

## **Modélisation des aspects temporels**

Modélisation des aspects temporels .....	74
II-1 L'électricité dans le bâtiment : contexte et enjeux.....	78
II-1-1 Contexte, chiffres et généralités.....	80
II-1-2 Production et consommation d'énergie dans le bâtiment et les quartiers : cadre et solutions .....	82
II-1-3 Enjeux.....	84
II-2 Modélisation, caractérisation de la production.....	85
II-2-1 Données RTE, traitement .....	85
II-2-2 Caractérisation des données .....	88
II-2-3 Validation.....	100
II-2-4 Valorisation des résultats, lien avec les usages et leurs impacts.....	112
II-3 Prise en compte des importations/exportations.....	124
II-3-1 Contexte et caractéristiques des échanges .....	124
II-3-2 Prise en compte des importations/exportations, analyse des données modifiées.....	127
II-3-3 Modélisation des données modifiées .....	129

La pratique courante de l'ACV consiste à quantifier des consommations (eau, énergie, matériaux...) puis à appliquer des ratios d'impact environnemental indépendants du temps. Or un certain nombre de procédés présentent une variation temporelle importante. Il est alors intéressant d'évaluer la pertinence de l'approche statique par rapport à une modélisation plus détaillée. La production d'électricité constitue un exemple typique de procédé à forte variation temporelle, nous avons donc choisi cet exemple pour effectuer cette comparaison.

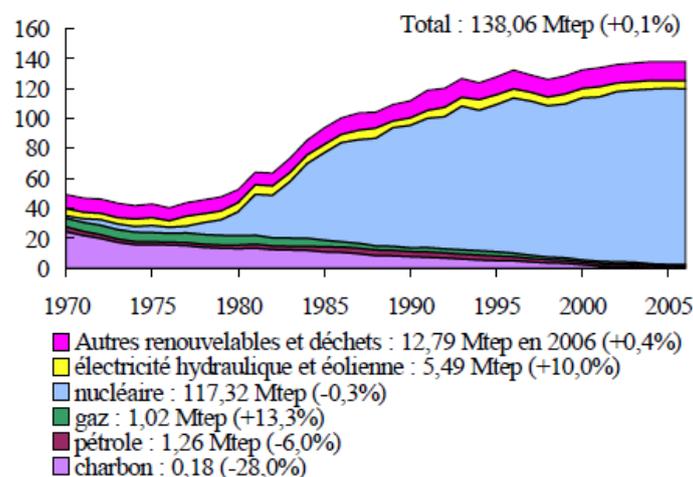


## II-1 L'électricité dans le bâtiment : contexte et enjeux

La dimension énergétique dans la problématique de la conception du bâtiment est fondamentale. Le contexte français donne une forte importance à l'électricité, un choix politique fort ayant conduit à une grande importance de cette énergie dans le bouquet énergétique national<sup>1</sup>. Le secteur du bâtiment est fortement lié et impacté par ce choix.

### II-1-1 Contexte, chiffres et généralités

La consommation d'énergie finale en France suit une tendance globalement à la hausse. Entre 1970 et 2006 elle a augmenté de 0,9 % annuellement en moyenne, toutes énergies confondues.



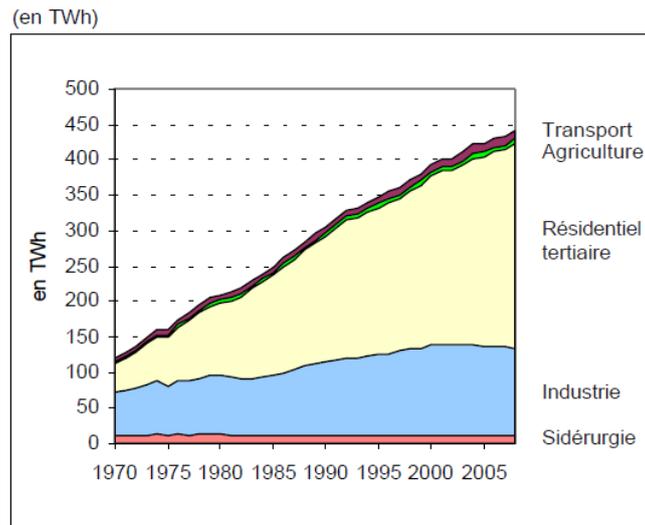
**Figure 18 : Production nationale d'énergie primaire de la France entre 1970 et 2006, en millions de Tonnes équivalent pétrole (entre parenthèses le taux d'évolution moyen sur la période 1990-2006)**

Comme le montre ce graphique, la production électrique française a elle aussi suivi une tendance à la hausse, sur un rythme plus soutenu (3,6 % d'augmentation par an en moyenne entre 1970 et 2006). Cette évolution est liée au développement de l'énergie nucléaire et dans une moindre mesure renouvelable, et à une volonté politique de développer et d'accroître la part de l'électricité dans le paysage énergétique français. Cette énergie a ainsi vu son importance plus que doubler dans la consommation finale d'énergie, passant de 10 % en 1970 à 23 % en 2006.

Cette augmentation de la production et de la consommation d'électricité s'accompagne d'une modification radicale de l'usage de cette énergie<sup>2</sup>. Ainsi si en 1970 le secteur de l'industrie représentait 50 % de la consommation d'électricité en France, elle ne représente plus aujourd'hui que 30 % des besoins en électricité, contre 30 % pour le secteur tertiaire et 35 % pour le secteur résidentiel.

