

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

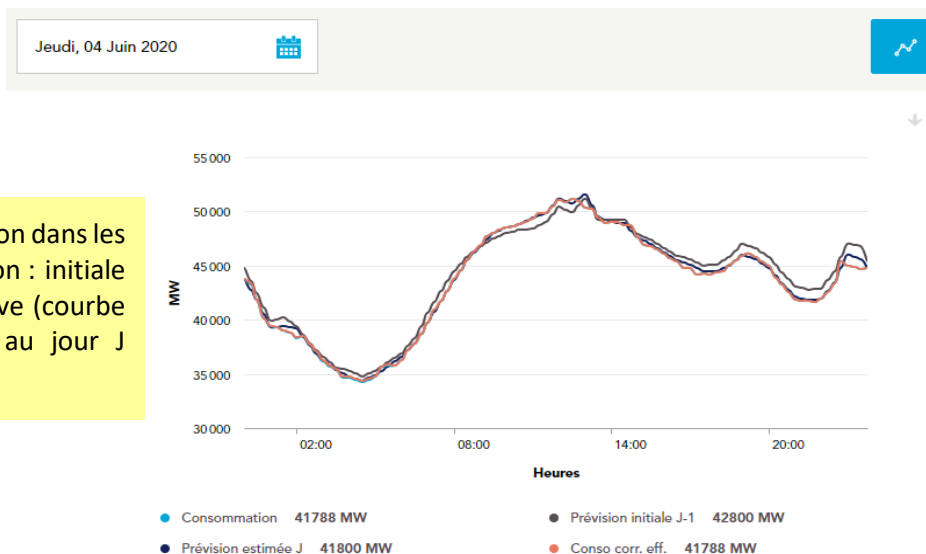
Il faut rappeler que le système électrique, ce n'est pas qu'un réseau de câbles et de pylônes ! Le réseau sert à relier et synchroniser toutes les sources d'injection d'électricité avec les points de consommation. C'est un dispositif « vivant », aussi fragile qu'un château de cartes, et qui obéit aux 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, pour 400 millions de clients finaux.

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.



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 en connaître plus sur l'énergie, consultez le site www.energethique.com et « Transition énergétique : la France en échec » <https://laboutique.edpsciences.fr/produit/1065/9782759822959>

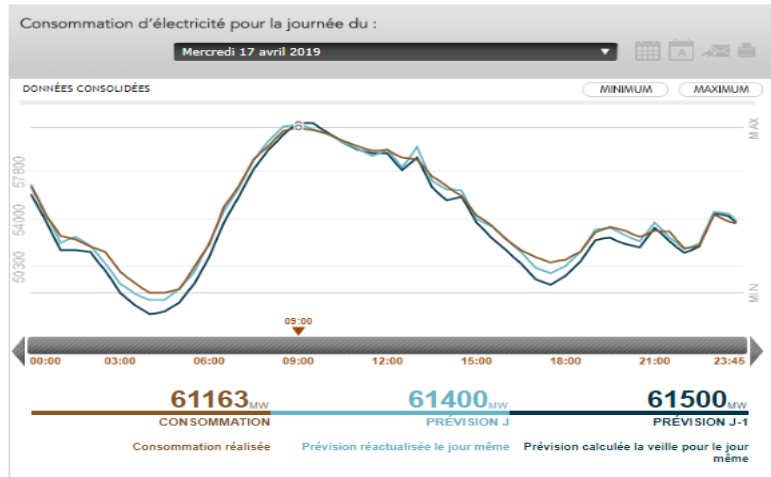
2^{ème} partie : L'impact des sources intermittentes sur la gestion du réseau d'électricité

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 ?

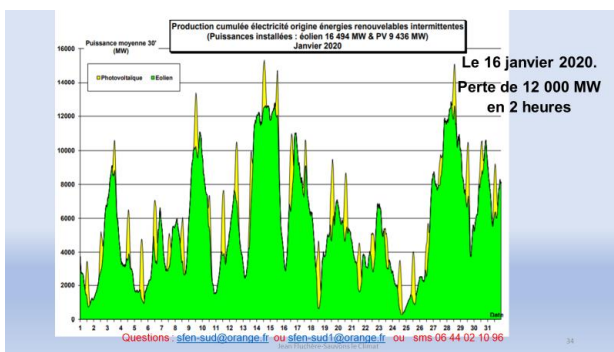


Journée type de consommation électrique (17 avril 2019)

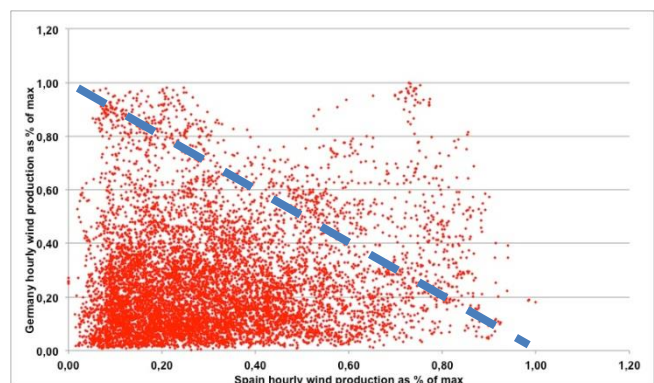
On voit le pic de 9 h quand reprennent les activités diurnes, le rebond de 19 h à 22 h pour la consommation des ménages, et celui de 23 h qui correspond à la mise en route des cumulus électriques.

- 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) (RTE)



Production éolienne en Espagne et en Allemagne prouvant l'absence de « foisonnement » au niveau de l'Europe. (Jean-Marc Jancovici)

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 !