

Statistiques des données définitives de l'année 2019 :

Dossier de statistiques concernant la production et la consommation d'électricité de l'année 2019, statistiques établies à partir des mesures « définitives » fournies par RTE. Les mesures « définitives » sont des valeurs moyennes sur des périodes de 30 minutes pour la consommation et les différentes sources de production et sur des périodes d'une heure pour les échanges commerciaux.

Ce dossier comporte 41 pages, ci-dessous quelques explications et commentaires :

- La page 2 donne la synthèse globale de la production et de l'utilisation de l'électricité. Des informations sur le parc de production installé sont également présentées. Les valeurs de « facteur de charge » et de nombre d'« HEPP » sont deux manières de mesurer l'efficacité des sources de production. Il faut distinguer les sources « pilotables » pour lesquelles l'efficacité est contrôlée ; des sources « fatales », ou intermittentes, pour lesquelles l'efficacité est subie. Les facteurs de charge sont établis à partir des valeurs moyennes du parc installé. Un graphique permet de voir l'évolution du parc installé (hors hydraulique, quasi constant, et hors nucléaire constant) de 2009 à 2019. Ce graphique met en évidence la progression des parcs éolien et photovoltaïque ainsi que la réduction importante du parc charbon entre 2013 et 2015, il est ensuite constant depuis 2016. Le parc fioul est en forte baisse depuis 2015 mais constant depuis 2018 et le parc gaz en légère augmentation jusqu'en 2017 et constant depuis. Un point important sur l'évolution du parc est que si celui-ci augmente globalement depuis 2009 car le parc des productions fossiles ne diminue plus et les parcs renouvelables (éolien et photovoltaïque) augmentent. Il faut constater que la proportion de moyens pilotables diminue d'année en année. Les moyens pilotables représentaient 88,7% du parc total fin 2009, ils ne représentent plus que 74,2 % fin 2019. Cette évolution tend à fragiliser la stabilité du réseau électrique.
- La page 3 donne les cumuls détaillés des productions thermiques (fioul, gaz et énergies thermiques renouvelables) et des productions hydrauliques. Pour le fioul la part cogénération est de 26,1 %, pour le gaz la part cycle combiné est de 65,5 % et pour les énergies thermiques renouvelables la part déchets est de 46,5 %. Pour l'hydraulique la part la plus importante provient des productions « fil de l'eau et éclusée » (66,6 %).
- Les pages 4 (en valeurs) et 5 (en pourcentage) présentent l'utilisation de l'électricité produite en 3 catégories :
 - La consommation (87,9 %),
 - Le solde des échanges exportateur (10,9 %),
 - Le stockage dans les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) (1,2 %).
- Les pages 6 (en valeurs) et 7 (en pourcentage) présentent la production de l'électricité produite en 6 catégories plus le solde importateur.
- Les pages 8 à 27 permettent de voir les détails de production et de faire quelques comparaisons. On peut noter en particulier :
 - Page 10 : la production à partir du fioul, hors cogénération, est principalement utilisée sur les périodes de forte demande de production.
 - Page 11 : la différence importante de production de la cogénération à partir du gaz selon les saisons est liée à une tarification différente été / hiver.
 - Mise en évidence des variations de production journalière des sources intermittentes :
 - Page 15 : éolien en puissance sur les moyennes 30 minutes (maximum 13 202 MW le 13/12 et minimum 102 MW le 25/08),
 - Page 16 : éolien en production journalière (maximum 280,8 GWh le 13/12 et minimum 11,5 GWh le 31/05),
 - La page 17 montre la plage de variation journalière de la production éolienne,

- Page 18 : photovoltaïque en puissance sur les moyennes 30 minutes (maximum 7 430 MW le 13/05),
 - Page 19 : photovoltaïque en production journalière (maximum 63,2 GWh le 13/05 et minimum 5,6 GWh le 11/12),
 - Page 20 : cumul éolien et photovoltaïque en puissance sur les moyennes 30 minutes (maximum 16 245 MW le 13/03 et minimum 291 MW le 31/05),
 - Pages 21 : présentation du cumul des productions éoliennes et photovoltaïques.
- Page 22 : variation des productions intermittentes, celles-ci atteignent plusieurs centaines de MW en 30 minutes.
- Page 23 : production hydraulique et fonctionnement des STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) 6,4 TWh (1,2% de la production) ont été utilisés à pomper de l'eau dans les STEP et constituer ainsi un stockage d'énergie qui fût ensuite restitué par turbinage.
- Page 24 : détails des différentes productions hydrauliques. La part très importante du « fil de l'eau + éclusée » a diminué à partir de juin puis augmenté à partir de novembre.
- Page 25 : production totale, consommation et production du parc nucléaire (mesures journalières),
- Page 26 : part du nucléaire dans la production et facteur de charge du parc nucléaire (mesures journalières), ce graphique met en évidence la faible variation du pourcentage de production nucléaire au long de l'année dont la valeur moyenne est de 70,8 %, à l'exception du mois de novembre où s'est ajouté aux arrêts planifiés des tranches l'arrêt imposé pour vérifications aux tranches de Cruas suite au tremblement de terre du 11 novembre.
- Page 27 : la comparaison production éolienne / production combustibles fossiles met en évidence la compensation du manque de vent par l'utilisation des combustibles fossiles, en particulier pendant les périodes froides (mesures journalières).
- Les pages 28 à 30 permettent de voir les détails de production mois par mois.
 - Page 28 : répartition des différents moyens de production en pourcentage de la production totale.
 - Page 29 : répartition des différents moyens de production en énergie.
 - Page 30 : répartition mensuelle des différents moyens de production.
- Page 31 : puissance maximum, températures de référence et température réalisée (mesures journalières).
- Page 32 : valeurs extrêmes mensuelles de production des énergies intermittentes et évolution des parcs au cours de l'année.
- Page 33 : facteurs de charges journaliers des productions intermittentes.
- Les pages 34 à 36 donnent une analyse des facteurs de charge (éolien, nucléaire et photovoltaïque) en classes de 10 % sur des périodes différentes (jour, 3 h et 30 min). Ces 3 graphiques peuvent paraître redondants mais ils permettent de mettre en évidence des variations significatives :
 - Photovoltaïque : pour la période jour la répartition se fait sur 4 classes, par contre les valeurs pour les classes 3 h et 30 min sont très réparties et, même si cela est une évidence, on constate que 42,2% des périodes de 30 min sont à 0.
 - Nucléaire : peu de variation selon la période d'échantillonnage.

