Perspectives

Apériodique – n°20/161 – 22 juin 2020

ÉLECTRICITÉ – Les enseignements du confinement sur le marché européen

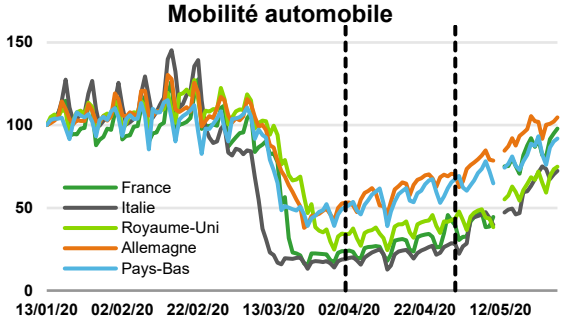
Le marché européen de l'électricité est mis à l'épreuve par la Covid-19

La pandémie de Covid-19 en provoquant le confinement de près de la moitié de la population mondiale, en fermant commerces, usines et en dépeuplant les sièges sociaux de nombreuses multinationales, a violemment frappé le monde de l'énergie. Avec le clouage au sol des avions, les grands axes routiers désertés de leurs flux de voitures, les impacts de la Covid-19 sur le secteur pétrolier était visible. Ce dernier a malgré lui, fait souvent les titres de la presse. Et pourtant le pétrole n'est pas la seule énergie à pâtir de la Covid-19. Bien que moins médiatisés que le pétrole, les systèmes électriques ont aussi subi le contrecoup de la forte baisse de l'activité économique.

Malgré des débuts de confinement différents, les grandes puissances européennes ont confiné leur population et ralentit leurs activités économiques pendant tout le mois d'avril. L'impact de la Covid-19 sur les systèmes électriques en Europe sera alors plus révélateur sur le mois d'avril que sur mars. Durant 30 jours, l'Europe a connu non seulement une violente chute de sa demande en produits pétroliers mais aussi une forte baisse de sa consommation en électricité. L'analyse de l'évolution du mix électrique, du prix de gros de l'électricité dans plusieurs pays européens sur ce mois d'avril hors norme, est riche en renseignements. En effet, l'importante baisse de la demande en avril a provoqué une augmentation de la part des énergies renouvables (EnR) dans la demande électrique. Cela permet d'imaginer l'impact d'une forte pénétration des EnR sur le marché électrique dont les prix spot sont fixés selon un ordre de mérite basé sur le coût marginal des différentes technologies de production de l'électricité. Dans le monde post-Covid-19 où l'argent publique sera très convoité pour relancer de nombreux secteurs économiques malmenés par la pandémie, ces perspectives du marché électrique constitueront-elles des catalyseurs suffisants pour le développement des EnR en Europe ? En particulier, les récentes déclarations de grandes compagnies pétrolières sur leurs engagements en matière d'émissions carbone à long terme, se traduiront-elles à court terme par une accélération des investissements des « Majors » dans les EnR ?

La consommation en Europe a connu une chute spectaculaire

Pendant le mois d'avril 2020, la France, l'Italie, le Royaume-Uni, l'Allemagne et les Pays-Bas ont imposé des confinements plus ou moins restrictifs à leur population. La France et l'Italie ont instauré des règles de déplacement strictes. Le Royaume-Uni bien que fortement touché par l'épidémie a encouragé sa population à limiter ses déplacements sans pour autant la contrôler et réprimer les écarts comme en France et en Italie. L'Allemagne moins touchée, a choisi un confinement moins dur que celui de la France ou de l'Italie. Les Pays-Bas, après avoir comme le Royaume-Uni prôné l'immunité collective, se sont résolus à un « confinement intelligent » basé sur la responsabilité individuelle et imposant seulement la fermeture des écoles, bars, restaurants, musées et maisons closes.

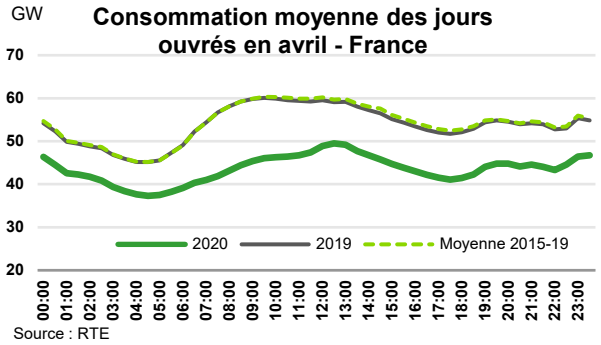


Source : Apple Maps

Ces cinq pays européens avec des politiques de confinement plus ou moins invasives avec des impacts différents sur la mobilité de leur population (comme l'illustre l'indice de mobilité Apple ci-dessus),

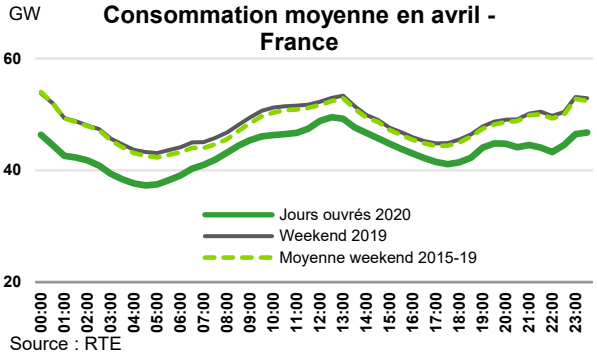
ont tous connu une baisse de la demande électrique pendant les jours de la semaine (jours ouvrés) en avril 2020.

Par rapport à la moyenne sur les jours ouvrés des mois d'avril de 2015 à 2019, la demande électrique au mois d'avril 2020 en France, en Italie et au Royaume-Uni a baissé d'environ 20%. C'est bien moins que la consommation en produits pétroliers. Sur le mois d'avril et selon le CPDP[1], les consommations françaises en essence sans plomb et en diesel ont chuté respectivement de 70% et 61%. Le kerojet (ou carburéacteur) a chuté de 88% sur la même période. Cette baisse significative de la consommation électrique est beaucoup plus brutale que celle enregistrée lors de la crise financière de 2008.



Source : RTE

D'après RTE, en 2008-2009 la baisse de la consommation avait été plus graduelle et avait atteint 5% au maximum d'une année sur l'autre[2]. En moyenne sur les jours ouvrés du mois d'avril 2020, la consommation française d'électricité a diminué de près 10 000 MW par rapport à avril 2019. La chute de la consommation liée à une diminution de l'activité industrielle correspondrait à environ 15% des 10 000 MW. La baisse de la consommation due au transport ferroviaire représenterait environ 5%. Alors que la consommation électrique des ménages français confinés aurait un peu augmenté surtout au moment du repas de midi, la baisse de la consommation électrique en France pendant le confinement serait visiblement surtout due à la fermeture des commerces, des services, des administrations et de la plupart des sièges sociaux dans les grandes agglomérations. Les week-ends sont habituellement des jours pendant lesquels les commerces, restaurants, cinémas, musées et théâtres connaissent une hausse de leurs activités. Leur fermeture se ressent fortement sur la consommation électrique de la France. En effet, la consommation électrique pendant les week-ends du mois d'avril 2020 est aussi inférieure de 20% par rapport à la consommation moyenne des week-ends du mois d'avril des années antérieures.



Source : RTE

On remarque également en comparant la courbe de la demande électrique pendant les jours ouvrés et les week-ends du mois d'avril 2020, que les Français se sont réveillés plus tard et plus progressivement pendant le confinement.

