



WINNIE VORIHILALA

MIX ELECTRIQUE RENOUVELA BLE EN 2050

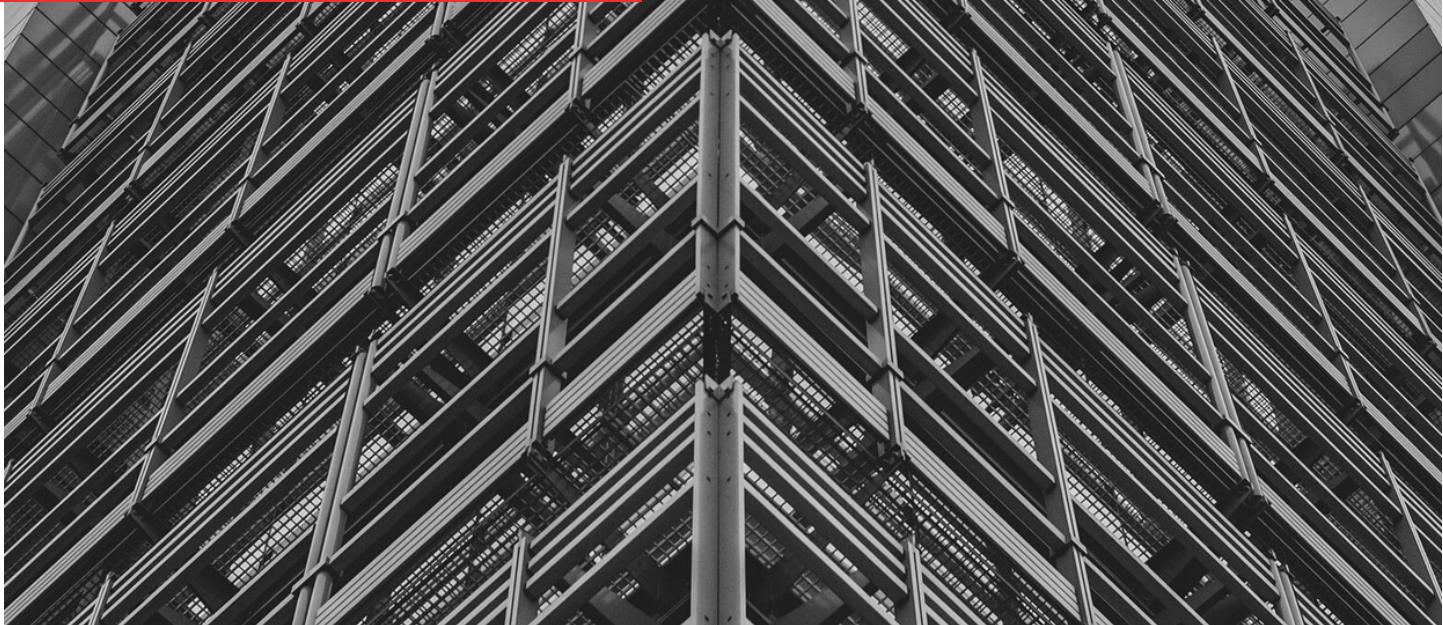
INSA ROUEN - MS ESD
2019-2020

Winnie VORIHILALA
Contact :
winnie.vorihilala@insa-rouen.fr

Mastère Spécialisé Expert
en Sciences des données
(Promotion 2019-2020)

INSA ROUEN Normandie,
685 avenue de
l'Université, 76800 Saint-
Etienne-du-Rouvray

OBJECTIF DE L'ETUDE

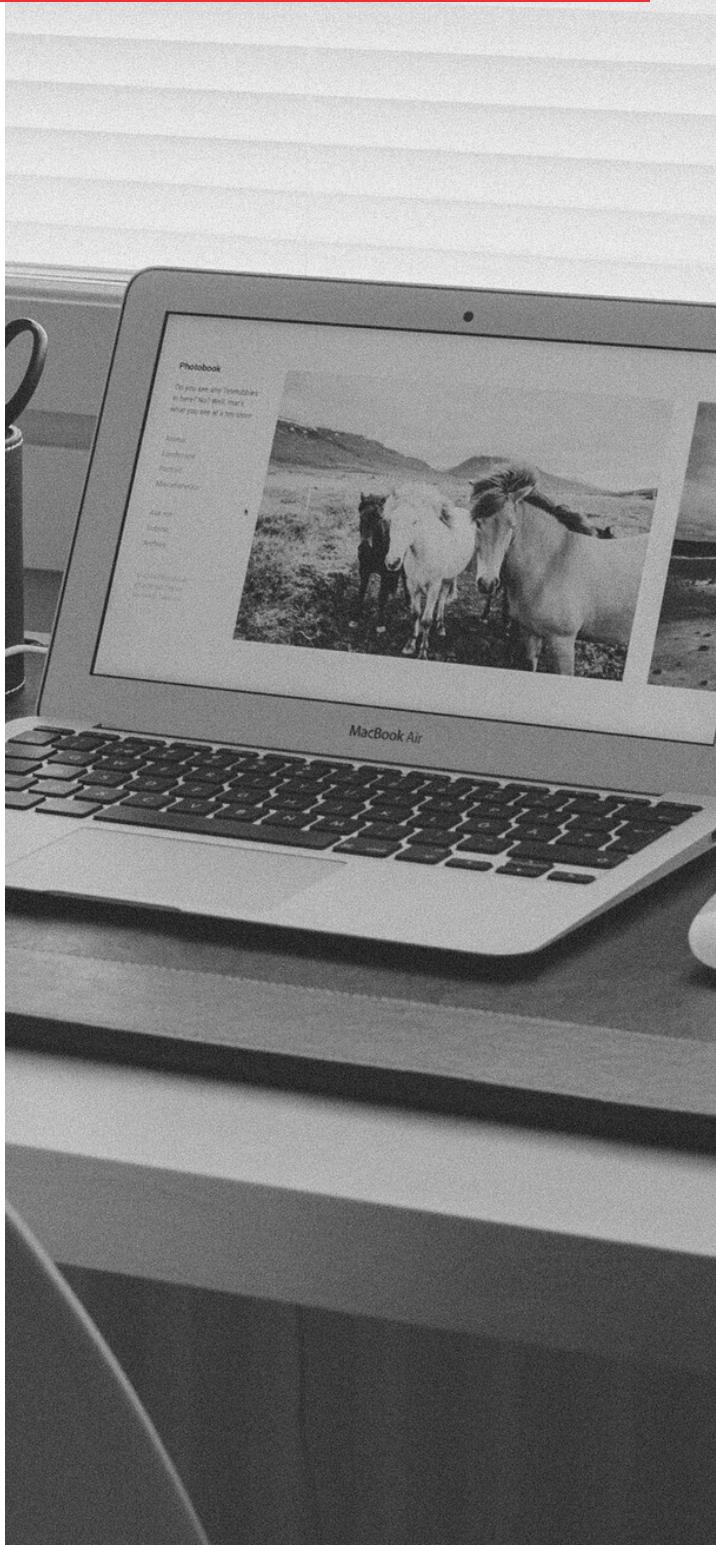


Fin 2018, la France a publié sa Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), qui définit la manière d'atteindre les objectifs de neutralité carbone en France en 2050. En particulier, la SNBC décrit comment les usages électriques pourraient se développer pour atteindre la neutralité carbone.

