

# Rapport MIG ALEF 2018

Novembre 2018



---

## Nice Smart Valley

Inclusion de *Smart Grids* dans un réseau électrique

---

Timothée Boisseau  
Maëlle Casas  
Lucie Cros  
Huan Gao  
Paul-Edouard Gérard

Antoine Glory  
Damien Lanaspèze  
Thomas Lecomte  
Léon Liu  
Nicolas Olivain

Thomas Schwarz  
Vincent Tableau Roche  
Alexis Thomas  
Yann Trémenbert

# Table des matières

<b>Introduction</b>	<b>1</b>
<b>1 Le réseau électrique en France</b>	<b>2</b>
1.1 Production et marché de l'électricité . . . . .	2
1.2 RTE et le réseau de transport . . . . .	2
1.3 ENEDIS et le réseau de distribution . . . . .	2
1.4 Nouvelles dynamiques du réseau . . . . .	4
<b>2 Évolution en 2035 du réseau à l'échelle globale (mix...)</b>	<b>5</b>
2.1 Estimation de la consommation électrique en 2035 . . . . .	5
2.2 Optimisation du mix électrique . . . . .	8
<b>3 Impact des véhicules électriques et panneaux photovoltaïques sur le système électrique</b>	<b>14</b>
3.1 Réseaux électriques étudiés . . . . .	14
3.2 Scénarii . . . . .	15
3.3 Simulation de la consommation électrique . . . . .	17
3.4 Méthodologie . . . . .	18
3.5 Coût d'investissements consécutifs à la création de bornes de rechange de véhicules électriques . . . . .	18
3.6 Coût d'investissements causés par l'implantation de panneaux photovoltaïques	23
3.7 Bilan . . . . .	23
<b>4 Application au cas d'étude des îles de Lérins : de l'îlotage à l'autonomie</b>	<b>24</b>
4.1 Contextualisation . . . . .	24
4.2 Modélisation des îles . . . . .	25
4.3 Simulation d'îlotage . . . . .	26
4.4 Influence des différents paramètres . . . . .	27
4.5 Vers une indépendance électrique . . . . .	27
4.6 Analyse économique . . . . .	29
4.7 Analyse écologique . . . . .	31
4.8 Bilan . . . . .	31
<b>5 Limites économiques et environnementales des solutions</b>	<b>31</b>
5.1 Aspect économique . . . . .	32
5.2 Bilan carbone et émissions . . . . .	32
<b>Lexique</b>	<b>i</b>
<b>Annexes</b>	<b>iii</b>

# Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier notre encadrant de MIG Robin Girard pour son introduction aux problématiques du réseau électrique français ainsi que son aide précieuse dans la réalisation du travail et l'aiguillage du projet. Nous voulons également souligner l'apport des doctorants du centre PERSEE Kevin Bellinguer et Baptiste Gelly, qui nous ont considérablement aidés à manipuler les outils informatiques mis à notre disposition, notamment le logiciel MOSAIC. Nous remercions tout particulièrement Julien Bruschi et Audrey Mulenet de la société ENEDIS pour leur disponibilité à notre égard et leur aide technique, ainsi que les intervenants du showroom d'ENEDIS, que nous avons visité durant notre projet.

# Introduction

Ce rapport présente le travail effectué par les étudiants lors de l'enseignement de rupture MIG ALEF<sup>1</sup> (Métiers de l'Ingénieur Généraliste, Alternative Energétique du Futur), au cours duquel nous avons appréhendé pour la première fois les réalités du métier d'ingénieur. Durant 3 semaines, nous avons travaillé sur **les différents enjeux relatifs au bon fonctionnement du réseau électrique** en étroite collaboration avec ENEDIS<sup>2</sup>, gestionnaire de la distribution d'électricité en France. En effet, la gestion du réseau électrique est vouée à une **transformation radicale** à mesure que les **contraintes liées à la transition énergétique** s'intensifient et que de **nouvelles solutions** pour y répondre apparaissent. Ainsi, nous avons travaillé sur le projet *Nice Smart Valley*, démonstrateur français du projet Interflex visant à démontrer la viabilité des solutions de type *smart grid*<sup>3</sup> sur différents cas d'étude. Nous avons étudié ces questions à l'horizon 2035, de **la scénarisation du mix énergétique<sup>4</sup> et son optimisation**, jusqu'à la recherche des **meilleures solutions de renforcement dans le cas d'un réseau local** sous contraintes et plus particulièrement sur le **cas d'étude des Îles de Lérins**.

---

<sup>1</sup>voir note [1] du lexique

<sup>2</sup>voir note [4] du lexique

<sup>3</sup>voir note [18] du lexique

<sup>4</sup>voir note [23] du lexique sur le mix électrique

# 1 Le réseau électrique en France

## 1.1 Production et marché de l'électricité

En France, la production d'électricité est majoritairement assurée par EDF, même si des concurrents existent (Engie par exemple). Cette production est assurée par diverses sources:

- Le nucléaire (71,6%) assure le gros de la production d'électricité en France en raison de son coût plus faible (42 euros/MWh pour le nucléaire historique). Bien qu'il soit techniquement possible de moduler la puissance fournie par un réacteur, cela n'est pas fait à l'heure actuelle. **Le nucléaire sert donc à couvrir une consommation fixe.** Actuellement, **le facteur de charge<sup>5</sup> du nucléaire est très élevé (75%)** mais s'il venait à baisser, la rentabilité du nucléaire diminuerait aussi.
- Les énergies fossiles (10,3%) sont utilisées en France pour **faire l'appoint lors de pics de consommation**. Dans la mesure où le coût de l'installation devient rapidement négligeable devant les coûts de fonctionnement (surtout le coût du carburant), éteindre ces centrales pendant des mois pour les rallumer lors d'un pic reste rentable. Cependant, chaque MWh produit avec de telles centrales est très polluant.
- Les EnR<sup>6</sup> (18,1%) permettent de produire durablement de l'électricité avec un coût d'installation qui diminue d'année en année. Cependant, leur facteur de charge est faible et la puissance qu'elles fournissent est très variable et peut être assez imprévisible.

Outre ces moyens de production d'électricité, on trouve également de nombreux barrages qui servent, à l'aide de STEP<sup>7</sup>, à stocker de l'énergie en heures creuses pour la restituer lorsque cela est nécessaire.

## 1.2 RTE et le réseau de transport

Pour être apportée au client final, l'électricité doit d'abord passer par le réseau de transport sur de longues distances. Pour limiter les pertes, **tout le réseau de transport est maintenu en HTB<sup>8</sup>**. RTE<sup>9</sup> est responsable de la gestion de ce réseau en France, ainsi que de l'équilibre offre demande. RTE est aussi chargé d'écrire le bilan prévisionnel.

Pour assurer sa mission, **RTE a instrumenté tout son réseau et peut le surveiller en temps réel**. Cela permet à l'entreprise de remarquer très rapidement les déséquilibres entre offre et demande (qui se traduisent par des variations de fréquence sur le réseau). Pour rétablir l'équilibre, RTE dispose de trois réserves : la réserve primaire qui se déclenche en quelques instants (30 secondes au maximum), la réserve secondaire qui met plus de temps, et la réserve tertiaire qui se déclenche encore après (30 minutes au maximum). Grâce à tous ces outils, **RTE participe à maintenir l'équilibre sur le réseau de transport à l'échelle européenne** (tous les réseaux de transports nationaux sont reliés entre eux par des interconnexions).

## 1.3 ENEDIS et le réseau de distribution

ENEDIS est le **gestionnaire français du réseau de distribution**, c'est cette entreprise qui achemine l'électricité aux postes de consommation depuis le réseau de transport. Son réseau

<sup>5</sup>voir note [19] du lexique

<sup>6</sup>voir note [5] du lexique

<sup>7</sup>voir note [13] du lexique

<sup>8</sup>voir note [8] du lexique

<sup>9</sup>voir note [11] du lexique

de distribution est partagé entre HTA<sup>10</sup> et BT<sup>11</sup> et est dix fois plus long que le réseau de RTE (le réseau de distribution fait environ 1 300 000 km). Pour entretenir son réseau, ENEDIS touche 2/3 du TURPE<sup>12</sup>, payé par les utilisateurs d'électricité.

Contrairement au réseau de transport, **le réseau de distribution n'est pas instrumenté**, à l'exception des compteurs Linky et de quelques capteurs sur les postes sources (HTB/HTA) et les transformateurs HTA/BT.

ENEDIS n'est pas responsable de la gestion de l'offre et de la demande à l'échelle de la France (c'est RTE qui s'en charge). Par suite, ENEDIS n'a pas à se préoccuper d'éventuelles variations de fréquence sur le réseau. Cependant, **des problèmes en courant ou tension peuvent apparaître sur le réseau de distribution**. Si la tension varie trop le long d'un câble et sort de la marge autorisée, certains appareils ne fonctionnent plus correctement. Or à mesure que les utilisateurs prélèvent de la puissance sur le réseau, sa tension baisse. On peut donc parfois avoir des problèmes en bout de ligne : **certaines appareils, par exemple des micro-ondes, peuvent ne pas démarrer si la tension à leurs bornes est trop faible**. Pour pallier ce problème, ENEDIS fournit en début de ligne une tension supérieure à la tension nominale (en restant dans les marges prescrites). Si le courant sur la ligne devient trop important, cette dernière va s'user plus vite et cela peut à terme causer un accident. De plus, **un grand nombre d'équipements, à la fois chez les particuliers et sur le réseau de distribution (transformateurs notamment), peuvent être endommagés par un afflux de puissance**.

Pour dimensionner correctement son réseau lors du raccordement d'un nouveau client ou lors de la construction d'un nouveau tronçon (pour une zone industrielle par exemple), ENEDIS doit connaître la puissance réellement consommée par les clients mais aussi la puissance réactive induite par ces clients (partie imaginaire de leur puissance complexe). Ainsi, pour dimensionner le réseau avec une certaine marge, étant donné qu'il n'est pas forcément possible de calculer cette puissance réactive à l'avance, ENEDIS suppose qu'elle vaut 40% de la puissance annoncée par l'utilisateur.

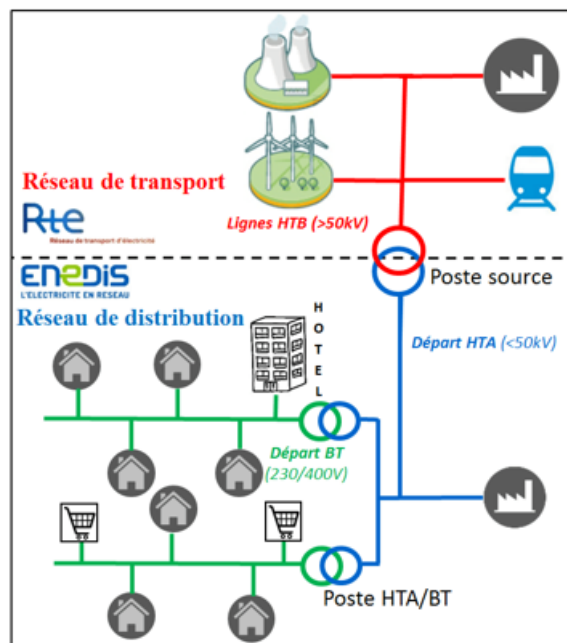


Figure 1: Schéma du réseau électrique en France

<sup>10</sup>voir note [7] du lexique

<sup>11</sup>voir note [3] du lexique

<sup>12</sup>voir note [14] du lexique

## 1.4 Nouvelles dynamiques du réseau

Ce réseau est voué à évoluer pour faire face à de nouveaux défis. Il s'agit d'abord de **nouvelles formes de consommation**, dues à l'augmentation du nombre d'appareils électriques, au véhicule électrique ou encore à la croissance des chauffages électriques. Celles-ci sont à concilier avec de nouvelles tendances énergétiques : **disparition des énergies fossiles, volonté de diminuer le nucléaire, essor des énergies renouvelables (EnR)**. Tout ceci s'inscrit dans le cadre de nouveaux objectifs, aux échelles locales, nationales et européennes. Ces objectifs sont centrés autour du développement durable et du réchauffement climatique. **Comment concilier une potentielle augmentation de la consommation avec une modification du parc électrique, plus présent à l'échelle locale, tout en respectant des objectifs environnementaux ?** Il faut adapter le réseau et plutôt que d'effectuer du renforcement ou du remplacement, ainsi on s'oriente vers les *smart grids*.

L'objectif est globalement de lisser la courbe de charge<sup>13</sup>, qui n'est homogène ni à l'échelle d'une journée ni à l'échelle des saisons - ce qui peut poser des problèmes lors de pics de consommation - et non plus seulement d'adapter la production à la consommation mais également l'inverse. Ceci permet de réduire les coûts et de rendre le réseau plus fiable. Pour ceci on intègre au réseau de distribution des nouvelles technologies de l'information et de la communication, comme les compteurs intelligents communicants (compteur Linky). On ajuste les flux entre fournisseurs et consommateurs. Le consommateur peut même devenir acteur lorsqu'il renvoie de l'énergie sur le réseau - qui n'est plus unidirectionnel - par le biais de production PV<sup>14</sup> locale ou de stockage (batteries, batteries de véhicule - *vehicle-to-grid*)<sup>15</sup>. On parle alors de pilotage de la demande et de consomm'acteur. On peut également gérer l'équilibre offre/demande par l'effacement<sup>16</sup> ou le bridage (aussi appelé *curtailment*<sup>17</sup>).

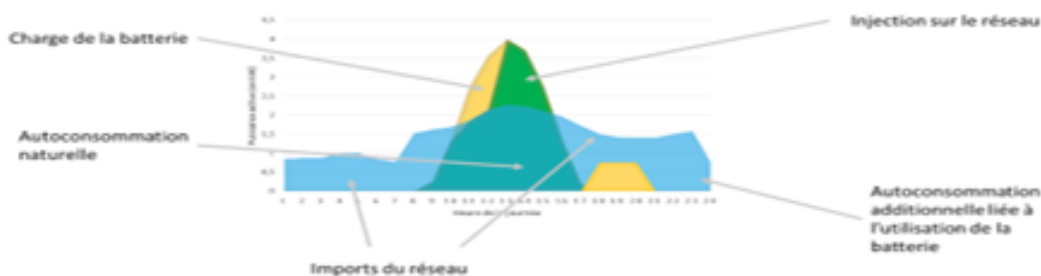


Figure 2: Courbe de charge avec des solutions d'autoconsommation

L'objectif de notre étude est de **peser certains avantages et inconvénients de ces différents modes d'action pour répondre aux défis actuels du réseau d'électricité**. Nous étudierons donc la mise en place de solutions *smarts*, et ce notamment à l'échelle de la région de Nice.

<sup>13</sup>voir note [21] du lexique

<sup>14</sup>voir note [10] du lexique

<sup>15</sup>voir note [28] du lexique

<sup>16</sup>voir note [26] du lexique

<sup>17</sup>voir note [25] du lexique

## 2 Évolution en 2035 du réseau à l'échelle globale (mix...)

Cette partie s'intéresse à donner des pistes d'orientation du mix énergétique à l'horizon 2035 à l'échelle nationale. Ainsi, après avoir réalisé une estimation de la future consommation électrique en 2035, nous avons réalisé des simulations numériques afin d'optimiser le mix énergétique en terme de coûts d'investissements dans les moyens de production et d'étudier l'ajout à grande échelle d'une action smart : le stockage.

Notre démarche ici s'appuie sur les grandes directions données par RTE dans son bilan prévisionnel. Dans chacun de ces scénarios RTE s'est imposé des contraintes sur l'évolution du mix. Nous rappelons ici les contraintes appliquées dans les deux scénarios sur lesquels nous avons travaillé, l'ensemble des scénarios est présenté en Annexe :

- Scénario Ampère : La réduction de la place du nucléaire dans la production d'électricité doit s'effectuer sans nouveau moyen thermique en France. Les décisions de fermeture des réacteurs nucléaires ne peuvent être prises que lorsque la production correspondant au développement des énergies renouvelables permet, en moyenne, de produire autant que les réacteurs concernés.
- Scénario Hertz:Le scénario repose sur un pilotage du mix vers l'objectif des 50% de production nucléaire dans le respect d'un plafond d'émissions de CO<sub>2</sub>. Ce plafond correspond au niveau actuel des émissions du secteur électrique.

Pour chacun de ces scénarios nous avons travaillé à simuler une consommation heure par heure (Section 2.1), puis à optimiser un mix électrique correspondant permettant à un coût minimal de satisfaire l'offre pour toutes les heures de l'année (Section 2.2).

### 2.1 Estimation de la consommation électrique en 2035

Cette sous-partie s'attache à montrer la méthodologie utilisée afin d'estimer la consommation nationale heure par heure en 2035. Nous nous sommes d'abord appuyés sur la consommation nationale de 2012, données fournies par RTE. Celle-ci se divise en 2 parties: consommation thermosensible<sup>18</sup> (qui varie en fonction de la température) et non thermosensible. Puis nous avons testé comment l'évolution des habitudes de consommations allait impacter la courbe. Ainsi, nous avons pu identifier 3 axes principaux qui vont dimensionner la variation de la consommation électrique en France : le degré d'isolation des bâtiments, les progrès prévus en termes d'efficacité énergétique, ainsi que l'introduction progressive de véhicules électriques, qui sont une donnée majeure pour les changements à venir. Nos travaux s'appuient sur les trajectoires de consommation du BP et les scénarios évoqués précédemment, afin de comparer différents cas de figure à l'horizon 2035. Les trajectoires de consommation présentent des estimations de la variation de consommation d'ici 2035. En plus de l'évolution naturelle, due aux croissances démographique et économique, elles simulent la diminution entraînée par les gains en efficacité énergétique ainsi que l'électrification des usages. Elles font directement échos aux scénarios.