Plus surprenant, les Pays-Bas, malgré un confinement plus permissif ont aussi fait face à une chute de leur demande électrique de 23% en 2020 par rapport à l'année dernière. Les Pays-Bas ont certainement subi indirectement l'impact des confinements des populations dans d'autres pays. L'arrêt du transport de touristes par avion a fortement affecté Amsterdam, ses attractions touristiques et son aéroport, Schipol, le 4e plus important aéroport d'Europe. La baisse du trafic maritime mondial a automatiquement eu des répercussions sur les activités portuaires de Rotterdam et d'Amsterdam, respectivement 1er et 4e plus grands ports européens. La courbe de la demande des Pays-Bas présente un creux entre 12h et 17h qui s'est légèrement accentué en 2020 par rapport aux données historiques. Cette accentuation du creux de la demande pendant l'après-midi ne se retrouve pas dans les courbes de consommation des autres pays. Alors que les chargements et déchargements des navires se déroulent 24h/24 et 7j/7, les opérations sur les camions sont concentrées pendant la journée. Avec la baisse du transport routier, il est vraisemblable que l'activité des entreprises localisées sur les ports de Rotterdam et d'Amsterdam ait diminué pendant la journée par rapport aux années précédentes, provoquant l'affaissement de la demande électrique pendant la journée en 2020.

L'Allemagne fait exception. La demande électrique pendant les jours ouvrés d'avril 2020 n'aurait baissé que de 9% par rapport à l'année dernière. C'est bien moins que ses voisins. Cette réduction plus modérée de la consommation électrique allemande suggère que globalement les usines allemandes ont continué à produire à un rythme relativement soutenu. Les usines automobiles allemandes ayant aussi été à l'arrêt pendant le mois d'avril, il est probable que des usines d'autres secteurs aient

[1] Comité professionnel du pétrole

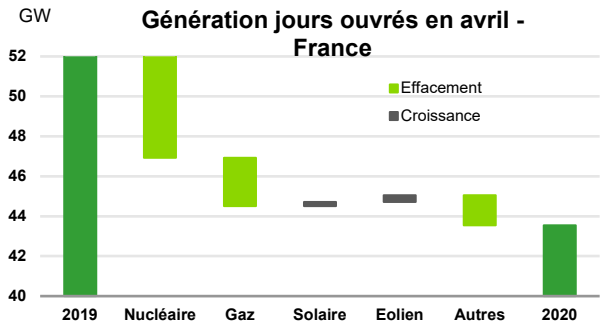
[2] RTE, Impact de la crise sanitaire sur le fonctionnement du système électrique, mai 2020.

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

fonctionné à un rythme plus élevé que d'habitude. Notamment, les industries pharmaceutiques, chimiques et d'engrais, très présentes en Allemagne et considérées comme essentielles en cette période troublée, ont dû tourner à plein régime. Il est aussi possible que des usines d'autres secteurs pourtant moins essentiels mais automatisés aient continué à produire à un rythme plus élevé que les usines des pays voisins. Il semblerait que la résilience du secteur industriel allemand dans sa globalité ne soit pas partagée par l'industrie italienne. L'Italie a gardé un important secteur industriel dont la valeur ajoutée représente 19,6% de la valeur ajoutée nationale (contre 24,2%[3] pour l'Allemagne). Toutefois, le secteur industriel italien est essentiellement constitué de petites et moyennes entreprises familiales majoritairement situées au nord de l'Italie où la propagation de la Covid-19 a été particulièrement virulente. Plus fragile, certainement moins automatisée et moins moderne que l'industrie allemande, l'industrie italienne a subi de plein fouet les effets de la Covid-19, contribuant ainsi à la baisse de 22% de la consommation électrique italienne en avril 2020 par rapport à 2019.

L'approvisionnement de « base » s'est effacé pour compenser la baisse de la consommation

La chute spectaculaire de la consommation en Europe pendant la crise sanitaire n'est pas sans conséquence sur la production d'électricité. Faute d'importantes capacités de stockage capables de fournir de l'électricité au système pendant plusieurs heures d'affilée, le système électrique doit être en permanence équilibré. A tout moment, l'offre doit être égale à la demande. Jamais, auparavant, les systèmes électriques européens n'ont été confrontés à une baisse de la consommation d'une telle ampleur et sur une telle durée. Les mesures classiques d'effacement des centrales de production aux coûts marginaux les plus élevés et qui regroupent essentiellement les centrales thermiques à énergies fossiles (gasoil, charbon et gaz naturel), ne sont plus suffisantes. L'ampleur de l'effacement a été accentuée par une augmentation de la production d'électricité d'origine éolienne et solaire en Europe grâce à l'augmentation des capacités installées en 2019. Dans le cas de la France, la part d'électricité produite par les centrales thermiques est très faible et leur effacement n'a pas suffi pour compenser la chute de la consommation et l'augmentation modeste de l'électricité d'origine solaire et éolienne. De manière assez extraordinaire, le parc nucléaire français, généralement non contraint hormis certains week-ends, a été obligé de réduire sa production significativement pendant la période de confinement. C'est d'ailleurs les centrales nucléaires qui ont supporté la majorité de l'effacement.



Source : RTE

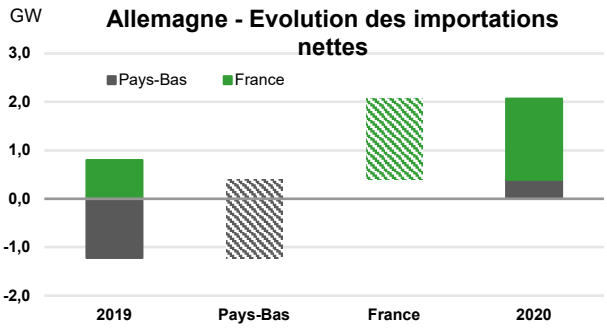
Hors week-ends et par rapport aux mois d'avril des cinq années précédentes, le parc nucléaire français a dû réduire sa production de 6 900 MW, soit plus de 10% de la capacité totale du parc, et 15% de l'électricité produite habituellement.

Malgré un mix énergétique différent dans les autres pays européens, la « base » des systèmes électriques s'est retrouvée contrainte de s'effacer dans plusieurs pays. Ainsi au Royaume-Uni et en Italie, les centrales thermiques à gaz naturel, qui habituellement fournissent la plus grande part de l'électricité, ont dû fortement réduire leurs productions. La puissance cumulée des centrales à gaz naturel en Grande-Bretagne et en Italie en fonctionnement a chuté respectivement de 36% (-5 000 MW) et 33% (-4 300 MW) par rapport à l'année dernière. L'Allemagne et les Pays-Bas se distinguent des autres pays mais pour des raisons différentes.

La consommation d'électricité de l'Allemagne comparativement aux autres pays semble avoir été relativement épargnée. On pourrait alors s'attendre à moins d'effacement dans le mix électrique allemand. On constate toutefois que la « base » allemande fournie par les centrales au charbon (lignites et anthracites) a fortement diminué. Par rapport à l'année dernière, le système électrique allemand a perdu 9 800 MW (-54%) d'électricité produite par les centrales à charbon, alors que la consommation a baissé de 5 300 MW. En examinant les échanges frontaliers et notamment avec ses deux plus grands partenaires en avril 2019, la France et les Pays-Bas, l'Allemagne a considérablement modifié ses échanges d'électricité. Alors qu'en avril 2019, l'Allemagne avait exporté en net près de 1 200 MW vers les Pays-Bas, un an plus tard, l'Allemagne a importé 390 MW en net des Pays-Bas. Elle a aussi profité de l'excès des capacités nucléaires françaises pour augmenter ses importations nettes d'électricité en provenance de la France. Ces dernières ont augmenté de 800 MW en avril 2019 à près de 2 500 MW un an

[3] Eurostat

plus tard. Sans ces exportations, le parc nucléaire français aurait dû réduire davantage son activité.

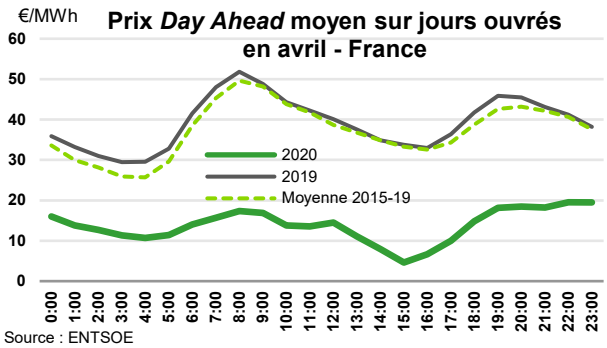


Source : ENTSOE

L'approvisionnement de « base » des Pays-Bas en avril est essentiellement fourni par les centrales thermiques à gaz. Cependant, les Pays-Bas ont surtout compensé la baisse de la demande en diminuant la production des centrales à charbon. L'électricité produite par le charbon a chuté de 64% (-1 500 MW) en un an, alors que les centrales à gaz naturel n'ont réduit leur production que de 6% (-250 MW). Les Pays-Bas ont aussi modifié leurs importations. Faute de pouvoir s'approvisionner en électricité allemande, les Pays-Bas ont importé de l'électricité en provenance du Danemark et de Norvège. A l'inverse des autres grands pays européens comme le Royaume-Uni et la France, la production nucléaire des Pays-Bas a augmenté.

