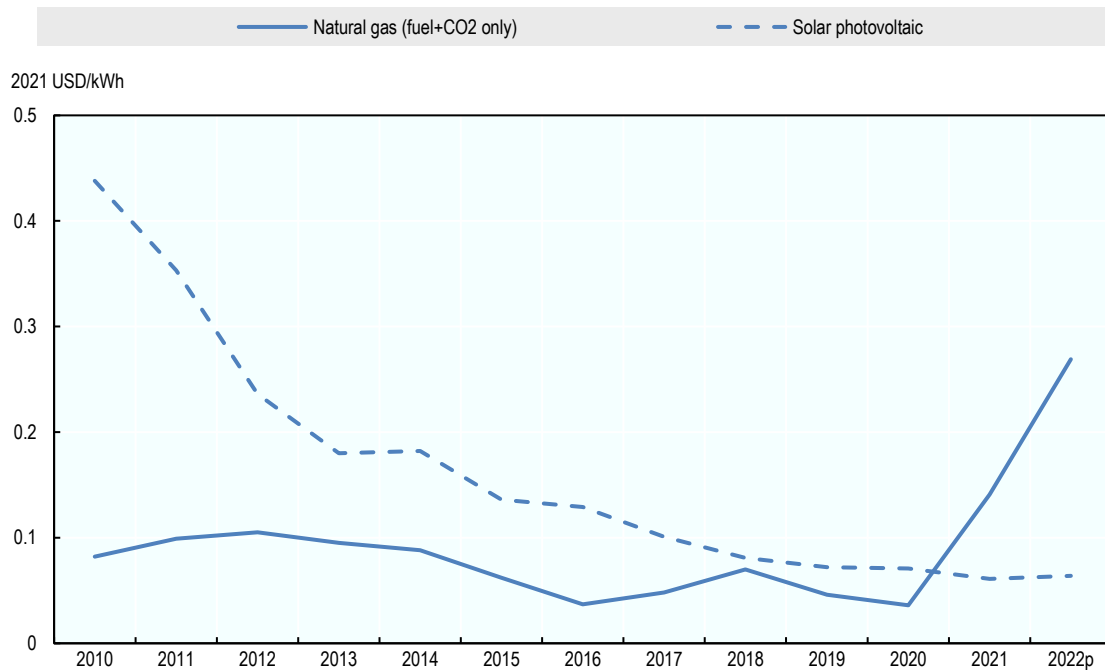
3.2. Défis suscités par la transition vers la neutralité des émissions de carbone

3.2.1. Compétitivité des énergies renouvelables

124. Tel qu'indiqué précédemment, la compétitivité de la production renouvelable en termes de coûts s'est fortement améliorée au cours des dix dernières années. Les pouvoirs publics ont ainsi proposé des subventions et des incitations visant à encourager le développement du secteur, parmi lesquelles les contrats d'écart compensatoire (Financial Times, 2022^[116]) et les tarifs d'achat (PV Magazine, 2022^[117]), qui garantissent un prix fixe de l'électricité, ou encore les crédits d'impôt pour investissement (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2022^[118]), assurant un crédit d'impôt pour compenser les mises de fonds initiales. Ces subventions ont été conçues pour stimuler la demande sur un marché encore naissant, permettre aux entreprises de développer des économies d'échelle et accélérer le processus d'apprentissage. Les subventions ont également permis de protéger ce très jeune secteur des énergies renouvelables de la concurrence des producteurs d'énergies non renouvelables et à moindre coût. Ces dispositifs se sont révélés extrêmement efficaces pour permettre au secteur de se développer et de faire baisser ses coûts.

125. La pandémie de COVID-19 et la crise de l'énergie ont également entraîné une forte hausse du coût des matières premières industrielles et du fret. En 2021, le prix du plastique utilisé dans la fabrication de panneaux solaires a augmenté de 400 %, l'aluminium de 80 % et le fret de 600 %. Ces augmentations ont exercé une tension à la hausse sur le coût des infrastructures de production renouvelable (dont la fabrication est particulièrement énergivore) et inversé la baisse tendancielle à long terme des coûts (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2021^[119]). À titre d'exemple, le prix des éoliennes et des panneaux photovoltaïques a augmenté de 10 à 25 %. Toutefois, malgré cette récente augmentation, la hausse des prix du gaz naturel et du charbon a encore amélioré la compétitivité de l'éolien et du solaire photovoltaïque (voir le Graphique 6 ci-dessous) (Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), 2022^[120]). En Europe, le coût de l'électricité produite à partir d'énergie solaire photovoltaïque est ainsi passé de 0.061 USD/kWh en 2021 à 0.064 USD/kWh en 2022. En comparaison, le coût de l'électricité produite à partir de gaz est passé de 0.141 USD/kWh en 2021 à 0.269 USD/kWh en 2022.

Graphique 6. LCOE moyen pondéré du solaire photovoltaïque à grande échelle par rapport à la production d'énergie à partir de gaz naturel en Europe, 2010-22



Note : les valeurs 2022 sont des estimations et non des prévisions.

Source : (Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), 2022₍₁₂₀₎)

126. Compte tenu des prix actuels, les subventions apparaissent de moins en moins nécessaires. Un retrait trop rapide pourrait néanmoins porter préjudice aux investissements indispensables pour atteindre les objectifs de neutralité carbone. Les investissements dans les énergies renouvelables ont des délais de maturation considérables et leurs délais d'amortissement sont supérieurs à ceux des projets liés aux combustibles fossiles, notamment en raison du montant important des mises de fonds initiales ou des facteurs de charge plus faibles. Le niveau élevé des prix actuels des énergies fossiles peut par conséquent ne pas être suffisant à lui seul pour stimuler l'investissement. Les décisions d'investissement sont en outre plus susceptibles d'être influencées par les attentes des investisseurs concernant l'évolution des prix de l'électricité au cours des dix à vingt prochaines années.

127. Les projets d'installations exploitant des énergies renouvelables sont confrontés à d'autres obstacles non liés aux coûts. Une grande partie de la population s'oppose par exemple à la construction d'éoliennes terrestres près de leurs zones d'habitation redoutant une altération du paysage ou des problèmes de bruit. La production à partir d'énergies renouvelables peut également avoir une incidence sur l'environnement à l'échelle locale, ce qui peut poser des difficultés lors des demandes d'autorisation à l'installation de telles infrastructures. Les éoliennes, par exemple, peuvent entraîner la mort d'oiseaux par collision ou l'éviction de certaines espèces due à la disparition de leur habitat.

128. Même si l'on parvenait à résoudre ces problèmes et que le déploiement de la production renouvelable avançait à bon rythme, d'autres questions nécessitent un examen des responsables de l'élaboration des politiques pour permettre l'intégration efficace d'un volume bien plus important d'énergies renouvelables dans les systèmes existants.

3.2.2. Formation des prix sur les marchés de l'électricité

129. À mesure qu'augmente la part des énergies renouvelables dans la structure de la production, le modèle de fixation des prix à la marge peut ne plus être applicable. Certains pays ont ainsi entamé une réflexion sur les meilleurs moyens de résoudre les problèmes liés aux prix.

130. Le premier de ces problèmes est la « cannibalisation des prix » (Cornwall Insight, 2018^[121]). Dans la mesure où leurs coûts en carburant sont nuls, les énergies solaire photovoltaïque, éolienne et hydraulique affichent un coût marginal proche de zéro et sont donc extrêmement compétitives sur les marchés de gros lorsqu'elles sont disponibles. À l'heure actuelle, la plupart des marchés de gros de l'électricité définissent des prix d'équilibre qui reflètent le coût marginal à court terme de la dernière centrale desservie selon l'ordre des coûts croissants ; il s'agit généralement d'un producteur d'énergie à partir de gaz, de charbon ou de pétrole. Avec l'essor des énergies renouvelables, ce type d'installation de production s'imposera de plus en plus souvent comme la centrale marginale, ce qui se traduira par des prix de gros de l'énergie relativement faibles, voire négatifs. Il existe une possibilité que ces prix soient négatifs dans la mesure où il peut être plus économique pour les opérateurs de réseau d'encourager une augmentation de la demande que de réduire la production d'électricité, en particulier car la production d'électricité en base manque souvent de souplesse (p. ex. : l'énergie nucléaire). Si des prix faibles ou négatifs s'inscrivaient dans la durée, les producteurs d'énergies renouvelables ne seraient pas en mesure de générer des recettes suffisantes pour couvrir le coût de leurs investissements initiaux.

131. Le deuxième problème est celui de l'effet de supplantation de capacité subi par les centrales conventionnelles à coût marginal plus élevé. Compte tenu de la nature intermittente des énergies renouvelables, même les réseaux bénéficiant d'une capacité de production d'énergies renouvelables en abondance ont besoin de disposer en renfort d'une capacité de production conventionnelle, et ce, afin d'éviter toute coupure de l'alimentation électrique en l'absence de vent ou de soleil. La question de la juste rémunération de cette capacité pose un défi de taille en termes d'organisation du marché.

132. Pour ce qui est des instruments existants, l'une des approches envisagées consiste à étendre les contrats d'écart compensatoire, ou tout dispositif équivalent (tarifs d'achat, par exemple), à l'ensemble des producteurs d'énergies renouvelables. Au Royaume-Uni, les contrats d'écart compensatoire sont attribués aux soumissionnaires les moins disant, ce qui permet d'établir le prix minimum nécessaire pour attirer de nouveaux investissements (Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS), 2022^[122]).

133. L'application de contrats d'écart compensatoire aurait pour effet de supprimer toute cannibalisation des prix, dans la mesure où les producteurs d'énergies renouvelables bénéficieraient d'un tarif fixe pour leur production. À condition que ce prix fixe soit supérieur au coût marginal à long terme des énergies renouvelables, il permettrait aux producteurs de générer les recettes nécessaires pour assurer leur viabilité et encouragerait de nouveaux investissements dans la production renouvelable. Les contrats d'écart compensatoire peuvent offrir aux producteurs d'énergies renouvelables une stabilité tarifaire suffisante pour couvrir leur investissement initial, stimuler de nouveaux investissements et éviter tout impôt exceptionnel (Financial Times, 2022^[123]).

134. Le recours aux marchés de capacités est une autre approche possible. Certains pays ont ainsi instauré des mécanismes de rémunération de capacité, lesquels offrent une rémunération complémentaire aux fournisseurs capables d'assurer une puissance garantie (p. ex. : les producteurs de combustibles fossiles). Ces mécanismes permettent d'inciter les entreprises à conserver une capacité existante et à investir dans de nouvelles capacités, et ce, afin d'éviter tout phénomène de supplantation. Cette approche pourrait jouer un rôle essentiel pour garantir la stabilité des réseaux électriques lors de la transition vers un système électrique décarboné.

135. Des options plus radicales sont également envisagées pour réformer les marchés de l'électricité et permettre une prise en compte de l'augmentation de la production renouvelable. Il existe de très

nombreuses études sur les nouveaux mécanismes de formation des prix, mais un nombre très limité de ces modèles théoriques ont été mis à l'épreuve en conditions réelles¹⁸.