L'objectif de cette étude est d'analyser comment répondre aux projections de demande de la SNBC en déterminant un mix électrique neutre en carbone, à l'horizon 2050. Ce système électrique sera composé de moyens de production renouvelables : fermes éoliennes, fermes solaires, centrales à cycle combiné au biogaz.

Afin de mener à bien cette étude, nous avons utilisé deux jeux de données accessibles en opendata et publiées par Réseaux Energies. Le premier provient de l'application eco2mix du RTE (Réseau de Transport d'Electricité) et recense la consommation énergétique en France ainsi que la production selon les différentes filières composant le mix énergétique, par quart d'heure depuis 2012 à ce jour. Le deuxième provient également du RTE et fournit des données annuelles (2007 à 2019) de production énergétique par parc pour l'ensemble des installations de production d'électricité en France raccordées aux réseaux publics de transport (RTE) et de distribution (Enedis, EDF SEI et les ELD).

STATISTIQUES



Quelques chiffres-clés

445 MILLIONS DE TONNES EQUIVALENT CO₂

Ce chiffre représente les émissions françaises (hors Outre-Mer) de gaz à effet de serre en 2018.

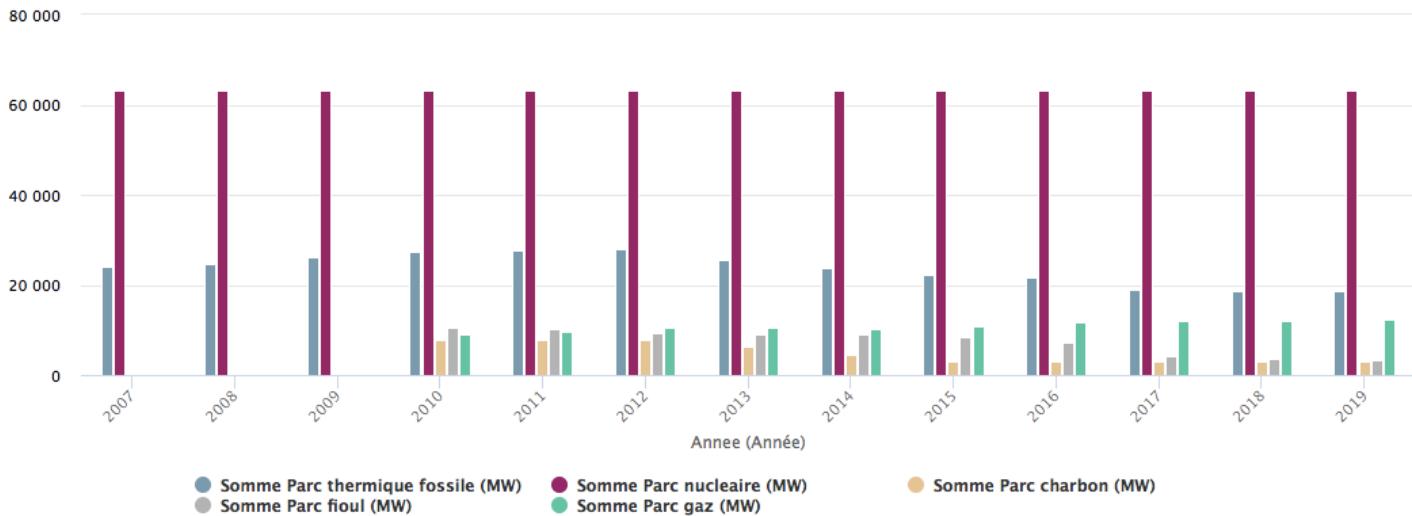
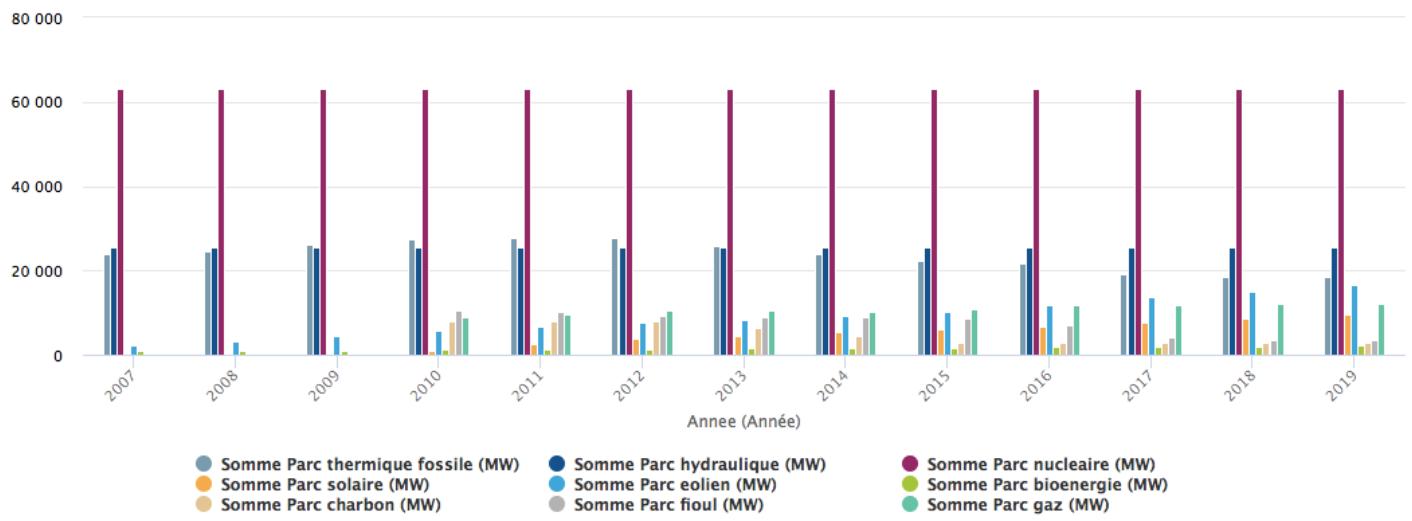
4 %

BAISSE DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE

Les émissions françaises de gaz à effet de serre enregistrent une baisse de 4% de 2017 à 2018.

45,7 MILLIARDS BUDGET OPTIMISÉ

Ce chiffre représente les investissements favorables au climat en France en 2018.



Nous pouvons visualiser ici l'évolution annuelle de la production électrique en France de 2007 à 2019 par type de parc électrique. Le 1er graphique montre l'évolution de la production pour un ensemble de 9 types de parcs. Le 2ème graphique se focalise sur les parcs produisant de l'électricité provenant de sources non-renouvelables. Le 3ème graphique se focalise sur les parcs produisant de l'électricité provenant de sources renouvelables. On constate à travers le 1er graphique que les 3 parcs produisant le plus d'électricité en France sont : les parcs nucléaires (largement en 1ère position avec une production annuelle constante avoisinant les 60k MW), les parcs thermiques fossile (avec une production annuelle avoisinant les 23k MW et en légère décroissance au fil des ans) et enfin les parcs hydrauliques (avec une production annuelle constante avoisinant les 25k MW).

La production d'électricité provenant de sources renouvelables en France est dominée par les parcs hydrauliques (avec une production annuelle constante avoisinant les 25k MW). On constate toutefois une hausse de la production des parcs éoliens et solaires au fil des ans. La production des parcs bioénergie est faible (avoisine les 1k MW) mais en légère croissance également au fil des ans).

