

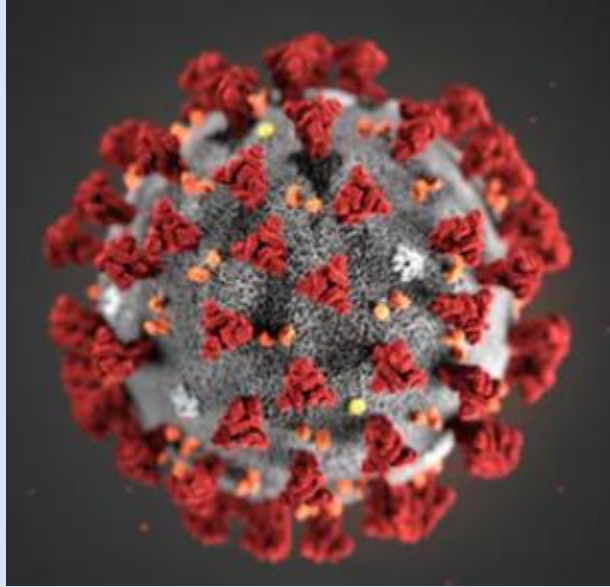


COVID-19

Impact sur la fourniture d'électricité durant la pandémie ... voire au-delà

Par **Jean FLUCHERE**
ancien Directeur Régional EDF en Rhône-Alpes

10 Juin 2020 de 18h00 à 20h00
Vidéoconférence sur TEAMS



ELECTRICITE ET COVID 19

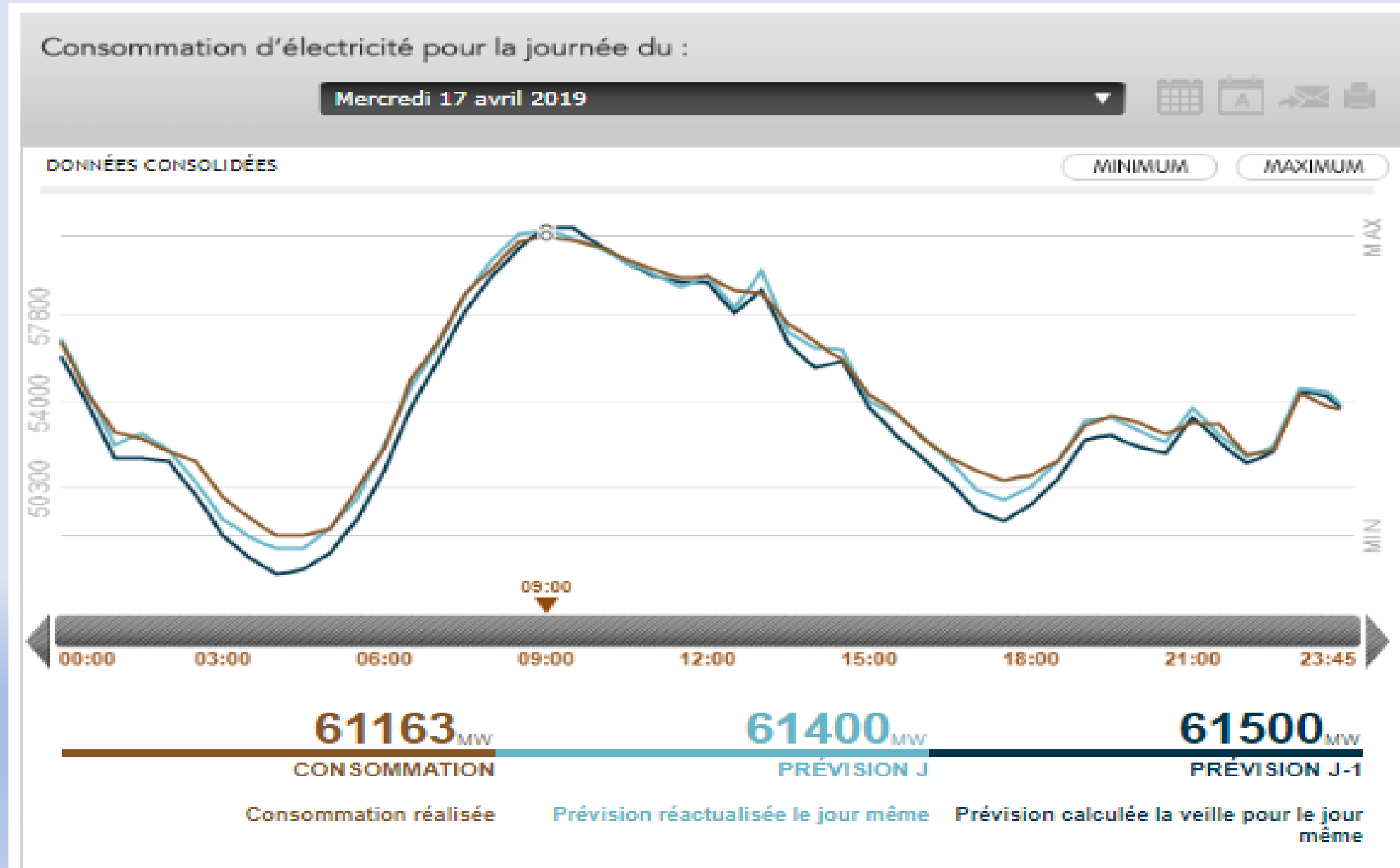
SFEN SUD

10-06-2020

PRESENTATION

- 1. Présentation de l'impact physique du confinement sur l'électricité.**
- 2. L'adaptation d'EDF à la crise Covid et au confinement. Les conséquences immédiates et surtout à terme.**
- 3. Le fonctionnement du système électrique français et européen.**
- 4. Un bref aperçu sur le marché de l'électricité.**
- 5. Conclusions**

1-IMPACT PHYSIQUE DU CONFINEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ



Consommation d'électricité pour la journée du :

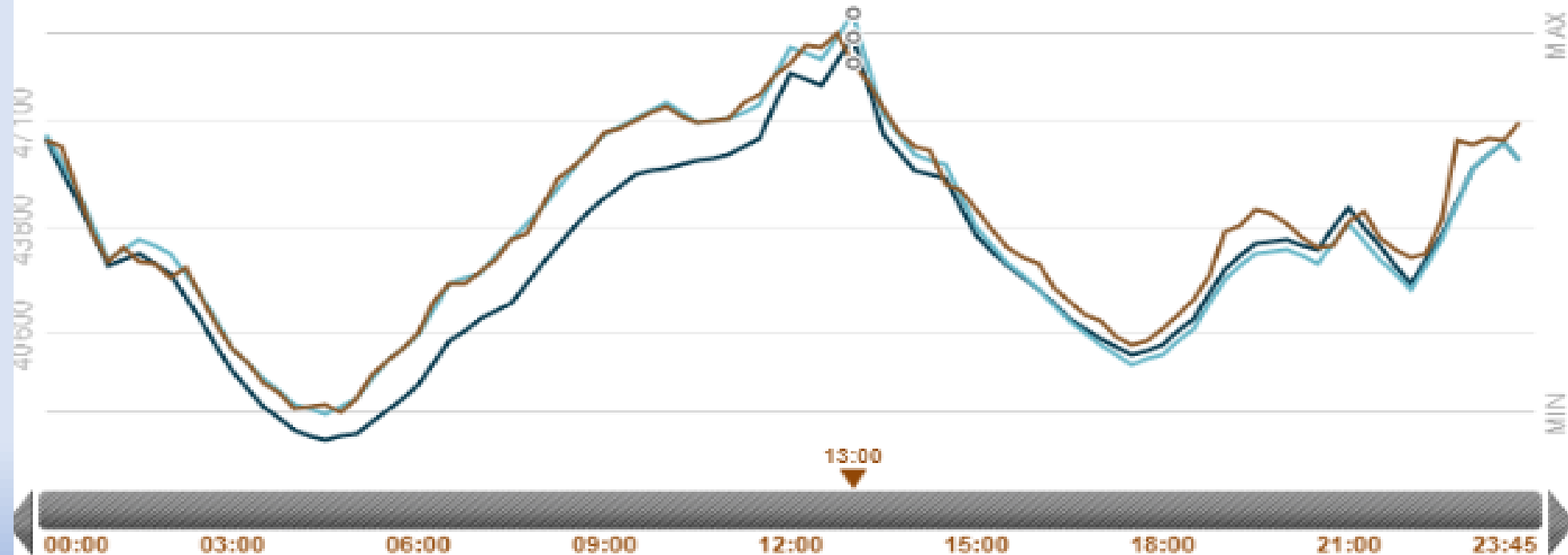
Mercredi 15 avril 2020



DONNÉES TEMPS RÉEL

MINIMUM

MAXIMUM



48763_{MW}

CONSOMMATION

Consommation réalisée

50300_{MW}

PRÉVISION J

Prévision réactualisée le jour même

49600_{MW}

PRÉVISION J-1

Prévision calculée la veille pour le jour même

CONSOMMATION

- **En journée** avec une activité économique **normale**, la pointe de consommation a lieu vers **9 h 00** et donne une puissance appelée de **61 GW**.
- **En journée avec confinement et activité économique à l'arrêt**, la pointe de consommation a lieu à **13 h 00** et donne une puissance appelée de **49 GW**.
- **L'écart de puissance appelée est de 12 GW**, soit 20 % en puissance et globalement en énergie consommée sur la journée, c'est du même ordre de grandeur.

Mercredi 17 avril 2019

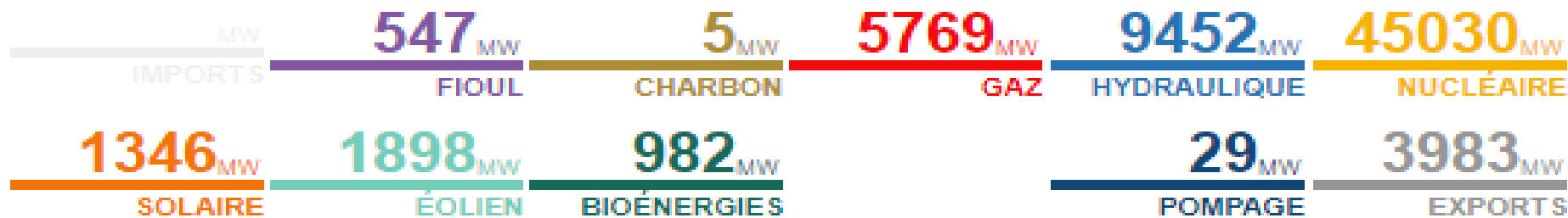
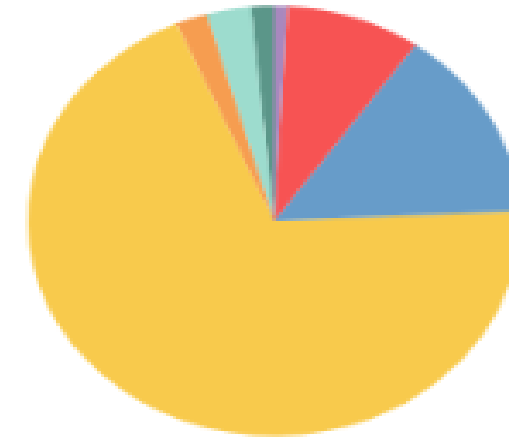
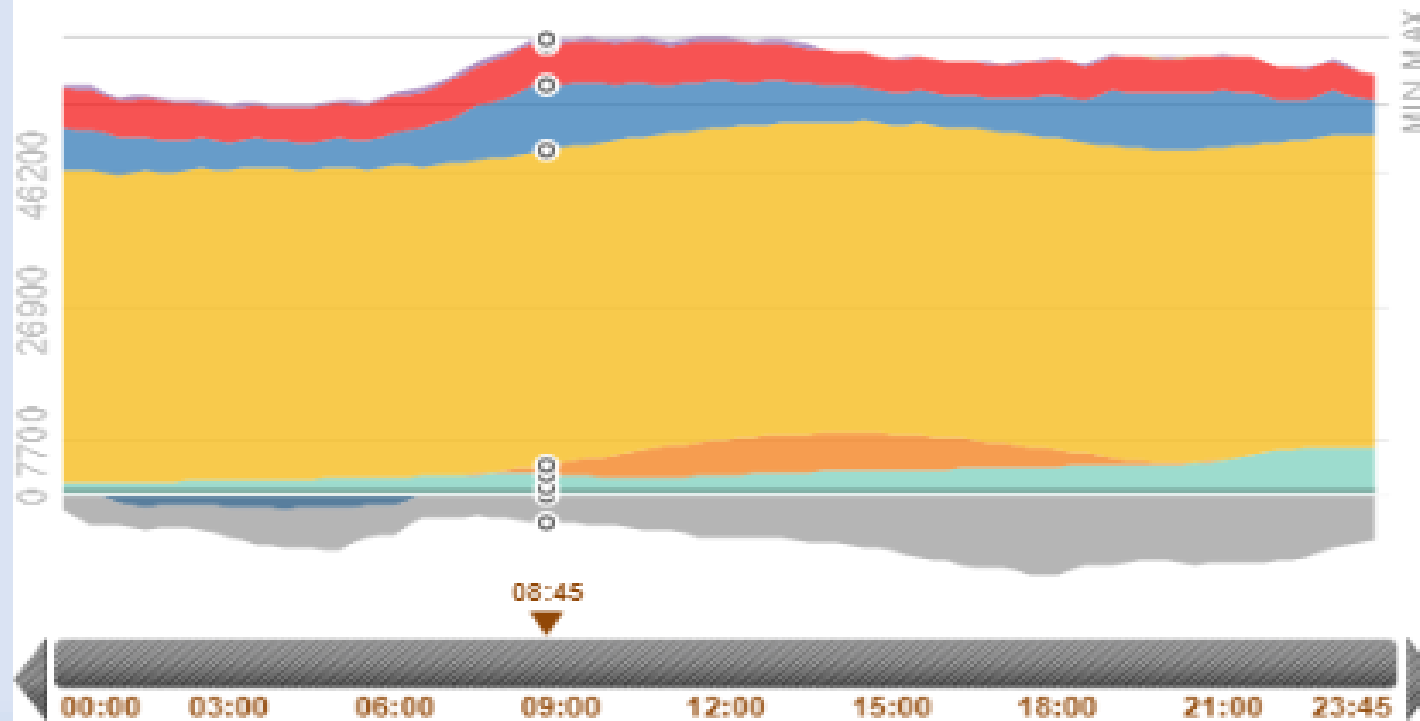


