

FlexEnr : Tâche6 : Evaluation environnementale des impacts évités.



SOMMAIRE :

OBJET :	2
OBJET SOUMIS À L'ETUDE :	2
1. INTRODUCTION	3
2. LE CO₂ EN EXPLOITATION DES POINTES	3
2.1 Les hypothèses sur les facteurs d'émission de l'outil Eco2mix de RTE (données dites consolidées)	3
2.2 CO ₂ d'exploitation des pointes électriques de la production française	4
2.3 Pourquoi la corrélation entre pointe électrique et CO ₂ d'exploitation est faible ?	8
2.4 CO ₂ d'exploitation des pointes électriques de la consommation française	10
2.5 Remarques sur le lien entre le CO ₂ de production et le CO ₂ de consommation dans un contexte de réseau maillé et de pays réalisant des échanges physiques d'électricité	14
3. METHODE D'EVALUATION UTILISEE	16
3.1 Principes de la méthode avec répartition des impacts du système électrique national au prorata des consommations énergétique uniquement	17
3.2 Formulation pour la répartition au prorata des consommations énergétiques uniquement	18
4. RESULTATS D'IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX EVITES	21
4.1 Contenu CO ₂ de l'électricité dans les 10 plages tarifaires	21
4.2 Résultats pour le projet n°1	23
4.3 Résultats pour le projet n°2	25
5. CONCLUSIONS	27
REFERENCES :	28

OBJET :

Ce document constitue le livrable de la tâche 6 du projet FlexEnR.

OBJET SOUMIS À L'ETUDE :

Description : dans le cadre de la tâche 6 du projet FlexEnR, ce document se consacre à l'évaluation environnementale des impacts évités par les flexibilités étudiées par simulation par les différentes équipes dans la tâche 3.2 du projet.

N° Contrat : convention ADEME 1904C0002

Date de début et fin pour les études de longue durée : notification 29/07/2019 - durée 2 ans

Responsable(s) de l'expertise : Emilie Gully

Rédacteurs du rapport d'expertise : Maxime Raynaud, Thierry Guiot, Emilie Gully Anthony Rey

A LA DEMANDE DE :

ADEME

20 avenue du Grésillé

BP 90406

FR-49004 ANGERS CEDEX 01

1. INTRODUCTION

Ce document constitue le livrable de la tâche 6 du projet FlexEnR (Flexibilité Tertiaires pour la pénétration des Energies Renouvelables).

Il s'agit d'évaluer les impacts environnementaux évités par les flexibilités électriques étudiées par simulation par les différentes équipes dans la sous-tâche 3.2 du projet.

En amont de la présentation de ces résultats à proprement dits, il nous a semblé intéressant tout d'abord de regarder ce qu'il en était du contenu CO₂ des pointes électriques que les flexibilités étudiées recherchent à effacer. Ensuite la méthode de calcul utilisée pour réaliser les évaluations est décrite.

2. LE CO₂ EN EXPLOITATION DES POINTES

Une motivation à priori pour s'intéresser aux dispositifs de flexibilité électrique des bâtiments et notamment à leur gestion des pointes électriques des bâtiments est de minimiser les émissions de CO₂ en abaissant la consommation d'électricité aux moments de ces pointes. Cela suppose que la pointe serait spécialement carbonée.

Nous montrons ci-après qu'il s'avère que la pointe nationale et plus généralement les pointes journalières, en tant que phénomène transitoire de quelques heures ou demi-heure, ne sont pas spécialement corrélées à un fort contenu CO₂ d'exploitation au sens des données mises à dispositions par RTE sur son portail Eco2mix.

2.1 LES HYPOTHESES SUR LES FACTEURS D'EMISSION DE L'OUTIL ECO2MIX DE RTE (DONNEES DITES CONSOLIDEES)

L'analyse qui suit reprend les informations données par RTE sur son portail :

<https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-co2>.

Les facteurs d'émission et uniquement d'émission en exploitation sont calculés pour chaque technologie de production à partir de deux éléments :

- La base carbone de l'ADEME pour obtenir le facteur d'émission des combustibles (gaz, charbon et fioul),
- Les guidelines de l'[ENTSO-E](#) pour définir le rendement type des centrales.

Pour les données mises à disposition par RTE sur ce portail, RTE précise (consultation durant T3 2019) :

- 0,956 t/MWh pour les groupes charbon,
- 0,777 t/MWh pour les groupes fioul sur TAC
- 0.459 t/MWh pour les groupes fioul sur cogénération
- 0.783 t/MWh pour les groupes fioul autre
- 0,593 t/MWh pour les groupes gaz sur TAC,
- 0,350 t/MWh pour les groupes gaz sur cogénération
- 0.359 t/MWh pour les groupes gaz sur CCG
- 0,552t/MWh pour les autres groupes gaz autre,
- 0,983 t/MWh pour bio énergie déchet, biomasse et biogaz

On constate que l'hydraulique, le nucléaire, les step, les EnR solaires et éoliennes sont affectés d'un facteur d'émission nul.

Les séries temporelles mises à dispositions dans ce portail par RTE comprennent la demande nationale, la production nationale avec son contenu en CO₂, la production par moyen de production puis les imports exports.

2.2 CO₂ D'EXPLOITATION DES POINTES ELECTRIQUES DE LA PRODUCTION FRANÇAISE

Pour montrer avec les données en open data de RTE la relation gCO₂/kWh et niveau des pics de puissance à l'échelle nationale, nous repérons les pics de puissances au sein de chaque journée comme les 10% des puissances les plus élevées lors de celles-ci. Ceci conduit ainsi à considérer comme un pic les uns ou deux pas de puissance demi-horaire de part et d'autre de chacun des deux maximums journaliers (maximums locaux).

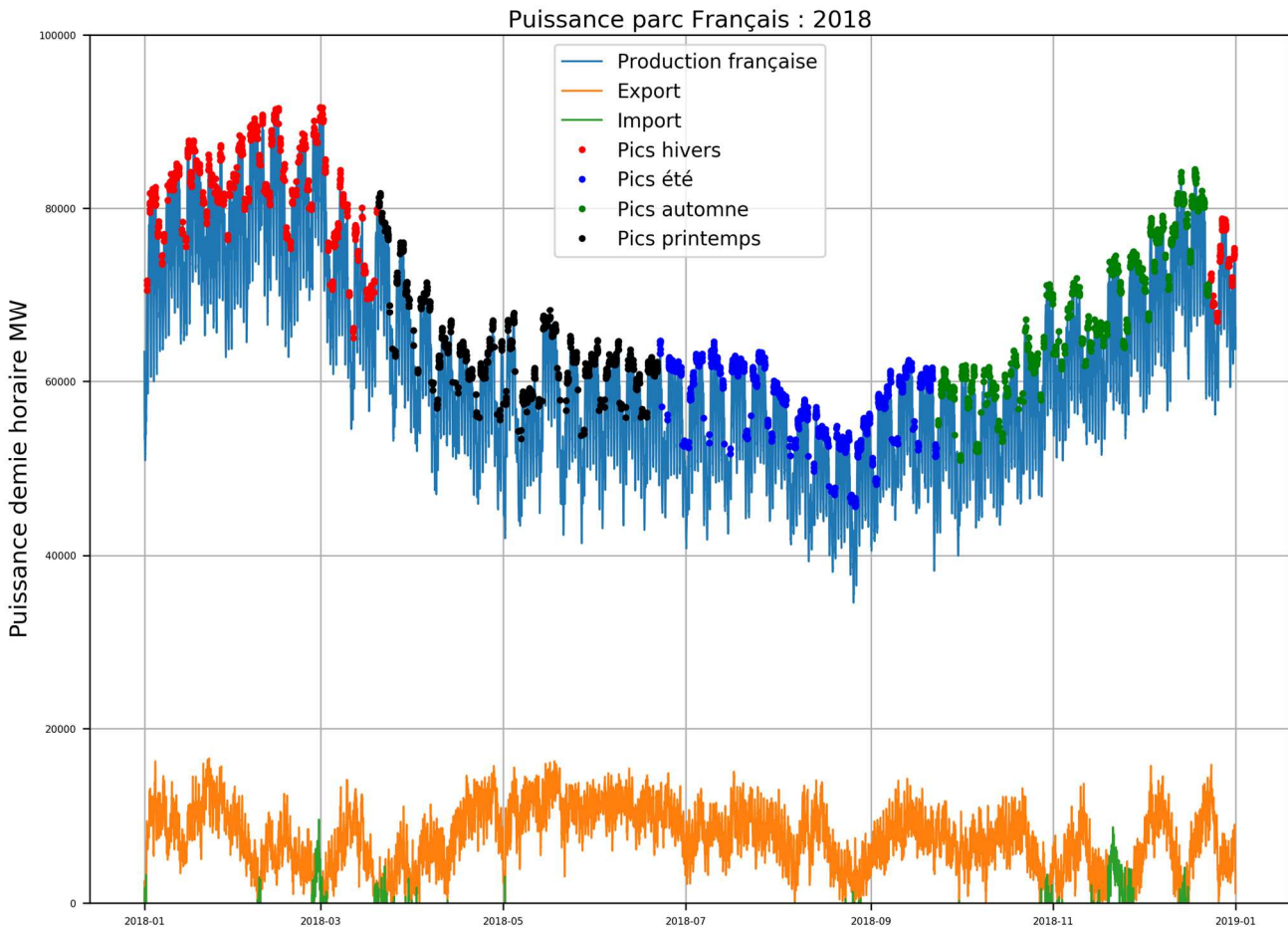


Figure 1 : Pics de puissance journaliers de la production France [source : Open data RTE]

Puis nous mettons en relation - sur l'ensemble de l'année - la puissance demi-horaire du parc de production française en abscisse avec le contenu CO₂ (g/kWh) en exploitation au sens de la méthode de RTE en ordonnée, ceci en faisant ressortir les points relatifs aux pics journaliers de puissance.

Sous ces hypothèses qui ne font donc que reprendre les données de RTE, nous obtenons les graphiques ci-dessous.