#### 2.1.1 Influence de l'isolation des bâtiments

La consommation due au chauffage représente 70% de la consommation résidentielle. Ainsi, l'isolation des bâtiments est une action prioritaire afin de réduire la consommation électrique totale. En 2015, les habitations dont la rénovation a permis une baisse significative

<sup>18</sup>voir note [17] du lexique



de la consommation étaient au nombre de 130 000. La construction neuve se chiffre actuellement à 200 000 environ. Les scénarii du BP prévoient tous une augmentation conséquente du nombre de rénovations et du nombre de constructions de logements à l'horizon 2035.

Pour chiffrer la variation de consommation thermosensible nous nous intéressons exclusivement à l'impact de l'isolation des bâtiments en 2035. En effet nous supposons que la consommation thermosensible est supportée exclusivement par le chauffage et que de plus la diminution de la consommation due au chauffage dans tous les secteurs est du même ordre que celui de la consommation résidentielle. Nous cherchons donc à évaluer le coefficient de diminution de la consommation d'énergie pour le chauffage électrique, que nous allons appliquer directement à la consommation thermosensible totale.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- On ne prend en compte que les rénovations qui permettent de gagner plus de 2 classes énergétiques. Ainsi, les bâtiments qui sont déjà de classe énergétique B ou A ne sont pas à rénover.
- On considère que l'augmentation du nombre de rénovations par an suit une loi linéaire pour atteindre le nombre de rénovations estimées par le BP.
- On considère que les bâtiments neufs sont de classe énergétique A.
- On considère que les bâtiments les plus polluants (a priori les plus vieux) de classe énergétique G sont détruits en priorité.
- On chiffre (arbitrairement) l'impact du phénomène de "rattrapage" : les foyers dont la maison a été rénové se permettent de mieux chauffer leur habitation pour leur confort.
- On considère que les bâtiments qui sont rénovés proviennent uniformément de chaque classe énergétique (à l'exception donc de A et B).
- La moyenne de la consommation annuelle au kWh/m<sup>2</sup> a été calculée en réalisant une moyenne pondérée par le nombre d'habitations.

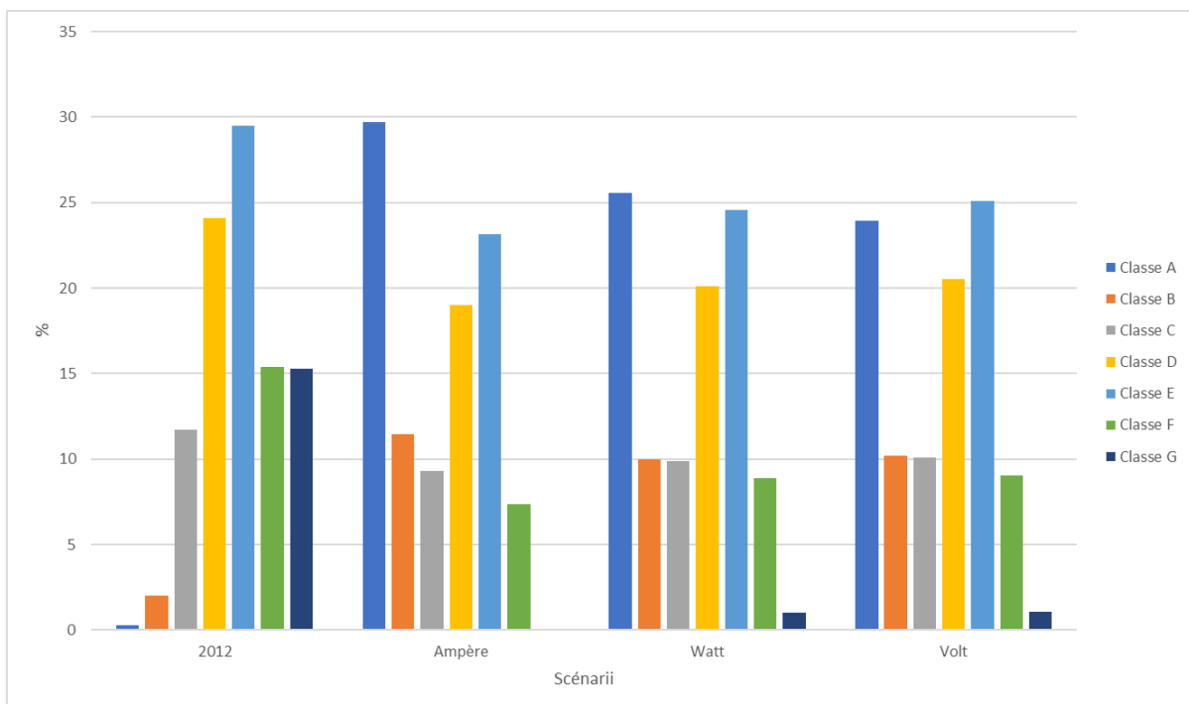


Figure 3: Répartition des logements selon la classe énergétique

En comparant avec la moyenne de consommation en 2012, nous pouvons en déduire un facteur de réduction de la consommation du chauffage résidentiel et par cela, sous nos hypothèses, un facteur de diminution de la part thermosensible de la consommation.

On obtient ainsi une diminution de la consommation thermosensible qui varie selon les Scénarii entre 17 et 20%.

### 2.1.2 Progrès prévus en terme d'efficacité énergétique

De nombreux transferts d'usage sont en cours vers l'électricité. Pour limiter le surplus de consommation engendré, et réduire la consommation globale due aux appareils électriques il faut augmenter l'efficacité énergétique. Cette variation va directement s'appliquer sur la part non thermosensible de la consommation. Pour l'évaluer nous partons de la répartition de consommation des différents secteurs (résidentiel, tertiaire et industriel) [20], à laquelle est soustraite sa part thermosensible. Il est alors possible, en comparant avec les consommations actuelles, d'établir la variation dans chaque secteur. Celles-ci sont pondérées par le poids que représente chaque secteur pour obtenir la baisse totale.

#### Hypothèses :

- La répartition en pourcentage des différents secteurs n'évolue pas.
- La variation des secteurs moins importants est négligée.

Le coefficient obtenue sera directement affecté à la part non thermosensible de la consommation actuelle pour obtenir celle de 2035. Selon les trajectoires, la réduction va de 7 à 19%.

### 2.1.3 Véhicules électriques

La principale augmentation de consommation électrique sera due à l'intégration progressive des véhicules électriques dans le réseau. Le nombre de véhicule présents est donné selon le scénario. Nous avons repris dans le BP la consommation hebdomadaire pour un million de VE/VHR<sup>19</sup> [19], en différenciant la consommation selon les jours de la semaine et selon la saison (été/hiver).

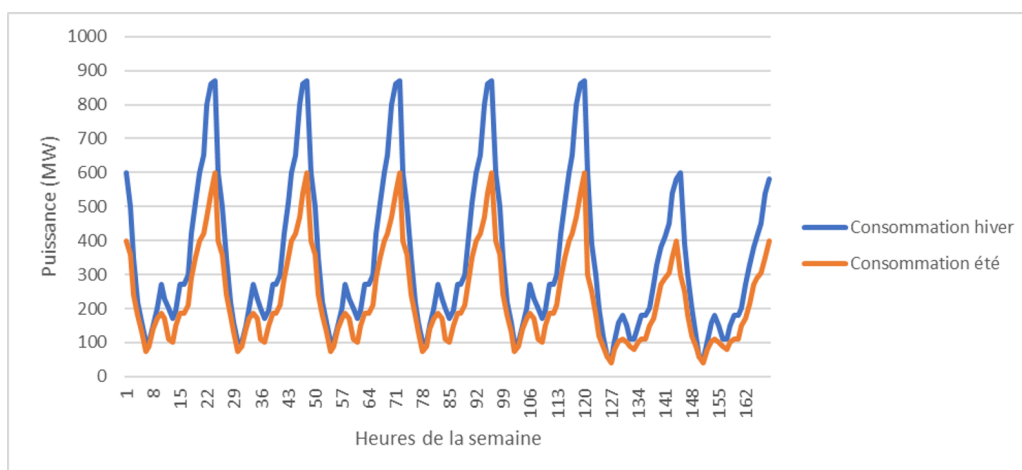


Figure 4: Courbe de charge pour un million de VE/VHR sur une semaine

<sup>19</sup>voir note [15] et [16] du lexique

## Hypothèses :

Nous avons décidé de considérer seulement ces deux saisons, et d'ajouter les données heure par heure pour obtenir une nouvelle consommation non thermosensible en 2035.

### 2.1.4 Résultats finaux

Ainsi, en combinant ces 3 résultats, nous avons pu obtenir des données de la consommation heure par heure estimée en 2035 selon les différentes trajectoires de consommation, qui correspondent aux Scénarii du BP. Nous nous sommes alors intéressés à l'optimisation du mix électrique pour subvenir à cette consommation.

## 2.2 Optimisation du mix électrique

Pour chacun des Scénarii analysés nous avons utilisé un algorithme permettant d'optimiser les capacités installés pour les différents moyens de production et leur fonctionnement de manière à rendre minimum la somme des coûts d'investissement et des coûts de fonctionnements. Les coûts sont ramenés à un coût annualisé. Nous présentons maintenant l'algorithme utilisé, puis les hypothèses et enfin les résultats obtenus.

### 2.2.1 Principe de l'algorithme

Nous avons utilisé deux algorithmes développés au centre PERSEE<sup>20</sup> : le premier "ALGORITHME STORAGE FREE" noté SF permet d'optimiser le mix et son fonctionnement sans stockage.

Le second ALGORITHME STORAGE ONLY noté SO permet de simuler le fonctionnement d'un stockage étant donné une dynamique de prix de l'électricité.

Les entrées de l'algorithme sont données pour une année :

- La disponibilité heure par heure de chaque moyen de production envisagé.
- La consommation heure par heure.
- Les caractéristiques économiques des moyens de production (coût fixes et coûts variables annualisés).
- Les caractéristiques des stockages (leur efficacité et leur profondeur de décharge).

L'algorithme complet consiste en un bouclage entre SF et SO qui est décrit dans la section suivante. Nous décrivons maintenant les problèmes résolus par les algorithmes SO et SF.

#### **ALGORITHME STORAGE FREE :**

Afin de faciliter la résolution totale, on considère dans un premier temps l'algorithme SF (Storage Free), qui calcule le mix optimal de la production sans stockage, et qui consiste en la résolution du problème d'optimisation suivant :

$$\min_{x_{it}, \bar{x}_i} \left( \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^{8760} \alpha_i x_{it} + \sum_{i=1}^n \beta_i \bar{x}_i \right)$$

<sup>20</sup>voir note [9] du lexique

Que l'on résout sous les contraintes :

$$\forall i, \forall t, 0 \leq x_{it} \leq \delta_{it} \bar{x}_i \quad (\text{Contrainte sur la capacité})$$

$$\forall t, \sum_{i=1}^n x_{it} = C_t \quad (\text{Contrainte sur l'équilibre offre demande})$$

Avec :

$x_{it}$  la puissance du moyen de production  $i$  à l'instant  $t$

$\bar{x}_i$  la puissance installée pour le moyen de production  $i$

$C_t$  la consommation à l'instant  $t$

$\alpha_i$  le coût marginal de production pour  $i$

$\beta_i$  le coût d'installation pour  $i$

$\delta_{it}$  la disponibilité du moyen de production  $i$  à l'instant  $t$

On remarque donc que la résolution de ce problème revient à minimiser le coût total, qui est la somme des coûts variables  $\left( \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^{8760} \alpha_i x_{it} \right)$  et des coûts fixes  $\left( \sum_{i=1}^n \beta_i \bar{x}_i \right)$ . En pratique, le problème est discrétisé au pas de temps horaire afin de se ramener à un problème de programmation linéaire. Ainsi, l'algorithme calcule le mix optimal et les prix de marché au pas de temps horaire, en fonction de la disponibilité, de la consommation et des coûts fixes et variables. Cet algorithme donne également le choix dans les technologies utilisées. Dans notre cas, celles possibles (celles pour lesquelles nous avons les données nécessaires) sont : le nucléaire (ancien et nouveau), l'éolien (*on shore* et *off shore*), le photovoltaïque, les centrales thermiques (à gaz et à charbon), l'hydraulique. On remarquera aussi que la flexibilité est modélisé comme un moyen de production, de coût fixe nul et de coût variable correspondant au dédommagement au client.

### ALGORITHME STORAGE ONLY :

Ce deuxième algorithme s'intéresse à la commande optimale du stockage sans prendre en compte la production, en fonction des prix de marché et des caractéristiques d'un stockage (efficacité, profondeur de décharge), en remplissant les stockages quand les prix sont faibles et en revendant l'électricité quand les prix sont élevés.

En pratique cet algorithme résout le problème d'optimisation :

$$\forall j, \min_{y_{jt}} \left( \sum_{t=1}^{8760} \pi_t, y_{jt} \left( e_j \mathbb{1}_{y_{jt} < 0} + \frac{1}{e_j} \mathbb{1}_{y_{jt} > 0} \right) \right)$$

Avec les contraintes :

$$\forall t, \forall j, |y_{jt}| \leq \bar{y}_j \quad (\text{Contrainte de capacité du stockage})$$

$$\forall t, \forall j, 0 \leq P_0 p_j \bar{y}_j + \sum_{u=1}^t y_{ju} \leq p_j \bar{y}_j \quad (\text{Contrainte sur la profondeur})$$

Avec les notations :

$\pi_t$  le prix de marché à l'instant  $t$

$p_j$  la profondeur du stockage  $j$

$e_j$  l'efficacité du stockage  $j$

$\bar{y}_j$  la puissance installée du stockage  $j$

$P_0$  la puissance installée du stockage à l'instant 0

$y_{jt}$  la puissance utilisée du stockage  $j$  à l'instant  $t$ .

On a alors  $y_{jt} > 0$  lorsqu'on remplit le stock et  $y_{jt} < 0$  lorsqu'on le vide.

Il effectue également ici une discrétisation au pas de temps horaire.

### ALGORITHME STORAGE COMPLETE :

Il résout le problème complet qui consiste en l'optimisation du mix en prenant en compte le stockage. Cela correspond à la résolution du problème d'optimisation :

$$\min_{x_{it}, \bar{x}_i, y_{jt}, \bar{y}_j} \left( \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^{8760} \alpha_i x_{it} + \sum_{i=1}^n \beta_i \bar{x}_i + \sum_{j=1}^s p_j \bar{y}_j c_j \right)$$

Sous les contraintes :

$$\forall i, \forall t, 0 \leq x_{it} \leq \delta_{it} \bar{x}_i \quad (\text{Contrainte sur la capacité})$$

$$\forall t, \forall j, |y_{jt}| \leq \bar{y}_j \quad (\text{Contrainte de capacité du stockage})$$

$$\forall t, \sum_{i=1}^n x_{it} = C_t + \sum_{j=1}^s p_j y_{jt} \left( e_j \mathbb{1}_{y_{jt} < 0} + \frac{1}{e_j} \mathbb{1}_{y_{jt} > 0} \right) \quad (\text{Équilibre offre/demande})$$

$$\forall t, \sum_{u=1}^t y_{ju} \leq p_j \bar{y}_j \quad (\text{Contrainte sur la profondeur})$$

Avec les mêmes notations que précédemment, et où  $c_j$  correspond au coût marginal en énergie.

Pour résoudre ce problème préalablement discrétisé au pas de temps horaire, l'algorithme QuickStockageMix utilise les deux algorithmes précédents SF et SO, qu'il fait boucler de la manière suivante :

SF calcule, pour une consommation donnée, les prix de marché qui sont utilisés par SO pour calculer une commande de stockage. Il faut alors considérer une nouvelle consommation :  $C_{new} = C_{old} - \text{stockage}$  pour se ramener à une étude sans stockage. Puis les nouveaux prix de marché pour cette consommation sont calculés par SF, utilisés par SE, etc. On s'approche de plus en plus précisément du mix réel à mesure que l'on itère ce processus, qui est cependant très long.

L'algorithme opère une priorisation dans le choix du type de stockage, à savoir dans l'ordre : STEP - Interconnexions avec les pays voisins - Batteries.

Les batteries étant les plus chères elles sont à utiliser en dernier. Cependant, bien que les interconnexions soient moins chères que les STEP, ces dernières sont privilégiées en raison de la dépendance que les interconnexions induisent envers les pays voisins. L'algorithme va donc, si la consommation et la production le permettent, d'abord remplir les STEP, puis utiliser les interconnexions, et enfin rajouter des batteries jusqu'à ce que ces dernières ne soient plus rentables.

### 2.2.2 Modifications apportées à l'algorithme

Un des problèmes principaux avec le modèle précédent est le fait que les stockages sont traités un par un les uns après les autres, sans influence possible entre eux, ce qui est très éloigné de la réalité. Il était donc nécessaire de modifier l'algorithme : nous avons choisi un modèle de remplissage des stockages qui commençait par une alternance entre STEP et interconnexions, pour finir par les batteries. Un autre critère était à prendre en compte : dans les différents Scénarii du bilan prévisionnel de RTE, la valeur de l'exportation était imposée.

Nous avons donc ajouté une limite basse aux interconnexions.