Il ne faut pas oublier que les facteurs de charge de l'éolien et du photovoltaïque sont « subis » alors que le facteur de charge du nucléaire est « piloté ».

- La page 37 donne les valeurs mensuelles de facteur de charge pour l'éolien, le nucléaire et le photovoltaïque.

Afin de prendre en compte l'évolution des parc éolien et photovoltaïque, les facteurs de charges présentés dans les pages 34 à 37 ont été calculés sur les valeurs mensuelles des parcs installés.

- La page 38 donne la quantité de CO₂ rejeté par kWh, elle est de 34,2 g/kWh en moyenne sur l'année.

- La page 39 donne le pourcentage mensuel de production d'électricité décarbonée, il est de 90,5 % sur l'ensemble de l'année.
- La page 40 présente le cumul journalier des échanges physiques transfrontaliers, ce cumul est importateur sur les périodes plus froides, fin janvier, novembre et début décembre.
- La page 41 présente le cumul annuel des échanges commerciaux transfrontaliers, ce cumul est présenté par pays ainsi que le cumul total. Le bilan de l'année est exportateur (58,4 TWh soit 10,9 % de la production).

Une analyse détaillée des échanges (mesures 30 minutes) révèle de très nombreux

échanges, en importation et en exportation, qui se trouvent lissés dans les présentations des pages 40 et 41.

L'année 2019 est marquée par :

- La production (535 TWh) a été légèrement inférieure à celle de 2018 (546 TWh).
- La consommation (470 TWh) a été légèrement inférieure à celle de 2018 (475 TWh).
- La poursuite de l'augmentation des parcs de production d'énergies intermittentes (éolien et photovoltaïque). Cette augmentation entraîne une augmentation globale du parc de production ce qui conduit à un facteur de charge global de 45,6 % en diminution par rapport à 2018 (47,3 %), ce qui aboutit à une augmentation des coûts de production.
- Une légère baisse des exportations (58,4 TWh) par rapport à 2018 (63,7 TWh).
- Une légère baisse du taux de production décarbonée (90,5 %) par rapport à 2018 (91,3 %).
- Rappel de quelques éléments particuliers signalés, dans les statistiques mensuelles, au cours de l'année :
 - Deux épisodes particuliers ont caractérisé le mois de juin :
 - la tempête « Miguel » des 7 et 8 juin où la production éolienne a été très forte, production éolienne qui a entraîné un effacement de la production nucléaire. Cet effacement n'apporte aucun intérêt sur la décarbonation de l'électricité.
 - un épisode caniculaire du 25 au 30 juin. Cet épisode met en évidence, selon RTE, une thermosensibilité aux fortes températures de 500 MW par degré.
 - Le mois de juillet a été marqué par un épisode caniculaire du 22 au 26 juillet. Les conséquences de cet épisode sont particulièrement visibles sur :
 - la consommation qui est plus forte du fait de l'usage des climatisations,
 - la baisse de production du nucléaire liée aux contraintes de refroidissement qui limitent les rejets en rivière,
 - une production de gaz à partir des turbines à combustion, de charbon et même des pointes de fioul, cet épisode marque la période où le CO₂ produit par kWh est la plus forte du mois, Ces constats sont inquiétants en prévision d'une augmentation de la fréquence de tels épisodes caniculaires.
 - Le mois de novembre a connu un épisode particulier à partir du 11 novembre, deux phénomènes se sont conjugués :
 - température basse,
 - arrêt des 3 tranches en service sur la centrale de Cruas pour vérifications suite au séisme en Drôme – Ardèche événement qui, ajouté aux retards sur certains arrêts de tranche, a baissé la disponibilité du parc nucléaire. Cette conjonction a abouti, suite à la baisse de production du nucléaire, à une utilisation importante de l'hydraulique (production record de 16 GW le 18 novembre), des combustibles fossiles et à une importation importante. La production éolienne a

été faible du 14 au 20 novembre. La production à partir du charbon n'avait jamais été autant sollicitée. La quantité de CO2 rejeté par kWh a été nettement plus importante entre le 12 et le 22 novembre.

Jean-Paul HULOT

PS les commentaires n'engagent que leur auteur.