

Le réseau électrique français peut-il subir la crise de celui du Texas lors de l'hiver 2021 ?

Xavier Chavanne*

@ 18306

Mots-clés : réseaux, robustesse d'un réseau électrique, pointe extrême, vague de froid décennale, générateurs fiables

Le réseau texan a failli s'effondrer lors d'une vague de froid en février 2021, causant des centaines de morts. Ce type d'événement est dimensionnant pour le système par ses records de consommation et les risques de défaillance. Pendant 15 ans, les centrales électriques dites fiables, les centrales thermiques ici, ont été négligées, victimes d'un marché trop libéral et de la concurrence des centrales moins fiables. L'Europe a connu un coup de froid similaire en février 2012 sans crise. Depuis, le nombre et la rentabilité des générateurs fiables — thermiques et hydroélectriques — ont été réduits. Cela pose la question de la capacité de notre système actuel à répondre à un tel événement météorologique.

Introduction

L'électricité, mouvement de charges dans un conducteur, ne se stocke pas. De ce fait, un réseau électrique doit être à l'équilibre entre génération et consommation à chaque instant, même et surtout en cas de conditions extrêmes où les niveaux de consommation — et donc de production — atteignent des records, sous peine d'effondrement total (ou «blackout»). Pour une région de zones tempérées suffisamment loin des latitudes tropicales, ces conditions se présentent lors d'une vague de froid. La fréquence d'un tel événement est de 10 à 20 ans. Malgré le réchauffement moyen des climats, on ne peut l'exclure. Il est difficile de prévoir sa sévérité à l'avance même à une semaine, voire quelques jours. Tout juste peut-on dire qu'il aura lieu en plein hiver, et qu'en Europe il a des chances de résulter d'une configuration météorologique telle que montrée sur la Figure 1, c'est-à-dire un courant glacial continental favorisé par un blocage anticyclonique autour de la Scandinavie. Avec l'importance

qu'a prise l'électricité dans tous les secteurs économiques et les usages du quotidien, et qu'elle va encore acquérir dans le futur, cette crainte ne doit pas être sous-estimée.

Dans un précédent article a été décrite la gestion catastrophique du réseau électrique au Texas lors d'une telle vague de froid [Chavanne, 2024]. L'effondrement n'a été évité qu'au prix d'un délestage tournant massif, le quart des consommateurs à chaque instant, pendant plus de quatre jours. Il en a résulté des centaines de morts et des pertes économiques de l'ordre de 5 % du PIB. La crise a eu lieu dans un État moderne, économiquement comparable à la France, et sans doute le plus dynamique des États des États-Unis. La principale cause a été la défaillance de tous les types de centrales électriques, et en particulier des centrales au gaz et des éoliennes dont les capacités constituent 80 % du total du système (78 et 30 GWc respectivement). Gaz naturel et vent sont abondants sur de vastes zones peu habitées au Texas, et il semblait logique de les exploiter. Cependant, durant cette crise, les éoliennes ont encore moins

* Université Paris Cité, IGP.

produit qu'attendu, moins de 10 % de leur capacité et jusqu'à 0 % (contre une moyenne annuelle de 36 %), par manque de vent et de résistance au froid. Les centrales au gaz n'ont fourni que 40 % de leur capacité totale pour diverses raisons : non-disponibilité pour l'hiver, difficultés d'acheminement du combustible, pannes au froid, ou tout simplement elles n'ont pas réussi à démarrer. Ces raisons résultent d'un investissement insuffisant à cause de revenus trop faibles. Eux-mêmes sont dus à un marché concurrentiel de gros faussé pour les générateurs censés être fiables que sont les centrales thermiques (dans le cas du Texas).

Les générateurs fiables sont des centrales électriques pilotables et prêtes à fonctionner à pleine puissance, ou attendue, pendant au moins 48 heures lors des situations extrêmes plus ou moins anticipées sur le réseau comme celles de grand froid. Il s'agit de systèmes thermiques — nucléaires et à flamme quelle qu'elle soit — et hydroélectriques, à condition de maintenir leur performance et leur résilience au grand froid.

Au Texas, les exploitants des éoliennes bénéficient de ressources assurées (crédits d'impôt au niveau fédéral, certificats d'énergie

Encadré 1. ABRÉVIATIONS ET SYMBOLES

La principale unité d'énergie utilisée est le wattheure (Wh, 1 Wh = 3 600 joules). Quand l'énergie est la chaleur, l'unité est accompagnée d'un indice pour préciser sa nature, Wh_u . Sans précision, l'énergie est l'électricité.

PCS : pouvoir calorifique supérieur. Il représente la quantité de chaleur produite par combustion avec l'oxygène d'une tonne ou d'un mètre cube d'une matière riche en hydrogène et carbone (charbon, fioul, gaz, biomasse), y compris la chaleur de condensation de l'eau libérée. Les conventions de l'USEIA pour exprimer les quantités d'un hydrocarbure en énergie sont basées sur le PCS.

PCI : pouvoir calorifique inférieur. Le PCS moins la chaleur de condensation de l'eau. L'eau reste sous forme de vapeur.

Pour le gaz naturel, le PCS est supérieur de 10 % au PCI. La chaleur de condensation est rarement récupérée, sauf dans les chaudières modernes pour le chauffage des locaux.

L'unité d'énergie par unité de temps – ou puissance – utilisée est le watt (W). Un générateur électrique fonctionnant à une puissance effective de xW aura fourni sur 1 heure xWh d'électricité. Sa puissance de capacité ou crête, i.e. maximale, est noté Wc . Cette puissance est supérieure ou égale à la puissance effective ou réalisée.

FC : le facteur de charge annuel pour un générateur représente le rapport de sa puissance effective moyenne sur 1 an à sa puissance de crête. FC peut être utilisé pour une période d'une heure.

Les multiples d'unités utilisés suivent les conventions du système international : T (tétra) pour milliard de milliards, G (giga) pour milliard, M (méga) pour million, k (kilo) pour mille.

STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

PIB : produit intérieur brut par an ou richesse produite par an dans un État en dollars (\$).

Les organismes cités :

ERCOT : Electric Reliability Council of Texas

RTE : Réseau de transport d'électricité (France)

USEIA : U. S. Energy Information Administration

renouvelable et connexion financée au niveau local, contrats de long terme...) par ailleurs, qui leur permettent de proposer une grande partie de leur production à des prix très bas sur le marché de gros, ce qui réduit à la fois la part et le prix de cette part pour les exploitants des générateurs thermiques. En outre, ces derniers, du fait de leur rôle d'équilibrage du réseau, subissent une usure par fatigue thermique et donc des coûts de maintenance plus élevés que pour une production à pleine capacité. La fiabilité a été sacrifiée au profit de gains à court terme. Il s'agit de la principale conclusion de la puissante société américaine des ingénieurs du génie civil, reprise à son compte par le législateur texan. Outre une loi édictée peu après la crise pour renforcer la résistance aux grands froids, il a voté deux lois fin 2023 — SB2627 et HB1500 — pour assurer la résilience du réseau électrique à terme, en pratique pour mieux rémunérer les générateurs thermiques pilotables. Il s'agit d'un fonds d'aides et de prêts à taux faible, et d'exigences de fiabilité pour toutes les centrales connectées au réseau après décembre 2026. Ce service de production assurée serait rémunéré en pénalisant les exploitants des centrales qui font défaut (ceux des centrales éoliennes et photovoltaïques (PV) sont visés, sauf à les équiper d'importants bancs de batteries). Les critères de fiabilité — réactivité, durée de fourniture et niveau — doivent être précisés ainsi que les montants des rémunérations et amendes. Le réseau du Texas ne doit pas subir une coupure inattendue de plus de 12 h une fois tous les 10 ans, sachant que le coût du mégawattheure non fourni est estimé en heures ouvrées à 35 000 \$. Le coût pour le consommateur doit rester acceptable.

Ce dernier point est crucial et délicat. Dimensionner le parc de centrales aux records de consommation avec des conditions de fiabilité à un coût à faire supporter aux consommateurs dans le prix du mégawattheure réellement produit et utilisé. Il faut rémunérer des centrales qui produiront peu ou pas en périodes normales, i.e. la grande majorité du temps.

Il est instructif de comparer la situation au Texas avec celles en France (métropolitaine) et en Allemagne. Aucun des deux pays n'a connu

une situation aussi grave sur son réseau mais cela ne peut pas être exclu en hiver lors d'une vague de froid plus intense et longue qu'à l'accoutumée. La dernière vague d'intensité comparable à celle qui a eu lieu au Texas date du début de février 2012 avec des températures restant négatives en journée dans les rues de Paris. Le record des pointes de consommation électrique en France, avec une puissance de plus de 100 GW, a été établi à ce moment. Le réseau a fait face, avec un peu d'aide des réseaux voisins comme celui de l'Allemagne.

L'article décrit les moyens alors mis en œuvre. Il présente ensuite les évolutions qui ont eu lieu depuis 2012 en France et en Allemagne avec un parallèle aux causes de la crise au Texas. Un scénario de tension lors d'une vague de froid intense, basé sur les données de consommation de 2012 et celles de production de fin 2024, est proposé. Il finit par des recommandations pour éviter une situation semblable à celle ayant eu lieu au Texas.

1. La vague de froid de février 2012 en Europe

1.1. Météorologie et thermosensibilité

Un événement météorologique similaire à celui du Texas en intensité et durée a eu lieu en Europe lors de la première quinzaine de février 2012. C'est sur cette période qu'ont été atteints les records de consommation d'électricité en France métropolitaine avec en pointe une puissance nette injectée de 102,1 GW le mercredi 9 février à 19 h (d'après RTE $\text{éCO}_2\text{mix}$, consommation totale en incluant les pertes de réseau mais excluant celle pour le pompage des STEP). Jamais une puissance au-delà de 95 GW n'avait été nécessaire auparavant, et par la suite non plus, jusqu'à présent. Deux raisons expliquent ce record : la météorologie assez exceptionnelle et la thermosensibilité du réseau du fait de l'utilisation importante du chauffage électrique en France.