<sup>1</sup> [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/elec-pol-energetique\\_cle71e481.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/elec-pol-energetique_cle71e481.pdf)

<sup>2</sup> [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/CS\\_elec\\_France2008\\_40\\_cle664fdc.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/CS_elec_France2008_40_cle664fdc.pdf)



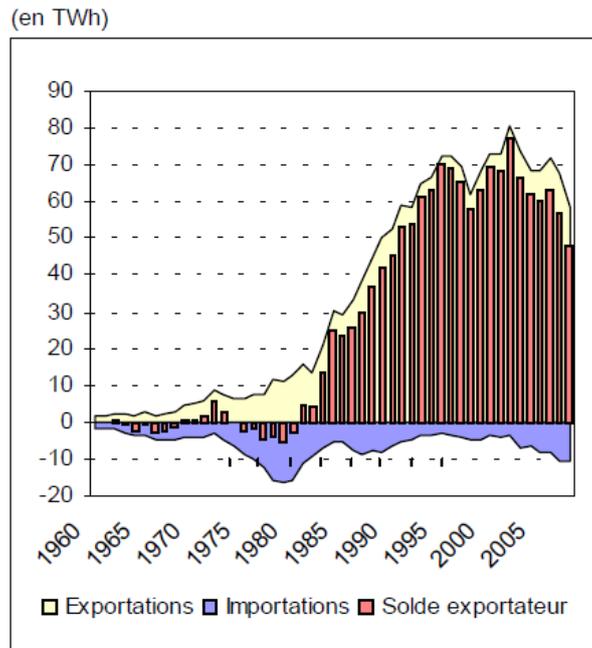
Source : SOeS, bilan de l'énergie

**Figure 19 : Consommation finale d'électricité par secteur, avec correction climatique (TWh)**

Ce changement radical dans la structure de la consommation d'électricité est particulièrement lié au développement important, en France, du chauffage électrique. La production et la consommation d'électricité étant fortement soumises à des lois physiques et techniques contraignantes, notamment l'impossibilité d'un stockage pérenne et des contraintes en termes de mobilisation et de réactivité des différents modes de production, un ajustement constant de la production à la demande doit être assuré, ce en mettant en jeu, en fonction du type de variation (notamment caractérisée par son amplitude et sa rapidité), les différents types de solution technologiques disponibles :

- Centrales nucléaires
- Centrales hydrauliques
- Centrales thermiques
- Importations
- Autres solutions : baisse de tension, délestage...

L'importance récente du secteur résidentiel/tertiaire a, de par les spécificités des usages liés (fort lien avec les conditions climatiques, importante variabilité temporelle, à l'échelle horaire et saisonnière notamment, concentration temporelle des appels d'énergie entraînant des effets de pointe...), singulièrement complexifié la gestion de la production d'électricité. De même l'augmentation globale de la consommation et l'ouverture européenne du marché de l'électricité a modifié la gestion des mécanismes d'importation/exportation (dont l'évolution du bilan global est présentée sur la figure ci-dessous).



Source : SOeS, bilan de l'énergie

**Figure 20 : Les échanges français d'électricité de 1970 à 2006 (TWh)**

Ainsi si le solde global des échanges transfrontaliers d'électricité reste fortement positif jusqu'en 2006, la variation au cours de l'année de ceux-ci, en fonction des besoins sur le territoire national, peut significativement modifier, ponctuellement, les caractéristiques de production de l'électricité consommée. L'augmentation de la consommation électrique réduit ce solde, qui tend à devenir négatif.

La dimension énergétique étant fondamentale dans l'analyse des impacts environnementaux du secteur du bâtiment, en lien avec la phase d'utilisation de ce type de système, une étude précise et poussée de ces aspects apparaît comme nécessaire à une bonne prise en compte des conséquences environnementales de l'usage d'électricité.

Considérer l'éco-conception à l'échelle du quartier permet de plus une diversification et une multiplication des degrés de liberté à prendre en compte, multipliant les solutions techniques pouvant être mises en jeu (production localisée d'énergie, interconnexion entre bâtiments...). De ce point de vue, un développement de la connaissance et de la modélisation du comportement d'un quartier considéré en tant que système physique doit prendre en compte de manière précise ces aspects de réseaux énergétiques (« smart grids »).

## II-1-2 Production et consommation d'énergie dans les bâtiments et les quartiers : cadre et solutions

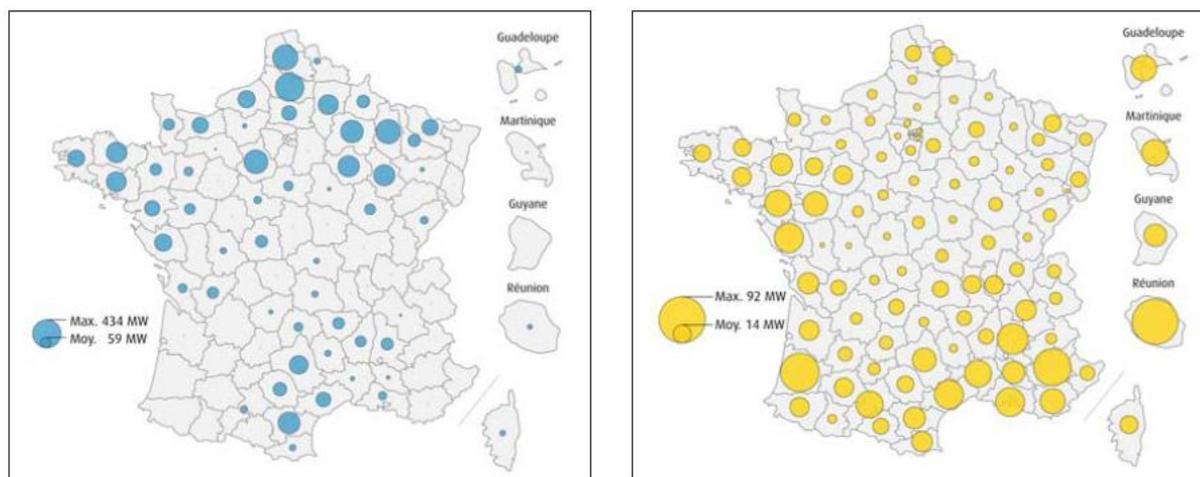
La conception des bâtiments prend de plus en plus en compte la dimension énergétique et environnementale, ce principalement sous deux angles différents. Le premier concerne la consommation d'énergie, et sa diminution, le second est lié au mode de production.