Les prix de gros de l'électricité se sont effondrés suite à l'effacement de technologies les plus coûteuses

L'impact de la Covid-19 sur la demande s'est amplifié sur les prix notamment *via* le principe d'ordre de mérite utilisé pour fixer les prix spot électriques. En effet, la chute des prix spots en Allemagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni et France est plus de deux fois plus forte que la baisse de la consommation. Les prix ont plongé de 50% en moyenne sur le mois d'avril dernier par rapport à l'année dernière.

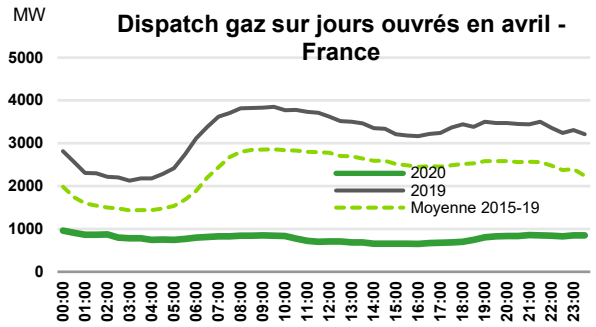


Source : ENTSOE

La chute des prix électriques en Europe reste moins spectaculaire que celle des prix du pétrole (-74% entre avril 2020 et 2019) mais relativement proche de la baisse du gaz naturel (-55%). La baisse combinée de production et du prix de l'électricité a d'importantes conséquences sur le chiffre d'affaires des *utilities*. Ainsi, un fournisseur électrique entièrement exposé aux prix de gros spot et contraint de réduire sa production ou ses ventes de 20%, va subir une baisse de son chiffre d'affaires de 60%. Dans ces conditions, les enjeux judiciaires entre EDF et des fournisseurs alternatifs électriques sur l'évocation de la force majeure pour se désengager de leurs obligations d'achats des volumes ARENH achetés en novembre dernier, est crucial pour EDF. Alors qu'au mois d'avril EDF avait été conforté par le Conseil d'État qui après la CRE avait rejeté le recours des fournisseurs alternatifs d'invoquer la force majeure, la récente décision du tribunal de commerce donnant raison à Total relance les incertitudes pour EDF. Dans le cadre de l'ARENH, EDF vend près d'un quart de sa production nucléaire annuelle à 42€/MWh, un prix bien au-dessus de la moyenne sur le mois d'avril 2020 des prix de gros de 14€/MWh en France. Si la décision du tribunal de commerce est confirmée et fait jurisprudence provoquant des recours par tous les fournisseurs ayant acheté des volumes ARENH, EDF subirait alors une importante baisse de son chiffre d'affaires. Après que Total Direct Energie a suspendu ses obligations, EDF a récemment résilié ses contrats de fourniture d'électricité dans le cadre de l'ARENH à Total Direct Energie et à deux autres fournisseurs.

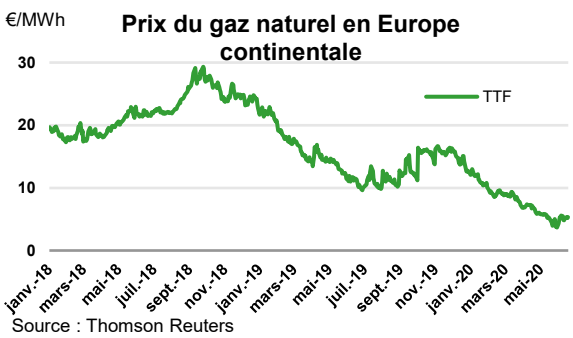
Concernant l'impact du confinement sur le prix de gros de l'électricité, la France se distingue des autres pays européens étudiés. Par rapport aux cinq années précédentes, les prix de gros en France ont chuté de 65% contre 50% en moyenne dans les autres pays. Pendant les jours ouvrés du mois d'avril 2020, les prix de gros moyens quotidiens étaient de 13,8€/MWh en France contre 17,9€/MWh en Allemagne ou 25,9€/MWh en Italie. La différence de l'ampleur de la chute des prix de gros entre la France et les autres pays est essentiellement due au principe d'ordre de mérite dans l'établissement des prix de marché de gros. Le principe d'ordre de mérite utilisé par de nombreux systèmes électriques dans le monde, fixe le prix de gros pour chaque heure de la journée comme étant le coût marginal de la dernière technologie appelée pour équilibrer le système. Comme vu dans le paragraphe précédent, la baisse de la demande a entraîné l'effacement des centrales aux coûts marginaux les plus élevés. En France, la plupart des centrales thermiques à gaz naturel n'ont pas été appelées pendant le mois d'avril 2020 alors que pendant les années précédentes, l'électricité produite par ces centrales permettait d'équilibrer le système. En effet sur avril 2020, la puissance appelée des centrales à gaz naturel en France est proche de l'encéphalogramme plat.

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr



Source : RTE

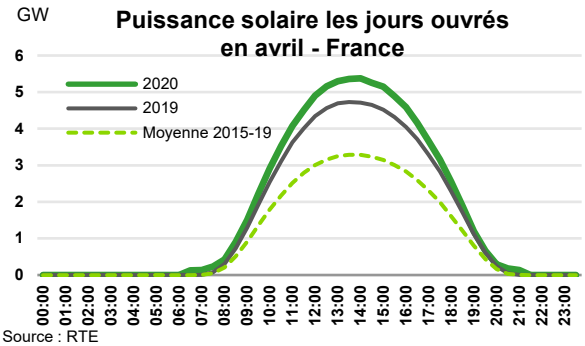
Le parc nucléaire au faible coût marginal a donc largement contribué à la détermination du prix de gros en France. Le mois d'avril 2020 a mis en évidence l'effet dépréciatif sur les prix de gros d'une capacité nucléaire élevée comme l'ont souligné l'IDDRI et l'Agora Energiewende dans leur rapport sur le financement des EnR à l'horizon de 2040[4]. Les centrales à gaz naturel qui ont continué à alimenter le réseau français en électricité pendant le confinement sont essentiellement des centrales utilisées pour produire de la chaleur et dont l'électricité produite est un coproduit. Ainsi pendant le mois d'avril 2020, l'électricité fournie par les centrales à gaz naturel représentait moins de 2% de la consommation contre 5% pendant le mois d'avril 2019. Dans les autres pays, et même en Allemagne où les centrales thermiques à gaz naturel servent souvent d'appoint, les systèmes électriques ont continué à faire appel aux centrales à gaz naturel. En Allemagne, la contribution des centrales à gaz naturel représentait presque 10% de la consommation. Toutefois, il est possible qu'une partie non négligeable des centrales thermiques allemandes fournissant de l'électricité produisent également de la chaleur. Comme pour la France, l'effacement de ces centrales est plus difficile. Au Royaume-Uni, Pays-Bas et Italie, les centrales à gaz naturel fournissaient plus de 30% de l'électricité consommée. Avec un coût marginal plus élevé que le nucléaire ou l'hydro, les pays dont les centrales à gaz naturel ont continué à fournir de l'électricité au-delà de l'électricité « fatale » produite par des centrales de production de chaleur, ont connu des prix de gros en moyenne supérieurs à ceux de la France. Les prix de gros aux Pays-Bas, en Grande-Bretagne et en Italie sont d'ailleurs liés au prix du gaz naturel qui connaît actuellement des niveaux historiquement bas.