Météo-France a défini deux conditions pour caractériser une baisse de température comme une vague de froid. L'indicateur thermique national — qui est une moyenne des températures

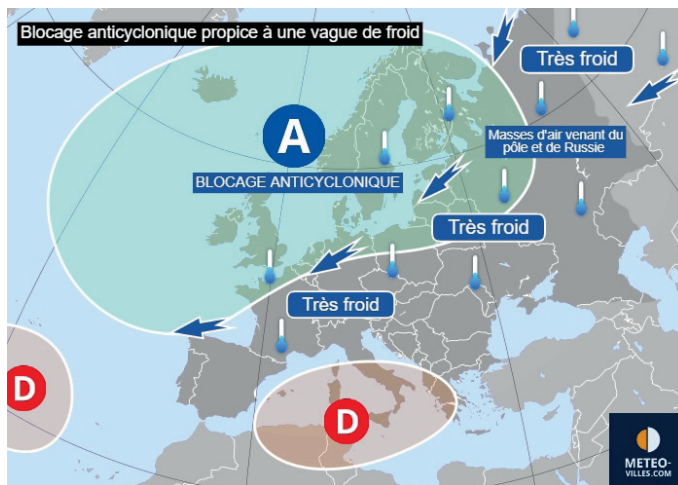


Figure 1. Carte des pressions sur l'Europe lors d'une configuration type du blocage anticyclonique en hiver amenant un air glacial continental durant plusieurs jours, voire semaines

Crédit : Météo-Villes

minimales et maximales d'une journée sur 30 villes réparties en France métropolitaine — doit rester inférieur à 0,9 °C pendant au moins trois jours consécutifs et il doit descendre jusqu'à -2 °C durant au moins une journée. Depuis le début du ^{xxi} siècle, la plus grande vague de froid date de février 2012. Du 1^{er} au 12 février, les températures atteignent des valeurs glaciales sur une bonne partie du pays — de Dunkerque à Perpignan. Des fleuves charrient des blocs de glace. À Paris, les températures restent négatives en journée, d'après la station météorologique de Météo-France dans le parc de Montsouris. L'Europe du Nord a été soumise à un blocage anticyclonique particulier qui a ramené de l'air continental glacial depuis la Russie et la Scandinavie, comme le montre schématiquement la Figure 1. Le centre anticyclonique se situe en ou près de la Scandinavie, tandis qu'une dépression est présente en Méditerranée.

La période la plus propice pour ce phénomène va de fin décembre à début mars, correspondant à un refroidissement maximal des sols du vaste continent euroasiatique avant un réchauffement avec le rallongement des jours. D'autres types de blocage, comme un anticyclone sur le Nord Atlantique près des îles Britanniques, amènent de

l'air maritime froid mais adouci par les océans; ils sont donc moins critiques.

Le blocage anticyclonique en février 2012 a conduit à un vent d'intensité faible en moyenne, comme on le constate sur la production électrique des éoliennes en Allemagne (voir Figure 2); leur puissance effective ne dépasse que rarement les 4 GW, alors que leur puissance installée totale au début de 2012 est de 29 GWc. Cela contraste avec la quinzaine suivante de février dominée par un air océanique plus doux et des vitesses de vent en moyenne plus élevées. On note aussi le caractère intermittent de l'intensité du vent. La production photovoltaïque (capacité installée de 26 GWc) est limitée : la période de l'année correspond encore à un court et faible ensoleillement.

Concernant la thermosensibilité, le gestionnaire RTE a établi une consommation journalière en fonction de l'indicateur thermique T de Météo-France : au-dessus de $T = 15$ °C, la consommation est indépendante de la température entre 42 et 50 GW. En dessous, elle croît comme $49 + 2,3 \times (15 - T)$ GW, avec un gradient de la contribution thermosensible de 2,3 GW/°C, ce qui donne 94 GW pour $T = -5$ °C, à peu

Le réseau électrique français peut-il subir la crise de celui du Texas lors de l'hiver 2021 ?

près les valeurs moyennes pour la journée du 8 février 2012 [RTE, 2013].

Réduire la thermosensibilité est difficile car les alternatives au chauffage électrique sont limitées, en particulier en ville, si on veut également se passer de tout combustible fossile, gaz naturel compris. Les pompes à chaleur, majoritairement aérothermiques, vont diminuer la contribution du chauffage mais avec un risque de hausse du gradient thermique par la baisse de leur coefficient de performance (COP) avec celle des températures extérieures. Les réseaux de chaleur urbains, utilisant soit des déchets soit la géothermie profonde (comme en Val-de-Marne avec l'aquifère du Dogger), nécessitent un apport de gaz naturel pour faire face aux pointes de consommation en hiver.

Les Allemands recouraient, ce qui semble être toujours le cas, au chauffage par combustible comme le gaz, et, du moins en 2012, à l'usage de réseaux urbains utilisant la houille et le lignite.

1.2. Système électrique en France durant cet événement

La pointe record de consommation de 102,1 GW en France métropolitaine a eu lieu un jour de semaine à 19 h, l'heure de la journée la plus propice à un maximum en hiver. Entre le 6 et 9 février, la consommation est restée dans un intervalle de 92 ± 10 GW. La semaine était en dehors des vacances scolaires, ce qui contribua à une plus forte consommation.

Début 2012, la France disposait d'une capacité totale de générateurs de 125 GWc, dont plus de 63 GWc en nucléaire, 26 GWc en hydroélectricité (dont environ 5 GWc de STEP), 18 GWc en charbon et fioul — ces derniers réservés pour l'hiver et ses pointes —, près de 10 GWc en gaz et presque 7 GWc en éolien (voir Tableau 1 en annexe). L'hydroélectricité est fournie au fil de l'eau (en base), par éclusée (avec des retenues de quelques jours au plus) ou par barrage (stockage saisonnier). Le réseau compte aussi quelques gigawatts de capacité en photovoltaïque (peu productif en cette période) et en centrales thermiques à déchets, biogaz et biomasse, ces dernières fonctionnant

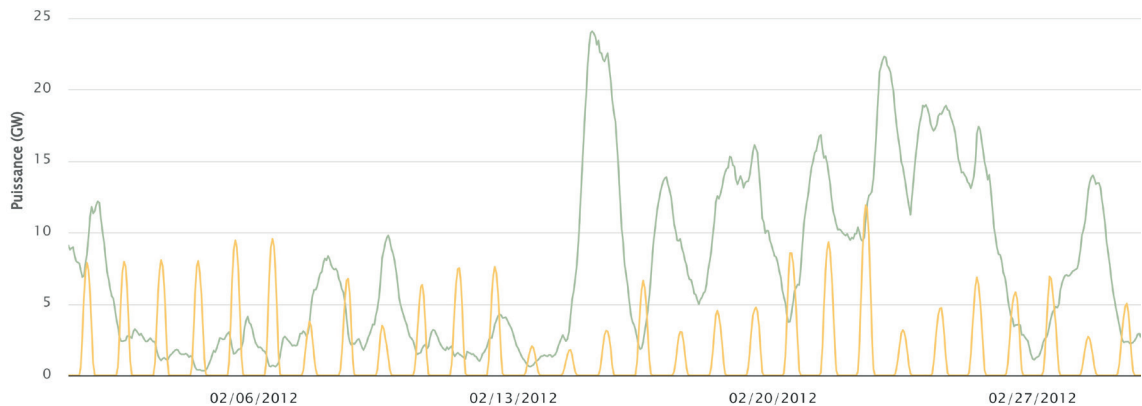


Figure 2. Puissances de productions éolienne (en vert) et photovoltaïque (en jaune) en Allemagne en GW durant le mois de février 2012

Sources des données : 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW

Crédit : Energy Charts Fraunhofer

La première quinzaine correspond au blocage anticyclonique schématisé en Figure 1, tandis que la deuxième quinzaine subit une dépression océanique. La capacité éolienne était de 29 GWc et la capacité photovoltaïque de 26 GWc.

en base. Lors de la pointe de consommation, les centrales nucléaires ont fourni 59,5 GW ou 95 % de leur capacité, puissance maintenue à peu près pendant toute la période de froid du 1^{er} au 12 février. Les autres moyens thermiques, essentiellement à combustible fossile, contribuaient pour plus de 19 GW, dont 8 GW pour le gaz. Les centrales hydroélectriques — STEP incluses — ont été sollicitées à la pointe de consommation pour 14,1 GW, et en moyenne pour 9 GW. Hydroélectricité de retenue et centrales au fioul ont assuré l'équilibre du réseau en ajustant leur production durant ces jours. À la pointe, l'éolien a fourni 1,7 GW, ce qui correspond à un facteur de charge proche de celui annuel, 24 %. La veille, sa production était plus importante à près de 3 GW, mais l'avant-veille plus faible à 0,7 GW, ou 10 % de la capacité, le minimum fourni sur la période. Les turbines sont concentrées sur le Languedoc-Roussillon, la Bretagne et une bonne partie du Nord-Est (hors Alsace), permettant différents régimes de vent [RTE, 2013].

À la pointe de 19 h, les générateurs en France ont fourni presque 95 GW, complétés par 7 GW d'importation des pays voisins de la France dont l'Allemagne. Au minimum, durant les jours critiques du 7 au 9 février, ils ont injecté près de 82 GW et en moyenne près de 90 GW.

En février 2021, le système électrique texan, malgré en théorie 140 GWc de capacité de génération, n'a pas répondu à une pointe extrême de 75 GW et s'est effondré à 45 GW. Sa capacité en centrales fiables était bien plus faible que celle de la France en 2012.

1.3. Système électrique en Allemagne durant cet événement

Il est intéressant d'examiner comment le système électrique allemand, qui a fourni la plus importante contribution à nos importations — plus de 2 GW —, a fait face à la pointe du 8 février à 19 h. Même si le réseau a aussi battu des records de consommation durant cette semaine de février 2012, avec 88,7 GW le 7 février à 18 h, les pointes de consommation ont été moins élevées qu'en France pour une population

plus grande, du fait d'une plus faible thermostabilité. En début d'année, le réseau disposait de plus de 155 GWc de capacité de génération, dont 54,5 GWc d'éolien et photovoltaïque (cf. Tableau 2 en annexe). Les moyens thermiques à combustible fossile comprenaient 77 GWc en centrales à gaz, houille, lignite (une spécialité allemande) et fioul, les trois premiers types du même ordre d'importance. Le reste, nucléaire, biomasse, hydroélectricité — principalement au fil de l'eau —, fonctionnait en base. Les centrales fiables représentaient ainsi plus de 100 GWc de capacité.

Les Figures 3 et 4 montrent les productions des différents types de générateurs en empilé et en absolu en isolant les contributions du gaz, de l'éolien et du PV. La puissance injectée à 19 h le 8 février, 87 GW, pour une consommation de 85 GW, a permis 2 GW d'importation. Cette puissance est restée très en deçà de la capacité totale. Ce sont essentiellement les centrales thermiques qui ont fourni la puissance, pour 78,5 GW sur une capacité de 95 GWc, par manque de vent et de soleil lors de la pointe (Figures 2 et 4). Les centrales thermiques, hors gaz, et hydrauliques au fil de l'eau ont injecté quasiment 60 GW sur les jours critiques. Les centrales nucléaires ont même produit à 100 % de leur maximum sur la période. Celles au gaz ont assuré l'équilibre, avec les STEP, en compensant la variation de la demande le reste du temps. On observe sur la Figure 4 qu'elles ont dû également s'ajuster en fonction de la production éolienne, ainsi que de celle du photovoltaïque. Le régime des vents, et donc la production, ont pu être en phase avec la consommation comme le jeudi 9, mais aussi en opposition de phase comme durant la nuit du 7 au 8 février. Le facteur de charge éolien fut en moyenne sur la semaine plus faible que le facteur annuel, moins de 15 % contre 20 %, avec des fluctuations de 5 à 30 %. Il est intéressant de noter qu'entre le 5 et le 8 inclus, la production éolienne en France présenta les mêmes évolutions que celle en Allemagne. La production photovoltaïque fit défaut aux pointes de consommation du matin et du soir et son maximum en mi-journée s'avéra même préjudiciable, obligeant à baisser la production des centrales au gaz.