136. Des options plus radicales sont également envisagées pour réformer les marchés de l'électricité et permettre une prise en compte de l'augmentation de la production renouvelable. Il existe de très nombreuses études sur les nouveaux mécanismes de formation des prix, mais un nombre très limité de ces modèles théoriques ont été mis à l'épreuve en conditions réelles.

137. En juillet 2022 au Royaume-Uni, les pouvoirs publics ont lancé une consultation afin de déterminer les réformes nécessaires pour opérer une transition vers un système électrique décarboné à la fois économique et sûr (Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS), 2022^[124]). L'une des propositions abordées consiste à créer des marchés séparés pour les capacités de production renouvelable et les capacités de production garantie. Le marché des énergies renouvelables (marché de la « capacité disponible ») s'appuierait sur les coûts marginaux de production à long terme. Le marché de la puissance garantie (marché de la « capacité disponible à la demande ») correspondrait au système électrique actuel, fondé principalement sur les coûts marginaux à court terme de la production de combustibles fossiles. Chaque marché serait ainsi isolé des facteurs d'instabilité de l'autre marché (intermittence d'une part et coûts élevés des matières premières d'autre part). Cette proposition va au-delà d'une extension des contrats d'écart compensatoire à l'ensemble de la production renouvelable (voir ci-dessus), dans la mesure où elle intégrerait la demande dans une approche de séparation des marchés. Les consommateurs pourraient participer à ces deux marchés, mais les plus aptes à ajuster leur demande pourraient acheter une part plus importante de leur électricité sur le marché de la « capacité disponible », tandis que les autres paieraient un tarif supérieur pour bénéficier d'une puissance garantie sur le marché de la « capacité à la demande ». À titre d'exemple, certains consommateurs pourraient se voir proposer des tarifs au détail inférieurs si le chargement des véhicules électriques est effectué grâce à la production du marché de la « capacité disponible ». Les fournisseurs ont déjà commencé à proposer des tarifs plus souples aux consommateurs disposant d'un compteur « intelligent » (tarification au compteur horaire).

3.2.3. Risque d'actifs échoués

138. Les actifs échoués constituent un autre défi majeur dans la transition vers la neutralité des émissions de carbone. On qualifie ainsi les actifs qui, avant même le terme de leur vie économique, ne s'avèreraient plus économiquement rentables (Carbon Tracker, 2017^[125]). On a estimé à 900 milliards USD la valeur des actifs qui pourraient être échoués si les pouvoirs publics prennent les mesures nécessaires pour limiter la hausse des températures à 1.5 °C¹⁹.

139. Les désengagements et autres réactions aux risques financiers pourraient avoir provoqué une augmentation du coût en capital des nouveaux investissements dans les actifs liés aux combustibles fossiles. Les écarts de taux pour l'extraction du charbon ont ainsi augmenté de 54 % au cours des dix dernières années, même si le tableau est plus nuancé dans le cas du pétrole et du gaz naturel (Zhou, Wilson and Caldecot, 2021, p. 5^[126]). À l'inverse, le coût en capital pour l'acquisition d'actifs liés aux énergies renouvelables a fortement chuté.

140. Cependant, alors que les gestionnaires d'actifs et les producteurs de combustibles fossiles ont cédé certains actifs liés aux produits non renouvelables, les entreprises qui ne sont pas soumises aux mêmes pressions politiques ou de leurs investisseurs, ou qui sont davantage enclines à prendre des risques financiers ou pour leur réputation, ont quant à elles continué d'acquérir ce type d'actifs (Financial Times, 2021^[127]). Ces entreprises incluent notamment les producteurs d'électricité non cotés, les producteurs d'électricité en régime de capital-investissement, les sociétés de négoce d'énergie et les compagnies pétrolières nationales. C'est notamment pour cette raison que de fortes interrogations demeurent quant à l'incidence réelle des cessions sur la réduction des émissions, mais aussi quant à savoir si la meilleure stratégie pour les investisseurs ne serait pas de conserver ces actifs et d'étudier la

possibilité avec les dirigeants d'entreprises de prendre des mesures vers la décarbonation de leurs activités²⁰.

3.2.4. Corrélation entre les prix nationaux des énergies renouvelables et les prix mondiaux des combustibles fossiles

141. Une part importante d'énergie renouvelable dans la production d'électricité intérieure devrait permettre d'affaiblir la corrélation entre les prix nationaux et les prix mondiaux de l'énergie, et par là même de réduire la dépendance énergétique vis-à-vis des pays exportateurs. Sur le long terme, cela pourrait également atténuer certaines des tensions géopolitiques connues à ce jour en lien avec les combustibles fossiles.

142. Les ressources renouvelables sont en effet bien plus abondantes et bien mieux réparties géographiquement que les combustibles fossiles. La possibilité de recourir aux différentes technologies renouvelables dépend toutefois des caractéristiques géographiques de chaque pays ou région. Les pays dotés de zones côtières aux fonds marins peu profonds ont par exemple tout intérêt à s'équiper de parcs éoliens en mer, alors que les pays fortement ensoleillés pourront développer des centrales solaires. De nombreux arguments économiques plaident en faveur d'une interconnexion entre les pays disposant de capacités de production d'énergies renouvelables complémentaires. Nombreux sont ceux qui ont déjà mis en place ce type d'interconnexions afin d'échanger de l'électricité sur le marché international.

143. Concernant l'avenir, il apparaît de plus en plus nécessaire d'améliorer la technologie des câbles de manière à transporter l'électricité sur de plus grandes distances, par exemple afin d'importer en Europe de l'énergie solaire produite en Afrique du Nord. Les énergies renouvelables peuvent également être utilisées pour produire de l'hydrogène, lequel pourra ensuite être exporté partout dans le monde. L'hydrogène suscite un intérêt croissant pour toute une série d'applications industrielles et commerciales, y compris pour le chauffage domestique. Une augmentation de la circulation des énergies renouvelables à l'échelle internationale, que ce soit par câble ou par bateau, pourrait en théorie faire en sorte que les tensions géopolitiques connues à ce jour relativement aux combustibles fossiles réapparaissent en lien avec les ressources renouvelables. Fort heureusement, les sources d'énergies renouvelables sont réparties bien plus équitablement sur le plan géographique.

4 Concurrence et réglementation sur les marchés de l'énergie

144. Au cours des trente dernières années, les marchés de l'énergie ont connu d'importantes réformes et restructurations. Les traditionnels monopoles d'État ont été démantelés dans de nombreuses juridictions, et les marchés de gros et de détail ont été libéralisés, même si le secteur de l'énergie reste l'un des plus étroitement réglementés de l'économie. Suite à la libéralisation des marchés de gros et de détail de l'énergie, les pays ont mis en œuvre une combinaison de mesures structurelles (p. ex. : séparation entre les activités monopolistiques et concurrentielles), de mesures réglementaires (p. ex. : règles de prix de transfert) et de dispositions du droit de la concurrence afin de protéger la concurrence sur ces marchés et de permettre à de nouveaux acteurs d'entrer sur le marché et de concurrencer efficacement les entreprises historiques.

145. Il est néanmoins possible que cette tendance à la déréglementation et au renforcement de la concurrence se soit atténuée ces dernières années, notamment sous l'effet de l'augmentation des interventions des pouvoirs publics sur les marchés de gros (p. ex. : en soutien aux énergies renouvelables) et de la réintroduction d'une réglementation des prix (p. ex. : plafonnement des prix de détail au Royaume-Uni). La recrudescence des interventions sur les marchés de l'énergie pourrait s'accroître en raison de la pandémie de COVID-19, de la crise actuelle de l'énergie et de la transition vers la neutralité des émissions de carbone.

146. Dans cette section, nous abordons le rôle des autorités de la concurrence, l'application du droit de la concurrence sur les marchés de l'énergie, les sujets de préoccupation intéressant les autorités de la concurrence dans le contexte de la crise de l'énergie et, concernant l'avenir, la transition vers la neutralité des émissions de carbone.

4.1. Organismes de réglementation sectorielle

147. Dans les secteurs de l'énergie, les acteurs du marché sont soumis non seulement à des réglementations sectorielles, mais aussi au droit de la concurrence qui régit l'ensemble de l'économie, et ce, à l'instar de secteurs comme les télécommunications et les services financiers (Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), 2019^[128]). Bien que les organismes de réglementation sectorielle aient un rôle différent de celui des autorités de la concurrence, leurs responsabilités et objectifs se recoupent dans certains cas. Certains organismes de réglementation de l'énergie jouent par exemple un rôle officiel dans le contrôle des fusions opérées dans le secteur, alors que d'autres n'ont qu'un rôle informel ou de conseil, voire aucun rôle dans ce domaine.

148. Les missions des organismes de réglementation de l'énergie portent généralement sur un éventail plus large de problèmes que celles des autorités de la concurrence, et ils disposent de pouvoirs plus étendus pour intervenir sur les marchés. À titre d'exemple, au-delà d'œuvrer en faveur de la concurrence, la Commission française de régulation de l'énergie a pour objectif d'assurer l'accès des consommateurs aux services à leur juste prix, d'établir des règles harmonisées pour les réseaux et marchés énergétiques entre les différents États membres de l'Union européenne, et de garantir l'indépendance des opérateurs

de réseau. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie de l'Union européenne a quant à elle pour objectif de promouvoir la sécurité de l'approvisionnement. L'Ofgem, organisme de réglementation du Royaume-Uni, soutient la transition vers la neutralité des émissions de carbone en veillant à la réalisation des investissements les mieux adaptés dans la production d'électricité renouvelable et les infrastructures nécessaires au développement de l'utilisation des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des réseaux de chauffage à distance.

149. Lorsque les missions ou objectifs des organismes de réglementation de l'énergie ont trait à la concurrence, leurs pouvoirs d'intervention ont tendance à être différents de ceux des autorités de la concurrence. Ces organismes sont généralement habilités à établir des normes et des réglementations pour des segments spécifiques du secteur. Cela tient au fait qu'ils ont la capacité de restreindre les activités de ce secteur aux seuls détenteurs d'une licence (autrement dit, les entreprises ne peuvent proposer certains services que si elles disposent de la licence adéquate). L'octroi de ces licences est conditionné à l'acceptation d'obligations et de responsabilités prévues dans les normes auxquelles sont soumis les titulaires de licence.