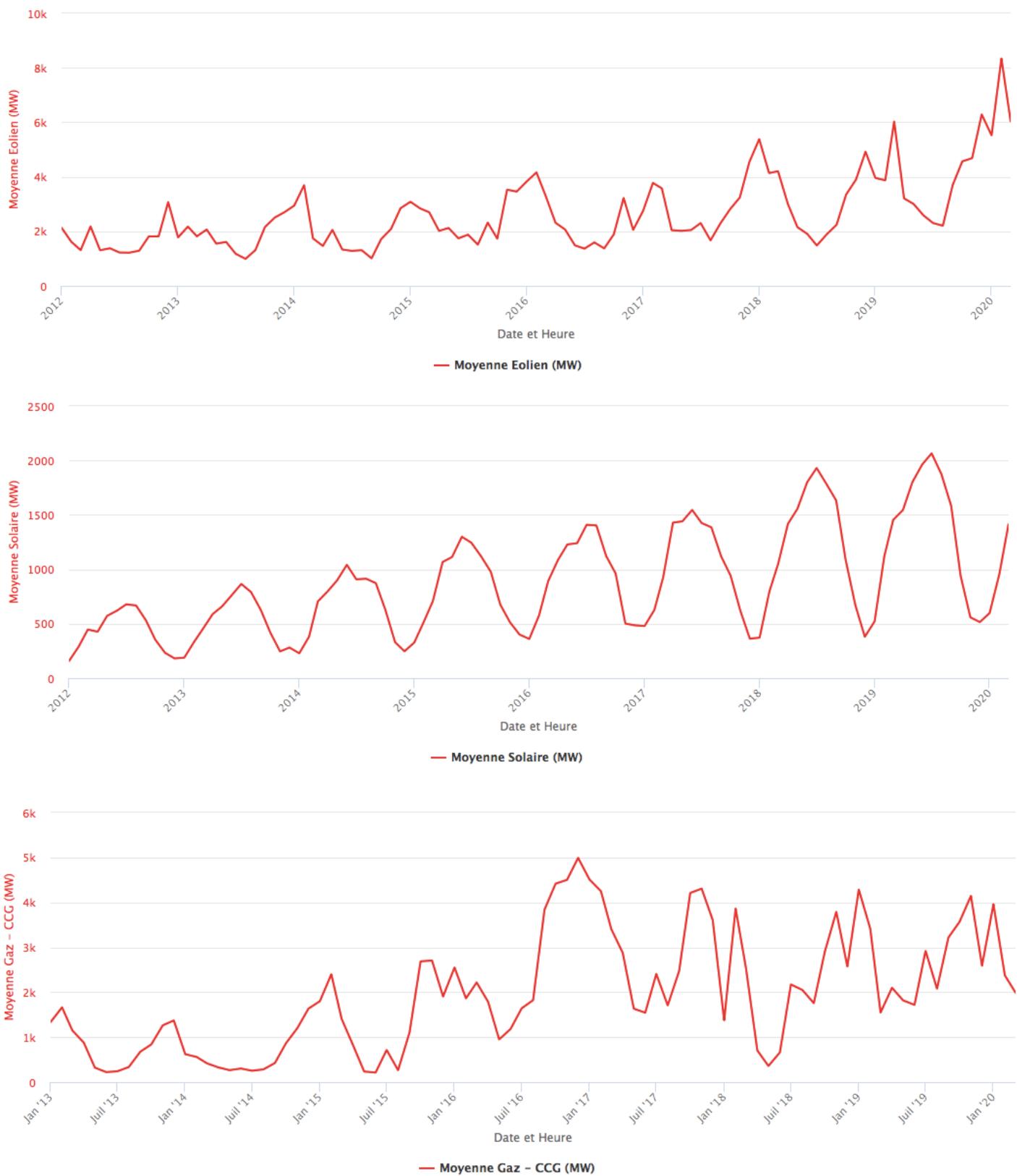


Nous pouvons visualiser ici l'évolution annuelle, mensuelle et journalière moyenne de la consommation énergétique en France de 2012 à 2020. Ces données proviennent du jeu de données eco2mix.

On constate une hausse de la consommation de 2012 à 2013, puis une baisse de 2013 à 2014. La consommation est plus ou moins constante de 2014 à 2019, puis enregistre une forte hausse de 2019 à 2020. On observe des pics de consommation respectivement à chaque début et fin d'année, ce qui coïncide avec la saison hivernale où la consommation d'électricité est la plus forte (chauffage, lumières allumées plus tôt dans la journée,...). Cette consommation baisse systématiquement le long de l'année et atteint son minimum en milieu d'année ce qui coïncide avec la saison estivale où la consommation d'électricité est la plus faible (pas de chauffage, jours plus longs, moins d'éclairages publics et privés...).

