

ASSOCIATION DES RETRAITÉS DU GROUPE CEA
Groupe Argumentaire sur les Energies Nucléaire et Alternatives

L'impact de la covid-19 sur la disponibilité du parc nucléaire français : une préfiguration de l'impasse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie ?

1^{ère} partie : L'impact de la covid-19 sur l'exploitation du parc nucléaire

Tout d'abord, comment les centrales d'EDF ont-elles vécu la crise du coronavirus ?

Dans sa culture de sûreté nucléaire, EDF doit anticiper les crises et analyser le retour d'expérience. Au moment du risque d'épidémie contagieuse H1N1 en 2009, EDF a préparé un plan de continuité des activités, qui était activé pour exercice, et donc connu de tout le personnel au niveau des centrales. En particulier, les protections individuelles étaient stockées, mais leur nombre s'est avéré insuffisant devant l'ampleur de la pandémie en France.

Et pratiquement, comment EDF a pu continuer à exploiter ?

Le plan a été mis en service très tôt, dès le 1er mars 2020, soit 15 jours avant le confinement, en appliquant déjà les « gestes barrière ». Le nombre des équipes en 3x8 a été réduit de 7 à 5, tant pour le personnel de conduite que de protection de site, de façon à garder 2 équipes en réserve pour remplacer les éventuels malades à tous les niveaux. Les salles de commande ont été « sanctuarisées » : on ne pouvait les contacter que par téléphone.

**L'application du plan de crise fut un succès :
il y a eu moins de 5 demandes de retrait sur l'ensemble du parc de production !**

Bien sûr, la conduite d'une centrale est fortement automatisée ; mais quid des travaux de maintenance ?

Il a fallu adapter les conditions de travail en concertation avec la médecine du travail et les représentants du personnel d'EDF et des entreprises extérieures : depuis les entrées et sorties de site, les vestiaires, les entrées-sorties de zone contrôlée, le nettoyage des matériels, les préparations et replis de chantier, les masques, la distanciation physique, les accès au magasin outillages et pièces de rechange, etc.

Et toutes ces mesures ont entraîné des retards !

Il a fallu 15 jours d'arrêt des chantiers pour mettre au point toutes les conditions des interventions, et ensuite une adaptation permanente sur les chantiers avec un nombre d'intervenants restreint à 50 % - 60 % du personnel, et parfois passage en deux équipes en horaires décalés.

Au résultat, on peut parler de succès, car il y a eu moins de 5 demandes de retrait de la part du personnel sur l'ensemble du parc de production.

Les arrêts des centrales sont de trois types :

- **Arrêt pour simple rechargement** du combustible (ASR), d'une durée de six semaines environ.

Depuis l'origine du parc, le taux de combustion des assemblages est passé progressivement de 30.000 MW.jour/tonne à 50.000 MW.jour/tonne de métal lourd, ce qui a permis de passer d'un arrêt par an pour rechargement à un arrêt tous les 18 mois, par tiers de cœur (le combustible est en réacteur 54 mois).