Le réseau électrique français peut-il subir la crise de celui du Texas lors de l'hiver 2021 ?

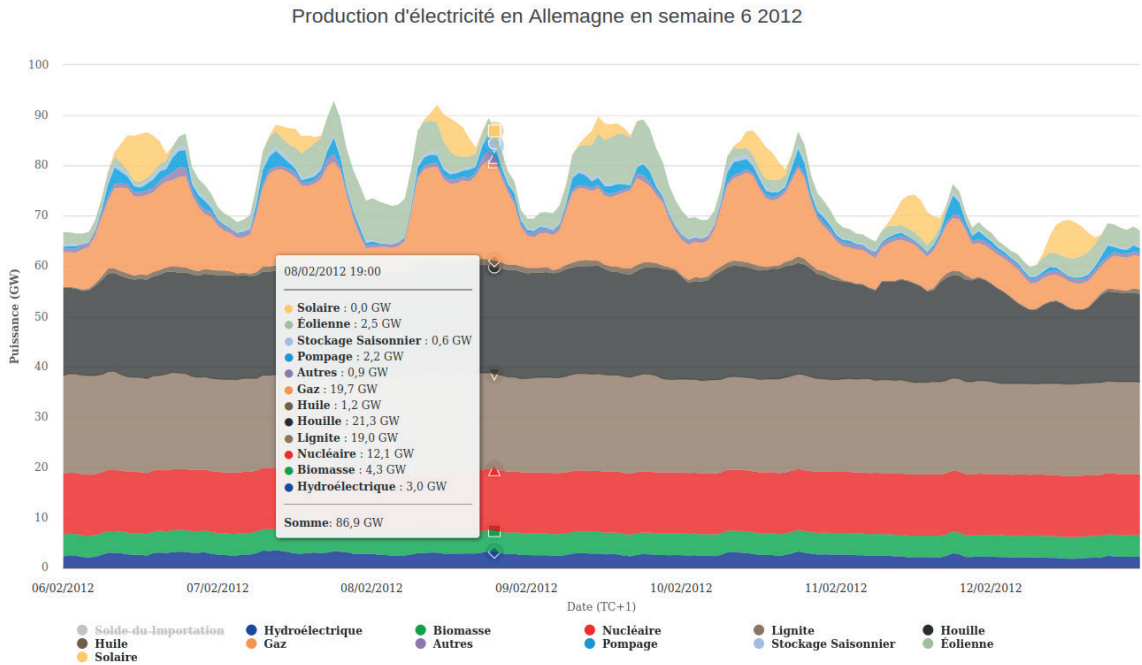
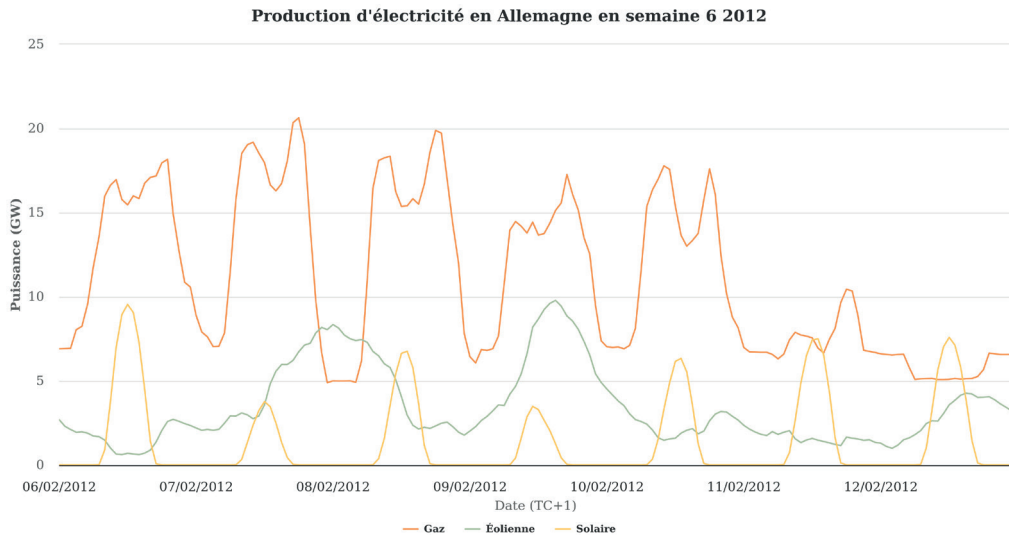


Figure 3. Puissances de production par type de générateur en Allemagne du 6 au 12 février 2012, et au moment de la pointe en France (8 février, 19 h), en mode empilé

Sources des données : 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW

Crédit : Energy Charts Fraunhofer



Energy-Charts.info; Source de Données: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX; Dernière Actualisation: 15/12/2018 18:19 UTC+1

Figure 4. Figure 3 précédente limitée aux puissances des productions gazière, éolienne et photovoltaïque en Allemagne, et présentées en mode absolu

2. Évolution des systèmes électriques européens depuis 2012

2.1. Météorologie et pointes de consommation en France

Durant ces 13 dernières années, la vague de froid après celle de février 2012, et dernière jusqu'à présent, date de février 2018 et fut de moindre ampleur. De fait, les pointes de consommation en France sont restées inférieures au record de 2012 et inférieures à 100 GW. Les journées les plus tendues, avec très souvent cette configuration d'un anticyclone sur le nord-est de l'Europe¹, se sont produites le jeudi 17 janvier 2013 avec 92 GW de pointe (temps anticyclone et froid, moins intense qu'en 2012), le vendredi 6 février 2015 avec 92 GW, le jeudi 19 janvier 2017 avec 94 GW, et le mercredi 28 février 2018 avec 96 GW. Ces jours correspondent effectivement à un indicateur thermique journalier de Météo-France négatif, avec trois jours consécutifs en février 2018 formant ainsi une mini-vague de froid. En 2018, le

gradient journalier de la composante thermosensible a été légèrement supérieur à celui de 2012 avec 2,4 GW/°C [RTE, 2018]. Le système électrique a fait face dans tous les cas, avec un parc nucléaire disponible à plus de 80 %. Depuis 2018, les pointes de consommation sont restées inférieures à 90 GW du fait d'hivers moins rigoureux que lors des pointes précédentes, un signe du réchauffement moyen des climats.

La consommation dans son ensemble stagne depuis 2010 et a même connu un déclin récent avec la baisse d'activité due aux confinements de 2020 et 2021 suivie de prix élevés en 2022 et 2023 du fait des crises. Une partie de la stagnation avant 2020 s'explique par la norme RT2012 dans les bâtiments, incitant à remplacer le chauffage électrique par celui au gaz. Pourtant, la consommation doit augmenter avec l'électrification accrue des usages pour réduire notre dépendance aux énergies fossiles, dont le gaz. Des changements récents encouragent l'utilisation dans les bâtiments de pompes à chaleur en substitution

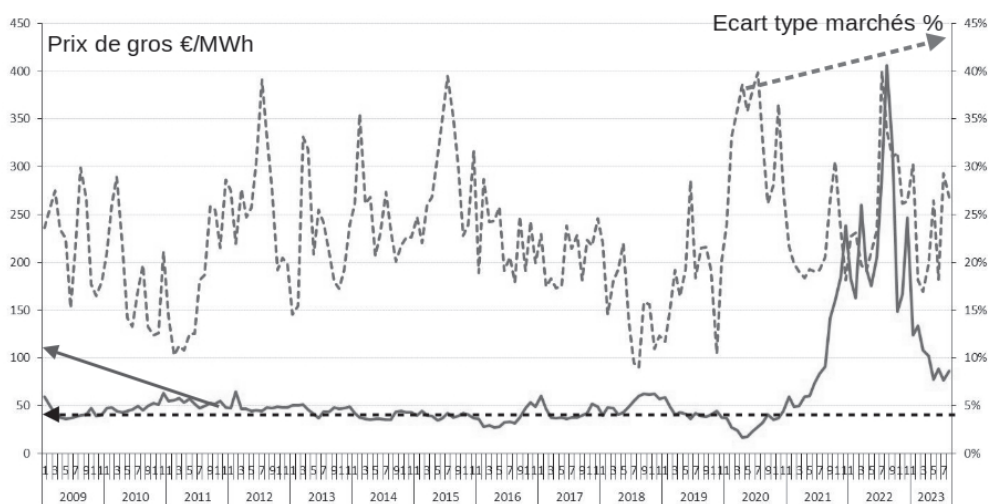


Figure 5. Prix mensuels sur les marchés de gros dans l'Union européenne entre 2009 et 2023 avec l'écart type des variations entre marchés des pays membres – données d'après l'association des gestionnaires européens ENTSO-E

Credit : rapport de la Commission européenne de février 2024 sur les prix et coûts de l'énergie

Après une longue période de prix faibles autour de 50 €/MWh voire moins, les marchés ont connu à partir de 2021 une succession de hausses culminant en août 2022 à plus de 400 €. Le trait en pointillé représente le prix ARENH pour la France à 42 €/MWh.

de moyens électriques par effet Joule — meilleure efficacité — mais également des appareils au gaz ou au fioul. Avec ces facteurs aux effets opposés, et des prix de nouveau attractifs, la consommation et sa part thermosensible peuvent très bien atteindre des niveaux comme ceux de février 2012.

La période de radoucissement depuis 2018 crée même un faux sentiment de sécurité, ainsi qu'au Texas avant 2021, qui amène à ne plus considérer la résilience du système en hiver prioritaire.

RTE a ainsi émis une alerte rouge le jeudi 7 janvier 2021 sur un risque de production d'électricité insuffisante pour le lendemain, alors que les températures étaient loin d'être aussi basses qu'en février 2012. Celles mesurées sur la station de Montsouris à Paris sont restées positives. La situation météorologique ne correspondait pas à une configuration telle que montrée sur la Figure 1. De fait, au maximum, le vendredi 8 à 9 h 30, la consommation totale est restée inférieure à 88 GW. Elle a été fournie par 52 GW de nucléaire (FC de 85 % ce jour-là), près de 15 GW d'hydroélectrique, et plus de 13 GW de centrales thermiques à flamme (gaz essentiellement). Malgré le bon taux de disponibilité de ces moyens, un recours aux importations de plus de 5 GW a été nécessaire. L'alerte a résulté de la faible intensité de vent attendue, et donc de production éolienne, 1,7 GW (pour 17,5 GWc de capacité). En Allemagne, la production éolienne a été inférieure à 10 % de son maximum théorique durant toute la journée (et la veille). Le pays a même dû importer plus de 2 GW d'électricité à la pointe, nécessitant un transfert de loin en Europe. Ce jour-là, à 14 h, un incident s'est produit sur le réseau de haute tension dans les Balkans (rapport ENTSO-E). Une ligne en maintenance, alors que des flux importants du sud vers le nord-ouest de l'Europe avaient lieu, a provoqué la séparation en deux du réseau européen. Un délestage de quelques gigawatts pendant 1 h en France et en Italie a été nécessaire. Il est à noter que le lundi 11 janvier la consommation en France a été plus élevée, à 88,4 GW, mais sans alerte car la production éolienne était nettement supérieure, 3,2 GW à 9 h 30 et 6,5 GW à 19 h 00.