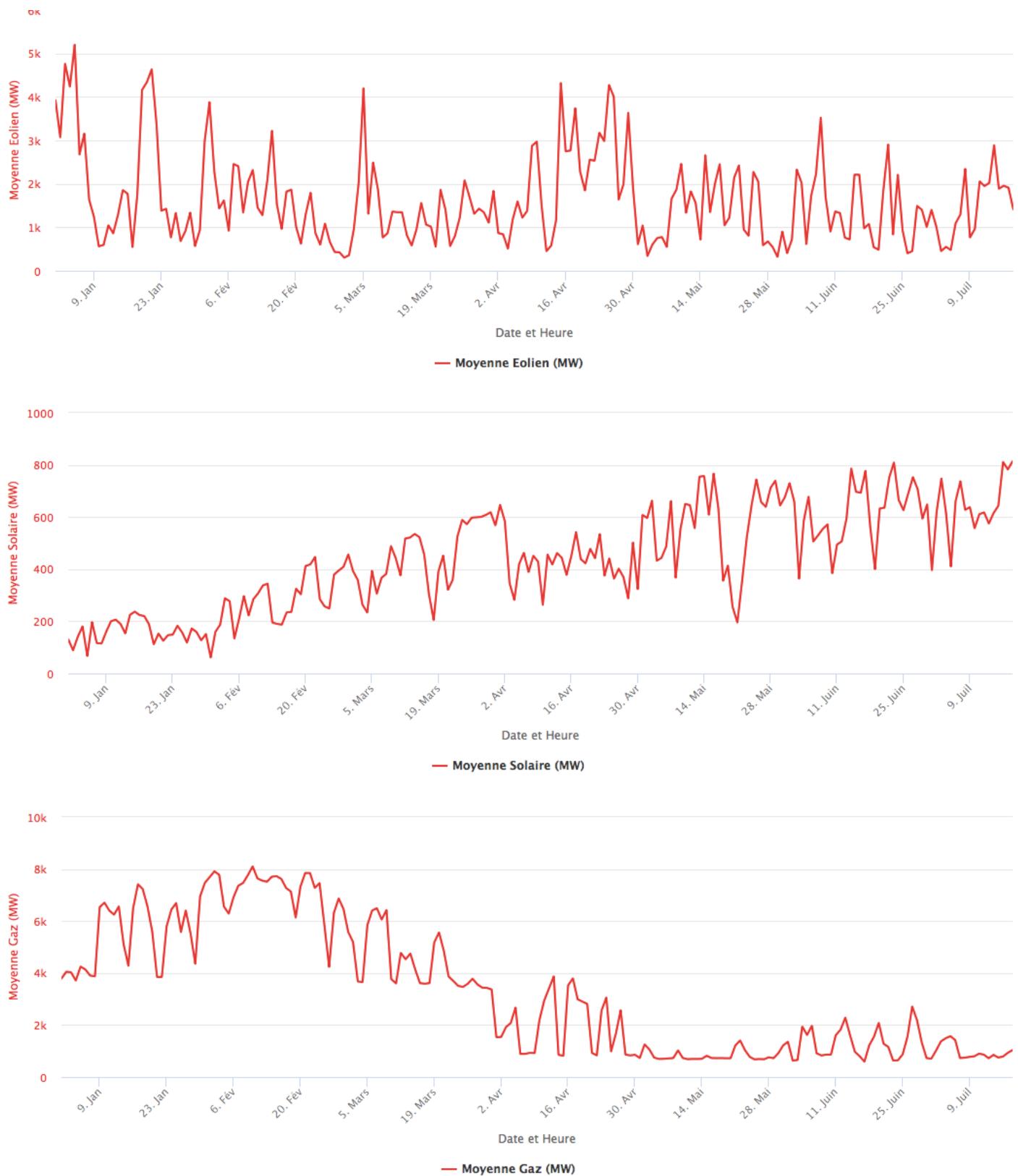


Nous pouvons visualiser ici l'évolution annuelle (de 2012 à 2020) de la consommation moyenne de chacun des 3 actifs suivants : éolien, solaire et Centrales à cycle combiné au gaz ou CCG, sur lesquels cette étude se focalisera afin de déterminer le mix électrique renouvelable en 2050. Ces données proviennent de l'application eco2mix. On constate une hausse significative de la consommation de l'actif solaire de 2012 à 2019 puis une baisse de 2019 à 2020. L'actif éolien enregistre une hausse modérée de 2012 à 2019 puis une forte hausse de 2019 à 2020. L'actif CCG enregistre également une hausse de sa consommation de 2014 à 2017, suivie d'une baisse en 2018, puis d'une hausse à nouveau en 2019 et une consommation constante de 2019 à 2020.



Nous pouvons visualiser ici l'évolution mensuelle de la consommation moyenne (de 2012 à 2020) de chacun des 3 actifs suivants : éolien, solaire et Centrales à cycle combiné au gaz ou CCGT, sur lesquels cette étude se focalisera afin de déterminer le mix électrique renouvelable en 2050.

Ces données proviennent de l'application eco2mix. On constate que les actifs éolien et CCGT suivent à peu près la même tendance : des pics de consommation respectivement en début et en fin d'année, périodes correspondant à la saison hivernale, et une baisse de la consommation le long de l'année entre ces deux pics, qui prend la forme d'une courbe en U, et qui atteint son minimum en milieu d'année, période correspondant à la saison estivale. Ces tendances peuvent s'expliquer par le fait que la demande en électricité en France est plus forte en hiver (utilisation du chauffage, lumières allumées plus tôt dans la journée...) et moins forte en été (pas de chauffage, jours plus longs, baisse de l'éclairage public et privé, ...). La tendance inverse est cependant observée pour l'actif solaire qui enregistre ses plus fortes hausses de consommation en milieu d'année en été (taux d'ensoleillement au maximum) et ses plus fortes baisses de consommation respectivement en début et en fin d'année (taux d'ensoleillement au plus faible dans l'année).



Nous pouvons visualiser ici l'évolution journalière (de 2012 à 2020) de la consommation moyenne de chacun des 3 actifs suivants : éolien, solaire et Gaz (incluant les Centrales à cycle combiné au gaz ou CCCG). Ces données proviennent de l'application eco2mix.

On constate que la tendance de la consommation de l'actif éolien reste plutôt stationnaire au fil des années tandis que celle de l'actif solaire est en hausse continue. La consommation de l'actif Gaz (qui inclut les CCCG) enregistre une tendance haussière de 2012 à 2016, puis une tendance stationnaire de 2016 à 2020.

1-CREATION D'UN PROFIL DE DEMANDE



Dans la première partie de cette étude, afin que le système soit adapté aux variations de demande, il est nécessaire de déterminer un profil de demande, c'est-à-dire la manière dont la demande fluctue au cours d'une année.

Par ailleurs, afin que le système soit dimensionné correctement, il est important qu'il soit adapté à une année comprenant des journées et des heures de forte consommation.

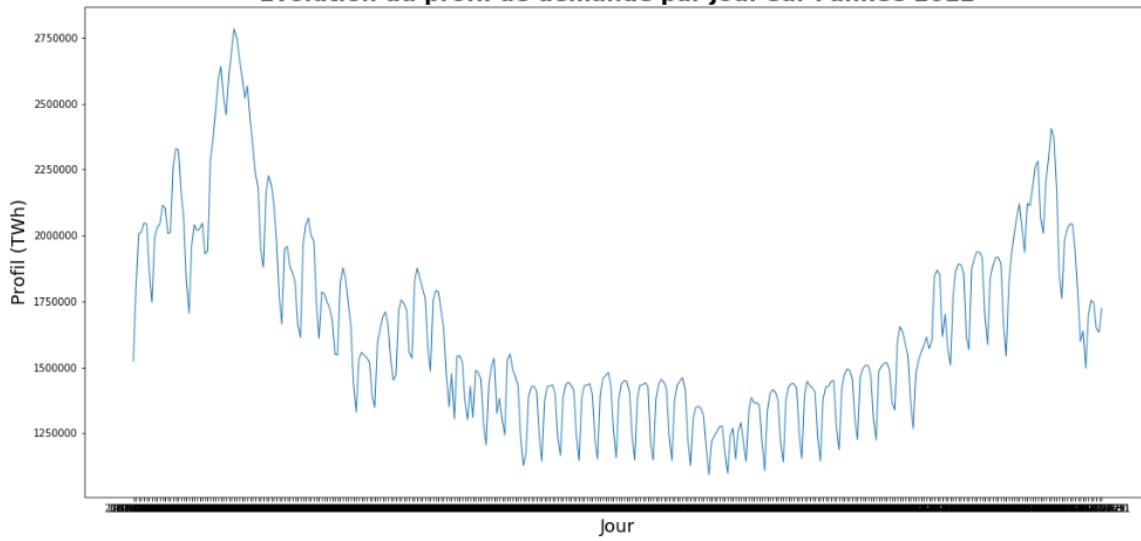
Afin de créer ce profil de demande, nous avons récupéré dans la base Eco2Mix les données de consommation d'électricité de l'année 2012. Puis, pour chaque heure de cette année, nous avons calculé la proportion de la consommation par rapport à la consommation annuelle, de manière à obtenir un profil (en %).