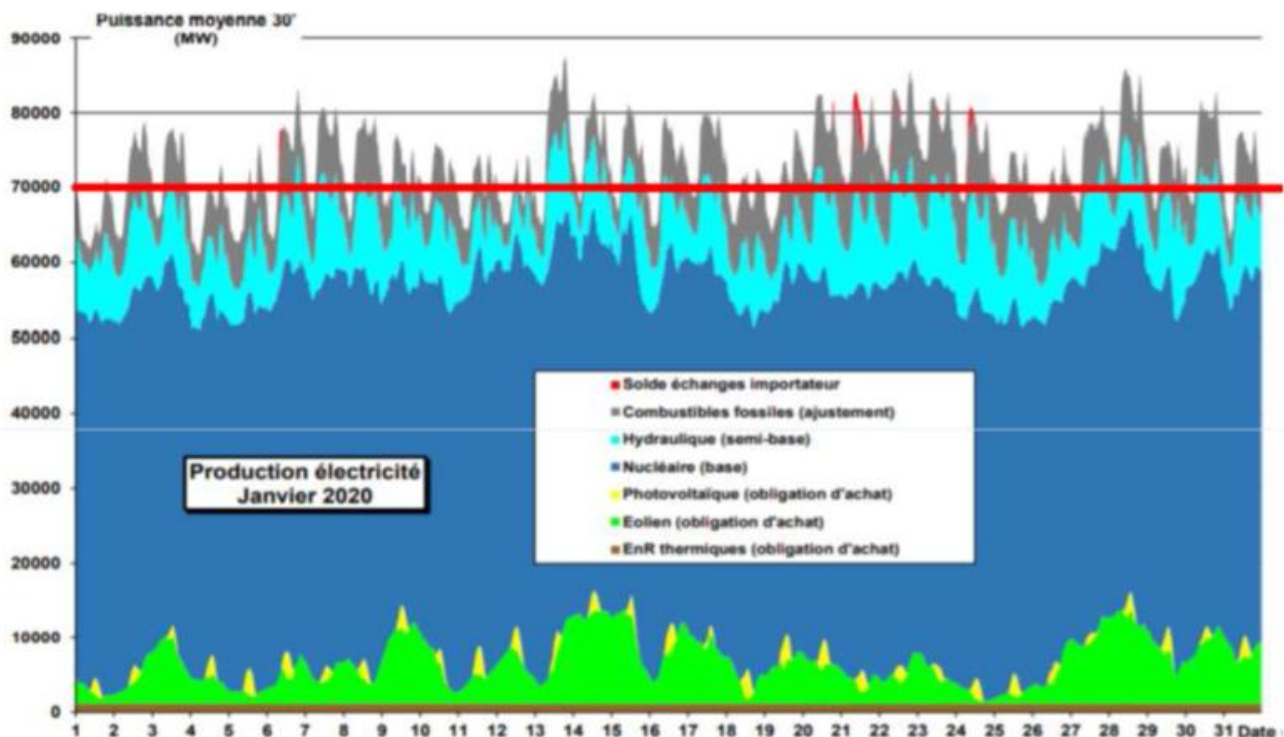
- Arrêt avec maintenance, appelé **visite périodique** (VP), d'une durée variable selon le volume des travaux programmés.
- Arrêt pour **visite décennale** (VD), souvent accompagné du « grand carénage » pour rehausser le niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de la 3^{ème} génération et mettre les installations en conformité avec les exigences post-Fukushima.
- Ces deux derniers types d'arrêt comprennent très souvent les épreuves hydrauliques décennales réglementaires et « non reportables » de certains matériels.

À l'hiver prochain, faudra-t-il se confiner sous sa couverture ?

On prévoit, compte tenu des retards liés aux consignes sanitaires, qu'entre 16 et 20 tranches seront à l'arrêt durant l'hiver ce qui, avec les arrêts définitifs des deux tranches de Fessenheim, offrira seulement de 40 à 44 GW de nucléaire.

Le total pilotable à la pointe, vu d'aujourd'hui, sera de 70 à 74 GW si tous les moyens sont disponibles. Or en février 2012, la pointe d'appel de courant a été de 102 GW. C'est nettement insuffisant ! Rappelons en effet que le photovoltaïque ne fournit rien au moment de la pointe de consommation de 19 h, et que pour l'éolien, la garantie se limite à 1 % de la puissance installée, soit 0,2 GW !

Source pilotable disponible hiver 2020-21	Puissance (GW)
Nucléaire	40
Cycles combinés au gaz	6
Cogénération gaz	6
Thermique Charbon	3
Hydraulique de pointe	15
Total	70



La production d'électricité en France en janvier 2020, hiver très doux, (avant le confinement) fait apparaître les sources par ordre d'appel en fonction de leur coût de production (« ordre de mérite »). Sont appelées en premier les électricités renouvelables qui bénéficient d'obligation d'achat au niveau européen : le thermique renouvelable (ligne de base brune), les éoliennes (en vert : on voit que la production peut être quasiment nulle), les pics de photovoltaïque (en jaune) à la méridienne (13 h légales).

Le socle de nucléaire (bleu foncé) permet d'assurer la base de la demande prévisionnelle. L'hydraulique (en bleu clair) fonctionne en semi-base ; elle est complétée par les centrales à charbon et à gaz (en gris) pour ajuster finement l'offre à la demande. Le rôle des importations (en rouge) est tout à fait marginal.

2^{ème} partie : L'impact des sources intermittentes sur la gestion du réseau d'électricité

Rappelez-nous tout d'abord en quoi consiste le réseau de transmission d'électricité

Il faut rappeler que le système électrique, ce n'est pas qu'un réseau de câbles et de pylônes ! Le réseau sert à relier et synchroniser toutes les sources d'injection d'électricité avec les points de consommation. C'est un dispositif « vivant », aussi fragile qu'un château de cartes, et qui obéit aux lois physiques de Kirchhoff.