En termes de maîtrise de la demande, le premier aspect considéré ici est celui de la morphologie du bâtiment, de sa forme, de sa compacité, du choix des matériaux utilisés. Cette dimension permet de fortement influencer sur les besoins de chauffage et de climatisation permettant d'assurer une

consigne de température imposée. Cet aspect fait l'objet de nombreuses études et de travaux de simulation qui ont été répertoriés [EERE, 2008] (citons par exemple TRNSYS, COMFIE, ESP-r, DOE-2, Energy Plus, Spark, Energy 10), permettant d'analyser et de déterminer, à des degrés de détail temporel divers, le comportement d'un bâtiment. Sont aussi considérées les technologies permettant d'optimiser la fourniture d'énergie au bâtiment, ainsi que son comportement. On citera ici par exemple les pompes à chaleur, les dispositifs de récupération d'énergie (ventilation double flux), ou de préchauffage de l'air ventilé (puits climatique). De même des dispositifs de régulation du fonctionnement de ces différents systèmes, et de gestion du comportement du bâtiment, contribuent à la réduction de la consommation en énergie (directement liée à la production) liée au fonctionnement du bâtiment.

L'autre aspect clé de la dimension environnementale de notre problème est lié au mode de production de l'énergie consommée. Comme on l'a vu, une grande partie de l'énergie mobilisée est issue de la production d'électricité, qui dépend d'une gestion complexe d'un parc de centrales de production de différents types. La fourniture d'énergie peut néanmoins être assurée par d'autres alternatives, moins globalisées. Ainsi les besoins de chauffage ou en eau chaude sanitaire d'un bâtiment peuvent être assurés par une chaudière au gaz, au fioul ou au bois, par le raccordement à un réseau de chaleur urbain, la géothermie ou des panneaux solaires thermiques. A l'échelle d'un quartier, différents types de chaufferie collectives peuvent être considérées.

La production d'électricité tend elle aussi à se diversifier. Ainsi, comme mis en évidence sur la figure suivante, la production éolienne et photovoltaïque gagne en importance<sup>3</sup>.



Source : SOeS d'après ERDF et RTE

**Figure 21 : Puissance Eolienne (à gauche) et photovoltaïque (à droite) installée en France au 31/03/2011, en MW**

Ces deux modes de production sont contraints par un comportement physique spécifique, lié aux conditions climatiques, impliquant une intermittence forte et des contraintes de production qui doivent être prises en compte. Le photovoltaïque peut quant à lui constituer un système intégré au bâtiment, et représenter une solution localisée de production d'énergie. De la même façon le développement de la cogénération et de la micro-cogénération modifie les caractéristiques de production de l'électricité.

L'ensemble de ces aspects complexifie l'étude des aspects énergétiques et environnementaux des bâtiments et des quartiers. Chacun des éléments constituant le système à étudier, interagissant

<sup>3</sup> [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/217\\_CS\\_eolien\\_photovoltaïque\\_cle5bb745.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/217_CS_eolien_photovoltaïque_cle5bb745.pdf)

avec un grand nombre d'autres éléments, possède ses lois et caractéristiques de comportement propres, qui influenceront sur le bilan global du système. L'émergence de solutions énergétiques localisées, ainsi que le concept de bâtiment à énergie positive rendent fondamentale l'étude précise des comportements des différents systèmes. L'importance de l'électricité et la complexité du fonctionnement des infrastructures qui y sont liées motivent le développement des aspects dynamiques du modèle développé ici.

### II-1-3 Enjeux

La production électrique et ses caractéristiques fait d'ores et déjà l'objet de nombreuses études. Elles portent notamment sur la modélisation de la production et/ou de la consommation d'électricité [Dordonnat, 2009], [Manera & al, 2004], [Bessec & al, 2008], [Lee & al, 2010], [Keyno & al, 2009], sur l'impact des divers types de consommation sur la gestion de la production [Tarancon & al, 2010], ou encore sur les impacts environnementaux de la production d'électricité (à l'échelle globale d'un pays ou selon les différents modes de production existant) [Lise & al, 2007], [Sivaraman & al, 2010], ou sur les impacts liés aux différents modes de consommation de l'électricité [Balaras & al, 2004], [Ang, 2007], [Ciarretta & al, 2010], [Sundqvist, 2004]. Ces travaux constituent une base intéressante pour l'évaluation des implications environnementales de la consommation d'énergie dans le quartier. Dans le cas des simulations de la consommation et de la production de l'électricité, l'objectif des études est principalement d'améliorer la gestion de la production à mettre en œuvre. Elles ne traitent alors en général pas de façon différenciée les différents modes de génération de l'électricité, considérant une grandeur globale liée aux besoins. Les études portant sur les impacts des différents types de consommation ne traitent elles pas (ou de manière simplifiée et/ou moyenne) de la variabilité des impacts liée à des aspects temporels, climatiques ou techniques. Or les données issues des gestionnaires de réseau montrent la variabilité du « mix » de production (répartition entre les différentes filières : nucléaire, thermique, hydraulique...).