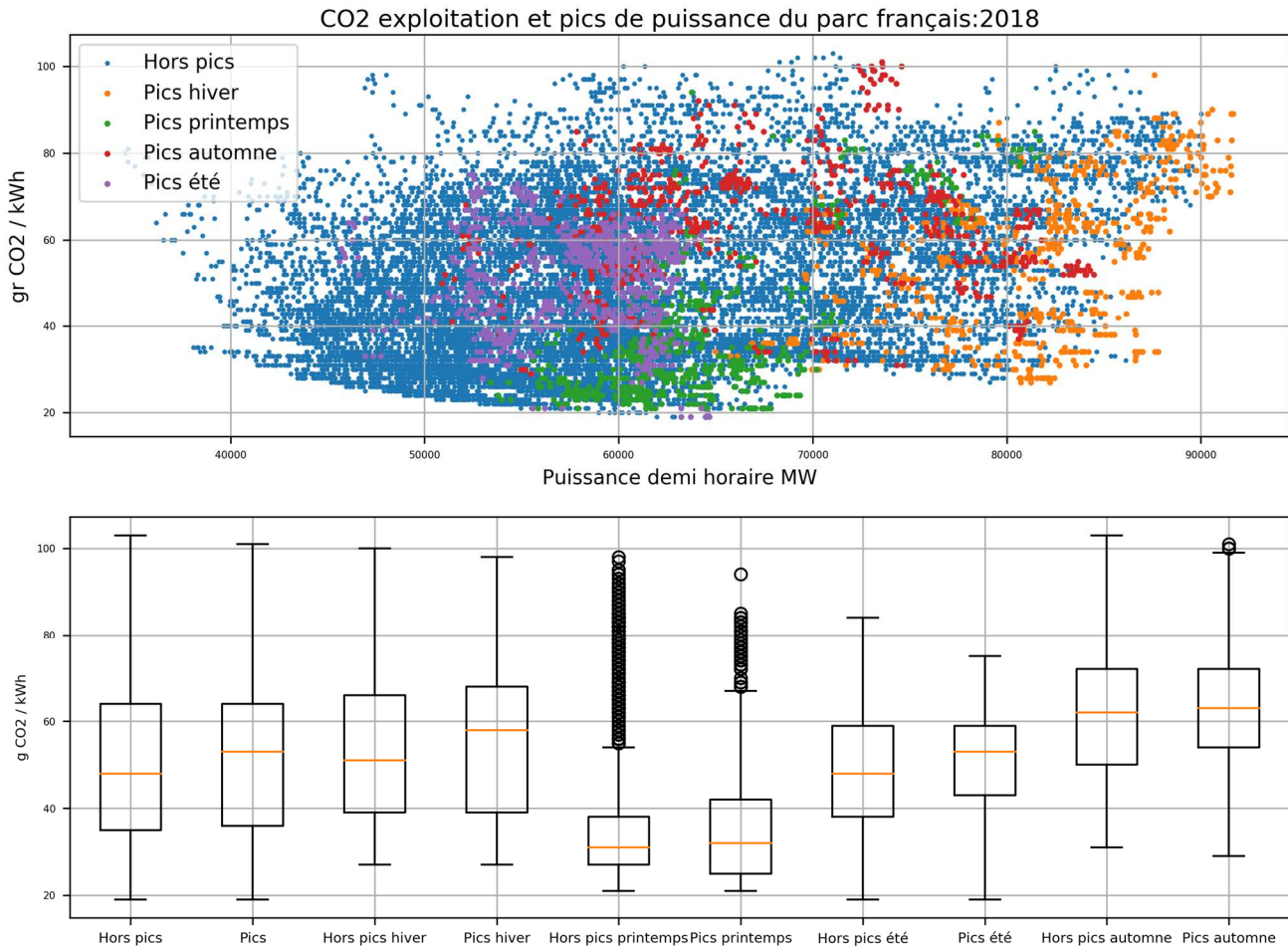


Figure 2 : CO₂ d'exploitation (facteur d'émission suivant RTE) pendant les pics et hors pics pour la production France 2018 [source : Open data RTE].

On observe que la population des puissances demi-horaires lors des pics n'est pas spécialement plus carbonée que la population des puissances demi-horaire en dehors des pics.

L'analyse, menée en 2018, amène à des conclusions tout à fait similaires pour les autres années [2015 à 2018].

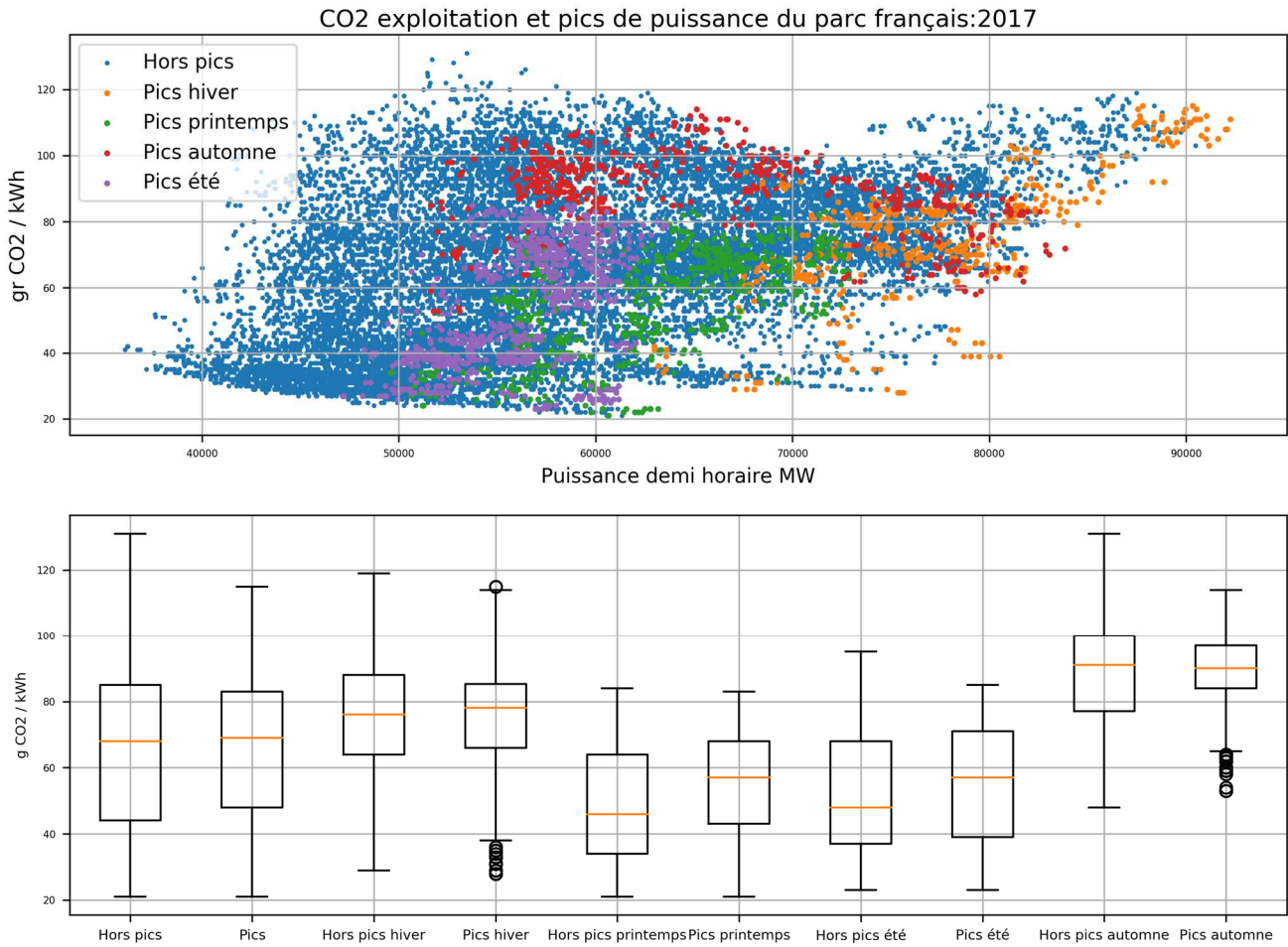


Figure 3 : CO₂ d'exploitation (facteur d'émission suivant RTE) pendant les pics et hors pics pour la production France 2017 [source : Open data RTE]

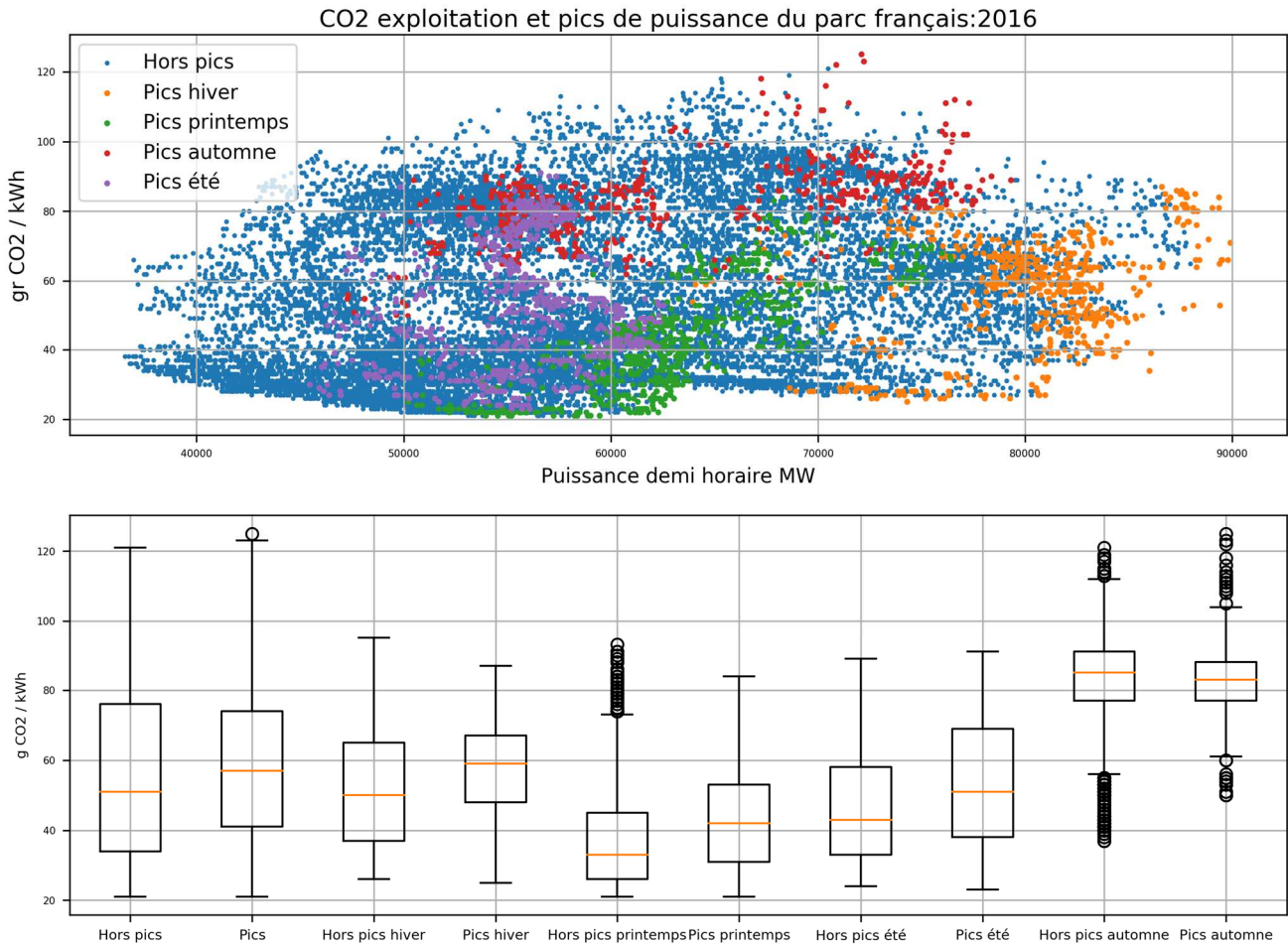


Figure 4 : CO₂ d'exploitation (facteur d'émission suivant RTE) pendant les pics et hors pics pour la production France 2016 [source : Open data RTE]

