



Le réchauffement climatique s'impose chaque jour davantage dans notre quotidien et rend indispensable une transition énergétique réussie

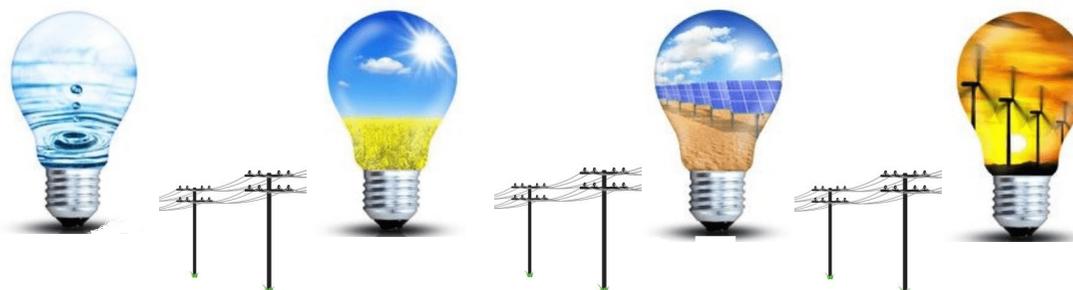
**Le Développement des Énergies Renouvelables
dans la Production d'Electricité
Enjeux et Réalités**



Pensez à répondre au quizz...

LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

ENJEUX ET REALITES



Animée par **Laurent BELLET** (Direction Développement Durable – EDF):

- **Panorama des Energies Renouvelables (EnR) et décarbonées**
Denis AELBRECHT, Directeur Technique Adjoint du Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF
- **Intégration des EnR dans le système électrique**
Olivier BAUD, Président fondateur d'Energy Pool
- **Impact des EnR sur les réseaux électriques**
Florent CADOUX, Président fondateur de Roseau Technologies
- **Contribution des Territoires**
Vincent CHARLET, Savoie Nova



Jeudi 22 octobre - Amphithéâtre du Manège de Chambéry

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Conférence en gestation depuis près d'un an, apparue de plus en plus nécessaire, face aux alertes de plus en plus fortes concernant l'ampleur du réchauffement climatique qui se prépare, et les conséquences de plus en plus dommageables qui vont en résulter pour la planète et ses habitants, mais aussi face à la méconnaissance technique et économique des réelles conditions de développement des EnR dans la production d'électricité.

Ambition de Savoie Nova, sur ce sujet important pour notre futur, de donner aux élus, aux acteurs économiques, à tous les citoyens, une information objective, assez complète, si possible dépassionnée, permettant ainsi à chacun de juger plus clairement de la situation en vue de porter, ou de soutenir, les actions pertinentes sur ce sujet.

Agir vite, et agir fort, pour réduire nos émissions de Gaz à Effet de Serre (les célèbres GES), car nous sommes loin de tenir les engagements de la COP21.

Objectifs:

1. de réduire les consommations d'énergie bien sûr, et dans tous les domaines, et
2. de développer les Energies Renouvelables pour réduire l'usage des énergies fossiles grosses émettrices de CO2.

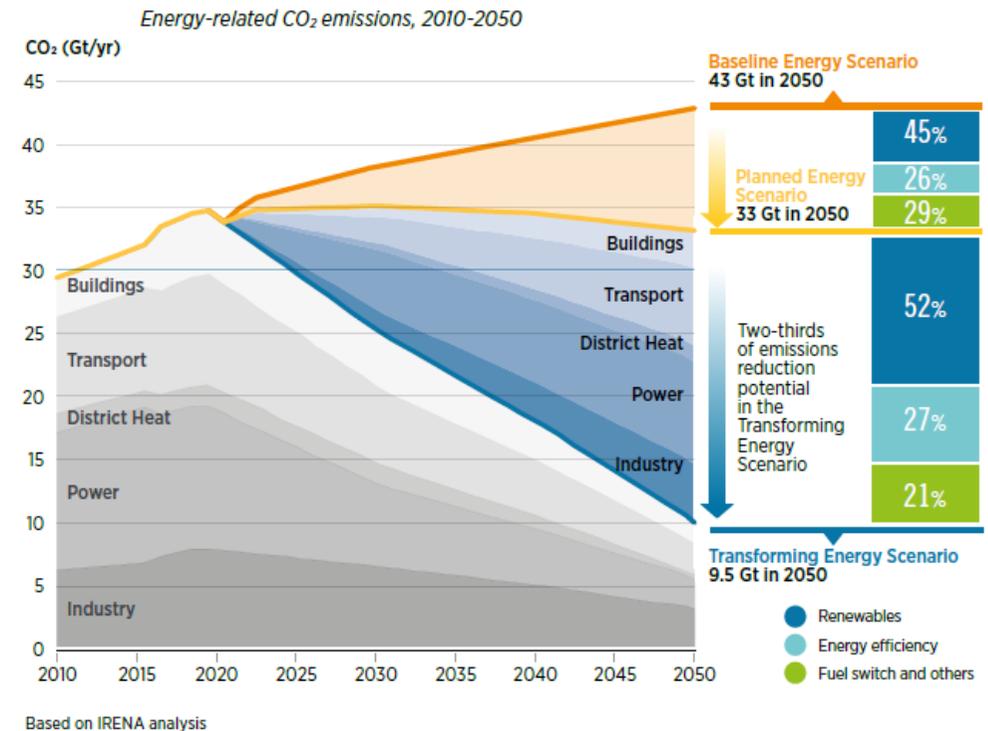
Introduction (1/2)

- Objectifs de la conférence-débat
- Réchauffement Climatique: les alertes se multiplient en intensité et conséquences
- Trop d'émission de GES, car trop de Consommation d'Énergie
- Il faut AGIR VITE et FORT -> engagements pris à la COP 21 (2015) ... pourtant loin d'être sur la trajectoire

Sachant que:

- Electricité prend part croissante dans le monde, car accompagne le développement économique.
- Système électrique régi par lois de la Physique: Chaque seconde, **Production=Consommation**

Comment, et à quelles conditions, peut-on intégrer une forte proportion d'EnR sans s'exposer à quelques désillusions?



- **Business as Usual: >3°C**
- **Engagement Actuel: +2.5°C**
- **Transition réussie: +1.5°C**

Diviser par 3 les émissions de CO₂ d'ici 2050 pour être aligné avec l'accord de Paris (trajectoire +1.5°C)

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Illustration sur le diagramme précédent de la trajectoire, de 2010 à 2050, au niveau mondial des émissions de GES occasionnées par le secteur de l'énergie, dans son ensemble.

Trajectoire croissante de 2010 à 2020, sans aucune inflexion depuis 2015 et la COP 21, puis 3 trajectoires possibles ensuite. Si on veut tenir les + 2.5 °C (depuis les débuts de l'aire industrielle) il nous faut arrêter de laisser croître les émissions de CO2 (c'est ce qui est prévisible si on en croît les plans énergétiques définis par les États). Et si on voulait rester à 1.5°C, une transition réussie alignée avec les accords de Paris, il nous faudrait diviser par 3 les émissions de CO2 d'ici 2050 (en quelque sorte faire chaque année la baisse faite en 2020 grâce à la réduction de l'activité économique due à la pandémie!)

Le choix a été fait de **nous concentrer sur la production d'électricité pour cette conférence**, pour 2 raisons principales:

- Parce que **les usages de l'électricité, la consommation d'électricité, se développent dans le monde, du fait des services remarquables que cette source d'énergie apporte** en accompagnant le développement économique et social de Milliards d'habitants. Et même si le besoin en énergie électrique est arrivé à maturité dans nos sociétés occidentales, il en va tout autrement dans la plus grande partie du monde qui n'a pas encore atteint notre niveau de développement (Plus d'un Milliard d'habitant sur la planète n'a pas accès à l'électricité).
- Parce que **le système électrique (Production-Transport-Distribution-Consommation) a des spécificités imposées par les lois de la Physique** (équilibre exigé à chaque instant entre Production et Consommation), que l'on ne peut se permettre d'oublier, faute de quoi on s'exposerait à de graves désillusions.

Comment, et à quelles conditions, peut-on intégrer une forte proportion d' EnR dans la production d'électricité. C'est ce qui sera présenté.

2 situations récentes nous interpellent et seront mieux comprises à l'issue de cette conférence:

- Le prix de vente de l'électricité sur le marché de gros européen qui est devenu plusieurs fois négatif (on vous paye pour que vous preniez de l'électricité! Paradoxal tout de même)
- Des coupures d'électricités significatives, à plusieurs reprises, au mois d'aout en Californie, état Américain qui a déjà plus de 30 % de son électricité fournie par des EnR.

Introduction (2/2)

- Clarification de positionnement
- Clarification de vocabulaire:
 - Puissance (P) = Watt, kW, MW, GW – ne pas confondre avec l'énergie = P x temps -> aspirateur de 1000W soit 1kW
 - Transition énergétique (=1 volet de la transition écologique) est divisée en 2 familles :
 - Energies vertes et bas carbone
 - Numérique
 - Focus sur le premier point ce soir même si le second est largement intégré dans tous les sujets
 - Renouvelable ne veut pas dire durable ... durable = 3 piliers équilibrés, ne pas oublier le volet sociétal
 - GES = CO₂, CH₄, N₂O, vapeur d'eau, ... par abus de langage on parlera de CO₂ car l'unité de mesure de tous ces GES est bien le CO₂eq (ou CO₂e)
 - Empreinte carbone (ACV – augmente depuis 1995) versus inventaire carbone (émissions en FR – baisse depuis 1995). Neutralité carbone 2050 est bien sur l'Empreinte carbone ...
 - Intermittence versus pilotables
- La production de GES (exprimé en CO₂e) est schématiquement le produit de 4 facteurs :
 - Nombre d'habitants x Niveau de vie par habitants x **Consommation d'énergie pour un niveau de vie donné x production de GES par unité d'énergie consommée**
 - Action réelle possible sur ces 2 derniers termes (équation de Kaya)

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Rappel de l'enjeu de la conférence, et de la volonté de « poser » un certain nombre d'éléments nécessaires à la bonne compréhension de la situation.

Quelques clarifications nécessaires:

Gaz à Effet de Serre (GES), dont le niveau de concentration dans l'atmosphère agit sur le Réchauffement climatique. Plusieurs gaz sont des GES, dont le plus connu est le gaz carbonique, ou dioxyde de carbone CO₂, mais il y a aussi le méthane CH₄ (20 fois plus « efficace » que le CO₂!), l'oxyde d'azote N₂O, et d'autres. L'unité de mesure des GES est le CO₂équivalent (CO₂eq) et par abus de langage **on parle de CO₂**.

Bien différencier la Puissance d'une installation (exprimée en Watt, ou en kW pour un individu, en MW pour une installation de production, en GW à l'échelle d'un pays), **et l'Énergie, produite ou consommée**, pour réaliser une tâche (produit d'une puissance mobilisée sur une certaine durée; elle s'exprime en Wh).

Quelques chiffres pour illustrer:

- La puissance disponible sur le réseau en France en été est de l'ordre de 50 GW (= 50 000 MW), et plutôt de l'ordre de 80 GW en hiver (avec des pointes possibles à 100 GW si très froid).
- La puissance d'une tranche nucléaire est de l'ordre de 1000 MW.
- L'énergie électrique produite par la France sur une année est de l'ordre de 550 TWh (550 000 GWh)

Renouvelable ne veut pas dire Durable. Cette notion de Développement Durable repose sur 3 piliers (économie/écologie/social): un développement économiquement efficace, socialement équitable, et écologiquement soutenable.

Intermittence versus Pilotable. Plutôt qu'Intermittent, on préférera parler de Variable **Non-Pilotable**, notion plus exacte et plus pertinente pour l'analyse de la production d'électricité, et la comparaison de l'apport des différentes sources d'énergie du Mix électrique.

Les énergies renouvelables et décarbonnées

Données et réalités

Denis Aelbrecht

EDF Hydro / Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH)
Direction Technique
(Savoie Technolac)



Emissions de Gaz à Effet de Serre (GES) : de quoi parle-t-on ?

- Gaz à Effet de Serre : pas uniquement CO₂, mais aussi CH₄, ...
 - Les émissions totales liées à la production d'électricité sont comptées en : **g CO₂ eq. / kWh**
- Besoin de compter les émissions sur tout le cycle de vie des technologies: construction, exploitation/production, maintenance, ...
 - Approche **Analyse du Cycle de Vie ou ACV**

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

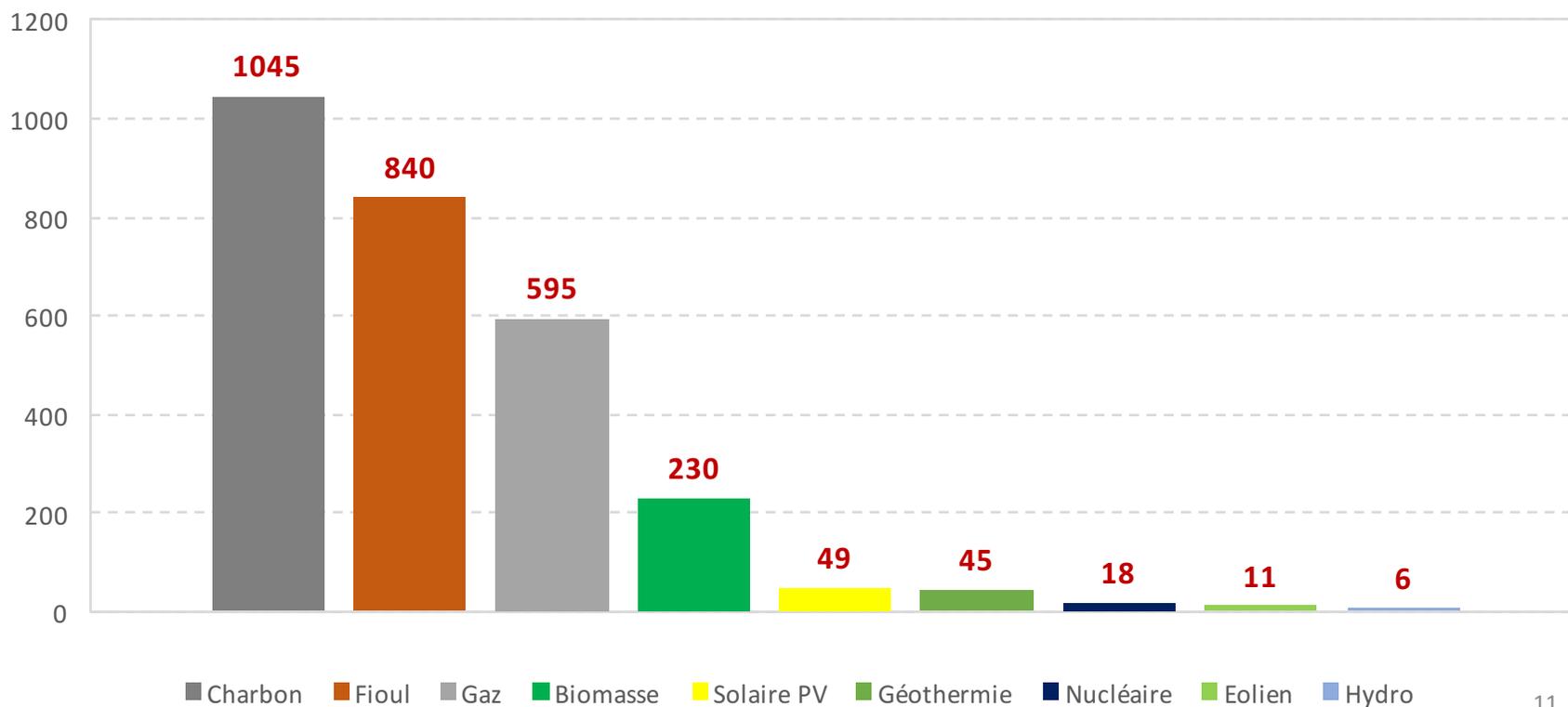
Vis-à-vis du Réchauffement climatique, l'élément primordial est celui des émissions de Gaz à Effet de Serre, les fameux GES. Par abus de langage, on parle souvent d'émission de CO₂, car celui-ci est un des principaux GES émis par l'activité humaine depuis les débuts de l'ère industrielle il y a plus de 150 ans. Mais il faut signaler aussi le méthane CH₄, produit par exemple par des activités agricole/élevage, qui a un pouvoir GES 20 fois plus fort que le CO₂.