DONNÉES CONSOLIDÉES

MASQUER LA RÉPARTITION

MINIMUM

MAXIMUM

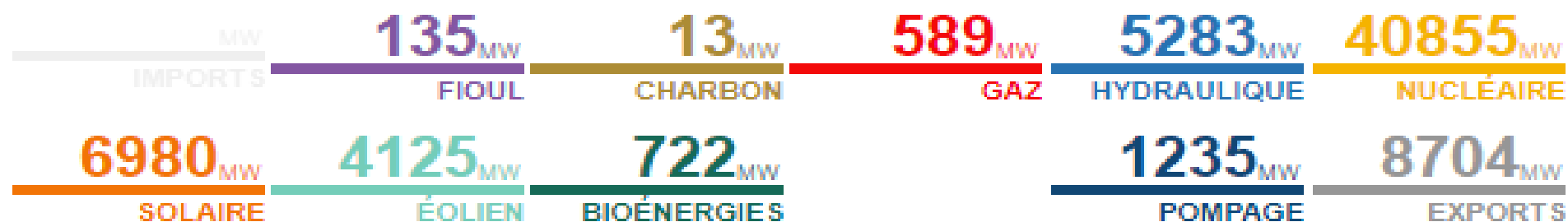
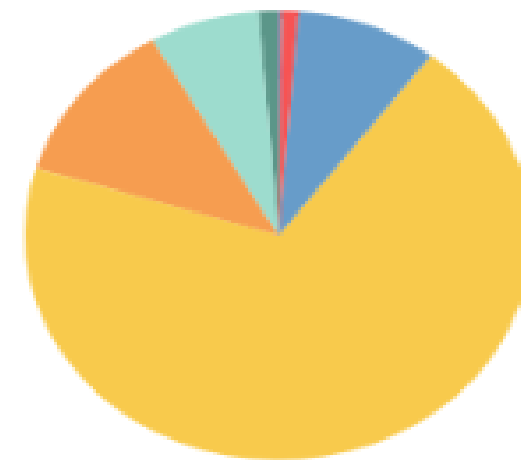
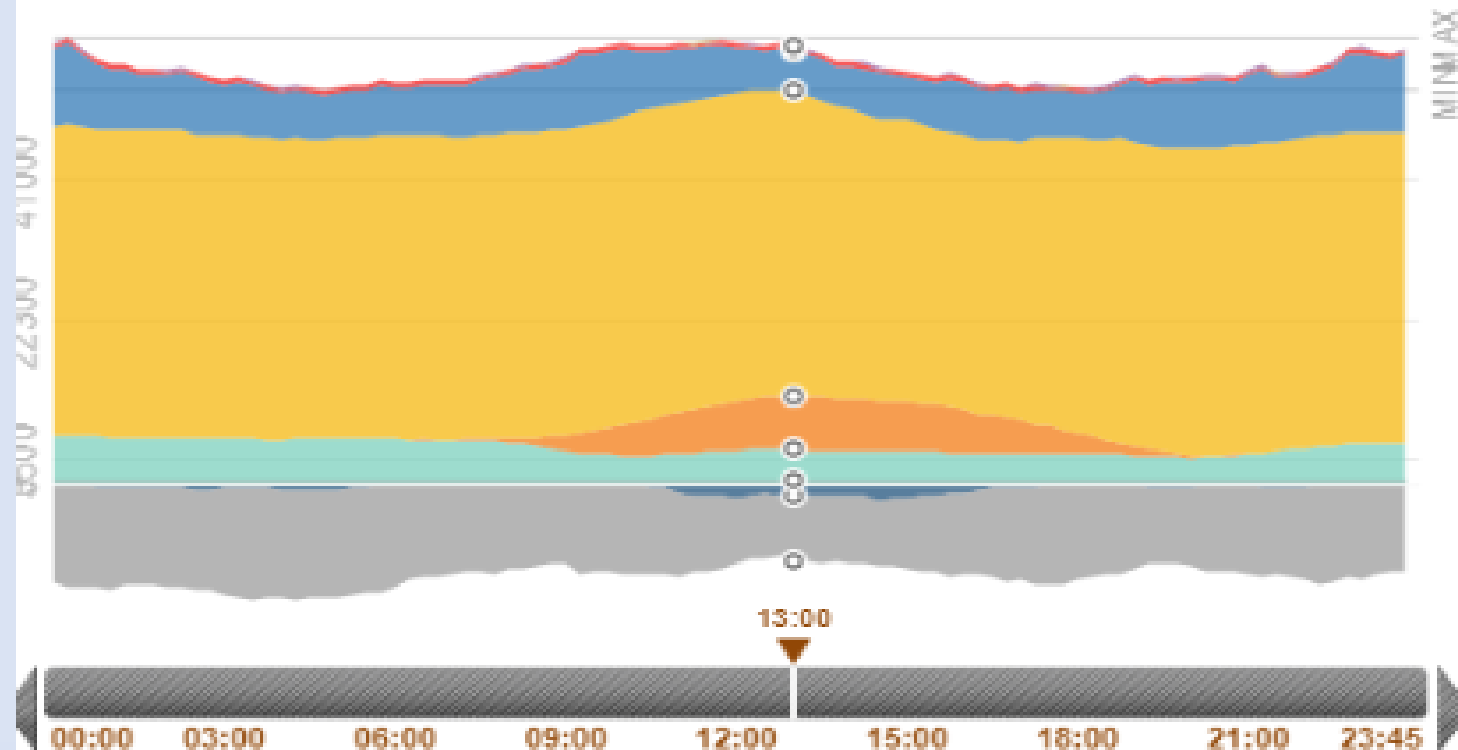


DONNÉES TEMPS RÉEL

MASQUER LA RÉPARTITION

MINIMUM

MAXIMUM

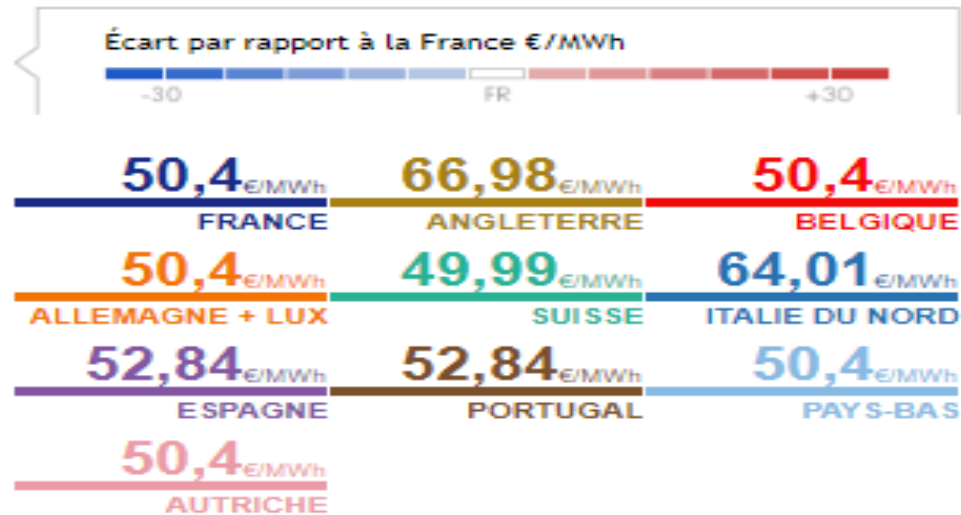
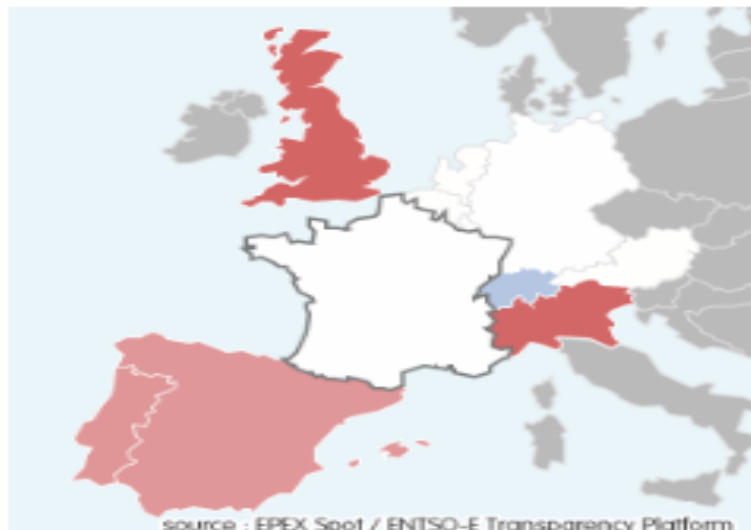


PUISSANCE DES DIFFERENTS MOYENS DE PRODUCTION

- **Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) appellent les moyens de production par ordre de mérite (merit order), c'est-à-dire dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux de production (coût des combustibles, sauf pour l'hydraulique).**
- **En journée normale, on voit d'abord les électricités intermittentes pour deux raisons:**
 1. **Coût nul vu du gestionnaire car payées par ailleurs (subventions).**
 2. **Obligation faite par Bruxelles et reprise dans les lois.**
- **L'hydraulique** au fil de l'eau, mélangée avec l'autre hydraulique,
- **L'électronucléaire,**
- **Les centrales à gaz** passent devant le **charbon** en raison des émissions de CO₂.
- **Si les prix sur le marché spot sont intéressants, l'excédent de production est exporté.**

COMPARAISON DES DEUX JOURNEES

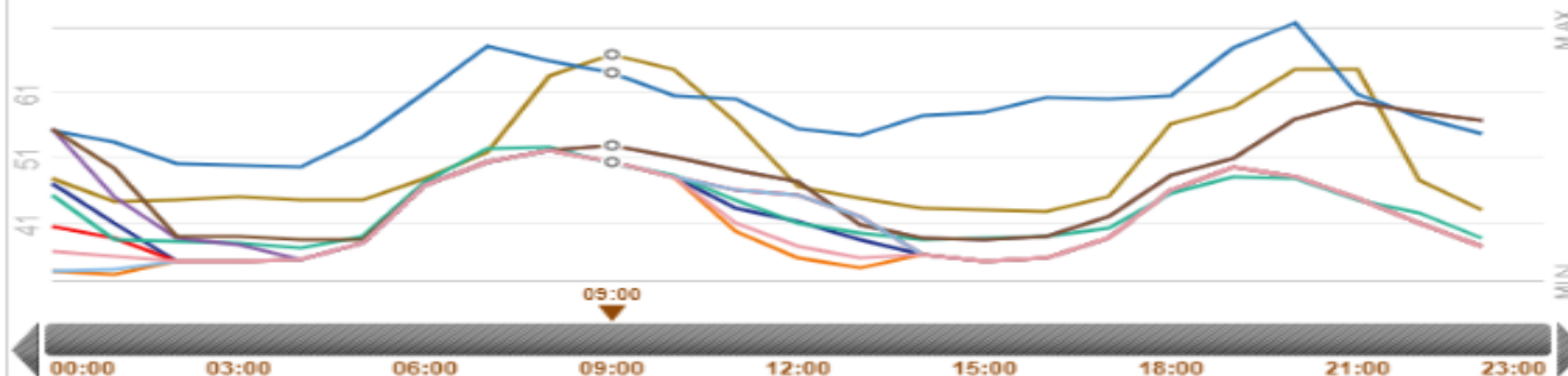
- **En 2019**, on peut voir que l'éolien et le PV évoluent indépendamment des besoins, mais seulement en fonction de la météo, le nucléaire reste pratiquement à 45 GW, l'hydraulique passe par un minimum aux heures très creuses de la nuit, c'est le fil de l'eau, mais vient en complément, grâce aux barrages en éclusées, pour passer la pointe de 9h00 tandis que la puissance apportée par le gaz reste constante.
- Au passage de la pointe, la variable d'ajustement est l'exportation.
- **En 2020**, à 13 h 00, le PV est au max car le soleil est au zénith, l'éolien varie dans la journée et pratiquement, l'ajustement se fait par l'hydraulique.
- L'exportation est importante mais ce n'est pas lié au prix de marché mais à une imposition dont nous parlerons plus tard.
- Dans les deux cas la puissance appelée est importante entre 23h00 et 2h00 en raison du fonctionnement des accumulateurs d'eau chaude.