L'objectif du travail mené ici est donc d'analyser de façon dynamique et différenciée en fonction des modes la production et la consommation française d'électricité, afin de déterminer les variations de mix au cours du temps, d'établir un lien entre celles-ci et les usages qui en sont pour partie la cause, ainsi qu'avec les variations climatiques influant sur ceux-ci. Nous nous appuyons pour cela sur les données horaires détaillées fournies par RTE, concernant la production et les échanges transfrontaliers d'électricité, afin de modéliser selon le type de technologie impliquée les courbes résultantes, en fonction du temps et de données en température. Ce modèle sera ensuite exploité pour la détermination d'impacts différenciés en fonction des différents usages de l'électricité dans le bâtiment. Il sera notamment mis en parallèle avec les travaux et modèles existants concernant le bâtiment (simulation thermique dynamique déterminant de façon horaire les besoins de chauffage et de climatisation, détermination horaire des besoins d'éclairage), les systèmes associés (besoin énergétiques de ballons d'eau chaude), ainsi que les infrastructures de production d'énergie localisées au quartier (photovoltaïque intégré au bâtiment, chaufferie collective, réseau de chaleur urbain).

Ce développement constitue une avancée vers une simulation plus approfondie du comportement énergétique du quartier en tant que système, et permet une meilleure compréhension et simulation des implications environnementale des choix de conception fait, de part les interactions qu'un quartier entretien avec le territoire dans lequel il s'inscrit, et le paysage énergétique global impliqué.

## II-2 Modélisation, caractérisation de la production

La prise en compte précise des impacts de la consommation et de la production de l'électricité, dont l'usage est largement répandu dans le secteur du bâtiment, est comme on l'a vu un enjeu fondamental pour une correcte évaluation de la performance environnementale d'un projet. Alors que près du tiers de l'électricité produite en Europe est consommée par ce secteur, les usages de cette source d'énergie dans ce domaine sont multiples, et impliquent des exigences opérationnelles qui font fortement varier les modes de production et les impacts liés.

### II-2-1 Données RTE, traitement

Le transporteur français d'électricité RTE publie, depuis 2007, des données sur la production heure par heure d'électricité en France, selon cinq catégories de mode de production :

- La production nucléaire
- La production hydraulique
- La production par centrales à charbon et par centrales gaz
- La production au fioul combinée et la production de pointe
- Autres

Le choix du regroupement des modes de production charbon et gaz est lié au faible nombre de centrales à cycles combinés gaz installés aujourd'hui. A l'avenir les modes de production seront séparés, dès lors que le nombre d'installation sera supérieur ou égal à trois.

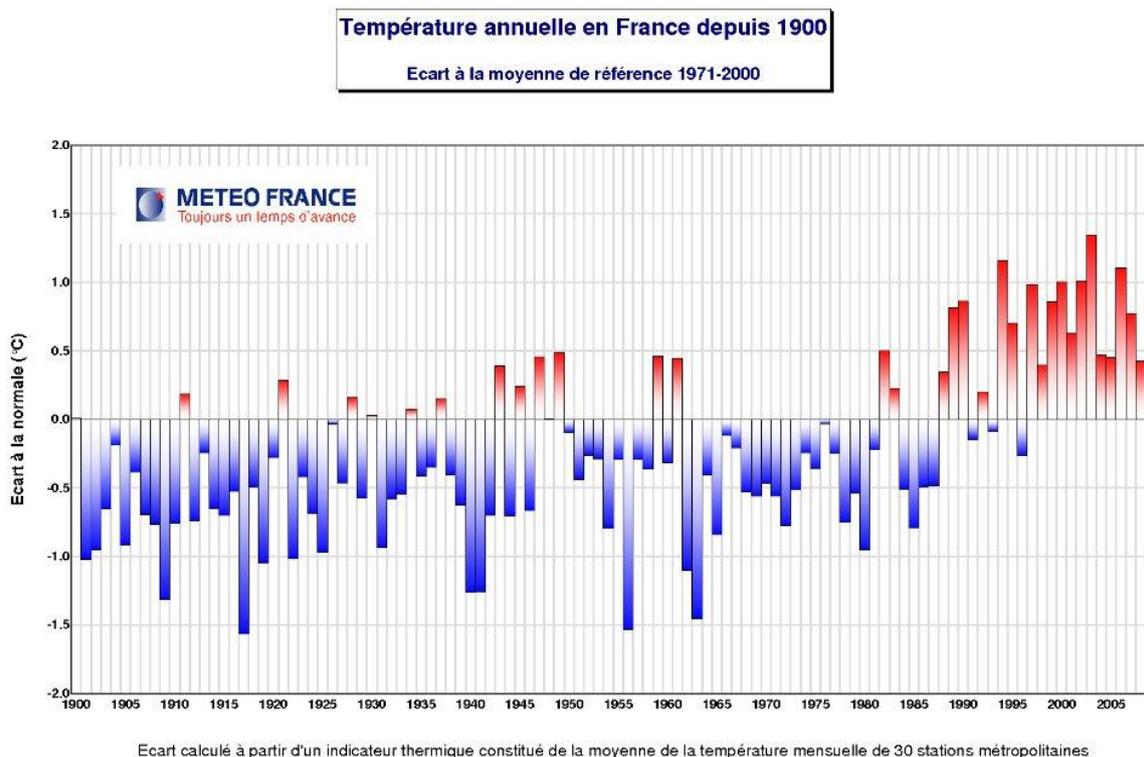
Les données sont fournies par des mesures télémétriques sur un parc de référence, dont la composition est spécifiée en annexe. Comme précisé sur le site internet de RTE France, où sont disponibles les différentes données relatives à la production électrique en France, les informations incluses dans les données de réalisation concernent « la production des installations de puissance supérieure à 20 MW pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J dans des conditions économiques raisonnablement acceptables »<sup>4</sup> (ainsi ne sont concernées par ces mesures que les centrales où la démarche de relevée peut être assurée régulièrement sans surcoût notable). Ainsi la plupart des installations qui sont classées dans la catégorie « autres » ne sont pas prises en compte (l'éolien,...), ce qui se matérialise ici par des valeurs constamment nulles dans la colonne correspondante.