Cette succession d'hivers doux n'exclut nullement la survenue d'un nouvel épisode de froid intense comme en février 2012, ou comme au Texas en 2021. D'ailleurs, l'hiver 2024-2025, sans présenter de vague de froid *stricto sensu*, a renoué avec des températures normales, après six hivers consécutifs doux.

2.2. Prix des marchés de gros, politiques et conséquences entre 2012 et 2024

2.2.1. Les marchés de gros dans l'Union européenne

La plupart des réseaux des pays européens sont interconnectés et synchrones. Depuis la libéralisation des marchés dans l'Union européenne voulue par la Commission au début du siècle, le marché de gros de l'électricité sur ce réseau, en particulier celui du jour dit spot, entre exploitants et fournisseurs ou gros consommateurs, joue un rôle prépondérant dans les flux d'électricité et leur prix, comme au Texas. Son prix sert souvent de référence pour d'autres marchés comme celui à terme ou les contrats directs. Il influe sur la partie fourniture du prix de détail (à côté des taxes et du coût d'acheminement) payé par le consommateur final. Le prix de gros par intervalle de temps de moins d'une heure est fixé par le coût du mégawattheure le plus cher de la dernière centrale nécessaire au bilan durant cet intervalle. Ce coût marginal de court terme est bien souvent celui du combustible, en particulier celui du gaz, d'une centrale thermique. Lors d'une forte production pour une demande faible, comme en moyenne entre 2009 et 2020, les prix sont tirés vers le bas, et inversement après 2020. Chaque pays dispose de son propre marché, mais les échanges aux frontières assurent une certaine corrélation entre les cours indépendante du niveau de prix de 20 à 400 €/MWh (écart type sur la Figure 5). La politique énergétique d'un pays pour son système électrique et ses effets sur les prix se répercutent sur ses voisins. Les gestionnaires nationaux de réseaux comme RTE en France restent cependant maîtres pour assurer l'équilibre en dernier ressort à l'aide d'une réserve.

Les prix mensuels, depuis au moins 2009, et jusqu'à mi-2021, sont restés souvent inférieurs à 50 €/MWh, voire même inférieurs à 40 €/MWh certains mois en 2019 et 2020 (Figure 5). Les productions éolienne et photovoltaïque, en fort développement grâce aux aides des États, et une demande stagnante ont créé une pression sur les exploitants des autres centrales électriques, en particulier celles au gaz [Deloitte, 2018]. Les prix du gaz dans l'Union européenne — essentiellement importé — durant cette période ont été bas. Celui du gaz importé par l'Allemagne a varié de 38 à 14 \$/MWh_{th} PCS entre 2012 et 2020, avec un creux en 2019 et 2020 (d'après les données compilées par [Statistical Review of World Energy, 2023]). Il a même été plus bas sur les marchés de gros comme le prix TTF en Hollande, avec une moyenne de 15 \$/MWh_{th} PCS. Si on suppose un rendement de conversion de PCS en électricité entre 35 et 55 %, la marge des exploitants de centrales au gaz pour payer les coûts de maintenance et de disponibilité en réserve est faible sans aide, voire négative [Deloitte, 2018]. Les exploitants des autres centrales thermiques, que cela soit avec du combustible d'uranium, de fioul ou charbon, ont aussi souffert de cette situation, jointe aux politiques défavorables des États. De grands exploitants de centrales électriques comme EDF en France, RWE, E.ON ou Vattenfall en Allemagne, ont vu leur dette croître, leur chiffre d'affaires et leur revenu s'effondrer et ont dû réduire leurs investissements. E.ON à partir de 2014 présente des pertes jusqu'à ce qu'elle crée une nouvelle société, Uniper, qui concentre les activités des centrales thermiques fossiles, ainsi que les pertes. La seule période de répit fut 2019 et 2020 avec des prix du gaz très bas. Les crises ensuite achevèrent les finances de la société, qui dut être secourue par l'État allemand.

Ce marché n'a pas subi de vagues de froid, mais une succession de crises entre mi-2021 et début 2023, conséquence des tensions sur l'approvisionnement en gaz et sur son prix, aggravées par des difficultés sur les générateurs fiables autres que ceux au gaz. Les prix de l'électricité ont montré une parfaite corrélation avec celui du gaz, culminant à plus de 400 €/MWh en août 2022 pour un prix du gaz TTF de 225 \$/MWh_{th} PCS.

Le marché de gros s'est avéré presque aussi impuissant que celui au Texas lors du coup de froid de février 2012. Le prix était alors resté bloqué à son plafond de 9000 \$/MWh sans pouvoir satisfaire la demande. Le marché de gros fournit un prix qui est un indicateur pour assurer l'équilibre des réseaux d'un jour à l'autre, mais ne donne aucun signal pour investir pour le long terme et surtout pour faire face à un événement extrême. Il est une chose de pouvoir répondre aux maxima de la journée ou de la semaine, il en est une autre de répondre à ceux d'une crise exceptionnelle.

Par ailleurs, comme au Texas, il est faussé du fait que des participants comme les propriétaires d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques bénéficient d'autres garanties financières pour proposer leur électricité à des prix faibles voire négatifs du fait d'une production excessive (plus de 315 h en Allemagne en 2023, pour quelques heures en 2019, avec un creux de -500 €/MWh le 2 juillet à 14 h). Le prix mensuel cache aussi de fortes fluctuations qui s'accroissent avec le développement des parcs d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques.

D'autres types de rémunérations pour assurer l'équilibre du réseau à tout instant avec des réserves et concernant les générateurs fiables existent. Cependant, au Texas lors de la crise, ces rémunérations ont été insuffisantes, ou sont venues trop tard. Et la majorité des débats portent sur le moyen de les rendre plus efficaces à un coût raisonnable.

Aides et mécanismes de rétribution dépendent de la politique des États.

2.2.2. Politiques et évolution du mix en France

Depuis 2012, de nombreuses centrales thermiques au charbon et au fioul et deux réacteurs nucléaires ont été arrêtés pour un total de 12 GWc de capacité (cf. Tableaux 1 et 3 en annexe pour les bilans électriques pour 2012 et 2024). Certes, certaines de ces centrales devenaient vieilles mais ces fermetures résultent aussi de décisions politiques : taxes sur les émissions

de gaz carbonique (CO₂) dans le cas des centrales au charbon et au fioul, loi de transition énergétique pour la croissance verte en 2015 avec pour objectif de ramener la part de l'énergie nucléaire dans le mix de production électrique à 50 % à l'horizon 2025 et donc de fermer une douzaine des réacteurs. Auparavant, en 2010, avait été votée une mesure obligeant EDF à vendre à ses concurrents 100 TWh de sa production nucléaire au prix de 42 €/MWh. Pour rester compétitive, elle devait vendre une autre quantité équivalente à ce même prix. Pour les concurrents d'EDF, ce prix a constitué un plafond par rapport au prix de marché avant 2021, et un secours lors des crises de 2021 et 2022 (Figure 5). Et pourtant, s'il a été calculé pour couvrir les coûts d'exploitation, de maintenance et de démantèlement, il n'était pas prévu pour ceux de prolongement de la durée des unités actuelles et de construction de nouvelles [Sénat, 2024]. Cela équivalait à un arrêt de la production nucléaire après 2040.

Ces arrêts n'ont pas vraiment été remplacés par des moyens équivalents permettant un appoint pilotable en hiver (moins de 2 GWc de capacité en centrales nouvelles à cycle combiné au gaz, et 1 GWc en biogaz et déchets, ces dernières peu pilotables).

Par ailleurs, EDF doit racheter la production éolienne et photovoltaïque au prix fort, plus de 70 €/MWh pendant 20 ans, quelle que soit la situation sur le marché de gros. Le coût a d'abord été supporté par des taxes payées par le consommateur. D'autres taxes depuis 2017 sont mises à contribution. Certaines installations récentes en France vendent une partie de leur production avec un prix indexé sur celui des marchés, incitant à la diminuer lors des creux de prix. Cependant, des compensations lors de prix négatifs — dus à un excès de production — sont mises en place pour inciter à ces arrêts tout en fournissant des aides [CRE, 2024].

Depuis 2022 et avec les crises des marchés de l'électricité et du gaz, la France relance le développement de l'énergie nucléaire. En 2024, la bonne disponibilité des parcs nucléaire et hydroélectrique a permis de réduire à 5 % la

part de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, et de battre un record d'exportation (89 TWh, mais à seulement 56 €/MWh). Cela résulte aussi d'une consommation encore déprimée. Le prix de gros moyen en France est tombé à 58 €/MWh.

2.2.3. Politiques et évolution du mix en Allemagne

Avec sa transition énergétique *Energiewende* décidée dès les années 2000, le système électrique allemand a suivi une évolution qui est allée au-delà de ce qu'a connu le système texan, sans d'ailleurs en avoir les ressources aussi abondantes, c'est-à-dire un modèle reposant sur des parcs éoliens et photovoltaïques avec des centrales au gaz pour assurer l'équilibre du réseau. Le potentiel hydraulique est faible.

Toutes les centrales nucléaires ont été arrêtées, les dernières en avril 2023. Les centrales thermiques au charbon, houille et lignite ont d'abord été épargnées, hors celles arrivant en fin de vie. Il existe pourtant un projet pour fermer toutes ces centrales avant 2035, avec un arrêt définitif de 4 GWc de capacité entre 2021 et 2023 [S&P Global, 2021]. Un sursis a eu lieu avec le renchérissement du prix du gaz après 2020. Avec un retour à des prix plus faibles, au printemps 2024, plusieurs centrales à combustible fossile, surtout au charbon, pour une capacité de l'ordre de 5 GWc, ont été définitivement arrêtées avec peu de compensations. La préoccupation des conséquences d'un froid décennal s'estompe.