Nous avons ensuite appliqué ce profil à une consommation d'électricité annuelle de 600 TWh, de manière à obtenir pour chaque heure de cette année une consommation (en TWh). Observons ci-dessous les différentes variations obtenues à différentes granularités temporelles (mois, jour, heure)

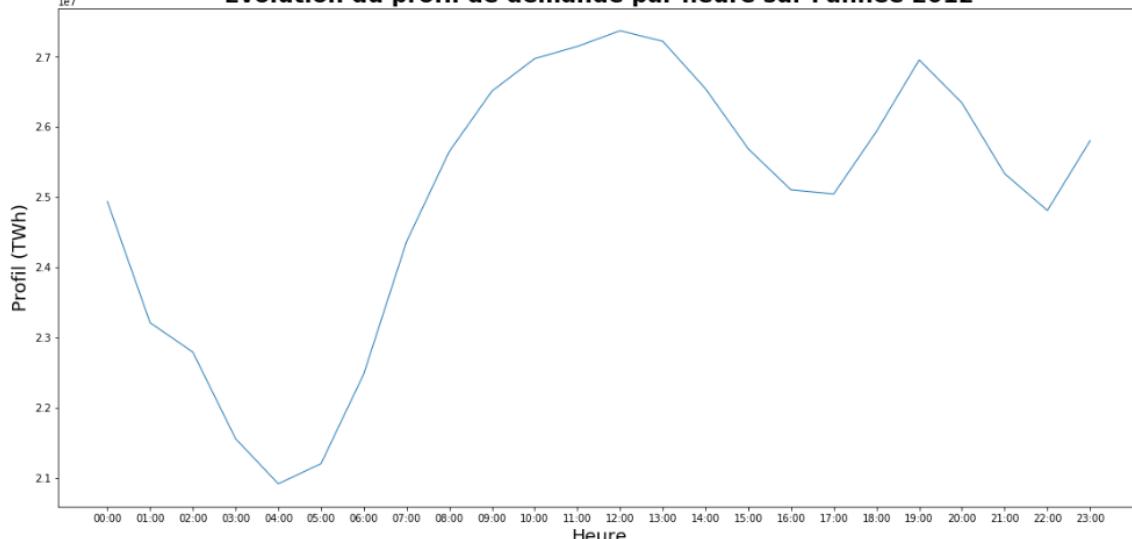
Evolution du profil de demande par mois sur l'année 2012



Evolution du profil de demande par jour sur l'année 2012



Evolution du profil de demande par heure sur l'année 2012



Nous pouvons visualiser ici l'évolution par mois, jour et heure du profil de demande construit sur l'année 2012.

On constate que la demande est à son maximum pendant la saison hivernale (décembre à février). Elle baisse entre ces 2 périodes et prend la forme d'une courbe en U pour atteindre un premier minimum en juin et un deuxième minimum (le plus bas) en août pendant la saison estivale. Au niveau des heures, on constate que les heures où la demande est au plus bas vont de minuit à 4h du matin. Les heures où la demande est au plus haut vont de 4h du matin à 13h. On observe une baisse de la demande de 13h à 17h, puis une hausse de 17h à 19h, suivie d'une deuxième baisse de 19h à 22h, et à nouveau d'une hausse de 22h à minuit.

2-CREATION DE PROFILS DE PRODUCTION RENOUVELABLE



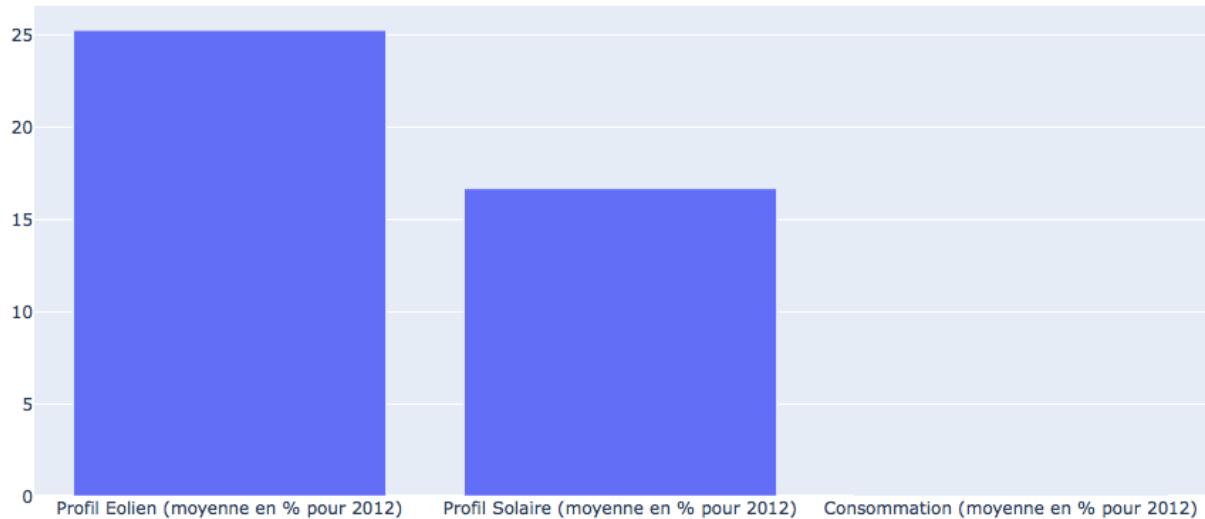
Les énergies renouvelables éoliennes et solaires ne sont pas pilotables, afin de déterminer la manière dont ces actifs produisent de l'électricité dans la journée, il est nécessaire de déterminer leur profil de production, qui sera appliqué aux capacités installées dans le mix électrique. Nous avons par conséquent déterminer ces profils de production dans cette deuxième partie. Pour cela, nous avons récupéré les données de production d'électricité éolienne et solaire de 2012 dans la base Eco2Mix, puis les capacités installées au 31 décembre 2011 dans la base du parc national annuel.

Ensuite, pour chaque heure de 2012, nous avons calculé la proportion de la production par rapport à la capacité installée. Observons ci-dessous comment ces profils se situent par rapport au profil de consommation.

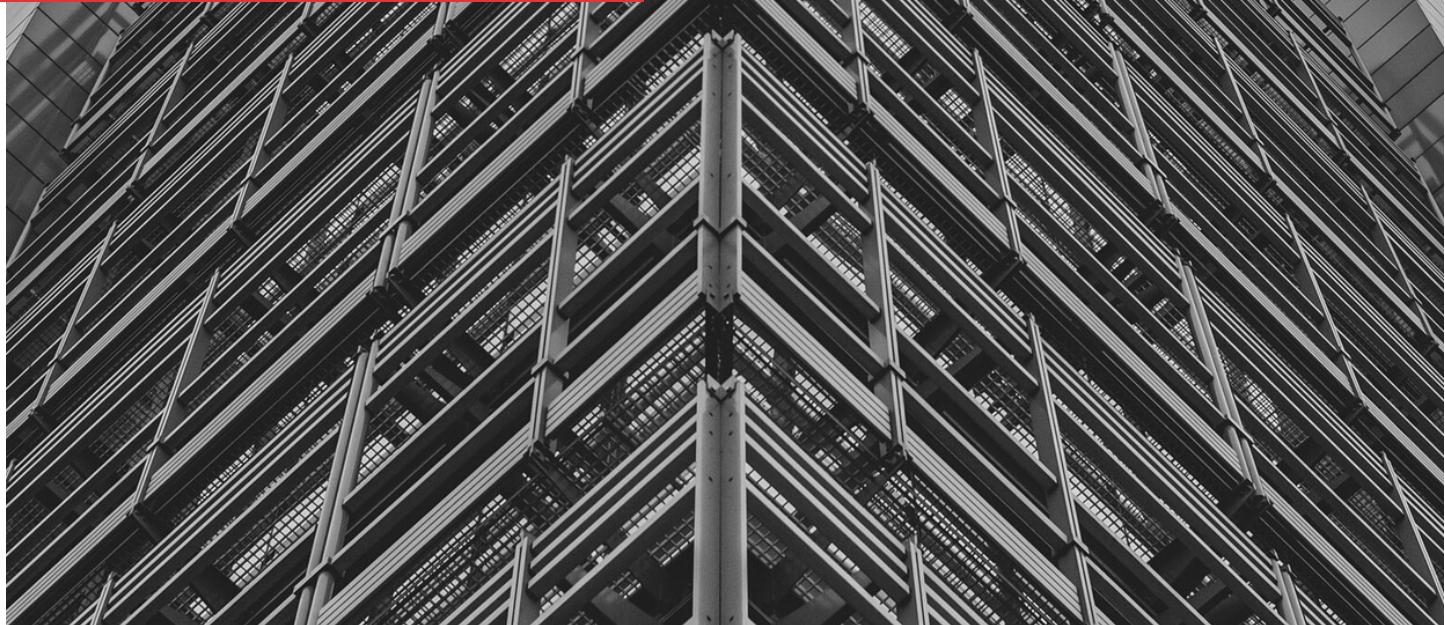
La puissance électrique installée représente la capacité de production électrique d'un équipement. Le plus souvent exprimée en Mégawatts, voire en Gigawatts, elle peut être d'origine hydraulique, nucléaire, thermique, solaire ou éolienne.