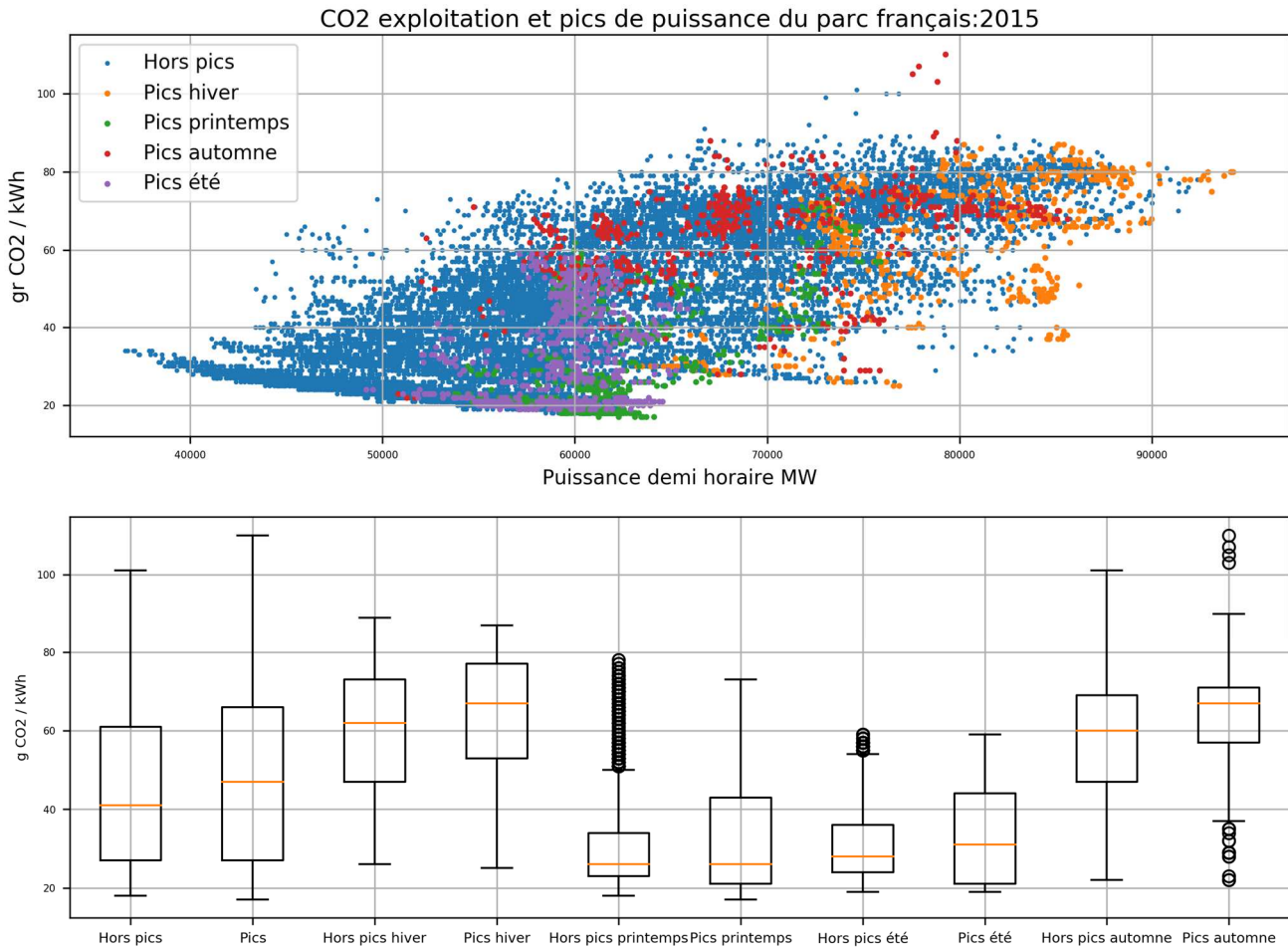


Figure 5 : CO₂ d'exploitation (facteur d'émission suivant RTE) pendant les pics et hors pics pour la production France 2015 [source : Open data RTE]

2.3 POURQUOI LA CORRELATION ENTRE POINTE ELECTRIQUE ET CO₂ D'EXPLOITATION EST FAIBLE ?

La pointe électrique est directement associée au fait qu'il fait plus froid en hiver et aux vagues de froid qui se développent. Celles-ci sont anticipables de l'ordre d'une semaine à l'avance. La précision de la prédiction du jour pour le lendemain est de l'ordre de 1% sur les pointes de puissance.

Par conséquent, les moyens dits de base (principalement les centrales nucléaires) peuvent anticiper, à leur mesure, l'accroissement de la demande lors des journées de vague de froid. En France, ces moyens de base sont décarbonés. Par ailleurs, ces moyens de base fonctionnent de concert avec l'hydraulique, décarboné aussi, qui présente des aptitudes à l'agilité très complémentaire et avec un cout marginal compétitif. Au total, lors des journées de pointe c'est à dire lors des vagues de froid, il y a bien plus de demande mais il y a aussi plus de production nucléaire et hydraulique.

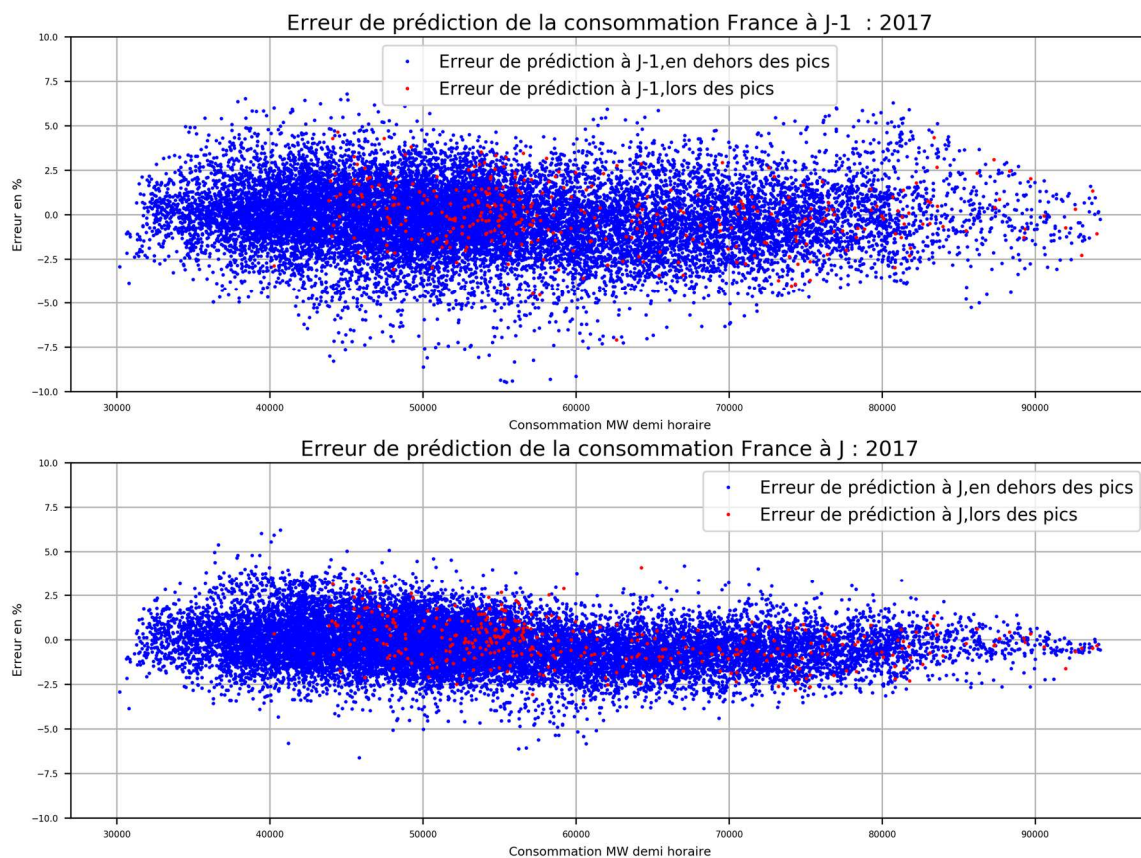
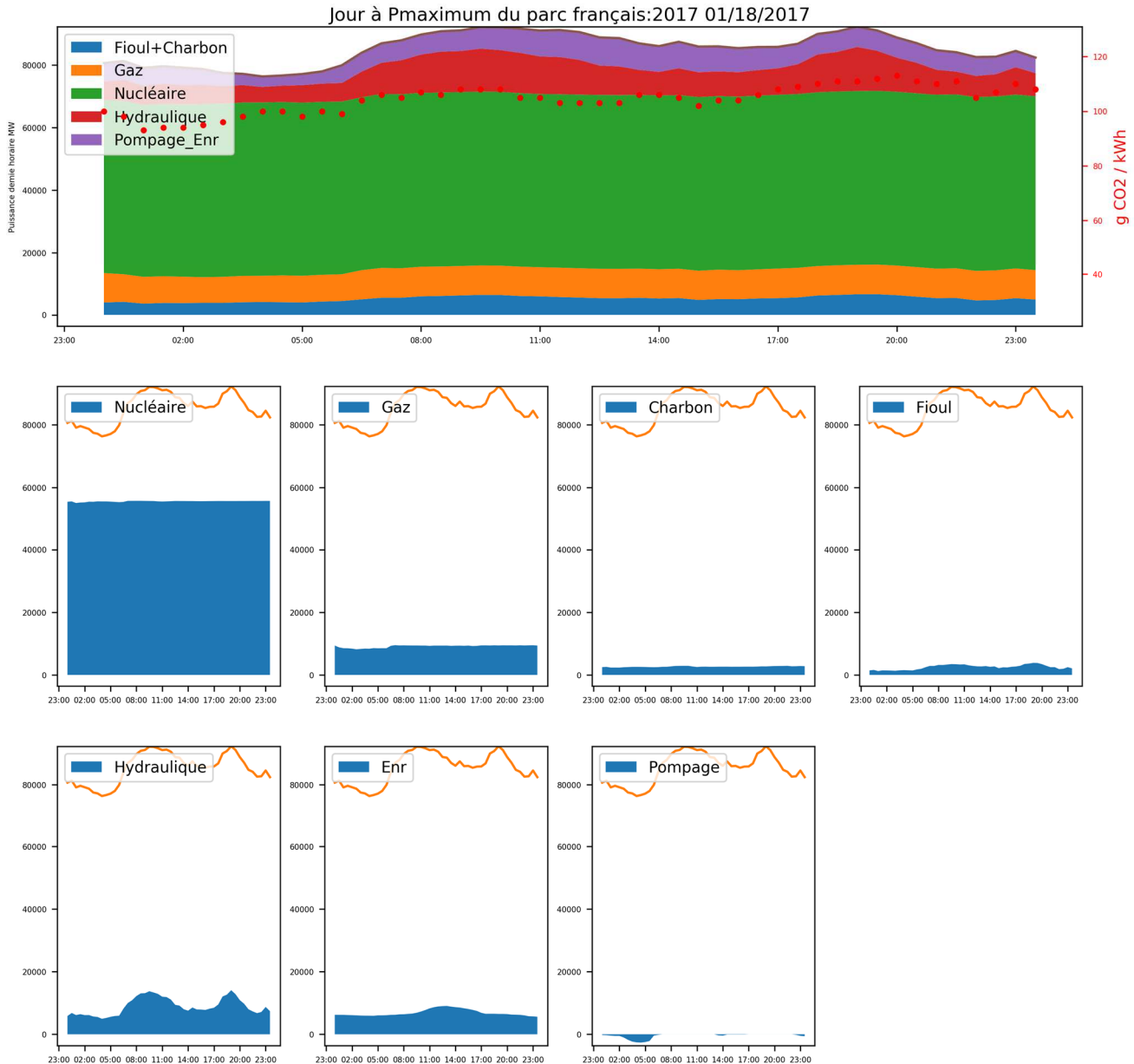


Figure 6 : Erreur de prédiction de la demande sur l'horizon de temps J-1 et J [source : Open data RTE]



2.4 CO₂ D'EXPLOITATION DES POINTES ELECTRIQUES DE LA CONSOMMATION FRANÇAISE

On pourrait supposer que l'observation menée ci-dessus est biaisée en ne considérant que la production française et pas les importations d'électricité en France, nous amenant ainsi à sous-estimer le niveau de CO₂ de la demande lors des pointes en particulier. Les données CO₂ mises à disposition par RTE dans Eco2mix exploitées ici concernent la production française et non pas la demande française satisfaite grâce à la production et d'éventuelles importations.

En effet, le réseau électrique Français est une composante du réseau électrique européen. La France en Europe est un des deux plus gros exportateurs. Mais il existe des moments où la consommation française fait appel à de l'importation physique d'électricité en provenance de nos voisins. On constate ci-dessous la part nette à chaque pas demi-horaire des importations/exportations physiques exprimés en % de l'électricité consommée en France.