150. L'adoption et la mise en application de ces normes offrent aux organismes de réglementation de l'énergie un certain pouvoir de contrôle *ex ante* sur le secteur. Ces normes peuvent intégrer des dispositions générales en faveur d'un traitement équitable des consommateurs et des entreprises, des mesures permettant de garantir la continuité de l'approvisionnement ou encore des exigences prudentielles. Elles constituent ainsi un autre ensemble d'outils permettant de lutter contre les obstacles structurels à la concurrence et les défaillances du marché, et ce, dans les cas où le droit de la concurrence ou l'autorégulation peuvent s'avérer inefficaces. La mise en place de régimes sectoriels spécialement adaptés permet également aux organismes de réglementation de l'énergie de prendre des décisions et de les appliquer plus rapidement que ne le peuvent les autorités de la concurrence. En Europe par exemple, les autorités de la concurrence estiment généralement plus judicieux de lutter contre les abus de pouvoir de marché en s'appuyant sur le Règlement communautaire concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie plutôt que sur le droit de la concurrence.

151. La promotion de la concurrence constituant pour les organismes de réglementation de l'énergie un objectif législatif, leurs travaux peuvent s'inscrire en complément des travaux des autorités de la concurrence. Les organismes de réglementation de l'énergie disposent la plupart du temps d'une capacité d'intervention *ex ante* pour limiter le niveau de pouvoir de marché dans ce secteur. Les autorités de la concurrence disposent quant à elles de pouvoirs d'intervention *ex post* pour lutter contre l'exploitation de ce pouvoir de marché, et ce, par l'application de la législation en matière d'ententes et d'abus de position dominante. Les organismes de réglementation de l'énergie peuvent par exemple instaurer (ou menacer d'instaurer) une réglementation des prix en réponse à certains problèmes de concurrence ; les autorités de la concurrence n'ont toutefois pas nécessairement cette faculté. Les conflits entre la réglementation *ex ante* et l'application *ex post* du droit de la concurrence restent rares, mais ils peuvent survenir lorsque les organismes de réglementation de l'énergie ont des objectifs stratégiques plus larges. Les organismes de réglementation de l'énergie pourraient par exemple favoriser les concentrations afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, dans la mesure où les entités de grande taille sont plus à même de se fournir en énergie dans le cadre de contrats concurrentiels à long terme. Les obstacles réglementaires à l'entrée, comme les règles de résilience financière, illustrent également les tensions qui existent entre la concurrence et d'autres objectifs stratégiques.

152. Les organismes de réglementation sectorielle sont généralement chargés d'assurer la surveillance du marché, de promouvoir la transparence et de détecter les situations d'abus de pouvoir de marché, dont les manipulations du marché et les délits d'initié. Parce qu'ils sont forts d'une expertise particulière du secteur de l'énergie, d'un réseau de relations sur l'ensemble du secteur et de régimes spécifiques pour les réclamations et les signalements, les organismes de réglementation sectorielle pourraient être mieux à même de détecter les abus de pouvoir de marché que les autorités de la concurrence dont les compétences sont plus générales. Alors que les organismes de réglementation sectorielle ont le plus

souvent la capacité d'infliger des sanctions en cas d'infraction, le rôle des autorités de la concurrence aussi bien dans la détection que dans la répression des manipulations du marché est la plupart du temps relativement limité. Les autorités de la concurrence peuvent néanmoins prodiguer des conseils aux pouvoirs publics et aux organismes de réglementation sectorielle sur la manière de structurer ces régimes à partir de leur expérience dans d'autres secteurs.

Encadré 2. Missions des organismes de réglementation sectorielle dans les pays de l'OCDE

Union européenne : en vertu du troisième paquet « Énergie », les organismes européens de réglementation de l'énergie doivent œuvrer ensemble en faveur de la concurrence, de l'ouverture du marché et de l'efficacité et la sécurité des réseaux énergétiques. Ces organismes doivent en outre être indépendants de l'industrie et des pouvoirs publics, capables de délivrer des décisions contraignantes et d'infliger des sanctions, et en mesure d'exiger des entreprises qu'elles fournissent des renseignements précis. Les organismes européens de réglementation disposent généralement de pouvoirs de surveillance du marché.

États-Unis : la commission fédérale de réglementation de l'énergie (*Federal Energy Regulatory Commission*, FERC) est un organisme indépendant chargé de la réglementation du transport interétatique d'électricité, de gaz naturel (GNL compris) et de pétrole. La FERC œuvre pour garantir des tarifs, modalités et conditions raisonnables et équitables, assurer la fiabilité et la sécurité des infrastructures, et développer la confiance et la compréhension vis-à-vis de ses activités. Ses missions couvrent également l'examen des fusions et des acquisitions, la surveillance du marché et le contrôle des réseaux de transport interétatique.

Australie : le régulateur australien de l'énergie (*Australian Energy Regulator*, AER) est chargé de la réglementation des réseaux énergétiques et des marchés de gros et de détail de l'énergie. Les objectifs stratégiques de l'AER sont les suivants : protéger les consommateurs vulnérables ; mettre en place une réglementation efficace des infrastructures relevant d'un monopole et inciter les réseaux à devenir des plateformes pour les services énergétiques ; assurer la régulation des marchés ouverts à la concurrence par des mesures de surveillance, de signalement et de répression ; et mettre à profit son expertise pour nourrir les débats sur l'avenir de l'Australie en matière d'énergie et soutenir la transition énergétique.

Corée : la commission coréenne de réglementation de l'électricité (*Korean Electricity Regulatory Commission*, KOREC) vise à créer un environnement de concurrence équitable sur les marchés de l'électricité ; protéger les droits et intérêts des consommateurs ; régler les litiges entre les fournisseurs d'électricité et/ou les consommateurs ; et détecter les pratiques commerciales déloyales et les abus de pouvoir de marché.

4.2. Moyens d'action de la politique de la concurrence

Il existe quatre domaines principaux dans lesquels les autorités de la concurrence s'appuient sur le droit de la concurrence pour garantir l'ouverture et la compétitivité des marchés de l'énergie. L'application du droit de la concurrence peut être complétée par des investigations plus générales sur les conditions de marché, que ce soit sous la forme d'études de marché ou d'enquêtes sectorielles.

4.2.1. Ententes et autres problèmes de comportements horizontaux

153. Les marchés de production de l'énergie et les marchés en amont sont particulièrement exposés aux comportements collusoires, et ce, pour deux raisons majeures. D'une part, ils présentent la plupart

des caractéristiques qui ont tendance à favoriser les ententes : un nombre restreint de concurrents ; aucune ou quasiment aucune entrée sur le marché notamment en raison de coûts fixes élevés ou d'obstacles réglementaires ; des conditions de marché stables, associées à un flux de demande constant et prévisible ; des produits ou services identiques ; peu, voire aucune, solution de substitution ; et un secteur marqué par une évolution relativement limitée des technologies, ce qui permet de conserver plus facilement des accords sur la durée. D'autre part, les mécanismes de marché peuvent donner lieu à des cycles d'expansion et de repli, soit l'alternance entre des périodes de prix élevés entraînant un nombre de nouveaux entrants trop important et des périodes d'effondrement des prix et de destruction d'entreprises. Ces cycles, entre instabilité des prix et périodes de rareté, créent des perturbations sur le marché qui affectent à la fois les producteurs et les consommateurs. L'OPEP affirme que sa politique vise à "assurer la stabilisation des marchés pétroliers" plutôt qu'à maximiser les profits de la production pétrolière (OPEC, 2022^[129]). Même si cette affirmation était vraie, l'OPEP n'a pas eu beaucoup de succès dans la prévention de la volatilité des prix.. Les comportements collusoires peuvent ainsi être motivés par des considérations de maximisation des bénéfices et/ou de stabilisation des prix. Des monopoles nationaux peuvent également être attribués pour des raisons du même ordre, et notamment pour capter la manne de ressources du pays et stabiliser les prix dans l'intérêt des producteurs et des consommateurs.

154. De nombreuses sociétés gazières et pétrolières nationales bénéficient d'un monopole juridique dans leur pays respectif (p. ex. : QatarEnergy). Sur le plan international, l'OPEP constitue une entente manifeste, reconnue au niveau géopolitique, notamment pour son rôle stabilisateur lors des périodes de forte fluctuation des prix. Il existe d'autres exemples d'ententes manifestes ou soutenues par l'État dans les marchés du pétrole. De nombreux pays prévoient des exceptions au droit de la concurrence pour les ententes à l'exportation entre acteurs privés, les subventions à l'exportation ou encore le commerce d'État par le biais de monopoles publics, et ce, car ces entreprises ont besoin de protections contre la concurrence d'ententes internationales. Les autorités de la concurrence ont un rôle à jouer pour déterminer le bien-fondé de telles dispositions, accorder des autorisations lorsque les avantages sont évidents ou encourager une libéralisation renforcée des marchés lorsque des groupes d'intérêts sont impliqués.

155. Une application active du droit de la concurrence est également essentielle pour lutter contre les ententes cachées et autres ententes horizontales dans le secteur de l'énergie. En 2009 par exemple, la Commission européenne a infligé une amende de 553 millions EUR à E.ON et à GDF en raison d'accords de répartition des marchés sur les marchés français et allemand du gaz. Lorsque ces deux entreprises se sont associées pour construire le gazoduc MEGAL à travers l'Allemagne dans le but d'assurer l'importation de gaz russe en Allemagne et en France en 1976, elles ont convenu de ne pas vendre le gaz acheminé par ce gazoduc sur le marché de l'autre. Cet accord est resté en place jusqu'à 2005.

4.2.2. Intégration verticale et abus de position dominante

156. Les intégrations verticales sont un phénomène courant dans la production de produits de base. Une intégration verticale peut parfois favoriser la concurrence, notamment aux premiers stades de développement d'un secteur. Dans le secteur du gaz naturel, de nombreux pays disposent d'une infrastructure de gestion du GNL sous-développée. Les propriétaires d'infrastructures peuvent retarder leurs investissements jusqu'à ce qu'ils aient la certitude que les volumes seront suffisants pour justifier les dépenses engagées, or il n'est pas possible de lancer une production à grande échelle si les infrastructures nécessaires ne sont pas disponibles (paradoxe de l'œuf et de la poule). Il est par conséquent fréquent que les producteurs procèdent à une intégration verticale sur l'ensemble des étapes du processus de production, en particulier si cela permet des économies d'échelle.

157. Cependant, une fois qu'une entreprise est verticalement intégrée et que le niveau de maturité du secteur permet l'entrée de nouveaux concurrents, le contrôle des infrastructures critiques pourrait se traduire par l'apparition de pratiques anticoncurrentielles. Sans accès aux infrastructures critiques, comme

les réseaux de transport et de distribution, il est très difficile pour les concurrents d'envoyer leurs réserves prouvées en production ou de les injecter dans les circuits de distribution.

158. La politique de la concurrence s'avère donc essentielle pour garantir un accès non discriminatoire des tiers aux infrastructures critiques et empêcher les entreprises en place d'abuser de leur position dominante pour dissuader des concurrents potentiels d'entrer sur le marché. C'est à ces fins que la Commission européenne est par exemple intervenue contre une utilisation abusive des infrastructures dans les affaires RWE, E.ON, ENI, CEZ et Svenska Kraftnät. En 2011, la Commission européenne a engagé une procédure au titre du droit de la concurrence contre Gazprom suite à des accusations de pratiques anticoncurrentielles au détriment de petits pays importateurs de gaz en Europe de l'Est. Gazprom était ainsi accusé de mettre en œuvre une stratégie globale de séparation des marchés du gaz naturel en fonction des frontières nationales afin d'imposer des prix plus élevés. En 2018, la Commission européenne a adopté des mesures pour éviter les pratiques de Gazprom, en supprimant les restrictions à la revente transnationale afin de permettre la libre circulation de gaz à un coût compétitif.