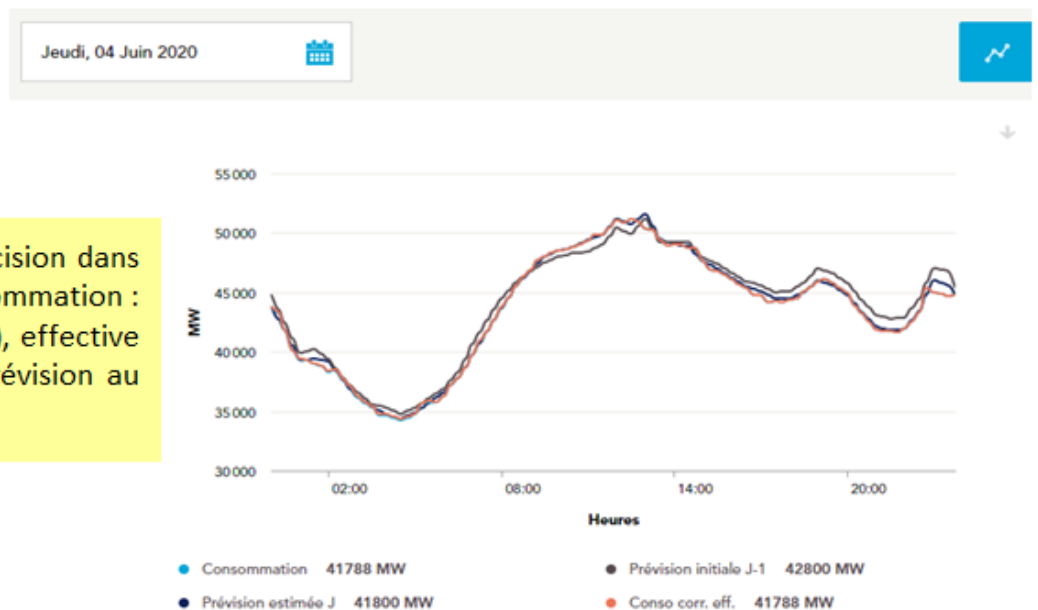
Le réseau ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) relie 34 pays, de l'Islande au Maghreb et de l'Irlande à la Turquie. Mais seul le réseau continental UCTE est synchronisé en fréquence, car les pays insulaires sont interconnectés via des lignes à courant continu, qui font perdre de ce fait la synchronisation. L'UCTE est le plus puissant et le plus fiable des réseaux synchrones du monde, avec 400.000 points de soutirage.

Les pays interconnectés via des lignes à courant continu ne font pas partie du réseau synchrone UCTE. Aujourd'hui, les protestations des opposants aux lignes électriques aériennes amènent à construire des lignes enterrées (en Allemagne) ou sous-marines (entre la France et l'Espagne), nécessairement à courant continu, qui constitueront un obstacle à la synchronisation des réseaux.

Comment fait-on pour gérer le réseau ?

L'électricité ne se stocke pratiquement pas : il faut donc assurer l'équilibre permanent pour que la production soit égale à la consommation. La première étape est la prévision : RTE (le gestionnaire du **Réseau français de Transmission d'Électricité**) prévoit à J-1 la courbe de consommation du lendemain et définit un programme de marche des installations pilotables. Il réajuste sa prévision au jour J.

Ce graphe montre la précision dans les prévisions de consommation : initiale à J-1 (courbe grise), effective (courbe rouge), et la reprévision au jour J (courbe noire).



En cas de déséquilibre (la tolérance pour 50 Hz est de + ou - 0,5 Hz), l'écart de fréquence déclenche en moins de 30 secondes, directement et automatiquement, l'ouverture ou la fermeture des robinets d'admission de vapeur, de gaz ou des robinets d'eau de certaines centrales hydrauliques ; c'est ce qui constitue le **réglage primaire**.

Il faut ensuite reconstituer manuellement le réglage primaire, en agissant sur d'autres centrales à la hausse ou à la baisse ; c'est le **réglage secondaire**.

En cas d'arrêt imprévu d'une unité ou d'un écart de prévision, RTE demande le démarrage d'une unité en réserve ; cela participe du **réglage tertiaire**.