Source : Thomson Reuters

La différence du prix de gros de l'électricité entre la France et ses voisins aurait sans doute été beaucoup plus importante si le prix du gaz naturel était resté autour de 20€/MWh contre un peu moins de 7€/MWh au mois d'avril dernier.

Compte tenu des mix énergétiques actuels et selon le principe d'ordre de mérite dans l'établissement des prix de gros de l'électricité, le rôle des centrales à gaz naturel est primordial pour soutenir les prix de marché. Si l'appel aux puissances des centrales à gaz constitue semble-t-il une condition nécessaire pour éviter un effondrement des prix de l'électricité, ce n'est pas pour autant une condition suffisante comme le suggère l'analyse des prix de marché en Allemagne. En effet, pendant les jours ouvrés du mois d'avril 2020, le prix de l'électricité a frôlé le zéro à 14h00 en Allemagne alors que la puissance des centrales thermiques mobilisées restait supérieure à 4 000 MW. Bien que les prix de l'électricité connaissent aussi une baisse en début d'après-midi dans les autres pays, cette baisse n'est pas aussi prononcée qu'en Allemagne. Cette réduction des prix de gros de l'électricité correspond au maximum de la puissance délivrée par les capacités solaires, combinée parfois par une légère inflexion de la consommation.



Source : RTE

Avec l'augmentation des capacités des centrales photovoltaïques dans les pays européens, la production d'électricité d'origine solaire a continuellement augmenté ces dernières années. La singularité de l'Allemagne réside vraisemblablement dans les très grandes capacités solaires que l'Allemagne peut mobiliser lorsque l'ensoleillement est bon

[4] IDDRI et Agora Energiewende, « Financement des énergies renouvelables à l'horizon 2040. Evaluation prospective du besoin de soutien public pour la transition du système électrique français », 22 octobre 2019.

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

comme ce fut le cas cette année. Pendant le mois d'avril 2020, les capacités photovoltaïques allemandes ont été capables de fournir plus de 25 GW et satisfaire 55% de la demande lorsque le soleil est à son point culminant. Les capacités photovoltaïques des autres pays fournissent moins de 10 GW et ne peuvent satisfaire plus du tiers de la consommation (respectivement 11,5%, 20% et 33%, pour la France, la Grande-Bretagne et l'Italie).

Le principe d'ordre de mérite pour la formation des prix de gros montre ses limites

En baissant la demande de près de 20%, le confinement sur le mois d'avril a automatiquement fait augmenter le taux de couverture de la demande électrique par les EnR. Le confinement a ainsi souligné les effets de « cannibalisation » des EnR lorsque leur part dans le mix électrique augmente. Cet effet de cannibalisation qui provoque une baisse des prix de gros est connu et a pu déjà être observé les week-ends et pendant les heures creuses essentiellement. Le confinement montre que les risques de cannibalisation associés à des prix de gros de l'électricité sous les 20€/MWh ne se limitent pas juste à quelques heures pendant l'année mais peuvent affecter le marché électrique sur de longues périodes. Ce risque de cannibalisation des prix de gros par un important développement des EnR peut devenir un frein à l'investissement dans leur développement, surtout dans les années à venir où les aides publiques pourraient baisser. Le marché électrique est face en quelque sorte à un paradoxe : trop d'EnR peut nuire aux EnR. L'ordre de mérite utilisé pour la détermination des prix de gros électriques contribue vraisemblablement à ce paradoxe. En effet, le principe d'ordre de mérite ne prend en compte que les frais variables dans la définition des prix de gros. Lorsque des technologies aux frais variables élevés comme les centrales thermiques sont nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande en électricité, alors les EnR dont les frais d'opérations variables marginaux sont presque nuls peuvent espérer rémunérer leur capital à condition qu'elles soient en capacité de produire et que le prix de marché soit supérieur à leur prix de revient ou « Levelized Cost of Electricity » (LCOE). Or, la période de confinement avec des prix de marché légèrement sous les 20€/MWh en Allemagne, en France et aux Pays-Bas montre qu'il sera difficile aux EnR d'attirer les investissements privés sans aide publique. Avec des LCOE toujours supérieurs à 40€/MWh en Europe du Nord, les EnR ne sont pas encore capables d'être financièrement autonomes. Pour y parvenir les EnR devront encore réduire leur LCOE soit en parvenant à réduire les Capex et les Opex par unité de puissance installée, soit en augmentant leur rendement et en s'alliant avec d'importantes capacités de stockage.

L'effet de cannibalisation et l'expérience du confinement pourrait ralentir le développement des *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) et son dérivé le *Virtual Power Purchase Agreement* (VPPA) où une entreprise s'engage sur une certaine durée à acheter la production d'électricité verte à un producteur à un prix fixé. Ces types de contrat d'achat sont considérés comme un moyen susceptible de se substituer aux *Feed-In-Tariff* (FiT) ou *Contract-for-Difference* (CfD) qui bénéficient de soutiens des autorités publiques. Dans les CPPA et VPPA, le producteur doit vendre son électricité à un prix supérieur à son LCOE. Toutefois, quel serait l'avantage d'une société d'acheter de l'électricité à un prix vraisemblablement supérieur au futur prix de gros si ce dernier sera déterminé selon un ordre de mérite ne prenant en compte que les frais variables qui devraient diminuer à mesure que les EnR se développeront ? La suspension de Total Direct Energie de ses engagements auprès d'EDF sur l'achat de volumes à 42€/MWh montre que les sociétés ne sont pas prêtes à payer leur énergie électrique à un prix nettement plus élevé que celui du marché. Réduire les durées de ces contrats d'achat, ou introduire des clauses de révision de prix pourraient rassurer les acheteurs, mais de telles conditions pourraient alors rendre le financement des projets plus complexes. Ces perspectives plus incertaines de l'évolution des prix de marché contribuent à rendre les projets ne bénéficiant d'aucun support, comme le projet *Hollandse Kust Noord* (760 MW) en Mer du Nord, moins attractifs et plus risqués. Le fournisseur suédois Vattenfall, après avoir pourtant remporté les deux précédentes enchères néerlandaises ne bénéficiant d'aucun support publique (projets *Hollandse Kust 1-4* de 1,5 GW), s'est désisté de l'appel d'offre pour *Hollandse Kust Noord* clos le 30 avril dernier.

Le stockage de masse de l'électricité est la clef de voute de la modernisation du marché électrique

Dans le secteur de l'énergie, le principe d'ordre de mérite sur les coûts marginaux n'est appliqué qu'en électricité. Les prix du pétrole ou du gaz naturel sont essentiellement liés à l'équilibre entre l'offre et la demande à un instant donné. Indirectement, l'ordre de mérite des coûts de production globaux (incluant l'amortissement des Capex, les Opex et une rémunération du capital) intervient dans la formation des prix du pétrole et du gaz naturel. En effet, l'augmentation des prix du pétrole et du gaz naturel permet la mise en production de gisements plus coûteux. Ainsi, dans le secteur pétrolier, l'augmentation des prix entre les années 2000 et 2014 a été un catalyseur du développement de l'*offshore* profond. Inversement, la récente forte baisse des cours du pétrole a provoqué l'arrêt de certains gisements aux prix de revient trop élevés. Pourquoi alors les prix de gros électriques ne seraient pas