Les données de production sont aujourd'hui disponibles pour les années 2007, 2008 et 2009. Nous avons ici choisi d'exploiter les données pour 2008. Cette année est en effet celle qui présente le moins de singularités météorologiques, ce qui permet ici de rester en cohérence avec les simulations thermiques dynamiques mises en œuvre sous COMFIE, éléments importants de l'ACV des bâtiments, qui se basent sur des données météorologiques correspondant à une année type (fichiers TRY, [Lund, 1985]), dont les caractéristiques sont calculées selon une moyenne statistique sur 10 années. L'année 2009 a en effet cumulé des températures globalement supérieures aux normales de mars à novembre (avec une période de grandes chaleurs du 15 au 20 août et en fin d'année) et des périodes de grand froid (du 3 au 11 janvier, et du 15 au 20 décembre). L'année 2007 est quand à elle classée au neuvième rang des années les plus chaudes depuis le début du 20<sup>ème</sup> siècle. Ainsi, comme le

---

<sup>4</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie/prod/parc\\_reference.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/prod/parc_reference.jsp)

montre le graphique suivant, l'année 2008 est, parmi les années disponibles, la moins singulière.

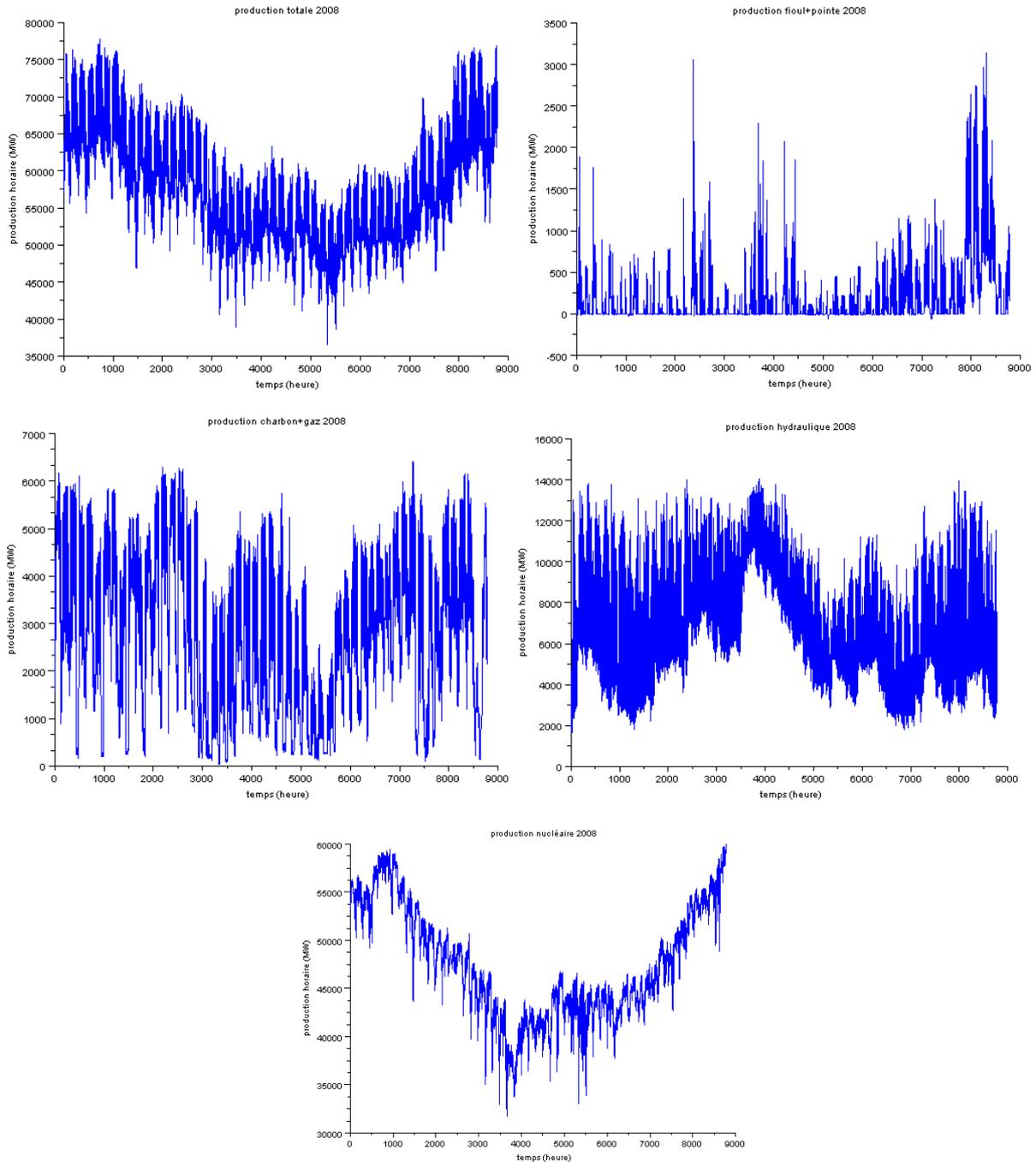


Les données fournies par RTE ne sont pas complètes, certaines mesures sont manquantes et doivent être interpolées pour combler ce déficit. Selon l'importance du manque de données, cinq méthodologies ont été appliquées :