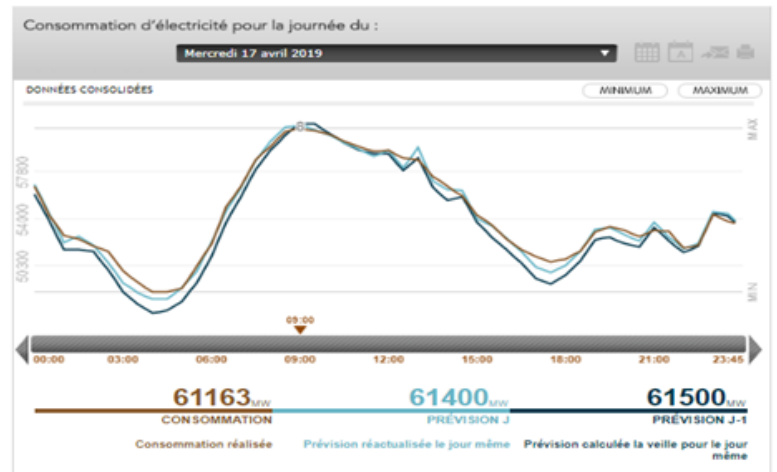
On a vu qu'en hiver, il ne fallait pas compter sur le photovoltaïque, et que Éole était très capricieux :
Comment fait-on des prévisions dans ces conditions ?

Pour ce qui est du **photovoltaïque (PV)**, il dépend de la luminosité : elle est maximale au zénith, suivie d'une baisse rapide. Le PV produit 4 fois plus en été qu'en hiver, mais il ne permet pas d'assurer les pointes de consommation de 9 h et de 19 h.

Pour l'éolien, l'écart entre prévision et réalisation est souvent de 30 %.

En effet, la puissance de l'éolienne varie avec le cube de la vitesse du vent : quand le vent baisse de 50 à 25 km/h, la puissance de l'éolienne chute d'un facteur 8, soit de 2 MW à 0,25 MW !

Certes, on comprend qu'on ne commande pas le vent ni le soleil : c'est du fatal ; mais qu'en est-il des autres qualités requises pour la sécurité du réseau ?



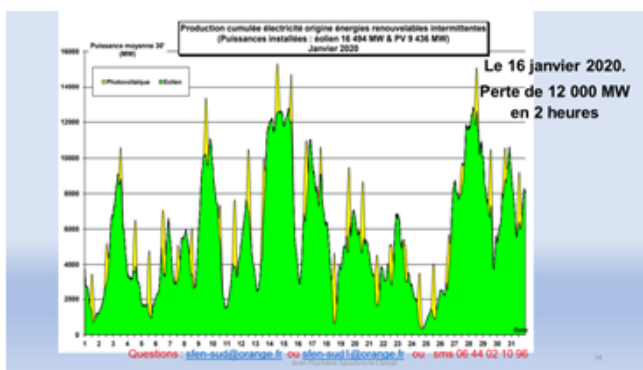
Journée type de consommation électrique (17 avril 2019)

On voit le pic de 9 h quand reprennent les activités diurnes, le rebond de 19 h à 22 h pour la consommation des ménages, et celui de 23 h qui correspond à la mise en route des cumulus électriques.

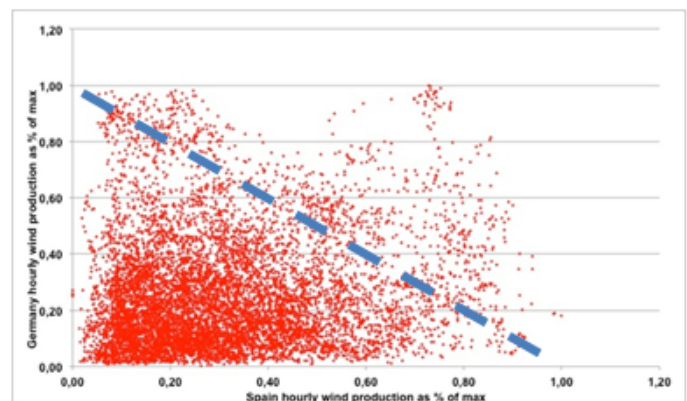
- Le réglage de la fréquence à 50 Hz est impossible directement : on ne fait pas varier le débit du vent ni la luminosité.
- Le réglage de la tension à 220 V est impossible, ces moyens ne produisent, ni n'absorbent, de la puissance réactive.
- N'ayant pas d'inertie, ils n'ont pas non plus de puissance de court-circuit, indispensable au démarrage de moteurs de puissance. Ils ne pourront donc pas servir au redémarrage du réseau après un « black-out » (effondrement du réseau).