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

fixés selon les mêmes règles que ceux du pétrole et du gaz naturel sans avoir à dépendre d'un ordre de mérite sur coût marginal insuffisant pour favoriser les investissements en EnR à long terme ? La transposition du marché du gaz naturel au marché électrique n'est pas si simple. Un gisement de pétrole ou de gaz naturel produit quelle que soit la météo (sauf tempête tropicale dans le Golfe du Mexique) et il est alors relativement aisé de faire des prévisions de production sur plusieurs mois, voire des années. Sur la base de « bonnes » projections de la demande, il est alors possible aux acteurs de mettre en œuvre suffisamment de capacités de production pour satisfaire la demande sans trop de capacité excédentaire. Ce ne serait pas forcément le cas d'un système électrique dominé par les EnR et sans moyen de stockage de l'électricité capable de se substituer aux EnR et d'assurer l'équilibre du système électrique lorsque les EnR ne sont pas en mesure de produire suffisamment. Les productions d'électricité des EnR sont dépendantes des conditions météorologiques. Les prévisions de production de ces technologies sont plus complexes à réaliser que celles d'un gisement de gaz naturel. L'estimation des capacités électriques EnR nécessaires au bon fonctionnement du système électrique est donc plus délicat et aboutirait sans doute à une importante capacité excédentaire en l'absence de stockage de masse de l'électricité. Le marché du gaz naturel fonctionne en Europe et aux États-Unis grâce aux importantes capacités de stockage dont ils disposent. Les capacités de stockage en gaz naturel de l'Europe correspondent à environ 1/5 de sa consommation annuelle. Actuellement, celles des États-Unis représentent environ 15% de la consommation américaine. Avant l'augmentation de la consommation américaine en gaz naturel, depuis 2010, ces capacités représentaient également 20% de la consommation. Ainsi, les capacités de production de gaz naturel ne sont pas dimensionnées sur le pic de la demande en hiver mais sur une « moyenne ». Pendant l'été, la production est typiquement plus forte que la demande et l'excès de production est injecté dans les stockages souterrains. En hiver, la production seule n'est pas suffisante et les États consommateurs font alors appel à leurs stocks pour satisfaire la demande. Un tel schéma n'est pas encore envisageable pour les marchés électriques faute de capacités de stockage de l'électricité capables de stocker de l'énergie électrique en très grande quantité sur de longues périodes. Des parcs de batteries sont déjà associés à certains projets EnR mais leurs capacités restent insuffisantes. Des projets pilotes de production d'hydrogène comme moyen de stockage de l'énergie électrique sont à l'étude, mais non pas pu être testés. Les systèmes électriques sont encore loin d'avoir suffisamment de capacités de stockage techniquement adaptées et commercialement viables pour concevoir un marché qui fonctionnerait sur l'offre et la demande comme celui du gaz naturel. Ainsi, le développement de capacités de stockage de masse de l'électricité permettra non seulement de décarboner complètement les systèmes électriques, mais devrait aussi faciliter l'élaboration d'un marché de l'électricité plus favorable pour les investissements sans aide publique dans les EnR. Sur la base des objectifs d'évolution du mix électrique définis par la Programmation pluriannuelle de l'énergie, le système électrique français ne sera pas tributaire du développement massif du stockage avant 2035 selon RTE[5]. Au-delà de 2035, si la part des EnR continue à progresser en France, alors les besoins de flexibilité devraient s'accroître et nécessiteraient de tels moyens de stockage de masse selon les scénarios (« 100% EnR », ou développement de nouveaux réacteurs nucléaires). Cela laisse un délai de 15 ans à la France et à l'Europe pour développer une solution techniquement et commercialement viable capable de stocker de l'électricité en grande quantité et sur de longues périodes. Même si le délai de 15 ans peut paraître long, il n'y a pas de temps à perdre pour les acteurs. Cette urgence peut expliquer les récentes accélérations des stratégies pour la production d'hydrogène vert dans certains pays.

La majorité des projets actuels de production d'hydrogène vert prévoit une mise en production entre 2025 et 2030. Pourtant les volumes d'hydrogène vert associés à ces projets seraient bien inférieurs aux besoins colossaux que nécessite une décarbonation complète de l'économie. L'un des plus grands défis de la production d'hydrogène vert à grande échelle est la quantité d'énergie électrique verte requise à sa synthèse. Les besoins en hydrogène vert pour décarboniser entièrement l'économie exigeraient de gigantesques nouvelles capacités d'EnR. Ainsi, pour produire les 750 000 tonnes annuelles d'hydrogène que le groupe ThyssenKrupp utilise dans ses aciéries, il faudrait 37,5 TWh d'électricité verte. Cette énergie correspond à la production annuelle d'un parc éolien en mer de 10,7 GW, soit plus que la capacité totale des parcs éoliens installés au large des côtes allemandes à la fin 2019 (7,4 GW). La décarbonation complète de l'industrie, qui consomme annuellement 70 millions de tonnes d'hydrogène, nécessiterait 3 600 TWh par an, soit plus que la production globale d'énergie électrique de l'Europe[6]. Le 10 juin, l'Allemagne a annoncé un budget de 10 milliards d'euros pour accélérer la production d'hydrogène vert en Allemagne et en dehors de ses frontières. C'est l'un des plus gros budgets annoncés par un gouvernement. L'Allemagne estime ses besoins en

[5] Thomas Veyrenc, directeur Stratégie et Prospective de RTE - Le stockage vu de RTE, « Webminaire Stockage de l'Energie », 27 mai 2020.

[6] @OECD/IEA, "The future of Hydrogen", juin 2020.

hydrogène vert à 90-110 TWh en 2030[7] pour amorcer la décarbonation de son industrie (sidérurgie et cimenterie), des moyens de transport ferroviaire, maritime et aérien. L'Allemagne prévoit aussi d'utiliser cet hydrogène pour décarboner le chauffage résidentiel et comme moyen de stockage de l'énergie électrique. Les prévisions de production allemande en hydrogène vert sont relativement faibles par rapport aux besoins. La production d'hydrogène vert devrait atteindre 28 TWh en 2030, soit environ 560 000 tonnes. L'Allemagne sera donc obligée d'importer d'importants volumes d'hydrogène et donc de prévoir aussi les infrastructures (gazoducs, stockage) et moyens de transport (navires) pour acheminer et distribuer cet hydrogène vert. Les énormes capacités d'EnR nécessaires à la production d'hydrogène vert favorisent les projets de grands parcs éoliens en mer et les projets de fermes solaires dans les pays au fort ensoleillement – comme l'Europe du Sud, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient – capables de produire l'énergie électrique la moins chère. Le Portugal, grâce à son ensoleillement, cherche à se positionner sur la production de masse d'hydrogène vert. Fin avril, le gouvernement portugais a présenté un projet de construction d'une usine de production d'hydrogène vert d'une puissance de 1 GW représentant un investissement de plus de 5 milliards d'euros. Cette usine, prévue pour être totalement opérationnelle en 2030, serait alimentée par de l'électricité d'origine photovoltaïque.

Dans l'attente de moyens de stockage de l'électricité à grande échelle, les centrales thermiques restent un mal nécessaire pour les EnR

Aujourd'hui, dans certains marchés électriques, comme en France, les centrales thermiques jouent ce rôle de solution d'appoint. Dans les autres pays, comme au Royaume-Uni, à mesure que les EnR se développeront, les centrales thermiques perdront progressivement leur rôle de fournisseur principal d'électricité pour devenir des fournisseurs de dernier recours. Il est probable que ces centrales soient de moins en moins appelées et sur des périodes de plus en plus courtes à mesure que les EnR se développeront. Toutefois, cela ne signifie pas forcément que les capacités de centrales thermiques baisseront. En effet, en l'absence de vent, un parc d'éoliennes de 10 ou 100 GW produira la même quantité d'électricité, c'est-à-dire aucune. Il faudra logiquement 10 fois plus de capacité de centrales d'appoint (thermiques ou nucléaires) pour pallier aux besoins éventuels de flexibilité du parc de 100 GW que de celui de 10 GW. Par conséquent, un important parc d'EnR devrait exiger un parc de centrales de secours fortement excédentaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Un des défis sera de garantir la rentabilité de ces centrales « de secours », tout en parvenant à contenir les coûts associés (marchés de capacités) au maintien de ces capacités excédentaires. Un parc nucléaire amorti comme celui du parc nucléaire français peut palier les besoins de flexibilité du réseau, mais comme précédemment souligné, les faibles coûts variables marginaux par rapport aux centrales thermiques ne favoriseraient pas de nouveaux investissements dans les EnR. A l'inverse, les centrales thermiques (gaz naturel, charbon) – aux coûts d'investissements moins intensifs que les centrales nucléaires mais aux frais variables plus élevés que ceux du nucléaire – devraient constituer un bon compromis pour répondre aux besoins de flexibilité du réseau dans l'attente du développement massif de moyens de stockage de l'énergie électrique. Moins intensif en capital qu'une centrale nucléaire, le coût de la capacité des centrales thermiques est plus faible que celui d'une nouvelle centrale nucléaire. Les frais variables de ces centrales sont en plus sensibles au prix du carbone et peuvent donc être plus facilement modulés pour supporter les prix de gros à un niveau plus acceptable pour le développement des EnR.