Le nouvel algorithme utilise la méthode suivante pour calculer le stockage :

Etape°1 a) Calculer  $C_t^{I1}$  à partir de  $C_t^0$

b) Calculer  $C_t^{S1}$  à partir de  $C_t^0 + C_t^{I1}$

Etape°2 a) Calculer  $C_t^{I2}$  à partir de  $C_t^0 + C_t^{S1}$

b) Calculer  $C_t^{S2}$  à partir de  $C_t^0 + C_t^{I2}$

⋮

Etape°n a) Calculer  $C_t^{In}$  à partir de  $C_t^0 + C_t^{S1} + \dots + C_t^{S_{n-1}}$

b) Calculer  $C_t^{Sn}$  à partir de  $C_t^0 + C_t^{In}$

### 2.2.3 Hypothèses

Comme précisé précédemment, l'algorithme nécessite un certain nombre d'informations pour calculer le mix et le stockage optimal, ce qui nous a conduit à faire un certain nombre d'hypothèses. Tout d'abord les valeurs de la consommation en 2035 utilisées sont celles qui résultent de l'analyse du bilan prévisionnel de RTE. On se limite en terme de technologies de production aux principales disponibles actuellement : nucléaire (ancien parc et nouveau parc), solaire, éolien (*on shore* et *off shore*), hydraulique, centrales thermiques. Pour modéliser la disponibilité de ces différentes technologies en 2035, nous avons pris la disponibilité nucléaire en 2015, celle en 2017 pour l'éolien *on shore* et le photovoltaïque, et nous avons utilisé une fonction de transfert pour l'éolien *off shore*, étant donné qu'une majeure partie de la production ne sera disponible qu'à partir de 2020. On a fait l'hypothèse d'une large baisse du coût des batteries qui passe à 150€/kWh. Afin de rentrer les valeurs d'OPEX et de CAPEX, il était décisif de choisir un taux d'actualisation adapté. Ce taux est en général pris à 7% dans le cadre d'une enquête pour une entreprise privée et 4% pour une entreprise publique, nous avons choisi pour un taux intermédiaire de 6%. Après une première étude en se tenant aux valeurs du bilan prévisionnel, nous avons fait varier divers paramètres. Nous avons calculé le mix optimal avec stockage pour deux valeurs de puissance installée en nucléaire (35, 40 et 48GW), pour 3 valeurs de puissance d'interconnexions (20, 25 et 33 GW), et pour différents soldes d'exportations, c'est à dire en faisant varier la valeur totale annuelle de l'exportation, en énergie, entre 0 et 135 TWh.

### 2.2.4 Résultats

#### Coefficients pour les scénarii Ampère et Hertz :

Scénario	Exportation [TWh]	Interconnexion [GW]	Puissance installée en nucléaire [GW]
Ampère	135	33	48
Hertz	50	25	40

#### Analyse des résultats du scénario Ampère :

L'algorithme nous permet dans un premier temps de calculer les capacités installées pour les différents moyens de production, ainsi que l'énergie produite heure par heure à n'importe quel moment de l'année. Les productions d'énergie pendant une semaine quelconque en été et en hiver sont présentées sur le graphique 6, et la répartition en pourcentage de chaque moyen de production dans le mix énergétique total peut être vue Figure 6.

En hiver comme en été, la part la plus importante de la production revient au nucléaire, suivi par l'éolien *on shore*. En été, l'importance que prennent les énergies renouvelables entraînent une surproduction énergétique à certaines heures de la journée, et donc une quan-

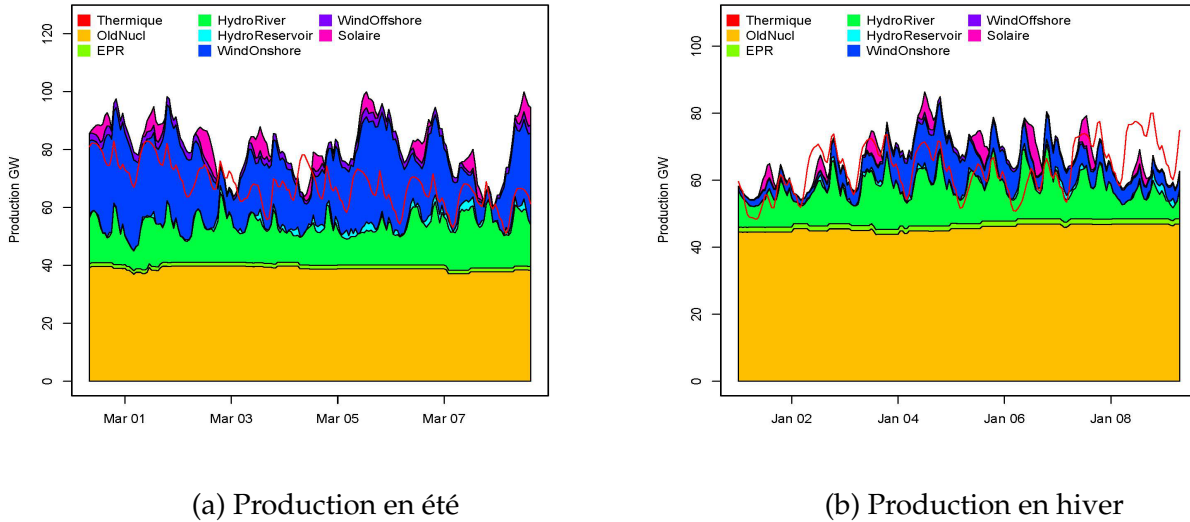


Figure 5: Production pendant une semaine, en 2035

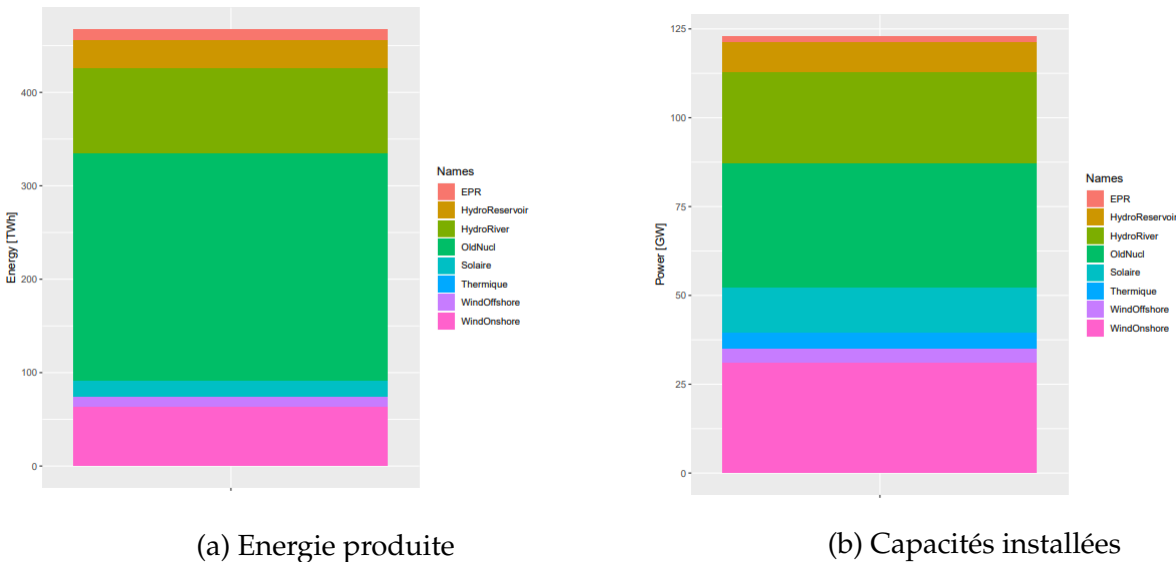


Figure 6: Répartition de la production en pourcentage

tité importante d'énergie redirigée vers le stockage. Par exemple, si le pic de production photovoltaïque se trouve vers midi, le pic de consommation est lui pendant la nuit, d'où la nécessité de stocker l'énergie. En hiver, à l'inverse, les moyens de production renouvelables perdent en importance (notamment à cause d'un faible ensoleillement, qui empêche le photovoltaïque d'être efficace). Cela entraîne une forte augmentation du pourcentage de production nucléaire dans le mix électrique. Il est en effet nécessaire de pallier la thermosensibilité de la consommation, en plus de l'indisponibilité de certains moyens de production renouvelable.

Une fois ces contraintes établies, il est possible de diminuer le coût total du système en optimisant la gestion des stockages, particulièrement la gestion du nombre et de la puissance des batteries.

### Installation de batteries afin de baisser le coût total du système

L'étude des scénarii Ampère et Hertz a permis d'établir le coût total du système en faisant varier d'une part le nombre de batterie, et d'autre part leur capacité (figure 7). Il a ensuite

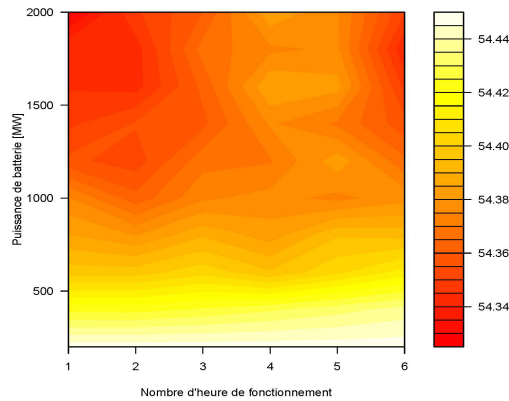


Figure 7: Coût du système suivant les caractéristiques des batteries

Scénarii	Nombre d'heure [heures]	Puissance [GW]	Coût système [milliards d'€]	Diminution du coût [millions d'€]
Ampère	1	2000	54.33	120
Hertz	1	1600	52.05	110

Table 1: Caractéristiques des batteries pour un mix optimal

été possible de trouver le coût minimal du système, ainsi que les caractéristiques des batteries pour lesquelles ce minimum est atteint (voir tableau 1). Pour le scénario Ampère, le coût minimal est plus élevé que pour le scénario Hertz. Cela s'explique par une exportation importante d'électricité : on voit en effet que si l'énergie exportée est de 135 TWh pour le scénario Ampère, elle n'est que de 50 TWh dans le cas du scénario Hertz. Cette augmentation vient du fait qu'une importation plus importante apporte une augmentation du coût de construction de réseau, ainsi que du coût d'utilisation et de maintenance de ces réseaux.

Dans ces deux scénarii, les batteries permettent une diminution du coût du système de l'ordre de 100 millions d'euros. Les batteries permettent le stockage d'une partie de l'énergie lorsque l'offre dépasse la demande, pour l'utiliser à un moment où la demande dépasse l'offre. Cela allège les contraintes que la consommation pose sur les puissances installées. La puissance installée ainsi que la production sont ainsi diminuées.

L'algorithme ne permet cependant pas d'obtenir des résultats cohérents pour les scénarii Watt et Volt.

Le scénario Hertz apparaît donc comme le moins cher, d'où le plus optimal selon nos critères d'optimalité, pour cause d'une faible exigence en terme d'interconnexions. De plus, en comptant sur une forte diminution du prix des batteries à l'horizon 2035, la gestion de ce type de stockage permet de baisser efficacement le coût total du système.



### 3 Impact des véhicules électriques et panneaux photovoltaïques sur le système électrique

Les évolutions décrites précédemment modifient qualitativement et quantitativement les charges et contraintes auxquelles le réseau électrique est soumis, et peuvent donc imposer des investissements.

En fonction de différents scénarii d'évolution, nous nous attacherons à chiffrer le coût de ces investissements à un niveau local. Pour cela nous considérons deux réseaux électriques fictifs, l'un plutôt rural et l'autre plutôt urbain, présentant des caractéristiques variées pour représenter des situations diverses.

Orientée vers la région PACA, notre étude s'est concentrée sur l'introduction dans le réseau de panneaux photovoltaïques et de bornes de recharge de véhicules électriques. Nous avons considéré différentes profondeurs d'implantation de panneaux photovoltaïques et bornes de recharge et calculé leurs coûts d'investissement. Pour une profondeur d'implantation de véhicules électriques fixée, nous considérons également deux stratégies d'investissement. Un investissement progressif : tous les deux ans, accroissement du pourcentage du réseau équipé en stations de recharge (successivement 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 55%, 65% puis 100%) où l'augmentation bi-annuelle de ce pourcentage est strictement croissante et accélérée; et un investissement anticipatif et surdimensionnant du réseau en anticipant la proportion de stations de recharge. Nous comparons ces deux méthodes d'investissement avec un taux d'actualisation annuel de 6%.

Pour chiffrer le coût de renforcement du réseau, nous considérons 3 types de travaux à effectuer : les travaux sur les lignes haute tension HTA, sur les transformateurs HTA/BT ainsi que le raccordement des nouvelles installations aux transformateurs (raccords basse tension BT). Chaque câble est limité en intensité, tandis que les transformateurs admettent une puissance maximale. Lorsque ce maximum est dépassé, il convient de remplacer ou de doubler l'équipement considéré.

ENEDIS nous a transmis des ordres de grandeur du coût de ces équipements. Nous avons ensuite considéré pour chaque renforcement à effectuer un coût fixe correspondant aux prix des travaux (par exemple l'ouverture d'une tranchée pour un câble souterrain), ainsi qu'un coût variable correspondant à la capacité maximale de l'équipement installé. Ce coût est fixe pour le remplacement d'un transformateur, mais linéique pour un câble.

#### 3.1 Réseaux électriques étudiés

Un réseau électrique se modélise comme un arbre au sens mathématique : il se compose de nœuds et d'arêtes. Les nœuds peuvent être de simples interconnexions sur le réseau, ou bien représenter des consommateurs ou producteurs d'électricité sous forme d'une impédance. Les arêtes représentent les câbles, enterrés dans des tranchées dans la majorité des cas. Il est important de noter que le réseau électrique français est non maillé : un nœud fils admet un unique nœud père.

Afin de déterminer le coût de l'investissement lié à l'implantation de véhicules électriques ou de panneaux photovoltaïques sur un réseau, trois données sont fondamentales : le nombre de clients par nœud afin de simuler une consommation, la longueur des câbles afin d'estimer le coût de doublement d'un câble, les caractéristiques des câbles et transformateurs déjà en place. Ces données étant toutes confidentielles pour ENEDIS, nous nous intéressons au réseau fictif comportant 67 nœuds dont 60 représentent des consommateurs, utilisé par Etta, une doctorante du centre des Mines de Sophia-Antipolis. Nous appellerons donc ce réseau Gamb-Etta (voir Figure 8).

Nous déclinons ce réseau en deux modèles : urbain et rural, en faisant varier les distances d'un facteur dix et en simulant un nombre de consommateurs différent.

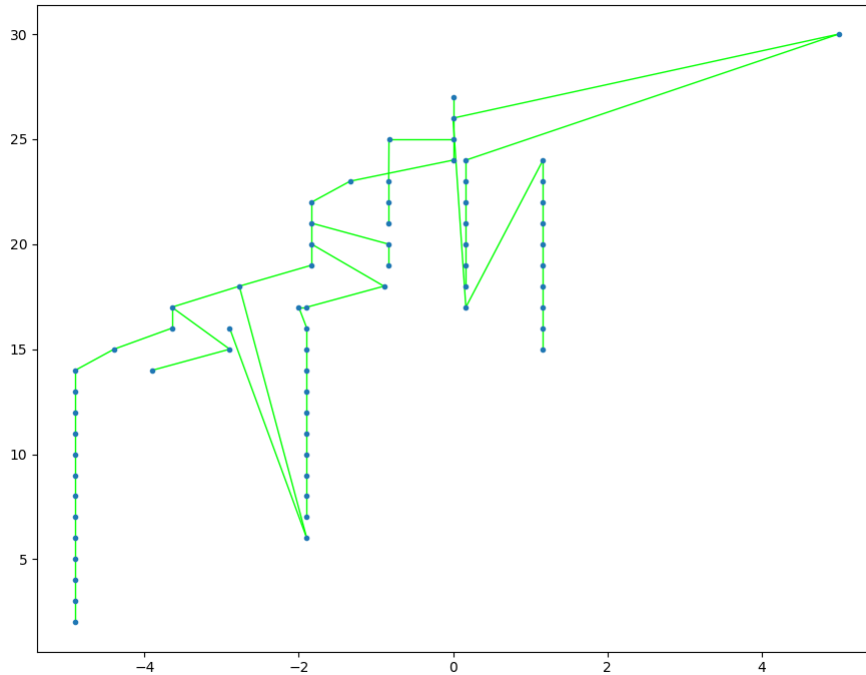


Figure 8: Réseau électrique fictif Gamb-Etta, comportant 67 nœuds. Chaque nœud représente un transformateur HTA/BT, à l'exception du nœud n'ayant pas d'antécédent – situé en haut – qui représente le poste source (transformateur HTB/HTA).

Le modèle urbain comprend 9000 clients, le rural 3600, qui sont dans les deux cas répartis équiprobablement sur les 67 nœuds. Pour modéliser la consommation de chaque zone reliée à un poste source, nous avons utilisé le logiciel MOSAIC<sup>21</sup>, développé par le centre PERSEE (Mines ParisTech), dont le fonctionnement est expliqué en annexe. En l'absence de données de la part d'ENEDIS, nous avons été amenés à proposer notre propre modélisation de répartition des clients en fonction de leur nature (foyers, commerces, bureaux, ...).

### 3.2 Scénarii

Les principaux changements à apporter au réseau modélisé pour prendre en compte son évolution d'ici 2035 sont l'augmentation du nombre de véhicules électriques et le développement du photovoltaïque en toiture.