L'étude de simulation réalisée par EDF sur l'ensemble du réseau européen montre que le système électrique pourra difficilement fonctionner avec plus de 40 % de puissance instantanée appelée par le réseau fournie par les électricités intermittentes : au-delà il devient instable en fréquence et en tension, et le risque de black-out s'accroît. Il faut donc une « colonne vertébrale » de pilotable.

Or c'est la situation que nous avons connue, sur le réseau de l'UE (UCTE), pendant la pandémie de covid-19.



Production cumulée d'électricité éolienne et solaire
Montrant une perte de 12 GW en 2 heures
(16 janvier 2020)

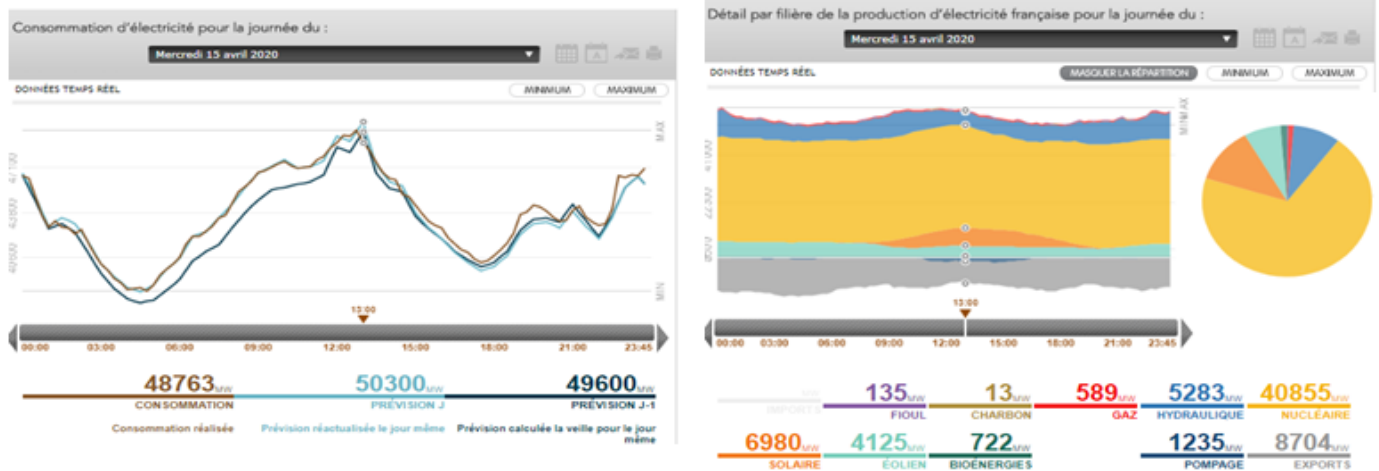


Production éolienne en Espagne et en Allemagne
prouvant l'absence de « foisonnement »
au niveau de l'Europe.

S'il y avait « foisonnement » en puissance éolienne, c'est-à-dire complémentarité, les points se rassembleraient autour de la droite (1-1). Le graphe montre qu'au contraire ils se répartissent dans tout l'espace, ce qui signifie qu'il ne faut pas attendre que l'éolien d'un pays voisin secoure la défaillance éolienne d'un autre pays du réseau. Par contre, il y a accumulation proche de zéro : quand il n'y a pas de vent en Espagne, il n'y en a pas non plus en Allemagne !

3^{ème} partie : Le marché de l'électricité pendant la covid-19 ; et après ?

Comment le **réseau électrique** s'est-il comporté pendant le confinement de la covid-19 ?



Pendant le confinement, la consommation a baissé fortement, de l'ordre de 18 %, mais surtout la puissance maximale appelée a diminué de 12 GW (soit 20 %), et la pointe de puissance s'est décalée à 13h00 (50 MW). L'ajustement s'est fait par l'hydraulique, et les sources carbonées (gaz) n'ont presque pas été appelées. L'importation depuis la Suisse pour passer la pointe de 9 h a disparu : les échanges ont concerné l'export, de la France vers ses 6 voisins.