DONNÉES TEMPS RÉEL

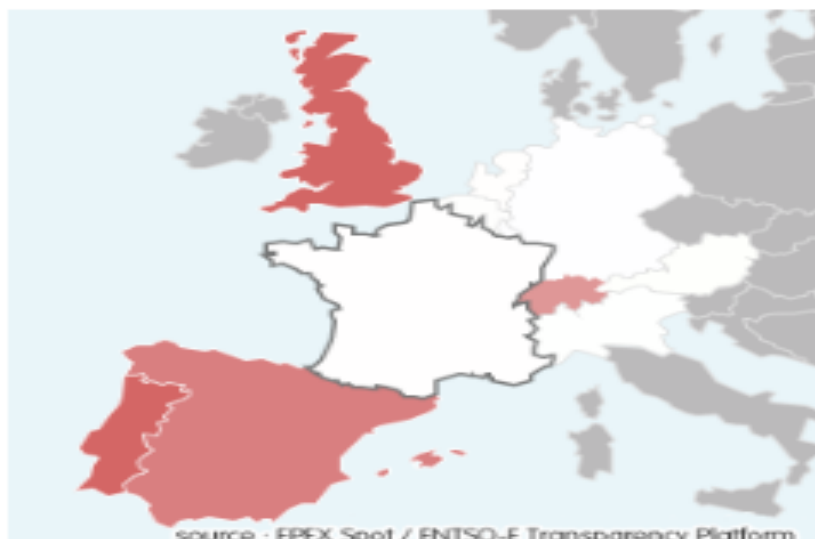
MINIMUM

MAXIMUM



Prix spot des bourses pour la journée du :

Mercredi 15 avril 2020



Écart par rapport à la France €/MWh

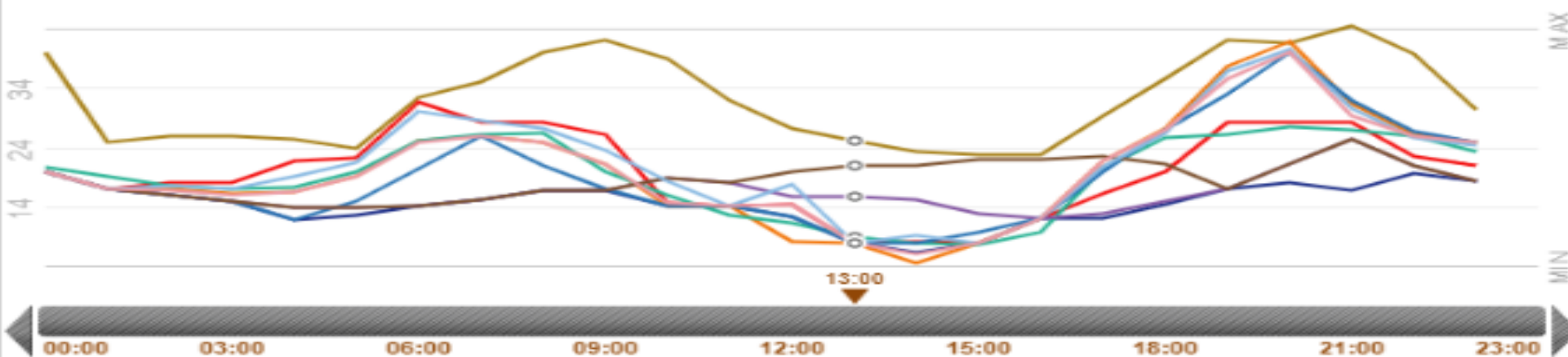


8 €/MWh	25,29 €/MWh	8 €/MWh
FRANCE	ANGLETERRE	BELGIQUE
8 €/MWh	9,07 €/MWh	8 €/MWh
ALLEMAGNE + LUX	SUISSE	ITALIE DU NORD
15,67 €/MWh	21 €/MWh	8 €/MWh
ESPAGNE	PORTUGAL	PAYS-BAS
8 €/MWh		
AUTRICHE		

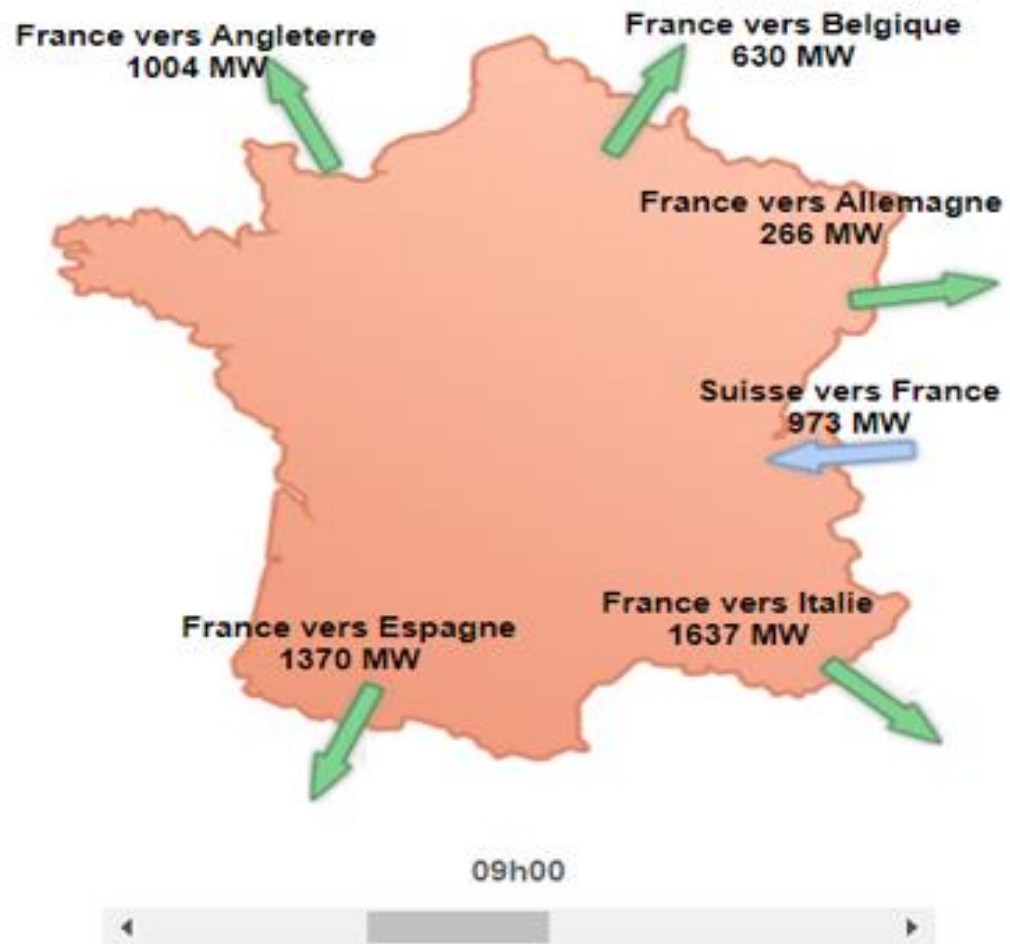
DONNÉES TEMPS RÉEL

MINIMUM

MAXIMUM

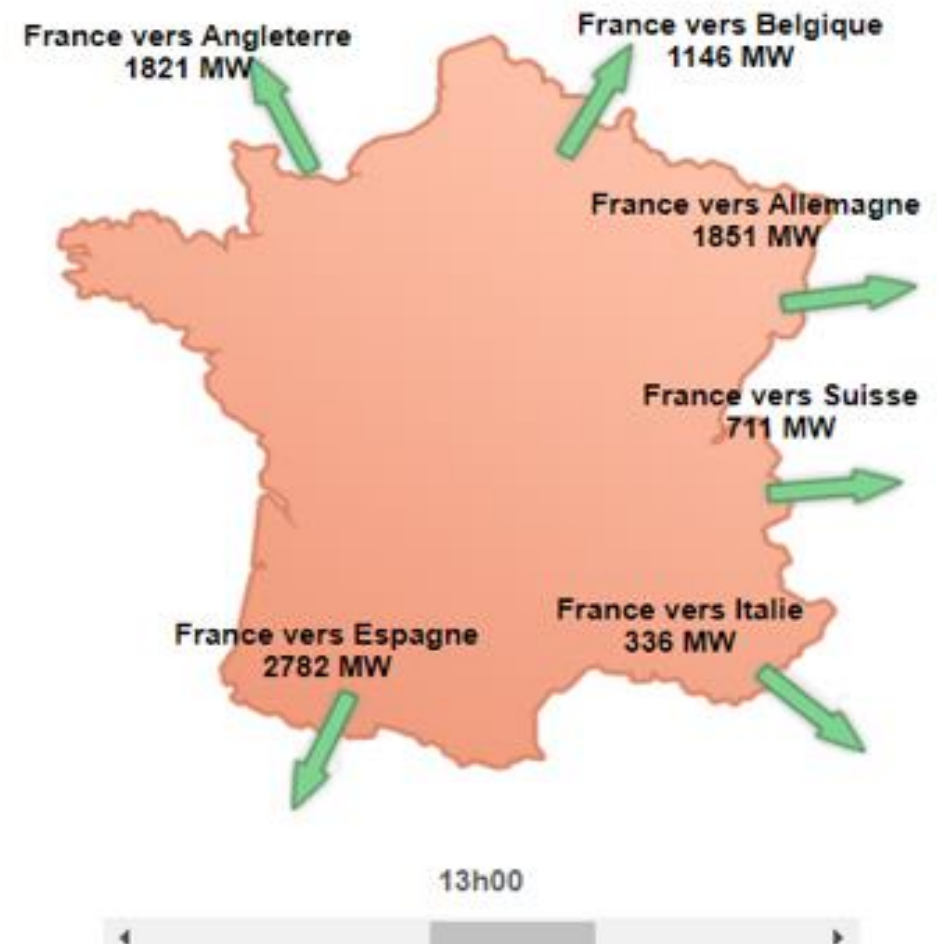


Flux physiques



FLUX PHYSIQUES DES ECHANGES LE 17-04-2019

Flux physiques



FLUX PHYSIQUES DES ECHANGES LE 15-04-2020

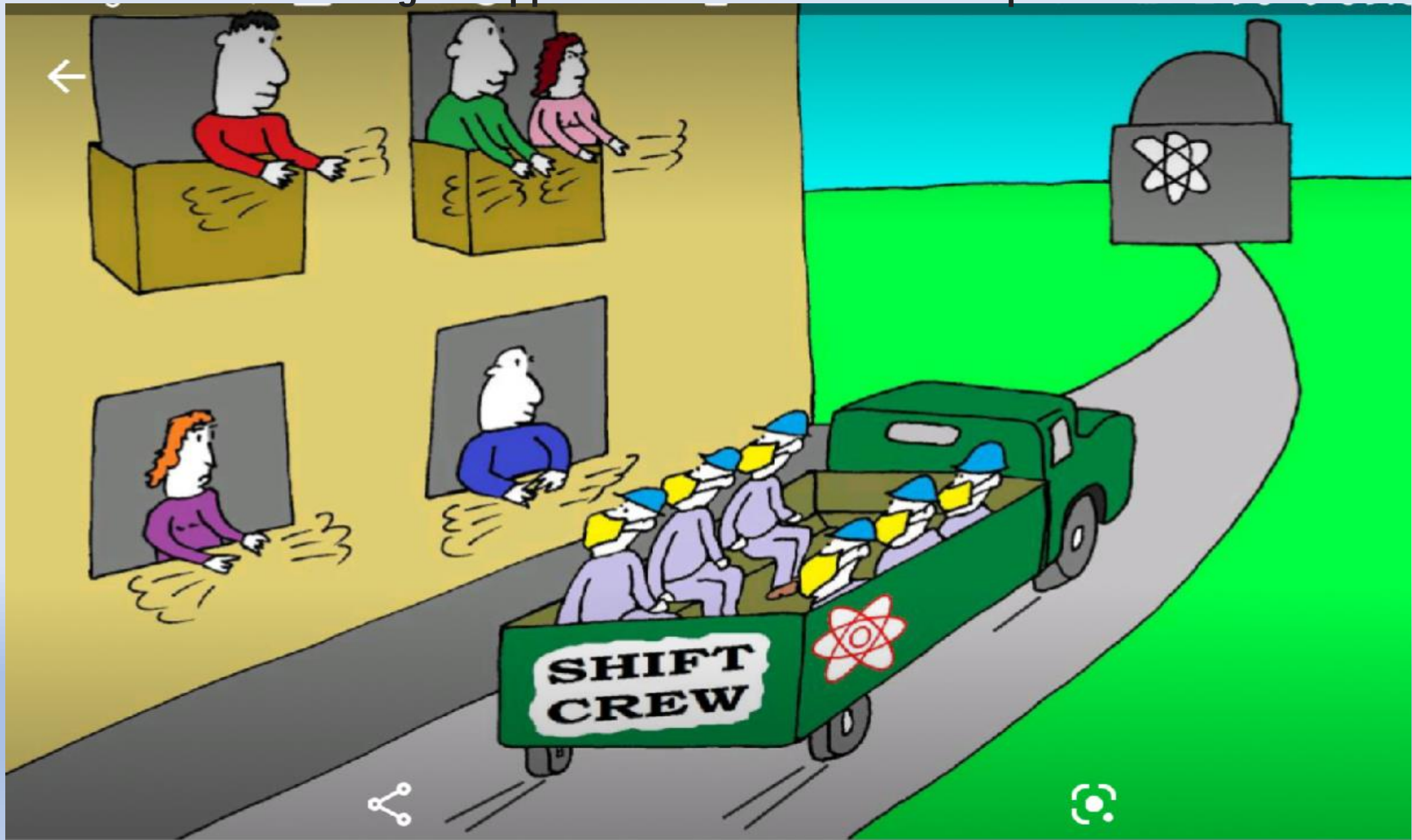
LES PRIX DE MARCHE

- En 2019, les prix de marché à la pointe sont à peu près normaux et les volumes disponibles sur le marché spot sont faibles.
- Sitôt que les volumes sur le marché augmentent, les prix baissent très vite, comme on peut le voir dans l'après-midi et ils remontent à la pointe du soir.
- En 2020, les prix du marché sont ridiculement faibles en raison des volumes importants mis sur le marché. Ces volumes sont dus en grande partie:
 1. **aux impositions des gestionnaires de réseau de transport (GRT) vis-à-vis de la réserve tournante** compte tenu du ratio intermittentes / pilotables comme on va le voir dans la description du fonctionnement du système électrique.
 2. **à la DG Concurrence de Bruxelles** qui redoute que les électriciens qui disposent de moyens pilotables manipulent le marché en arrêtant des tranches.