#### INTEGRATION DES VE :

Dans un premier temps nous nous sommes penchés sur l'intégration des VE. Pour notre simulation nous déclinons à l'échelle locale les Scénarii proposés par le Bilan Prévisionnel de RTE à l'échelle française et les appliquons à nos deux réseaux pour déterminer le nombre de prises VE/VHR à implanter (rural — urbain).

Notons que le nombre de prises électriques de recharge est plus intéressant que celui de bornes de recharge VE/VHR : le nombre de prises par borne n'est pas constant. Ainsi une borne chez l'habitant comporte une prise électrique tandis que une borne publique comporte six prises électriques de recharge VE.

Conformément au Bilan Prévisionnel de RTE, les prises de recharge publiques fournissent au plus 22kW et celles résidentielle entre 3,7 et 11kW. Pour les prises résidentielles,

<sup>21</sup>voir note [20] du lexique

Scenario BP	Profondeur implantation VE et PV		
	Nombre total en France de VE et VHR	Nombre de prises chez l'habitant dans le réseau (55%)	Nombre de prises publiques dans le réseau (45%)
Ampère/Hertz	15,6 millions	825 — 2063	678 — 1686
Volt	8,3 millions	439 — 1098	360 — 900
Watt	5,5 millions	891 — 727	240 — 594

la norme médiane est de 7,4kW, puissance retenue pour nos simulations.

### INTEGRATION DES PV :

Ensuite, nous nous sommes intéressés à l'évolution de la production photovoltaïque. Nous avons simulé la production photovoltaïque de chaque "quartier" (correspondant à un noeud du réseau) pour mettre en évidence comment l'autoconsommation<sup>22</sup> peut soulager la demande en puissance du réseau.

Pour ce faire, nous avons utilisé un algorithme sous R du centre de recherche PERSEE qui modélise la production électrique d'un panneau solaire. À partir des données météo du logiciel SoDa (Solar radiation Data) pour des coordonnées précises, le logiciel calcule, heure par heure, le rendement réel d'un panneau photovoltaïque.

Nous avons ainsi pu obtenir la production heure par heure, sur une année, d'un panneau photovoltaïque situé dans la ville de Nice chez un particulier. Les caractéristiques choisies pour le panneau sont listées dans le tableau 2.

Type de panneaux	polycristallin
Disposition	"roof"
Puissance nominale ( $W/m^2$ )	100

Table 2: Caractéristiques des PV chez un particulier

*Disposition "roof" : les inclinaisons des panneaux suivent une gaussienne centrée en 25° et tronquée à 10° et 40°, l'orientation est aléatoire (60% plein Sud, 10% Sud-Est, 10% Sud-Ouest, 20% Est-Ouest).*

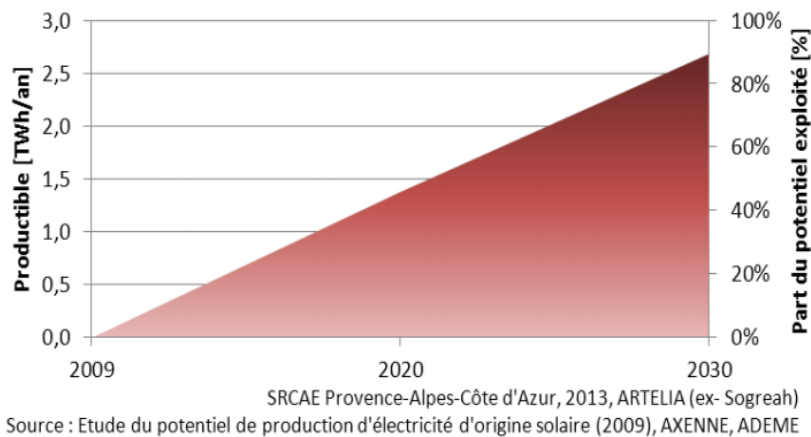


Figure 9: Objectif de production d'électricité par la filière photovoltaïque en toiture

<sup>22</sup>voir note [24] du lexique

Ensuite, nous avons codé un programme qui nous permet de déterminer, pour chaque nœud du réseau, la surface de toit disponible pour une exploitation photovoltaïque. L'algorithme détermine la surface totale de toit du quartier, et en déduit la surface exploitable (50% d'un toit plat, 90% d'un toit incliné). Puis, selon les Scénarii d'exploitation des surfaces exploitables du SRCAE<sup>23</sup> PACA (voir figure 9), l'algorithme renvoie la surface totale équipée en panneaux photovoltaïques pour l'horizon 2035.

Ainsi, nous avons obtenu, pour chaque poste HTA/BT, la production photovoltaïque en fonction de différents Scénarii. En effet, pour chaque scénario, à savoir que respectivement 70%, 80% ou 90% de la surface de toit exploitable est exploitée, la surface de toit couverte conjuguée au rendement d'un panneau photovoltaïque dans la région permettent d'en déduire la production PV du quartier.

### 3.3 Simulation de la consommation électrique

Nous intégrons ces différents Scénarii (PV et VE) dans le code du logiciel MOSAIC, qui permet de simuler la puissance électrique consommée ou produite en chaque nœud du réseau et pour chaque heure de l'année. Nous tenons également compte des consommations des appareils électroménagers en 2035, estimées par le Bilan Prévisionnel de RTE. La figure 10 résume ces estimations.












Consommation domestique moyenne		2016 2350 kWh	2035 1350 kWh
Blanc	 Réfrigérateur	270 kWh	160 kWh
	 Congélateur indépendant	340 kWh	170 kWh
	 Lave-linge	160 kWh	120 kWh
	 Sèche-linge	380 kWh	140 kWh
	 Lave-vaisselle	200 kWh	140 kWh
TTC	 TV 42 "	260 kWh	80 kWh
	 Ordinateur	130 kWh	50 kWh
	 Box TV/Internet	180 kWh	110 kWh
Cuisson	 Plaques électriques	210 kWh	140 kWh
	 Four	150 kWh	100 kWh
Éclairage	 Éclairage	300 kWh	110 kWh

Figure 10: Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé - *Trajectoire intermédiaire 3*

Tendanciellement, la consommation des appareils électroménagers sera plus faible que

<sup>23</sup>voir note [12] du lexique

celle actuelle sous l'effet d'une augmentation des rendements des équipements. Parallèlement, l'isolation thermique des bâtiments s'améliorera sensiblement.

Pour tenir compte de cette diminution de consommation, nous avons appliqué le coefficient  $\alpha$  défini ci-après à la consommation déjà présente de chaque électroménager dans MOSAIC :

$$\alpha_i = \frac{\text{Consommation future de l'appareil } i}{\text{Consommation actuelle de l'appareil } i}$$

Sous ces hypothèses, nous obtenons les courbes de charge heure par heure sur une année pour le réseau urbain et celui rural et pour chaque scénario. Des exemples sont donnés en annexe.

### 3.4 Méthodologie

Nous supposons à chaque instant l'équilibre offre-demande assuré : le réseau est l'unique contrainte. Conformément au travail d'ENEDIS, nous considérons en outre que la puissance réactive représente 40% de la puissance active en tout point du réseau.

A partir de ces hypothèses nous procédons en trois étapes :

- **Dimensionnement du réseau** : nous utilisons la consommation sans véhicule électrique ou panneau photovoltaïque pour choisir les câbles et transformateurs du réseau. Cela revient à construire le réseau tel qu'il est actuellement.
- **Introduction de bornes de recharge de véhicules électriques ou de panneaux photovoltaïques** : pour une nouvelle consommation avec véhicules électriques, qui dépend du scénario, nous déterminons à chaque heure de l'année le courant qui transite dans les câbles ainsi que la puissance convertie par les transformateurs.
- **Coût des investissements** : au besoin, nous doublons les câbles et changeons les transformateurs HTA/BT, et en déduisons un coût d'investissement supplémentaire.

Cette méthode tient compte du foisonnement temporel et spatial : si un pic et un creux de consommation électrique se produisent simultanément en deux points distincts du réseau, l'un atténue les effets de l'autre.

L'algorithme utilisé colore les câbles et nœuds du réseau de vert à rouge selon que le matériel est bien dimensionné ou doit être changé (voir Figure 11).

### 3.5 Coût d'investissements consécutifs à la création de bornes de recharge de véhicules électriques

L'ajout des bornes VE n'est pas anodin : même si en moyenne la puissance du VE est négligeable par rapport à la puissance totale consommée, les maxima de consommation du VE sont presque équivalents à ceux de la consommation totale hors VE, comme le montrent les figures ci-dessous.

Nous envisageons deux cas de recharge de véhicules électriques : une charge naturelle, présentant un pic à 19h, simultanément avec le pic de consommation sans véhicule électrique ; et une charge intelligente qui déplace le pic de recharge de véhicules électriques pour mieux répartir dans le temps les contraintes.

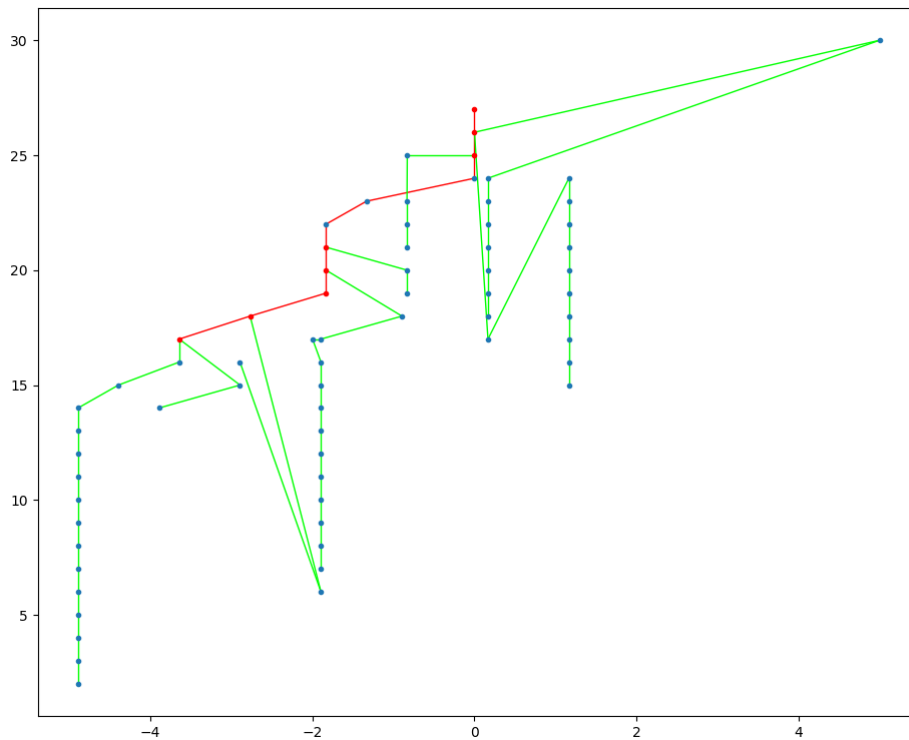


Figure 11: Réseau Gamb-Etta coloré. Les câbles (arrêtes) et transformateurs (nœuds) en rouge doivent être changés.

### 3.5.1 Charge naturelle de véhicules électriques

Pour les deux types de réseau – rural et urbain – nous comparons les modes d’investissement – anticipatif et progressif –, dans le scénario 15,6 millions de véhicules électriques.

Sur le graphique de coûts, une tranche de couleur représente l’investissement supplémentaire nécessaire afin d’augmenter le pourcentage du réseau équipé en stations de recharge. Par exemple, à partir d’un réseau rural équipé à 40% de bornes de recharge de véhicules électriques, il faut investir 50 000€ pour équiper 50% du réseau.

#### Choix d’un mode d’investissement

Dans le cas rural, l’investissement progressif permet d’économiser 30 000€, et dans le cas urbain 36 000€. Dans les deux cas, ce mode d’investissement est le plus intéressant, et est d’intérêt croissant avec le taux d’actualisation.

#### Analyse comparative des coûts de mise à niveau

Dans les deux cas, les investissements sur le réseau BT représentent la part majoritaire des coûts. En effet, la création de stations de recharge nécessite l’installation de nouvelles lignes BT entre la station et le transformateur HTA/BT le plus proche.

Dans le cas rural, les câbles du réseau HTA sont suffisamment surdimensionnés pour accueillir la charge de véhicules électriques. En revanche, les transformateurs HTA/BT représentent une part importante de l’investissement.

Dans le cas urbain le coût de mise à niveau des câbles HTA est faible devant celui de remplacement des transformateurs HTA/BT. Cela signifie que les bornes de recharge induisent des pics de consommation locale (au niveau d’un nœud) qui s’équilibrent au niveau global (réseau entier). On cherche donc à atténuer ces pics de consommation.

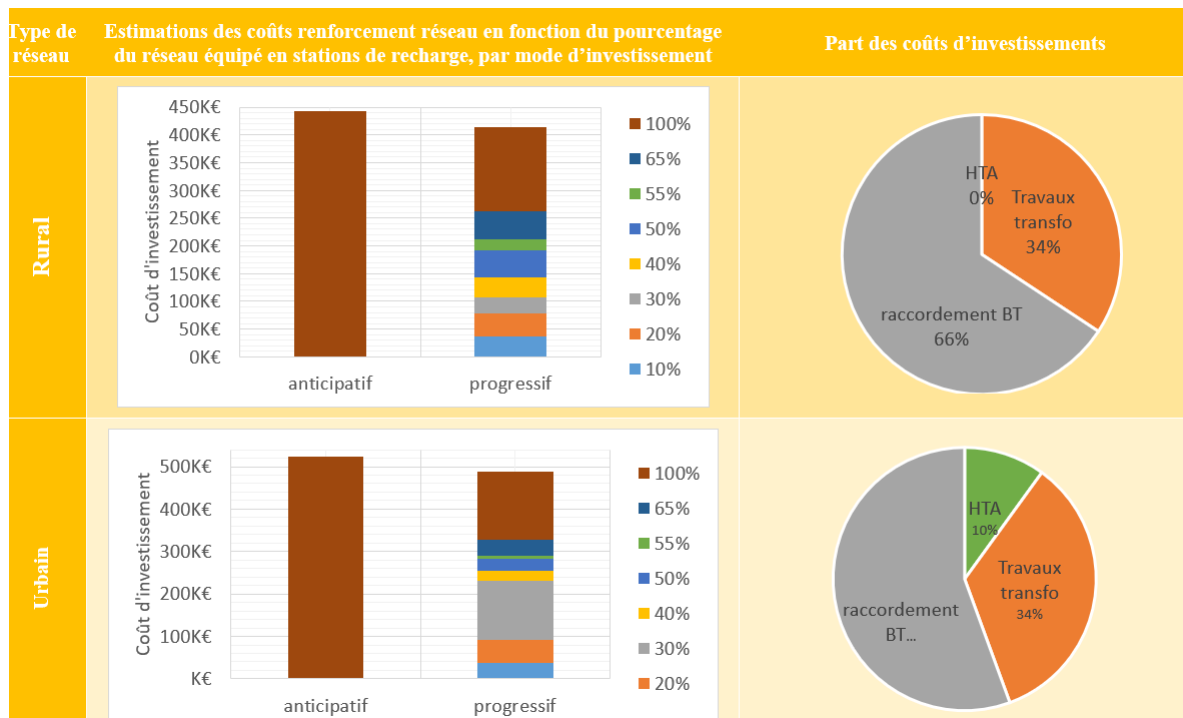


Figure 12

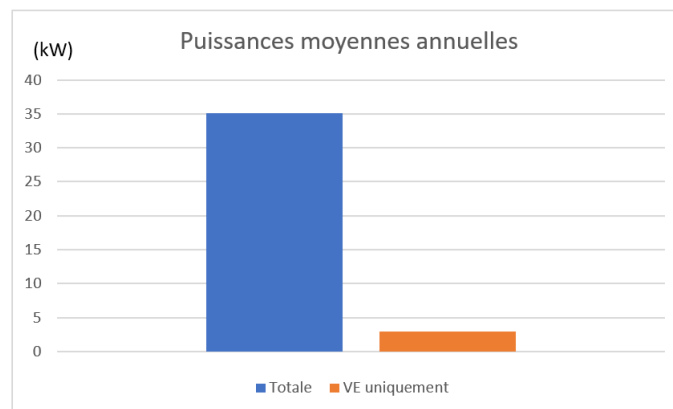


Figure 13: Participation moyenne du VE dans la consommation totale (scénario rural - 8,3M de véhicules)

Cette analyse est confirmée par la comparaison entre la consommation avec et sans bornes de recharge de véhicules électriques et la puissance maximale admissible par le transformateur, dans le cas urbain.

Une analyse temporelle de la consommation électrique nous permet de modifier le mode de charge des véhicules électriques afin de diminuer le nombre de transformateurs à remplacer, au profit de transformateurs ayant peu de marge.

### 3.5.2 Mise en place de la charge intelligente

Pour répartir intelligemment la charge des VE afin de minimiser les contraintes réseau, nous nous intéressons à l'évolution temporelle de la consommation au niveau d'un transformateur HTA/BT (nœud). Nous choisissons sur le réseau un nœud représentatif d'un quartier résidentiel et étudions sa consommation électrique heure par heure sur une journée, pour mettre en évidence les pics de consommation.