Est-ce que cela préfigure la transition énergétique ?

En termes de rapport intermittentes / pilotables, on a atteint le seuil d'instabilité. Il faut avoir en tête que désormais, la puissance installée d'éolien en Allemagne (61 GW, soit la puissance nucléaire française une fois la centrale de Fessenheim arrêtée) et de photovoltaïque (50 GW) dépassent, à elles deux, la puissance pilotable dans ce pays, qui est de 80 GW !

Au résultat, on a eu de nombreuses fois des prix d'électricité négatifs.

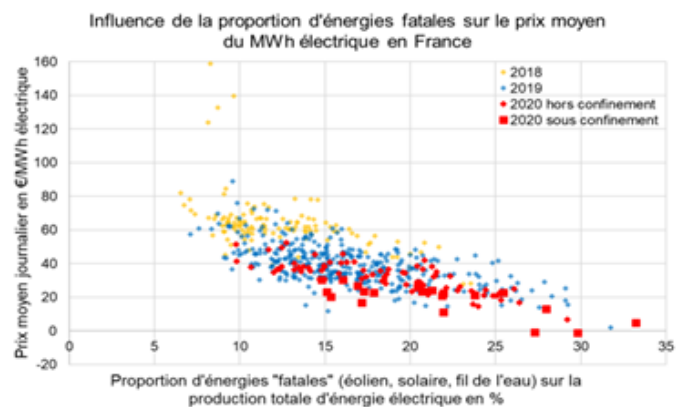
Et pour vous, un fort taux d'intermittentes risque de provoquer un « black-out » ?

Le « black-out », l'effondrement du réseau électrique, n'est pas une vaine frayeur. La Grande-Bretagne vient d'en passer très près le 9 août 2019, après la perte de 1300 MW suite à la foudre, et l'Australie du sud-est en a subi plusieurs à l'automne 2016.

Mais pour l'avenir, le plus grave, c'est l'effondrement des prix spots de l'électricité.

Mais les prix spots restent marginaux ...

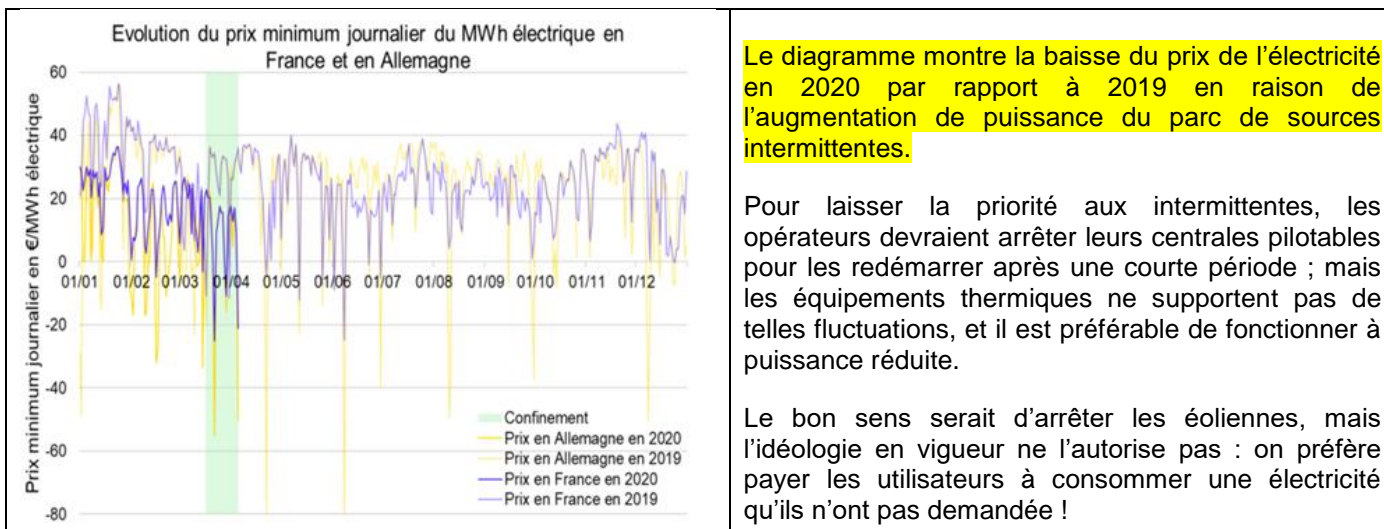
Oui, mais ils ont une grande importance, car ils servent de base pour la renégociation, ou même la révision, des contrats.