4.2.3. Fusions anticoncurrentielles

159. Le contrôle des fusions permet d'éviter que les fusions et acquisitions n'entraînent une concentration trop importante des marchés et ne permettent ainsi aux entreprises d'exercer un pouvoir de marché que ce soit de façon unilatérale ou de manière coordonnée. Tel qu'indiqué précédemment, les possibilités de substitution sur les marchés de l'énergie sont souvent limitées et la demande est par conséquent peu élastique par rapport aux prix. Les entreprises en situation de monopole disposent par conséquent d'une latitude considérable pour augmenter les prix et ainsi accroître leurs recettes.

160. Dans le secteur du gaz naturel, la commission fédérale du commerce américaine (*Federal Trade Commission*, FTC) examiné de manière approfondie les fusions comme l'acquisition d'EP Energy, El Paso Energy Corporation et The Coastal Corporation par EnCap Investment, et l'acquisition de Nuevo Midstream LLC par Anadaroko Petroleum. Il est intéressant de noter que le ministère de la Justice américain a exigé que S&P Global cède trois des organismes d'information sur les prix d'IHS Markit afin de dissiper certaines préoccupations au titre du droit de la concurrence, compte tenu, d'une part, de l'importance de ce type d'organismes sur le processus de détermination des prix dans les marchés de produits de base et, d'autre part, de la crainte que ce projet de fusion puisse entraîner une augmentation des prix et une baisse de la qualité.

161. Le secteur de la production d'électricité se caractérise par d'importants obstacles à l'entrée relatifs aux coûts d'investissement de départ particulièrement élevés qui sont nécessaires pour la mise en œuvre des actifs de production (p. ex. : parc éolien en mer), lesquels sont plus facilement supportés par les acteurs historiques disposant d'importantes capacités financières qu'ils ne peuvent l'être par de nouveaux entrants. Les autorités de la concurrence doivent examiner les fusions de manière approfondie afin de s'assurer qu'elles n'entraînent pas une concentration excessive du marché, notamment lorsque les marchés présentent déjà certaines caractéristiques des oligopoles. De son côté, la Commission européenne a contrôlé l'acquisition de Uniper par Fortum, mais aussi d'Innogy, filiale de RWE, par E.ON. Enfin, l'autorité de la concurrence du Royaume-Uni (*Competition and Markets Authority*, CMA) a enquêté sur les fusions et acquisitions entre SSE Energy Services et OVO, SSE Retail et Npower, et Npower et E.ON.

4.2.4. Autres formes d'abus

162. Étant donné que le stockage d'électricité est particulièrement complexe et onéreux et que les réseaux doivent en permanence être à l'équilibre, les marchés de l'électricité posent des défis spécifiques, puisque certaines entreprises disposent parfois d'un pouvoir de marché et sont susceptibles de l'exploiter à des fins anticoncurrentielles.

163. Dans les marchés où s'applique une tarification nodale ou zonale, les producteurs peuvent jouir d'un pouvoir de marché lorsqu'il existe des contraintes de transport, lesquelles réduisent le périmètre géographique du marché où s'exerce la concurrence. Les circonstances font parfois que un seul producteur est en mesure de répondre aux besoins d'énergie d'un territoire, le plaçant dans une situation de monopole face à une demande totalement inélastique et sans aucune contrainte de marché sur les prix qu'il peut facturer. Dans ces cas-là, le gestionnaire de réseau est généralement autorisé à plafonner les offres des centrales dont il estime qu'elles possèdent un pouvoir de marché au niveau local. Aux États-Unis par exemple, dans les marchés de l'électricité de la région Pennsylvanie, New Jersey et Maryland (PJM), de New York et de Nouvelle-Angleterre, l'organisme de réglementation permet aux opérateurs de réseau indépendants de mettre en œuvre des mécanismes d'atténuation des risques afin de protéger les consommateurs contre les effets d'un pouvoir de marché local. Selon les règles du marché PJM, si l'opérateur de réseau indépendant détermine qu'un producteur particulier jouit d'un pouvoir de marché local important, il peut limiter ses offres de cette unité à ses coûts variables plus 10 %.

164. Il est toutefois impossible pour les organismes de réglementation et les gestionnaires de réseau d'éliminer totalement la possibilité de tels abus par le biais d'une réglementation *ex ante*, et une application *ex post* aussi bien du droit de la concurrence que des lois associées relatives à l'abus de pouvoir de marché reste nécessaire. En 2016 par exemple, InterGen a envoyé des notifications trompeuses informant l'opérateur du réseau national britannique (*National Grid*) que certaines de ses centrales électriques n'assureraient pas de production pendant les périodes nocturnes où la demande est la plus forte. L'opérateur national s'est résolu à payer à InterGen un tarif particulièrement élevé pour qu'il produise de l'électricité pendant ces périodes de pointe sur un marché secondaire, au titre du mécanisme d'équilibrage en vigueur au Royaume-Uni. En conséquence, l'Ofgem a infligé à InterGen une amende de 32.7 millions GBP pour avoir enfreint les règles du marché de gros de l'énergie.

4.3. Aides publiques et concurrence

165. Les aides publiques ont joué un rôle majeur dans les stratégies adoptées par les pays pour décarboner leurs économies, notamment sous la forme de subventions en faveur de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables. La politique de la concurrence régissant les aides publiques doit œuvrer à garantir la bonne marche de la concurrence dans le secteur de l'énergie, dans la mesure où les programmes d'aide peuvent contribuer à fausser la concurrence au sein de marchés individuels ou entre différents types d'énergies renouvelables. Ces aides publiques peuvent prendre de nombreuses formes, comme des allègements fiscaux et des crédits d'impôt, des prêts garantis à conditions favorables ou encore des transferts en capital. Bien que les aides publiques soient conçues non seulement pour prendre le pas sur les signaux de marché dans certaines circonstances, mais aussi à des fins stratégiques particulières (comme la décarbonation de l'offre d'énergie en l'absence de tarification du carbone), elles peuvent également affecter la concurrence de façon préjudiciable, par exemple en soutenant des entreprises peu performantes au détriment d'entreprises davantage compétitives.

166. La mise en place d'aides publiques s'est avérée nécessaire pour encourager l'expansion du secteur des énergies renouvelables à ses débuts, dans la mesure où les technologies de production étaient encore en cours de développement et dans l'ensemble trop onéreuses pour concurrencer les centrales électriques à combustibles fossiles (en l'absence d'une tarification du carbone reflétant les coûts probables du changement climatique). Consciente de cette défaillance du marché en Europe, la Commission européenne est intervenue de façon relativement mesurée et a laissé aux États membres une marge de manœuvre non négligeable dans l'élaboration des dispositifs de soutien en faveur de l'adoption des énergies renouvelables. Depuis quelques années néanmoins, sous l'effet de la baisse du coût des technologies, la production d'électricité renouvelable devient de plus en plus compétitive et le besoin de subventions tend à diminuer. En 2014, de nouvelles Lignes directrices relatives aux aides d'État (remplacées en 2022 par les nouvelles Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la

protection de l'environnement et à l'énergie) ont établi un premier cadre limitant les possibilités des États membres dans l'élaboration des programmes de soutien aux énergies renouvelables. En 2017, l'organisme de réglementation allemand du secteur de l'électricité a approuvé la construction des premiers parcs éoliens en mer dépendant entièrement des prix du marché et non plus de subventions publiques.

167. Les mécanismes de rémunération de capacité (*capacity remuneration mechanism*, CRM) constituent un autre dispositif de soutien public utilisé pour favoriser la transition vers la neutralité des émissions de carbone. La production des centrales d'énergie renouvelable varie en fonction des conditions météorologiques (vent, soleil, pluie, etc.). Autrement dit, ces centrales ne peuvent assurer un approvisionnement stable en électricité. Pour garantir la sécurité de cet approvisionnement, une capacité de production (conventionnelle) suffisante est nécessaire pour équilibrer le réseau. Face à cela, certains pays comme la France et le Royaume-Uni ont instauré des mécanismes de rémunération de capacité, par lesquels les fournisseurs d'une puissance garantie sont rémunérés pour maintenir la capacité existante ou pour investir dans de nouvelles capacités, même si ces nouvelles capacités ne sont mobilisées que rarement. Étant donné que les mécanismes de rémunération de capacité s'appliquent uniquement à certaines technologies de production, la plupart d'entre eux sont soumis aux règles encadrant les aides publiques.

4.4. Sujets de préoccupation intéressant les autorités de la concurrence dans le contexte de la crise de l'énergie

168. La direction dans laquelle évoluera la crise de l'énergie dans les mois (voire dans les années) à venir aura une incidence sur l'importance qui sera accordée aux marchés de l'énergie par les autorités de la concurrence et sur les instruments qu'elles seront susceptibles d'utiliser. Dès ses premières phases, la crise de l'énergie a été source de différents problèmes, dont certains sont abordés ci-dessous.

169. En raison des tensions sur le marché, les producteurs privés ou publics de pétrole et de gaz naturel disposant d'une capacité de production excédentaire bénéficieront d'un pouvoir de négociation et de fixation des prix considérable. Ils pourraient ainsi tirer parti de ce pouvoir de marché renforcé pour faire pression sur les importateurs, au point de nuire à la concurrence de façon pérenne, par exemple en proposant uniquement des contrats à long terme sans aucune marge de manœuvre ou en instaurant des restrictions géographiques susceptibles d'être préjudiciables à la concurrence. Plusieurs gouvernements européens ont conclu des accords à long terme pour garantir l'approvisionnement en gaz naturel pour cet hiver et l'hiver prochain, et ce, selon des conditions potentiellement défavorables (Bloomberg, 2022^[130]). Les autorités de la concurrence pourraient être sollicitées afin d'examiner si les parties concernées ne réalisent pas des marges excessives dans ce contexte. Au Royaume-Uni par exemple, la CMA a réalisé une enquête sur le marché des carburants routiers et lancé une étude de marché afin d'examiner en détail les marges des raffineries (Autorité britannique de la concurrence et des marchés (CMA), 2022^[131]). Cependant, l'exercice d'un pouvoir de fixation des prix sur un marché tendu ne constitue pas nécessairement une infraction au droit de la concurrence (lorsque ce comportement est plus opportuniste qu'« abusif ») et, dans ces cas-là, la principale réponse apportée par les pouvoirs publics aux entreprises réalisant des bénéfices extraordinaires est l'instauration d'un impôt exceptionnel.