On observe que la consommation des véhicules électriques seule et celle sans véhicule électrique présentent un pic à 20h environ, qui cause un dépassement de la puissance ad-

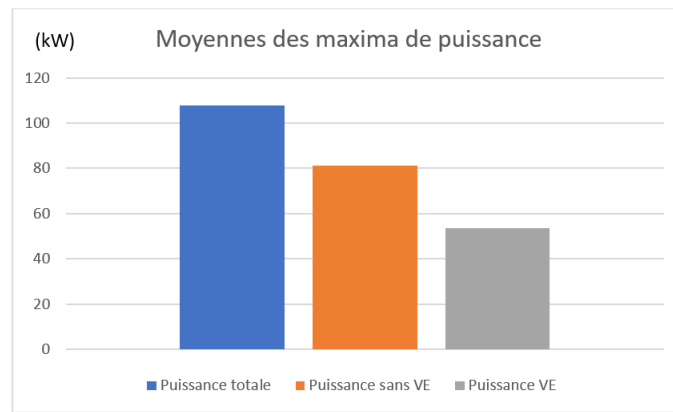


Figure 14: Moyenne annuelle des maxima de puissance (scénario rural - 8,3M de véhicules)

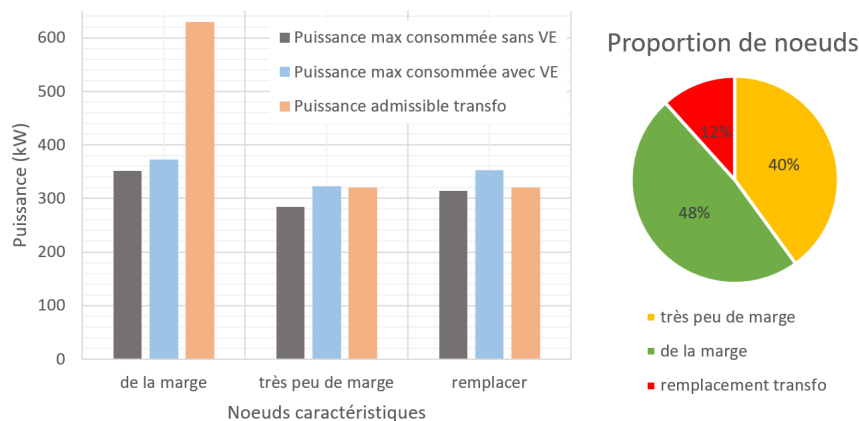


Figure 15: Comparaison entre la consommation avec et sans bornes de recharge de véhicules électriques et la puissance maximale admissible par le transformateur, dans le cas urbain.

missible par le transformateur.

Pour atténuer les coûts, nous proposons aux utilisateurs un abonnement intelligent et avantageux : ENEDIS garantit que le véhicule électrique sera rechargé avant 7h du matin, et détermine le moment où le véhicule se recharge durant la nuit.

En considérant que 50% des utilisateurs choisissent cet abonnement intelligent, cela revient à modifier la densité de probabilité de charge de véhicules électriques.

### Charge intelligente de véhicules électriques

Nous simulons la consommation énergétique due aux véhicules électriques, en prenant en compte cette nouvelle densité de probabilité de charge.

### Choix d'un mode d'investissement

Dans le cas rural, l'investissement progressif permet d'économiser 40 000€, et dans le cas urbain 20 000€. Dans les deux cas ce mode d'investissement est le plus intéressant, et est d'intérêt croissant avec le taux d'actualisation.

### Intérêt de la charge intelligente des véhicules électriques

Pour les deux types de réseau – rural et urbain – la charge intelligente permet de diminuer significativement la proportion de transformateurs à remplacer, au profit de transformateurs ayant très peu de marge.



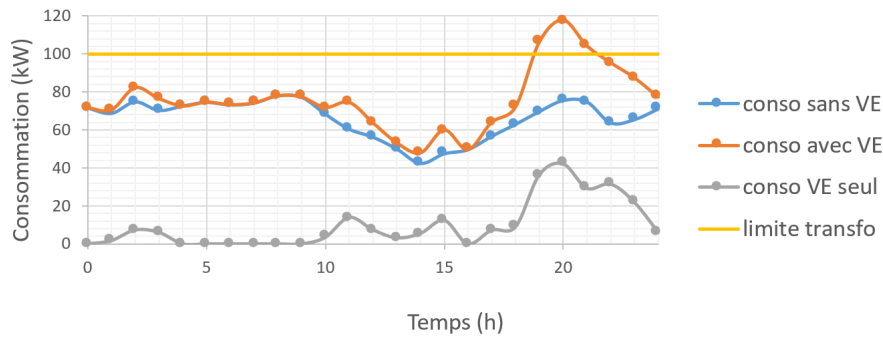


Figure 16: Consommation heure par heure sur une journée d'hiver froide, observée sur un nœud caractéristique du réseau.

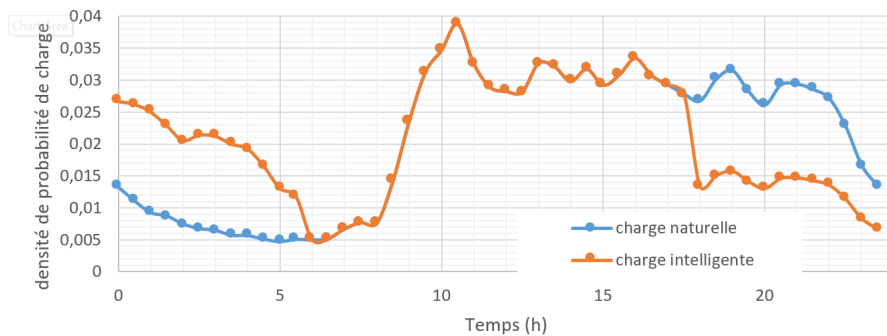


Figure 17: Modification de la densité de probabilité de charge de véhicules électriques pour atténuer les pics de consommation des bornes de recharge de véhicules électriques

Dans le cas rural, la charge intelligente augmente les coûts d'investissement de 70 000€ : une ligne HTA doit être remplacée, ce qui représente un coût de 140 000€, du fait des grandes distances en zone rurale. Néanmoins la recharge intelligente permet d'économiser 70 000€ de remplacement de transformateurs. Dans le cas urbain, la charge intelligente diminue le coût d'investissement de 230 000€, et une proportion importante (30%) de transformateurs passe de très peu de marge à une marge raisonnable. La solution de charge intelligente permet donc de diminuer le coût de remplacement de transformateurs en homogénéisant la répartition de puissance journalière (Figure 16). La nouvelle densité de recharge permet en effet de diminuer la part du VE lors du pic de consommation de 19-23h. Néanmoins les particularités du réseau local peuvent la rendre financièrement peu intéressante : une étude au cas par cas doit être menée par ENEDIS.

### Utilisation de panneaux photovoltaïques pour diminuer le coût d'investissement de mise à niveau du réseau électrique

Les panneaux photovoltaïques présentent un pic production entre 10h et 12h, et les bornes de recharge de véhicules électriques présentent un pic de consommation entre 10h et 12h. Cependant, ce pic de consommation des bornes de recharge est compensé par un creux de consommation des ménages : il n'est pas dimensionnant et donc n'entraîne pas de coûts réseau.

Ainsi, en général, l'utilisation de panneaux photovoltaïques ne permet pas de diminuer les coûts d'investissement de mise à niveau du réseau électrique engendrés par l'implantation de bornes de recharge.

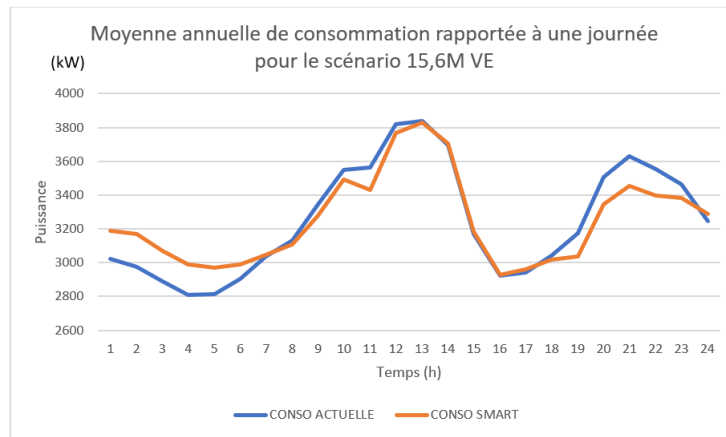


Figure 18: Répercussion sur la puissance moyenne annuelle expérimentale du véhicule électrique sur le réseau urbain (scénario 15,6M de véhicules)

### 3.6 Coût d'investissements causés par l'implantation de panneaux photovoltaïques

Pour déterminer les coûts d'investissements consécutifs à l'implantation de panneaux photovoltaïques, heure par heure et nœud par nœud, nous retranchons la puissance produite par les panneaux photovoltaïques à celle consommée par les ménages. Les puissances ainsi obtenues peuvent être positives si la consommation est supérieure à la production, et négatives sinon.

En premier lieu, nous comparons la puissance maximale transitant dans les transformateurs HTA/BT à la puissance maximale admissible. Lorsque la puissance est positive, le flux de puissance est entrant dans le transformateur, et sortant dans le cas contraire.

Sur le réseau urbain, les observations sont similaires. L'implantation de panneaux photovoltaïques n'engendre par ce coût de mise à niveau des transformateurs HTA/BT.

La méthodologie utilisée pour l'évaluation des coûts de mise à niveau du réseau induits par la création de bornes de véhicules électriques montre que les panneaux photovoltaïques n'engendrent pas de contrainte en courant dans les câbles.

Ainsi, le développement du photovoltaïque n'est responsable d'aucun coût de mise à niveau du réseau.

### 3.7 Bilan

Notre simulation nous permet donc de tirer plusieurs conclusions générales sur l'implantation des véhicules électrique sur le réseau de distribution d'ENEDIS.

Le réseau peut accueillir l'ensemble des bornes de recharges si des investissements de mise à niveau sont réalisés. Le coût de ces travaux varie en fonction de la position géographique et de la géométrie du réseau. En effet, un réseau rural avec des câbles plus longs peut nécessiter des coûts d'investissement importants dès le premier renforcement.

Il est possible de limiter les coûts d'investissement en proposant des solutions de charges alternatives, diminuant les contraintes ponctuelles sur le réseau. En revanche, les panneaux photovoltaïques seuls ne sont pas une solution viable pour diminuer les investissements réseau : leur pic de production est trop excentré par rapport au pic de consommation. Une solution cumulant panneaux photovoltaïques et batteries individuelles de stockage a été envisagée mais serait nettement trop chère pour constituer une alternative crédible.

L'introduction sur le réseau de panneaux photovoltaïques n'impose pas de coût d'investissement de mise à niveau des équipements.

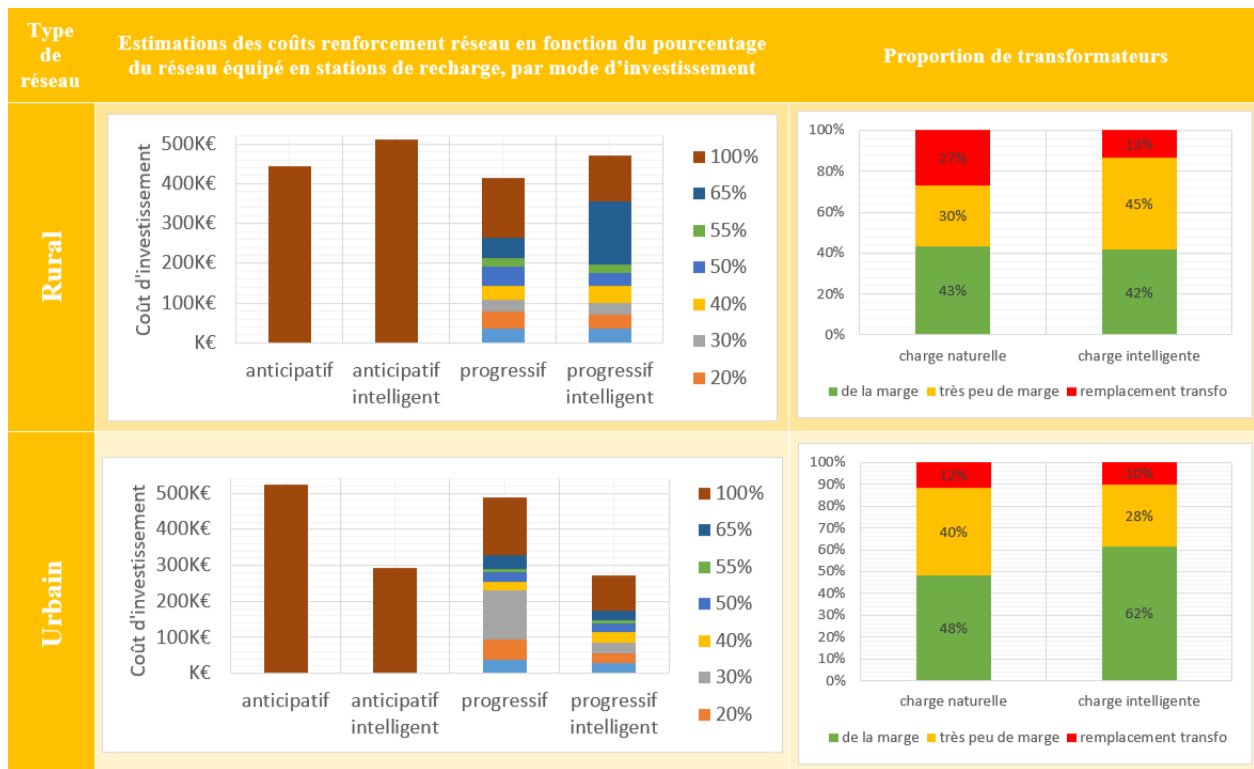


Figure 19: Estimation des coûts en renforcement du réseau en fonction du pourcentage du réseau équipé en stations de recharge, par mode d'investissement

## 4 Application au cas d'étude des îles de Lérins : de l'îlotage à l'autonomie

### 4.1 Contextualisation

Les îles de Lérins (île Saint-Honorat et île Sainte-Marguerite) sont situées au large de la baie de Cannes. Elles hébergent une quarantaine d'habitants à l'année mais accueillent jusqu'à 5000 touristes par jour durant la période estivale.

Elles sont reliées au reste du réseau électrique par un câble sous-marin. Néanmoins, il existe des risques d'arrachage du câble (dû à la remontée de l'ancre d'un bateau par exemple), ce qui isolerait les îles du reste du réseau électrique en attendant l'arrivée de groupes électrogènes. Aujourd'hui, la reconnexion est encore longue et difficile, et la mise en place d'un câble de secours est très coûteuse. C'est pourquoi ENEDIS a mis en place un nouveau plan dans le cadre du projet européen INTERFLEX. Innovante et moderne, l'entreprise souhaite montrer sa capacité technique à implémenter de nouvelles installations permettant de rendre momentanément indépendantes en électricité les îles de Lérins en cas de coupure. C'est ce qu'on appelle un îlotage<sup>24</sup>.

Les installations envisagées par ENEDIS sont de 2 types :

- Production d'énergie : Installation de panneaux photovoltaïques de puissance-crête 130kWc
- Stockage d'énergie : 2 batteries :
  - Batterie ENEDIS : 620 kWh de capacité et 250 kW de puissance

<sup>24</sup>voir note [27] du lexique

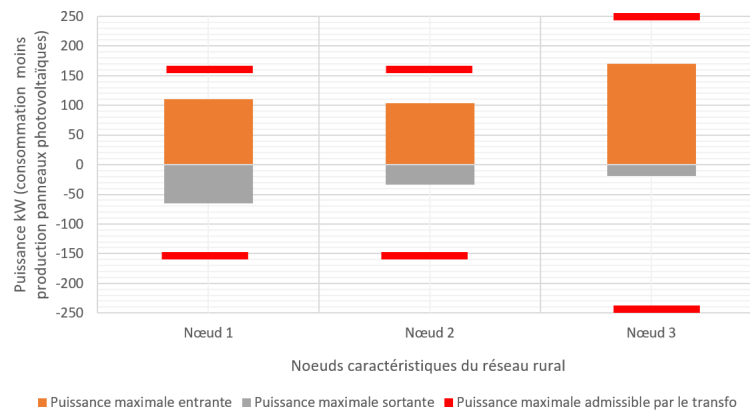


Figure 20: Comparaison entre la puissance maximale transitant dans les transformateurs HTA/BT et la puissance maximale admissible par les transformateurs. Nous choisissons trois nœuds caractéristiques des situations observées localement sur le réseau rural.

- Batterie ENGIE (disponible à 65%) : 300 kWh de capacité et 100 kW de puissance

En fonctionnement normal, la centrale photovoltaïque est utilisée en consommation directe : quand la production est suffisante elle couvre la consommation de l'île et peut recharger les batteries. Lorsque la production photovoltaïque dépasse la consommation et que les batteries sont pleines, les panneaux solaires sont bridés : on parle de *curtailment*. On pourrait aussi envisager de réinjecter l'énergie sur le réseau.

Le câble sous-marin couvre alors la consommation lorsque la centrale photovoltaïque ne produit pas assez (en l'absence de soleil ou lors d'un pic de consommation par exemple). Dans cette situation, les batteries sont constamment chargées à 100%.

Lorsque l'îlotage est déclenché, l'électricité ne transite plus par le câble sous-marin. Les îles fonctionnent en autoconsommation totale. Le rôle de la centrale photovoltaïque est inchangé, en revanche, quand la production solaire est trop faible, ce sont les batteries qui prennent le relais et assurent l'alimentation des îles.