Les prix pendant le confinement, (gros points rouges) ont fortement baissé, au point de devenir nuls quand la proportion d'électricité fatale a atteint 30 %.

Ubu, roi du marché de l'électricité – ou comment faire des prix négatifs !

Cela arrive quand la production d'électricité à partir de sources intermittentes et de sources pilotables excède la demande du système électrique. Les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT) ont l'obligation de prendre toute l'électricité produite par les sources intermittentes, qui arrivent les premières par ordre de mérite, puisqu'elles ne consomment pas de combustible - et sont déjà payées par les subventions. Mais les GRT ont également besoin d'une réserve tournante élevée pour assurer la stabilité du système électrique face aux variations brutales et imprévisibles des sources intermittentes.



Le diagramme montre la baisse du prix de l'électricité en 2020 par rapport à 2019 en raison de l'augmentation de puissance du parc de sources intermittentes.

Pour laisser la priorité aux intermittentes, les opérateurs devraient arrêter leurs centrales pilotables pour les redémarrer après une courte période ; mais les équipements thermiques ne supportent pas de telles fluctuations, et il est préférable de fonctionner à puissance réduite.

Le bon sens serait d'arrêter les éoliennes, mais l'idéologie en vigueur ne l'autorise pas : on préfère payer les utilisateurs à consommer une électricité qu'ils n'ont pas demandée !

Est-ce que cela profite au moins au consommateur ?

Pas du tout, les particuliers payent l'électricité deux fois : une fois comme consommateur, et une fois comme contribuable, pour subventionner les exploitants de sources intermittentes. En Allemagne, le prix du kWh pour les particuliers est le double du prix français, mais les investissements prévus dans la programmation pluriannuelle de l'énergie en France (PPE) vont continuer à augmenter les factures.

Mais si l'électricité ne vaut plus rien, qui voudra investir ?

C'est bien le gros problème de la politique énergétique. L'électricité est faiblement carbonée en France, elle représente 25 % de la consommation d'énergie finale (UE : 22 %). Pour décarboner notre mode de vie, en électrifiant les transports, et en utilisant des pompes à chaleur pour le résidentiel-tertiaire, il faudrait multiplier la production électrique par 2,7 fois. Mais qui voudra investir dans une production dont les prix de vente ne rentabilisent pas l'investissement ?

A contrario, on voit l'Allemagne construire des gazoducs pour s'approvisionner en gaz provenant de Russie et des pays d'Asie centrale, à l'opposé de l'objectif de décarbonation.

Cette crise de covid-19 vous laisse bien amer ...

Elle a agi comme un révélateur (on dit aujourd'hui « crash test »), avant que nous ne soyons trop engagés dans une impasse énergétique : j'espère que nos décideurs réagiront à temps pour laisser à nos petits-enfants un monde décarboné, et non une fournaise !

Mais il est vrai que ça me révolte de voir l'électricité, un bien de haute valeur ajoutée, bradée à un prix négatif comme un déchet, sur un réseau transnational qui s'étend de l'Islande au Maghreb et de l'Irlande à la Turquie, et que les électriciens de l'UE ont mis 50 ans à construire !

Quelques références :

Dialogue de Patrick MICHAILLE avec Jean FLUCHERE, ancien directeur régional d'EDF en Rhône-Alpes suite à la visioconférence organisée par le groupe régional Sud-Corse de la SFEN le 10 juin 2020

<https://www.arcea-cad.fr/uploaded/article-sur-conf-jf-vf.pdf>

Transition énergétique : la France en échec

<https://laboutique.edpsciences.fr/produit/1065/9782759822959>

L'équilibre du réseau électrique ; Jusqu'où peut-on insérer des énergies intermittentes dans le réseau électrique ? GAENA, fiche argumentaire N°57

http://www.energethique.com/file/ARCEA/Argumentaire/Fiche_N_57_Equilibre_reseau_electrique.pdf

Audition du 16 mai 2019 de Jean-Marc JANKOVICI à l'Assemblée nationale

<https://www.arcea-cad.fr/uploaded/j-m-jancovici-audition-j-aubert.pdf>