2 - ADAPTATION D'EDF À LA CRISE COVID ET AU CONFINEMENT

- En 2009, au moment du risque de l'épidémie contagieuse H1N1, EDF avait préparé un **plan de continuité des activités**. Plan connu de tous au niveau des centrales et souvent activé pour exercice. Les protections individuelles étaient stockées (insuffisant).
- Ce plan a été mis en service **dès le 1 mars 2020**, soit 15 jours avant le confinement, avec la connaissance des « gestes barrière » recommandés
- Pour le personnel de conduite et de protection de site, **passage de 7 à 5 équipes pour faire les 3X8. 2 équipes en réserve** pour remplacer les éventuels malades à tous les niveaux. Salles de commandes sanctuarisées.
- Pour les travaux de maintenance, **adaptation des conditions de travail** en concertation avec la médecine du travail, les représentants du personnel 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.
- La **mise au point** de toutes les interventions a demandé un **arrêt des chantiers de 15 jours**. Et ensuite une **adaptation permanente sur les chantiers avec environ 50 % à 60 % du personnel** antérieur et parfois passage en deux équipes.
- **Un succès : moins de 5 demandes de retrait sur le parc !**

Les gens applaudissaient à la relève de quart



LES ARRÊTS DE TRANCHE

- Depuis l'origine du parc, le taux de combustion des assemblages est passé progressivement de 30 000 MWjour/tonne à 50 000 MWjour/tonne.
- Ce qui a permis de passer d'un arrêt par an pour rechargement à **un arrêt tous les 18 mois**. Le combustible est en réacteur **54 mois** auxquels s'ajoutent les périodes d'arrêt.
- En outre, les arrêts sont désormais répartis en 3 catégories:
 1. **Arrêt simple rechargement** d'une durée de 6 semaines environ.
 2. **Arrêt avec maintenance**, appelé visite périodique, d'une durée variable selon le volume des travaux programmés.
 3. **Arrêt pour visite décennale** souvent accompagné du grand carénage.
- Ces deux derniers types d'arrêt comprennent très souvent les épreuves hydrauliques décennales « non reportables » de certains matériels.

IMPACT SUR LES DUREES D'ARRÊT

4	Bugey 2	18-01-2020	17-07-2020	26-09-2020	Décennale et grand carénage 81 jours de retard
5	Dampierre 4	16-02-2020	07-05-2020	29-07-2020	VP - 83 jours de retard pour un arrêt de 81 jours
6	Cruas 3	23-02-2020	14-05-2020	31-07-2020	VP - 97 jours de retard pour un arrêt de 81 jours
7	Nogent 2	15-02-2020	04-08-2020	15-10-2020	VD - 72 jours de retard pour un arrêt de 171 jours
8	Chooz 1	21-02-2020	16-07-2020	08-10-2020	VD - 83 jours de retard pour un arrêt de 146 jours
9	Tricastin 3	29-02-2020	14-05-2020	24-07-2020	VP - 71 jours de retard pour un arrêt de 75 jours
10	Civaux 1	13-03-2020	17-06-2020	09-09-2020	VP - 84 jours de retard pour un arrêt de 96 jours
11	Gravelines 2	21-03-2020	27-04-2020	22-05-2020	ASR - 25 jours de retard pour un arrêt de 35 jours
12	Cattenom 2	02-04-2020	28-06-2020	20-09-2020	VP - 84 jours de retard pour un arrêt de 117 jours
13	Saint Alban 1	24-04-2020	11-10-2020	11-10-2020	VP - Arrêt de 160 jours
14	Blayais 2	09-05-2020	11-08-2020	11-08-2020	VP - Arrêt de 93 jours

ALLONGEMENT DES INDISPONIBILITES

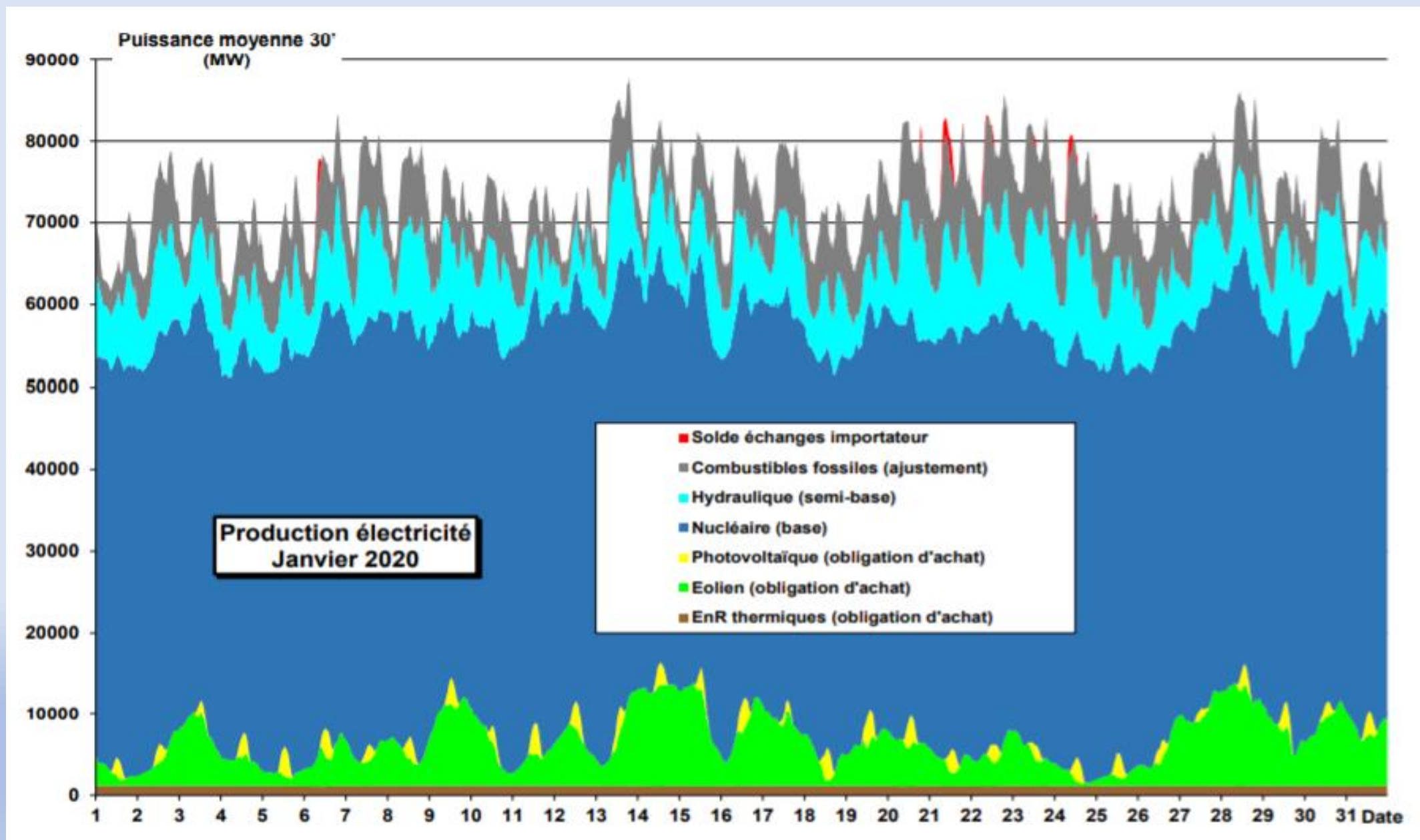
- Le tableau précédent montre que les **retards** sont **significatifs**, au moins tant que dureront les consignes sanitaires.
- A noter que les plannings annuels étaient déjà très perturbés par les arrêts pour contrôles des ségrégations de carbone en 2017, par les arrêts des 4 tranches de Tricastin durant 2 mois en octobre-novembre 2018 et ceux de 3 tranches de Cruas pendant 6 semaines en novembre-décembre 2019 pour les contrôles post séisme du Teil. Bref, le parc n'arrive pas à retrouver une « vitesse de croisière ».
- Il a fallu **réorganiser le planning** complet de l'année mais surtout celui du **passage de l'hiver**. Malgré les efforts du parc et l'accord de l'ASN pour décaler certaines épreuves décennales, seules, pour l'instant, 5 tranches (à voir) pourront faire le saut de l'hiver grâce à des arrêts actuels pour économie du combustible.
- Compte tenu de la puissance exportée, il serait possible d'en décaler 2 supplémentaires, mais RTE veut de la réserve tournante en raison du haut niveau relatif des électricités intermittentes. Et Bruxelles examine si ce n'est pas un moyen de manipuler les prix de marché. Donc **dossier EDF-DGEC auprès des autorités de la concurrence**

PUISSANCE DISPONIBLE HIVER 2020-2021

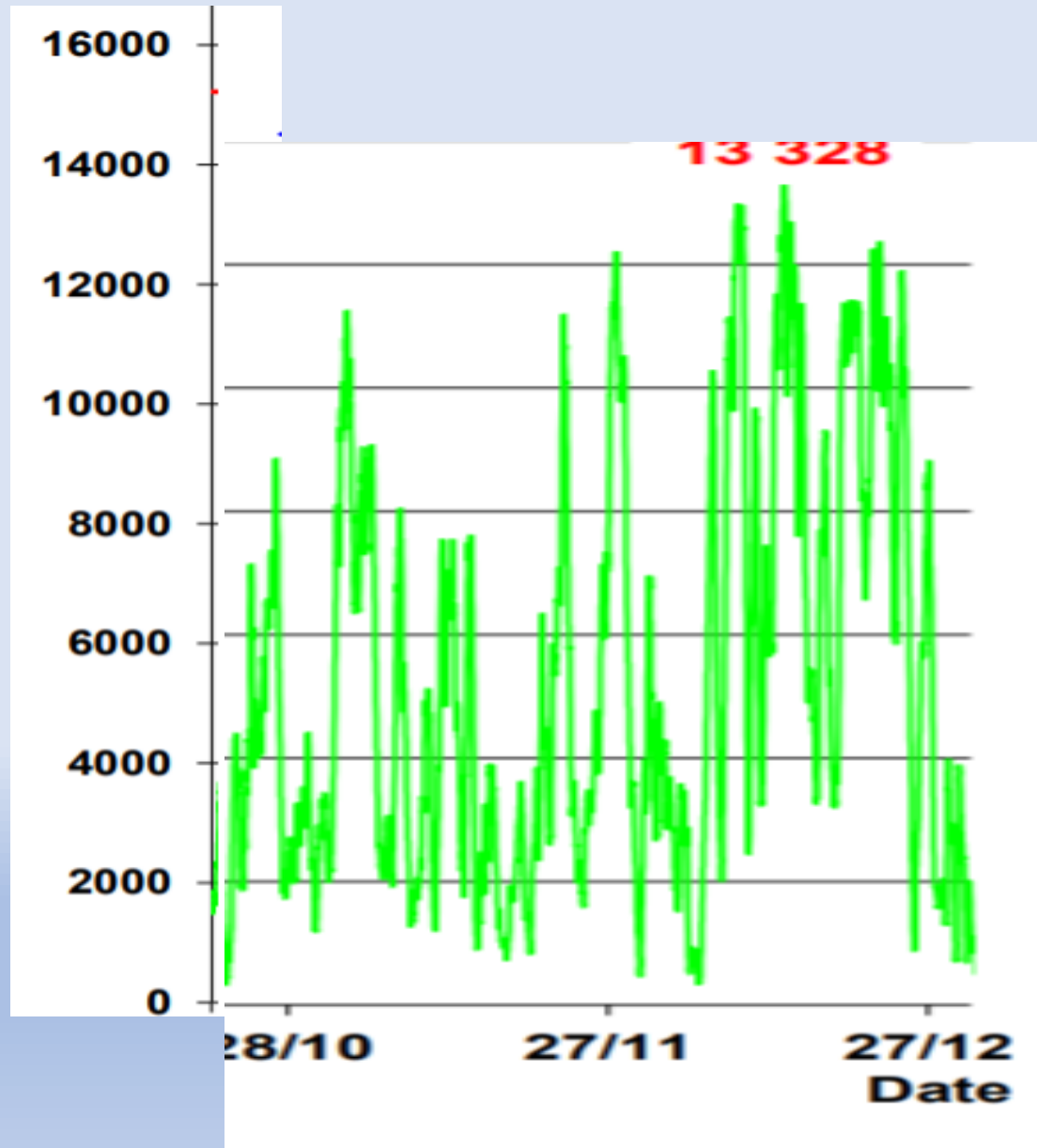
- Dans la situation actuelle et en supposant aucun nouveau retard, **une vingtaine de tranches seraient à l'arrêt durant l'hiver** outre les arrêts définitifs des 2 tranches de Fessenheim. Cela donne environ **40 GW de nucléaire**.
- **Le total pilotable disponible à la pointe, vu d'aujourd'hui, serait de 70 GW** (pm 102 GW appelés en février 2012). C'est **nettement insuffisant**. RTE devrait tirer la sonnette d'alarme.
- Le PV est à 0 à 19 h 00.
- La seule garantie éolien est 1 % de la puissance installée soit 200 MW.

Nucléaire	40 GW
Cycles combinés au gaz	6 GW
Cogénération gaz	6 GW
Thermique Charbon	3 GW
Hydraulique de pointe	15 GW

- Fessenheim étant arrêté, la puissance nucléaire totale n'est plus que de 61 GW, ce qui affecte la puissance totale garantie de 2 GW.