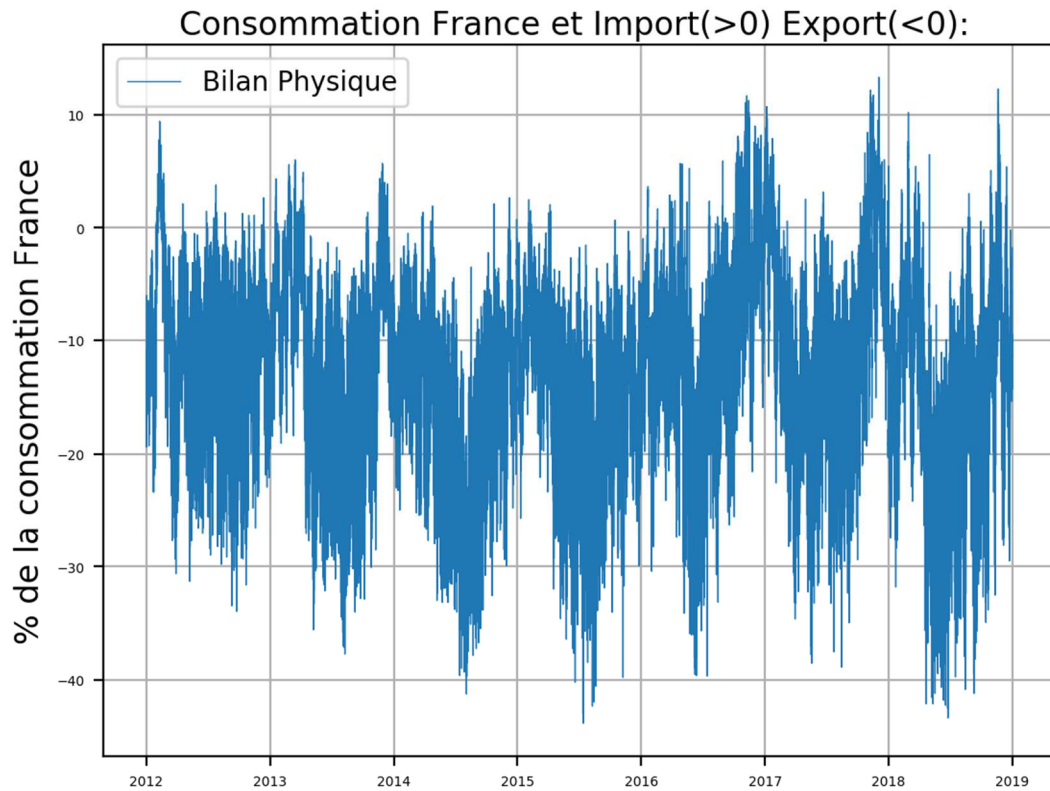


Figure 8 : % négatif = exportation, % positif= importation [source : Open data RTE]

On constate que le niveau de la puissance nette importée instantanément (demi-horaire) excède rarement 10% de la consommation nationale instantanée (demi-horaire). On constate aussi que le couplage (échanges) avec les autres pays devient de plus en plus intense au cours du temps. C'est une stratégie européenne en vue de mutualiser les risques et de favoriser un marché de taille européenne.

On peut aussi observer empiriquement, ci-après, que les importations ont lieu plutôt au moment où le contenu CO₂ est le plus élevé (disponibilité du parc nucléaire ?), et non pas spécialement lors des pointes de consommation. La corrélation est très claire dans les graphiques ci-dessous.

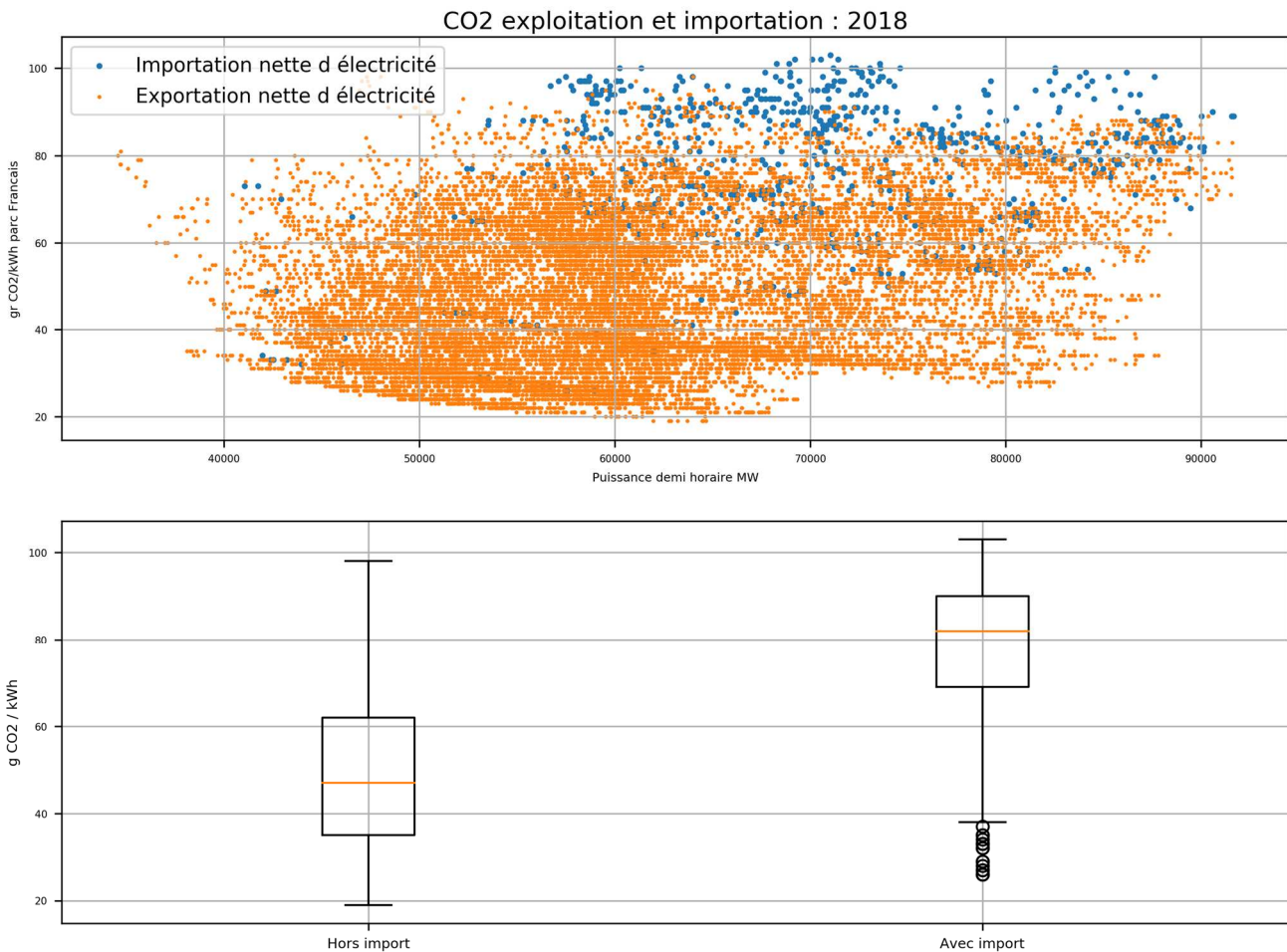


Figure 9 : occurrence des importations physiques d'électricité et contenu en CO₂ d'exploitation du parc de production français 2018. Les autres années conduisent à des conclusions similaires [source : Open data RTE]

Reprenant [RTE.1] : « Il n'est plus possible de considérer que le mix de production électrique est un sujet « exclusivement » national et la transition énergétique en France ne peut se faire sans prendre en compte les décisions ou discussions intervenant chez nos voisins. »
Par conséquent, il nous paraît nécessaire d'élargir la réflexion du contenu carbone à la consommation française et non pas uniquement à la production française.

Ainsi nous avons repris l'analyse du paragraphe précédent pour la *demande française* (et non plus la production française) en réidentifiant les pointes puis en affectant un contenu CO₂ de l'électricité importée identique à celui du gaz (Facteur d'émission de RTE : 0.552 t/MWh gaz « autre ») à priori maximisant.

Les représentations du paragraphe précédent sont déformées mais la conclusion reste inchangée : le(s) maximum(s) de puissance ne coïncide(nt) pas avec les maximums de CO₂ par kWh.

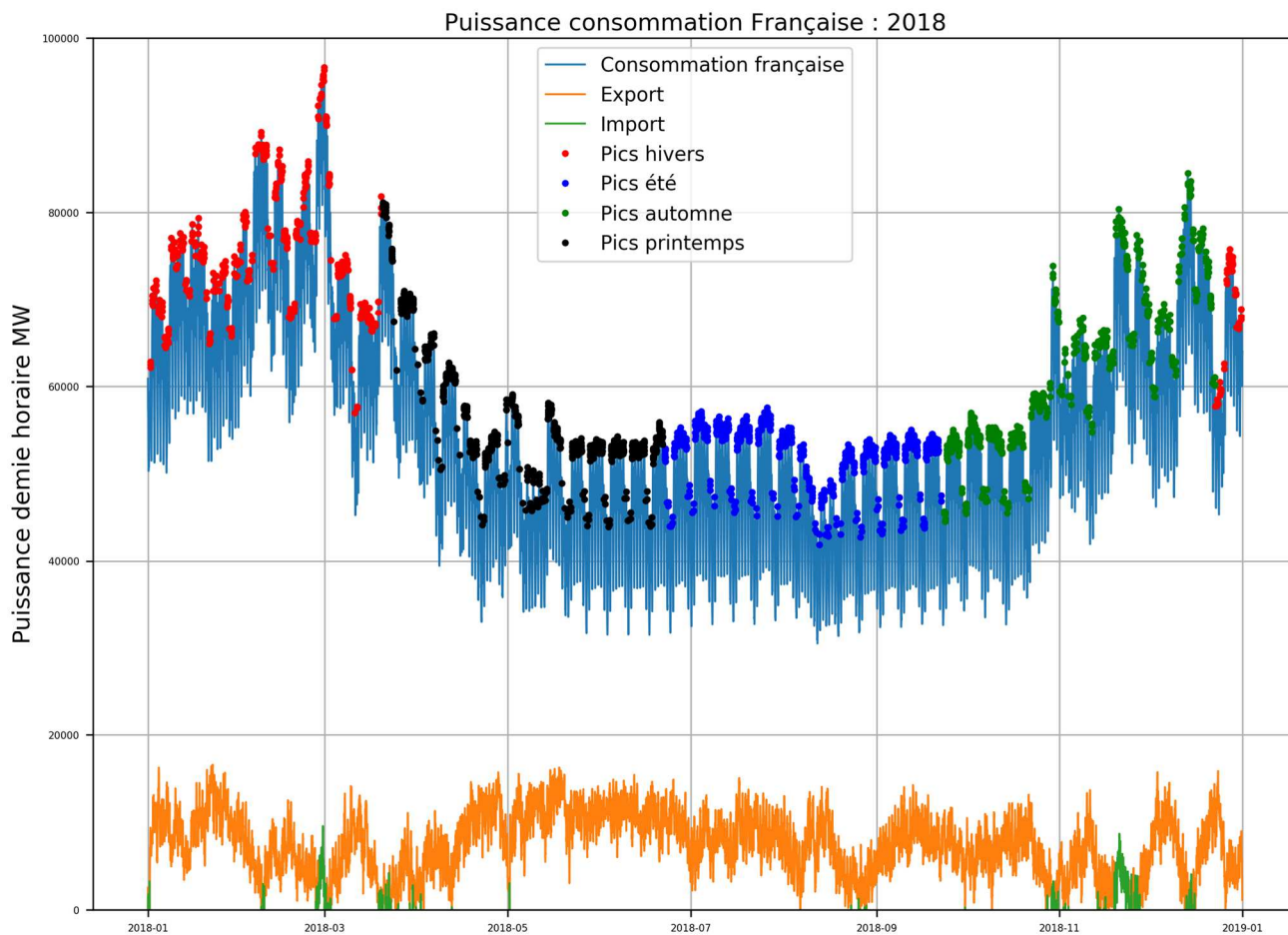


Figure 10 : pics de puissance journaliers de la consommation France [source : Open data RTE]