Le maintien d'un parc de centrales thermiques limite la chute du prix de gros et assure dans une certaine mesure de meilleures perspectives de rémunération pour les parc d'EnR. Toutefois, comme révélé par le confinement, ce n'est pas une garantie absolue. Il est nécessaire que le prix du gaz ou du charbon, après intégration du coût de la tonne de CO_2, soit suffisamment élevé pour produire une électricité à un prix supérieur au LCOE moyen du parc EnR. Aujourd'hui, dans le contexte d'un prix du gaz naturel extraordinairement bas en Europe, le prix de la tonne de CO_2 est trop faible pour assurer une rentabilité aux EnR capables de produire simultanément avec les centrales thermiques. L'appel aux centrales thermiques d'appoint ne représente pas une garantie absolue contre une chute des prix. En effet, à 14h, alors que les capacités photovoltaïques produisaient à pleine puissance, le prix de gros allemand était presque nul. A 14h, l'ensemble de la production des EnR couvrait 65% de la demande allemande pendant les jours ouvrés. Près de 11,1 GW de centrales thermiques (6,8 GW à charbon et 4,3 GW à gaz naturel) étaient encore appelés à 14h. En 2019, le taux de couverture des EnR était de 52% à la même heure et le prix de gros de l'électricité était de 27,5€/MWh. On constate le même décrochage entre les week-ends d'avril 2019 et 2020. En avril 2019, alors que les EnR représentaient 57% en moyenne de la demande pendant les week-ends, le prix de gros était à 26,1€/MWh. Un an plus tard, le taux de couverture

[7] Rechargenews, "Germany targets massive green hydrogen output and imports in $10bn national strategy", 10 juin 2020.

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

des EnR pendant les week-ends a grimpé à 72% à 14h et le prix moyen devenait négatif à -3,5€/MWh. Il serait sans doute intéressant d'étudier davantage le cas allemand pour comprendre un tel décrochage des prix lorsque le taux de couverture des EnR semble atteindre une valeur critique entre 57 et 62% de la consommation. Quel est notamment le rôle exact de la chute des exportations allemandes pendant le mois d'avril 2020 et aussi quel est le rôle des centrales thermiques qui produisent de la chaleur comme production principale et de l'électricité comme co-produit ? En effet, près de 40% de la chaleur sont produits par des centrales à gaz naturel en Allemagne.

Et les Majors pétrolières dans tout cela ?

Suite à l'effondrement du prix du pétrole, peut-on s'attendre à une accélération des investissements des Majors pétrolières européennes (Shell, BP, Total et Eni) dans les EnR ? Les Majors pétrolières américaines (ExxonMobil, Chevron, Conoco) semblent attachées à leur modèle historique de producteur de sources d'énergie à base de carbone tout en réduisant l'impact sur l'environnement grâce aux biocarburants et à la capture et stockage du CO_2.

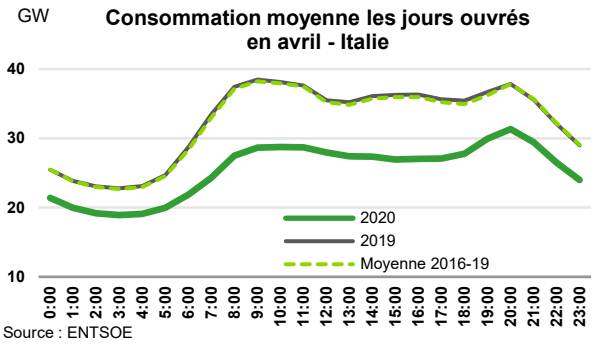
La chute des prix du pétrole mais aussi du gaz naturel va pousser les compagnies pétrolières à rester très sélectives dans la gestion de leur portefeuille de projets d'hydrocarbures. A l'avenir, elles privilégieront les gisements peu coûteux à produire, comme l'a confirmé Patrick Pouyanné dans son récent entretien avec des journalistes du journal *Le Monde*[8]. Cela devrait donc libérer des capitaux qui pourront alors financer des projets d'EnR. Par ailleurs, avec un prix du pétrole peut-être plus volatil à l'avenir et qui pourrait rester proche à moyen terme des prix de rentabilité des pétroles de schiste américain autour de 50-60 dollars par baril, la rentabilité de gisements de pétrole plus coûteux à produire pourrait se dégrader. La différence entre la rentabilité des projets pétroliers et les EnR devrait s'atténuer, permettant ainsi à plus de capitaux d'être dirigés vers les EnR. Il est donc probable que les projets EnR et pétroliers soient dorénavant analysés par les compagnies pétrolières sur des critères de profitabilité plus proches que dans le passé. Cela devrait naturellement profiter aux projets EnR.

Toutefois, même si certaines sociétés sont conscientes que le marché pétrolier est proche de sa maturité, il est peu probable que les Majors fassent le grand saut et muent du jour au lendemain en développeurs et exploitants d'EnR exclusivement, comme l'a réalisé Dong Energy en devenant Orsted. La demande en pétrole et gaz naturel reste élevée dans d'autres parties du monde qu'en Europe. Comme on l'a vu faute de moyen de stockage de masse de l'électricité pouvant concurrencer les centrales thermiques, le gaz naturel devrait rester une source d'énergie primaire indispensable pour produire l'électricité que les EnR ne seraient pas capables de fournir. Le gaz naturel reste aussi un important moyen de chauffage pour nombre de logements et d'immeubles en Europe (près de 40% de la consommation de gaz naturel en Europe). Par ailleurs, au vu des perspectives de prix de marché à moyen-long terme peu encourageantes pour des projets exposés aux prix de marché, les compagnies pétrolières s'attacheront à investir dans de gros projets bénéficiant de contrats d'achat long terme et de prix sécurisés comme au début du GNL (gaz naturel liquéfié). Les grands parcs d'éoliennes en Mer du Nord – que les Majors connaissent bien pour y avoir opéré pendant plusieurs décennies des infrastructures pétrolières et gazières – seront certainement privilégiés. Fortes de leur expérience dans les structures flottantes en mer profonde et très profonde, les Majors seront aussi des acteurs de premier plan dans le développement de l'éolien flottant. Enfin, pour limiter les risques face à un prix de marché très volatile, les compagnies pétrolières devraient certainement favoriser les projets capables d'afficher des LCOE les plus bas comme les fermes solaires géantes au Moyen-Orient ou en Europe du Sud (Portugal), capables de produire de l'électricité sous les 20$/MWh. ■

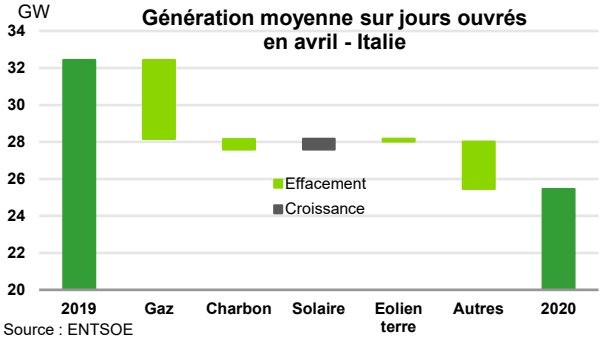
[8] Patrick Pouyanné, PDG de Total : « La question de la pérennité des compagnies pétrolières est posée », *Le Monde* du 4 juin 2020.