Le graphique ci-dessous et les calculs effectués nous permettent de déduire que les parcs éoliens en France produisent en moyenne en 2012 25% d'énergie (MWh) par rapport à leurs capacités totales de production en 2011. Les parcs solaires en France produisent en moyenne en 2012 16% d'énergie (MWh) par rapport à leurs capacités totales de production en 2011. Ces productions ne sont pas du tout du même ordre de grandeur que le profil de demande qui est ici de l'ordre de 0,011% en moyenne en 2012.

On peut déduire que les parcs éoliens et solaires produisent en 2012 par rapport à leurs capacités installées en 2011, plus que ce qui est absorbé par la consommation moyenne annuelle en 2012. Ces parcs sont en surcapacité si on compare leur production en 2012 et la consommation en 2012.



3-DETERMINATION D'UN MIX ELECTRIQUE OPTIMAL



Afin de constituer le système électrique permettant de servir la consommation prévue en 2050, il faut déterminer les capacités de production (en MW) et la production horaire (en MWh) nécessaires pour satisfaire la demande de chaque heure de l'année au meilleur coût.

Les coûts des différents actifs sont indiqués dans le tableau ci-dessous. Pour cela, nous avons modélisé le problème sous forme de programme linéaire ayant pour objectif de minimiser les coûts d'installation de capacités et de fonctionnement du système.

La demande de chaque heure de la journée doit être satisfaite par la production des différents actifs. L'équation également doit tenir compte des délestages ou des excès de production éventuels. La production de chaque actif ne peut pas dépasser sa capacité installée. Pour les actifs éoliens et solaires, la production horaire est fixée par le produit entre la capacité installée et le profil déterminé dans la question 2. Nous avons codé et résolu ce programme linéaire. (détails dans les pages suivantes)

Actif	Coût d'investissement (€/MW)	Coût opérationnel (€/MWh)
Eolien	70000	0
Solaire	50000	0
CCGT	60000	150
Délestage	0	3000
Excès de production	0	1000

L'objectif du programme linéaire est de minimiser les coûts d'installation de capacités et de fonctionnement du système pour les trois actifs suivants : éolien, solaire, CCGT. Ces coûts nous sont donnés dans le tableau ci-dessus. Minimiser ces coûts revient à minimiser la quantité de délestage et d'excès de production.

La demande de chaque heure de la journée doit être satisfaite par la production des différents actifs.

L'équation doit également tenir compte des délestages ou des excès de production éventuels.

La production de chaque actif ne peut pas dépasser sa capacité installée. Autrement dit :

production≤capacité installée.

Pour les actifs éoliens et solaires, la production horaire est fixée par le produit entre la capacité installée et le profil déterminé dans la question 2. Autrement dit :

production horaire éolienne = capacité installée pour l'actif éolien*proportion de l'éolien

production horaire solaire = capacité installée pour l'actif solaire*proportion du solaire

Nous pouvons modéliser ce problème de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_1 + 50000c_2 + 60000c_3 + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_1 * \text{profil}_1[i] + c_2 * \text{profil}_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{600}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_3 \\ c_i \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_1 : capacité installée pour l'actif éolien
- c_2 : capacité installée pour l'actif solaire
- c_3 : capacité installée pour l'actif CCGT
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_{600} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 600 TWh
- d : délestage
- e : excès de production
- profil_1 : proportion de l'actif éolien
- profil_2 : proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```

La valeur de c_1 est : 93185.156 MW
La valeur de c_2 est : 41044.836 MW
La valeur de c_3 est : 96768.892 MW
La valeur de la fonction objective Z est : 68809146927.45935 MW
Le nombre d'heures de délestages est égal à : 21
La quantité totale de délestage est égale à : 61460.840 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 397
La quantité totale d'excès de production est égale à : 3731678.330 MW

```

4-SIMULATION DE L'ADÉQUATION DU MIX ELECTRIQUE



Le mix électrique calculé dans la partie 2 est adapté à une consommation annuelle de 600 TWh. Cependant, il existe une incertitude importante sur ces projections de demande à long terme, et particulièrement dans le cadre de la transition énergétique. En effet, il est difficile d'évaluer quels vecteurs énergétiques et quelles technologies émergeront pour satisfaire les différents usages à cet horizon.

Dans cette partie, en fixant les capacités des actifs à celles obtenues dans la question 2, nous allons simuler le fonctionnement du système électrique pour des consommations annuelles de 500 TWh et 700 TWh. Nous déduirons si oui ou non le système s'adapte à ces consommations annuelles. Nous allons également observer les variations des délestages et excès de production.

Simulation 1 : Consommation annuelle à 500 TWh

Le programme linéaire associé à cette simulation s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_{1500} + 50000c_{2500} + 60000c_{3500} + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_{1500} * profil_1[i] + c_{2500} * profil_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{500}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_{3500} \\ ci_{500} \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_1_500 : capacité installée pour l'actif éolien
- c_2_500 : capacité installée pour l'actif solaire
- c_3_500 : capacité installée pour l'actif CCGT
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_500 : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 500 TWh
- d : délestage
- e : excès de production
- profil_1 : proportion de l'actif éolien
- profil_2 : proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La valeur de c_1_500 est : 93185.156 MW
La valeur de c_2_500 est : 41044.836 MW
La valeur de c_3_500 est : 96768.892 MW
La valeur de la fonction objective z est : 61326289618.24959 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 0
La quantité totale de délestage est égale à : 0.000 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 951
La quantité totale d'excès de production est égale à : 10420640.210 MW
```

Les valeurs de c_1_500, c_2_500 et c_3_500 sont fixées avec les valeurs de c_1, c_2 et c_3 obtenues dans le premier programme linéaire ci-dessus.