Et comme les émissions de GES dans l'atmosphère ont un pouvoir cumulatif sur plusieurs dizaines d'années, et que cet effet sur le climat vaut à l'échelle de la planète, il est important de bien regarder l'ensemble de la production de GES sur tout le cycle de vie d'un produit, ou d'une activité, en France ou ailleurs dans le monde (par exemple pour des produits importés de Chine, en veillant à prendre en compte la contribution GES de la fabrication, puis du transport).

Teneur moyenne en CO2 eq. des filières de production d'élec.

[Source](#) : données GIEC / IPCC (2015)

Teneur moyenne en g CO2 eq. / kWh



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

On constate des valeurs extrêmement différentes, pour la production d'un kWh d'électricité, entre:

- D'une part le groupe des **énergies fossiles**, dont la **combustion** est utilisée pour produire de l'énergie thermique ensuite transformée en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Avec en tête le charbon à plus de 1000g de CO₂éq, puis le fioul, et enfin le gaz qui émet quand même près de 600g de CO₂ éq, soit un peu plus de la moitié du charbon.
- D'autre part des **énergies très peu carbonée**, moins de 50g de CO₂ éq, ou on retrouve les ENR bien connues que sont l'Hydraulique, le solaire Photovoltaïque, l'Éolien, mais aussi le Nucléaire, **car ne faisant pas appel à un processus de combustion.**
- Et entre les deux, on voit **la Biomasse**, surtout utilisée pour le chauffage, mais pouvant aussi être utilisée pour de la fourniture d'électricité (cogénération, biogaz). Mais sa teneur moyenne en CO₂ est difficile à caractériser précisément car elle fait bien appel à un processus de combustion, dont le caractère renouvelable mérite d'être débattu selon la filière utilisée.

On perçoit donc bien l'importance de réduire l'usage des énergies fossiles pour réduire très fortement les émissions de CO₂ de la production d'électricité.

France : sources de production d'électricité les moins émettrices en CO2 eq.

Hydro-électricité

- P = 25 GW (19%)
- Prod_an = 60,0 TWh (**11,2%**)



Eolien

- P = 17 GW (12,5%)
- Prod_an = 34,1 TWh (**6,3%**)



Source : RTE (2019)

Solaire PV

- P = 9,8 GW (7%)
- Prod_an = 11,6 TWh (**2,2%**)



Bioénergies

- P = 2,1 GW (1,6%)
- Prod_an = 9,9 TWh (**1,8%**)



Nucléaire

- P = 61,4 GW (46%)
- Prod_an = 380 TWh (**70,6%**)



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

On présente ici le panorama de ces énergies, en caractérisant aujourd'hui:

- Leur **puissance installée** (définie en GW, cad en Millions de kW)
- Leur **production annuelle d'énergie** (en TWH, cad en Milliards de kWh),

Et en indiquant en pourcentage leur contribution à la production d'électricité en France.

La différence de valeur entre le pourcentage en Puissance et le pourcentage en Energie caractérise le **facteur de charge** de ce moyen de production, c'est-à-dire sa capacité à délivrer sur la durée sa puissance de dimensionnement.

On peut voir les situations opposées du solaire Photovoltaïque, et du nucléaire. Le Photovoltaïque ne fournit que 2,2% de l'énergie produite alors qu'il est à 7% en puissance installée, car il ne produit que lorsqu'il y a du soleil (donc pas la nuit, pas quand il y a des nuages), alors que le Nucléaire produit 70 % de l'énergie alors qu'il ne représente que 46% de la puissance installée, car hormis la période des arrêts de tranche pour rechargement de combustible (environ 2 mois sur 12 ou 14 mois), la centrale peut fonctionner à 100%.

L'hydraulique et l'éolien sont sur ce plan dans une situation plus favorable que le photovoltaïque, et la Biomasse se positionne encore mieux car c'est un processus continu si on l'alimente correctement.

Il faut également signaler les potentiels de développement de ces différents moyens de production.

- Hydraulique: a sensiblement atteint son potentiel maximum car les fleuves, rivières, et sites de montagnes, sont maintenant équipés.
- Eolien et Solaire Photovoltaïque: ces énergies sont en croissance, par volonté politique au niveau français et européen, de développer ces énergies renouvelables, peu émettrices de CO₂éq. Et de nombreux sites sont équipables, dès lors que les conditions environnementales, sociétales, et économiques, le permettent.
- Bioénergies: une filière en plein développement, intéressante notamment pour le monde agricole, et l'exploitation raisonnée des forêts. A suivre avec attention quant à son réel caractère durable.

France : Filières de production d'électricité les moins émettrices en CO2 eq.

Source : RTE (2019)

Hydro-électricité

- P = 25 GW (19%)
- Prod_an = 60,0 TWh (**11,2%**)



Eolien

- P = 17 GW (12,5%)
- Prod_an = 34,1 TWh (**6,3%**)



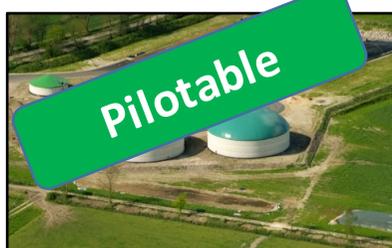
Solaire PV

- P = 9,8 GW (7%)
- Prod_an = 11,6 TWh (**2,2%**)



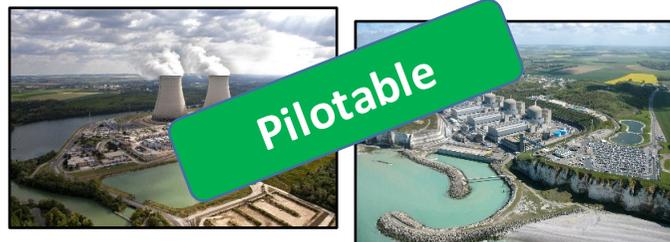
Bioénergies

- P = 2,1 GW (1,6%)
- Prod_an = 9,9 TWh (**1,8%**)



Nucléaire

- P = 61,4 GW (46%)
- Prod_an = 380 TWh (**70,6%**)



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Même slide que précédemment, mais il est porté en surcharge le caractère Pilotable, ou Non-Pilotable du moyen de production. Cette notion est essentielle pour le bon fonctionnement du système électrique, auquel les lois de la physique imposent qu' à tout instant soit assuré l'équilibre entre la production et la consommation. En France cet équilibre, qui était assuré autrefois par EDF, entreprise intégrée assurant une mission de service public ;est maintenant assuré par le gestionnaire du réseau RTE. Celui-ci a la connaissance des besoins prévisionnels de consommation ainsi que de la disponibilité des divers moyens de production, et organise l'appel des moyens de production nécessaires à la satisfaction du besoin.

Que signifie la notion de Pilotabilité ? Un moyen de production est considéré comme Pilotable s'il est possible de mobiliser sur demande l'essentiel de sa puissance nominale . C'est le cas d'un moyen de production thermique dès lors que le carburant est disponible ; c'est le cas aussi de l'hydraulique, au moins pour les usines de lac. Et c'est le cas aussi du nucléaire.

A noter toutefois que cette pilotabilité peut avoir des contraintes techniques , de rampe de prise de charge pour des moyens thermiques (afin de réduire les sollicitations thermiques) , ou de durée de fonctionnement pour les barrages avec la limite de baisse de côte autorisée.

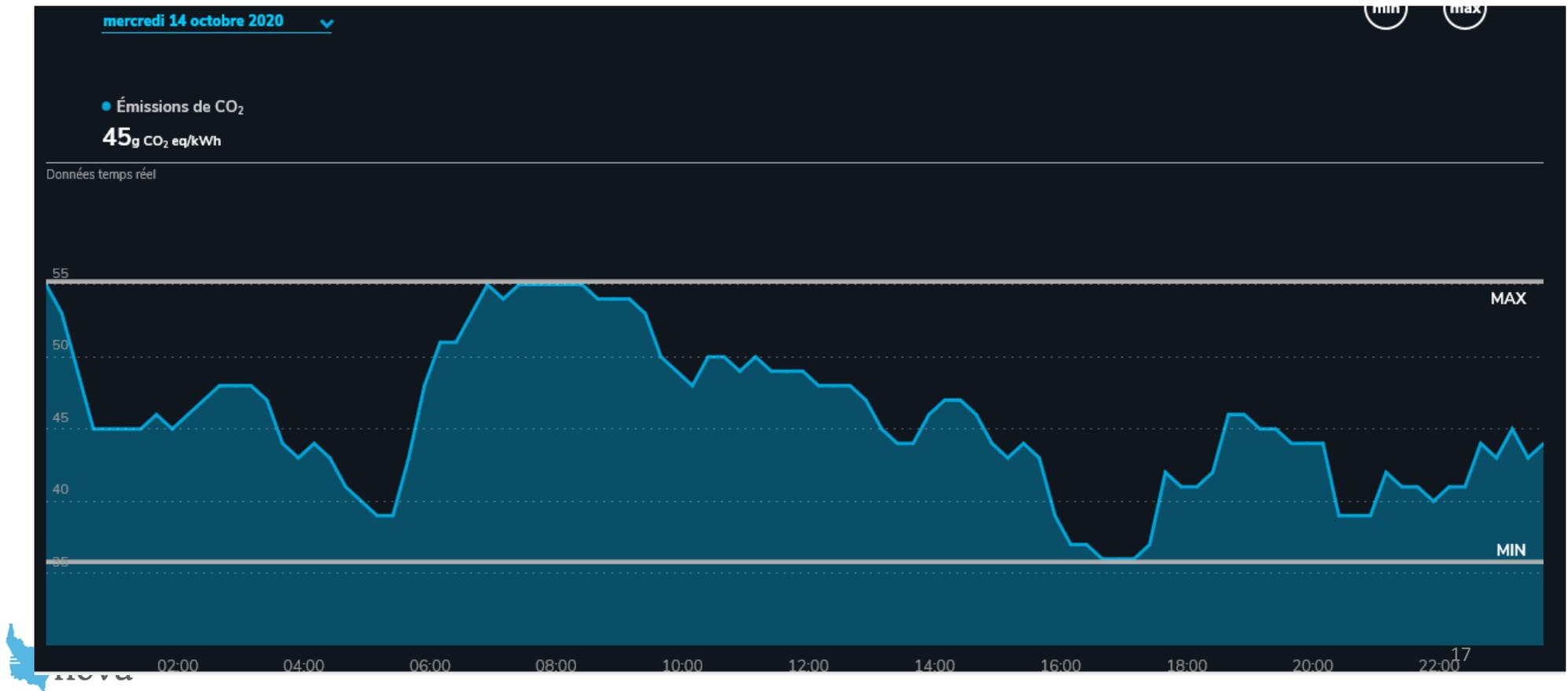
Avec cette définition essentielle, il apparait à l'évidence que **les EnR Solaire Photovoltaïque, ainsi qu'Eolien, ne sont pas pilotables puisque leur fonctionnement à puissance nominale nécessite des conditions météorologiques optimales**, et surtout que la puissance délivrée peut tomber à zéro , en cas d'absence de soleil(la nuit, ou quand il y a des nuages) ou en cas d'absence de vent(situation anticyclonique). Cette dépendance aux conditions météorologiques se traduit aussi par un facteur de charge de 25 ou 30 % seulement (ce qui veut dire que l'énergie fournie est en moyenne sur l'année égale à 25% de ce qu'elle pourrait être si elle fonctionnait tout le temps à pleine puissance).

On peut aussi évoquer comme EnR les énergies marines , qui peuvent être une usine marémotrice, une hydrolienne, ou une machine houlomotrice. Ces énergies, hormis l'énergie marémotrices, en sont encore au stade du développement. Mais elles présentent un caractère quasiment pilotable, ou tout au moins prévisible et régulier, du fait de la régularité des marées, des courants marins, voire de la houle, qui sont liés aux phénomènes de gravitation (mouvement des astres) et non pas à la météorologie.

Nous verrons dans la présentation d'Olivier Baud toute l'importance de ce caractère de pilotabilité.

Emissions CO2 temps réel sur le parc France

Appli « RTE-Eco2mix » – La journée du 14/10/2020 en France



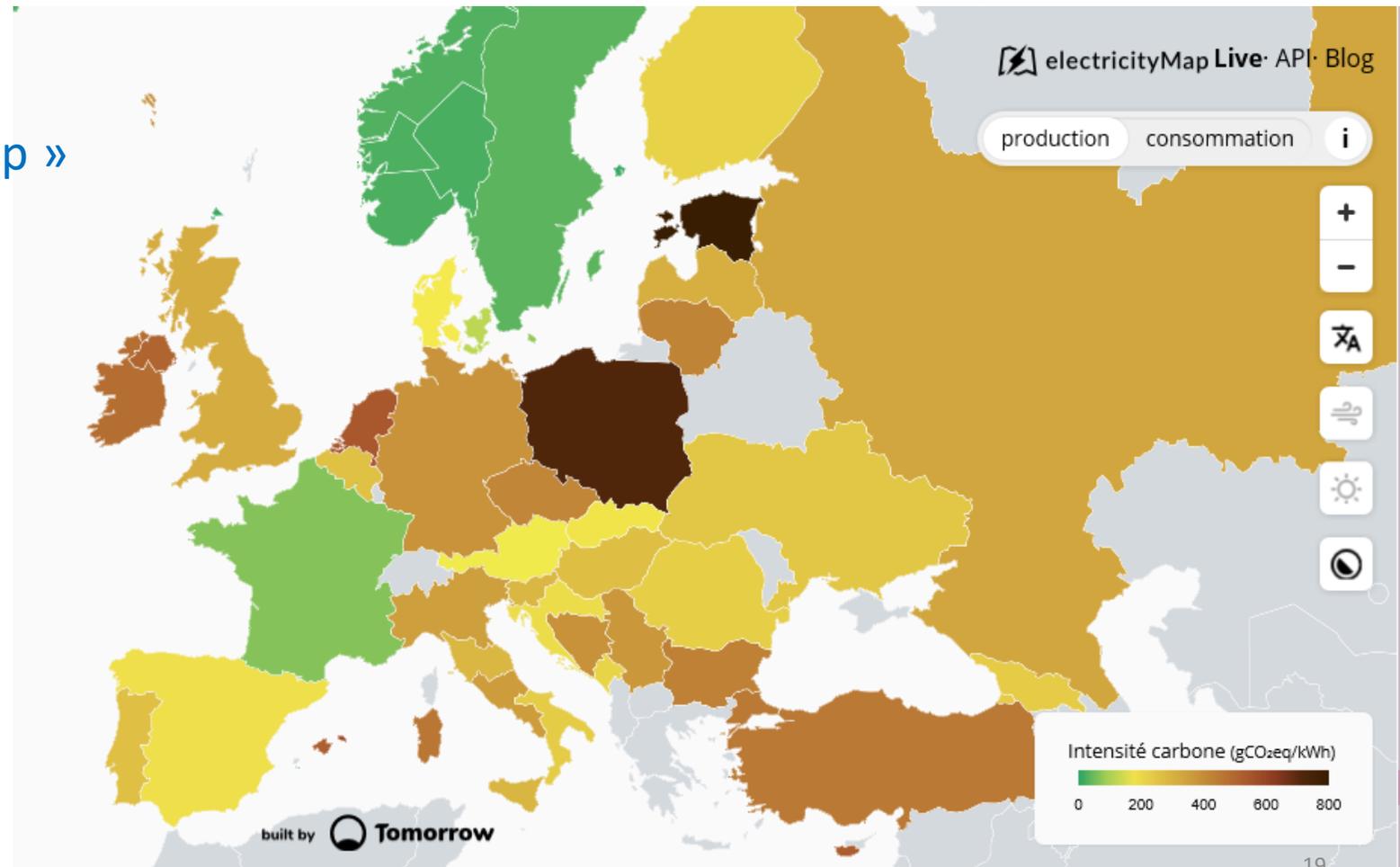
Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Possibilité de suivre en temps réel, sur l'application « RTE-Eco2mix », la quantité de CO2 émise par un kWh d'énergie électrique à chaque instant.