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

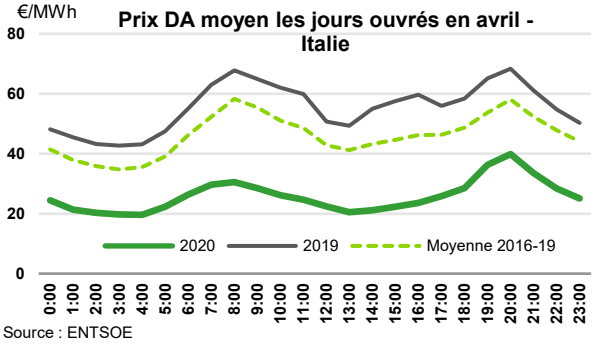
ITALIE



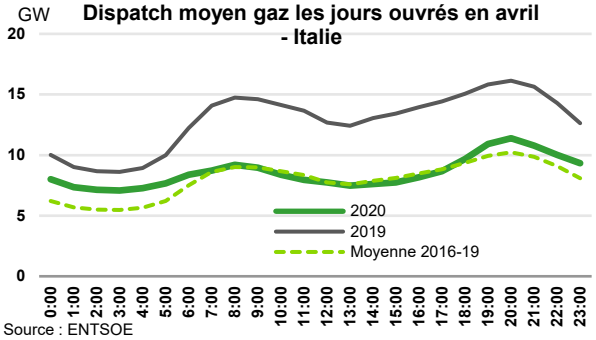
Source : ENTSOE



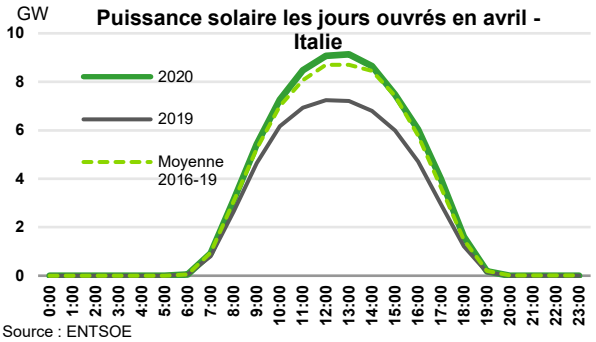
Source : ENTSOE



Source : ENTSOE



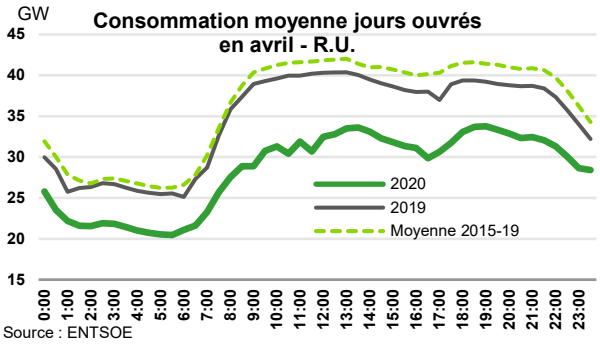
Source : ENTSOE

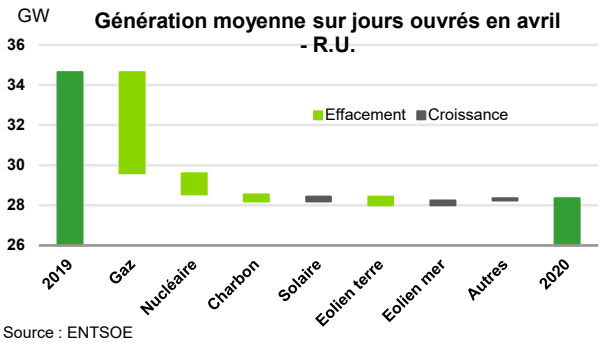


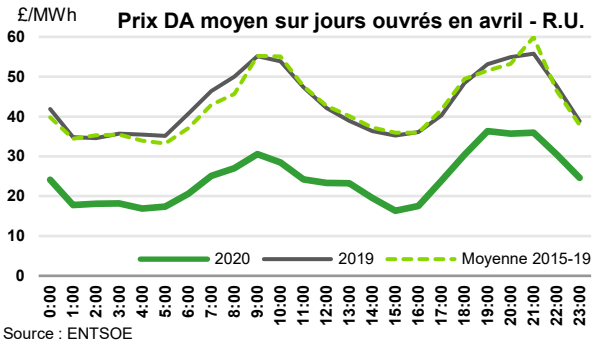
Source : ENTSOE

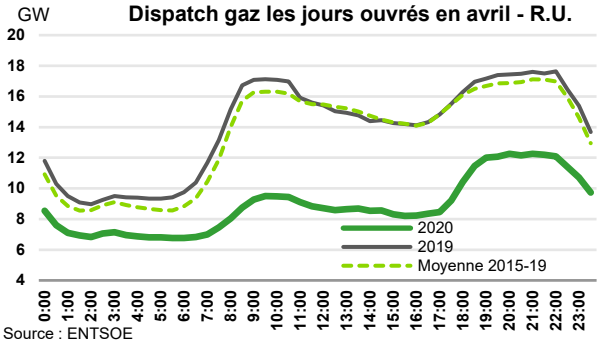
Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