Encadré 3. Enquête sectorielle visant les marchés des carburants en Autriche

Dans un contexte de forte hausse des prix dans les stations d'essence, l'autorité fédérale autrichienne de la concurrence (*Bundeswettbewerbsbehörde*) a lancé le 21 mars 2022 une enquête dans le secteur national de l'essence.

Suite à l'invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie, les prix du diesel et de l'essence ont connu une très forte augmentation dans les stations d'essence autrichiennes. S'en est suivi un vif débat public sur la possibilité que cette augmentation soit réellement due dans son intégralité à l'augmentation des prix du pétrole brut.

L'enquête sectorielle a conclu que les principaux facteurs de la hausse des prix du carburant étaient, d'une part, l'augmentation des prix du pétrole brut et, d'autre part, l'augmentation des marges des raffineries. À l'inverse, les marges des stations d'essence ne constituaient pas un facteur systématique déterminant.

L'autorité de la concurrence a ainsi découvert que les marges brutes des raffineries sur le diesel et l'essence avaient en moyenne triplé. Cette augmentation n'était toutefois pas le fruit d'une baisse systématique de la production ou du taux d'exploitation des raffineries approvisionnant l'Autriche.

Le *Bundeswettbewerbsbehörde* ne trouva finalement aucun élément attestant d'un quelconque comportement anticoncurrentiel des raffineries. L'explication la plus probable de ces marges exceptionnelles serait ainsi la pénurie mondiale de capacités de raffinage.

Source : (Bundeswettbewerbsbehörde, 2022^[132])

170. Suivant la manière dont évoluera la crise, le nombre de faillites d'entreprises pourrait également augmenter, en raison de facteurs comme les pressions commerciales (par exemple, dans les secteurs à forte intensité énergétique, dont le secteur de l'hébergement) ou les pressions réglementaires ou liées aux enjeux de politique (par exemple, dans le secteur de la production d'électricité où les producteurs disposaient de contrats à long terme avec Gazprom qui ne sont pas honorés). Les faillites d'entreprises peuvent entraîner un affaiblissement de la concurrence dans les secteurs gourmands en énergie lorsque les entreprises quittent le marché (par exemple, le secteur manufacturier en Europe), contribuer à sa consolidation lorsque les entreprises sont en mesure d'être plus compétitives à plus grande échelle (par exemple, dans le cas des fusions impliquant des entreprises défaillantes) ou encore se traduire par une multiplication des aides publiques (par exemple, en soutien à la trésorerie des producteurs d'électricité).

171. Face aux conditions de marché actuelles, les pouvoirs publics et les organismes de réglementation pourraient choisir d'instaurer des réformes (même si ce n'est que de manière temporaire) afin d'éliminer toute formation des prix fondée sur le marché ou toute monotonie dans les indications données par les prix aux consommateurs. Bien que ces mesures puissent également contribuer à la réalisation d'autres objectifs stratégiques (protéger les consommateurs ou les secteurs vulnérables, par exemple), affaiblir de la sorte les mécanismes de marché pourrait revenir à sacrifier l'efficacité économique, ce qui aurait potentiellement des conséquences considérables sur le long terme. Par conséquent, même lorsque les conditions sont difficiles, il est important de préserver ces signaux. À titre d'exemple, en cas de rationnement du gaz naturel, les autorités de la concurrence pourraient plaider pour que les plateformes d'enchères incitent les utilisateurs industriels à réduire leur demande et ne proposent du gaz qu'aux producteurs qui en ont le plus besoin et qui peuvent l'exploiter de la manière la plus efficace.

4.5. Sujets de préoccupation intéressant les autorités de la concurrence dans le cadre de la transition vers la neutralité des émissions de carbone

172. Même si la transition vers la neutralité des émissions de carbone relève avant tout de la politique énergétique plutôt que de la politique de la concurrence, les autorités de la concurrence ont un rôle de conseil à jouer auprès des responsables de l'élaboration des politiques, non seulement sur la manière dont la concurrence peut faciliter cette transition, mais aussi sur la manière dont peuvent être dissipées les tensions entre la concurrence et la promotion de la neutralité des émissions de carbone.

173. Dans certains cas, le droit de la concurrence peut nuire à la transition d'entreprises ou de secteurs spécifiques vers la neutralité des émissions de carbone. Certaines entreprises ont ainsi indiqué qu'un manque de clarté quant à ce qui constitue ou ne constitue pas une infraction au droit de la concurrence pouvait limiter leur capacité à œuvrer en faveur de leurs objectifs de développement durable. Pour atténuer l'impact de leur secteur sur l'environnement, les entreprises pourraient envisager de mettre en commun leur savoir-faire et leurs ressources avec d'autres entreprises, par exemple en développant des normes communes pour le chargement des véhicules électriques ou en basculant leurs portefeuilles d'assurance ou de réassurance sur des solutions en faveur de la neutralité des émissions de carbone (Net-Zero Insurance Alliance (NZIA), 2021^[133]). Les autorités de la concurrence peuvent quant à elles soutenir les entreprises dans leur transition en apportant des éclaircissements et en réduisant les incertitudes dans l'application du droit de la concurrence dans ces circonstances spécifiques (Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), 2020^[134]). Elles pourraient par exemple délivrer des lettres de garantie ou accorder des dérogations au droit de la concurrence de sorte à permettre certains modèles de coopération entre des entreprises concurrentes, introduire une modification de la législation afin de renforcer la sécurité juridique, et même autoriser la conclusion d'accords de coopération privés entre des entreprises concurrentes lorsque les avantages environnementaux ou climatiques sont évidents et que les consommateurs bénéficient d'une part équitable de ces avantages.

174. Les autorités de la concurrence devraient également encourager la concurrence là où elle peut être le plus utile, par exemple par une baisse du coût des nouvelles technologies ou par le développement des offres pour les consommateurs (p. ex. : tarification au compteur horaire) afin de faciliter la transition vers la neutralité des émissions de carbone. Les autorités de la concurrence pourraient déterminer quels facteurs nuisent à la concurrence et encourager une évolution des politiques ou de la réglementation afin de stimuler l'innovation. Outre les lettres de garantie ou les dérogations au droit de la concurrence, les autorités de la concurrence peuvent conseiller les pouvoirs publics et autres organismes pour un meilleur équilibre entre, d'une part, le besoin de coordination et/ou d'une planification centralisée (notamment dans la mesure où les délais de la transition vers la neutralité des émissions de carbone sont relativement courts) et, d'autre part, la nécessité de laisser les forces du marché trouver les solutions adéquates et tirer les coûts vers le bas.

175. Compte tenu de la dynamique future du marché découlant de la transition vers la neutralité des émissions de carbone, les pouvoirs publics et les organismes de réglementation pourraient introduire une modification des mécanismes de formation des prix et de la structure du marché, par exemple en séparant le marché des énergies renouvelables et le marché de la puissance garantie, ou en généralisant la tarification nodale. Les autorités de la concurrence devraient promouvoir les structures de marché qui préservent une formation des prix fondée sur le marché et encouragent la concurrence.

176. Enfin, à mesure qu'avance le processus de transition vers la neutralité des émissions de carbone et que l'utilisation des combustibles fossiles diminue, de nombreux actifs de production d'énergie non renouvelable cesseront d'être viables sur le plan économique (actifs échoués). Certains de ces actifs pourraient toutefois être considérés comme « essentiels » jusqu'à l'abandon complet des combustibles fossiles, comme le réseau de gaz. Les autorités devront peut-être s'interroger sur la nécessité de verser des aides publiques pour conserver ces actifs en état de fonctionnement, et ce, jusqu'à ce qu'ils puissent être définitivement mis hors service (p. ex. : les centrales électriques à charbon ou l'approvisionnement de gaz naturel pour le chauffage domestique). Dans un contexte de dégradation des marchés des combustibles fossiles, une certaine consolidation peut se produire, renforçant par là même la concentration du marché, affectant d'abord les combustibles fossiles les plus polluants ou les moins compétitifs par rapport aux énergies renouvelables (le charbon, par exemple). Il peut être nécessaire que les autorités de la concurrence s'intéressent particulièrement aux fusions opérées dans ce secteur en déclin et restent vigilantes afin de débusquer les pratiques anticoncurrentielles d'entreprises défailtantes ou en difficulté.

5 Conclusion

177. Les marchés de gros de l'énergie sont fortement interconnectés et mondialisés, et rassemblent aussi bien des entreprises privées que des entreprises publiques ou soutenues par l'État. Les caractéristiques spécifiques des marchés de l'énergie rendent particulièrement complexe toute intervention des autorités de la concurrence, même hors période de crise.

178. Les origines de la crise énergétique actuelle sont essentiellement géopolitiques, même si elle a été déclenchée par la reprise économique post-COVID-19 et considérablement aggravée par l'invasion à grande échelle de l'Ukraine par la Russie. Face à cette situation, les pouvoirs publics ont mis en œuvre toute une série de mesures, allant de dispositifs tactiques de court terme pour atténuer les effets de l'augmentation des prix, jusqu'à des plans stratégiques de long terme visant à diversifier les sources d'énergie et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles. La crise de l'énergie a mis les pouvoirs publics et les responsables de l'élaboration des politiques face à des arbitrages particulièrement difficiles à arrêter entre, d'un côté, les objectifs d'action publique (sécurité de l'approvisionnement d'électricité, par exemple) et, de l'autre, la concurrence.

179. Concernant l'avenir, la transition vers la neutralité des émissions de carbone devrait avoir d'importantes répercussions sur les marchés mondiaux de l'énergie et renverser complètement la chaîne de valeurs actuelle. L'électricité issue de sources d'énergie renouvelable va progressivement remplacer la demande de combustibles fossiles, mais va également générer une demande pour un ensemble différent de produits de base nécessaires à la production renouvelable (nickel et aluminium, par exemple). Les spécificités de la production renouvelable auront une incidence sur la manière dont les marchés de gros de l'énergie sont structurés et dont les entreprises se font concurrence, aussi bien au niveau national qu'international. Des effets transitoires importants sont également à prévoir, puisque des segments entiers du secteur de l'énergie disparaîtront, entraînant un grand nombre d'actifs échoués, et des investissements considérables devront être réalisés dans l'économie de manière générale pour abandonner les combustibles fossiles grâce au processus d'électrification et/ou à l'adoption de l'hydrogène vert.

180. Les autorités de la concurrence ont un rôle à jouer pour promouvoir des solutions stratégiques fondées sur le marché, mais aussi pour veiller à ce que les pouvoirs publics et les responsables de l'élaboration des politiques soient conscients des répercussions, sur la concurrence, de recourir à des solutions non fondées sur le marché, tout en mettant en avant les arbitrages possibles et comment atténuer les effets de telles solutions. Dans ce contexte de crise énergétique, les autorités de la concurrence doivent en outre contribuer à la détection des pratiques anticoncurrentielles opportunistes. Les autorités de la concurrence devront désormais veiller à la bonne marche de la concurrence sur des marchés de l'énergie caractérisés par leur maturité et leur stabilité pendant plusieurs décennies, et qui sont aujourd'hui de plus en plus souvent naissants (p. ex. : technologies renouvelables) ou en déclin (p. ex. : centrales électriques à charbon, voire réseau de gaz dans son ensemble). Les autorités de la concurrence devront acquérir les connaissances et compétences techniques propres à ces nouveaux marchés et à ces nouvelles technologies, et ce, afin d'être en mesure de détecter les comportements anticoncurrentiels et d'assurer efficacement l'application du droit de la concurrence.