Ici la journée du 14 octobre 2020. On y constate que la production d'électricité en France a généré entre **35 et 55 g CO2 par kWh** produit, avec un maximum de 55 g à 0h00 puis entre 7h et 9h. Très certainement qu'à ces instants ont dus être appelés quelques moyens thermiques fossiles pour passer la pointe. **Mais le chiffre moyen sur la journée de 45 g CO2/kWh est remarquablement bas et caractérise une électricité décarbonée.**

Emissions CO2 temps réel en Europe

Appli
« Electricity Map »



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Sur l'application « Electricity Map », on peut aussi voir en temps réel, à l'échelle de chacun des pays européens, la performance de leur système électrique en matière d'émission de CO₂éq.

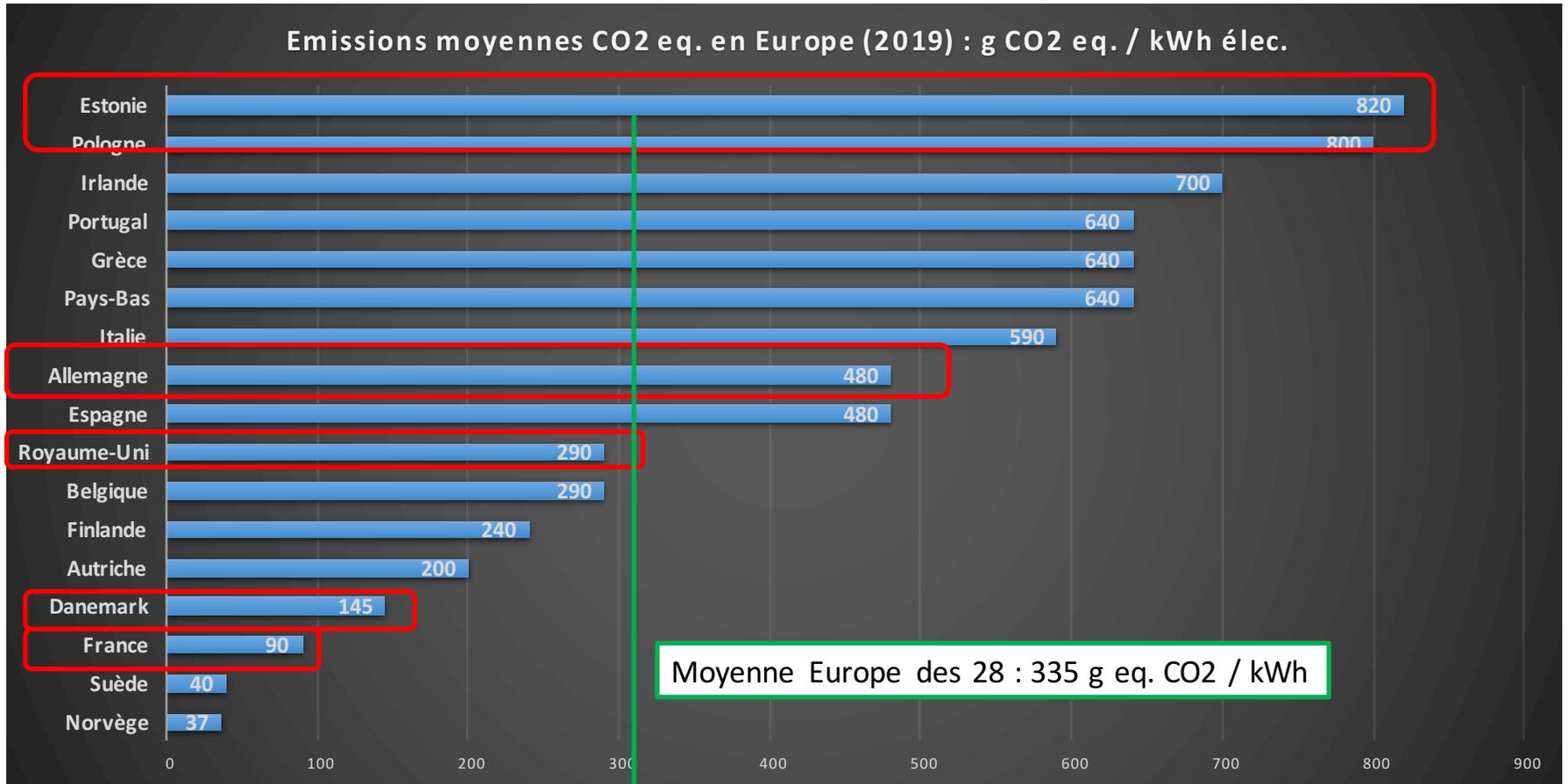
- 3 pays en vert, donc très peu émetteurs: la Norvège et la Suède, avec leur électricité essentiellement à base d'hydraulique (grâce la topographie montagneuse), et la France, avec son électricité à base de Nucléaire, complétée par de l'Hydraulique, et maintenant aussi par du Solaire Photovoltaïque et de l'Eolien.

- 2 pays en marron foncé, la Pologne et l'Estonie, avec une production d'électricité à partir du Charbon.

- De nombreux pays en marron plus ou moins clair, dont l'Allemagne dont la production, malgré un fort développement des EnR, notamment Eolien Offshore, reste très carbonée (du charbon, du lignite, et du gaz) et dont le choix d'abandon du nucléaire va nécessiter le développement de centrales au gaz, importé de Russie. (mieux que le charbon, mais médiocre pour le CO₂).

Emissions moyennes CO2 eq. en Europe par kWh élec.

Source : Agence Internationale de l'Énergie (2019) – avec qqs données 2016 questionnables => prudence



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

En moyenne sur l'année 2019, l'Agence Internationale de l'Energie, a fourni la situation de chacun des pays européens. Il ne faut pas regarder le chiffre exact en gCO₂/kWh, car quelques données ne proviennent pas de la même source, mais regarder le positionnement d'ensemble et les ordres de grandeur. **On retrouve tout à fait la hiérarchie indiquée dans le slide précédent avec, tout en haut les plus mauvais (Estonie et Pologne) pour les raisons évoquées, tout en bas (les meilleurs) Norvège, Suède, France et au milieu des pays voisins tels que Allemagne, Espagne, Royaume-Uni, qui malgré un engagement précoce et volontaire pour le développement des EnR, restent entre 300 et 500 g CO₂éq/MWh.**

Et avec des politiques différentes pour ce qui concerne leur Mix énergétique: - Abandon du Nucléaire pour l'Allemagne, qui développe donc du gaz, - Renouvellement du parc nucléaire pour la Grande Bretagne qui n'a plus son gaz de Mer du Nord.

Les choix stratégiques énergétiques des pays dépendent de nombreux facteurs complexes ...

- Les engagements européens et mondiaux (Accord de Paris 2015) sur la trajectoire de limitation des émissions de Gaz et Effet de Serre / limitation du CO2
- Les coûts du kWh (fonction des technologies) et les conditions de marché
- L'acceptabilité sociale de certaines technologies
- Les impacts environnementaux autres que CO2
- L'indépendance énergétique et la dépendance aux combustibles
- La stratégie industrielle des Etats et les stratégies d'emploi associées
- La situation actuelle des mix électriques des Etats !!
et leur volonté de s'engager dans une transition +/- ambitieuse

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

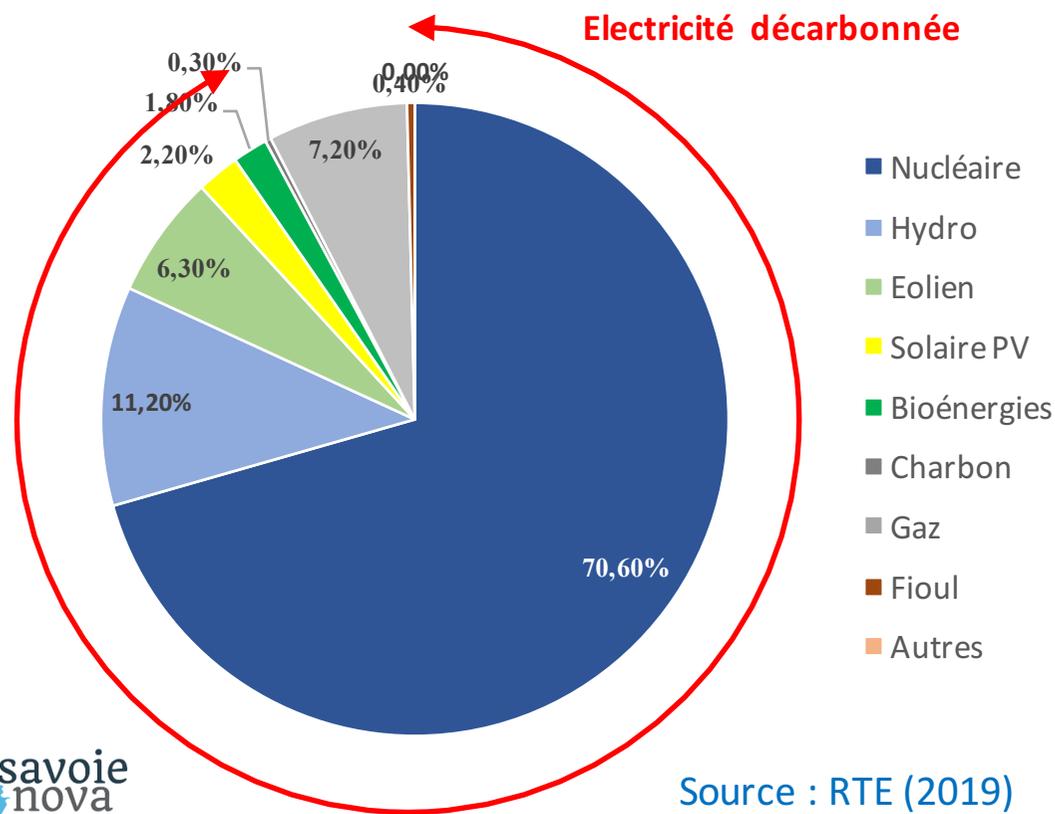
Les choix stratégiques des pays pour leur Mix énergétique dans la production d'électricité dépend de nombreux facteurs, ce qui explique les différences de positionnement, par exemple de la France, de l'Allemagne ou de la Grande-Bretagne.

Il faut bien comprendre que les choix faits sont des choix lourds en matière d'investissement, engageant le moyen/long terme, et ne permettant pas de changer aisément de trajectoire.

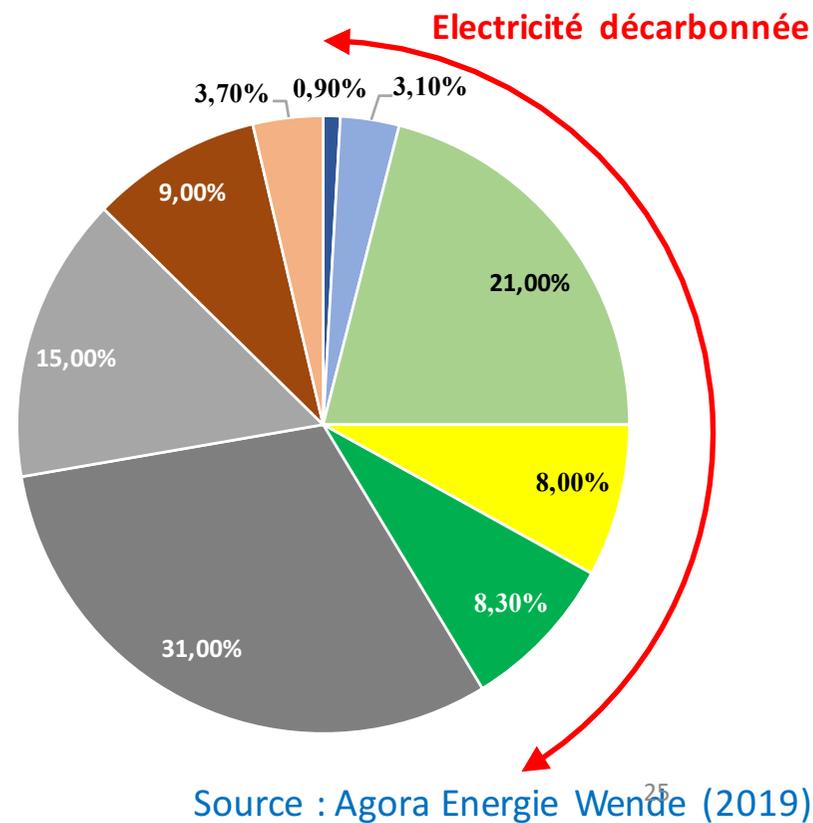
Néanmoins on sent bien que certains facteurs de choix peuvent voir leur importance croître en fonction du développement des connaissances, à la suite d'une prise de conscience différente des risques, et ainsi entraîner des modifications dans les réflexions et les discours pouvant conduire à réclamer une inflexion des politiques suivies au nom de la réduction urgente des GES.

Répartition des mix électriques France et Allemagne

France (2019)



Allemagne (2019)



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Représentation sous forme de «camembert », pour caractériser la contribution respective des sources d'énergie à la production d' énergie annuelle (ici 2019).

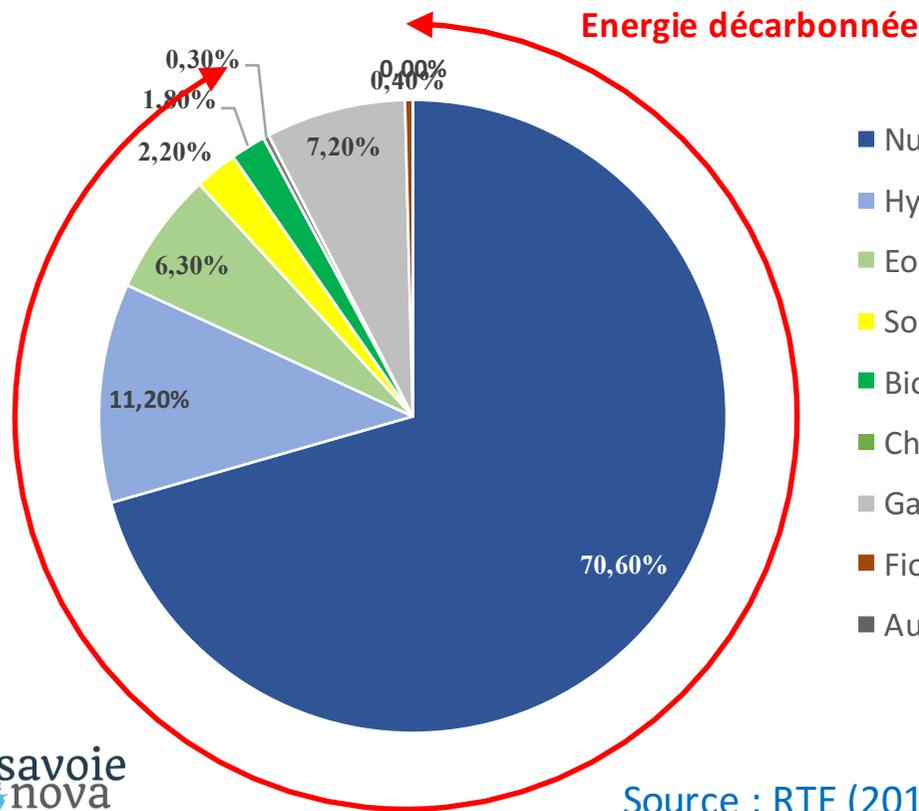
1. Pour la **France**, on distingue très nettement **la grosse portion de Nucléaire (70 %)**, ainsi que la part significative de l'Hydroélectricité, et surtout **l'absence de Charbon et de Fuel**. Les autres énergies, y compris Renouvelables , ont encore une part faible. Le gaz représente 7% et il reste très utile pour la production lors des pointes de consommation.

A signaler le cercle rouge caractérisant la **part très grande (93%) d' électricité décarbonée**.