Avec une consommation adaptée à une consommation annuelle de 500 TWh, on observe que :

- il n'y a aucun délestage, ce qui n'est pas étonnant car le mix a été initialement conçu pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh. Par conséquent, lorsqu'on utilise ce mix électrique avec une consommation adaptée à une consommation annuelle inférieure à 600, il n'y aura jamais de délestage car le système électrique permettra de produire de l'électricité à tout moment.
- le nombre d'heures d'excès de production est égal à 951, ce qui est largement supérieur aux 397 trouvées initialement. Le mix électrique étant initialement adapté à une consommation annuelle de 600 TWh, il est normal que lorsqu'on baisse cette consommation à 500 TWh, nous ayons un excès de production en augmentation.
- la quantité totale d'excès de production est égale à 10420640,210 MW, ce qui fait un excès de production par heure de 10957 MWh.

Simulation 2 : Consommation annuelle à 700 TWh

Le programme linéaire associé à cette simulation s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_{1700} + 50000c_{2700} + 60000c_{3700} + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_{1700} * profil_1[i] + c_{2700} * profil_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{700}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_{3700} \\ ci_{700} \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_{1700} : capacité installée pour l'actif éolien
- c_{2700} : capacité installée pour l'actif solaire
- c_{3700} : capacité installée pour l'actif CCGT
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_{700} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 700 TWh
- d : délestage
- e : excès de production
- $profil_1$: proportion de l'actif éolien
- $profil_2$: proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La valeur de c_1_700 est : 93185.156 MW
La valeur de c_2_700 est : 41044.836 MW
La valeur de c_3_700 est : 96768.892 MW
La valeur de la fonction objective Z est : 87203316708.05376 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 300
La quantité totale de délestage est égale à : 2288630.684 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 150
La quantité totale d'excès de production est égale à : 1163622.511 MW
```

Les valeurs de c_{1700} , c_{2700} et c_{3700} sont fixées avec les valeurs de c_1 , c_2 et c_3 obtenues dans le tout premier programme linéaire.

Avec une consommation adaptée à une consommation annuelle de 700 TWh, on observe que :

- le délestage est égal à 300h, ce qui est largement supérieur aux 21h trouvées dans le programme initial. Ce résultat n'est pas étonnant car le mix a été initialement conçu pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh. Par conséquent, lorsqu'on utilise ce mix électrique avec une consommation adaptée à une consommation annuelle supérieure à 600, il y aura plus de délestage car le système électrique ne permettra pas de produire suffisamment d'électricité à toute heure.
- le nombre d'heures d'excès de production est égal à 150h, ce qui est inférieur aux 397h trouvé avec le premier programme. Le mix électrique étant initialement adapté à une consommation annuelle de 600 TWh, il est normal que lorsqu'on augmente cette consommation à 700 TWh, nous ayons un excès de production en baisse.
- la quantité totale d'excès de production est égale à 1163622,511 MW, ce qui fait un excès de production par heure de 7757 MWh.

5-PRISE EN COMPTE DE PLUSIEURS SCENARIOS



Afin de concevoir un mix électrique pouvant s'adapter à plusieurs futurs possibles, il est nécessaire de prendre en compte les différents scénarios de demande dans l'optimisation. Les 3 scénarios des questions précédentes seront utilisés et considérés de manière équiprobable.

Dans cette partie, nous allons modéliser le problème d'optimisation stochastique à 2 étapes. L'objectif est de minimiser l'espérance du coût d'installation des capacités électriques et de fonctionnement du système dans les 3 scénarios. En 1ère étape, la décision sur les capacités de chaque actif doit être prise. En 2ème étape, le système doit satisfaire la demande dans chacun des 3 scénarios avec les capacités installées en 1ère étape. Nous verrons ensuite comment les capacités installées évoluent.

Prise en compte de 3 scénarios : consommation annuelle à 500 TWh, 600 TWh et 700 TWh

Le programme linéaire associé à ces 3 scénarios s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_1 + 50000c_2 + 60000c_3 + 1/3 * (150 \sum_{i=1}^{8784} p3_{500}[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d_{500}[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e_{500}[i]) + (1/3) * (150 \sum_{i=1}^{8784} p3_{600}[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d_{600}[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e_{600}[i]) + (1/3) * (150 \sum_{i=1}^{8784} p3_{700}[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d_{700}[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e_{700}[i]) \\ c_1 * profil_1[i] + c_2 * profil_2[i] + p3_{500}[i] + d_{500}[i] = c_{500}[i] + e_{500}[i] \\ c_1 * profil_1[i] + c_2 * profil_2[i] + p3_{600}[i] + d_{600}[i] = c_{600}[i] + e_{600}[i] \\ c_1 * profil_1[i] + c_2 * profil_2[i] + p3_{700}[i] + d_{700}[i] = c_{700}[i] + e_{700}[i] \\ p3_{500}[i] \leq c_3 \\ p3_{600}[i] \leq c_3 \\ p3_{700}[i] \leq c_3 \\ c_i \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_1 : la nouvelle capacité installée pour l'actif éolien
- c_2 : la nouvelle capacité installée pour l'actif solaire
- c_3 : la nouvelle capacité installée pour l'actif CCGT
- $p3_{500}$: production horaire de CCGT trouvée à la simulation 1 (consommation = 500 TWh)
- $p3_{600}$: production horaire de CCGT trouvée initialement (consommation = 600 TWh)
- $p3_{700}$: production horaire de CCGT trouvée à la simulation 2 (consommation = 700 TWh)
- c_{500} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 500 TWh
- c_{600} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 600 TWh
- c_{700} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 700 TWh
- d_{500} : délestage trouvée à la simulation 1 (consommation = 500 TWh)
- d_{600} : délestage (trouvée initialement (consommation = 600 TWh)
- d_{700} : délestage trouvée à la simulation 2 (consommation = 700 TWh)
- e_{500} : excès de production trouvée à la simulation 1 (consommation = 500 TWh)
- e_{600} : excès de production trouvée initialement (consommation = 600 TWh)
- e_{700} : excès de production trouvée à la simulation 2 (consommation = 700 TWh)
- $profil_1$: proportion de l'actif éolien
- $profil_2$: proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La nouvelle valeur de c_1 est : 88707.952 MW
La nouvelle valeur de c_2 est : 40554.375 MW
La nouvelle valeur de c_3 est : 109823.74 MW
La valeur de la fonction objective Z est : 87203316708.05376 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 63
La quantité totale de délestage est égale à : 315188.395 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 1248
La quantité total d'excès de production est égale à : 11604142.211 MW
```

Nous obtenons des nouvelles valeurs de c_1 , c_2 et c_3 qui tiennent compte des 3 scénarios. Le nombre d'heures de délestage ainsi que le nombre d'heures d'excès de production sont supérieurs à ceux trouvés initialement (respectivement 21h et 397h) pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh. Toutefois, la prise en compte des 3 scénarios est la solution la plus réaliste pour déterminer un mix électrique optimal en 2050.

6-PRISE EN COMPTE DES RESULTATS DES SCENARIOS



Dans cette partie, nous allons prendre en compte les résultats obtenus à la partie 5. En effet, nous considérons que les nouvelles valeurs obtenues de c_1 , c_2 et c_3 constituent les capacités optimales pour un mix électrique en 2050.

En utilisant ces nouvelles valeurs, nous allons déterminer les nombres d'heures de délestage et d'excès de production lorsque la consommation est adaptée à une consommation annuelle de 500 TWh, puis lorsque la consommation est adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh, et enfin lorsque la consommation est adaptée à une consommation annuelle de 700 TWh.