Notes

¹ Les contrats de prise ferme obligent l'acheteur à accepter et payer le volume de gaz naturel qui lui est livré ou, s'il refuse la livraison, à payer un prix convenu pour tout volume de gaz naturel non accepté. Ces contrats prévoient également certains mécanismes de flexibilité autorisant un ajustement des volumes contractuels. Les obligations tarifaires sont généralement établies en fonction d'une valeur de référence (p. ex. : cours au comptant quotidien, mensuel, trimestriel ou annuel) ou définissent les prix pour une période donnée (p. ex. : trois ans) avec réévaluation régulière de sorte à refléter les conditions du marché.

² Qu'elles soient virtuelles ou physiques, les plaques tournantes sont un point d'échange qui permet aux parties prenantes d'acheter ou de vendre du gaz naturel avec transfert de titres. Les plaques tournantes virtuelles n'ont pas de site physique précis (p. ex. : le NBP et le TTF représentent l'ensemble des réseaux de transport de gaz naturel au Royaume-Uni et aux Pays-Bas) et le gaz naturel est considéré comme étant « dans » le NBP ou le TTF dès lors qu'il entre sur l'un de ces réseaux et jusqu'à ce qu'il en sorte. Les plaques tournantes physiques (dont le *Henry Hub*) sont au cœur des réseaux d'infrastructures de gaz naturel (p. ex. : les gazoducs, les terminaux de GNL ou les sites de stockage). Pour de plus amples informations, veuillez consulter (Columbia SIPA Center on Global Energy Policy, 2018, p. 15^[13]).

³ La méthodologie utilisée pour la fixation des prix peut varier selon les indices de référence. À titre d'exemple, Argus publie quotidiennement les estimations de prix pour le TTF. L'estimation des prix s'appuie sur les informations de marché non publiques communiquées par les acteurs du marché (opérations de gré à gré ou appels d'offres, par exemple). La méthodologie d'Argus a pour objectif de produire des prix fiables et représentatifs à partir des données de marché qui lui sont communiquées de façon spontanée. À l'inverse, le cours de liquidation des contrats à terme TTF négociés à la bourse ICE Endex est directement déterminé par la place boursière à partir d'opérations inscrites au registre central des ordres (*central limit order book*, CLOB). Le cours de liquidation quotidien est quant à lui utilisé pour établir les montants payables en vertu des différents contrats ou instruments financiers.

⁴ Voir par exemple les enquêtes de l'autorité de tutelle des marchés à terme des États-Unis (*Commodity Futures Trading Commission*, CFTC) relatives à Glencore, Total Gas & Power North America, Amaranth Advisors LLC, Reliant Energy Services Inc., CMS Marketing and Trading, et Total SA. Le bureau britannique des marchés du gaz et de l'électricité (*Office of Gas and Electricity Markets*, Ofgem) a également publié une lettre ouverte abordant la question de [l'interdiction des abus de pouvoir de marché en vertu de la réglementation communautaire](#).

⁵ Les activités en amont correspondent à l'exploration et à la production de gaz naturel. Les activités intermédiaires se rapportent au transport et au stockage de gaz naturel (gazoducs et autres infrastructures, y compris). Les activités en aval constituent la dernière étape de la chaîne de valeur, lors de laquelle des produits exploitables sont fournis aux clients finals.

⁶ Le troisième paquet « Énergie » de l'Union européenne (2009), par exemple, a imposé une dissociation des structures de propriété en Europe.

⁷ Également appelés « opérateurs de réseau indépendants » ou « organismes de transport régional ».

⁸ Certaines technologies de stockage existent à un stade précoce de développement, comme les systèmes de stockage d'énergie sur batterie, le stockage d'énergie thermique et le stockage d'énergie mécanique. Ces technologies de stockage à long terme s'avèrent de plus en plus importantes à mesure qu'augmente la part des énergies renouvelables intermittentes dans le bouquet énergétique.

⁹ Une courbe de l'ordre des coûts croissants peut être établie pour n'importe quel marché d'électricité à court terme. Reportez-vous par exemple aux [prix à 24 heures sur le marché Allemagne/Luxembourg](#) établis par epexspot. Les courbes agrégées affichées incluent l'ensemble des ordres soumis aux opérateurs désignés du marché de l'électricité pour la zone d'appel d'offres concernée.

¹⁰ La période de règlement est la période d'échanges d'une demi-heure consacrée à l'équilibrage de l'offre et de la demande.

¹¹ À l'origine, le négoce transnational d'électricité et la répartition des capacités d'interconnexion étaient deux marchés différents. Dans le cadre d'un couplage des marchés, les deux mécanismes d'échange sont combinés au sein d'un marché intégré de l'électricité selon un principe d'« adjudication implicite », par lequel l'électricité est vendue conjointement avec la capacité d'interconnexion. Les capacités d'interconnexion sont alors affectées au moment même où l'offre et la demande s'équilibrent sur les marchés de l'électricité.

¹² Le Forum international de l'énergie est une organisation internationale dont la mission est non seulement de faciliter un dialogue ouvert sur les questions d'énergie, mais aussi de promouvoir la sécurité énergétique et la transparence. Il compte parmi ses participants à la fois des pays producteurs (OPEP) et des pays consommateurs (AIE), couvrant ainsi plus de 90 % de l'offre et de la demande mondiales de pétrole et de gaz.

¹³ Pour une répartition détaillée de la baisse des exportations par gazoduc vers l'Europe, reportez-vous à (The Economist, 2022_[139]). Depuis la parution de cet article, les exportations assurées par le gazoduc Nord Stream 1 ont été interrompues.

¹⁴ Le niveau de répercussion des prix de gros du gaz sur les prix de gros de l'électricité dépend de plusieurs facteurs, comme la part du gaz dans la production marginale ou le pouvoir de marché des producteurs de gaz. Le taux de répercussion est ainsi proche de 100 % au Royaume-Uni, en Allemagne et en Norvège, et les prix reflètent étroitement les coûts. À l'inverse, le taux de répercussion en Italie et aux Pays-Bas est loin de 100 % et ne témoigne pas d'une forte concordance entre les prix et les coûts. Pour de plus amples informations, veuillez consulter (Ofgem, 2018_[135]).

¹⁵ L'Agence internationale de l'énergie a été fondée à l'OCDE. Son rôle est de proposer des recommandations, des analyses et des données relatives au secteur mondial de l'énergie. Chacun de ses membres doit disposer d'un stock de pétrole équivalent à 90 jours d'importations nettes de pétrole, déblocable en cas de perturbations significatives de l'approvisionnement.

¹⁶ Un contrat d'écart compensatoire est un contrat offrant au producteur un tarif fixe pour l'énergie produite. Si les prix du marché sont inférieurs au tarif fixe, le producteur se voit attribuer une subvention. Si les prix du marché sont supérieurs, le producteur est tenu de rembourser la différence. Pour de plus amples

informations sur le fonctionnement des contrats d'écart compensatoire, veuillez consulter (Trésor britannique, 2014, pp. 19-20^[138]).

¹⁷ Le *Climate Change Committee* estime que la demande d'électricité au Royaume-Uni devrait doubler d'ici à 2050, passant de 300 TWh en 2018 à entre 550 et 680 TWh selon les scénarios (Climate Change Committee, 2020^[107]).

¹⁸ Pour des exemples de modèles théoriques, voir (Institut universitaire européen, 2017^[141]).

¹⁹ Ceci reflète que les réserves totales de combustibles fossiles sur les bilans des entreprises dépassent de loin la consommation future maximale de combustibles fossiles en adéquation avec les objectifs climatiques (Financial Times, 2020^[137]).

²⁰ Voir par exemple : (Financial Times, 2022^[140]).

Références

- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2022), *Cushing, OK WTI Spot Price FOB*, [40]
<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RWTCD.htm>.
- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2022), *Natural Gas Weekly Update*, [6]
https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2022/07_28/.
- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2022), *What drives crude oil prices?*, [32]
https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot_prices.php.
- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2021), *Natural gas explained: Factors affecting natural gas prices*, [11]
<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/factors-affecting-natural-gas-prices.php> (accessed on August 2022).
- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2014), *Benchmarks play an important role in pricing crude oil*, [33]
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=18571>.
- Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (2012), *Crude oils have different quality characteristics*, [30]
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110>.
- Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) (2022), *Tariffs*, [27]
<https://www.acer.europa.eu/gas/network-codes/tariffs> (accessed on August 2022).
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2022), *Record clean energy spending is set to help global energy investment grow by 8% in 2022*, [50]
<https://www.iea.org/news/record-clean-energy-spending-is-set-to-help-global-energy-investment-grow-by-8-in-2022>.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2021), *What is behind soaring energy prices and what happens next?*, [48]
<https://www.iea.org/commentaries/what-is-behind-soaring-energy-prices-and-what-happens-next>.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2021), *What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels?*, [119]
<https://www.iea.org/articles/what-is-the-impact-of-increasing-commodity-and-energy-prices-on-solar-pv-wind-and-biofuels>.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2021), *World Energy Outlook 2021*, [25]
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2019), *The Future of Hydrogen*, [115]
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

- Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021#:~:text=The%20global%20weighted%20average%20levelised,%25%20to%20USD%200.075%2FkWh.> [120]
- Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*. [136]
- Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>. [114]
- AIE (2022), *Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matter?*, <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>. [16]
- AIE (2022), *Gas Market and Russian Supply*, <https://www.iea.org/reports/russian-supplies-to-global-energy-markets/gas-market-and-russian-supply-2>. [45]
- AIE (2022), *Global electricity generation mix, 2010-2020*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-mix-2010-2020>. [108]
- AIE (2022), *Natural gas price assumptions, 2019-2025*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/natural-gas-price-assumptions-2019-2025>. [62]
- AIE (2021), *Despite short-term pain, the EU's liberalised gas markets have brought long-term financial gains*, AIE, <https://www.iea.org/commentaries/despite-short-term-pain-the-eu-s-liberalised-gas-markets-have-brought-long-term-financial-gains>. [8]
- AIE (2021), *Gas Market Report, Q1-2021*, AIE, <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2021>. [12]
- AIE (2021), *Global Energy Review 2021*, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>. [109]
- AIE (2021), *Hydropower Special Market Report Market Report*, <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>. [111]
- AIE (2021), *Wind Power, Tracking Report*, <https://www.iea.org/reports/wind-power>. [112]
- Autorité britannique de la concurrence et des marchés (CMA) (2022), *Review finds cause for concern in some parts of road fuel market*, <https://www.gov.uk/government/news/review-finds-cause-for-concern-in-some-parts-of-road-fuel-market>. [131]
- Banque centrale européenne (BCE) (2022), *La réponse de politique budgétaire de la zone euro à la guerre en Ukraine et son impact macroéconomique*, https://publications.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/bulletin-economique-de-la-bce_2022-5.pdf. [73]
- Banque centrale européenne (BCE) (2013), "Towards a Global Convergence of Natural Gas Prices?", *Research Bulletin de la BCE* septembre, https://www.ecb.europa.eu/pub/pdf/other/mb201309_focus01.en.pdf. [15]
- Banque mondiale (2022), *Croissance du PIB (% annuel)*, <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>. [38]