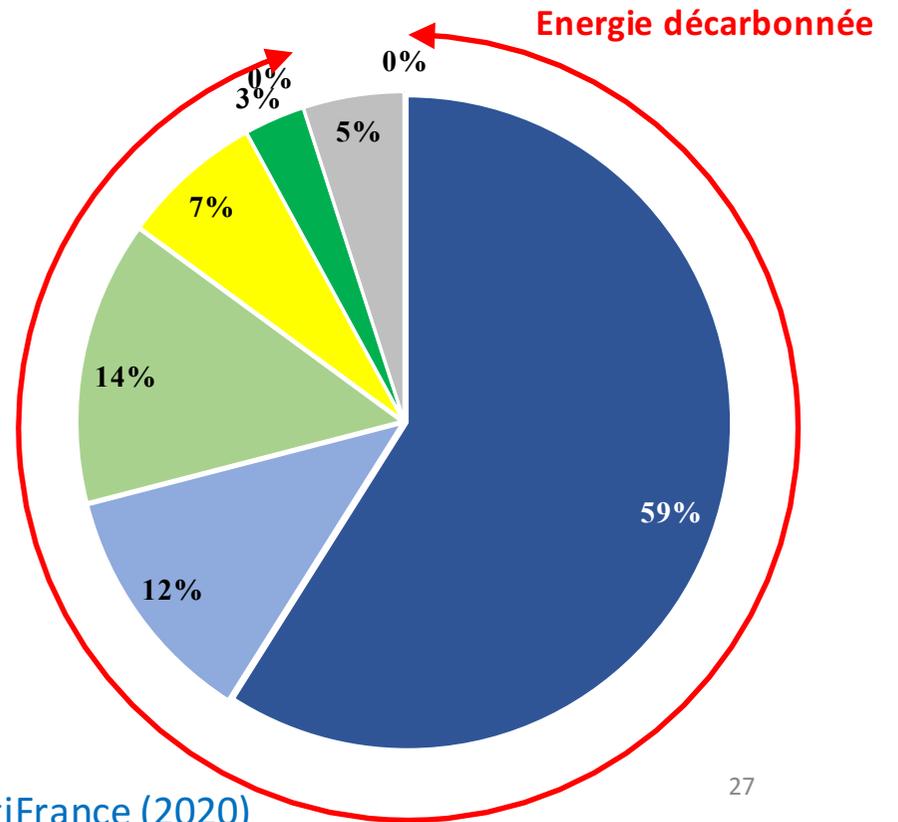
2. Pour l'**Allemagne**, les différentes portions sont plus uniformément réparties, avec **une grosse contribution Gaz + Charbon qui représente près de 50% de la production d'énergie**, et 55% en y adjoignant le Fuel. Et des contributions très significatives de l' Eolien (essentiellement offshore) pour 21%, du Photovoltaïque pour 11%, et de la Biomasse pour 8% de l' électricité produite en 2019. Et le cercle rouge, qui de fait n'est même pas un demi-cercle puisque **l'électricité décarbonée représente seulement 40%**.

Mix France 2019 et projection PPE 2028

France (2019)



France (projection 2028)



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Et maintenant la visualisation, quant au Mix énergétique de la production d' électricité, tel que le définit la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) en 2028.

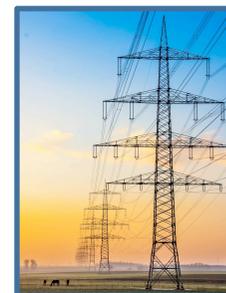
Pas de gros bouleversement, mais on y voit en terme de production d'électricité,

- Une baisse de la contribution du nucléaire, ramenée à 59% (au lieu de 70%), par une utilisation moindre des centrales nucléaires.
- Une augmentation significative de l' Eolien qui va plus que doubler (14 % au lieu de 6%), ainsi que du Solaire Photovoltaïque qui va plus que tripler (7% au lieu de 2%)
- Une relative stabilité de l'Hydraulique, ainsi que du Gaz qui baisse toutefois de 7 à 5%.

Avec cela, la production décarbonée d'électricité va passer de 93 à 95%, soit une faible évolution et donc une faible diminution des GES mais au prix de lourds investissements très largement financés par le consommateur.

Développement des EnR non pilotables : enjeux de FLEXIBILITE

- L'arrivée massive des EnR non pilotables – Solaire PV, Eolien terrestre et offshore : on n'a pas toujours l'énergie ...
 - ... Quand on veut
 - ... Où on veut⇒ Besoin de flexibilité spatiale et temporelle
- La flexibilité spatiale : les réseaux électriques
- La flexibilité temporelle : des besoins de stockage
 - L'électricité ne se stocke pas. On la stocke donc indirectement sous forme ... :
 - **Hydraulique, Chimique, Mécanique, Thermique**



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Avec les EnR non-pilotables que sont Eolien et Photovoltaïque on n'a pas toujours l'électricité au moment ou on la veut, ni à l'endroit ou on la veut, c'est-à-dire à proximité de lieux de consommation.

Il est donc nécessaire de développer:

- Une **flexibilité spatiale sur le territoire, en utilisant le réseau de transport Haute Tension, pour acheminer, en fonction des caprices de la météo, de l'énergie produite quelque part en surabondance vers un territoire qui est en manque de production.** Et ceci peut s'envisager depuis des pays voisins, via les lignes d'interconnexion que la Communauté Européenne souhaite renforcer.

- Une **flexibilité temporelle, ce qui est très nouveau, pour permettre de « transférer » une surproduction (vers 14h, un jour d'été très ensoleillé et bien venté) vers un pic de consommation** (du soir par exemple) au moment ou le soleil se couche et ou le vent est tombé!

Pour réaliser un tel transfert, il faut envisager une capacité de stockage, mais là encore les lois de la Physique sont terribles car l'électricité en tant que telle ne se stocke pas !

On la stocke donc indirectement sous une forme chimique (les batteries, la production d'H₂), mécanique (volants d'inertie, gaz comprimé), gravitaire (Station de Transfert d' Energie par Pompage entre 2 réservoirs de hauteur différente). Mais attention aux volumes d'énergie jeu dès lors que la production d'EnR non-pilotables représente une part significative (20, 30% ?) de la production d' électricité. Et faut-il un stockage à caractère journalier ou hebdomadaire pour s'adapter au cycle diurne? Ou un stockage pour des périodes plus longues ? Sur le mois ou sur le trimestre ?

On ne parle alors plus du tout de la même chose: cela n'existe pas encore, et coûtera fort cher à mettre en œuvre vu les volumes d'énergie en question.

Les technologies de stockage

STEP Hydro

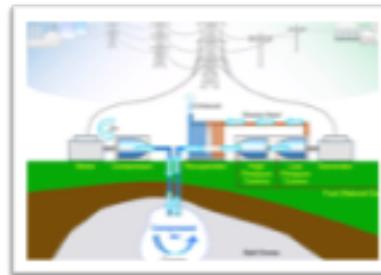


Batterie



Volant d'inertie

Super condensateurs



Stockage cavité air comprimé

Stockage Hydrogène



Les technologies de stockage

STEP H



Chaque technologie de stockage se distingue par :

- Ses capacités techniques : Puissance ; Energie ; temps de réaction et durée de stockage
- Son coût
- Sa maturité technologique et industrielle
- Ses propres impacts environnementaux (ACV)
- ...



Volant d'inertie

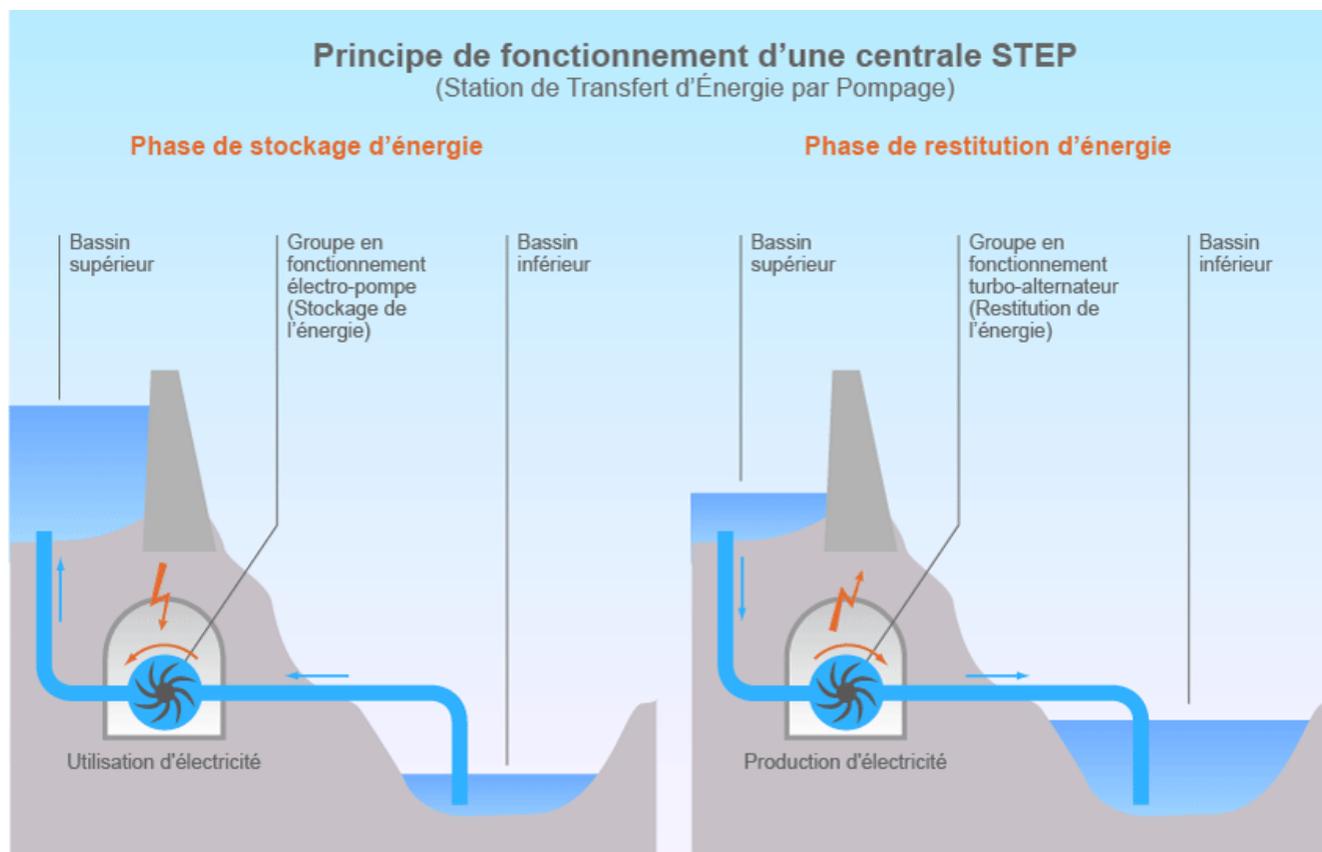
ène



air comprimé



Les STEP Hydro



En France : 6 STEP

- Grand-Maison (1790 MW / 1160 MW)
- Montézic (910 MW / 870 MW)
- Super-Bissorte (730 MW / 630 MW)
- Revin (720 MW / 720 MW)
- Le Cheylas (460 MW / 480 MW)
- La Coche (400 MW / 310 MW)

Total : 4 200 MW

(3,8% de la puissance installée)

sources : EDF et SHF (2011)

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Illustration de ce qu'est une STEP hydro, et de son principe de fonctionnement.

Petit rappel historique : La première STEP hydro en France a vu le jour il y a plus d'un siècle, dans les Vosges, entre le Lac Blanc et le Lac Noir, pour à l'époque de sa création stocker l'énergie du barrage de Kembs sur le Rhin, en période de faible consommation la nuit et la restituer pour les besoins de l'industrie le jour.

Ensuite les STEP ont retrouvé du crédit dans les années 80, afin d'accompagner le développement du nucléaire et lui donner la flexibilité nécessaire pour permettre à la production électrique de suivre plus facilement les courbes de charge. 6 STEP ont été réalisées alors en France, puis leur intérêt pour la flexibilité a alors baissé du fait des modifications réalisées sur les tranches nucléaires françaises afin de leur permettre de suivre plus la facilement courbe de charge (des modifications ont été réalisées sur le mode de pilotage et sur les barres de commandes afin de permettre le suivi de charge de nos tranches nucléaires).

Le principe des STEP est d'utiliser l'électricité quand elle est surabondante, donc pas chère, pour pomper l'eau d'un réservoir inférieur et la renvoyer dans un bassin supérieur. Afin d'en disposer pour faire le chemin inverse en turbinant alors l'eau précédemment stockée et produire de l'électricité en période de besoin, quand celle-ci a beaucoup de valeur car elle peut alors éviter d'investir dans des moyens de production utilisés seulement à la pointe.

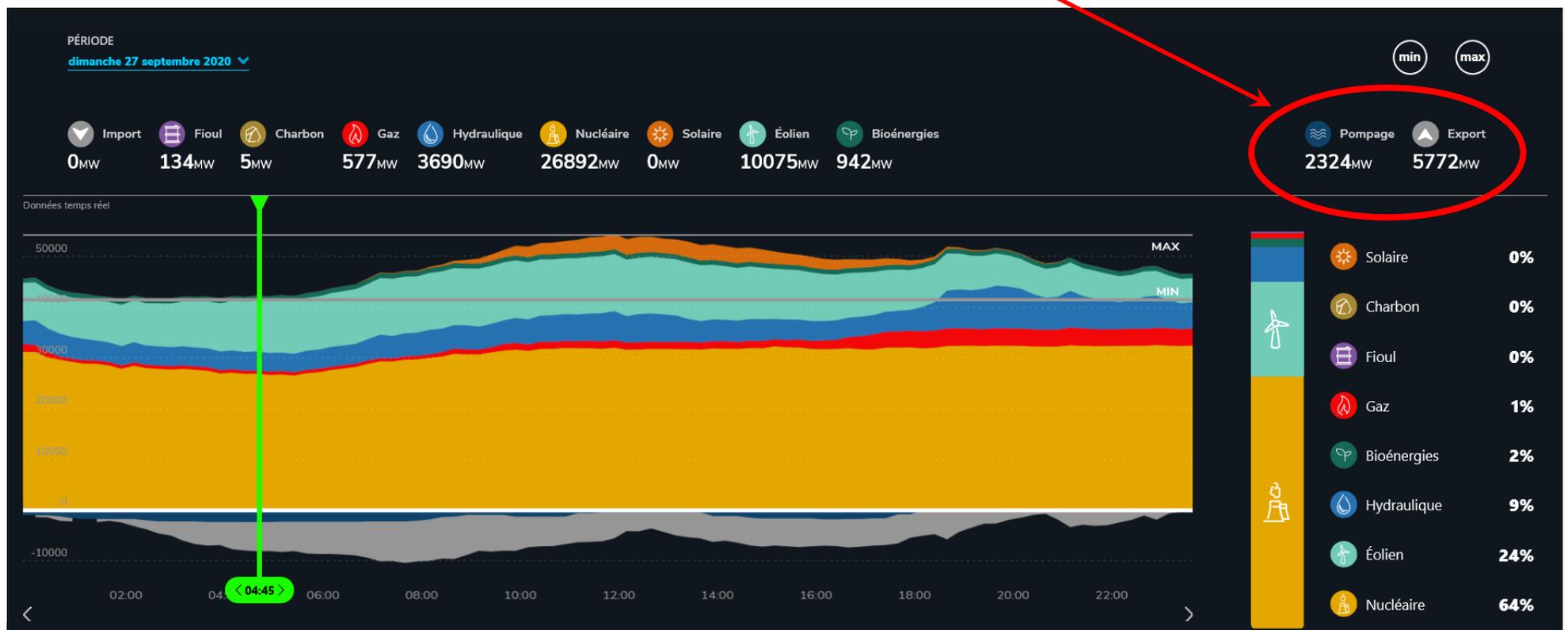
Le volume d'énergie ainsi stockée est proportionnel au volume stocké (turbinable) dans le bassin supérieur et au dénivelé entre les 2 bassins.