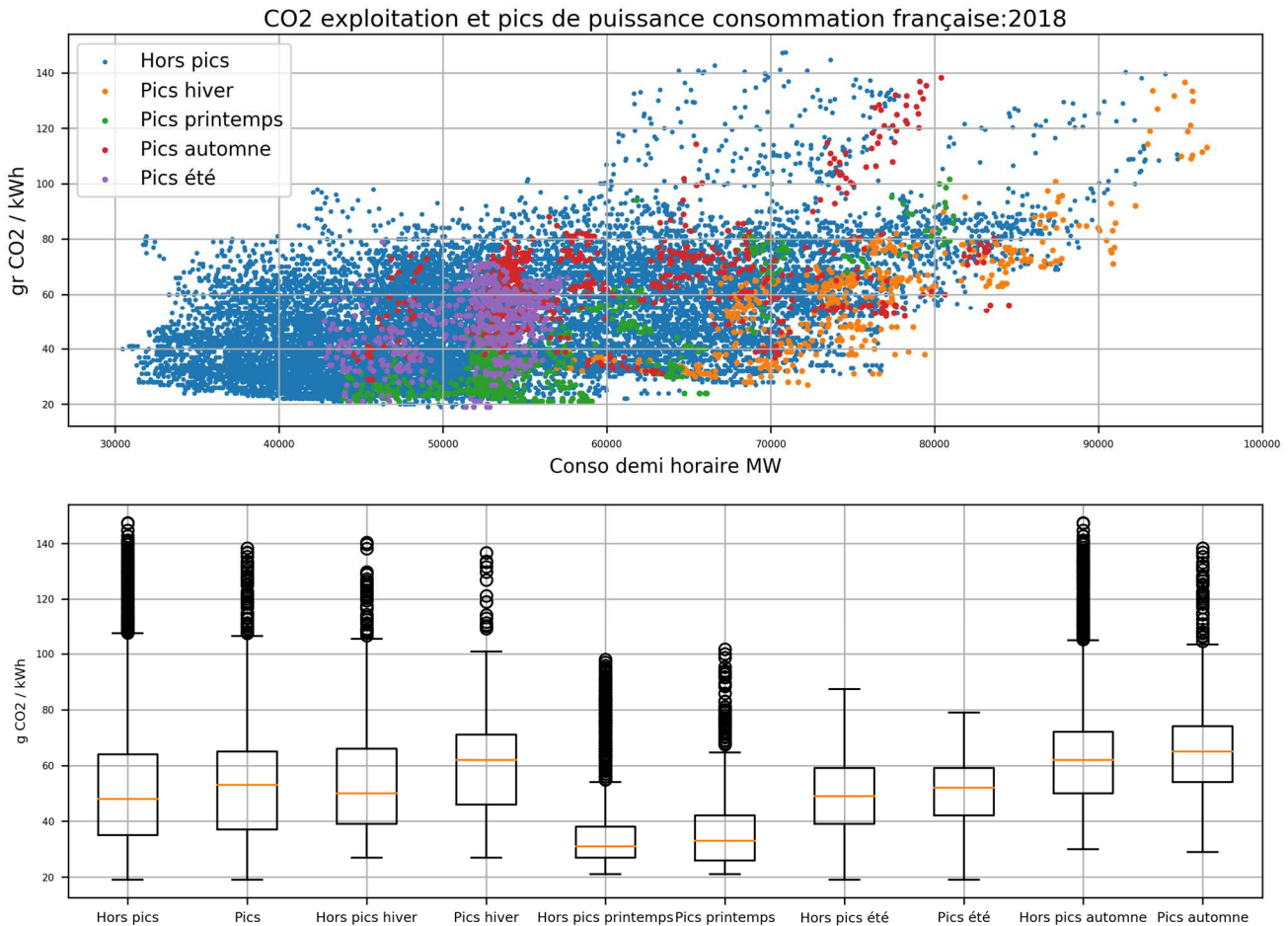


Figure 11 : pics de puissance journalière de la consommation France et son contenu en CO₂ d'exploitation (suivant méthode de calcul RTE+ hypothèse import = 100% Gaz « autre » 0,552t CO₂/MWh) [source : Open data RTE]

2.5 REMARQUES SUR LE LIEN ENTRE LE CO₂ DE PRODUCTION ET LE CO₂ DE CONSOMMATION DANS UN CONTEXTE DE RESEAU MAILLE ET DE PAYS REALISANT DES ECHANGES PHYSIQUES D'ELECTRICITE

Nous insistons sur le fait que ce type d'analyse (paragraphe précédent) pourrait laisser à penser qu'il est possible de rattacher à la puissance électrique de telle centrale (ou ensemble de centrales localisées sur une région, un pays), à un instant donné, un attribut du type gCO₂/kWh que l'on « fait voyager » jusque vers des usagers bien localisés géographiquement. Cette idée n'a pas de *support physique*. Ce type de calcul s'il est possible (ce qu'on a fait ci-dessus !) repose nécessairement sur l'ajout de conventions qui doivent servir un objectif bien précis pour avoir du sens.

En effet, dans les lignes électriques, les électrons ne se déplacent pas en moyenne (courant alternatif). Le réseau électrique offre un milieu de propagation pour un champ électrique entre toutes les charges connectées au réseau (« la consommation ») et toutes les centrales connectées au réseau (« la production »). Sans ajout de convention, ce transfert de puissance ne peut être suivi le long du réseau électrique *entre un émetteur particulier et un récepteur particulier* car le réseau de transport électrique est maillé : à un instant donné sur un nœud recevant deux branches amonts 1 et 2 et deux branches avalas 3 et 4 rien ne permet de décider, sans convention supplémentaire, si ce qui vient de la branche 1 va se répartir *physiquement* plutôt en 3 ou en 4. *Ceci vaut au sein du réseau français mais aussi au niveau des interconnexions France-pays limitrophes.*

Les conventions à ajouter peuvent être :

- Des conventions purement économiques comme les certificats d'électricité verte :

L'acte d'achat permet de dire que :

- Telle quantité d'énergie électrique verte a été produite (en France, à l'étranger, quelque part) ;
- Grâce à l'acheteur, il y a une contribution économique à rendre possible la production d'électricité verte. Pour autant, on ne peut pas dire que physiquement cette électricité a été consommée par cet acheteur. Cette idée n'a pas de support physique.

- Des conventions s'appuyant sur un schéma de répartition :

Par exemple, on peut considérer un schéma de type loi de mélange. C'est ce qu'on a fait au paragraphe ci-dessus dans un cas très simple : le nœud « France » et le nœud « Monde extérieur ». Cette approche qui permet de calculer le contenu en CO₂ à chaque pas de temps au sein d'un réseau électrique maillé équipé de moyens de production variés dès lors que les flux physiques de chaque branche sont connus. La qualité essentielle de ce type de schéma doit être de conserver la quantité totale de carbone émise par les sources. Une illustration de la formalisation d'une telle convention de calcul est décrite dans [A.1] qui trouve son incarnation dans <https://www.electricitymap.org/?page=map&solar=false&remote=true&wind=false>. Ces méthodes, une fois admises les conventions qui y sont rattachées, permettent de séparer les quantifications CO₂ production/consommation en prenant en compte les flux physiques entre les pays :

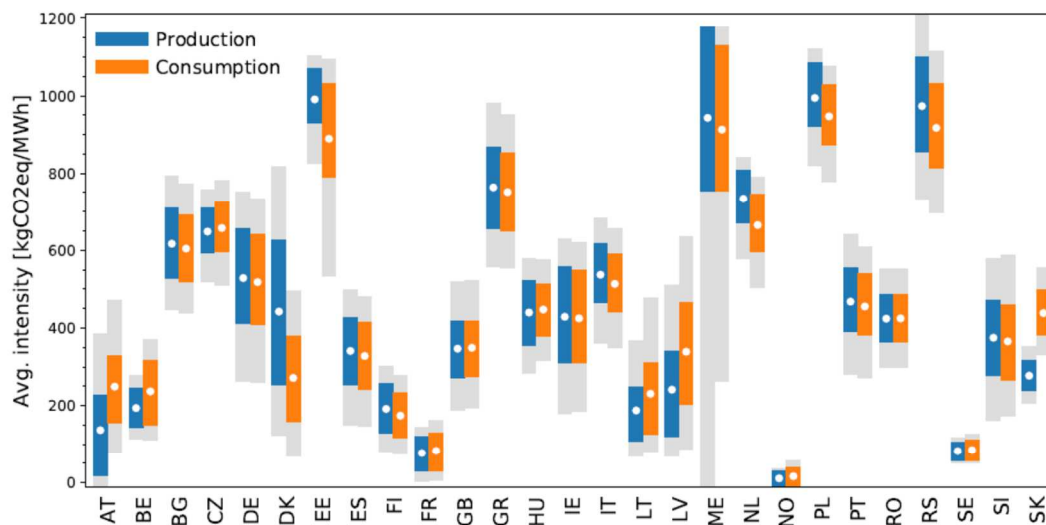


Figure 7: Comparison of average production (blue) and consumption (orange) intensity. White dots mark the mean, colored bars 25%-75% quantiles and the gray bars 5%-95% quantiles.

Figure 12 : écart en contenu CO₂ horaire entre la consommation et la production en 2017 (calcul heure par heure). Par rapport à d'autres pays l'écart en France est faible car la France est nettement exportatrice et faiblement importatrice (source : [A.1]).

3. METHODE D'EVALUATION UTILISEE

L'indicateur environnemental « CO₂ » évalué ici est exprimé en kilogramme équivalent CO₂ et prend en compte l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre.

L'indicateur CO₂ d'une stratégie de flexibilité est ici analysé en comparaison avec un scénario de référence (i.e. sans flexibilité) pour le même bâtiment et pour la même année. La différence constatée entre les deux scénarii détermine le bénéfice ou l'impact environnemental potentiel de la stratégie de flexibilité évaluée.

Le calcul de l'impact CO₂ d'un bâtiment consommant de l'électricité nécessite de connaître :

- les consommations d'électricité du bâtiment et leur temporalité (et éventuellement leur usage),
- le(s) facteur(s) d'émissions de l'électricité.

Un tel calcul est réalisé dynamiquement, en associant les profils de consommations électriques calculées au(x) facteur(s) d'émissions de l'électricité.

Le calcul d'un (ensemble de) facteur(s) d'émissions est la résultante de la combinaison d'un ensemble de choix méthodologiques. Ces choix méthodologiques doivent être faits de manière spécifique pour chaque type d'étude : évaluation d'un bâtiment unique, évaluation d'une technologie dans le contexte actuel, évaluation de l'implémentation d'une technologie de manière massive sur le parc existant, Ici, nous nous plaçons dans le contexte de l'évaluation d'une stratégie de flexibilité sur un bâtiment identifié. Nous sommes ainsi en conditions de statu-quo sur le contexte. Il est considéré que l'implémentation de cette flexibilité n'a aucune conséquence sur la courbe de charge nationale.

L'impact environnemental de l'appareil industriel de production, de transport et de distribution de l'électricité à l'échelle nationale se divise entre :

- les impacts liés aux infrastructures,
- et les impacts liés à l'exploitation.

Des clefs de répartition différentes existent en termes d'imputation de ces impacts sur les utilisateurs finaux. Dans notre cas, il est retenu une répartition au prorata des consommations énergétiques uniquement.

Pour les autres éléments, voici les choix méthodologiques retenus :

- Frontières retenues pour l'évaluation des impacts de l'électricité : exploitation des centrales et pertes lors du transport et de la distribution de l'énergie + mise à disposition des moyens de production, de transport et de distribution de l'énergie ;
- Approche retenue : approche moyenne ;
- Mix considéré : RTE historique ;
- BDD d'Inventaire de Cycle de Vie utilisée : ECOINVENT ;
- Facteurs de caractérisation : statiques ;
- Finesse de description : horaire.

A l'impact environnemental des consommations d'électricité du bâtiment doivent être rajoutés ceux des équipements installés pour la gestion du signal notamment, sur le réseau et dans le bâtiment. Les équipements installés dans le bâtiment (comptages, mesures des paramètres climatiques, système de GTB, etc., cf. Tâche 5 du projet), s'ils sont des éléments clés pour la mise en oeuvre des flexibilités étudiées, ils ne servent pas uniquement à cette fonction mais plus globalement à une exploitation optimisée du bâtiment ainsi la question de l'attribution de leurs impacts environnementaux à la seule flexibilité se pose. Si nous n'avons pas de réponse à cette question, elle nous amène dans ce travail à négliger l'impact des équipements dans le bâtiment, en supposant que la fraction associée à la seule flexibilité reste modeste. Concernant les équipements installés sur le réseau, dans la cadre des flexibilités implicites étudiées, les signaux passant par l'infrastructure existante des compteurs Linky,

nous considérons que l'impact environnemental lié uniquement à la flexibilité de ces équipements est négligeable.