Dans le Tableau 4 en annexe, le bilan électrique pour 2024 est donné par filière en termes de capacité en fin d'année, et de facteur de charge réalisé en 2024. Le réseau dispose d'une capacité de génération en apparence plus élevée qu'en 2012. La capacité des centrales éoliennes et photovoltaïques représente plus de 170 GWc. Celle des centrales thermiques, y compris celles hors marchés tenues en réserve pour les urgences, n'est plus que de 84 GWc, dont 9 GWc de bioénergie fonctionnant en base au mieux à 50 %. Cette capacité devrait continuer à décroître jusqu'au début des années 2030 avec les

fermetures programmées. On peut remarquer le faible facteur de charge du parc photovoltaïque, 9 %, contre de l'ordre de 25 % au Texas et même 13 % en France, pour des raisons bien naturelles. Les centrales thermiques à combustible fossile ont toutes un facteur dégradé par rapport à 2012, à part pour la houille dont le facteur était déjà bas. Celles à lignite perdent leur statut de générateurs de base pour aider à l'équilibrage, même si elles sont plus sollicitées pour économiser le gaz et la houille importés et devenus chers. D'exportatrice nette par an avant 2023, l'Allemagne est devenue importatrice nette (25 TWh en 2024).

Le problème de l'équilibre et donc de la sécurité du réseau s'est accru d'autant que la capacité totale des parcs éoliens et photovoltaïques est devenue bien supérieure au reste. Le marché de gros présente des fluctuations de plus en plus élevées (du 12 au 16 décembre 2024, le prix est passé de 940 à 0 €/MWh). Pour l'assurer, le gestionnaire exige de disposer d'une capacité de générateurs pilotables en réserve toute l'année, même s'ils ne produisent pas. Le pire pour leurs propriétaires est de devoir produire au minimum tolérable alors que les prix de gros sont négatifs en raison d'une surproduction des énergies éoliennes et photovoltaïques. Ils doivent être prêts à prendre la relève quand ces générateurs, qui ont la priorité sur le réseau, produiront moins faute de bonnes conditions, plus tard dans la journée ou la semaine.

La situation des centrales à gaz n° 4 et 5 du site de Irshing — à cycle combiné — illustre les difficultés de certains exploitants de centrales thermiques pilotables, dans ce cas la compagnie Uniper, filiale d'E.ON. Ces deux centrales ont été inaugurées en 2010 et 2011, et affichent parmi les meilleurs rendements de conversion des générateurs (55 % en PCS). Cependant, elles sont peu utilisées. À cause des coûts fixes pour être disponibles, et malgré l'économie en coût du gaz naturel du reste faible alors, elles ne sont pas rentables et Uniper a décidé leur fermeture dès 2013 [NS Energy, 2013]. Au contraire des centrales au gaz à simple cycle, elles ne bénéficient pas de compensations. Le gestionnaire allemand du réseau TenneT, au nom de sa sécurité, leur a imposé de

continuer à fonctionner. Uniper menace encore de leur fermeture pour début 2016 [Reuters, 2015], en vain. Elle tente de réduire ses coûts fixes en procédant à des fermetures provisoires. Celle prévue entre octobre 2020 et septembre 2021 lui a été refusée. Seules celles durant la période d'été sont autorisées [Modern Power Systems, 2020 et 2023]. Les centrales à simple cycle au gaz, plus adaptées aux variations de puissance même si elles souffrent également de ces variations [Kumar et al., 2012], sont rentables grâce aux compensations à ne pas produire à leur maximum. On en vient à un paradoxe où seules les centrales au gaz de faible rendement (de l'ordre de 35 % PCS) sont construites ou entretenues au détriment des autres centrales au gaz. À Irshing, l'ancienne centrale à gaz à simple cycle continue de fonctionner, en attendant la mise en service d'une centrale en construction de même type [Uniper, 2022; Modern Power Systems, 2023]. Et malgré les difficultés d'approvisionnement en gaz, le parc des centrales au gaz s'accroît du fait de la nécessité d'équilibrer le réseau à tout instant.

Ces aides et les prix fixes assurés aux générateurs non fossiles sont tenus en compte dans les prix de détail. Le fort renchérissement du prix de gros de l'électricité en 2022, qui s'est répercuté aussi sur celui de détail, a atténué cette contribution en valeur relative, mais au détriment de toute façon du consommateur final. L'État fédéral fournit maintenant une part, payée par le contribuable cette fois.

2.3. Hiver 2024-2025 en France

L'hiver 2024-2025 n'a pas connu de vague de froid, mais les températures ont été plus fraîches en moyenne que les précédents hivers, et cela depuis la mi-automne, induisant une consommation plus élevée. En France, à mi-mars, les stocks d'eau dans les barrages et de gaz dans les cavités sont au plus bas depuis plusieurs années après avoir été au plus haut en octobre². Les prix de gros sont plus élevés que lors de l'hiver précédent. Cependant, la pointe de consommation sur le réseau à 87 GW, le 14 janvier à 9 h, est restée en deçà des pointes avant 2019. En moyenne, la consommation a été la plus élevée durant janvier

(cf. Figure 6). Dans le détail, durant ce mois, on observe des situations très contrastées liées à la météorologie, et dans une moindre mesure à la baisse d'activité lors des congés de fin de semaine (cf. Figures 6 et 7). La météorologie joue sur la consommation avec la température, mais également sur la production éolienne par l'intensité du vent, avec des effets qui peuvent se cumuler au détriment de la stabilité du réseau, et que reflète le prix de gros (cf. Figure 7). Le lundi 20 janvier, toute l'Europe de l'Ouest est dominée par un large anticyclone donnant peu de vent et des températures faibles dans cette région (cf. Figure 8). Ce jour, la consommation en France est une des plus importantes de l'hiver, sans être la plus élevée, avec une pointe à plus de 82 GW autour de 9 h 30. La production éolienne à la pointe est de 2 GW, moins de 10 % de sa capacité, son maximum pour la journée. Ce sont les centrales nucléaires, hydroélectriques et au gaz qui ont surtout fourni avec, respectivement 56, 16 et 8 GW, et permis même un peu d'exportation. Le prix de gros présente le pic le plus élevé de l'hiver, à 475 €/MWh à 19 h. Une semaine plus tard, la situation est tout autre. L'Europe de l'Ouest est soumise à une dépression océanique amenant vent et douceur (cf. Figure 8). La consommation par rapport au lundi précédent chute de plus de 15 GW vers 9 h, tandis que la production éolienne croît de plus de 15 GW, et les prix s'écroulent à 40 €/MWh. Tous les générateurs doivent réduire leur puissance, y compris le nucléaire (cf. Figure 6).

La production éolienne est variable avec *a priori* un caractère aléatoire, et donc pas nécessairement corrélée à la consommation. Elle peut être élevée quand il est nécessaire mais aussi lors de faibles charges, et inversement. Il existe cependant des phénomènes en hiver comme entre le 20 et le 27 janvier où la production éolienne est à l'opposé des besoins sur le réseau. Cette situation n'est pas isolée et s'est retrouvée à l'échelle d'un mois, comme en février 2012 (cf. Figure 2), en décembre 2022 et décembre 2023 (avec pour aggravant la baisse d'activité due aux vacances de fin d'année).

3. Scénario lors d'une vague de froid

Ayant vu les nombreuses similitudes (mise à mal des générateurs fiables au détriment d'autres moins fiables par leur nature, systèmes de rémunération trop peu efficaces pour eux...), existe-t-il des différences entre le Texas et la France ou l'Allemagne pour penser que nous éviterons un scénario de chaos tel qu'il s'est présenté au Texas en 2021 lors d'un froid décennal? Peut-on espérer au pire un délestage forcé mais contrôlé de moins de 5 GW et limité à quelques heures par jour?

Cela représenterait déjà un large dépassement des critères de sécurité d'approvisionnement, limitant à 3 heures par an le délestage forcé, d'après des considérations économiques et avec l'absence de conséquences humaines dans ces conditions.

Nous avons examiné ce qui s'était passé à la pointe historique lors de la journée du 8 février 2012, où le système français avait été capable de fournir 95 GW, et avec un peu plus de 7 GW importés. D'évidence, nous ne pourrions pas atteindre ces mêmes performances avec la réduction de la capacité des centrales thermiques à flamme.

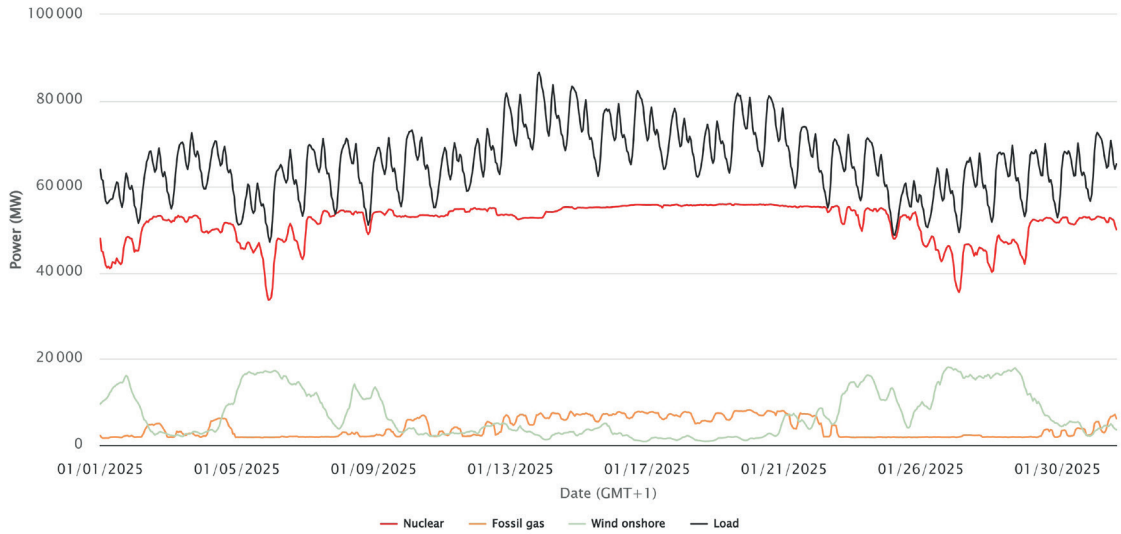
3.1. Consommation

Le profil de consommation sur une journée d'hiver présente deux maxima de niveaux souvent comparables, le matin — étalé entre 8 et 12 h — et le soir — la pointe de 19 h en France —, avec une baisse de l'ordre de 10 % au creux de l'après-midi. Son minimum, inférieur de 15 à 20 % à la pointe, se situe vers 4 h du matin. Le 8 février 2012 en France, la puissance demandée avait varié entre 84 et 102 GW sur 24 h, avec une moyenne de 93 GW. De ce qui précède, rien n'empêche d'envisager les mêmes niveaux de demande en cas de froid intense lors d'un prochain hiver. Cette situation peut durer sur les cinq jours ouvrés d'une semaine.