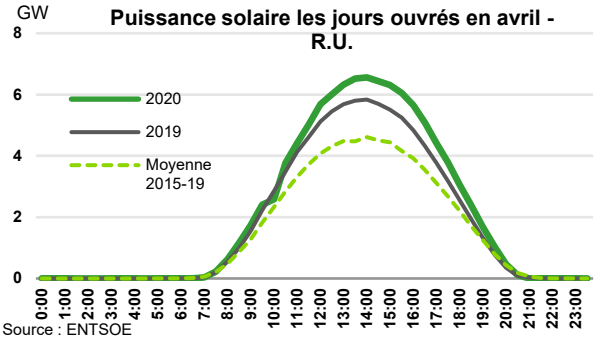
ROYAUME-UNI





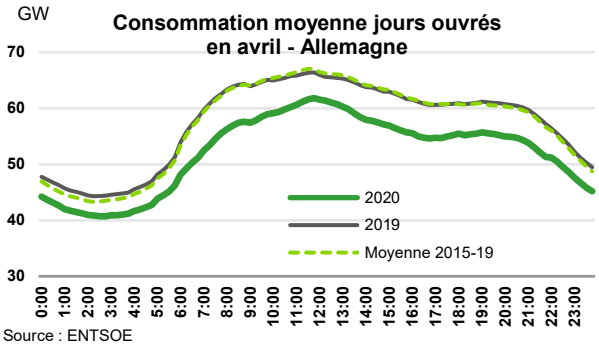




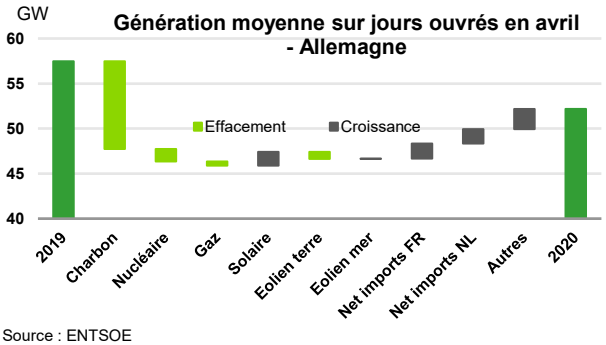


Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

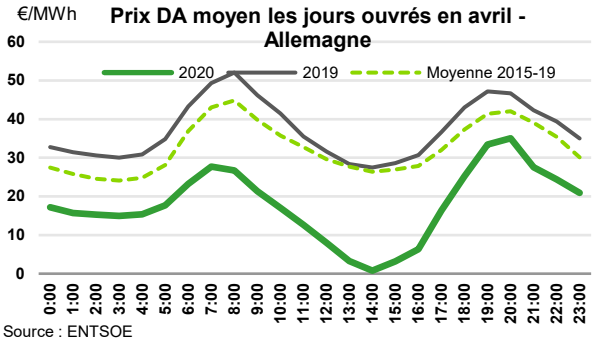
ALLEMAGNE



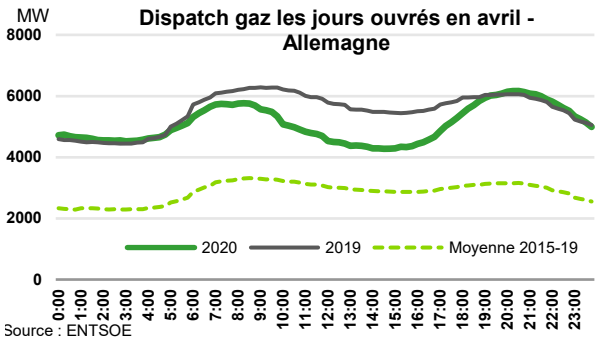
Source : ENTSOE



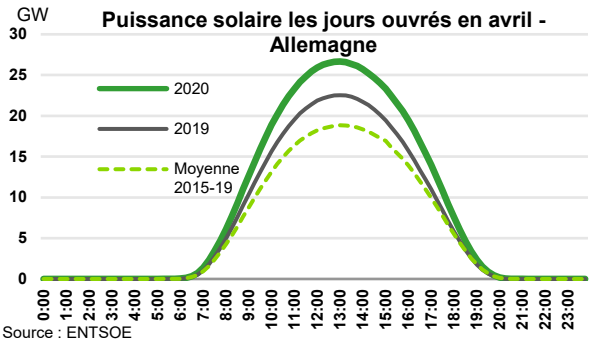
Source : ENTSOE



Source : ENTSOE



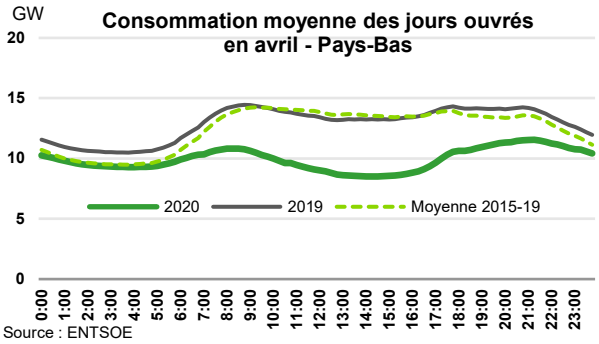
Source : ENTSOE



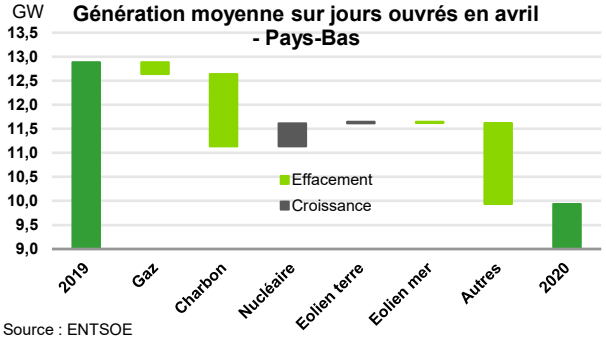
Source : ENTSOE

Stéphane FERDRIN
stephane.ferdrin@credit-agricole-sa.fr

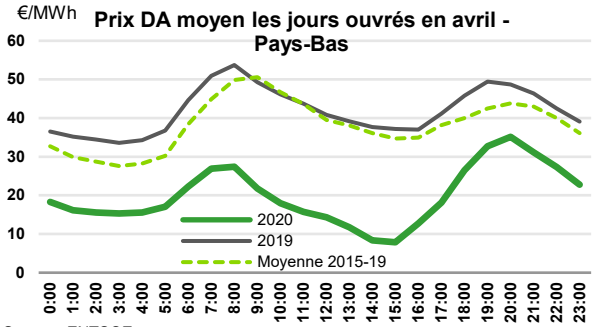
PAYS-BAS



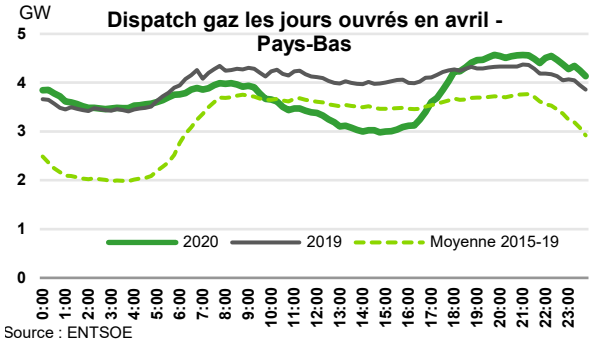
Source : ENTSOE



Source : ENTSOE



Source : ENTSOE



Source : ENTSOE

Consultez nos dernières parutions en accès libre sur Internet

Date	Titre	Thème
19/06/2020	Monde – L'actualité de la semaine	
19/06/2020	France – Immobilier résidentiel : évolutions récentes et perspectives 2020-2021	France, immobilier
17/06/2020	PRISME – L'analyse de la conjoncture et de l'actualité agricole et agroalimentaire du Crédit Agricole - Spécial Covid-19 n°10	Agri-agro
16/06/2020	Zone euro – Conjoncture : flash détail du PIB au T1 2020	Europe
16/06/2020	Afrique sub-saharienne – Détresse alimentaire et financière, quel va être le rôle de la Chine ?	Pays émergents
12/06/2020	Monde – L'actualité de la semaine	Monde
10/06/2020	Pays émergents : ce qu'il va falloir surveiller	Pays émergents
10/06/2020	Italie - Spécial Covid-19 : faire face au pire en précurseur	Italie
10/06/2020	L'OBSERVATOIRE financier des Entreprises Agroalimentaires - spécial métiers du grain	Agri-agro
10/06/2020	7 initiatives remarquables prises par les fintech pendant la crise du Covid-19	Banques, Infographie
09/06/2020	Asie du Sud-est – L'entrée dans le monde d'après se fait en ordre dispersé	Asie
09/06/2020	France – Santé Covid-19 : tendances semaine du 1er au 7 juin 2020	France, sectoriel
08/06/2020	Les enjeux en matière d'innovation – Fiches sectorielles	Sectoriel
08/06/2020	UE – La BCE clarifie son action à moyen terme	Europe
03/06/2020	PRISME – L'analyse de la conjoncture et de l'actualité agricole et agroalimentaire du Crédit Agricole - Spécial Covid-19 n°9	Agri-agro
03/06/2020	Italie – Conjoncture : flash détail du PIB au T1 2020	Italie
03/06/2020	Le Covid-19, un stimulus pour la transition énergétique en France ?	Energie
03/06/2020	Émergents – La géopolitique déconfinée	Géopolitique
02/06/2020	Podcast – Soutenabilité des dettes publiques… quelle trajectoire de sortie de crise pour les États ?	Monde
02/06/2020	Royaume-Uni – Brexit : Back to the future	Royaume-Uni
02/06/2020	UE – Le grand marchandage saura-t-il produire le bond en avant ?	Europe

Crédit Agricole S.A. — Études Économiques Groupe
12 place des Etats-Unis – 92127 Montrouge Cedex

Directeur de la Publication : Isabelle Job-Bazille - **Rédacteur en chef :** Stéphane Ferdrin

Documentation : Vincent Gueganic - **Statistiques :** Robin Mourier

Secrétariat de rédaction : Véronique Champion

Contact: *publication.eco@credit-agricole-sa.fr*

Consultez et abonnez-vous gratuitement à nos publications sur :

Internet : http://etudes-economiques.credit-agricole.com

iPad : application Etudes ECO disponible sur l'App store

Androïd : application Etudes ECO disponible sur Google Play

Cette publication reflète l'opinion de Crédit Agricole S.A. à la date de sa publication, sauf mention contraire (contributeurs extérieurs). Cette opinion est susceptible d'être modifiée à tout moment sans notification. Elle est réalisée à titre purement informatif. Ni l'information contenue, ni les analyses qui y sont exprimées ne constituent en aucune façon une offre de vente ou une sollicitation commerciale et ne sauraient engager la responsabilité du Crédit Agricole S.A. ou de l'une de ses filiales ou d'une Caisse Régionale. Crédit Agricole S.A. ne garantit ni l'exactitude, ni l'exhaustivité de ces opinions comme des sources d'informations à partir desquelles elles ont été obtenues, bien que ces sources d'informations soient réputées fiables. Ni Crédit Agricole S.A., ni une de ses filiales ou une Caisse Régionale, ne sauraient donc engager sa responsabilité au titre de la divulgation ou de l'utilisation des informations contenues dans cette publication.