La décision d'investir dans une STEP est le résultat de calculs économiques faits sur la base de scénarios crédibles, nécessitant donc une visibilité sur le futur du système électrique français, et même européen. Cette visibilité a complètement disparu depuis 10 ou 15 ans avec les décisions plus sociétales et politiques, que techniques et économiques, concernant le système électrique.

Il n'y a donc plus, aujourd'hui, de rentabilité pour les STEP sans remise en question de leur modèle en instaurant par exemple un réelle rémunération de la disponibilité d'une capacité de stockage d'énergie.

Stockage par STEP : exemple du 27/09/2020 à 04:45

Pompage de 2324 MW et 5772 MW d'export – Données RTE Eco2mix



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Le diagramme présenté illustre la manière dont la courbe de charge est «remplie» sur la journée du 27 septembre, avec la contribution des différents moyens de production .

On y voit très clairement que la journée du 29 septembre était une journée « facile » puisque de l'électricité a été exportée tout au long de la journée, pour des puissances significatives (de l'ordre de 7 000 MW vers 8h00 du matin).

Et on y voit aussi, durant les périodes de creux, entre 2h00 et 8h00 du matin, puis entre 14h00 et 18h00, une situation de pompage significatif entre 2 et 3000MW. Très précisément à 4h45: Pompage de 2324 MW permettant de stocker l'électricité, et également export de 5772MW vers nos voisins, sans doute permettant de leur éviter de consommer du charbon, du fioul ou du gaz, qui était alors cher à cette époque., et qui auraient produit du CO2.

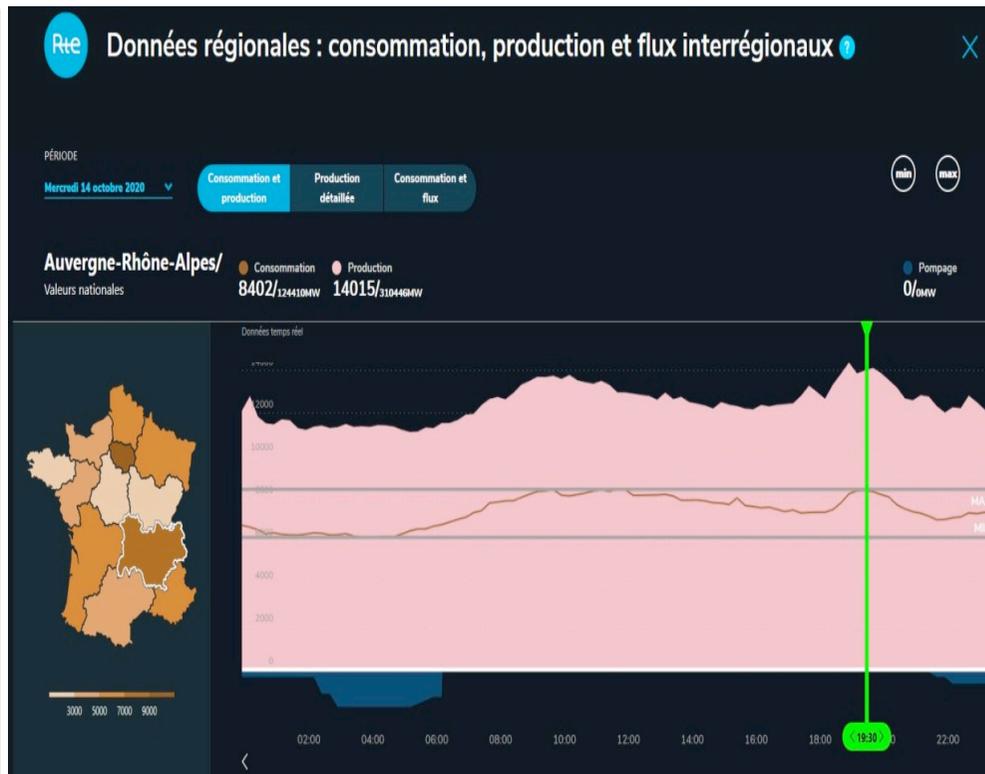
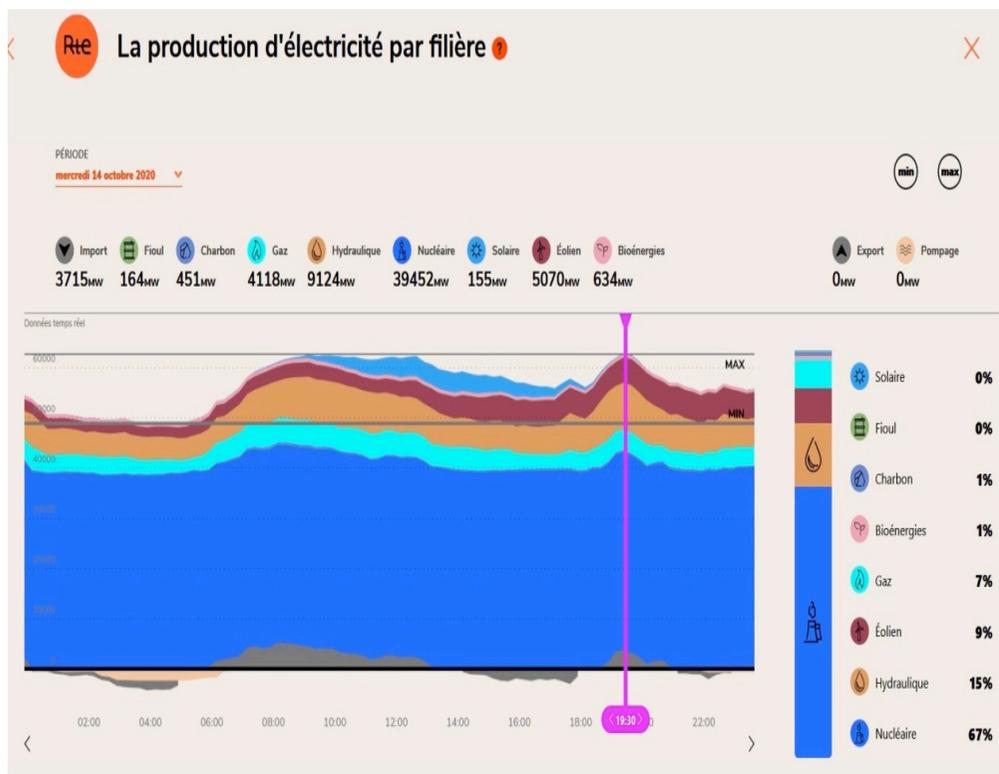
Intégration des EnR dans le système électrique

Olivier BAUD

Président et fondateur d'Energy Pool



Le mix de production : de grandes variabilités ... de consommation, de production régionale, de soleil et de vent



14 octobre 2020 : Mix de production Française

14 octobre 2020 : Mix de production Rhône-Alpes

Source : RTE

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

A-Diagramme de gauche: Le Mix des moyens de production électrique mobilisé au cours de la journée du 14 octobre 2020, journée tout à fait normale.

On voit la variation du besoin sur la journée, et la contribution très importante du nucléaire, et dans une moindre mesure de l'hydraulique.

On voit également que l'on exporte, et qu'on stocke par pompage dans les STEP, durant les périodes de creux de consommation (0h00 →6h30, 14h00→18h00, 21h30→24h00),

On mobilise tout l'éolien (un peu plus fort entre 12h et 24h), et tout le solaire (de 9h00à 18h00) qui sont disponibles, et le pic de 19h30 (il n'y a plus de soleil!) est assuré par un léger accroissement de la production nucléaire, et de la production hydraulique (le fioul et le charbon étant à un niveau infime), mais aussi par de l'importation. Comme d'ailleurs pour le pic de 8h00 (il n'y a pas encore de soleil). Sans doute Importation d'Allemagne, production carbonée.

B- Diagramme de droite. Sur la même journée du 14 octobre, la région Auvergne Rhône-Alpes produit presque 2 fois plus qu'elle ne consomme, et elle alimente donc d'autres régions moins bien pourvues en moyens de production, et de plus de 3h00 à 6h00 , elle pompe pour stocker de l'énergie. On constate que la courbe journalière de production ressemble tout à fait à celle de la France entière, avec un pic vers 12h00 et un autre vers 19h30, pour lesquels le nucléaire et l'hydraulique de la Région sont mobilisés.

On peut également voir sur la carte de France, les régions les plus consommatrices. D'abord Ile de France et AURA, ensuite Nouvelle Aquitaine , Hauts de France, Grand Est et PACA, puis Occitanie, Pays de la Loire, Normandie, et enfin les régions peu consommatrice , Bretagne, Centre, Bourgogne-Franche Comté.

**Une performance globale nationale très mauvaise
et en dégradation rapide**
(extrait de nos modèles de simulation de systèmes complexes)

France : Les calculs du PPE (Plan Pluri-annuel de l'énergie) 2019-28 :

- 127 Md€ d'investissements
- Faible baisse du CO2 (-5Mt = 1% des émissions françaises)
- Une moindre sécurité à la pointe de consommation nécessitant d'importer notre électricité de pointe à partir des capacités thermiques allemandes
- Des surplus de production gigantesques impossibles à exporter (20% de la production)
 - Une hausse du coût de l'électricité livrée > 20% soit + 10 Md€/an Vs 2019

Pourquoi ??????

Allemagne 2019-28 : c'est encore pire :

- 220 Md€ d'investissements
- Emissions de CO2 resteront > 100 Mt/an; 5 x la France
- 27 Md€ pour construire des centrales au gaz et sécuriser les pointes !
- Des surplus de production impossibles à exporter (10% de la production)
- Un coût d'électricité livrée parmi les plus élevés au monde + 25Md€/an Vs 2019

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Petite projection en 2028, en supposant les orientations/décisions de la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) mises en œuvre, avec une croissance conséquente de la contribution de l'Éolien et du Photovoltaïque grâce aux programmes subventionnés, et le tout début de la baisse du nucléaire (les 2 tranches de Fessenheim arrêtées en 2019, l'arrêt programmé des autres tranches ne débutant qu'en 2028).

A- 127 Milliards d'Euros d'investissements, largement financés par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) que chacun d'entre nous payons sur notre facture d'électricité (d'ores et déjà plus de 10 Mds d'euros en 2020, et qui va croître mécaniquement chaque année avec le développement des EnR).

B- Une production d'électricité d'origine Éolien et Photovoltaïque en forte croissance pour atteindre 16 % (*valeur à confirmer*) de la production, (mais qui produit quand il y a du vent et du soleil) et qui va prendre la place de la production d'origine nucléaire (donc surtout entre 9h00 et 18h00).

Et donc un impact quasi nul sur les émissions de CO₂, car du décarboné va remplacer du décarboné puisque le nucléaire est lui-même non émetteur de CO₂.

Mais une sécurité pour la fourniture d'électricité qui se réduit car la pointe de consommation subsiste et doit être assurée même si il n'y a pas de soleil (souvent le cas à 20h00) et pas de vent (situation anticyclonique, courante en hiver). Quels sont les moyens pilotables alors disponibles si on a moins de nucléaire ? → Centrales au gaz ? Importations carbonées d'Allemagne ?

C- Et la situation est encore pire en Allemagne, avec des investissements estimés à 220 Mds d'euros, qui aura éliminé tout son nucléaire, et qui assurera la sécurité de son réseau par des centrales à charbon, et des centrales au gaz qu'elle se prépare à construire, alimentées par le gazoduc NordStream 2 venant de Russie. Son coût de l'électricité, pourtant déjà un des plus élevés, va continuer à croître, sans bénéfice pour les émissions de CO₂.

Globalement des surproductions dans la journée, quand il y a du soleil et du vent, et le reste du temps des risques accrus, et des productions carbonées, accompagnées d'un coût de l'électricité qui continue à croître fortement !

Et ne nous illusionnons pas, les surplus d'électricité se produiront en même temps dans les différents pays, et les tensions sans doute aussi.

N'y a-t-il pas là un beau gâchis !

Préambule nécessaire

??

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Cette situation est le fruit de 3 facteurs principaux de notre production d'électricité par des EnR Eolien et Photovoltaïque

1) Elle est non-pilotables ; car leur production dépend de ce qu'il y ait -beaucoup, -un peu , -pas du tout , de vent et de soleil. Question de physique et de Météorologie. Pas grand-chose à y faire!

2) Elle se déverse sur le réseau de manière prioritaire (vis à vis des autres sources d'électricité) et sans contrainte, même si on n'a pas besoin d'électricité à ce moment. Et il faut l'absorber, car on ne sait pas la stocker.

3) Son producteur a un prix garanti par contrat, même si le prix s'effondre et devient même négatif sur le marché de gros. (situation qui va devenir de plus en plus courante en Europe avec le développement des EnR non pilotables). Une affaire en Or pour les producteurs!

Et c'est le Consommateur/Contribuable qui va payer les producteurs d'EnR dont le contrat est garanti! Et il va payer de plus en plus, sans bénéfice pour les émissions de CO2.

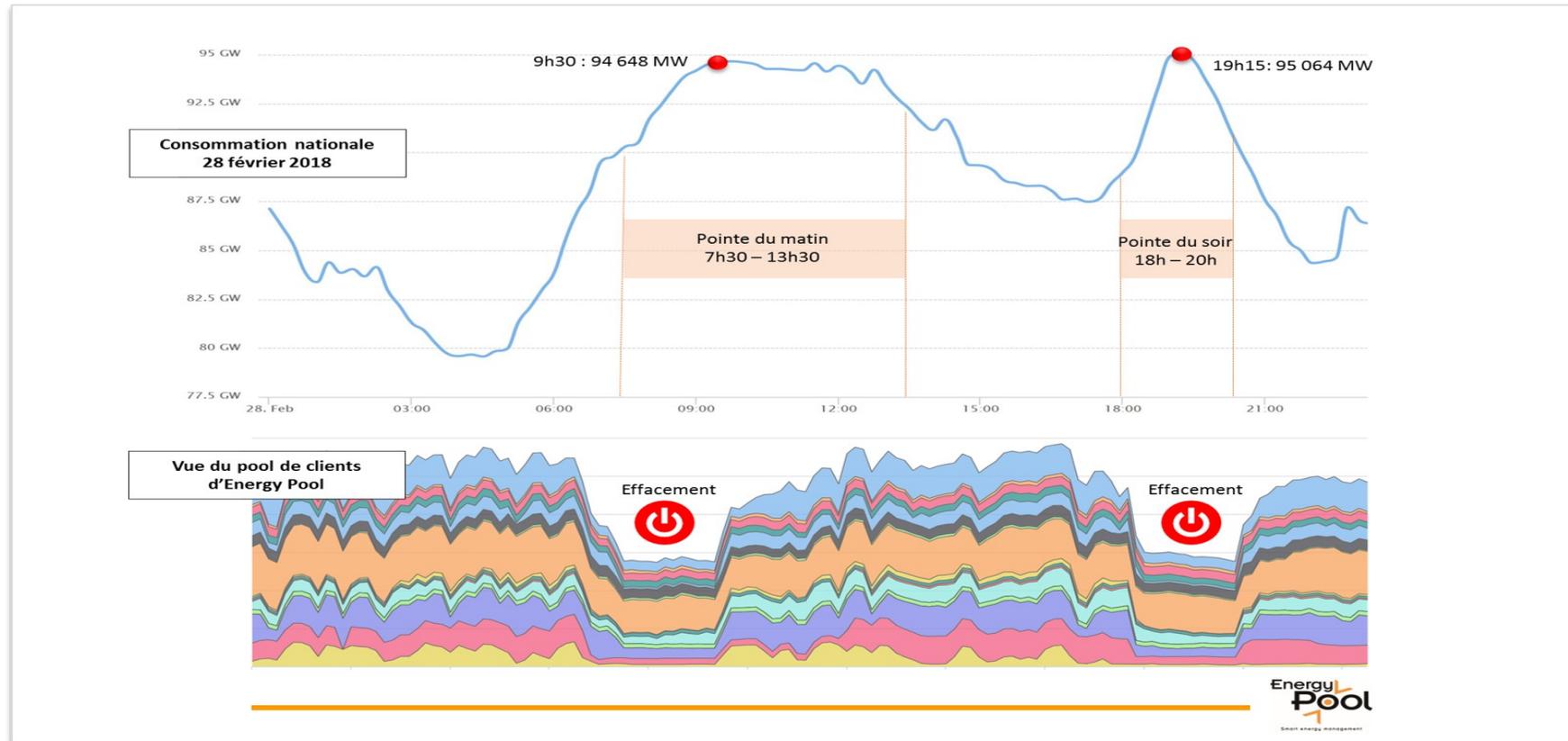
A noter que les 2 derniers points sont eux dépendants du pouvoir politique .