La gestion des variations horaires se fait par les moyens de production ajustables mais aussi, un peu, par une flexibilité de la consommation, avec

Public net electricity generation in France in January 2025

Original data ENTSO-E



Energy-Charts.info; Data Source: ENTSO-E; Last Update: 03/13/2025, 8:52 AM GMT+1

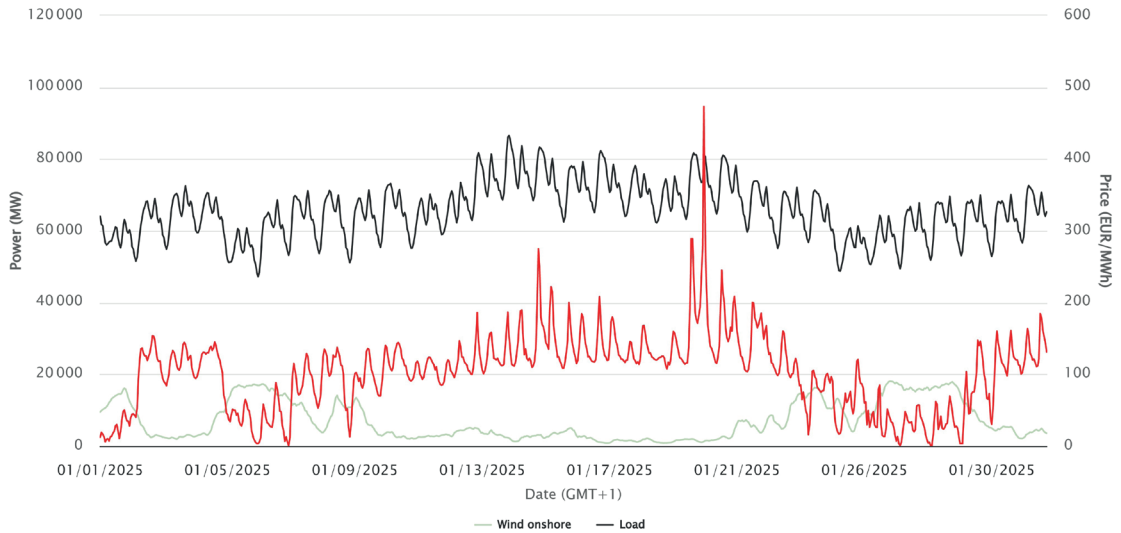
Figure 6. Puissances de production de types de générateurs et de charge en France, janvier 2025

Sources des données : RTE

Crédit : Energy Charts Fraunhofer

Public net electricity generation in France in January 2025

Original data ENTSO-E



Energy-Charts.info; Data Source: ENTSO-E; Last Update: 03/06/2025, 12:53 PM GMT+1

Figure 7. Production éolienne, prix de gros et charge en France, janvier 2025

Sources des données : RTE

Crédit : Energy Charts Fraunhofer

Le réseau électrique français peut-il subir la crise de celui du Texas lors de l'hiver 2021 ?

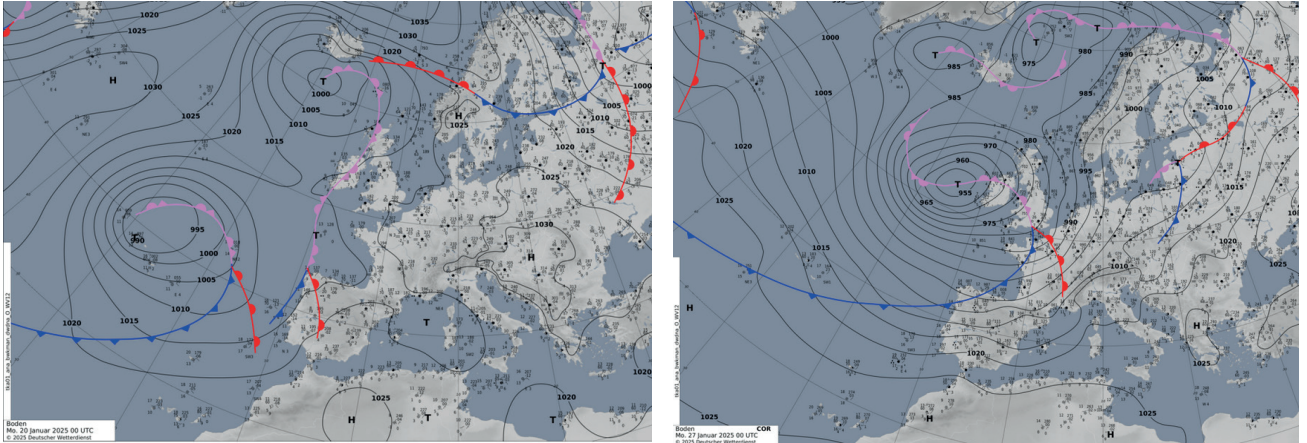


Figure 8. Carte des pressions sur l'Europe pour deux jours en janvier 2025 – Configuration anticyclonique le 20 janvier induisant vent faible et air froid – Dépression et douceur océaniques le 27 janvier

Source : GFS

Crédit : Wetterzentrale

par exemple la charge des véhicules électriques en périodes de minima, durant la nuit en général (avec une charge programmée), et l'effacement rétribué de certains usages en pointe. En temps normal, le rôle de ces systèmes est utile à l'équilibre. Cependant, ils impliquent l'existence d'un système de base capable de fournir en continu une puissance supérieure à la puissance moyenne demandée. C'est pour cette raison que les ingénieurs texans ont considéré ces outils de lissage journalier comme de peu d'intérêt, voire nuisibles par leur recharge, lors d'une crise prolongée où les générateurs de base n'équilibrent le réseau au mieux qu'en période de creux de consommation. En février 2021 au Texas, pendant 4 jours, ces générateurs n'étaient même plus capables de le faire sans recourir au délestage.

3.2. Contributions des centrales thermiques et hydroélectriques en base

Quels sont les moyens pour répondre à des consommations records, en supposant l'absence de grosses défaillances, ainsi que ce qui s'est passé en février 2012 et à la différence de la crise de février 2021 au Texas? Le fait que le Texas doit faire face chaque année à des pointes de

consommation en été avec les fortes chaleurs, ce qui n'est pas le cas en Europe, a dû contribuer à la faible préparation des générateurs pour des pointes d'hiver.

Le parc nucléaire est de nouveau disponible tandis que se poursuivent sa remise à niveau et les visites de sûreté, ce qui oblige à un peu plus d'arrêts qu'en 2012. Il pourrait fournir près de 90 % de sa capacité ou plus de 55 GW en continu. De fait, en janvier 2025, il a produit sur plusieurs jours à 57 GW (avec un réacteur EPR non encore opérationnel).

Le parc thermique à flamme, en temps normal, est sous-utilisé, hors les centrales bioénergies fonctionnant surtout en base à 50-60 %. Les quelques centrales au fioul, de par leur flexibilité, sont utilisées en pointe. Pour ce scénario, on suppose un fonctionnement à 70 % de la capacité du parc, c'est-à-dire une production de 15 GW.

La part de l'hydroélectricité au fil de l'eau avec éclusée représenterait de l'ordre de 7 GW en base sans modulation. Cela dépend en partie du niveau des précipitations des mois précédents.

En base sur plusieurs jours consécutifs, le système pourrait ainsi fournir environ 77 GW.

3.3. Contributions des centrales hydroélectriques de barrage

Ces centrales sont constituées de retenues permettant un ajustement sur l'année (barrages de montagne ou lacs) ou au contraire sur la journée avec les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Ces dernières turbinent lors des pointes de la journée pour recharger leur lac supérieur au moment des creux de consommation la nuit et l'après-midi (la consommation ne comprend pas le pompage). La production nette est presque nulle (en fait, leur capacité de stockage de plus de 100 GWh permet d'utiliser le petit surplus généré lors des week-ends). Cependant, leur rôle est également de plus en plus de lisser la production des générateurs intermittents (cf. ci-dessous). Lors d'une crise aiguë comme celle au Texas, elles auraient été néanmoins de faible utilité. Les centrales de lac sont limitées par leur réserve plutôt que leur capacité de production — de 8,8 GWc —, ce qui explique leur faible facteur de charge comme en 2024 (cf. Tableau 3 en annexe). À pleine puissance, les lacs seraient vidés en un mois. Ces réserves dépendent aussi de leur niveau de remplissage avant l'hiver. En pratique, ils ne fournissent pas à capacité même en cas de tension, comme le montre la puissance hydroélectrique à la pointe de consommation le 8 février 2012 (cf. Tableau 1 en annexe). En cas de crise, quelle puissance de base pourraient-ils fournir sur plusieurs jours? Dans l'incertitude, une valeur de 3 à 4 GW est retenue.

Ainsi, la contribution de tous les générateurs fiables fonctionnant en base sur plusieurs jours de tension serait de l'ordre de 81 GW avec les données de fin 2024.

3.4. Les moyens de stockage

Nous venons de voir le cas des STEP en France qui stockent de l'énergie sous forme d'eau en altitude pour la restituer en turbinant aux heures de pointe avec une capacité de près de 5 GWc.

En Allemagne, d'après les données sur les principales stations, la durée typique de stockage n'est que de 5 h, et donc les STEP agissent au niveau de la journée avec une gestion proche de celles des batteries. Elles servent de plus en plus à réguler la production photovoltaïque.

En quelques années, l'Allemagne a installé une grande quantité de batteries (fin 2024, le pays disposait en capacité de 18 GWh de stockage pour 13 GWc de puissance de soutirage, d'après Energy Charts). Ces moyens sont en général couplés avec un parc de panneaux photovoltaïques, ou d'éoliennes, pour lisser leur production. Elles sont prévues pour un stockage de moins de 2 h d'électricité à pleine puissance de charge ou décharge et au mieux elles agissent à l'échelle de la demi-journée. Leurs effets sont inclus dans les données d'injection sur les réseaux des productions solaires et éoliennes (comme sur les sites eCO_2mix et Energy Charts). Par ailleurs, le coût des batteries de stockage reste élevé, de l'ordre de 400 \$ par kilowattheure de capacité, d'après le site de Tesla qui en fabrique et commercialise (le projet Hazelwood en Australie de 150 MWh de capacité a même coûté 150 M\$). Malgré ce coût, l'Allemagne a fait le choix de développer ce moyen de stockage, tandis que ses capacités en STEP évoluent peu.

En cas de crise sur plusieurs jours, ces moyens ont peu d'utilité.

3.5. Les interconnexions

Le réseau du Texas était quasiment isolé (il l'est toujours). Cependant, les réseaux voisins étaient eux-mêmes trop en difficulté lors de la crise pour être d'un quelconque secours. Ce manque de connexion n'a jamais été considéré comme crucial lors de l'analyse des causes de la crise, et donc rien n'est envisagé pour le changer.

Cette situation a l'avantage d'éviter la supervision des agences fédérales et donc de permettre plus de liberté et de rapidité pour implémenter des programmes. Il est à noter que les lignes de transport et distribution ont peu souffert durant cet événement, à la différence de ce qui peut se passer lors de tempêtes, et donc ce ne fut pas un facteur aggravant.