- Cas d'une heure manquante : la valeur manquante est remplacée par une valeur moyenne de production calculée à partir de l'heure précédente et de l'heure suivante
- Cas de plusieurs heures manquantes, nombre de données manquantes inférieur à 5 : on effectue ici une approximation linéaire en se basant sur la dernière donnée disponible et sur la première valeur consécutive
- Cas de plusieurs heures manquantes, nombre de données manquantes supérieur à 5 : Copie des données de la journée précédente avec recalage sur la dernière valeur disponible, afin de conserver la tendance d'évolution de la production et de l'adapter au volume de production du jour considéré
- Cas d'un jour manquant : Les données manquantes sont remplacées par les données du jour précédent.
- Cas de plus d'un jour manquant : copie du nombre de jours/heures correspondants sur les données précédentes, avec recalage sur la dernière valeur disponible

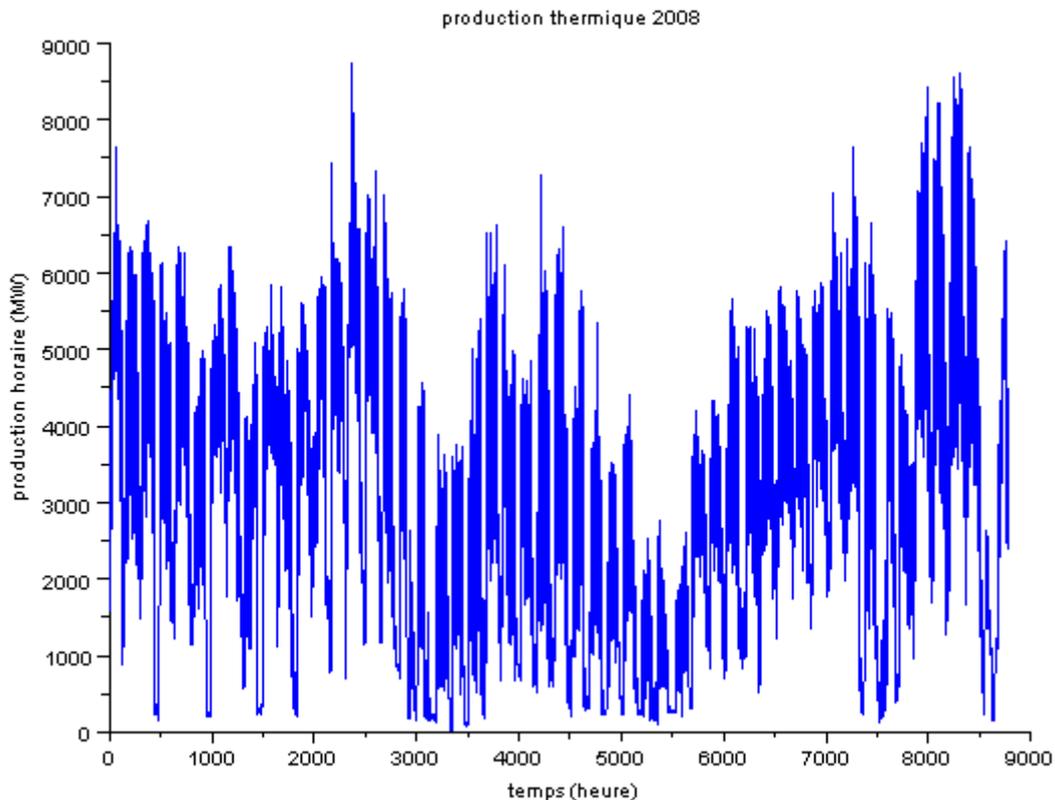
Ces manipulations ne permettront bien sûr pas de rendre compte de la réalité de la production d'électricité. Elles ont pour but d'éviter un biais dans l'analyse ultérieure des données, en évitant de prendre en compte des valeurs nulles par défaut qui pourraient fausser de façon non négligeable l'analyse des courbes.

Les courbes de production corrigées pour 2008 sont alors de la forme suivante :



**Figure 22 : Production d'électricité en 2008, selon différents modes : production totale (en haut à gauche), production par le fioul et de pointe (en haut à droite), production au charbon et au gaz (intermédiaire, à gauche), production hydraulique (intermédiaire, à droite), et production nucléaire (en bas), source : RTE**

Nous avons choisi ici de considérer les modes de production thermiques globalement, sans opérer de distinction entre le fioul, le gaz et le charbon, ce afin de permettre une identification par une fonction continue et intégrable des courbes correspondantes. On note en effet que la production en fioul+pointe est particulièrement intermittente, ce qui rend la méthodologie d'analyse inopérante. Les impacts environnementaux de la filière fioul sont également les plus proches de ceux de l'ensemble gaz+charbon que des filières nucléaire et hydraulique.



**Figure 23 : Production d'électricité utilisant du charbon, du fioul et du gaz en 2008 source : RTE**

Le même traitement est appliqué aux données concernant l'année 2009, présentées ci-après.

### II-2-2 Caractérisation des données

Cette démarche consiste à chercher à déterminer, en fonction du temps et d'une donnée sur la température, une loi de variation du mix de production d'électricité de manière à évaluer les impacts environnementaux correspondant. La production d'électricité dépend de l'usage de celle-ci, de même que les moyens mis en œuvre dépendent de la dynamique des usages impliqués.