Mais celui-ci saura-t-il se remettre en cause en acceptant de revenir sur des dispositions mises en œuvre pour aider au développement des EnR, et qui se révèlent à l'usage avoir des effets pervers?

La situation ressemble fort à celle de la Politique Agricole Commune d'il y a 40 ans qui a conduit, dans le domaine de la production laitière à des monceaux de beurre stockés par la Communauté Européenne. Et la PAC a dû être modifiée pour corriger ses graves défauts.

Energy Pool : Exemple d'une activation : 28 février 2018

2 Effacements de 500 MW : la taille de la ville de Lyon



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Nous avons vu les problèmes posés par les pics de consommation qui sont des moments difficiles pour le système électrique. Par le risque pour le réseau, pouvant aller jusqu'au black-out, mais dans tous les cas par la mobilisation de moyens « de pointe » généralement carbonés (turbine à gaz par exemple).

Il est donc souhaitable de réduire l'amplitude de ces pointes. L'idéal serait de réduire notre consommation d'énergie, et ici d'électricité,

On peut aussi envisager de modifier nos habitudes de consommation d'électricité, en les mettant plus en phase avec le soleil et le vent; pas particulièrement évident.

On peut aussi, c'est ce que fait Energy Pool, réaliser l'effacement, pendant une heure ou deux, de gros consommateurs dont le process autorise cette interruption d'alimentation électrique.

Sur le diagramme ci-avant, nous avons l'illustration, pour une journée d'hiver (ici le 28 février 2018), de 2 effacements aux 2 pics de consommation de la journée, pour une puissance de 500 MW, en gérant la consommation de son pool de clients.

La courbe de charge d'hiver a la même allure générale que celle du 14 octobre 2020, mais avec des niveaux plus élevés (entre 80 et 95 MW appelés, au lieu d'être entre 50 et 60 MW), avec toujours une pointe du matin (7h30 – 13h30) et une pointe du soir, plus resserrée (18h – 20h).

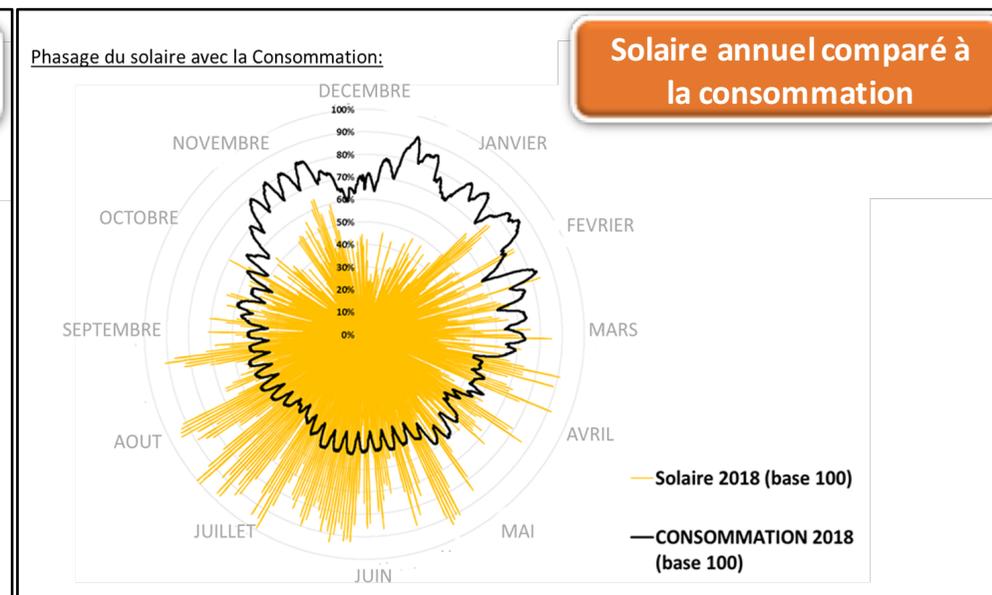
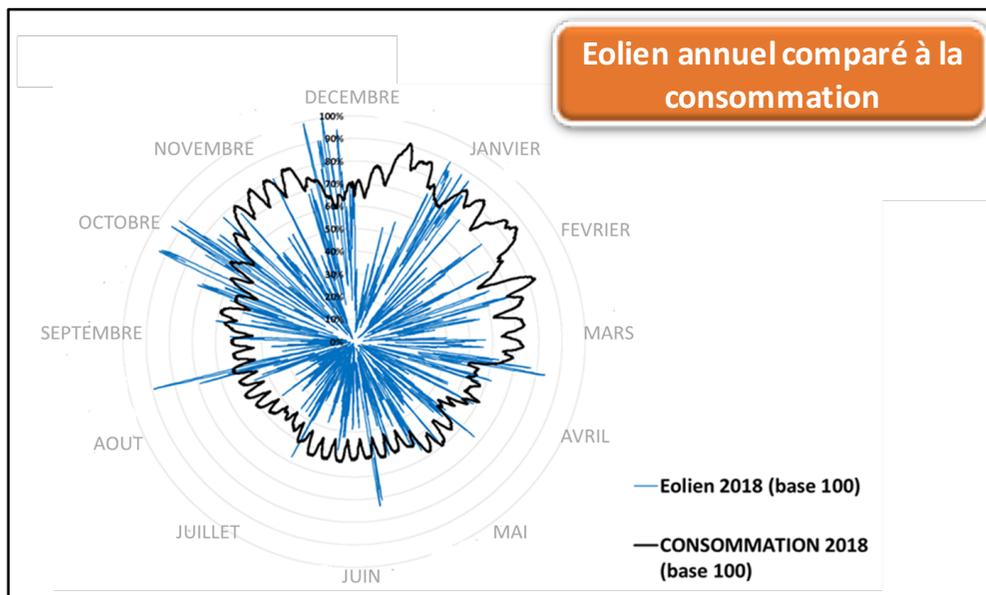
Il est ainsi demandé par le gestionnaire du réseau RTE, qui a établi les prévisions de consommation de la journée (dépendant pas mal des conditions de température d'hiver), et qui connaît les moyens de production disponibles et donc les problèmes potentiels à la pointe, à quelques gros consommateurs de s'effacer pour contribuer à réduire la pointe, et ainsi réduire :

- le risque d'effondrement du réseau (black-out) si on ne trouve pas les moyens de fournir
- l'émission de CO₂, car les moyens ultimes appelés sont généralement du gaz ou du charbon (en Allemagne notamment)
- l'énergie importée d'un pays voisin, à prix élevé car l'électricité est rare à cet instant, et souvent carbonée.

Cet effacement est donc rémunéré par RTE, et opéré par des sociétés telles qu'Energy Pool, car cet effacement est précieux pour la collectivité.

Un tel effacement est envisageable aussi auprès de particuliers, mais c'est forcément plus diffus et cela nécessite des moyens de pilotage et une contractualisation.

Phasage entre la consommation et les productions Solaire et éolien



- De très fortes irrégularités qu'il faut sécuriser
- Une meilleure production en hiver : en phase avec le besoin « macro »

- De très fortes irrégularités
- Production essentiellement l'été, là où le besoin est # 50% celui de l'hiver

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Nous avons parlé d'EnR non-pilotables; examinons maintenant leur contribution.

Dans le domaine de la Production d'Electricité, en dehors de l'hydraulique qui, elle, est très largement pilotable, nous avons vu que les EnR contributrices sont essentiellement l'Éolien et le Solaire Photovoltaïque.

Sur le slide ci-avant, illustration du phasage temporel sur l'année de l'éolien et du photovoltaïque comparé à la répartition annuelle de la consommation d'électricité en France.

L'année considérée est l'année 2018.

On voit très bien :

- la répartition en moyenne chaque mois de l'année
- la pelote d'aiguille (des fois 100 %, souvent 30 %, mais aussi parfois 0%; Le système électrique n'aime pas cette variabilité))

et en macro:

- le vent est plutôt bien réparti sur tous les mois de l'année, et même plus présent en hiver qu'en été, donc globalement en phase avec le besoin
- le soleil, lui, est beaucoup plus présent les mois d'été (mai à septembre), et largement absent de novembre à mars.

Donc si la part du photovoltaïque dans le Mix électrique augmente (ce qui est prévu par la PPE, et par la LTE),

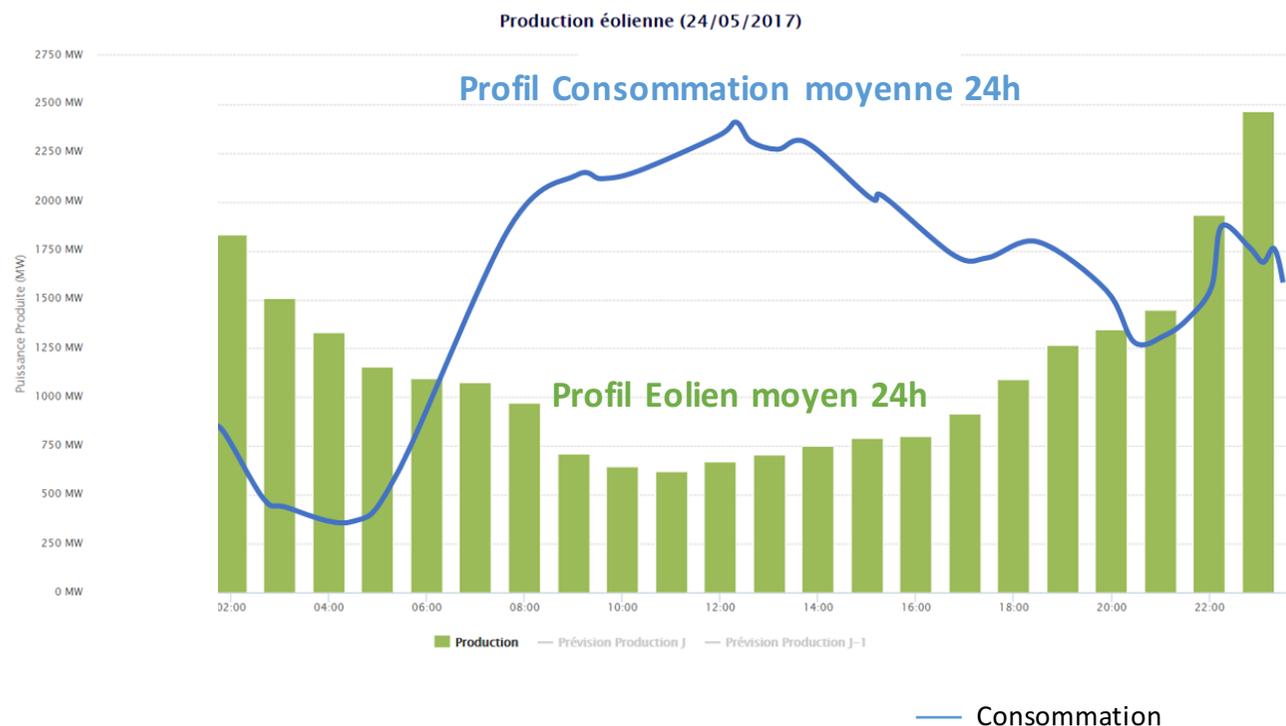
- on aura souvent en été, dans la journée, de l'électricité dont on n'a pas besoin et qu'il faudra donc brader sur le marché de gros. Et pour la soirée et la nuit, il faudra disposer d'une autre source d'électricité
- en hiver, on sera souvent en manque, surtout les jours également sans vent.

Pour l'éolien, la situation est un peu moins embêtante, car mieux répartie, en moyenne, sur toute l'année, mais il y aura néanmoins de très forte variabilité entre des jours avec, et des jours sans .

Et pourtant le besoin du consommateur ne dépend pas du vent ni du soleil.

Courbe moyenne annuelle de production Eolienne sur 24h

Déphasage complet entre l'offre et le besoin



- Profil moyen à l'inverse de la courbe de consommation...
- Il faut # 0,5 MW de thermique (fossile essentiellement) de sécurité pour 1MW Ren

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Autre illustration du besoin de disposer de moyens de compensation de la non-pilotabilité des EnR.

Cette fois-ci le profil moyen sur une journée, de la production Eolien et de la Consommation.

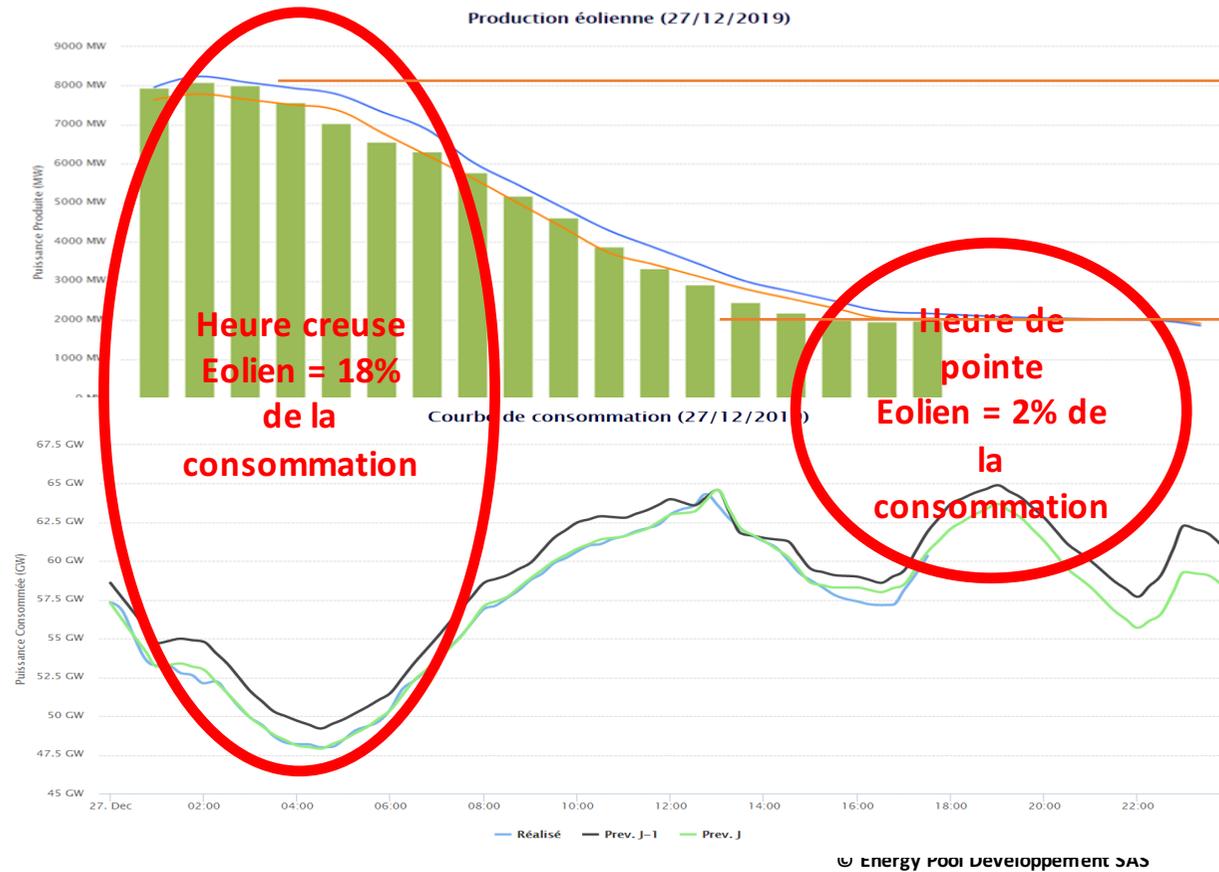
Statistiquement, il y a plus de vent la nuit, quand le besoin d'électricité est moindre, que le jour ou le besoin d'électricité est fort.