- BCE (2022), *Évolutions des prix de l'énergie pendant et après la pandémie de COVID-19 : des prix des matières premières aux prix à la consommation*, https://publications.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/bulletin-economique-de-la-bce_2022-4.pdf. [39]
- BCE (2022), *La réponse de politique budgétaire de la zone euro à la guerre en Ukraine et son impact macroéconomique*, https://publications.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/bulletin-economique-de-la-bce_2022-5.pdf. [81]
- Bloomberg (2022), *Energy Trading Stressed by Margin Calls of \$1.5 Trillion*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-06/energy-trade-risks-collapsing-over-margin-calls-of-1-5-trillion>. [86]
- Bloomberg (2022), *Europe's New Long-Term Gas Deals Must Be Flexible, Watchdog Says*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-15/europe-s-new-long-term-gas-deals-must-be-flexible-watchdog-says?leadSource=uverify%20wall>. [130]
- Bloomberg (2022), *For the First Time, US Is Sending More Gas to Europe Than Russia*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-01/us-lng-supplies-to-europe-overtake-russian-gas-iea-says>. [59]
- Bloomberg (2022), *New Gas Terminals Arrive to Ease Putin's Grip on Europe*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-08/europe-s-wave-of-floating-gas-terminals-kicks-off-in-dutch-port?srnd=premium-uk&leadSource=uverify%20wall>. [97]
- Bloomberg (2022), *Russia's Oil Resilience Faces Bigger Test as EU Ban Looms*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-15/russia-s-oil-resilience-faces-a-much-bigger-test-as-eu-ban-looms?srnd=premium-uk>. [71]
- Bloomberg (2022), *Spain Air Conditioning Crackdown Set to Take Effect*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-08/spain-air-conditioning-crackdown-set-to-take-effect>. [94]
- Bloomberg (2022), *The Steady Erosion of Russian Oil Exports Continues*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-25/the-steady-erosion-of-russian-oil-exports-continues>. [69]
- Bloomberg (2022), *World Embraces Dirtier Fuels as Gas Hits Exorbitant Heights*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-14/world-embraces-dirtier-fuels-as-gas-hits-exorbitant-heights>. [95]
- Bloomberg (2021), *China's Coal Shortage Means Higher Prices for the World*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-28/china-s-coal-shortage-means-higher-prices-for-the-whole-world?leadSource=uverify%20wall>. [44]
- Bloomberg News (2022), *Big Oil Spends on Investors, Not Output, Prolonging Crude Crunch*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-07/big-oil-spends-on-investors-not-output-prolonging-crude-crunch>. [49]
- BP plc (2022), *Statistical Review of World Energy*, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. [5]
- Bundeswettbewerbsbehörde (2022), *Branchenuntersuchung Kraftstoffmarkt*, https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/Bericht_BU_Kraftstoffe_2022_final.pdf. [132]

- Bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables des États-Unis (2022), *How Does Solar Work?*, <https://www.energy.gov/eere/solar/how-does-solar-work>. [113]
- Bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables des États-Unis (2022), *Hydropower Basics*, <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-basics>. [110]
- Carbon Tracker (2017), *Stranded Assets*, <https://carbontracker.org/terms/stranded-assets/>. [125]
- CE (2022), *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0108&from=FR>. [89]
- Climate Action Tracker (2022), *The CAT Thermometer*, <https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/>. [106]
- Climate Change Committee (2020), *The Sixth Carbon Budget - Electricity generation*, <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/Sector-summary-Electricity-generation.pdf>. [107]
- CME Group (2022), *Urals North (Platts) vs. Dated Brent (Platts) CFD*, <https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/urals-north-sp-global-platts-vs-dated-brent-sp-global-platts-cfd.html>. [67]
- CME Group (2018), *Are Crude Oil & Natural Gas Prices Linked?*, <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/are-crude-oil-natural-gas-prices-linked.html>. [9]
- Columbia SIPA Center on Global Energy Policy (2018), *Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality*, https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/Asian%20LNG%20Trading%20Hubs_CGEP_Report_050318.pdf. [13]
- Commission européenne (CE) (2022), *Questions et réponses sur une intervention d'urgence concernant les prix élevés de l'énergie*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/QANDA_22_5490. [92]
- Commission européenne (CE) (2022), *REPowerEU : Un plan visant à réduire rapidement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_22_3131. [93]
- Congressional Research Service (CRS) (2022), *The Role of Russian Natural Gas*, <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IN/IN11900>. [72]
- Cornwall Insight (2018), *Wholesale Power Price Cannibalisation*, <https://www.cornwall-insight.com/our-thinking/insight-papers/wholesale-power-price-cannibalisation/>. [121]
- Département américain du Trésor (2022), *The Price Impact of the Strategic Petroleum Reserve Release*, <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy0887>. [101]
- Département des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle, Royaume Uni (BEIS) (2021), *Competition in gas supply 2020*, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1021793/Competition_in_gas_supply_2020.pdf. [24]

- Enerdata (2022), *World Energy & Climate Statistics*, <https://yearbook.enerdata.net/>. [3]
- Energy Monitor (2022), *Weekly data: The EU is paying the same amount for 75% less Russian gas*, <https://www.energymonitor.ai/finance/risk-management/weekly-data-the-eu-is-paying-the-same-amount-for-75-less-russian-gas>. [56]
- Eurostat (2022), *Largest EU energy producers: decreasing market shares*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220315-1>. [23]
- Financial Times (2022), *Big commodity traders reap rewards as margin calls squeeze smaller rivals*, <https://www.ft.com/content/cce4c247-2514-4983-8809-53c35d20b5d8>. [87]
- Financial Times (2022), *China throws Europe an energy lifeline with LNG resales*, <https://www.ft.com/content/1e20467a-5b53-42b7-ad89-49808f7e1780?shareType=nongift>. [60]
- Financial Times (2022), *Divestment: are there better ways to clean up 'dirty' companies?*, <https://www.ft.com/content/79851eee-d9e6-4ceb-be16-e9cf8b8c4ddf>. [140]
- Financial Times (2022), *Electricity generator SSE proposes plan to help with household bills*, <https://www.ft.com/content/115768a0-c358-40fb-aa0c-407a704db988>. [123]
- Financial Times (2022), *Europe's energy plan: is it enough to get through winter?*, <https://www.ft.com/content/d40c434a-01db-48a2-a535-3dd502354736>. [61]
- Financial Times (2022), *European gas traders dare to dream prices have peaked*, <https://www.ft.com/content/c112f80e-fef5-4bbc-bfaf-cc357bdbf991>. [57]
- Financial Times (2022), *Germany deploys 'economic clout' with €200bn energy aid package*, <https://www.ft.com/content/a14c4ae4-c513-46c1-b427-23a5e046703b>. [77]
- Financial Times (2022), *Germany turns to coal for a third of its electricity*, <https://www.ft.com/content/9d3c8af8-ae00-4dc5-9e85-579681450c9c?shareType=nongift>. [96]
- Financial Times (2022), *North Sea's biggest oil and gas producer warns against UK windfall tax*, <https://www.ft.com/content/1ae8c2fc-6e9b-40f8-ad13-84451828004c>. [21]
- Financial Times (2022), *Olaf Scholz backs proposal for new European gas pipeline*, <https://www.ft.com/content/66eb3438-f0e3-4c40-8c09-5c16688c5823?shareType=nongift>. [98]
- Financial Times (2022), *Opec+ unleashes shockwaves with big cut to oil production*, <https://www.ft.com/content/9ff534c5-3b99-40d0-84f2-19b88743190e>. [63]
- Financial Times (2022), *Russia's budget surplus evaporates as energy revenues shrink*, <https://www.ft.com/content/d9cdc51f-5fe3-4f4a-b0e8-054ef21a2a6e>. [70]
- Financial Times (2022), *Strains mount in European power market as UK generators call for help*, <https://www.ft.com/content/1e411910-45fa-475a-bbe6-9e9c76594778?shareType=nongift>. [88]
- Financial Times (2022), *UK unveils biggest round of clean energy subsidies*, <https://www.ft.com/content/1edba6f4-295e-44b8-9d97-82bc4d3c04ec>. [116]
- Financial Times (2022), *US shale companies enjoy 'tsunami of cash' on high oil prices*, <https://www.ft.com/content/84e228a9-9e97-4445-9527-2b7ed80283a7>. [47]

- Financial Times (2022), *Western sanctions have had 'limited impact' on Russian oil output, says IEA*, <https://www.ft.com/content/b75d0b8e-fcd8-4722-9180-39a01279d3b4?shareType=nongift>. [68]
- Financial Times (2021), *A \$140bn asset sale: the investors cashing in on Big Oil's push to net zero*, <https://www.ft.com/content/4dee7080-4a08-4f6e-9644-46b00f7e8b1d>. [127]
- Financial Times (2020), *Lex in depth: the \$900bn cost of 'stranded energy assets'*, <https://www.ft.com/content/95efca74-4299-11ea-a43a-c4b328d9061c>. [137]
- Financial Times (2020), *US oil price below zero for first time in history*, <https://www.ft.com/content/a5292644-958d-4065-92e8-ace55d766654>. [41]
- Focus Economics (2016), *What is the Difference between WTI and Brent Crude Oil?*, <https://www.focus-economics.com/blog/difference-between-wti-and-brent>. [31]
- Fonds monétaire international (FMI) (2022), *Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed up the Transition Away from Fossil Fuels*, <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/07/28/Surging-Energy-Prices-in-Europe-in-the-Aftermath-of-the-War-How-to-Support-the-Vulnerable-521457>. [58]
- Forum international de l'énergie (2021), *Deepening Underinvestment in Hydrocarbons Raises Spectre of Continued Price Shocks and Volatility*, <https://www.ief.org/news/deepening-underinvestment-in-hydrocarbons-raises-spectre-of-continued-price-shocks-and-volatility>. [46]
- Freshfields (2022), *Windfall profit taxes – do they work?*, <https://www.freshfields.com/en-gb/our-thinking/knowledge/briefing/2022/06/windfall-profit-taxes--do-they-work/>. [90]
- Global Trade Review (2022), *Banks 'self-sanction' amid Russia risk contagion*, <https://www.gtreview.com/news/global/banks-self-sanction-amid-russia-risk-contagion/>. [65]
- Gouvernement fédéral allemand (2022), *Relief for electricity consumers*, <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/renewable-energy-sources-act-levy-abolished-2011854>. [80]
- HM Revenue & Customs (2022), *Energy (Oil and Gas) Profits Levy*, <https://www.gov.uk/government/publications/the-energy-oil-and-gas-profits-levy-bill/energy-oil-and-gas-profits-levy>. [91]
- ICE Futures Europe (2022), *Brent Crude Futures*, <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures/data?marketId=5166940>. [64]
- ING (2022), *Is REPowerEU too focused on renewables as a way to cut out Russian gas?*, <https://think.ing.com/articles/is-repowereu-too-focused-on-renewables-as-a-way-to-cut-out-russian-gas/>. [99]
- Institut universitaire européen (2020), *Unbundling in the European electricity and gas sectors*, <https://fsr.eui.eu/unbundling-in-the-european-electricity-and-gas-sectors/>. [28]
- Institut universitaire européen (2017), *Design the Electricity Market(s) of the Future, Proceedings from the Eurelectric-Florence School of Regulation Conference*, https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/50004/Rossetto_Ebook_2017.pdf?sequence=2&isAllowed=y. [141]