Comme mentionné, les calculs réalisés se font par ailleurs par rapport à un mix historique sans modification éventuelle du parc de production. Ainsi, les résultats qui seront fournis ne seront pas extrapolables notamment à des mix prospectifs.

Par ailleurs, dans cette étude, comme cela a été indiqué ci-dessus, nous supposons que la flexibilité étudiée à l'échelle d'un seul bâtiment n'a aucune conséquence sur la courbe de charge nationale ce qui nous amène à utiliser les mêmes facteurs d'émissions pour les scénarios sans flexibilité et avec flexibilité. Dans l'hypothèse où la flexibilité étudiée serait répandue dans le parc et donc présenterait un impact sur la courbe de charge nationale, les facteurs d'émissions pour les scénarios sans flexibilité et avec flexibilité seraient à différencier. En continuant à utiliser des données historiques réelles pour le mix de production, il nous faudrait ainsi supposer que les facteurs d'émissions issus de cet historique incluent déjà l'impact de la flexibilité électrique étudiée et donc que des facteurs d'émissions sans flexibilité sont à déterminer. Ceci nécessiterait d'affecter des contenus CO₂ à cette électricité qui auraient été consommée en plus à des instants donnés selon des conventions qui restent à déterminer : quels moyens de production auraient été sollicités ? Quels construction ou renforcement d'infrastructures de production ou de transport/distribution d'électricité auraient été nécessaires ? Quid à ces moments-là du maillage du réseau français avec ses voisins européens en termes d'import/export ? Nous ne sommes pas en capacité de répondre à ces questions dans le cadre du projet FLEXENR.

Enfin dans le cadre d'une évaluation ACV multicritère, l'analyse du seul critère CO₂ ici effectuée pourrait être complétée par l'évaluation d'autres indicateurs d'impact environnementaux dans des catégories variées telles l'épuisement des ressources, l'écotoxicité, la destruction de la couche d'ozone, etc. L'analyse simultanée de plusieurs indicateurs environnementaux permet notamment d'éviter les éventuels transferts de pollution.

3.1 PRINCIPES DE LA METHODE AVEC REPARTITION DES IMPACTS DU SYSTEME ELECTRIQUE NATIONAL AU PRORATA DES CONSOMMATIONS ENERGETIQUE UNIQUEMENT

Il s'agit de la méthode utilisée dans la pratique actuelle des ACV bâtiment : les deux sources d'impact (l'amortissement des investissements sur la durée de vie des ouvrages et l'exploitation des centrales) sont imputées de manière égale à chaque kilowattheure mis à disposition de l'utilisateur.

Les hypothèses d'affectation sous-jacentes sont les suivantes :

- On calcule l'impact de la production d'une unité d'énergie moyenne (1kWh) par filière en divisant le poids environnemental de la mise à disposition et du fonctionnement des équipements de production d'électricité pour chaque filière par la production totale de chaque filière :
 - 1 kWh moyen produit par une éolienne n'a pas le même poids environnemental que 1 kWh moyen produit par une centrale à charbon,
 - le kWh produit par une centrale nucléaire est considéré avoir toujours le même poids, quel que soit le moment où il est produit (c'est un kWh moyen, on moyenne les caractéristiques de fonctionnement de la centrale : plein charge, montée en charge, etc.).
- Le poids environnemental de la mise à disposition et du fonctionnement des équipements de transport et de distribution de l'électricité est affecté au volume d'électricité transporté ou distribué par chaque type de de voltage (haute tension, moyenne tension, basse tension) :
 - 1 kWh distribué en moyenne tension et 1 kWh distribué en basse tension n'ont pas le même impact environnemental.
- Le calcul de l'impact environnemental du mix énergétique moyen à chaque instant considère :
 - un pas de temps, ici l'heure,
 - les productions par filière pour chaque pas de temps,

- chaque kWh moyen produit en France à un instant t donné a le même impact environnemental quel que soit l'endroit où il est consommé (le kWh consommé dans la commune rurale de Nasbinals en Lozère à 16h le 19 février dans une maison individuelle chauffée à l'électricité au aura le même poids environnemental que le kWh consommé en centre-ville de Nice à 16h le 19 février dans un bâtiment de bureaux).

3.2 FORMULATION POUR LA REPARTITION AU PRORATA DES CONSOMMATIONS ENERGETIQUES UNIQUEMENT

Pour évaluer le poids environnemental des consommations du bâtiment pendant sa phase d'exploitation, il s'agit de multiplier les quantités d'énergie consommées par le profil environnemental d'une unité du vecteur énergétique consommée, ici, l'électricité (soit un kilowattheure mis à disposition de l'utilisateur). Le poids d'une unité du vecteur énergétique mis à disposition dépend des moyens de production mis en œuvre. Un kilowattheure consommé un 10 février à 19h ou un 15 août n'aura pas le même bilan environnemental. Soit :

$$I_{ce} = \sum_{i=1}^n C_i * I_i$$

Avec :

- I_{ce} sont les impacts annuels liés à la consommation d'énergie [kgCO_{2eq}],
- C_i est la consommation en énergie finale par poste de consommation et par type de vecteur énergétique [kWh_{ef}],
- I_i est l'impact unitaire de chaque source d'énergie [kgCO_{2eq}/kWh_{ef}].

Dans le cas où il existe différentes sources de production pour l'énergie de type i (par exemple pour l'électricité qui peut être d'origine nucléaire, hydraulique, éolienne, etc.) le calcul de I_i peut être affiné de la manière suivante :

$$I_i = MIX_i * FE_i$$

Avec :

- MIX_i représentant le mix des différentes sources de production utilisées pour obtenir l'énergie i [%],
- FE_i , matrice des facteurs d'émission unitaires associés à chaque source de production de l'énergie i, provient de base de données d'ACV [kgCO_{2eq}/kWh_{ef}].

L'impact peut aussi s'écrire comme suit :

$$I_{ce} = I_{local}^{mad,prod} + I_{local}^{mad,tr} + I_{local}^{exp,prod} + I_{local}^{exp,tr}$$

Avec :

- I_{ce} sont les impacts annuels du bâtiment liés à la consommation d'énergie,
- $I_{local}^{mad,prod}$ la fraction des impacts de la mise à disposition de l'ensemble des infrastructures de production d'énergie affectés au bâtiment [kgCO_{2eq}],
- $I_{local}^{mad,tr}$ la fraction des impacts de la mise à disposition des infrastructures de transport et de distribution de cette même énergie affectés au bâtiment [kgCO_{2eq}],
- $I_{local}^{exp,prod}$ la fraction des impacts en exploitation de la production d'énergie affectés au bâtiment [kgCO_{2eq}],
- $I_{local}^{exp,tr}$ la fraction des impacts en exploitation du transport et de la distribution d'énergie (pertes) affectés au bâtiment [kgCO_{2eq}].

Dans la suite, nous restreignons ce calcul au vecteur électricité, ce qui permet d'alléger les notations. Soient :

$$I_{local}^{mad,prod} = \sum_{t \in \text{annee}} \left(P_{local}(t) \times \sum_{j \in \text{parc}} \frac{P_j(t)}{P_{national}(t)} \times \frac{I_j^{mad}}{\sum_{u \in \text{annee}} P_j(u)} \right)$$

I_{local}

Avec :

Symbole	Description	Unité
$I_{local}^{mad,prod}$	fraction des impacts de la mise à disposition de l'ensemble des infrastructures de production d'énergie affectés au bâtiment	kgCO _{2eq}
$P_{local}(t)$	puissance moyenne consommée par le bâtiment à l'instant t	kW
$P_j(t)$	puissance moyenne fournie par le moyen de production j à l'instant t	kW
$P_{national}(t)$	puissance moyenne fournie par l'ensemble des moyens de production électrique à l'instant t	kW
I_j^{mad}	impact total de la mise à disposition du moyen de production j pour l'année considérée	kgCO _{2eq}

$\frac{P_j(t)}{P_{national}(t)}$ est la part du moyen de production j dans le mix énergétique national à l'instant t .

$$I_{local}^{mad,tr} = \sum_{t \in \text{annee}} \left(P_{local}(t) \times \frac{I_{local}^{mad,tr}}{\sum_{u \in \text{annee}} P_{national}(u)} \right)$$

Avec :

Symbole	Description	Unité
$I_{local}^{mad,tr}$	fraction des impacts de la mise à disposition des infrastructures de transport et de distribution de cette même énergie affectés au bâtiment	kgCO _{2eq}
$P_{local}(t)$	puissance moyenne consommée par le bâtiment à l'instant t	kW
$P_j^{installee}$	puissance installée du moyen de production j	kW
$I_{local}^{mad,tr}$	impact total de la mise à disposition de l'ensemble des infrastructures de transport et de distribution d'énergie pour l'année considérée	kgCO _{2eq}

$$I_{local}^{exp,prod} = \sum_{t \in \text{annee}} \left(P_{local}(t) \times \sum_{j \in \text{parc}} \frac{P_j(t)}{P_{national}(t)} \times \frac{I_j^{exp}}{\sum_{u \in \text{annee}} P_j(u)} \right)$$

Avec :

Symbole	Description	Unité
$I_{local}^{exp,prod}$	fraction des impacts en exploitation de la production d'énergie affectés au bâtiment	kgCO _{2eq}
$P_{local}(t)$	puissance moyenne consommée par le bâtiment à l'instant t	kW
$P_j(t)$	puissance moyenne fournie par le moyen de production j à l'instant t	kW
$P_{national}(t)$	puissance moyenne fournie par l'ensemble des moyens de production électrique à l'instant t	kW
I_j^{exp}	impact total de l'exploitation du moyen de production j pour l'année considérée	kgCO _{2eq}

$$I_{local}^{exp,tr} = \sum_{t \in \text{annee}} \left(P_{local}(t) \times \frac{I^{exp,tr}}{\sum_{u \in \text{annee}} P_{national}(u)} \right)$$

Avec :

Symbole	Description	Unité
$I_{local}^{exp,tr}$	fraction des impacts de l'exploitation des infrastructures de transport et de distribution de cette même énergie affectés au bâtiment	kgCO _{2eq}
$P_{local}(t)$	puissance moyenne consommée par le bâtiment à l'instant t	kW
$P_{national}(t)$	puissance moyenne fournie par l'ensemble des moyens de production électrique à l'instant t	kW
$I^{exp,tr}$	impact total de l'exploitation de l'ensemble des infrastructures de transport et de distribution d'énergie pour l'année considérée	kgCO _{2eq}

4. RESULTATS D'IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX EVITES

Il est ici effectué l'évaluation des impacts environnementaux évités de certains des résultats de SED présentés dans le livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité ». Plus spécifiquement sont analysés ici :

- **pour le projet n°1 (EDF R&D), l'impact de la mise en œuvre de la stratégie « HP/HC MOD » sur 2017 pour la configuration initiale du bâtiment** (stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacées avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les cas de base),
- **pour le projet n°1 (EDF R&D), l'impact de la variante avec PV et stockage sur 2017** (variante présentant le plus haut niveau d'économies d'énergie parmi les différents résultats du projet),
- **pour le projet n°2 (La Rochelle Université), l'impact de la mise en œuvre de la stratégie « HP/HC-R MOD » sur 2017 pour la configuration initiale du bâtiment** (stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacées avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les cas de base),
- **pour le projet n°2 (La Rochelle Université), l'impact de la mise en œuvre de la stratégie « LRflex » sur 2017 pour la configuration initiale du bâtiment** (autre stratégie proposée par La Rochelle Université qui présente des gains notamment sur la facture d'électricité supérieurs à ceux de la stratégie « HP/HC-R MOD »).

Pour les informations sur les bâtiments en question, sur les caractéristiques des stratégies de flexibilité, etc., voir le livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité ».