VARIATION DE PUISSANCE DES ÉOLIENNES



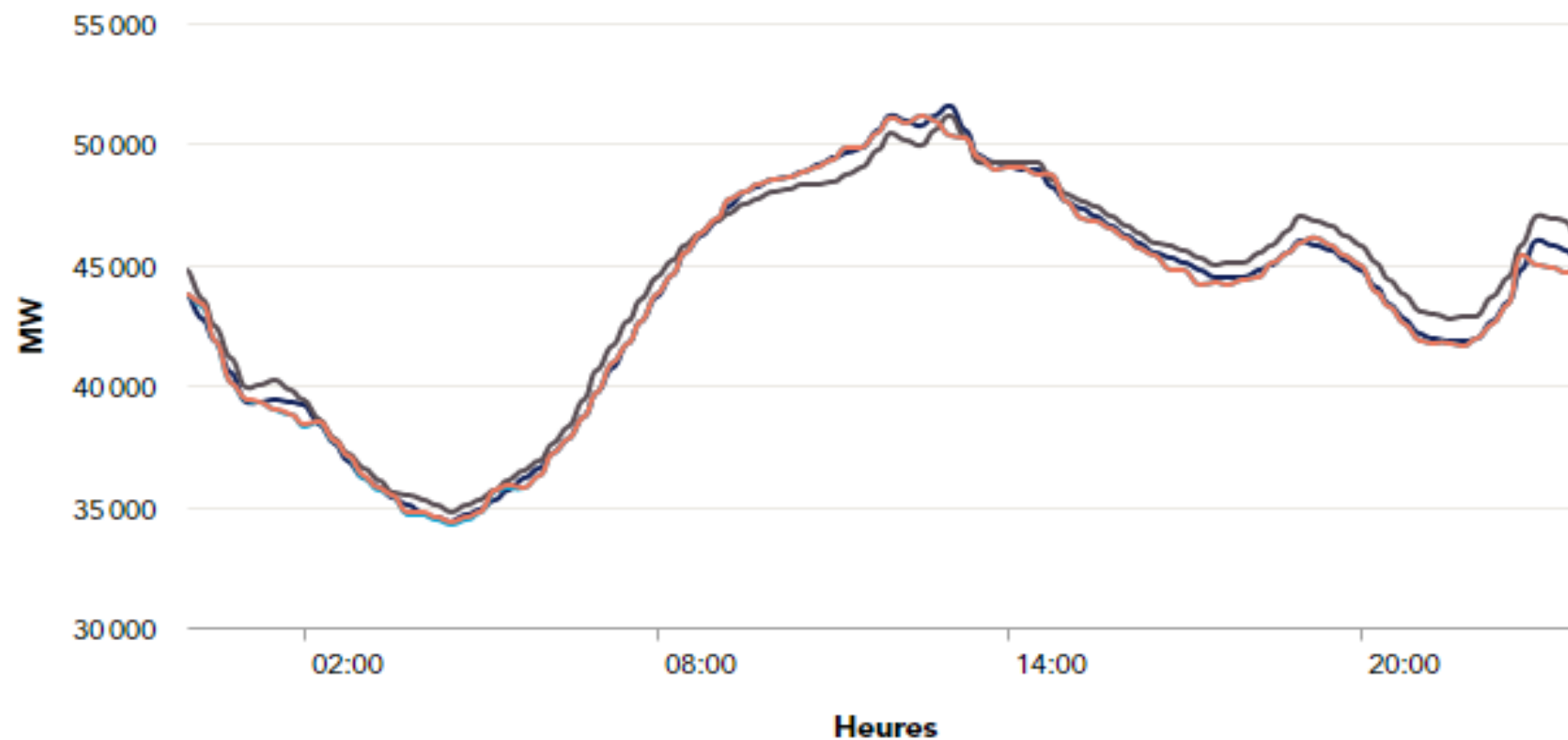
**Minimum éolien 2019
96 MW le 25-08-2019**

3 - RAPPEL DU FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ELECTRIQUE

- Le système électrique n'est pas ce que l'on entend souvent, le réseau de fils et de pylônes.
- C'est le réseau électrique avec toutes les **sources d'injection** d'électricité synchrones et les **points de consommation**.
- Le réseau sert simplement à **interconnecter** les points d'injection et les points de soutirages les plus proches.
- Cet ensemble obéit aux lois physiques de Kirchhoff.
- C'est un dispositif « vivant », aussi fragile qu'un château de cartes.
- Grâce aux interconnexions, le système électrique de l'UCTE couvre pratiquement toute l'Europe Continentale.
- **L'UCTE est le plus puissant et le plus fiable des réseaux synchrones du monde avec 400 millions de points de soutirage.**
- Les pays interconnectés via des lignes à courant continu ne font pas partie du réseau synchrone UCTE.

3 - RAPPEL DU FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ELECTRIQUE

- L'électricité ne se stocke pas d'où l'équilibre permanent pour que la production soit égale à la consommation.
- 1. RTE prévoit de façon assez précise la courbe de consommation du lendemain et définit **un programme de marche** des installations pilotables.
- 2. En cas de déséquilibre, l'écart de fréquence agit directement et **automatiquement** sur l'ouverture ou la fermeture des robinets d'admission de vapeur, de gaz ou sur les robinets d'eau de certaines centrales hydrauliques = **Réglage primaire**.
- 3. Il faut reconstituer **manuellement** le réglage primaire en agissant sur d'autres centrales à la hausse ou à la baisse = **Réglage secondaire**.
- 4. Si arrêt imprévu d'une unité, RTE demande le démarrage d'une unité en réserve = **Réglage tertiaire**.



● Consommation 41788 MW

● Prévision estimée J 41800 MW

● Prévision initiale J-1 42800 MW

● Conso corr. eff. 41788 MW

ELECTRICITES INTERMITTENTES

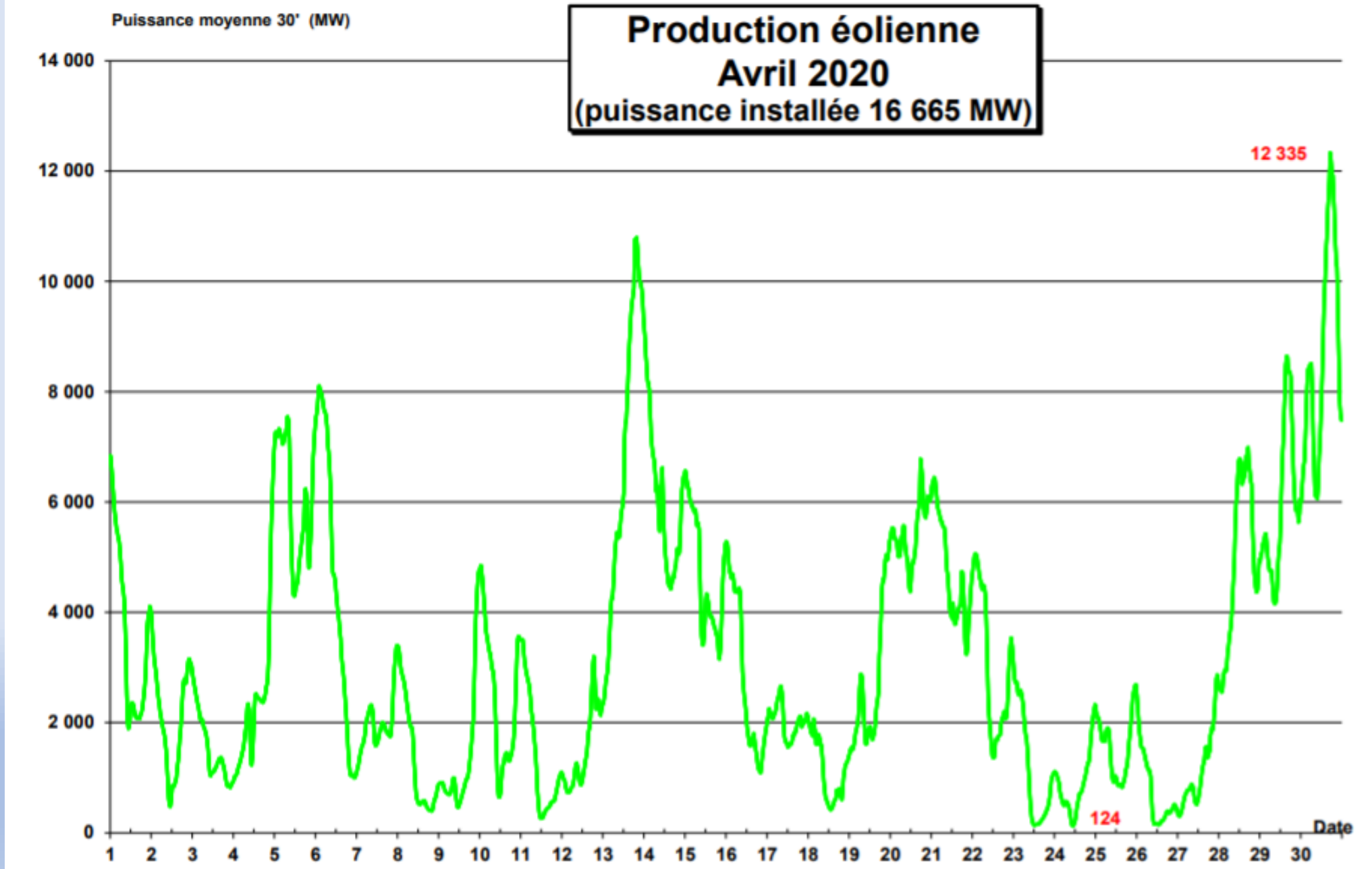
- Par définition, éolien et photovoltaïque sont non réglables et difficiles à prévoir.
- **Eolien**, l'écart entre prévision et réalisation est souvent de 30 %.
- Pour le **photovoltaïque**, il dépend de la luminosité, en pointe au zénith et baisse très rapidement. Il produit 4 fois plus en été qu'en hiver.

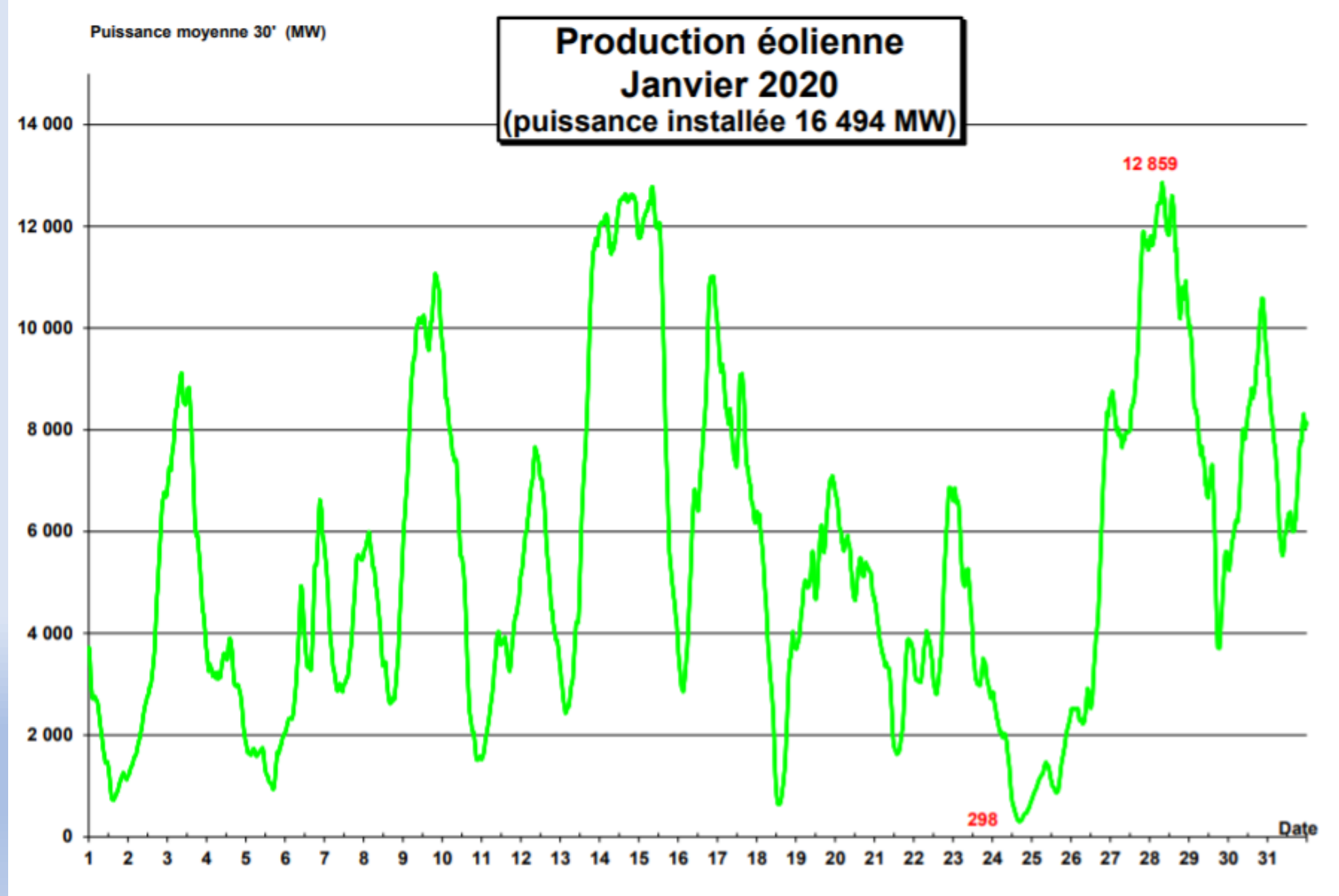
Ces deux moyens n'assurent aucun des 4 services au système électrique:

1. Programmation : Impossible, c'est du fatal.
2. Réglage de fréquence : impossible, on ne fait pas varier le débit du vent ou la luminosité.
3. Réglage de la tension : Impossible, ils ne produisent, ni n'absorbent du réactif.
4. Ils n'ont pas de puissance de court-circuit(pas d'inertie) indispensable au démarrage de moteurs de puissance par manque de moment d'inertie.