En Europe de l'Ouest, l'interconnexion est très développée — plus qu'en 2012 — comme outil supplémentaire pour assurer l'équilibre en temps normal. La France métropolitaine, à la croisée de systèmes électriques différents — entre l'Espagne, l'Allemagne, le Benelux, l'Angleterre et l'Italie du Nord —, en profite largement, en important parfois de l'électricité à prix bas pour la revendre à un prix plus élevé (au prix d'une modulation de production de ses centrales nucléaires). La crainte soulevée avec l'alerte de janvier 2021 est que les réseaux voisins au nord et à l'est de la France soient dans la même situation de crise lors de la survenue d'un blocage anticyclonique tel que représenté sur la Figure 1. Il ne resterait que le réseau de l'Espagne, en marge de cette zone anticyclonique, qui pourrait apporter de l'aide, avec une connexion limitée à 3 GWc (le réseau de l'Italie du Nord est la plupart du temps importateur). Le risque est accentué du fait que l'interconnexion est devenue un élément de la sécurité d'approvisionnement, amenant à considérer comme réserve pour l'équilibre celle des systèmes dans les États voisins, ainsi que l'Allemagne pour la France. Cela permet de réduire la marge de réserve propre. Or, du fait de l'évolution de son mix électrique, l'Allemagne a perdu sa capacité d'exportation, du moins de façon contrôlée. De manière générale, il faut s'attendre à une réduction des importations, étant donné que nos voisins à l'est risquent d'être également en difficulté, se limitant donc à 2 ou 3 GW en provenance de l'Espagne.

Avec les importations d'Espagne, une puissance de 83 GW pourrait être injectée et maintenue sur quelques jours. Cette valeur est peut-être optimiste puisque la France a dû importer lors de la pointe de 87 GW cet hiver. Avec cette base,

nous ne satisferions que le creux de consommation tôt le matin.

3.6. Contributions des énergies éolienne et photovoltaïque

Les centrales éoliennes et photovoltaïques ont en commun de disposer d'une ressource certes gratuite et *in situ*, mais donnant une production liée à la météorologie donc très intermittente pouvant aller de quelques pourcents de la capacité, voire zéro, à 50 % en quelques heures, pour une demande plus constante (cf. Figures 2, 4, 6 et 8). De ce fait, les ingénieurs texans ne les considèrent pas comme fiables, même avec des bancs de batterie. Elles nécessitent l'ajustement des autres moyens de production comme l'hydroélectricité, le thermique à flamme et de plus en plus souvent le nucléaire ainsi qu'il apparaît sur les Figures 4 et 6.

Les deux types de générateurs présentent des différences, la plus importante étant que le premier a une production aléatoire, le deuxième un peu plus prévisible et régulière, mais également avec des variations brutales chaque jour.

Il est probable que si cet épisode de froid correspond à la situation d'un blocage anticyclonique sur le Nord de l'Europe, de la mer du Nord à la mer Baltique, comme en février 2012 (cf. Figure 1), les éoliennes de cette zone, en particulier allemandes, fourniraient une production en moyenne plus faible que la moyenne annuelle. Lors de la semaine critique de février 2012, le parc allemand avait fourni de l'ordre de 10 % de sa capacité, avec quelques pointes jusqu'à 35 %. À la différence du photovoltaïque, la production n'est jamais nulle mais peut tomber à 2 ou 3 %. Avoir concentré le plus grand nombre d'éoliennes dans cette région du nord, et donc les soumettre d'une certaine façon à un seul régime de vent, expose le système électrique à un risque systémique. Certes, l'Allemagne de par sa géographie n'avait pas le choix. Ailleurs, comme au sud de l'Europe près de la Méditerranée ou de la péninsule ibérique, lors d'une vague de froid avec blocage anticyclonique au nord, il peut y avoir plus de vent et donc de production. En France en février 2012, l'existence

de parcs éoliens répartis sur le territoire, comme en Occitanie³, avait permis une production en moyenne sur les 5 jours ouvrés de plus de 20 % de la capacité, avec une pointe vers 60 % et des creux de quelques pourcents. Actuellement, plus de la moitié des éoliennes sont concentrées dans les départements du Nord-Est, proches de la Belgique et de l'Allemagne, et de leurs parcs éoliens, ainsi que de la zone de blocage lors de froids intenses.

Sur cinq jours d'hiver en France, la production éolienne peut présenter une pointe de 50 % de sa capacité, environ 12 GW, mais également un creux de moins de 3 %, ou 750 MW. Du 17 au 20 janvier dernier inclus, la production a été inférieure à 10 % en moyenne, ce qui aurait donné environ 1,6 GW si les systèmes hydroélectriques avaient lissé les fluctuations. La dernière semaine de décembre a connu aussi plusieurs jours avec ce niveau faible, toujours dans une situation météorologique anticyclonique. On supposera une production moyenne d'environ 2 GW, au mieux 3 GW.

Au Texas, la production a été en outre affectée par la formation de glace sur les pales. Est-ce que les éoliennes dans le nord de l'Europe sont équipées de résistances chauffantes pour y faire face? Les données pour février 2012 n'indiquent pas de défaillance généralisée. Sinon, leur production peut être encore plus faible.

Le développement du photovoltaïque en France a été plus logique que pour l'éolien avec une installation de parcs principalement dans le Sud. Le facteur de charge moyen est ainsi nettement plus élevé qu'en Allemagne (voir en annexe Tableaux 3 et 4), mais très inférieur à celui du Texas. En hiver, avec une durée d'ensoleillement et un maximum réduits, ce facteur est bien plus bas. Il dépend aussi beaucoup de la nébulosité qui peut être changeante, comme le montre la puissance variable du PV à son maximum journalier en Allemagne en février 2012 sur les Figures 2 et 4. En France en hiver, le maximum de production se situe vers 12 h 45 et varie entre 45 et 8 % de la capacité, pour une pointe moyenne entre 25 et 30 %, ou 6 GW début 2025. La durée

de production supérieure à la moitié du maximum est d'environ 5 h 30. La quantité journalière d'électricité produite pour une pointe moyenne est de moins de 35 GWh. En utilisant le mode de pompage des STEP, voire en diminuant la production hydroélectrique, la production peut être lissée par le système en période hivernale (et sans tenir compte de la variabilité de la production éolienne). Elle donnerait une puissance continue de moins de 1,5 GW.

3.7. Bilan

Le parc français avec un peu d'importation pourrait fournir une puissance moyenne de 86 ± 2 GW sur des jours tendus en supposant qu'il n'y ait aucune défaillance en cascade comme au Texas. Nous sommes très en dessous d'une consommation moyenne de 92 GW. Il faut donc s'attendre à des délestages forcés sur une grande partie de la journée.

3.8. Cas de l'Allemagne

Quid de l'Allemagne lors d'une vague de froid intense? Avec les mêmes simplifications et en s'appuyant sur les données de la semaine 6 en 2012 et des capacités actuelles, un scénario de crise peut être construit. Le profil de consommation d'un jour de grand froid serait de 78 ± 10 GW, avec plus de 80 GW en journée, en reprenant la situation de février 2012.

La production de tous les moyens thermiques (principalement aux gaz et charbon) en continu représenterait environ 75 % de sa capacité, ou 60 GW. Il est à noter que presque la moitié de cet apport doit disparaître avant 2035, sauf à compenser avec de nouvelles centrales au gaz naturel, ce qui ne semble pas acquis. Avec la contribution de l'hydroélectricité au fil de l'eau, la production de base serait de 65 GW, au mieux moins de 70 GW. Au maximum, elle pourrait satisfaire le creux de consommation la nuit, mais pas au-delà.

Le maximum de production des panneaux photovoltaïques se situe vers 12 h 15 pour le pays et varie entre 30 et 5 % de la capacité, avec 16 % en moyenne ou 16 GW début 2025. La production

supérieure à la moitié du pic s'étend sur moins de 5 h 30 par jour. À noter qu'elle représente moins de 10 % du pic journalier vers 8 h 15 quand la consommation a presque atteint son maximum de la matinée. La quantité journalière d'électricité produite pour un pic moyen de 16 GW est de l'ordre de 85 GWh (qu'on suppose gérables avec les STEP, les bancs de batterie étant insuffisants), équivalente à une puissance moyenne de 3,5 GW (avec 100 GWc de panneaux).

Le système pour son équilibre serait ainsi très dépendant des fluctuations de la production éolienne. Sur une semaine de blocage anticyclonique, la production peut varier entre 35 % de la capacité, ou 25 GW actuellement, et quelques pourcents, 2 à 4 GW, sur 1 à 2 jours. Dans ce dernier cas, sans production photovoltaïque ou STEP, le déficit pourrait atteindre 15 GW, en particulier lors de la pointe du soir. Ces variations dépassent aussi les capacités de stockage des STEP.

Pour une vague de froid équivalente à celle de 2012, les délestages forcés en journée en Allemagne semblent inévitables. Leur ampleur et leur durée seront conditionnées aux apports des centrales photovoltaïques et surtout éoliennes, et donc précisément aux conditions météorologiques.

3.9. Cas du gaz naturel et de ses différents usages

Dans ce scénario, nous avons supposé un approvisionnement sans limite du gaz. Du fait de son utilisation également en hiver pour le chauffage, et des importations plus restreintes pour l'Europe, la fourniture aux centrales peut être limitée en cas de froid intense et prolongé. Cela dépendra du niveau de gaz dans les cavités au sortir de l'hiver précédent (voir [Oxford Institute for Energy Studies, 2024]).

De fait, avec les différentes crises depuis 2020, les centrales au gaz fonctionnent moins et leur facteur de charge est plus bas qu'en 2020 (24 % en 2024 versus 34 % en 2020 en Allemagne).

4. Recommandations

Le Texas a connu en février 2021 une situation catastrophique pendant 4 jours du fait de délestages forcés sur son réseau électrique touchant le quart des consommateurs lors d'une vague de froid décennale, afin d'éviter l'effondrement total.

L'examen des évolutions des systèmes électriques en France et en Allemagne depuis la dernière vague de froid similaire à celle du Texas, en 2012, nous amène à la conclusion que malgré les différences ils ne sont pas exempts d'une situation comparable, sans doute de moindre ampleur mais restant inacceptable.

À l'instar du rapport des ingénieurs du génie civil aux États-Unis, des recommandations peuvent être formulées aux pouvoirs publics pour éviter de tels risques :

- Le gestionnaire du réseau RTE doit mener un stress test sévère avec facteurs aggravants. Les prévisions pour l'hiver complètement dépassées en termes de production et de consommation du gestionnaire au Texas, ERCOT, doivent servir de leçon. RTE peut s'inspirer du scénario ci-dessus. Il doit vérifier la résilience aux grands froids de toutes les centrales électriques, en particulier celles considérées comme essentielles lors de ces événements, et il ne doit pas surestimer les apports de l'énergie éolienne et des interconnexions avec les pays voisins.
- Il faudrait s'assurer de la rémunération suffisante des générateurs fiables, thermiques et hydroélectriques, dont les revenus et peut-être leur résilience ont beaucoup souffert depuis 2012, et le cas échéant apporter des aides.
- Enfin, il faudrait estimer la capacité suffisante de ce type de générateurs et favoriser leur développement pour faire face à ces événements extrêmes.