- Intercontinental Exchange (2022), *A global natural gas market forms*, [7]
<https://www.theice.com/insights/market-pulse/energy/a-global-gas-market-forms> (accessed on August 2022).
- Investopedia (2022), *The Top Natural Gas Companies in the World*, [1]
<https://www.investopedia.com/articles/markets/030116/worlds-top-10-natural-gas-companies-xom-ogzpy.asp> (accessed on September 2022).
- Investopedia (2022), *The World's Biggest State-Owned Oil Companies*, [19]
<https://www.investopedia.com/articles/investing/121715/worlds-biggest-state-owned-oil-companies.asp> (accessed on August 2022).
- Knowledge at Wharton (2022), *How Fracking Could Cushion Oil Price Shocks*, [37]
<https://knowledge.wharton.upenn.edu/article/fracking-cushion-oil-price-shocks/>.
- La Moncloa (2022), *Government of Spain approves National Response Plan for the consequences of the war in Ukraine*, [82]
https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/gobierno/councilministers/Paginas/2022/20220329_council.aspx.
- Mercatus Energy Advisors (2022), *Is Vertical Integration A Sound Energy Hedging Strategy?*, [22]
<https://www.mercatusenergy.com/blog/bid/105773/is-vertical-integration-a-sound-energy-hedging-strategy>.
- Ministère de la Justice des États-Unis (DOE) (2022), *DOE Announces Additional Notice of Sale of Crude Oil From The Strategic Petroleum Reserve*, [100]
<https://www.energy.gov/articles/doe-announces-additional-notice-sale-crude-oil-strategic-petroleum-reserve>.
- Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS) (2022), *Contracts for Difference*, [122]
<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>.
- Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS) (2022), *Energy bills support factsheet*, [76]
<https://www.gov.uk/government/publications/energy-bills-support/energy-bills-support-factsheet-8-september-2022>.
- Ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume Uni (BEIS) (2022), *Review of Electricity Market Arrangements*, [124]
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1098100/review-electricity-market-arrangements.pdf.
- Nagayama, H. (2009), "Electric Power Sector Reform Liberalization Models and Electric Power Prices in Developing Countries: An Empirical Analysis Using International Panel Data", *Energy Economics*, Vol. 31/3, pp. 463-472, [29]
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.12.004>.
- Nagy, A. and R. Merton (2020), *Negative WTI Crude Futures Prices Event Study*, [42]
<https://gcfp.mit.edu/wp-content/uploads/2020/05/Negative-WTI-Crude-Futures-Prices-Event-Study-A-Nagy-and-RC-Merton-April-2020.pdf>.
- National Institute of Economic and Social Research (2022), *Is a Windfall Tax a Good Idea?*, [103]
<https://www.niesr.ac.uk/blog/windfall-tax-good-idea>.
- Nations Unies (2022), *Climate Action.*, [104]
<https://www.un.org/fr/climatechange/paris-agreement>.

- Nations Unies (2022), *Zéro émission nette*, <https://www.un.org/fr/climatechange/net-zero-coalition>. [105]
- Natural Gas Intelligence (2022), *Leading Natural Gas Marketers Advance in 1Q2022 Alongside Strong Demand, Higher Prices*, <https://www.naturalgasintel.com/leading-natural-gas-marketers-advance-in-1q2022-alongside-strong-demand-higher-prices/>. [20]
- Net-Zero Insurance Alliance (NZIA) (2021), *Response to CMA call for inputs on environmental sustainability and the competition and consumer regimes*, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1061316/Net-Zero_Insurers_Alliance.pdf. [133]
- Nippon (2022), *Japan Govt to Raise Oil Subsidy Ceiling to 35 Yen*, <https://www.nippon.com/en/news/yjj2022042200484/>. [83]
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2022), *Production Tax Credit and Investment Tax Credit for Wind*, <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>. [118]
- Ofgem (2022), *Network charging and access reform*, <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-charging-and-access-reform/distribution-network-charging-arrangements>. [26]
- Ofgem (2018), *Wholesale cost reflectivity of GB and European electricity prices*, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/10/report_ace_project_ucl_gissey_et_al_20181009_submitted_version_v3_0.pdf. [135]
- OPEC (2022), *Our Mission*, https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/23.htm. [129]
- OPEP (2022), *Brief History*, https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm. [35]
- Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) (2020), *Executive Summary of the Hearing on Sustainability and Competition*, [https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/M\(2020\)2/ANN2/FINAL/en/pdf](https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/M(2020)2/ANN2/FINAL/en/pdf). [134]
- Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) (2019), *Organismes de réglementation sectoriels indépendants – Note de référence, table ronde de l’OCDE sur la concurrence*, [https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP2\(2019\)3/fr/pdf](https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP2(2019)3/fr/pdf). [128]
- Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) (2022), *Monthly Oil Market Report, 12 juillet 2022*, https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC_MOMR_July-2022_Revised.pdf. [36]
- Politico (2022), *Gas wars: How Putin sent EU energy prices rocketing*, <https://www.politico.eu/article/russia-energy-eu-prices-gas-vladimir-putin-ukraine-war-sanctions/>. [54]
- Politico (2022), *Russia to require gas payments in rubles*, <https://www.politico.eu/article/russia-to-require-gas-payments-in-rubles/>. [55]
- PV Magazine (2022), *Germany raises feed-in tariffs for solar up to 750 kW*, <https://www.pv-magazine.com/2022/07/07/germany-raises-feed-in-tariffs-for-solar-up-to-750-kw/>. [117]

- Refinitiv (2022), *Indonesia plans fuel price hike this month to control ballooning subsidies*, [84]
<https://www.zawya.com/en/world/china-and-asia-pacific/indonesia-plans-fuel-price-hike-this-month-to-control-ballooning-subsidies-au7iocfw>.
- Resilience (2020), *Shutting Down Oil Wells, a Risky and Expensive Option*, [43]
<https://www.resilience.org/stories/2020-05-28/shutting-down-oil-wells-a-risky-and-expensive-option/>.
- Reuters (2022), *Tracking sanctions against Russia*, <https://graphics.reuters.com/UKRAINE-CRISIS/SANCTIONS/byvrijenzmve/>. [51]
- Ritz, R. (2019), "A Strategic Perspective on Competition between Pipeline Gas and LNG", *The Energy Journal*, Vol. 40/5, <https://doi.org/10.5547/01956574.40.5.rrit>. [4]
- S&P Global (2022), *Fuel for Thought: Tax cuts, subsidies reflect Asia's belief expensive oil is here to stay*, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/oil/053122-fft-oil-prices-asia-tax-cuts-subsidies>. [79]
- Sénat américain (2022), *Summary: The Inflation Reduction Act of 2022*, [102]
https://www.democrats.senate.gov/imo/media/doc/inflation_reduction_act_one_page_summary.pdf.
- Shell (2022), *Shell announces intent to withdraw from Russian oil and gas*, [66]
<https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2022/shell-announces-intent-to-withdraw-from-russian-oil-and-gas.html>.
- Statista (2022), *Leading gas exporting countries in 2021, by export type*, [2]
<https://www.statista.com/statistics/217856/leading-gas-exporters-worldwide/>.
- The Balance (2022), *Understanding the Crude Oil Market*, [34]
<https://www.thebalancemoney.com/crude-oil-brent-versus-wti-808872>.
- The Economist (2022), *Europe is preparing for Russian gas to be cut off this winter*, [139]
<https://www.economist.com/europe/2022/07/11/europe-is-preparing-for-russian-gas-to-be-cut-off-this-winter>.
- The Economist (2012), *Careful what you wish for*, <https://www.economist.com/special-report/2012/07/12/careful-what-you-wish-for>. [14]
- The Guardian (2022), « Gas blackmail »: *how Putin's weaponised energy supplies are hurting Europe*, <https://www.theguardian.com/world/2022/jul/15/gas-blackmail-how-putins-weaponised-energy-supplies-are-hurting-europe>. [53]
- The Guardian (2022), *France to force EDF to take €8.4bn hit with energy bill cap*, [78]
<https://www.theguardian.com/business/2022/jan/14/france-edf-cap-household-energy-bills>.
- The Local (2022), *French government to continue energy price freeze until at least 2023*, [75]
<https://www.thelocal.fr/20220530/french-government-to-continue-energy-price-freeze-until-at-least-2023/>.
- The Wall Street Journal (2010), *The Long Shadow of the Visible Hand*, [17]
<https://www.wsj.com/articles/SB10001424052748704852004575258541875590852>.

- Timera Energy (2014), *Spot vs forward price dynamics: UK gas case study*, <https://timera-energy.com/spot-vs-forward-price-dynamics-uk-gas-case-study/>. [85]
- Trésor britannique (2022), *Cost of living support factsheet: 26 May 2022*, <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/cost-of-living-support-factsheet-26-may-2022>. [74]
- Trésor britannique (2014), *Investing in UK Infrastructure*, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/357135/infrastructure_pitchbook_28072014.pdf. [138]
- Union internationale du gaz (2021), *Wholesale Gas Price Survey 2021 Edition: A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2020*, <https://www.igu.org/resources/global-wholesale-gas-price-survey-2021/>. [10]
- White House (2022), *United States Bans Imports of Russian Oil, Liquefied Natural Gas, and Coal*, <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/08/fact-sheet-united-states-bans-imports-of-russian-oil-liquefied-natural-gas-and-coal/>. [52]
- Wikipedia (2022), *QatarEnergy*, <https://en.wikipedia.org/wiki/QatarEnergy> (accessed on 2022 August). [18]
- Zhou, X., C. Wilson and B. Caldecot (2021), *The energy transition and changing financing costs*, *Oxford Sustainable Finance Programme*, <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-02/The-energy-transition-and-changing-financing-costs.pdf>. [126]