4.1 CONTENU CO₂ DE L'ELECTRICITE DANS LES 10 PLAGES TARIFAIRES

Les différentes flexibilités implicites analysées ici se sont toutes basées sur le même signal tarifaire pour l'année 2017 composé de 10 plages (correspondant à des tensions plus ou moins élevées sur l'équilibre production/demande sur le réseau national, cf. Partie 2.1 du livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité ». La Figure 13 fournit les distributions des contenus CO₂ de l'électricité pour l'année 2017 dans les 10 plages tarifaires.

A partir de cette figure, il peut être observé tout d'abord que les contenus CO₂ de l'électricité dans les différentes plages tarifaires ont des zones significatives de recoupement. De plus, les contenus CO₂ les plus élevés ne se manifestent pas forcément pour les jours de plus forte tension sur le réseau (les jours rouges) mais lors de jours de moindre tension (jours blancs) et de jours sans tension (jours bleus). Cependant les heures VE-ENR, correspondant aux plus fortes situations d'abondance de production d'origine renouvelable sur le réseau, ont tendance à présenter les plus faibles contenus CO₂ du kWh.

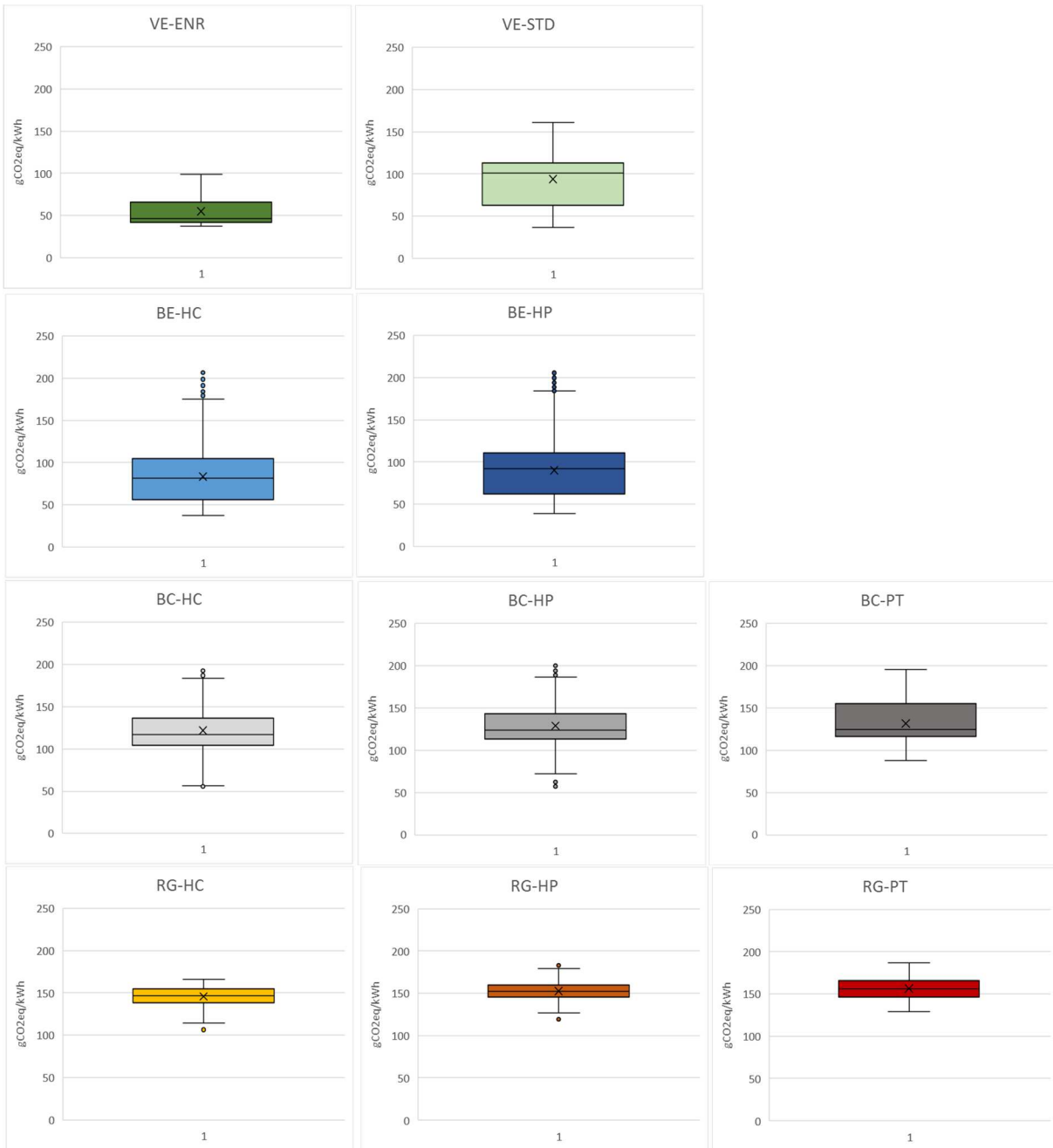


Figure 13 : distribution des contenus CO₂ de l'électricité pour 2017 dans les 10 plages tarifaires.

4.2 RESULTATS POUR LE PROJET N°1

La Figure 14 montre pour le projet n°1 l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « HP/HC MOD » pour l'année 2017 en termes d'émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires et au global. A l'instar des économies d'énergie (cf. Figure 4-3 du livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité »), la stratégie « HP/HC MOD » permet d'éviter des émissions de CO₂ principalement lors des plages de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT). Par ailleurs, en augmentant l'énergie consommée lors des plages de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR) comme souhaité par le réseau, la stratégie « HP/HC MOD » accroît les émissions de CO₂ dans cette plage.

Au global, **la stratégie « HP/HC MOD » engendre une très faible diminution des émissions de CO₂ du bâtiment** (-0.5 % des émissions annuelles tous usages de référence soit -0.03 kgCO₂eq/m² représentant -101 kgCO₂eq). Il a noté que **cette diminution ramenée en relatif est quasiment similaire aux économies d'énergie permises au global par la stratégie** (-0.3 % des consommations annuelles tous usages de référence), les contenus CO₂ de l'électricité étant relativement similaires dans les différences plages tarifaires.

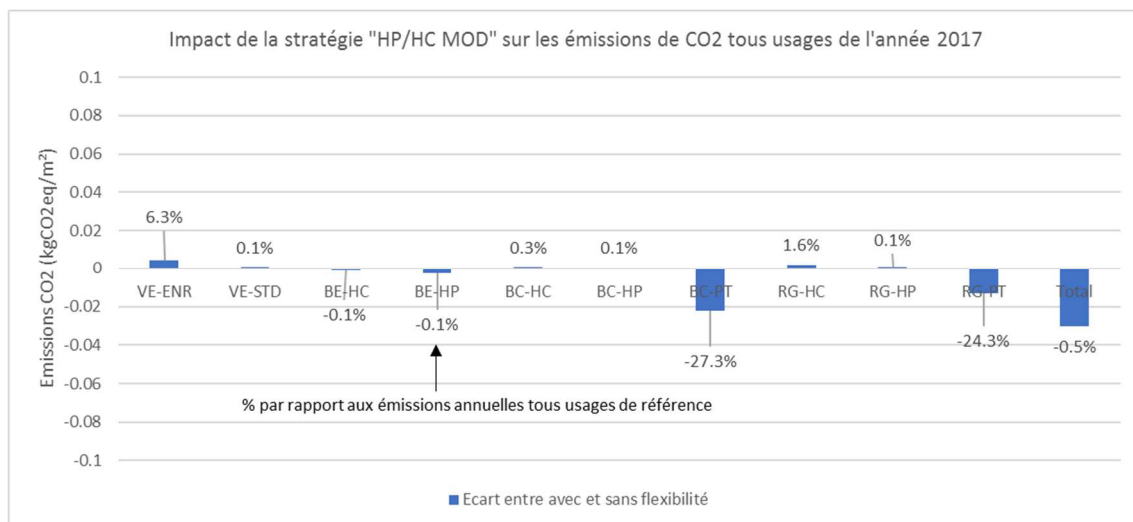


Figure 14 – Projet n°1 – configuration de base : impact sur les émissions de CO₂ au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages¹.

¹ Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 233 kgCO₂eq soit 0.07 kgCO₂eq/m² ; VE-STD, 2086 kgCO₂eq soit 0.62 kgCO₂eq/m² ; BE-HC, 3514 kgCO₂eq soit 1.05 kgCO₂eq/m² ; BE-HP, 9478 kgCO₂eq soit 2.83 kgCO₂eq/m² ; BC-HC, 714 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; BC-HP, 2670 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; BC-PT, 270.5 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; RG-HC, 427 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; RG-HP, 1654 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; RG-PT, 183 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m². Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 au global : 21230 kgCO₂eq soit 6.35 kgCO₂eq/m².

La Figure 15 montre pour le projet n°1 l'impact, au périmètre tous usages, de la variante « PV + stockage » pour l'année 2017 en termes d'émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires et au global. Comme pour les économies d'énergie (cf. Figure 4-20 du livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité »), l'introduction d'une production PV permet d'éviter des émissions de CO₂ principalement lors de la plage « BE-HP » (celle représentant le plus grand nombre d'heures dans l'année), correspondant à aucune tension sur le réseau.

Au global, la diminution des émissions de CO₂ du bâtiment engendrée par la variante « PV + stockage » (-38.7 % des émissions annuelles tous usages de référence soit -2.45 kgCO₂eq/m² représentant -8209 kgCO₂eq) est là aussi en relatif similaire aux économies d'énergie permises au global par la variante (-41.8 % des consommations annuelles tous usages de référence) et représente donc des impacts évités relativement conséquents.

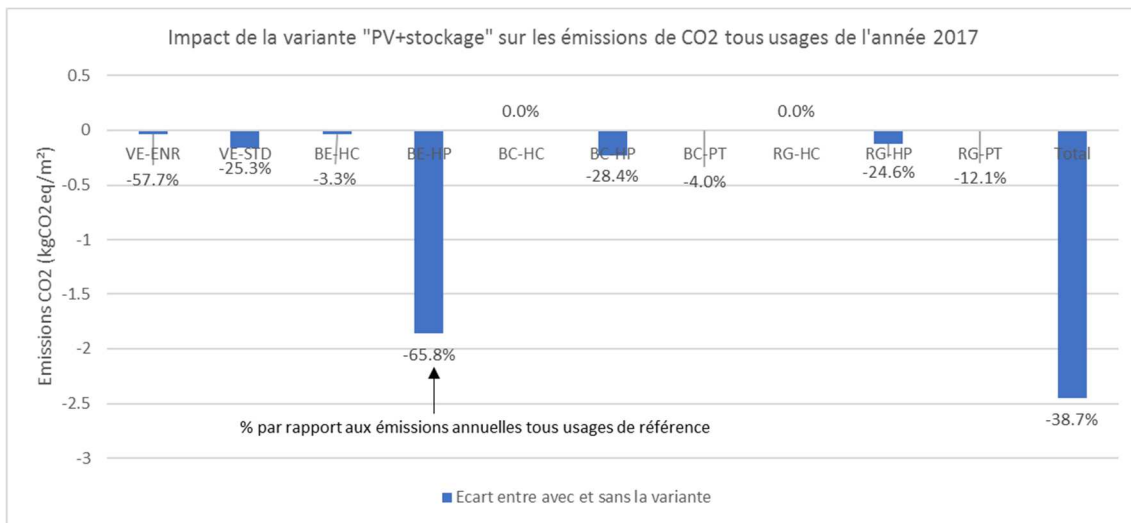


Figure 15 – Projet n°1 – variante « PV + stockage » : impact sur les émissions de CO₂ au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 à l'échelle tous usages².

² Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 233 kgCO₂eq soit 0.07 kgCO₂eq/m² ; VE-STD, 2086 kgCO₂eq soit 0.62 kgCO₂eq/m²; BE-HC, 3514 kgCO₂eq soit 1.05 kgCO₂eq/m²; BE-HP, 9478 kgCO₂eq soit 2.83 kgCO₂eq/m² ; BC-HC, 714 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; BC-HP, 2670 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; BC-PT, 271 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m²; RG-HC, 427 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; RG-HP, 1654 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m² ; RG-PT, 183 kgCO₂eq soit 0.21 kgCO₂eq/m². Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 au global : 21230 kgCO₂eq soit 6.35 kgCO₂eq/m².