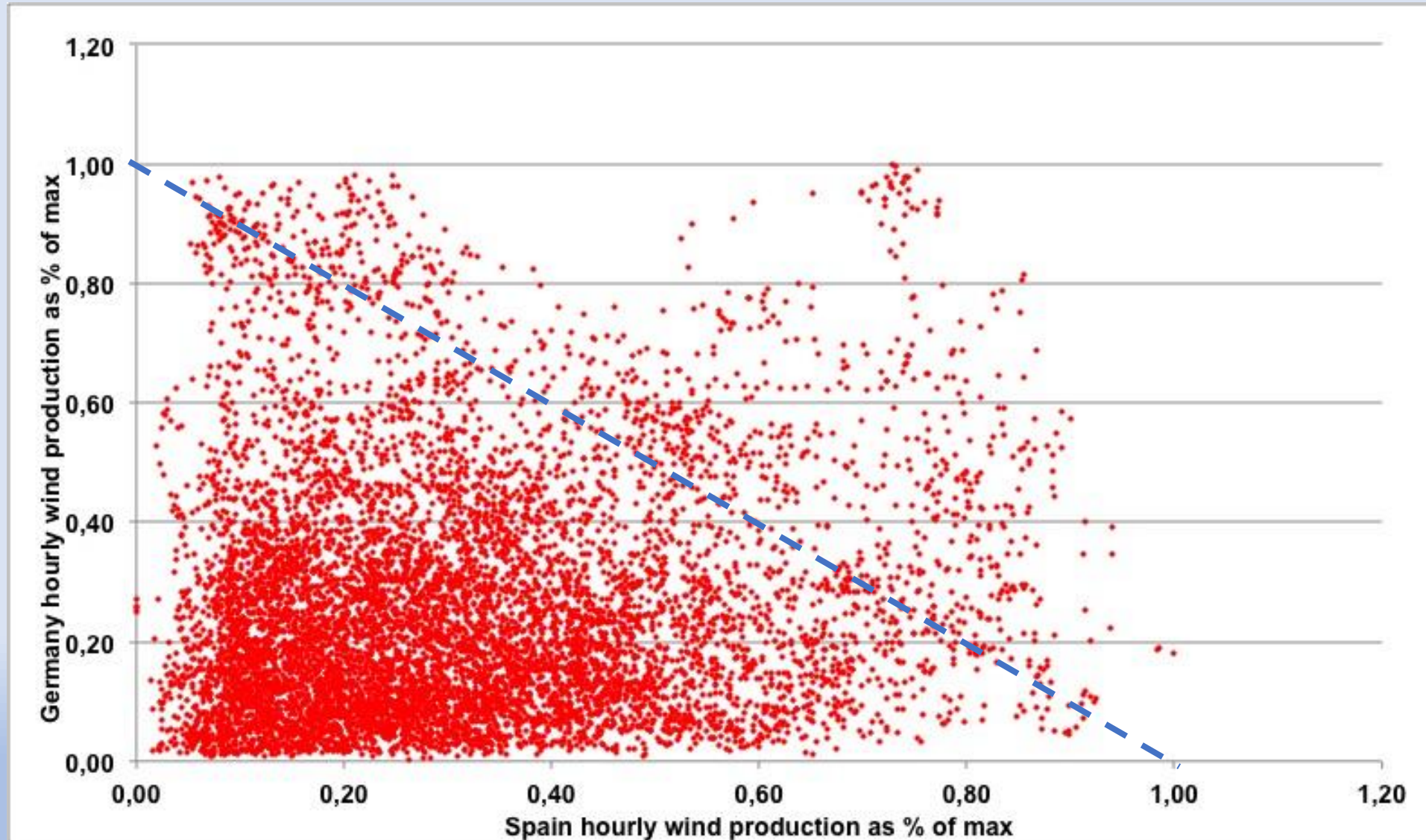
Un système électrique peut difficilement fonctionner avec plus de 40 % de puissance instantanée intermittente au-delà il devient instable en fréquence, en tension et le risque de black-out s'accroît. Il faut une « colonne vertébrale » de pilotable.

Or, nous sommes dans cette situation sur le réseau de l'UE (UCTE) en ce moment.





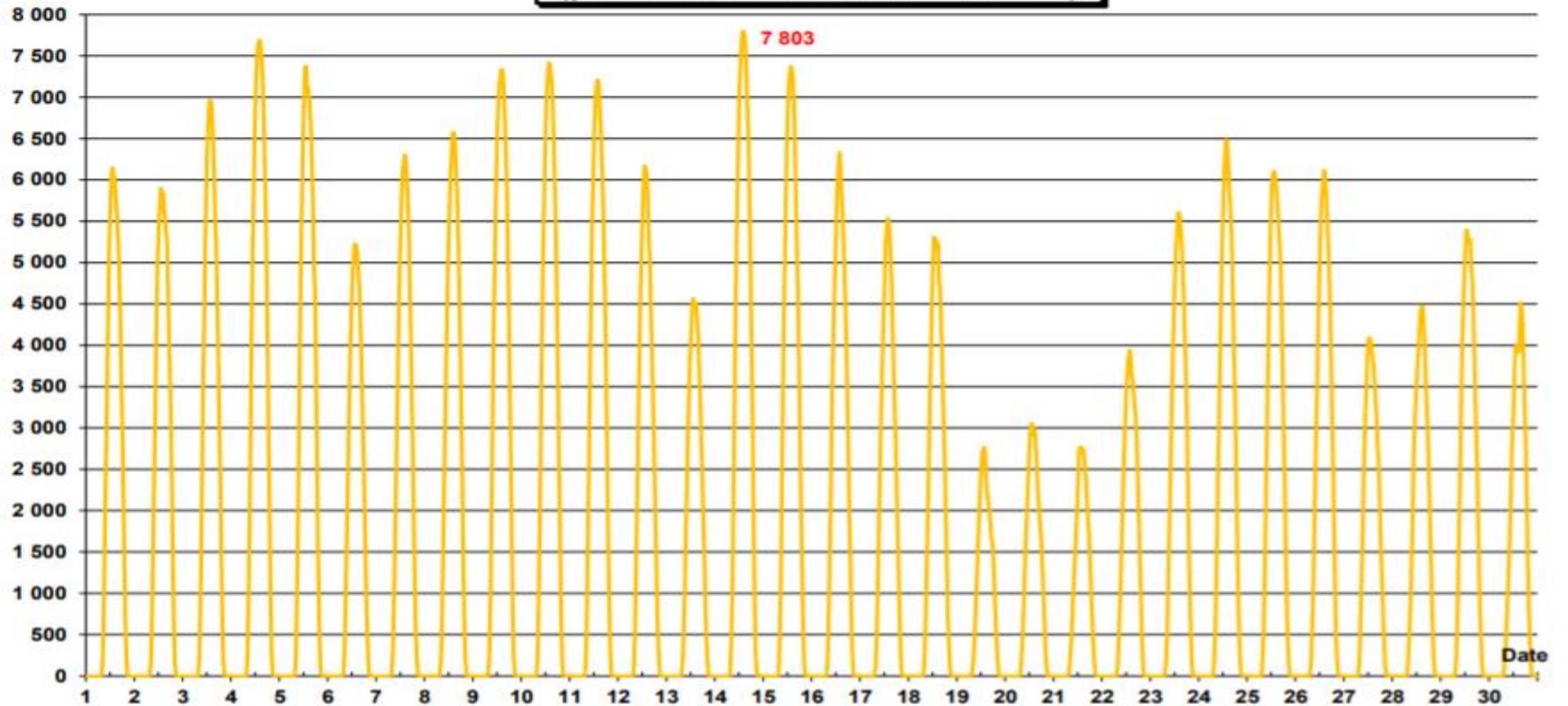
Il n'y a pas « toujours un peu de vent quelque part ». Il y en a ou il n'y en a pas



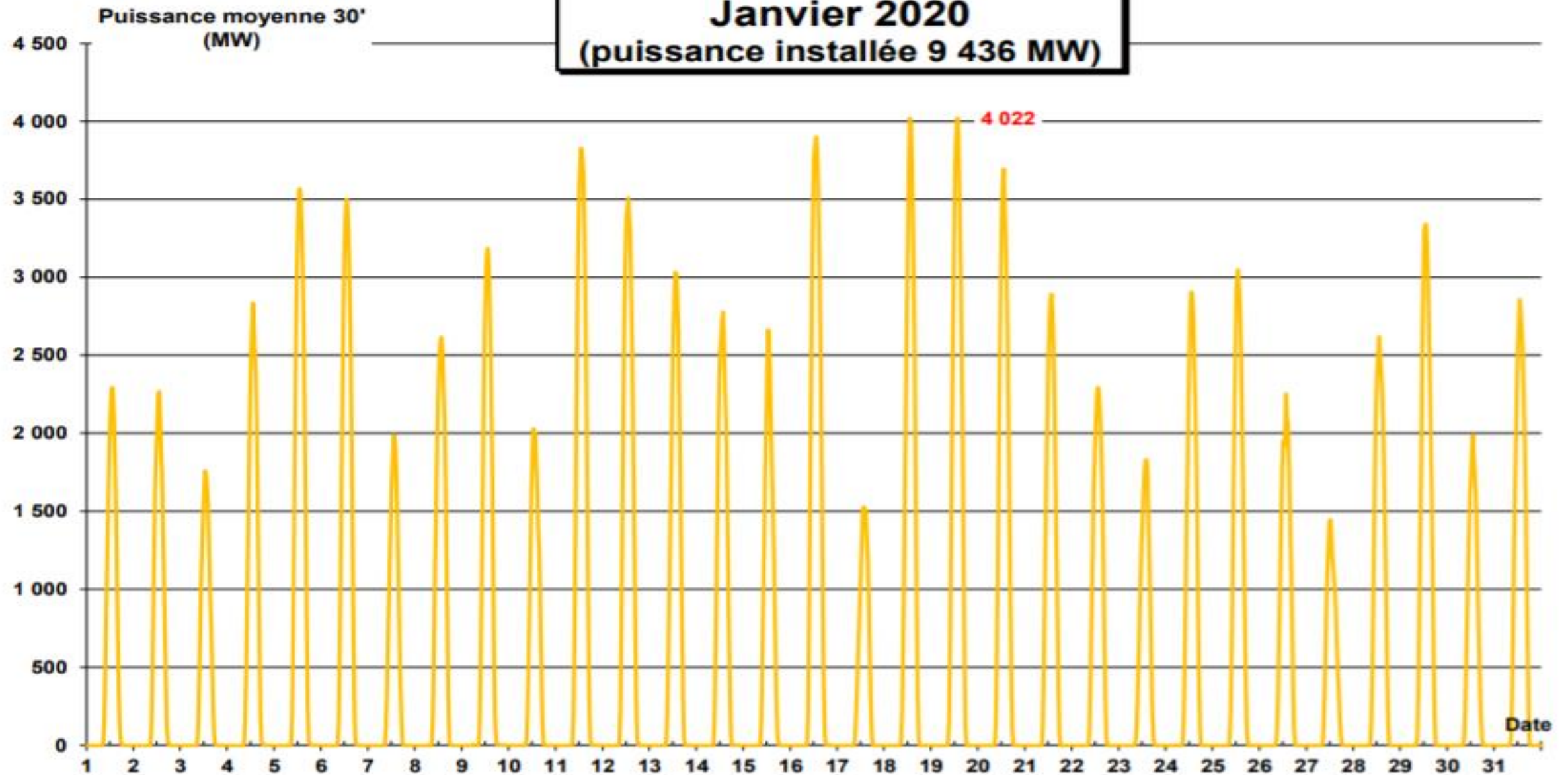
Production éolienne en Espagne vs production éolienne en Allemagne en 2016, heure par heure. Données ENTSOE via pfbach.dk

Production photovoltaïque Avril 2020 (puissance installée 9 491 MW)