Mais surtout, ne pas en conclure qu'il suffit donc de combiner judicieusement de l'éolien (présent la nuit) et du photovoltaïque (présent le jour), pour pouvoir régler notre besoin avec du 100 % EnR!

Tout ceci n'est valable qu'en moyenne, les facteurs de charge moyens de l'éolien et du photovoltaïque ne sont que de 25 à 30 %, et surtout la production peut tomber à Zéro, quand on en a besoin. Donc même si on était équipé à 400 %, on est sûr d'avoir des manques de nombreux jours de l'année, et donc il nous faut disposer de moyens pilotables pouvant prendre le relais!

Aujourd'hui, on considère donc que pour une puissance éolienne installée, il faut en moyenne disposer en secours (back-up) de la moitié de cette puissance en thermique (fossile essentiellement).

Exemple Eolien : de très grosses variations qui doivent être sécurisées par d'autres sources « pilotables »
Exemple du 27/12/2019. Plus de 50 cas par an.



Variation en 12h =
puissance de la
Belgique

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Illustration de la grande variabilité de l'éolien sur une journée. Situation vécue le 27/12/2019, mais qui se produit 50 fois par an.

La « disparition » d'une grosse quantité d'électricité éolienne entre la fin de la nuit (besoin modéré) et vers 18h, à la pointe du soir.

→ Il faut trouver des moyens qui fournissent en 12h la puissance de la Belgique. Et il en faudra encore bien plus lorsque la puissance éolienne sur le territoire se sera encore accrue.

Ce sont donc des capacités significatives, à mobiliser rapidement. Ce peut-être:

Sans CO2 :

- de l'Hydraulique, Idéal, mais les capacités de la France ne sont plus guère extensibles.
- du Nucléaire, mais il y a une pente de prise de charge à respecter (de gros progrès à ce sujet ont été fait dans les années 80 en introduisant le pilotage avec des barres « grises » permettant d'assurer le suivi de charge)

Avec CO2 :

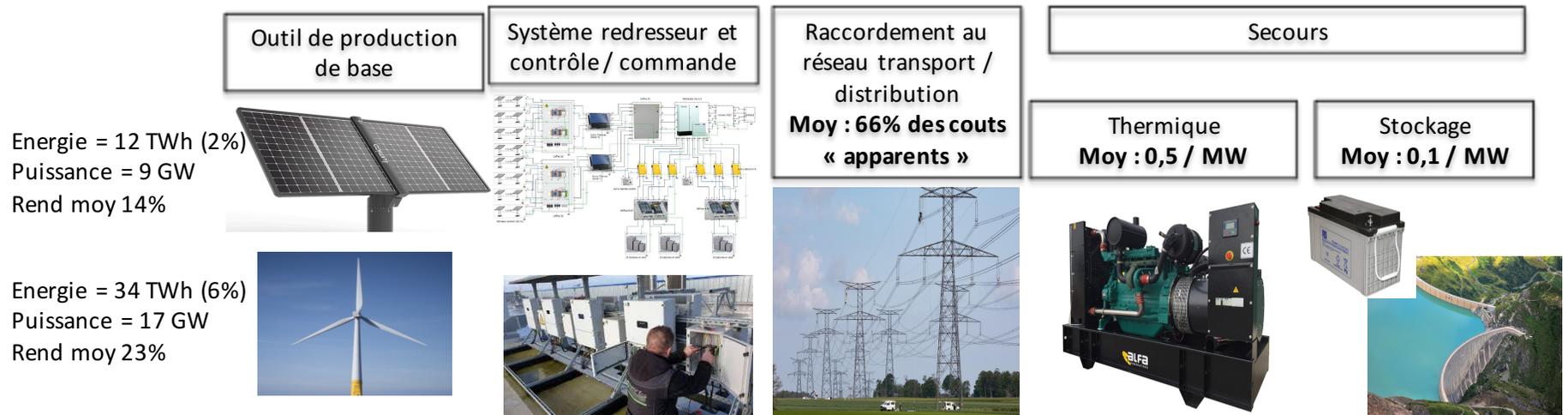
- du Gaz, avec des centrales gaz, ou pour des prises de charge très rapides des turbines à gaz.
- du Charbon, mais avec prise de charge plus lente, pour éviter les contraintes thermiques sur la chaudière et les turbines.

Ou

- de l' Electricité Stockée, mais on est très loin aujourd'hui de disposer des quantités nécessaires. Et tous les pays en auront besoin en même temps, ce qui fera s'envoler les prix sur le marché de gros (on a déjà vu les prix dépasser 1000 Euros/MW, pour 50 Euros comme prix standard!).

Coûts : de quoi parle-t-on ?

Exemple : France 2019. Un coût « complet » = 2 x le coût « apparent »



		Coût « apparent »				
Coût de production	€ / MWh	32	32	16	16	6
Coût « complet »	€/MWh	102 €/MWh				
Tendance coût			Stable	Lignes enterrées	CO2	
Impact baisse 50% solaire/éolien	€/MWh	-15% sur coût complet				

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Attention le coût réel (ou coût complet) d'une source d'énergie n'est pas le seul coût de sa production(coût apparent).

Il faut y ajouter les coûts occasionnés par son acheminement (coûts de raccordement, et coûts de transport), mais aussi dans le cas des EnR non-pilotables, le coût des moyens de production nécessaires pour prendre le relais lorsque l' EnR n'est plus disponible (absence de vent, absence de soleil). Et donc, comme on l'a vu au slide précédent, le coût du back-up par des moyens thermiques, ou du relais assuré par de l' électricité stockée.

Et pour être complet, il faudrait aussi y intégrer le coût des nuisances occasionnées (émission de CO2, pollution, bruit, impact environnemental,...).

Le coût du démantèlement est généralement inclus dans le coût apparent car le producteur est tenu, en fin de vie de son installation, de rendre le terrain dans son état naturel.

Et sans doute faudrait-il aussi pour être complet, tenir compte du coût des vies humaines liées à l'extraction des minerais (charbon par exemple) ou des accidents potentiels en exploitation.(La question devient alors polémique, et en tout très difficile à aborder sereinement car on compare des éléments tangibles et des éléments potentiels de probabilité et de dangerosité sujets à caution).

Nous verrons dans la présentation suivante de Florent Cadoux des éléments de coûts liés au réseau de distribution. Celui-ci dépend bien sûr de la configuration et de l'extension des réseaux.

En France, avec un réseau étendu puisqu'il dessert chaque point du territoire, ce coût est élevé et il est évalué à 2/3 des coûts de production (dit ici coût apparent). Ce coût du réseau représente un peu moins de 30 % du montant de notre facture, la partie production un peu plus de 40 %.

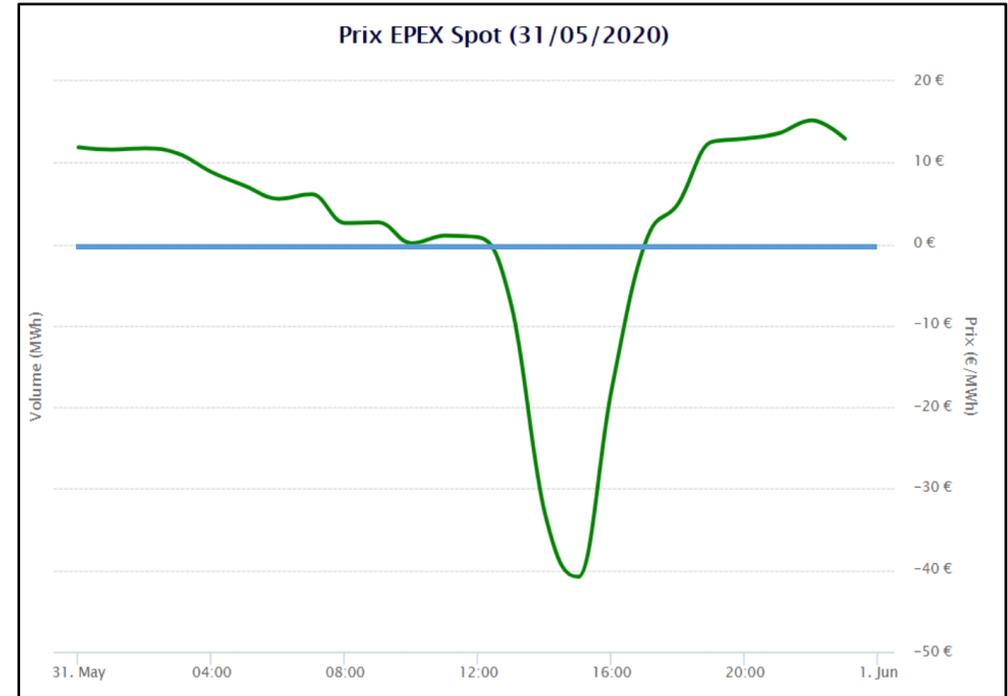
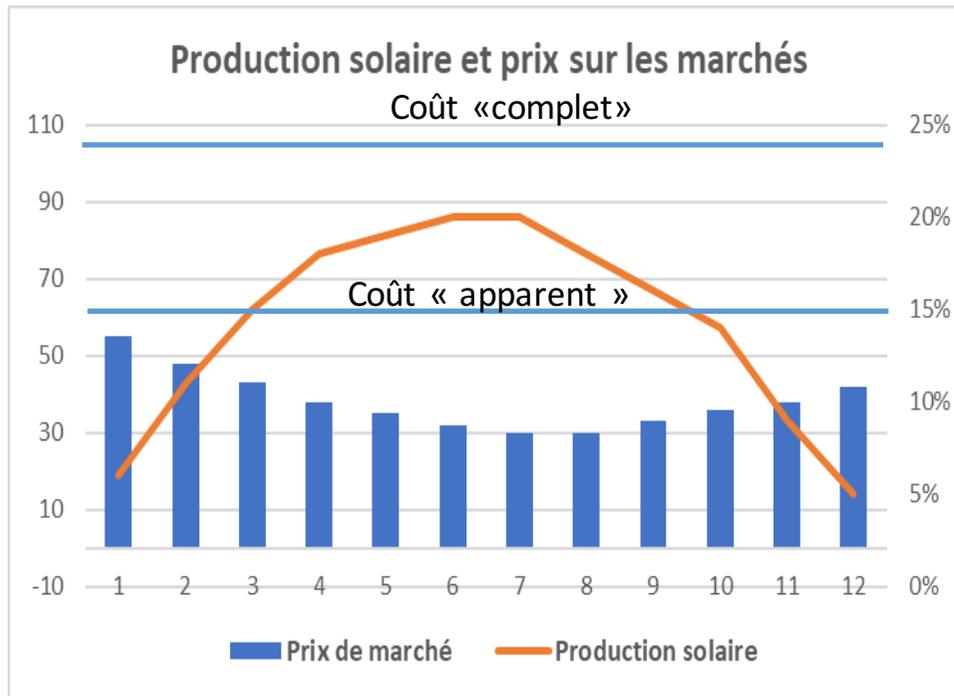
Sur le présent slide, ce qu'il faut regarder ce n'est pas tant les chiffres précis, que les différents postes à considérer pour caractériser le coût complet d'une source d'énergie. En veillant bien à intégrer le coût réseau (raccordement du moyen de production et transport de l'énergie) et le coût du back-up (secours) nécessaire pour pallier la variabilité et non pilotabilité.

Et l'on voit alors que le coût complet à considérer est près de 2,5 fois le coût apparent, ce rapport ne demandant qu' à croître au fur et à mesure que le coût des moyens de production baissent avec leur industrialisation.

Aujourd'hui, le client/consommateur ne paye vraiment que le dépassement du coût apparent des EnR par rapport au coût apparent des moyens de production « classiques » via la célèbre CSPE Contribution au Service Public de l' Electricité. Mais avec la croissance de la part de EnR non pilotables, d'une part le montant de la CSPE croît chaque année , et d'autre part il va bien falloir prendre en compte les coûts complémentaires, notamment du back-up, et des moyens de stockage.

Coût = prix ?

Les écarts entre les coûts complets et le prix de marché vont coûter plus de 9 Md€/an à la « collectivité en 2028 (hausse du coût de production de 30%)



Exemple solaire :

- Ecart coût du marché spot / coût « apparent » = 1 Md€/an
- Ecart coût du marché spot / coût « complet » = 2,3 Md€/an

220 jours de prix négatifs en Allemagne en 2019
Même tendance en France

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Pour bien comprendre la situation, un peu Shaddock tout de même, il faut avoir en tête le fonctionnement du marché de l'électricité, qui s'est mis en place en Europe, dans les années 90 avec « La vague du Marché » déjà contestable pour un service public qu'est la fourniture d'électricité, qui plus est d'un produit non stockable, ensuite percutée au début des années 2000 par « La marée verte » qui a voulu aider fortement au développement des EnR.

Les prix du client/consommateur sont définis par contrat, soit au tarif régulé (en voie de disparition), soit au tarif de marché (depuis l'ouverture à la concurrence), mais de fait près des 2/3 du prix facturé sont définis par l'état (ou par la CRE), pour rémunérer : 1) les coûts de réseau; 2) via la CSPE, les coûts de subvention des EnR (+ quelques autres taxes).

Ainsi seul un tiers du prix est variable selon le fournisseur.

Ces prix sont calculés en moyenne sur l'année.

Les productions EnR, de fait non-pilotables, ont été déclarées au niveau Européen prioritaires devant les autres, et sont donc acheminées, et fournies, en premier. Et si leur production est supérieure au besoin (ce qui arrive de temps en temps par une journée d'été ensoleillée et ventée, et va arriver de plus en plus souvent), le surplus est écoulé sur le marché de gros (le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée aux clients finals (particuliers ou entreprises) via le réseau), ce qui en fait s'effondrer les prix.

Mais pas de souci pour les producteurs d'EnR, leur prix est garanti par l'état qui paye ainsi la différence entre le prix garanti et le prix de vente. Jackpot pour le fournisseur d'EnR, mais pas du tout pour le client/consommateur qui paye la différence via la CSPE.

Et donc plus il y a d'EnR, plus le coût de l'électricité augmente.

Sur le slide de gauche, on voit illustrée la situation, chaque mois de l'année, de la valeur mensuelle moyenne du prix de marché, avec en surimpression, la courbe de la production solaire moyenne chaque mois, qui a exactement le profil inverse de celui du prix de marché.

Le prix de marché, moyen, est actuellement bas du fait de la dépression de l'activité mondiale et des prix historiquement bas du pétrole et donc du gaz, et aussi d'un relatif suréquipement en moyens de production électrique. Dans ces conditions le coût apparent de l'électricité d'origine photovoltaïque est donc déjà supérieur au prix moyen du marché, et donc situation encore bien pire si l'on regarde le coût complet.

Et cerise sur le gâteau, la rentabilité des moyens pilotables traditionnels est remise en question du fait d'une utilisation sur des durées trop brèves, ce qui va conduire à la fermeture d'un certain nombre d'entre eux. Qui manqueront alors au moment où on en aura besoin, un jour d'hiver sans soleil et sans vent.

Et cette situation pour le moins paradoxale de fonctionnement du marché explique aussi pourquoi au printemps, durant le confinement lié à la Covid-19, et la réduction importante de l'activité économique qui en a résulté, on a pu voir vanter le fait que les Energies Renouvelables en Europe tiraient superbement leur épingle du jeu et que pour la première fois leur production trimestrielle dépassait la production d'électricité issue d'énergie fossile. *Normal de gagner la course quand les concurrents ont des boulets au pied!*

Confusion entre débat nucléaire et baisse du CO2

La France va investir 130 Md€ en 8 ans sans baisser réellement le CO2 de son système électrique

- La France a une électricité parmi les moins chères et les plus décarbonées au monde.
- Sur-investir en renouvelable sans besoin supplémentaire oblige à investir 5 fois :
 - > Désinvestir dans un nucléaire pilotable qui peut encore servir
 - > Investir dans le renouvelable non compétitif
 - > Investir dans des moyens de secours
 - > Renforcer un réseau de T/D déjà l'un des plus solides au monde
 - > Investir dans le stockage et l'H2
- Sans baisser le CO2 de façon significative :
 - > Baisse de 5 Mt/an pour un coût de 10 Md€/an = 2000€/t (valeur marché = 30€/t)
- **Les mêmes sommes investies dans l'habitat permettraient d'isoler 100% des passoires thermiques : économie 100 Mt CO2/an**

Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Pour illustrer, le premier point, on peut indiquer que le prix de l'électricité pour le citoyen est presque 2 fois plus élevé en Allemagne qu'en France. A noter que l'écart est bien moindre pour les industriels, car comme toujours l'Allemagne a fait le choix de favoriser son Industrie.