4.3 RESULTATS POUR LE PROJET N°2

La Figure 16 montre pour le projet n°2 l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « HP/HC-R MOD » pour l'année 2017 en termes d'émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires et au global. Là-aussi les émissions de CO₂ évitées suivent les économies réalisées par la mise en œuvre de la stratégie « HP/HC-R MOD » (cf. Figure 4-29 du livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité »). En relatif, **la diminution des émissions de CO₂ du bâtiment engendrée** (-0.1 % des émissions annuelles tous usages de référence soit -0.002 kgCO₂eq/m² représentant -6 kgCO₂eq) **est aussi faible que les économies d'énergie obtenues au global par la stratégie** (-0.1 % des consommations annuelles tous usages de référence).

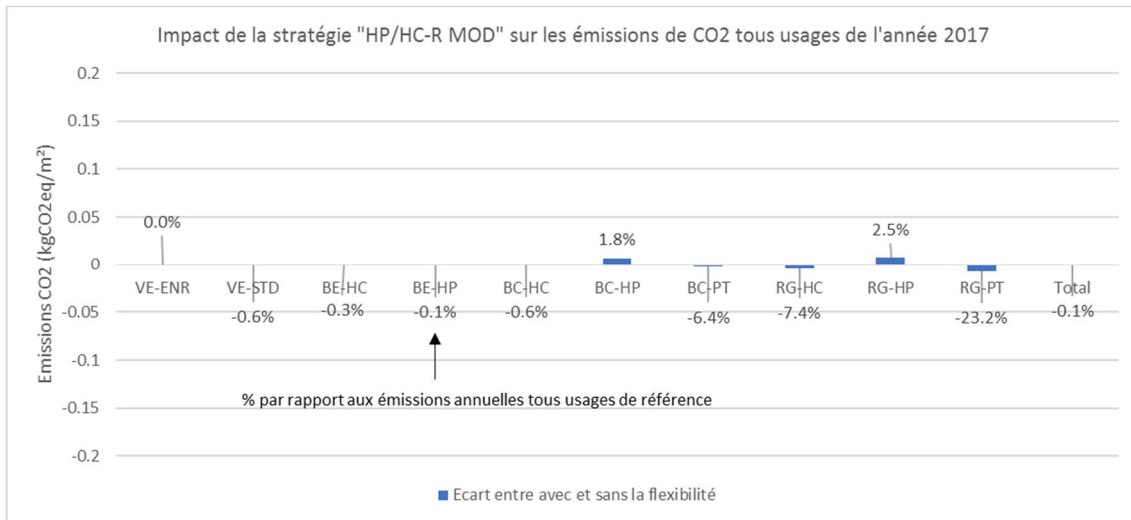


Figure 16 – Projet n°2 – configuration de base : impact sur les émissions de CO₂ au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages³.

³ Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 54 kgCO₂eq soit 0.01 kgCO₂eq/m² ; VE-STD, 858 kgCO₂eq soit 0.23 kgCO₂eq/m² ; BE-HC, 713 kgCO₂eq soit 0.19 kgCO₂eq/m² ; BE-HP, 3090 kgCO₂eq soit 0.83 kgCO₂eq/m² ; BC-HC, 254 kgCO₂eq soit 0.07 kgCO₂eq/m² ; BC-HP, 1403 kgCO₂eq soit 0.38 kgCO₂eq/m² ; BC-PT, 122 kgCO₂eq soit 0.03 kgCO₂eq/m² ; RG-HC, 209 kgCO₂eq soit 0.06 kgCO₂eq/m² ; RG-HP, 1224 kgCO₂eq soit 0.33 kgCO₂eq/m² ; RG-PT, 110 kgCO₂eq soit 0.03 kgCO₂eq/m². Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 au global : 8037 kgCO₂eq soit 2.15 kgCO₂eq/m².

La Figure 17 montre pour le projet n°2 l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « LRflex MOD » pour l'année 2017 en termes d'émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires et au global. A nouveau, les émissions de CO₂ évitées suivent les économies réalisées par la mise en œuvre de la stratégie « HP/HC-R MOD » (cf. Figure 4-53 du livrable de la tâche 3.3 « Bilan des études de flexibilité »). **En relatif, la diminution des émissions de CO₂ du bâtiment engendrée (-3.6 % des émissions annuelles tous usages de référence soit -0.002 kgCO₂eq/m² représentant -6 kgCO₂eq) est également relativement similaire aux économies d'énergie obtenues au global par la stratégie (-2.8 % des consommations annuelles tous usages de référence).**

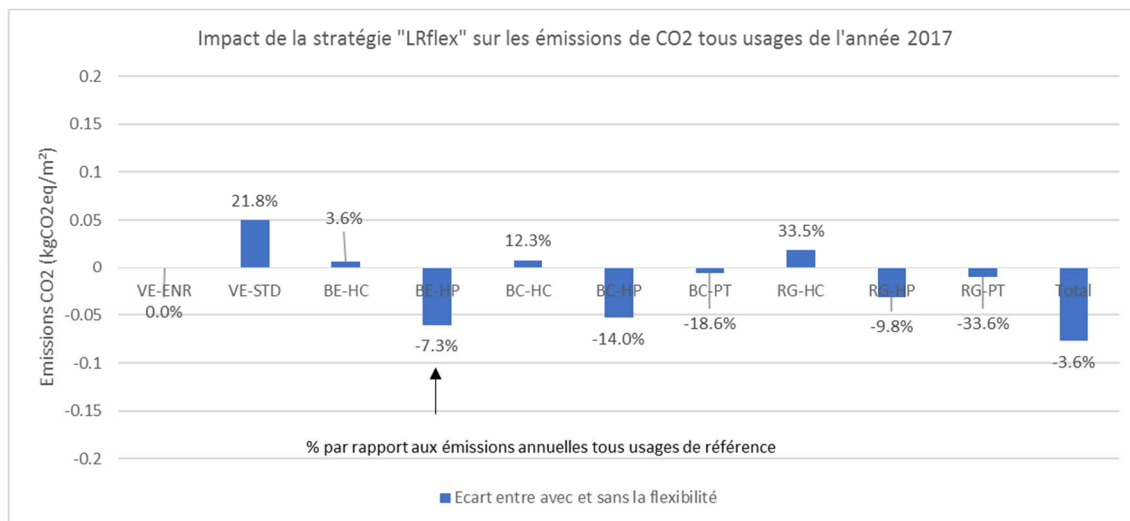


Figure 17 – Projet n°2 – configuration de base : impact sur les émissions de CO₂ au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « LRflex » à l'échelle tous usages⁴.

⁴ Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 54 kgCO₂eq soit 0.01 kgCO₂eq/m² ; VE-STD, 858 kgCO₂eq soit 0.23 kgCO₂eq/m² ; BE-HC, 713 kgCO₂eq soit 0.19 kgCO₂eq/m² ; BE-HP, 3090 kgCO₂eq soit 0.83 kgCO₂eq/m² ; BC-HC, 254 kgCO₂eq soit 0.07 kgCO₂eq/m² ; BC-HP, 1403 kgCO₂eq soit 0.38 kgCO₂eq/m² ; BC-PT, 122 kgCO₂eq soit 0.03 kgCO₂eq/m² ; RG-HC, 209 kgCO₂eq soit 0.06 kgCO₂eq/m² ; RG-HP, 1224 kgCO₂eq soit 0.33 kgCO₂eq/m² ; RG-PT, 110 kgCO₂eq soit 0.03 kgCO₂eq/m². Emissions annuelles tous usages de référence pour 2017 au global : 8037 kgCO₂eq soit 2.15 kgCO₂eq/m².

5. CONCLUSION

L'analyse ACV de l'impact environnemental, ici concentré sur l'impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre (dénommé par raccourci impact CO₂), de la mise en œuvre d'une stratégie de flexibilité implicite à l'échelle d'un seul bâtiment (études menées dans le projet FLEXENR), amène à se poser un certain nombre de questions.

Tout d'abord, du côté des équipements présents dans le bâtiment pour pouvoir flexibiliser la demande d'électricité de celui-ci, comme la plupart de ces derniers ne servent pas uniquement à ce service flexibilité, se pose la question de l'attribution de leurs impacts à ce seul service. Si nous n'avons pas de réponse à cette question, elle nous a amené dans ce travail à négliger l'impact des équipements dans le bâtiment, en supposant que la fraction associée à la seule flexibilité restait modeste.

Deuxièmement, du côté de l'appareil industriel de production, de transport et de distribution de l'électricité à l'échelle nationale, il est très clair que la flexibilité d'un seul bâtiment n'amène aucune modification de celui-ci ainsi le contenu CO₂ d'un kWh d'électricité aux différentes heures dans l'année reste inchangé. Par ailleurs, dans le contexte français actuel et passé, les moments de plus forte tension sur la question de l'équilibre entre la production et la demande sur le réseau ne correspondant pas aux moments où le kWh d'électricité produit émet le plus de CO₂, il en résulte pour les stratégies de flexibilité visant principalement à s'effacer à ces moments de tension des gains en relatif sur les émissions annuelles de CO₂ similaires en termes d'ordre de grandeur aux gains en relatif engendrés sur les consommations annuelles d'électricité. Dans le cas des deux projets de bâtiments de bureaux neufs étudiés et des stratégies de flexibilité analysées, ces gains restent ainsi faibles.

Pour évaluer l'impact en termes d'émissions de CO₂ de la mise en œuvre d'une stratégie de flexibilité, il semblerait tout d'abord plus intéressant de le faire à l'échelle d'un parc conséquent de bâtiments. Mais se pose alors entre autres la question de l'évaluation des impacts de la mise en œuvre de la flexibilité sur la courbe de charge électrique globale de ces x bâtiments. L'estimer à partir d'un seul bâtiment type supposé être représentatif des x bâtiments est un premier niveau de réponse mais qui reste plus ou moins sommaire. Par ailleurs, la détermination du nombre x de bâtiments considérés et la définition des caractéristiques du bâtiment type représentatif des x bâtiments sont également des vraies questions en soi notamment dans les bâtiments tertiaires à la diversité importante.

De plus, il semblerait également plus intéressant de faire cette évaluation dans une situation future avec notamment un mix de production avec plus d'EnR engendrant a priori des besoins en flexibilité plus conséquents que dans la situation actuelle ou passée récente. Toutefois la réalisation d'une telle étude nécessite entre autres de déterminer les besoins de flexibilité du réseau à minima heure par heure sur une année future et d'être en capacité d'estimer les impacts sur le réseau électrique dans son ensemble (production, transport et distribution) de la satisfaction ou non d'une partie de ces besoins par la flexibilité des x bâtiments. En tel travail demande une expertise très pointue sur la modélisation du fonctionnement du réseau électrique que seul un peu nombre d'acteurs notamment du système électrique (RTE par exemple) possède. A ce titre, réaliser l'évaluation de l'impact en termes d'émissions de CO₂ de la mise en œuvre d'une stratégie de flexibilité sur un parc de bâtiments semble nécessairement passer par une collaboration avec ces acteurs.

REFERENCES :

RTE :

[RTE.1] RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France Edition 2017.

ACADEMIQUE

[A.1] Bo Tanberg, Olivier Corradi, Bruno Lajoie, Thomas Gibon, Iain Staffell « Real time carbon accounting for European electricity markets” Energy Strategy Reviews 26-2019



Le futur en construction

Établissement public au service de l'innovation dans le bâtiment, le CSTB, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, exerce quatre activités clés : la recherche, l'expertise, l'évaluation et la diffusion des connaissances, organisées pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le monde de la construction.

Son champ de compétence couvre les produits de construction, les bâtiments et leur intégration dans les quartiers et les villes.

Avec plus de 900 collaborateurs, ses filiales et ses réseaux de partenaires nationaux, européens et internationaux, le groupe CSTB est au service de l'ensemble des parties prenantes de la construction pour faire progresser la qualité et la sécurité des bâtiments.