## 4.2 Modélisation des îles

Afin de pouvoir simuler des îlotages, nous avons commencé par modéliser la consommation et la production d'électricité des îles de Lérins. Pour cela, nous avons d'abord estimé la consommation annuelle des habitants en dénombrant les habitations et les commerces. Puis, nous avons pris en compte les consommations plus singulières (celle du musée, des restaurants et de l'éclairage du fort royal de Sainte-Marguerite) pour enfin rajouter une surconsommation estivale due à l'activité touristique importante. La consommation électrique finale a ensuite été modélisée grâce au logiciel *MOSAIC*.

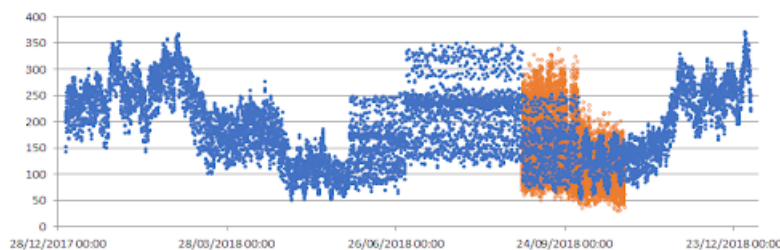


Figure 21: Simulation de la consommation électrique annuelle des îles de Lérins (en bleu) et consommation réelle sur les mois de septembre et octobre fournie par ENEDIS (en orange), en kW

Dans un second temps nous avons modélisé la production d'énergie solaire apportée par les installations photovoltaïques proposées par ENEDIS. Pour cela, nous avons calculé le facteur de charge des panneaux grâce à un logiciel développé par le centre *PERSEE*. Ce logiciel prend en compte les particularités de la région (positionnement géographique, ensoleillement, taux de nébulosité...) ainsi que les particularités de l'installation (puissance crête, type de panneaux, inclinaison et orientation). Nous avons alors obtenu l'évolution de la production d'énergie solaire sur un an pour les îles de Lérins.

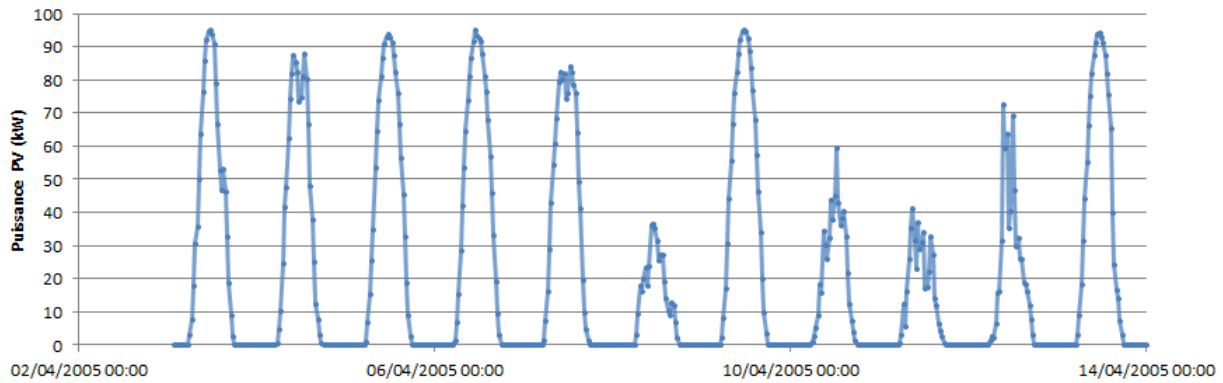


Figure 22: Simulation de la production PV sur 10 jours en avril (installation de 130 kWc)

### 4.3 Simulation d'îlotage

En parallèle de l'acquisition de données expliquée précédemment, nous avons écrit un code python nous permettant de simuler les interactions entre les batteries, les panneaux photovoltaïques et les consommateurs lors d'un îlotage. Pour cela, nous avons codé une décharge simultanée des deux batteries pour avoir en permanence une puissance disponible maximale et donc un îlotage optimisé. L'algorithme prend en compte le rechargement des batteries en cas de surproduction mais aussi le *curtailment* des panneaux solaires lorsque les batteries sont pleines. Avec le dimensionnement de l'installation proposée, les îlotages durent de plus de 5h dans 40% des cas mais cela reste fortement corrélé à la consommation des îles. En effet, la thermosensibilité fait chuter le temps d'îlotage l'hiver et le tourisme le fait chuter l'été, restent alors les mi-saisons où l'on obtient les meilleurs temps d'îlotage. (annexe 3.3.3)

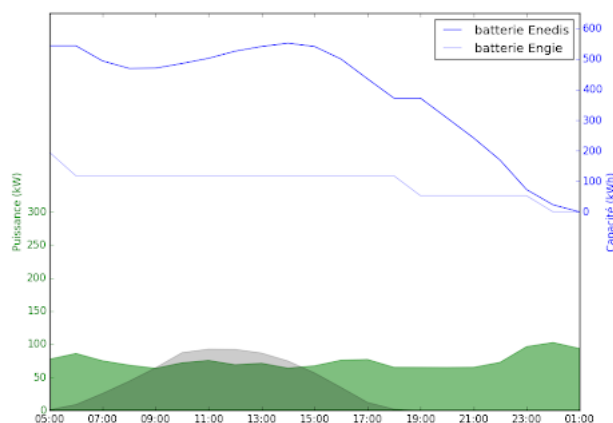


Figure 23: Simulation de l'évolution des différents paramètres lors d'un îlotage : consommation (en vert), production PV (en gris), capacité des batteries (en bleu)

#### 4.4 Influence des différents paramètres

Une fois que nous avons vu les possibilités d'ilotage avec l'installation proposée par ENEDIS, nous avons mesuré l'influence de la capacité de la batterie et la puissance des PV sur le temps d'ilotage. Cela nous a permis de proposer des dimensions d'installation répondant à des contraintes de temps d'ilotage fixées.

Nous avons constaté que l'augmentation de la puissance des PV (à capacité de batterie fixée) permettait effectivement d'augmenter le temps d'ilotage mais uniquement jusqu'à un certain point de saturation (fig. 10). Cela montre que l'ilotage de nuit est le facteur limitant dans ce cas : les batteries peuvent être chargées entièrement pendant la journée grâce à la grande puissance des PV, mais l'ilotage s'arrêtera pendant la nuit, lorsque la puissance des PV est nulle et que les batteries se déchargent uniquement.

L'augmentation de la capacité de la batterie d'ENEDIS (à puissance PV fixée) permet aussi d'augmenter le temps d'ilotage sans saturation cette fois-ci, et cela avec une relation affine entre la capacité et le temps. (annexe 3.3.4)

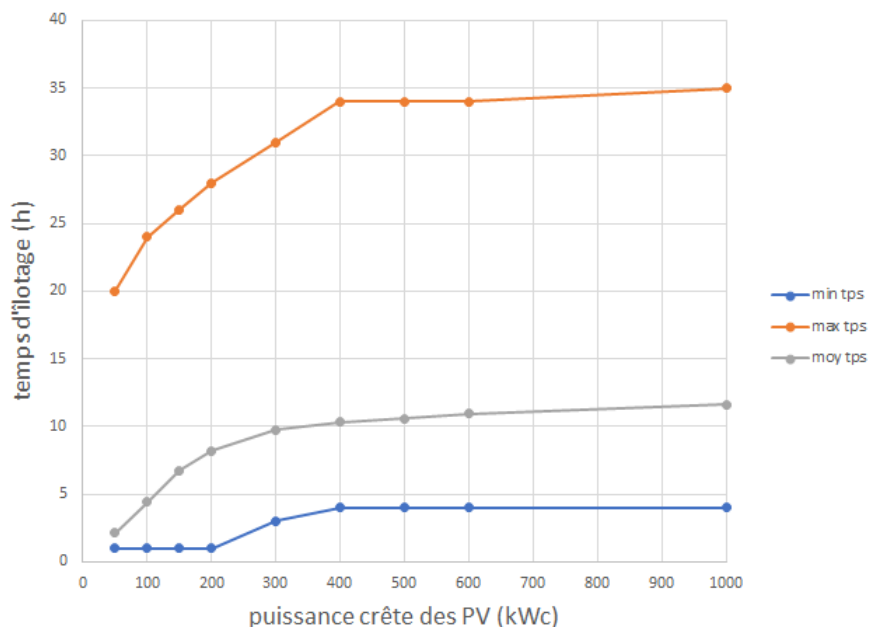


Figure 24: Evolution du temps d'ilotage (minimum, maximum et moyen) en fonction de la puissance crête des PV (à capacité de la batterie fixée)

#### 4.5 Vers une indépendance électrique

Dans l'étude de l'influence des dimensions de l'installation, nous sommes allés jusqu'à déterminer les installations nécessaires à implanter pour rendre les îles indépendantes en électricité, i.e. avec un fonctionnement en autoconsommation totale tout au long de l'année. Pour ce faire, nous avons utilisé l'algorithme précédemment décrit en considérant que les îles pouvaient fonctionner en autoconsommation si la durée d'ilotage minimal (correspondant à la pire semaine d'hiver) dépassait une semaine.

En se fondant sur ce critère, nous avons déterminé les couples (capacité des batteries; puissance photovoltaïque) permettant l'indépendance électrique des îles (la puissance des batteries étant prise proportionnelle à celle des panneaux photovoltaïques pour pouvoir recevoir toute l'énergie produite si besoin).

Nous avons réalisé l'étude pour deux profils de consommation : situation actuelle et situation simulée en cas de rénovation énergétique des bâtiments des îles.

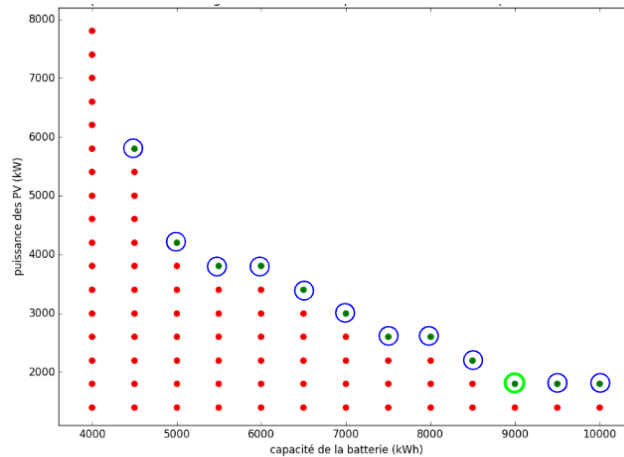


Figure 25: Temps d'ilotage minimum en fonction de la puissance de l'installation photovoltaïque et de la capacité de la batterie. Le couple permet l'autoconsommation (bleu) ; Le couple ne permet pas l'autoconsommation (rouge). (Bâtiments rénovés)

Entre deux couples permettant l'autoconsommation des îles, nous avons privilégié celui minimisant la taille des installations photovoltaïques pour des raisons d'emprise au sol et de coût d'entretien. Nous obtenons les résultats suivants.

Capacité des batteries et puissance photovoltaïque nécessaires :

Bâtiments non rénovés : (Batterie : 9000 kWh ; PV : 4200 kWc)

Bâtiments rénovés : (Batterie : 9000 kWh ; PV : 1800 kWc)

Il est intéressant de noter la différence très importante de puissance photovoltaïque nécessaire selon les profils de consommation (plus de deux fois plus importante pour les bâtiments non rénovés). Elle peut s'expliquer par la thermosensibilité très forte des bâtiments actuels : en hiver la puissance appelée est très élevée, il faut donc une puissance photovoltaïque plus importante pour répondre à la demande.

Nous nous sommes alors intéressés à la faisabilité économique d'une telle installation. Nous avons considéré le modèle suivant : un projet sur 60 ans, un changement des panneaux tous les 20 ans, un changement des batteries tous les 10 ans. Nous avons alors établi le LCOE d'une telle installation en fonction du prix des panneaux solaires et des batteries, ainsi que du profil de consommation. Les résultats obtenus sont les suivants.

LCOE des installations à effectuer :

Bâtiments non rénovés : 370 €/MWh

Bâtiments rénovés : 260 €/MWh

*Prix actuels des batteries et des panneaux solaires : (140 €/kWh ; 1200 €/kWc)*

Dans le cas de bâtiments non rénovés, le LCOE est bien supérieur au prix de l'électricité dans tous les pays européens. En revanche, dans le cas de bâtiments rénovés, si le LCOE reste près de deux fois plus important que le prix de l'électricité française, il devient comparable au prix de l'électricité allemande et même inférieur au tarif danois.

De plus, le coût d'investissement des installations tend à diminuer avec les avancées techniques et technologiques. Nous prévoyons alors l'évolution du LCOE d'une installation autonome dans le diagramme suivant (figure 26):

Ainsi, pour des coûts d'investissement envisageables dans les années à venir (90 €/kWh ; 900 €/kWc) le LCOE de l'installation autonome s'approche de 190 €/MWh. Enfin pour des coûts d'investissements à l'horizon 2035 (40 €/kWh ; 700 €/kWc) le LCOE chute à 147 €/kWh, il deviendrait alors presque rentable d'implanter ce type d'installations en France[2].



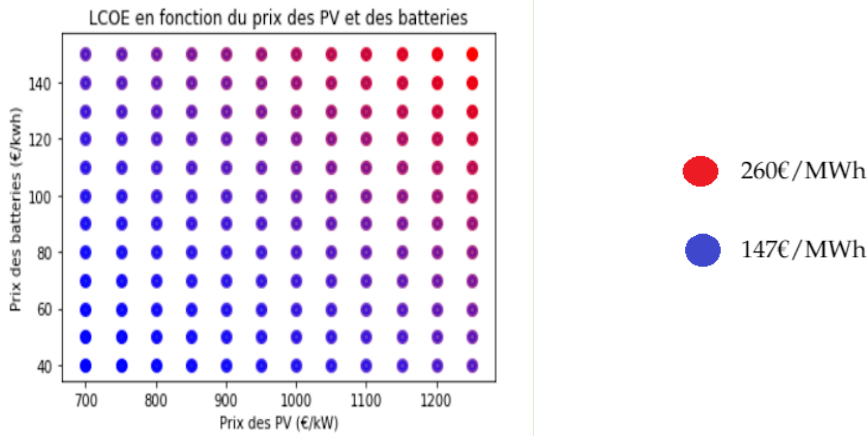


Figure 26: LCOE d'une installation autonome en fonction du prix des installations photovoltaïque et des batteries (Bâtiments rénovés)

Cette brève analyse économique montre qu'au delà de l'îlotage qui viendrait pallier à une panne, on peut envisager des installations permettant l'autoconsommation totale d'une partie du réseau. Les îles de Lérins, si elles rentrent parfaitement dans le cadre d'un démonstrateur, ne semblent pas adaptés à l'autonomie électrique. En effet leurs connections au réseau n'est pas, bien que coûteuse, si compliquée. On pourrait en revanche envisager des installations autonomes sur des îles plus vastes et moins accessibles ou même sur des zones isolées du réseau électrique.

#### 4.6 Analyse économique

Comme nous l'avons vu précédemment, la demande en énergie lors d'un îlotage varie fortement au cours de l'année. Pour rentabiliser au mieux le système (qui serait donc surdimensionné à certains moments), nous avons estimé que l'énergie non nécessaire pour tenir un objectif d'îlotage fixé pourrait être vendue sur le réseau. Pour cela nous avons prit un objectif de 8h d'îlotage et nous avons calculé l'énergie restante (positive, en vert) ou l'énergie manquante (négative, en rouge) pour respecter cet objectif. Nous avons ensuite calculé l'énergie pouvant être vendue sachant que ce qui est vendu doit être garanti pendant le temps d'une charge et décharge de la batterie au moins (pour pouvoir être vraiment utilisée).



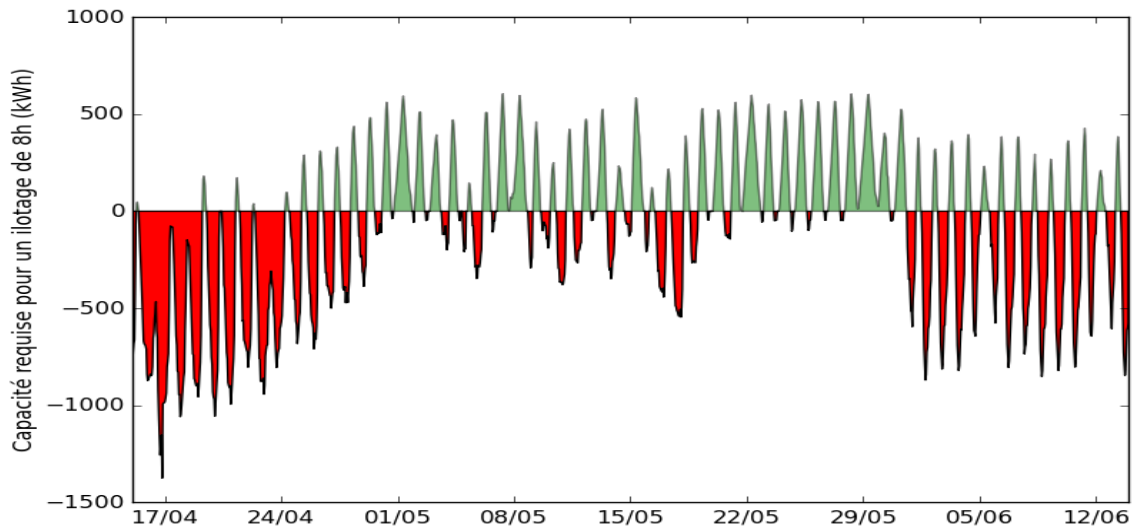


Figure 27: Energie requise pour tenir un îlotage de 8h. Energie restante (en vert) ou énergie manquante (en rouge)

Nous avons alors mis en évidence les investissements nécessaires ainsi que les coût et bénéfices annuels afin de valider ou non la faisabilité économique d'un tel projet.