« L'impératif du marché » prôné par la Commission Européenne se conjugue avec « l'impératif environnemental » qui a conduit à mettre en place des prix garantis hors marché en faveur des énergies renouvelables.

« A force de mélanger des règles du jeu incompatibles, des incohérences naissent, dont il faut payer le prix » p110 de Transition(s) électrique(s). Jean Pierre Hansen et Jacques Percebois, aout 2017.

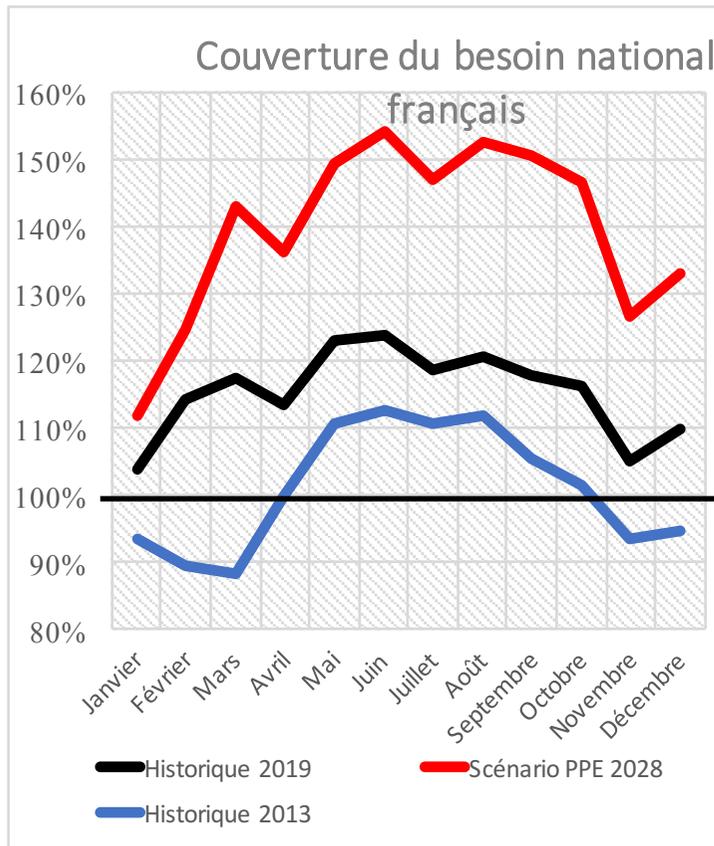
Le développement favorisé des EnR (non pilotables, et pas forcément aussi durables que souhaité!) a donc les conséquences non réellement maîtrisées évoquées par Olivier Baud:

- qui sont dues pour les 2 premiers à l'effet Subvention
- qui sont dues pour le 3ème et le 5ème à l'effet Non-pilotables
- sont dues pour le 4ème aux 2 effets

Au final, de gros surcoûts, sans réduction des émissions de CO2 ! Et qui pénalisent la rentabilité des moyens de production traditionnels, qu'il faut pourtant conserver pour les périodes sans soleil et sans vent!

Prévision PPE 2028 : Une surproduction inutilisable

Si le nucléaire est réduit : il faut le remplacer par du thermique de secours (scenario Allemand)

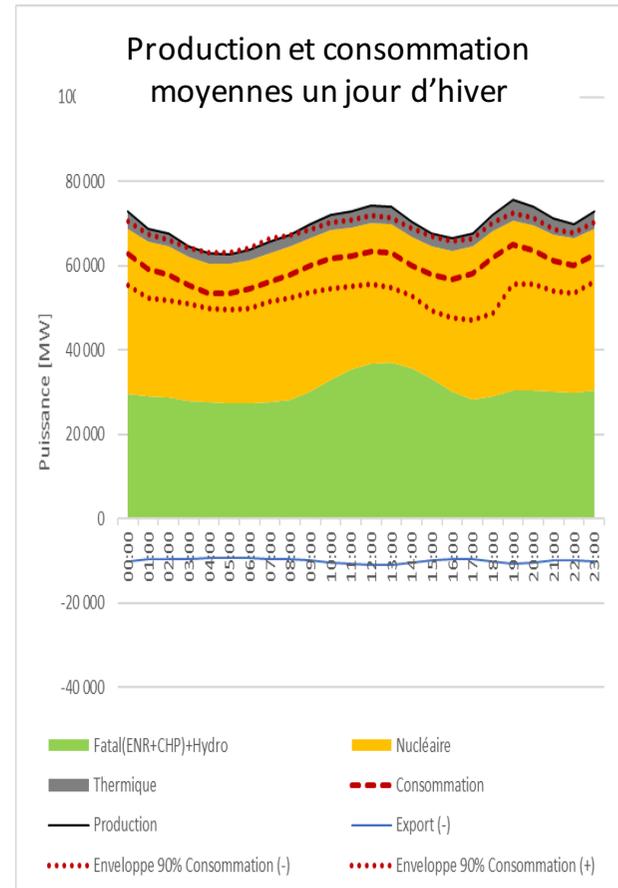


Production 6 mois d'été # 150% du besoin national.

Et fréquemment des journées à 200% des besoins

Excédent moyen de l'année : 20% de la production

- Les prévisions à 90% de chance montrent que la capacité Ren + nucléaire n'est pas suffisante
- Toute baisse du nucléaire devra donc être compensée par du secours (piloteable) thermique



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Et voici une simulation faite sur la production d'électricité en France, en supposant une année « moyenne », et les moyens de production tels que prévus en 2028 par la PPE.

- un besoin en légère baisse, grâce aux mesures de sobriété
- des moyens EnR (Eolien et Photovoltaïque) presque double d'aujourd'hui
- des moyens charbons démantelés (c'est prévu en 2022)
- des moyens nucléaires inchangés (après les 2 tranches de Fessenheim arrêtées en 2019, les tranches suivantes seront arrêtées entre 2028 et 2035)

Que lit-on sur ces courbes ?

- Les moyens 2019 couvrent les besoins, juste ce qu'il faut durant les 3 mois d'hiver, et avec une marge de 10 à 20 % le reste du temps .
Attention, ceci est regardé en moyenne, chaque mois. Cela ne nous met pas à l'abri d'une insuffisance certains jours , et à certains moments de la journée.
- Les moyens 2028 nous donnent une marge correcte l'hiver, mais une marge de plus de 40 % pendant 6 mois de l'année. *Même commentaire en italique.*

Et pourtant on peut voir sur le diagramme de droite, que malgré ce suréquipement, la couverture à 90 % de probabilité, nécessite encore des moyens thermiques fossiles (gaz en l'occurrence).

Et si on baisse la capacité nucléaire, il faudra la remplacer par du gaz (→CO2).

Et d'augmenter encore la part d' EnR (non-pilotable) ne changera rien, car il y aura toujours des moments sans vent et sans soleil.

Ou alors, il faudrait développer d'énormes capacités de stockage pour pouvoir transférer une surproduction de septembre, ou octobre, vers Décembre ou Janvier. Un grand nombre de nouvelles STEP ? Des quantités énormes de batteries ? Avec quel impact environnemental ? Et à quel prix? Financé par qui?

La PPE n'est pas viable, ni techniquement, ni économiquement

Un excédent annuel de 20% de la production ni exportable, ni stockable

100 TWh d'excédent
20% de la production
annuelle

Exporter ?

L'Allemagne et l'Espagne annoncent aussi des excédents énormes...qui sont structurellement en même temps (été, week-end, nuit, midi)

Stocker ? Pour en faire quoi l'année suivante ?

La capacité de tous les barrages français = 3,5 TWh
Stockage batteries Li-ion de 100 TWh
Surface de la ville de Paris x 150m de haut
Coût : 500 Md€

Les 2 options « traditionnelles » :

- **La plus probable** : le Plan ne se fera pas car trop cher et les consommateurs français n'accepteront pas de payer
- **Compromis (situation actuelle)**:
 - L'énergie nucléaire française sera écoulee à vil prix en Allemagne
 - La France comptera sur le charbon/gaz allemand (à prix et CO2 élevé) pour couvrir ses pointes

Propositions alternatives réalistes :

- **Flexibiliser les usages : consommer en phase avec le renouvelable...**
- **Accroître les usages vertueux et économiques**:
 - Electrifier des usages actuellement thermiques : mobilité, chauffage
 - Relocaliser sur les territoires des industries utiles et qui produisent actuellement en zones « haut CO2 » (Chine et Moyen Orient)
- **Imposer des règles « réalistes » au renouvelable** :
 - Modèle économique sans subvention
 - Pas d'autorisation sans équilibre offre-demande

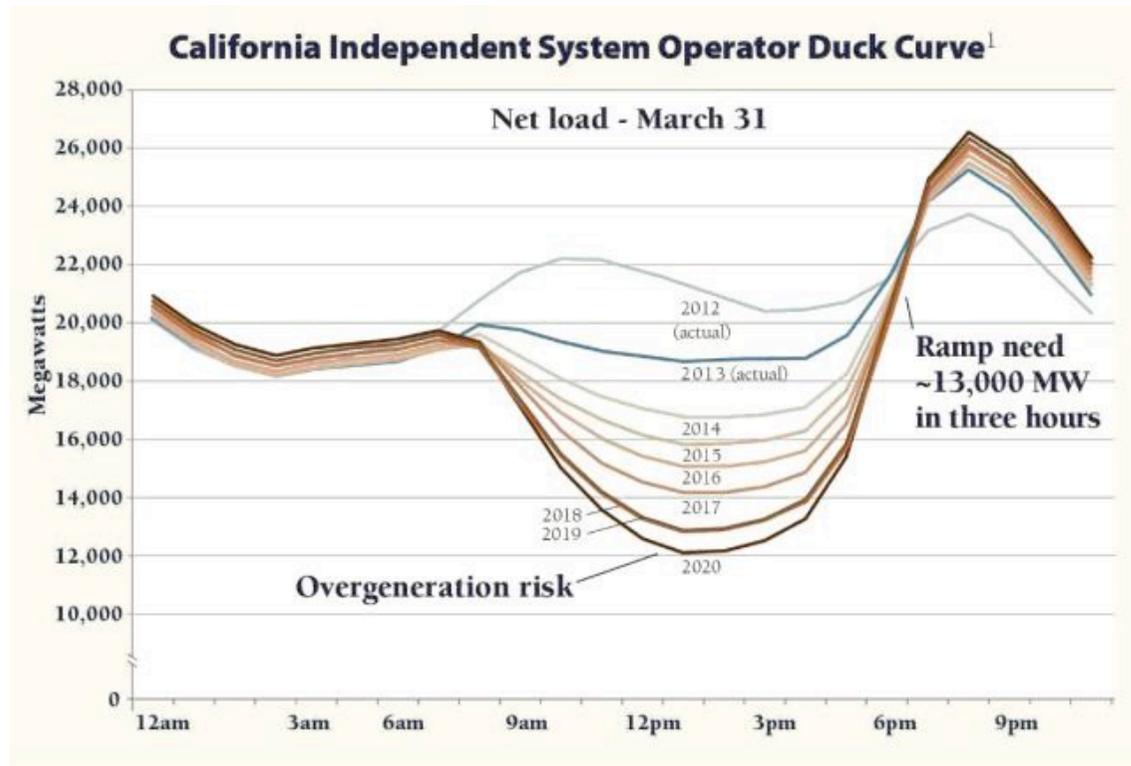
Commentaire de Savoie Nova post-conférence

Ce qu'il faut bien retenir, c'est :

- le système électrique exige à chaque instant l'équilibre entre la production et la Consommation. C'est une exigence des lois de la Physique!
- Augmenter l'installation de puissance EnR non-pilotable est une fuite en avant vaine. Disposer de 200, 300, même 500 % de puissance installée, dès lors que celle-ci pour des raisons physiques (alternance jour/nuit), ou météorologique (des nuages, ou une situation anticyclonique sur l'Europe) peut tomber à presque Zéro, alors il nous faut disposer de moyens prêts à fournir une puissance égale aux besoins (soit 100%). Mais ceux-ci, peu utilisés si on est fortement équipés en EnR, finiront par être démantelés par absence de rentabilité. Et alors ils nous feront défaut.
- A moins que la collectivité, consciente de la situation dangereuse, ne prenne en charge les coûts :
 - de maintien en état de marche, disponible instantanément, des moyens pilotables dont la rentabilité a été détruite.
 - ou de réalisation de moyens de stockage massifs (facteur 20 à 30 par rapport à l'existant), ce qui est très coûteux .
- D'où la tentation de faire appel à l'importation d'énergie venant de nos voisins, qui sera, au moment où on en a le plus besoin chère, et d'origine thermique fossile-→CO2.
- Et dans tous les cas, faire en sorte que notre consommation d'électricité coïncide mieux avec la production disponible → En complément des besoins de sobriété énergétique, cela veut sans doute dire aussi profiter de l'énergie parfois surabondante, pour électrifier des usages actuellement thermiques, ou relocaliser des industries, consommatrices dans la journée.
- Et sûrement, si on veut arrêter d'être Shaddock, imposer des règles réalistes aux Energies Renouvelables non- pilotables pour la fourniture d'électricité, afin de maîtriser le coût des externalités qu'elles occasionnent, sans que, en France, elles ne permettent de réduire les émissions de CO2!

Les besoins de flexibilité en infra-journalier

- L'exemple de la Duck curve de Californie : impact du solaire PV



Commentaire de Savoie Nova post-conférence

En écho à l'introduction faite par Vincent Charlet parlant de situations qui interpellent, et en appui des 2 présentations précédentes, il est intéressant d'analyser la signification du diagramme dit du « **Canard Californien** ».

La Californie est un état américain engagé depuis de nombreuses années dans les énergies renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque. Ainsi la production d'EnR (hors hydraulique), donc de fait non-pilotable, a dépassé les 30 % de la consommation annuelle de la Californie. Cette production EnR non-pilotable est essentiellement Solaire Photovoltaïque.

Comme en Europe, et en France, cette production, assez diffuse, est prioritaire pour s'écouler sur le réseau; charge au gestionnaire de réseau, avec les autres moyens de production pilotables, de gérer la satisfaction du besoin des consommateurs.

Comment ce canard californien est-il engendré?

Prenons un jour typique d'été, bien ensoleillé, et traçons sur le même diagramme sur les 24 h de cette journée, et pour les années 2012 à 2020, la valeur de la consommation, défalquée de la production solaire (effective de 9h à 18h, avec un maximum vers 14h). Cela nous donne donc la puissance à fournir par le gestionnaire du réseau avec les moyens pilotables disponibles.

Que voit-on ? Un magnifique canard dont le ventre (de 12 à 16h) se creuse de plus en plus (gavé par le solaire, près de 10 000MW en 2020) tandis que la tête (vers 21h) reste bien droite, et même se lève un peu (alors qu'il n'y a plus du tout de soleil). Et donc pour satisfaire la demande des consommateurs californiens, le gestionnaire de réseau doit mettre en service, en à peine 3 heures, 13 000MW. La Californie doit en disposer car les états voisins n'ont pas forcément de réserve à fournir (et le soleil s'est aussi couché chez eux). Cela peut se révéler très difficile si les installations à mobilier connaissent des problèmes de fonctionnement et ne sont plus disponibles à 100%. Une telle montée en puissance si rapide est très sollicitante pour les machines et un taux journalier d'utilisation aussi faible fait chuter leur rentabilité. Et il est pourtant incontournable de continuer à les entretenir. Qui va rémunérer ce service essentiel pour prendre le relais du soleil qui s'est couché ?

A noter qu'en 2012 il n'y avait besoin que de 4 000 MW (au lieu des 13 000 MW en 2020), situation qui se gérait sans problème.

➔ **Attention à ce que le canard californien, espèce finalement assez dangereuse, ne gagne pas les côtes européennes!**