Le chauffage constitue l'un des éléments clés de la consommation d'électricité dans le bâtiment, et est donc évidemment fortement lié aux conditions météorologiques, notamment à la température. Nous nous intéressons ici à des données de production nationales, il est donc nécessaire de considérer une donnée moyenne de température, sur le territoire français. Le choix fait ici consiste à considérer les 3 grandes zones climatiques définies dans la réglementation thermique RT 2005 pour construire la grandeur thermique à considérer (ces zones étant elles-mêmes subdivisées). Ces zones climatiques sont délimitées comme représenté sur la carte ci-dessous.

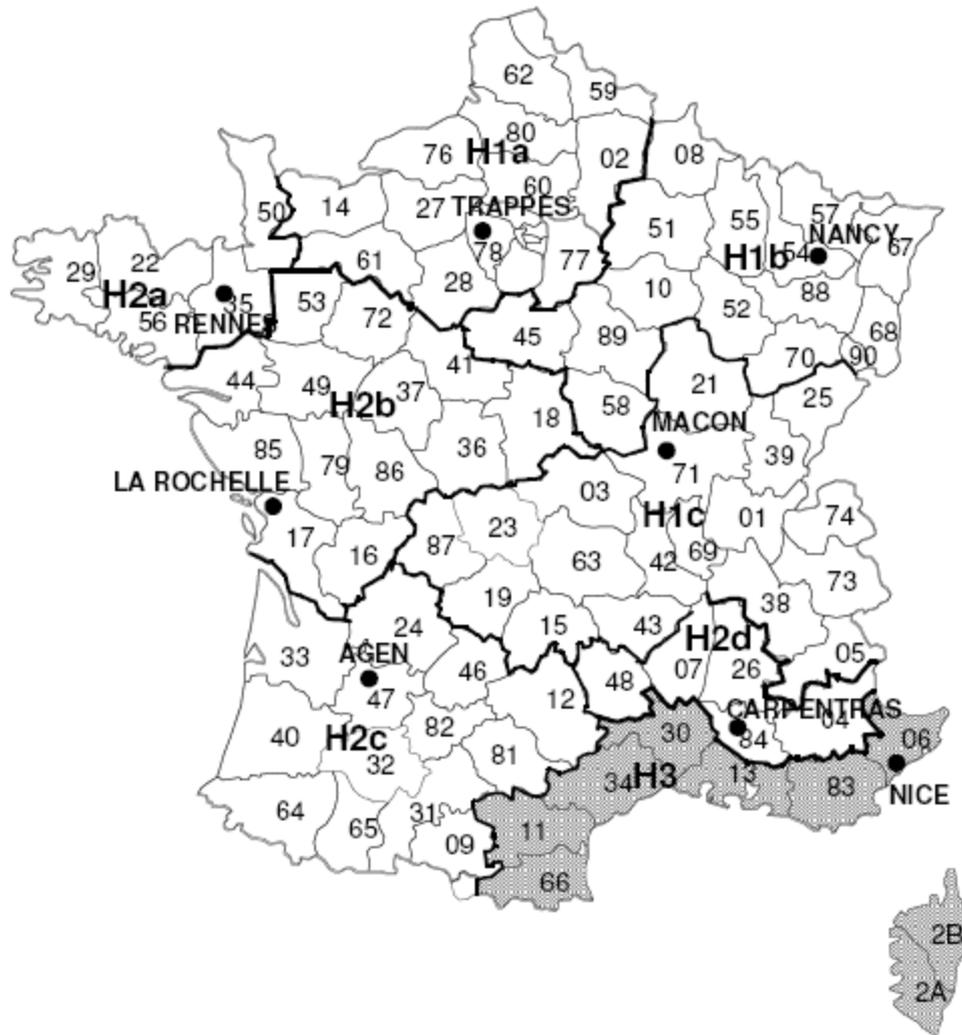


Figure 24 : Zones climatiques telles que définies dans la RT 2005 [RT, 2005]

Le but de l'étude est de chercher à faire un lien entre la production d'électricité et son usage. Le découpage selon les zones climatiques de référence de la RT 2005 pourra donc permettre de prendre en compte les spécificités de conception des bâtiments établis dans chacune de ces zones par la réglementation, spécificités qui influent sur leur comportement thermique et par voie de conséquence de façon substantielle sur les consommations électriques du parc de bâtiment à l'échelle nationale. Le choix a donc consisté ici en calculer une valeur moyenne de température à l'échelle nationale, à partir des données météo horaires fournies par Météo France pour les trois stations météo considérées comme représentatives de chaque zone climatique (Macon, Agen et Nice), en pondérant ces températures par la population de chacune des zones, dont les valeurs sont fournies en annexe. La valeur considérée pour la température est donc obtenue par la formule suivante :

$$T_{moy} = \frac{T_1 * n_1 + T_2 * n_2 + T_3 * n_3}{n_1 + n_2 + n_3}$$

où  $T_i$  sont les températures mesurées pour chaque station météo, et respectivement  $n_i$  les populations correspondantes pour chaque zone. L'hypothèse sous-jacente est que la surface de bâtiment chauffée est proportionnelle à la population de la zone.