La mise en place de l'installation nécessite un investissement à l'année zéro (batterie ENEDIS et panneaux solaires).

La batterie Engie est louée par ENEDIS et nous modélisons le contrat de location de la manière suivante : loyer annuel pour avoir accès à tout moment à la batterie plus un dédommagement en cas d'îlotage. Ce dédommagement est pris à hauteur de un quart des bénéfices d'un îlotage (définie ci-après) car la capacité de la batterie Engie représente un quart de la capacité totale.

Les installations nécessitent de l'entretien : révision annuelle pour les batteries, nettoyage annuel voir bisannuel pour les panneaux solaire (soumis ici à une atmosphère marine).

Les bénéfices réalisés par l'installation sont de deux types : énergie distribuée malgré la déconnection (bénéfices réalisés grâce à l'îlotage) et valorisation du stockage. Nous estimons la première source de revenu à l'aide de l'indicateur de l'énergie non distribuée. Cet indicateur est habituellement utilisé afin de justifier un investissement : lorsque le coût de l'énergie non distribuée sur un secteur dépasse le coût du renforcement du réseau, les travaux sont lancés. Ici l'investissement a déjà eu lieu, on considère donc que ENEDIS réalise des bénéfices (en réalité fictifs) sur l'énergie qui n'aurait pas été distribuée mais qui l'a finalement été grâce au dispositif d'îlotage. Enfin les bénéfices réalisés par la valorisation du stockage sont estimés selon la méthode décrite au paragraphe précédent.

Afin de réaliser les estimations nous prenons une fréquence d'îlotage décennale. [2]

Les résultats sont résumés dans ces tableaux :

Investissements	Objet	Montant
	Batterie ENEDIS	100k€
	Installations photovoltaïque	150k€
	Total	250 k€

Coûts	Objet	Montant
	Location batterie ENGIE	1.8 €
	Entretien batteries	1.5 k€
	Entretien PV	15 k€
	Total	18.3 k€

Gains	Objet	Montant
	Bénéfices îlotage	2.5k€
	Valorisation du stockage	12k€
	Total	14.5 k€

Malgré l'investissement important pour la mise en place de l'installation (250 k€), le système est déficitaire. Notre analyse invalide la faisabilité économique de l'îlotage.

#### 4.7 Analyse écologique

Pour conclure l'analyse du projet, nous avons réalisé une analyse du coût écologique. Nous nous sommes concentrés sur l'impact carbone liée à la construction des installations (nous avons raisonné en terme de tonnes de CO<sub>2</sub> émis). Néanmoins cet impact diffère grandement selon le pays de construction puisqu'il dépend de la nature du mix électrique national. Par exemple, en Chine (où les centrales à charbon représentent 73% du mix) la production d'1 kWh d'électricité émet en 720 grammes de CO<sub>2</sub>, contre 50g en France. Pour notre étude nous avons choisi d'utiliser un pays de référence proche de la moyenne européenne émettant 400gCO<sub>2</sub>/kWh. Avec ces données, l'empreinte carbone totale de la construction de l'installation choisie par ENEDIS s'élève à 255 T de CO<sub>2</sub> (115 T pour le PV et 140 T pour les batteries).

Nous avons souhaité comparer l'impact écologique des installations d'îlotage avec celle d'une solution envisageant la mise en route de groupes électrogènes (émettant des GES<sup>25</sup> lors de l'utilisation) dès la déconnexion des îles au réseau. En comparaison, l'empreinte carbone de cette solution s'élève à 35 tonnes de CO<sub>2</sub> (32 tonnes à la construction des groupes électrogènes et 3 tonnes pour 8h d'utilisation).

L'impact écologique des installations d'îlotage est donc nettement supérieur à celui des groupes électrogènes : le système proposé par ENEDIS n'est pas écologiquement viable.

#### 4.8 Bilan

Le cas des îles de Lérins remplit bien sa fonction de démonstrateur : le projet est techniquement faisable, une installation de batteries et de PV peut permettre de tenir des îlotages, voire d'envisager l'autonomie électrique. Cependant, cette solution technique n'est pas viable économiquement ni écologiquement.

Pour améliorer cela, une réduction de la consommation pendant le temps d'îlotage peut être envisagée (limitation de la consommation, arrêt du tourisme à ce moment, extinction de l'éclairage public, etc.) ainsi qu'une réduction de la consommation globale par la rénovation des bâtiments (réduction de la thermosensibilité). On pourrait par ailleurs envisager de compléter le mix énergétique dans d'autres cas : dans des zones plus larges, des éoliennes permettraient de fournir de l'électricité même de nuit lorsque les PV font défaut et ainsi réduire la demande des batteries. Cela nous amène à analyser les coûts économiques et écologiques de tels systèmes au-delà du cas des îles de Lérins.

## 5 Limites économiques et environnementales des solutions

Dans cette section, nous allons revenir sur certaines solutions proposées et mettre en lumière certains obstacles à leur mise en oeuvre, d'un point de vue écologique ou économique.

<sup>25</sup>voir note [6] du lexique

## 5.1 Aspect économique

### 5.1.1 Le coût des batteries

Pendant l'étude nous avons proposé d'utiliser des batteries pour faire baisser le coût du système électrique complet ou pour permettre des îlotages. Nous avons déjà mentionné des difficultés techniques de ces ambitions. A cela s'ajoute une difficulté en approvisionnement en matière première pour la construction de ces batteries (principalement pour le lithium). En effet on estime les réserves exploitables de lithium dans le monde à seulement 32 millions de tonnes au total. Les autres types de batteries (nickel-cadmium ou plomb) sont créées à partir de ressources plus courantes mais dont l'extraction a tout de même un coût non négligeable.

Par suite si un important besoin de batteries venait à apparaître, l'augmentation de la demande amènerait à une croissance du prix de ces batteries d'autant plus forte que les ressources pour les produire sont rares. Pour cette raison, l'usage de batteries dans le but de réduire le coût économique du mix électrique pourrait s'avérer limité : l'achat de ces batteries à grande échelle fait monter leur prix selon une relation qu'il est difficile d'anticiper.

Par exemple, le prix du lithium aujourd'hui est d'environ 250€/kWh. A ce prix les solutions de stockage de l'énergie peine à être rentable devant la construction de centrales. S'il venait à augmenter, il est difficile de dire si nos solutions resteraient intéressantes.

### 5.1.2 Les panneaux photovoltaïques et l'autoconsommation partielle

Les panneaux photovoltaïques, de par leur compacité et par leur facilité d'installation, s'imposent comme une des principales sources d'électricité renouvelables. Toutefois leur rendement énergétique est assez faible, c'est à dire qu'il faut une grande surface de panneaux photovoltaïques pour produire une quantité conséquente d'électricité. Cette contrainte n'est pas dimensionnante lorsque l'on considère le mix à l'échelle de la France, cependant elle l'est lorsque l'on pense à de l'auto-consommation pour un foyer. Par exemple, un individu en PACA qui installe 60m<sup>2</sup> de panneaux solaires sur son toit ne produira que 8MWh d'électricité par an (d'après nos simulations). Il mettra donc environ 10 ans pour rentabiliser son installation (avec les tarifs actuels).

On constate donc que, si l'autoconsommation partielle peut sembler intéressante à l'échelle globale (car elle peut éviter d'ouvrir de nouvelles centrales ou de renforcer le réseau en consommant de l'électricité produite localement), elle n'est pas forcément intéressante pour le particulier. Si on souhaite utiliser l'autoconsommation comme levier pour faire diminuer les coûts liés à l'électricité, il semble donc nécessaire d'inciter financièrement l'installation de ces PV (par exemple par des subventions). Ici encore, cela représente un frein à l'utilisation de solutions smart pour diminuer le coût du réseau.

Enfin, même si le prix des panneaux photovoltaïques a beaucoup diminué depuis quelques années pour atteindre environ 250\$ par kW crête installé pour un particulier aujourd'hui, on peut supposer que ce prix ne diminuera pas ainsi indéfiniment.

## 5.2 Bilan carbone et émissions

### 5.2.1 Aujourd'hui

L'électricité française (520TWh/an) est aujourd'hui produite à 75% par du nucléaire et 16% de renouvelable. Sa production n'est responsable que de 50 [11] des 316 MtCO<sub>2</sub> [5] émises chaque année en France (chiffre en légère baisse depuis 2006), c'est à dire que le mix français est déjà assez décarboné.

Les transports quant à eux sont responsables de 120 MtCO<sub>2</sub>/an [11] car le parc automobile français est constitué à 94% de véhicules thermiques et à 1.5% de véhicules électriques.

Cependant, un VE à beau être moins de 2 fois moins polluant qu'un VT sur l'ensemble de son cycle de vie, il l'est presque 3 fois plus à la construction quasi-exclusivement à cause des batteries lithium (150 kgCO<sub>2</sub>/kWh)[6] [12].

### 5.2.2 En 2035

Les différents scénarii envisagés par RTE pour 2035 (Volt, Watt, Hertz et Ampère) n'ont pas le même coût économique, mais ils n'ont pas non plus le même impact écologique.

A l'horizon 2035, le scénario Volt apparaît comme le meilleur. Cependant ce scénario repousse l'échéance du remplacement des centrales nucléaires vieillissantes. Par suite une partie du coût écologique est retardée à plus long terme.

En revanche dans le scénario Watt, les centrales nucléaires sont remplacées par des EnR dès qu'elles atteignent 40 ans et on implante des centrales thermiques (800g CO<sub>2</sub> eq/kWh) le temps que les EnR prennent le relais. Ce scénario semble donc meilleur à long-terme en ce qui concerne les émissions de GES.

## Conclusion

De notre étude des solutions *smart* pour le réseau électrique français, on peut extraire certaines tendances.

Tout d'abord à **l'échelle du réseau de transport**, on remarque que l'usage de larges batteries permet d'éviter d'ouvrir des centrales et donc **peut faire diminuer le coût global du système**. Cependant une fois un certain seuil dépassé, l'usage des batteries n'est plus optimal et acheter de nouvelles batteries fait à nouveau augmenter le coût global du mix (et donc de l'électricité).

Plus localement, à l'échelle du réseau de distribution, il apparaît que l'intégration des panneaux photovoltaïques et des voitures électriques d'ici 2035 aura un coût en renforcement du réseau. **L'usage de batteries ne semble pas avantageux par rapport à des renforcements de câbles** et de transformateurs selon notre étude et nos hypothèses. Toutefois, il apparaît qu'un **pilotage de la demande peut parfois amener à sensiblement diminuer ces coûts** en évitant de changer des infrastructures critiques (transformateurs etc...).

Enfin, sur le cas d'étude proposé des îles de Lérins, on trouve que **l'ilotage, bien que techniquement faisable, n'est pas intéressant économiquement ni écologiquement**.

On peut remarquer que souvent, les solutions *smart* ne parviennent pas à être rentables en France car le prix de l'électricité y est très bas. Toutefois, dans la mesure où ce prix risque d'augmenter à cause du vieillissement du parc nucléaire, on peut penser que dans le futur de telles solutions deviendront envisageables.

# Lexique

## Acronymes

- [1] ALEF : Alternative Énergétique du Futur
- [2] BP : Bilan Prévisionnel.
- [3] BT : Basse Tension (entre 50V et 1kV). Tension de l'électricité utilisée par les particuliers. Elle est du ressort d'ENEDIS.
- [4] ENEDIS : ENergie DIStribution.
- [5] EnR : Energie Renouvelable.
- [6] GES : Gaz à effet de serre
- [7] HTA : Haute tension A (entre 1 kV et 50kV). Tension abaissée sur le réseau de distribution, du ressort d'ENEDIS. L'électricité en HTA peut être directement utilisée par les clients industriels
- [8] HTB : Haute tension B (entre 50 kV et 400kV), c'est la tension utilisée pour transporter l'électricité sur de longues distances. Elle est du ressort de RTE.
- [9] PERSEE : Centre de recherche de Mines ParisTech (Procédés Énergies Renouvelables et Systèmes Energétiques)
- [10] PV : Panneaux photovoltaïques.
- [11] RTE : Réseau de Transport d'Electricité.
- [12] SRCAE : Schéma Régional Climat Air Energie
- [13] STEP : Station de Transfert d'Energie par Pompage. Il s'agit d'un barrage équipé d'un système de pompes qui servent à remonter de l'eau en amont du barrage en heures creuses pour exploiter l'énergie stockée en heures pleines.
- [14] VE : Véhicule Électrique.
- [15] VHR : Véhicule Hybride rechargeable.
- [16] TURPE: Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité. Tarif payé par les utilisateurs des réseaux d'électricité, il correspond à environ un tiers du prix payé par le consommateur, et représente 90% des recettes d'ENEDIS.

## Definitions

- [17] Thermosensibilité : Influence de la température sur la demande d'électricité.
- [18] *Smart grids* : Les réseaux électriques intelligents ou *Smart grids* représentent un ensemble de solutions reposant sur des innovations matérielles, logicielles ou organisationnelles qui peuvent offrir de nouveaux services au système électrique et peuvent permettre une exploitation optimisée présentant des gains sur les plans économique, environnemental ou technique.

- [19] Facteur de charge : coefficient correspondant au rapport entre l'énergie annuelle produite et l'énergie maximale que l'on pourrait potentiellement produire dans les conditions idéales.
- [20] MOSAIC : Programme informatique permettant de simuler la consommation et la production électrique heure par heure en fonction des installations productrices d'électricité (PV...) ou consommatrices (écoles, commerces, VE...)
- [21] Courbe de charge: Évolution de la puissance consommée sur une période donnée.
- [22] *Loadflow* : Programme informatique permettant de déterminer à partir de la puissance du courant circulant dans le réseau les tensions et intensités dans les différentes branches de système.
- [23] Mix électrique : Répartition de la production électrique selon les différents moyens (nucléaire, gaz, solaire...)

## **Actions *Smart***

- [24] Autoconsommation: Fait de produire et de consommer sa propre énergie.
- [25] *Curtailment* : Action de couper la production d'électricité afin d'ajuster au mieux l'équilibre offre-demande.
- [26] Effacement : Action de réduire la consommation d'électricité d'un groupe d'acteurs afin d'ajuster au mieux l'équilibre offre-demande.
- [27] Ilotage : action de rendre momentanément autonome en électricité un réseau local, en couvrant sa consommation par des éléments de production interne ou de stockage.
- [28] *Vehicle-to-grid*: Utiliser la prolifération des véhicules électriques et de leurs batteries comme force d'appoint pour stocker/délivrer de l'énergie électrique dans le réseau.

# Annexes

## Annexe 1 : Les Scénarii du bilan prévisionnel de RTE

- **Ampère** : La réduction de la place du nucléaire dans la production d'électricité doit s'effectuer **sans nouveau moyen thermique en France**. Les décisions de fermeture des réacteurs nucléaires ne peuvent être prises que lorsque la production correspondant au développement des énergies renouvelables permettra, en moyenne, de produire autant que les réacteurs concernés.
- **Hertz** : Le scénario repose sur un pilotage du mix vers l'objectif des 50% de production nucléaire **dans le respect d'un plafond d'émissions de CO<sub>2</sub>**. Ce plafond correspond au niveau actuel des émissions du secteur électrique.
- **Volt** : L'évolution du nucléaire français résulte d'**arbitrages économiques**, dans un contexte de développement significatif des énergies renouvelables. Les arbitrages économiques découlent des débouchés accessibles à l'ensemble de la production décarbonée, sur les marchés européens de l'électricité.
- **Watt** : La conception de certains matériels et équipements des réacteurs nucléaires en service en France a été réalisée en prenant comme hypothèse une durée de fonctionnement de 40 ans. Ce scénario permet donc d'étudier les conséquences d'une non-prolongation de l'autorisation d'exploitation des réacteurs. Il est assis sur l'hypothèse d'une **fermeture de chaque réacteur après 40 ans de fonctionnement**. La nécessité de se passer très rapidement de réacteurs nucléaires pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition.

## Annexe 2 : Organisation du MIG

Pour réaliser le travail, le groupe s'est divisé en plusieurs rôles :

- Le pôle Scénarii 2035 a constitué des bases de données pour les autres groupes à base de recherches documentaires.
- Le pôle optimisation du mix a utilisé le logiciel AMPL pour simuler un mix optimal en fonction de paramètres (consommation, etc. . .).
- Le pôle consommation a utilisé MOSAIC pour simuler la consommation manuellement (client par client).
- Le pôle réseau a utilisé un power flow et des simulations informatiques pour calculer les coûts d'accueil de PV et VE sur le réseau.
- Le pôle îlotage a étudié le cas des îles de Lérins.
- Le pôle économie a chiffré le coût des différents projets et leur impact environnemental.
- Un pôle coordination a aidé à commencer et à organiser le projet.

Le travail des groupes s'est naturellement divisé en trois parties assez indépendantes et traitées en parallèle:

- Une partie sur l'étude à l'échelle globale de l'utilité des batteries pour le mix et de l'influence de l'introduction de VE.
- Une partie sur l'étude à l'échelle d'un réseau HTA de l'influence de l'introduction de PV et de VE.
- Une partie sur l'étude du cas des îles de Lérins.