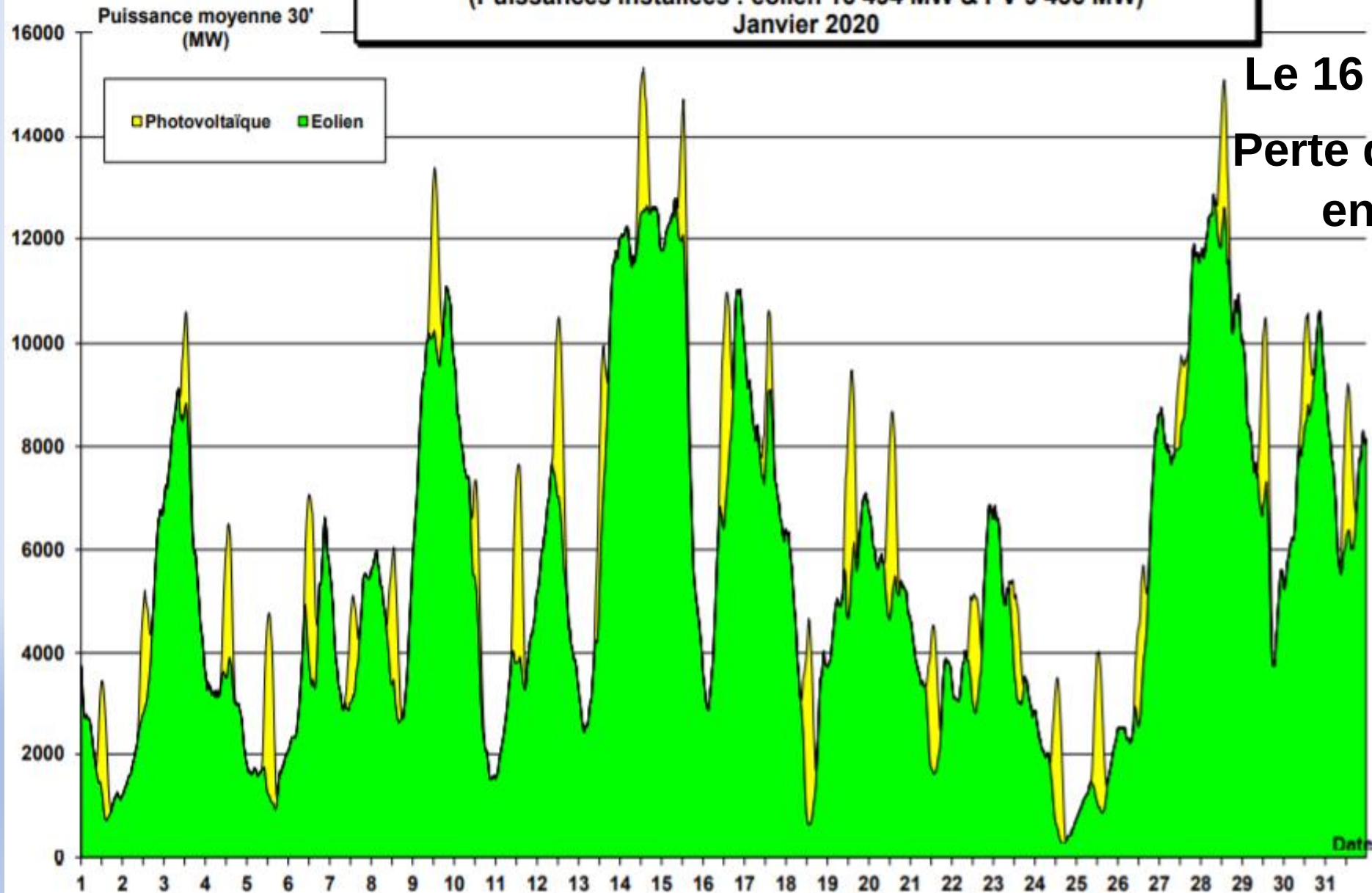
Puissance moyenne 30'
(MW)



Production photovoltaïque Janvier 2020 (puissance installée 9 436 MW)

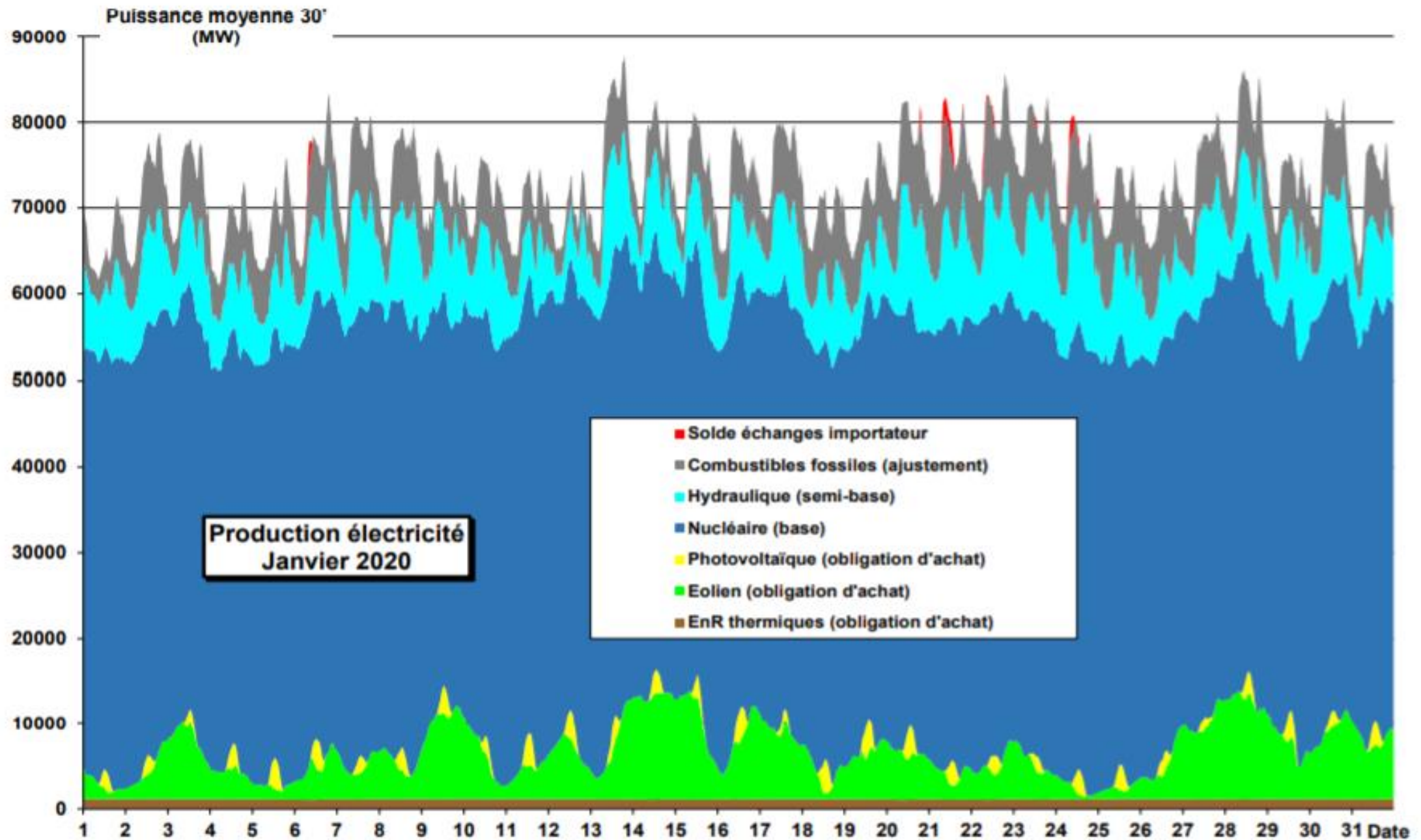


Production cumulée électricité origine énergies renouvelables intermittentes
(Puissances installées : éolien 16 494 MW & PV 9 436 MW)
Janvier 2020

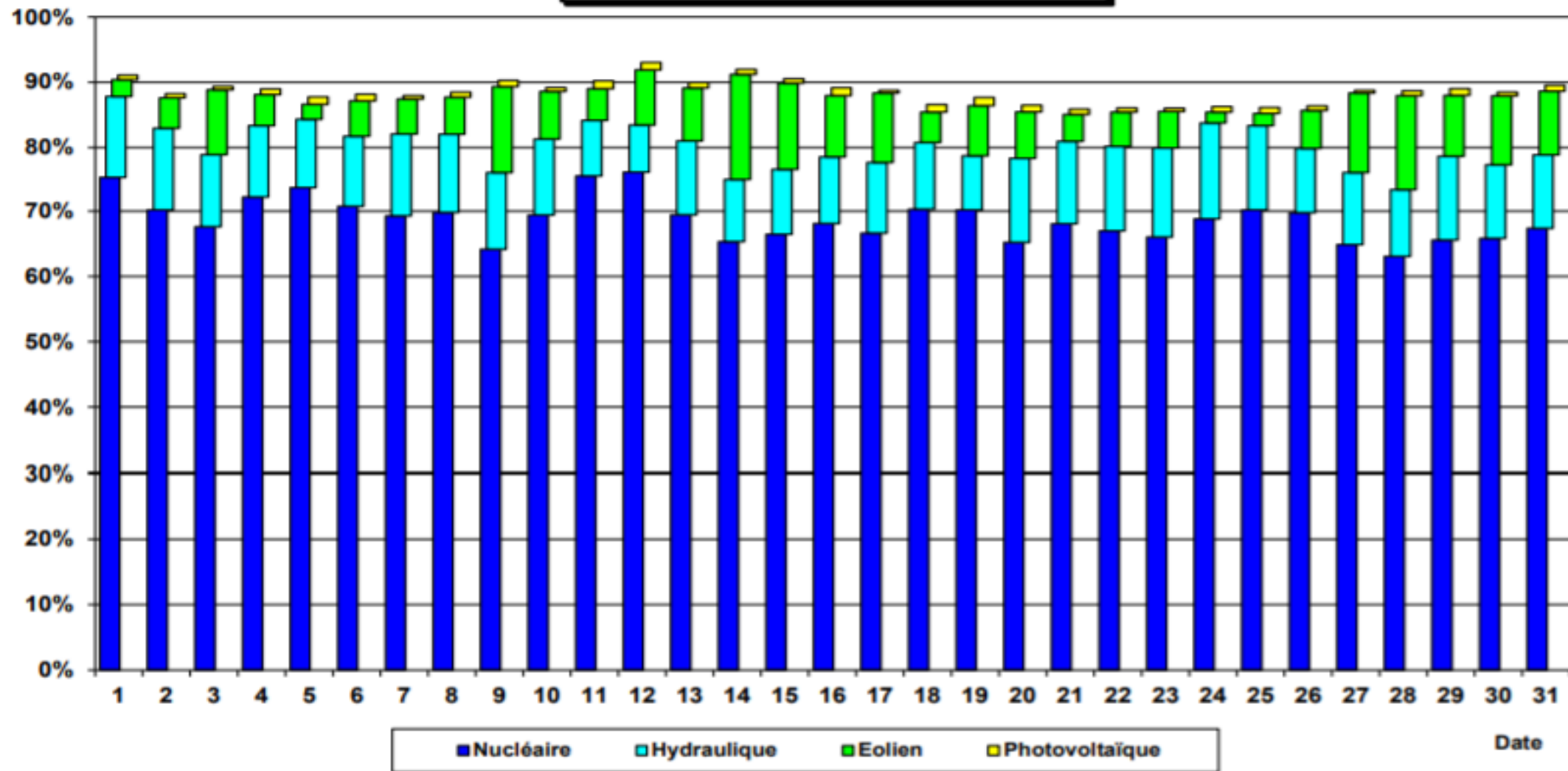


Le 16 janvier 2020.

**Perte de 12 000 MW
en 2 heures**



**% cumulé de production décarbonée
Janvier 2020**



4 - LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

- 1996- Directive de l'UE sur l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité.
- 2000 – Transposition en droit français.

Marché complètement faussé par le mélange :

- d'électricités pilotables qui devraient être vendues au-dessus du prix de revient (Règle de l'UE)
- et d'électricités intermittentes totalement payées par des subventions, donc vues comme à coût nul par les GRT.

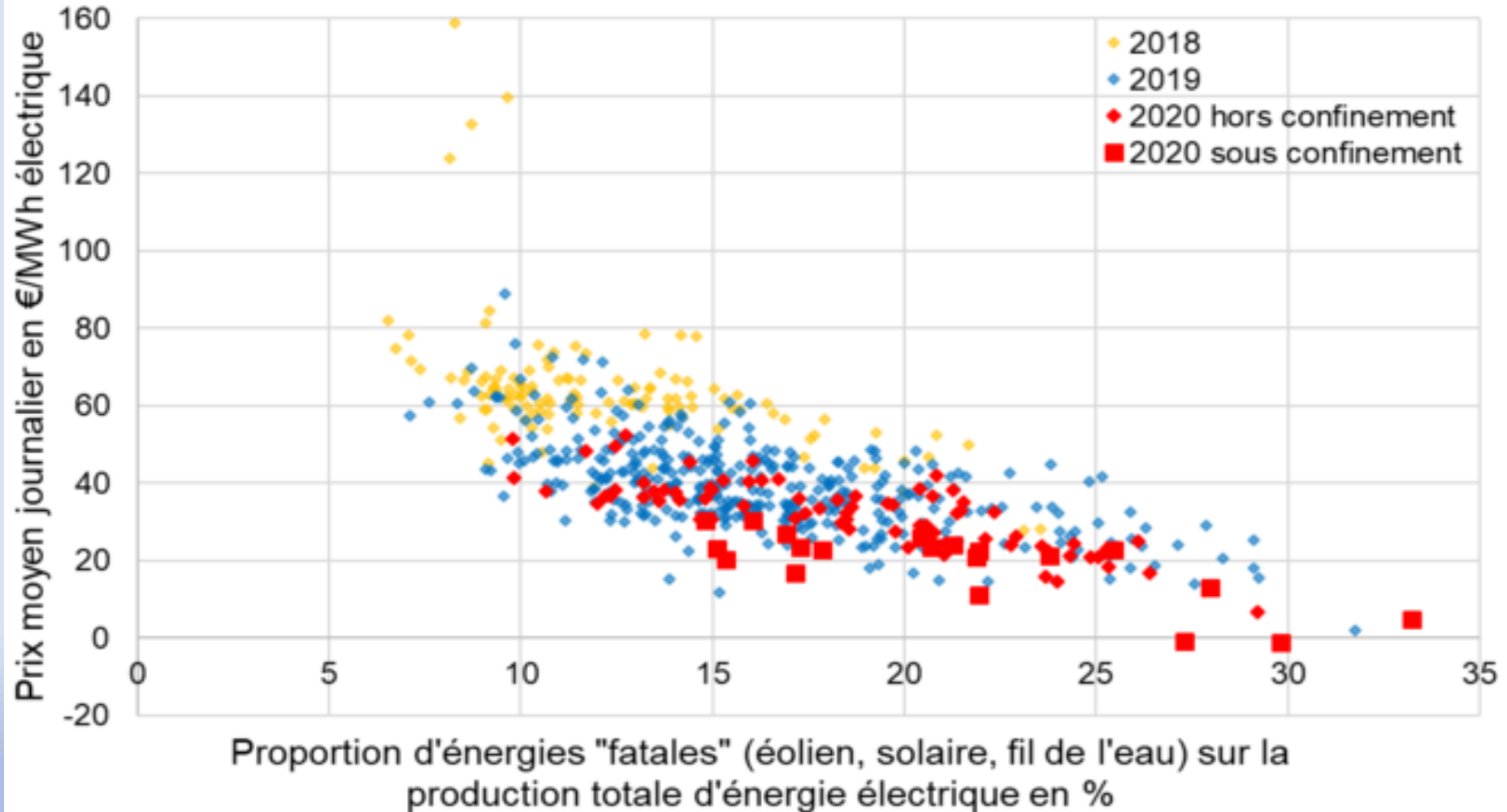
Or l'appel des moyens de production par les GRT se fait dans l'ordre des coûts marginaux croissants (coût du combustible).