Nous allons ensuite comparer les résultats obtenus avec ceux obtenus à la partie 3 et 4.

6-1 : Prise en compte des c_1, c_2 et c_3 trouvées à la partie 5 et test pour le cas suivant : consommation annuelle à 500 TWh

Le programme linéaire associé à ce cas s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_{1n} + 50000c_{2n} + 60000c_{3n} + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_{1n} * profil_1[i] + c_{2n} * profil_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{500}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_{3n} \\ c_{in} \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_{1n} : capacité installée pour l'actif éolien (trouvée à la partie 5)
- c_{2n} : capacité installée pour l'actif solaire (trouvée à la partie 5)
- c_{3n} : capacité installée pour l'actif CCGT (trouvée à la partie 5)
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_{500} : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 500 TWh
- d : délestage
- e : excès de production
- $profil_1$: proportion de l'actif éolien
- $profil_2$: proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La nouvelle valeur de c_1_n est : 88707.952 MW
La nouvelle valeur de c_2_n est : 40554.375 MW
La nouvelle valeur de c_3_n est : 109823.74 MW
La valeur de la fonction objective est : 60703527413.3274 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 0
La quantité totale de délestage est égale à : 0.000 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 817
La quantité totale d'excès de production est égale à : 8101945.833 MW
```

Les valeurs de c_{1n} , c_{2n} et c_{3n} sont fixées avec les valeurs de c_1 , c_2 et c_3 obtenues à la question 5.

Avec une consommation adaptée à une consommation annuelle de 500 TWh, on observe que :

- le nombre d'heures de délestage est égal à 0, identique à ce qu'on a trouvé à la partie 4 simulation 1.
- le nombre d'heures d'excès de production est égal à 817, ce qui est inférieur aux 951h trouvées à la partie 4 simulation 1.
- la quantité totale d'excès de production est égale à 8101945,833 MW, ce qui fait un excès de production par heure de 9917 MWh.

Les résultats obtenus sont très satisfaisants. Les valeurs de c_1 , c_2 et c_3 trouvées à la partie 5 minimisent bien le délestage et les excès de production pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 500 TWh.

6-2 : Prise en compte des c_1, c_2 et c_3 trouvées à la partie 5 et test pour le cas suivant : consommation annuelle à 600 TWh

Le programme linéaire associé à ce cas s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_{1n} + 50000c_{2n} + 60000c_{3n} + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_{1n} * profil_1[i] + c_{2n} * profil_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{600}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_{3n} \\ c_{in} \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_1_n : capacité installée pour l'actif éolien (trouvée à la partie 5)
- c_2_n : capacité installée pour l'actif solaire (trouvée à la partie 5)
- c_3_n : capacité installée pour l'actif CCGT (trouvée à la partie 5)
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_600 : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 600 TWh
- d : délestage
- e : excès de production
- profil_1 : proportion de l'actif éolien
- profil_2 : proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La nouvelle valeur de c_1_n est : 88707.952 MW
La nouvelle valeur de c_2_n est : 40554.375 MW
La nouvelle valeur de c_3_n est : 109823.74 MW
La valeur de la fonction objective est : 69503087226.48714 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 0
La quantité totale de délestage est égale à : 0.000 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 325
La quantité totale d'excès de production est égale à : 2710258.708 MW
```

Les valeurs de c_1_n, c_2_n et c_3_n sont fixées avec les valeurs de c_1, c_2 et c_3 obtenues à la question 5.

Avec une consommation adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh, on observe que :

- le nombre d'heures de délestage est égal à 0, ce qui est inférieur aux 21h trouvé à la partie 3.
- le nombre d'heures d'excès de production est égal à 325, ce qui est inférieur aux 397h trouvées à la partie 3.
- la quantité totale d'excès de production est égale à 2710258,708 MW, ce qui fait un excès de production par heure de 8339 MWh.

Les résultats obtenus sont très satisfaisants. Les valeurs de c_1, c_2 et c_3 trouvées à la partie 5 minimisent bien le délestage et les excès de production pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 600 TWh.

6-3 : Prise en compte des c_1, c_2 et c_3 trouvées dans la question 5 et test pour le cas suivant : consommation annuelle à 700 TWh

Le programme linéaire associé à ce cas s'écrit de la manière suivante :

$$(P) : \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } Z = 70000c_{1n} + 50000c_{2n} + 60000c_{3n} + 150 \sum_{i=1}^{8784} p_3[i] + 3000 \sum_{i=1}^{8784} d[i] + 1000 \sum_{i=1}^{8784} e[i] \\ c_{1n} * profil_1[i] + c_{2n} * profil_2[i] + p_3[i] + d[i] = c_{700}[i] + e[i] \\ p_3[i] \leq c_{3n} \\ c_{in} \geq 0 \forall i \in \{1, \dots, 8784\} \end{array} \right.$$

avec :

- c_1_n : capacité installée pour l'actif éolien (trouvée dans la question 5)
- c_2_n : capacité installée pour l'actif solaire (trouvée dans la question 5)
- c_3_n : capacité installée pour l'actif CCGT (trouvée dans la question 5)
- p_3 : production horaire de CCGT
- c_700 : consommation adaptée pour une consommation annuelle de 700 TWh
- d : délestage
- e : excédent de production
- profil_1 : proportion de l'actif éolien
- profil_2 : proportion de l'actif solaire

En utilisant le solveur Pulp, nous obtenons le résultat suivant :

```
Le statut du problème est : Optimal
La nouvelle valeur de c_1_n est : 88707.952 MW
La nouvelle valeur de c_2_n est : 40554.375 MW
La nouvelle valeur de c_3_n est : 109823.74 MW
La valeur de la fonction objective est : 83195304656.0717 MW
Le nombre d'heures de délestage est égal à : 63
La quantité totale de délestage est égale à : 315188.202 MW
Le nombre d'heures d'excès de production est égal à : 107
La quantité totale d'excès de production est égale à : 791937.880 MW
```

Les valeurs de c_1_n, c_2_n et c_3_n sont fixées avec les valeurs de c_1, c_2 et c_3 obtenues à la question 5.

Avec une consommation adaptée à une consommation annuelle de 700 TWh, on observe que :

- le délestage est égal à 63h, inférieur aux 300h trouvé à la partie 4 simulation 2.
- le nombre d'heures d'excès de production est égal à 107, ce qui est inférieur aux 150h trouvées à la partie 4 simulation 2.
- la quantité totale d'excès de production est égale à 791937,880 MW, ce qui fait un excès de production par heure de 7401 MWh.

Les résultats obtenus sont très satisfaisants. Les valeurs de c_1, c_2 et c_3 trouvées à la partie 5 minimisent bien le délestage et les excès de production pour une consommation adaptée à une consommation annuelle de 700 TWh.

CONCLUSION

L'objectif de cette étude est de concevoir un mix électrique renouvelable optimal pour 2050 qui minimise les coûts d'installation de capacités et de fonctionnement du système électrique de sorte à ce que pour chaque heure de l'année, la production d'électricité soit optimale pour éviter les délestages et les excès de production. Nous avons constaté que la meilleure façon de concevoir ce type de mix électrique est de prendre en compte plusieurs scénarios et de les considérer de manière équiprobable. L'utilisation d'un arbre de scénario fait en effet l'hypothèse que l'incertitude peut être discrètement approximée par scénario et chaque scénario à la même probabilité de se réaliser.