Quand sur la production électrique française de 2024 une part de seulement 5 % a été réalisée par des énergies fossiles et qu'une part record a

été exportée (89 TWh à 56 €/MWh), les enjeux sont déplacés. Maintenant, il s'agit d'assurer la fiabilité du réseau, et de réduire les coûts pour le consommateur (et le contribuable) afin d'électrifier les usages.

Ces deux points sont difficiles à concilier car le parc de générateurs devra être dimensionné pour faire face à un événement extrême et sera donc sous-utilisé en temps normal, tout en bénéficiant de revenus satisfaisants pour jouer son rôle. Le coût de ce système doit être supporté par le consommateur, comme prix d'une fourniture garantie. Idéalement, pour le réduire, il ne faudrait construire que des générateurs fiables.

Comme les ingénieurs et le législateur texans, on peut alors s'interroger sur l'intérêt des autres générateurs, en particulier des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, d'autant qu'ils bénéficient de subventions que n'ont pas ou peu les générateurs fiables. Non seulement leur capacité de puissance Wc n'a pas la même valeur que celui des générateurs fiables comme un parc nucléaire, mais leur énergie délivrée également comme l'a montré la crise au Texas, ou comme le montrent par exemple les prix de gros durant le mois de janvier 2025 (cf. Figures 6 et 7, trop de vent quand peu d'intérêt et pas assez quand nécessaire). 1 Wc de capacité pour l'énergie éolienne ne compte que pour 0,1 à 0,15 W d'électricité lors de tensions face à 0,8 ou 0,9 W pour le nucléaire.

De manière générale, l'intérêt de ces deux types de générateurs serait d'économiser le combustible des moyens fiables de production — les stocks de gaz et d'eau des barrages —, voire de leur permettre un arrêt prolongé en dehors de la période hivernale. Il faut néanmoins tenir compte des coûts fixes et de l'usure résultant de la modulation, ce qui ne les rend pas très compatibles avec les centrales nucléaires. L'association avec l'hydroélectricité de barrage est la plus intéressante, du fait de l'absence de fatigues thermiques, comme le parc éolien danois avec le système hydroélectrique de la Norvège. Une part plus grande du stock d'eau est réservée aux périodes tendues. Mais pour un pays comme l'Allemagne où ce type d'hydroélectricité est peu présent, et

qui a des STEP avec une faible capacité de stockage, on perçoit mal le bénéfice de grands parcs éoliens et solaires. Même pour la France, dont le système hydroélectrique est plus important, cette variabilité devient difficile à gérer en hiver (cf. Figures 6 et 7, janvier 2025).

La production photovoltaïque est moins gênante en hiver mais trop faible par nature. En été, elle présenterait d'autant plus d'intérêt que la région subit de fortes chaleurs comme au Texas ou en Californie, à condition de l'éta-ler par un banc de batterie pour bien couvrir la pointe de consommation du milieu du jour. Pour l'Europe, l'été présente un creux saisonnier de la demande, ce qui réduit l'intérêt de ce type de générateur, qui peut même s'avérer néfaste avec une cloche solaire vers 14 h encore plus difficile à gérer qu'un coup de vent.

NOTES

1. Voir le site météorologique <https://www.wetterzentrale.de/> qui conserve les archives des mesures de température à 2 m et de pression au niveau de la mer sur l'Europe à certaines heures d'un jour — données CFSR.
2. Voir les sites de RTE pour l'état du stock hydraulique dans les barrages (<https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/stock-hydraulique.html>) et de Kyos gas storage pour l'état du stockage de gaz (<https://gas.kyos.com/>).
3. Voir la page de Wikipédia consacrée à l'éolien en France d'après les données de RTE.

Annexe. Données de capacités de production électrique en France et en Allemagne en 2012 et 2024

Type de générateurs	Nucléaire	Hydroélectricité fil + éclusée + lac	Charbon + fioul	Gaz	Éolien	PV	Thermiques déchets + biomasse
Capacité (GWc)	63,1	6,7 + 4,1 + 10	9 + 9,3	9,5	6,8	2,5	1,25
FC 2012	73 %	56 %/30 %/17 %	17 %	27 %	24 %	15 %	50 %
Pointe (GW)	59,5	14 (inclus STEP)	11	8	1,7	0	0,65

Tableau 1. Capacités en France début 2012 et facteurs de charge FC annuels en 2012 (non compris 5 GWc de capacité de turbinage de STEP pour 100 GWh de réservoir) – Productions au moment de la pointe de consommation du mercredi 8 février 2012, y compris celle des STEP

Source : ministère de la Transition écologique (<https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/hydroelectricite>), [RTE, 2013] et Eco₂mix (site de données en ligne)

Type de générateurs	Éolien terre	Gaz	Houille	PV	Lignite	Nucléaire	Hydroélectrique	Autres thermiques fioul + biomasse
Capacité (GWc)	29	27	26	26	20	12,2	5,3	4,2 + 5,8
FC 2012	20 %	20 %	47 %	10 %	81 %	88 %	46 %	6 %/90 %
Pointe (GW)	2,5	20	21,3	0	19	12,1	5,2 (inclus STEP)	1,2 + 4,3

Tableau 2. Capacités des générateurs en Allemagne début 2012 pour un total de 155 GWc; à ajouter 6,3 + 2,9 (hors pays) GWc de turbinage – Facteurs de charge en 2012 – Productions le 8 février 2012 à 19 h – La production hydroélectrique inclut celle des STEP

Source des données : AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur – Crédit : Energy Charts, Institut Fraunhofer

Type de générateurs	Nucléaire	Hydroélectricité fil + éclusée + lac	Fioul + charbon	Gaz	Éolien terre/mer	PV	Thermique bioénergie
Capacité (GWc)	61,4	11,6 + 8,8	3 + 1,8	13,1	24,6/1,5	21,2	2,65
Énergie (TWh)	361,5	47 + 18	1,8 + 0,7	17,4	42/4,0	23,3	5
FC 2024	67 %	46 %/24 %	7/4,5 %	15%	20/35 %	14 %	22 %

Tableau 3. Capacités par type de générateur en France fin 2024 – Total de 140 GWc + 5 GWc de capacité de turbinage/100 GWh de réservoir en STEP – Bioénergie : biogaz + déchets + biomasse – Production et facteurs de charge en 2024 (= 8784 h)

Source : RTE, bilan électricité 2024

Type de générateurs	PV	Éolien terre + mer	Gaz	Houille	Lignite	Hydroélectrique	Autres thermiques divers + biomasse
Capacité (GWc)	100	63,2 + 9,2	36,7	16,0	15,2	6,4 (fil de l'eau)	7,6 + 9,2
Énergie (TWh)	72,6	110,7 + 25,7	74,1	25,3	72,4	22,5	27 + 40,4
FC 2024	9 %	20 %/32 %	23 %	18 %	54 %	40 %	40 %/50 %

Tableau 4. Capacités par type de générateur en Allemagne fin 2024 – Total de 261 GWc dont 170 GWc pour l'éolien et le PV et 75 GWc thermique à flamme fossile – Capacités de stockage : batteries : 12,3 GWc/18 GWhc et STEP : 6,7 + 3,2 (hors pays) GWc – Facteurs de charge annuels en 2024 en prenant la moyenne des capacités sur l'année (e.g. pour le PV avec 82,7 GWc fin 2023 donc 91,4 GWc en moyenne sur 8784 h) – L'autoconsommation est incluse

Source des données : AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur – Crédit : Energy Charts, Institut Fraunhofer

RÉFÉRENCES

Chavanne Xavier, 2024. «Hiver 2021 : délestage massif sur le réseau électrique texan – Leçons pour la France», *La Revue de l'Énergie*, n° 672, mai-juin.

CRE, 2024. Analyses complémentaires de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs, novembre 2024.

Deloitte, 2018. Profitability of gas-fired power plants in Europe: is the storm behind us?, A. Ousman Abani, Deloitte Newsletter Power & Utilities, April 2018.

Kumar N., Besuner P., Lefton S., Agan D., Hilleman D., 2012. Power Plant Cycling Costs, Intertek APTECH and NREL DOE, April 2012.

Modern Power Systems, 2020. Irsching 4 and 5 gas power plants restarted, 16 June 2020, <https://www.modernpowersystems.com/news/newsirsching-4-and-5-gas-power-plants-restarted-7976428>.

Modern Power Systems, 2023. Bringing grid stability to Germany, 19 October 2023, <https://www.modernpowersystems.com/features/featurebringing-grid-stability-to-germany-11233136>.

NS Energy, 2013. Irsching 4 and 5 shutdown averted, NS Energy Staff Writer, 2 May 2013.

Oxford Institute for Energy Studies, 2024. European Gas Market Supply & Demand: Winter Outlook 2024/25, Bill Farren-Price, Anouk Honoré, Jack Sharples, Energy Insight: 159, Nov. 2024.

Reuters, 2015. Germany's Irsching gas-fired power plant set to close, Christoph Steitz, 30 March 2015.

RTE, 2013. Bilan électricité 2012, mars 2013.

S&P Global, 2021. German gas plant capacity set to exceed coal/lignite in 2023, Andreas Franke and Alisdair

Bowles, 26 January 2021, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/012621-german-gas-plant-capacity-set-to-exceed-coallignite-in-2023>.

S&P Global, 2023. German coal closures loom in 2024 despite generation strategy delays, Andreas Franke and Maxim Grama, 20 December 2023.

Sauvons le Climat, 2012. Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest, Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, mars 2012.

Sénat, 2024. Commission d'enquête du Sénat sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050, Tome II : Comptes rendus et annexes, audition de M. Marc Benayoun, directeur exécutif du groupe EDF, en charge du pôle Clients, services & territoires le 3 avril 2024, https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20240401/ce_electricite.html.

Statistical Review of World Energy, 2023. Energy Institute, London, ISSN : 2976-7857.

Uniper, 2022. Uniper's Irsching 3 power plant temporarily returns to the market next year, Düsseldorf, 29 November 2022.

BIOGRAPHIE

XAVIER CHAVANNE est docteur en physique de l'université Joseph-Fourier de Grenoble (1997), ingénieur de recherche de l'Université Paris Cité, ancien ingénieur de Saint-Gobain Recherche et membre de l'Association for the Study of Peak Oil France. L'auteur a publié des articles scientifiques de rang A sur l'efficacité énergétique de filières telles que les agrocarburants et les outils de télécommunication. Un livre sur le thème a été publié, *Energy Efficiency: What it is, Why it is Important and How to Assess it*.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne, *Florence Billault-Chaumartin, Marie Petitet, Eli Rakotomisa (n° 657, juillet-août 2021)*
- Hiver 2021 : délestage massif sur le réseau électrique texan – Leçons pour la France, *Xavier Chavanne (n° 672, mai-juin 2024)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.