En France, après les électricités intermittentes à coût **apparemment** nul, on trouve l'hydraulique au fil de l'eau et ensuite le nucléaire.

La figure suivante illustre bien le problème du prix de marché du mélange.

Au-delà de 30 % d'électricités intermittentes, le prix du marché spot arrive à 0 € et parfois négatif.

Influence de la proportion d'énergies fatales sur le prix moyen du MWh électrique en France



Au-delà de 30 % d'électricités intermittentes, le prix du marché spot arrive à 0 € et il est parfois négatif.

LE MARCHÉ SPOT

- Il existe un marché spot pour l'électricité en Europe sur lequel, les électriciens proposent leurs excédents éventuels de production avec un prix donné pour le lendemain ou le jour même si toutes les propositions n'ont pas été écoulées.
- Voici par exemple ce que donne la bourse européenne EPEX pour les achats du jour pour le lendemain, le 9 mai 2020 pour le 10 mai 2020.

ZONE DE MARCHÉ	HEURE DE FERMETURE	PRIX (PAR MWH)	VOLUME (EN MWH)
FRANCE	12 :00	10,49 €	340 806,

La France propose donc une puissance de 14 MW pendant toute la journée mais à un prix qui, dans les conditions actuelles, est 6 fois inférieur à son prix de production.

Voici ce que donne la même bourse pour les achats du jour même, le 9 mai 2020.

ZONE DE MARCHÉ	HEURE DE FERMETURE (CET / CEST)	PRIX (PAR MWH)	VOLUME (EN MWH)
GB-IDA2	09 :00	£ 28,56	802.0
CH-IDA2	11 :15	19,79 €	507,3

LE MARCHE SPOT

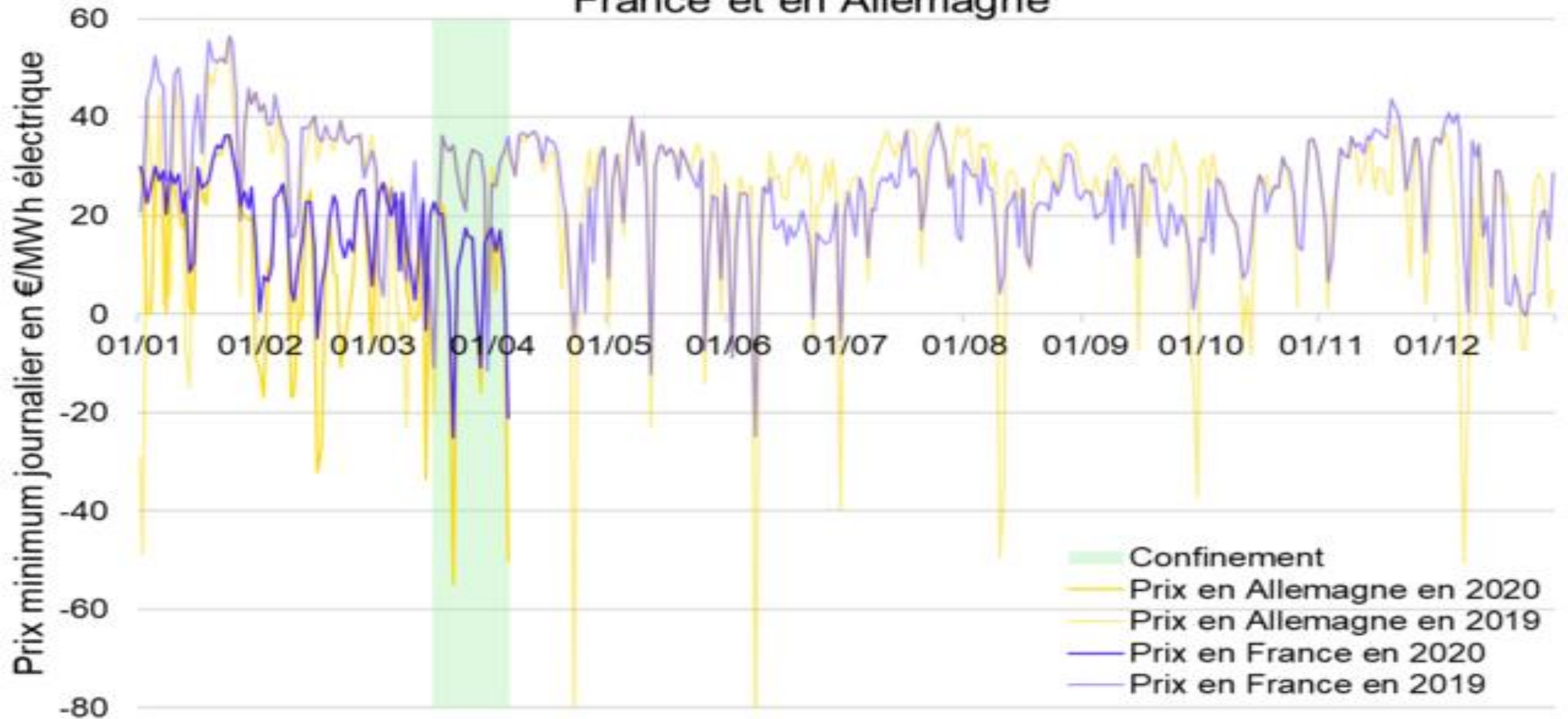
- En cas de déficit entre la production et la consommation sur le système électrique, les prix spot peuvent s'envoler. On a vu du 3000 €/MWh !
- La plupart des ventes entre un industriel ou un acteur économique important consommateur se font par contrat souvent pluriannuel et à prix fixe.
- Cependant certains industriels ont une consommation de base et une modulation au-dessus de cette consommation de base. Ils préfèrent acheter la « dentelle » sur le marché spot. C'est le cas aussi des **revendeurs d'électricité**.
- Les clients domestiques n'ont pas cette possibilité.
- **La tendance actuelle est à l'effondrement des prix spot. Or ils ont une grande importance, car ils servent de base pour la renégociation ou même la révision des contrats.**
- **Et pendant que les prix spot s'écroulent, les prix pour les particuliers qui incorporent les subventions des électricités intermittentes (non payées par les gros consommateurs) s'envolent. 8 Ms d'€/an en France (pour 12 à 14 Mds d'€) en 2020 et 30 Mds d'€/an en Allemagne.**

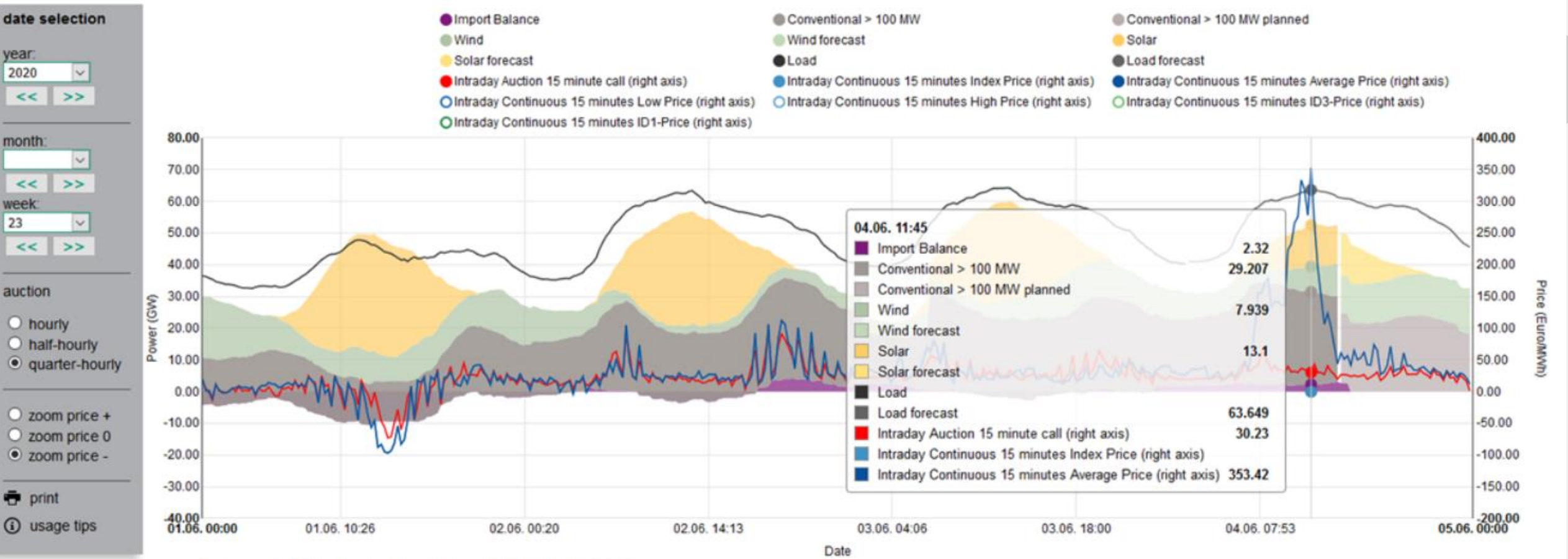
ETRANGE PARADOXE, MAIS LA REALITE

UBU ROI DU MARCHE DE L'ELECTRICITE - LES PRIX NEGATIFS

- Origine : L'addition de la **production** des électricités intermittentes et de la production des électricités pilotables est **supérieure à la demande** du système électrique pour l'une des deux raisons suivantes:
 1. Les GRT ont besoin d'une réserve tournante élevée pour assurer la stabilité du système électrique face aux variations des électricités intermittentes.
 2. Les opérateurs devraient arrêter les centrales pilotables pendant une courte période (de l'ordre de 2 heures) puis les redémarrer, ce qui est onéreux et surtout avec des constantes de temps inadaptées.
- Ce qui ne devrait jamais arriver dans un système électrique bien géré, où l'ajustement de la production à la consommation est automatique avec réduction de la production pilotable pour éviter la hausse de la fréquence, se produit :
 - **Il faut ajuster la fréquence en augmentant la consommation soit en payant des clients pour qu'ils consomment de l'électricité !!!! Du jamais vu par un authentique électricien !!! Le gaspillage absolu !! Alors qu'en réalité, il faudrait découpler les électricités intermittentes.**
- **Le seul produit qui a un prix négatif est le déchet : il faut payer pour s'en débarrasser. Dire d'un produit à haute valeur ajoutée comme l'électricité qu'il est un déchet est choquant pour le moins.**
- Marcel Boiteux: « Comment avoir les idées claires quand on marche sur la tête » ?

Evolution du prix minimum journalier du MWh électrique en France et en Allemagne





Le 4-06-2020 en Allemagne, l'éolien (8 GW sur 61 installés) et le solaire (13 GW sur 50 installés) sont très faibles. Et la prévision de consommation était à 64 GW . Prix spot du MWh = 353 € à 11 h 45.

Le lundi 01-06-2020 (éolien 8, 36 et PV 44 GW), d'où le creux de prix spot, dû au pic solaire ! Ceci confirme que le danger - pour le réseau - viendra plus du surinvestissement en PV que de l'éolien !!! Et ils continuent d'installer 3 ou 4 GW supplémentaires chaque année.

CONCLUSIONS PROVISOIRES

- Le confinement (covid 19) a eu un effet conséquent sur l'activité économique qui se répercute sur la consommation électrique.
- Les retards pris sur les révisions de tranches nucléaires feront que l'hiver 2020-2021 va être difficile à boucler, sauf si l'activité économique reste atone et si le temps est peu froid !
- Le MWh pilotable a un prix de revient de 60 €/MWh. La vente à 20 ou 30 €/MWh fait que tous les producteurs qui alimentent le système électrique synchronisé de l'Europe continentale (également connu sous le nom de zone synchrone continentale : réseau UCTE) et en garantissent la stabilité électrique sont dans un état financier catastrophique. Les électriciens de l'UE ont mis 50 ans à le construire.

➤ Résultats :

1. Les outils de production vont être arrêtés pour obsolescence économique, ce qui a déjà commencé. On estime une mise à l'arrêt de 110 000 MW d'outils de production pilotable dans l'UE dans les 10 ans à venir.
2. Les producteurs n'ont aucun fond propre pour réinvestir et de toutes façons on ne peut pas investir dans un nouvel outil quand les prix de marché sont inférieurs au coût de production de ce nouvel outil. Deux économistes reconnus, F. Lévêque et D. Finon parlent de "déglingue du marché"

Le black-out européen va très prochainement arriver et le black-start sera très difficile

MERCI POUR VOTRE ATTENTION!

DES QUESTIONS?





PROCHAINE CONFÉRENCE

Les essais du SUFFREN, et le programme des sous-marins de type Barracuda

Hervé GLANDAIS

Responsable Navire Armé BARRACUDA



ENSAM (à confirmer)

25 Septembre 2020 de 18h00 à 20h00

Inscrivez-vous au Groupe Régional SFEN/Sud-Corse

https://my.eudonet.com/specif/EUDO_04390/formulaire/default.aspx

SFEN.SUD-C@cea.fr