Une des difficultés rencontrées pendant le MIG a été de se procurer des données sur lesquelles baser notre étude. En particulier, nous n'avons pas réussi à trouver un réseau fonctionnel avec suffisamment d'informations pour faire tourner les algorithmes associés. Nous avons donc décidé de produire notre propre cas d'étude en simulant une consommation en accord avec les données rassemblées par le groupe Scénarii 2035.

## Annexe 3 : Utilisation de MOSAIC

Le logiciel MOSAIC, codé sous R, renvoie, pour un certain nombre de consommateurs donné, une estimation heure par heure de la consommation énergétique.

Il prend en entrée un tableur recensant les informations sur les consommateurs considérés, qui sont répartis selon 10 catégories (cf. tableau ci-dessous). Selon la catégorie, l'algorithme affine la consommation en fonction de nombreux paramètres (la surface du bâtiment, l'efficacité de l'isolation, le nombre de personne y vivant, ...) en se basant sur des données quant à la consommation électrique des électroménagers, de l'éclairage ou encore du chauffage électrique.

Pour modéliser un quartier à partir du simple nombre de ses clients, nous avons étudié les chiffres de l'INSEE et proposé une modélisation simple mais en accord avec les proportions réelles du département Alpes-Maritimes (06). Pour la répartition des clients, nous avons estimé qu'un bâtiment sur trois était un commerce et que le réseau comptait un établissement d'enseignement/recherche pour 100 foyers et un immeuble de bureaux pour 200 foyers.

Pour répartir les commerces du réseau selon les différentes catégories proposées par le logiciel MOSAIC, nous avons émis l'hypothèse qu'un ensemble de 50 commerces comptait 1 hôtel, 6 cafés/bars, 10 restaurants, 10 magasins alimentaires et 23 magasins alimentaires.

Ensuite, nous avons établi un profil type de chaque bâtiment, une fois de plus adapté au département des Alpes-Maritimes.

Type	Commune	Surface (en m <sup>2</sup> )	Nb_per	Hauteur (en m)	Perimetre	Sves	Age_insee	Chauffage_elec	COP_chauffage	Clim	COP_clim	Inertie	Puissance de charge	Dénomination
1	69001	63	2,1	5			311	1	1	0	4	3		0 maison
2	69001	63	2,1	2,5			311	1	1	0	4	3		0 appartement
3	69001	500	50	5			311	1	1	0	4	3		0 bureau
4	69001	50		2,5			311	1	1	1	4	3		0 magasin non alimentaire
5	69001	50		2,5			311	1	1	1	4	3		0 magasin alimentaire
6	69001	400	20	7,5			311	1	1	1	4	3		0 hotel
7	69001	100		2,5			311	1	1	1	4	3		0 restaurant
8	69001	35		2,5			311	1	1	1	4	3		0 café/bar
9	69001	3200	200	7,5			311	1	1	1	4	3		0 enseignement/recherche

Figure 28: Tableau recensant les bâtiments type dans le cas rural.

Les attributs `Perimetre` et `sves` (surface vitrée exposée Sud) sont calculés automatiquement par l'algorithme en fonction de la surface et de la hauteur du bâtiment considéré. L'attribut `puissance de charge` permet de simuler la présence d'une prise de charge d'un véhicule électrique dans un foyer. L'algorithme prend également en compte une catégorie `borne VE`, pour laquelle il suffit de renseigner la puissance de charge.



MOSAIC utilise également les données météorologiques de la région dans l'objectif de prendre en compte la part thermosensible de la consommation électrique. Ainsi nous nous sommes procuré – sur SoDa : HelioClim3, logiciel développé par les Mines – les données météo annuelles heure par heure de Nice en 2006 que nous utilisons en supposant que les données météo seront quasi-identiques en 2035 (ce qui peut déjà être contesté, mais créer un fichier météo de toute pièce n'était pas envisageable).

## Annexe 4 : Algorithmes

Pour modéliser une zone de type rurale ou urbaine, nous avons supposé le nombre de clients sur le réseau que nous avons répartis en différents types de consommateurs (résidences, restaurants, commerces...) en nous basant sur les données de l'INSEE.

```

6 public class LeProgramme2 {
7= public static void LaFonction(int nbClients, int nbVEfrance) {
8     try {
9         double a=2.6;
10        double nbPersonnes= (1.7*nbClients);
11 /* 1.7 est le nombre moyen de personnes par clients
12 * (rapport nombre d'habitants/ nombre de clients pour un fichier type) */
13        double b=(11./20)*(nbClients/a);
14        String nom=Integer.toString(nbClients);
15        String nom2=nom+".csv";
16        int nbBornesHabitant=(int) (((nbVEfrance*nbPersonnes)*1.1*0.55)/70000000);
17        int nbmaisonssansbornesmin=(int) (Math.round(2*nbClients/a)-((15.6e6*nbPersonnes)*1.1*0.55)/70000000);
18        FileWriter fileWriter = new FileWriter(nom2);
19        PrintWriter out = new PrintWriter(fileWriter);
20
21        for(int k =0; k<nbmaisonssansbornesmin;k++) {
22            out.print("2;69001;63;2.1;2.5;;;311;1;1;0;4;3;0");
23            out.print("\n");
24
25
26        for(int k =0; k<(int)((1./25)*nbClients/a);k++) {
27            out.print("3;69001;500;50;2.5;;;311;1;1;0;4;3;0");
28            out.print("\n");
29        }
30        for(int k =0; k<Math.round(23./50*b);k++) {
31            out.print("4;69001;50;;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
32            out.print("\n");
33        }
34        for(int k =0; k<Math.round(10./50*b);k++) {
35            out.print("5;69001;50;;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
36            out.print("\n");
37        }
38        for(int k =0; k<Math.round(1./50*b);k++) {
39            out.print("6;69001;400;20;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
40            out.print("\n");
41        }
42        for(int k =0; k<Math.round(10./50*b);k++) {
43            out.print("7;69001;100;;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
44            out.print("\n");
45        }
46        for(int k =0; k<Math.round(6./50*b);k++) {
47            out.print("8;69001;35;;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
48            out.print("\n");
49        }
50        for(int k =0; k<Math.round(1./100*nbClients/a);k++) {
51            out.print("9;69001;3200;200;2.5;;;311;1;1;1;4;3;0");
52            out.print("\n");
53        }
54
55
56        out.close();
57    } catch (IOException e) {
58        // TODO Auto-generated catch block
59        e.printStackTrace();
60    }
61 }
62 }
63
64= public static void main(String [] args) {
65     while(true) {
66         Scanner sc = new Scanner(System.in);
67         int nb=sc.nextInt();
68         int scénar=sc.nextInt();
69         LaFonction(nb,scénar);
70     }
71 }
72 }

```

Figure 29: Algorithme java simulant les bâtiments d'une ville.

Le réseau considéré étant constitué d'un certain nombre de noeuds, il a fallu répartir aléatoirement les différents clients dans des quartiers correspondant à ces noeuds. L'algorithme suivant divise un fichier contenant la totalité des clients en autant de fichiers que de noeuds.

```

1 package scrap;
2
3
4*import java.io.BufferedReader;[]
9
10 public class Scrap {
11= public static void main(String [] args) throws IOException {
12     BufferedReader M = new BufferedReader(new FileReader("9000mel.csv"));
13     int compt=0;
14     while (compt<60) {
15         compt+=1;
16         FileWriter K = new FileWriter(Integer.toString(compt)+".csv");
17         K.append("Type;Commune;Surface;Nb_per;Hauteur;Perimetre;Sves;Age_insee;Chauffage_elec;COP_chauffage;Clim;COP_clim;Inertie;puissance_charge\n");
18         for (int i = 0; i<115; i++) {
19             String current = M.readLine();
20             K.append(current);
21             K.append("\n");
22         }
23         K.close();
24     }
25     M.close();
26 }
27 }
28

```

Figure 30: Algorithme java séparant le fichier contenant une ville entière en 70 fichiers pour répartir les bâtiments dans des quartiers.

Ci-dessous un algorithme Python permettant, à partir des fichiers recensant les bâtiments d'un quartier de la zone modélisée, de calculer la surface de toit totale ainsi que la part de cette surface qui sera recouverte de panneaux PV selon le scénario choisi.

```

1 import numpy as np
2
3
4 taux_couverture = 0.49
5
6 def surfacetot_urb(quartier, taux_couverture) :
7     Stot = 0
8     for k in range(1,len(quartier)) :
9         ligne = quartier[k]
10        if ligne[0] == 2 : Stot += 130/30
11        elif ligne[0] == 3 : Stot += ligne[2]/5
12        elif ligne[0] == 6 : Stot += ligne[2]/6
13        elif ligne[0] == 9 : Stot += ligne[2]/4
14        else : Stot += ligne[2]
15    return(Stot*taux_couverture)
16
17 def surfacetot_rur(quartier, taux_couverture) :
18     Stot = 0
19     n2 = 0
20     for k in range(1,len(quartier)) :
21         ligne = quartier[k]
22         if ligne[0] == 1 : n2 += 1
23         elif ligne[0] == 2 : n2 += 1
24         elif ligne[0] == 3 : Stot += ligne[2]/5
25         elif ligne[0] == 6 : Stot += ligne[2]/6
26         elif ligne[0] == 9 : Stot += ligne[2]/4
27         else : Stot += ligne[2]
28     Stot += n2/2 *110 + n2/2 *130/6
29     return(Stot*taux_couverture)

```

Figure 31: Algorithme Python renvoyant la surface de toit exploitable par le PV en rural ou urbain.

Grâce aux données de production heure par heure par m<sup>2</sup> de panneau PV ainsi que les surfaces exploitées pour chaque quartier, on obtient la puissance totale produite à toute heure de l'année.

```

1 import numpy as np
2
3 data1 = np.genfromtxt(r'C:\PuissancePVSurfacique', delimiter=',')
4
5 listepuissance=[]
6 for k in range(2,len(data1)):
7     listepuissance.append(data1[k][4]/(10**3))
8
9 SurfacesQuartiers = np.zeros(shape=(60,1))
10 taux_couverture = 0.63
11 for k in range (1,61):
12     nom=C:/VE+str(k)+".csv"
13     data = np.genfromtxt(nom, delimiter=',')
14     SurfacesQuartiers[k-1]=surfacetot_rur(data, taux_couverture)
15
16
17 PuissanceQuartiers=np.zeros(shape=(len(listepuissance),len(SurfacesQuartiers)))
18
19
20 def Puissance():
21     for k in range(len(PuissanceQuartiers)):
22         for j in range(len(SurfacesQuartiers)):
23             PuissanceQuartiers[k][j]=listepuissance[k]*SurfacesQuartiers[j]
24     return PuissanceQuartiers
25
26 PV=np.savetxt(r'C:\PuissancePV.csv', Puissance(), delimiter=',')

```

Figure 32: Algorithme Python renvoyant la production PV heure par heure.

Pour chaque saison, le programme suivant calcule la production moyenne journalière du PV.

```

1 import numpy as np
2 import pandas as pd
3 data = np.genfromtxt(r'C:\FichierSource.csv', delimiter=',')
4 ETE=[0 for k in range(24)]
5 AUT=[0 for k in range(24)]
6 HIV=[0 for k in range(24)]
7 PRI=[0 for k in range(24)]
8 i_HIV=0
9 i_PRI=0
10 i_ETE=0
11 i_AUT=0
12 for k in range(2,len(data)):
13     if(2<=k<1922 or 8520<=k<8762):
14         i_HIV+=1
15         HIV[(k-2)%24]+=data[k][4]
16     if(1922<=k<4346):
17         i_PRI+=1
18         PRI[(k-2)%24]+=data[k][4]
19     if(4346<=k<6338):
20         i_ETE+=1
21         ETE[(k-2)%24]+=data[k][4]
22     if(6338<=k<8520):
23         i_AUT+=1
24         AUT[(k-2)%24]+=data[k][4]
25 for k in range(24):
26     HIV[k]=HIV[k]/i_HIV
27     PRI[k]=PRI[k]/i_PRI
28     ETE[k]=ETE[k]/i_ETE
29     AUT[k]=AUT[k]/i_AUT
30
31 X=[k for k in range(24)]
32 A=np.array([HIV,PRI,ETE,AUT])
33 df=pd.DataFrame(A)
34 df.to_csv(r'C:\MonFichierSaison.csv', index=False, header=False)

```

Figure 33: Algorithme Python calculant des moyennes saisonnières.

## Bibliographie

- [1] ADEME. *Documentation Base Carbone*. URL: [http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLoad\\_DOC\\_FR/index.htm?renouvelable.htm](http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLoad_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm) (visited on 12/18/2018).
- [2] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (France). *Coûts des énergies renouvelables en France*. fr. OCLC: 989671456. Angers: ADEME, 2016. ISBN: 979-10-297-0705-6.
- [3] Commissariat général au développement durable. "Consommations énergétiques des ménages en 2012". fr. In: 645 (June 2015), p. 10.
- [4] Cour des comptes and Chambres régionales & territoriales des comptes. *LE RAPPORT PUBLIC ANNUEL 2016 Tome 1 Les observations*. fr. 2016. URL: <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf> (visited on 12/18/2018).
- [5] consoGlobe. *Planetoscope - Statistiques : Emissions de CO2 en France*. URL: <https://www.planetoscope.com/co2/821-emissions-de-co2-en-france.html> (visited on 12/18/2018).
- [6] Energies Demain, Kantar Public, and Pouget Consultants. *Travaux de Rénovation Énergétique des Maisons Individuelles*. fr. 2017. URL: <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/enquete-tremi-2017-010422.pdf> (visited on 12/18/2018).
- [7] Commissariat général au développement durable. "Le parc des logements en France métropolitaine, en 2012 : plus de la moitié des résidences principales ont une étiquette énergie D ou E". fr. In: 534 (July 2014), p. 9.
- [8] Enedis. *Barème pour la facturation des raccordements au Réseau Public de Distribution d'électricité concédé à Enedis*. fr. July 2018. URL: [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC\\_03E.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC_03E.pdf) (visited on 12/18/2018).
- [9] Engie. *Puissance d'un panneau solaire photovoltaïque : le b.a.-ba*. fr. Mar. 2017. URL: <http://localhost:4503/electricite/conseils-electricite/photovoltaique/puissance-panneau-solaire.html> (visited on 12/18/2018).
- [10] Matthieu Glachant, Marie Laure Thibault, and Laurent Fauchaux. *Le déploiement des infrastructures de charge de véhicules électriques et hybrides rechargeables : une approche économique*. fr. Dec. 2011. URL: [http://www.cerna.mines-paristech.fr/Donnees/data05/546-Rapport\\_recherche\\_VEx.pdf](http://www.cerna.mines-paristech.fr/Donnees/data05/546-Rapport_recherche_VEx.pdf) (visited on 12/18/2018).
- [11] INSEE. *Émissions de CO2 par activité en 2017 — Insee*. URL: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015759#graphique-Donnes> (visited on 12/18/2018).
- [12] Jean-Marc Jancovici. *Existe-t-il des énergies sans CO2 ? – Jean-Marc Jancovici*. URL: <https://jancovici.com/changement-climatique/quel-monde-ideal/existe-t-il-des-energies-sans-co2/> (visited on 12/18/2018).
- [13] J.F. Labbé and G Daw. *Panorama 2011 du marché du lithium*. fr. July 2012. URL: <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-61340-FR.pdf> (visited on 12/18/2018).
- [14] Pierre Marion. *Estimation du coût d'un mix optimal*. fr. Nov. 2018.
- [15] MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER, EN CHARGE DES RELATIONS INTERNATIONALES SUR LE CLIMAT. "Les ménages et la consommation d'énergie". fr. In: (Mar. 2017), p. 120.
- [16] C. C. I. Nice. *Chiffres clés annuels*. fr. 2017. URL: <http://www.cote-azur.cci.fr/Territoire-a-360/Donnees-du-territoire/Chiffres-cles-annuels> (visited on 12/18/2018).

- [17] Conseil régional Provence-Alpes-Côte d'Azur. *Le Schéma Régional Climat Air Energie - Internet DREAL PACA*. URL: <http://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/le-schema-regional-climat-air-energie-a5380.html> (visited on 12/18/2018).
- [18] Mia Romare and Lisbeth Dahllöf. "The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries". en. In: *ivol* (May 2017), p. 58.
- [19] RTE. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (2016)*. fr. 2016. URL: [https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2016\\_complet\\_vf.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2016_complet_vf.pdf) (visited on 12/18/2018).
- [20] RTE. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (2017)*. 2017. URL: [https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017\\_complet\\_vf.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_complet_vf.pdf) (visited on 12/18/2018).
- [21] Niels Warburg et al. *ELABORATION SELON LES PRINCIPES DES ACV DES BILANS ENERGETIQUES, DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE ET DES AUTRES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX INDUITS PAR L'ENSEMBLE DES FILIERES DE VEHICULES ELECTRIQUES ET DE VEHICULES THERMIQUES, VP DE SEGMENT B (CITADINE POLYVALENTE) ET VUL A L'HORIZON 2012 ET 2020*. fr. URL: [http://www.cerna.mines-paristech.fr/Donnees/data05/546-Rapport\\_recherche\\_VEx.pdf](http://www.cerna.mines-paristech.fr/Donnees/data05/546-Rapport_recherche_VEx.pdf) (visited on 12/18/2018).