A partir de cette grandeur, on cherche alors à caractériser les courbes de réalisation pour les différents modes de production d'électricité en France.

$$Prod_i = f(t, T_{moy})$$

La première étape de l'analyse a ici consisté à chercher à identifier les apparentes périodicités intervenant dans les différentes courbes, ce de façon précise. Une simple observation des courbes permet de supposer une périodicité à l'échelle de la journée, ainsi qu'à celle de la semaine et une autre saisonnière. Cette dernière possède des caractéristiques spécifiques : en effet dans le cas typique on pourra observer que si l'amplitude des variations journalières est relativement constante au cours des cinq jours ouvrés de la semaine, elle devient bien plus faible pour les deux jours du week-end (voir infra figure 39). Ceci laisse supposer l'intervention de fréquences multiples dans l'évolution de la production.

Afin de précisément caractériser ces évolutions, une analyse de Fourier des différents signaux a été menée. Cette analyse permet ici de déterminer les principales harmoniques caractérisant l'évolution des données au cours du temps, et les fréquences correspondantes. Elle se base sur la transformée de Fourier, un outil mathématique permettant de transformer une fonction intégrable en une autre décrivant le spectre en fréquence de la première. Cette transformée accepte plusieurs définitions en fonction de l'usage qui en sera fait, qui ne diffèrent que par des facteurs numériques. Ainsi, si on considère une fonction  $f$  intégrable sur l'ensemble des réels, sa transformée de Fourier peut être définie comme la fonction  $F(f) = \tilde{f}$  telle que :

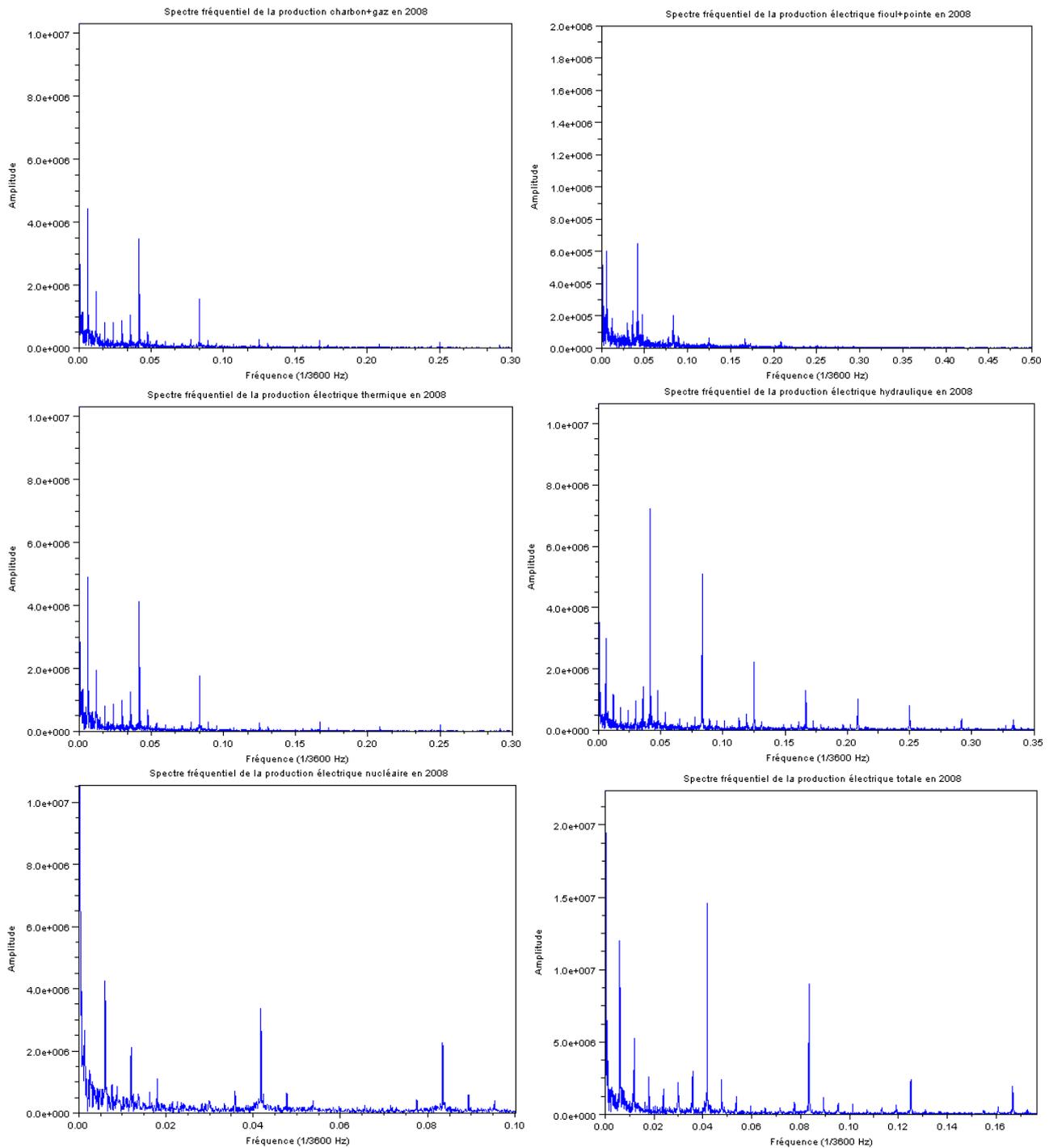
$$F(f) : \nu \rightarrow \tilde{f}(\nu) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t)e^{-i2\pi\nu t} dt$$

Les données que l'on cherche à étudier sont ici des mesures horaires, donc discrètes, dont le pas de temps, équivalent ici de la notion de fréquence d'échantillonnage est de une heure. La forme de transformée pertinente est la transformée discrète. Si on considère un échantillon de données  $s$  de taille  $N$ , la transformée de Fourier discrète (TFD) est définie par :

$$S(k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) * e^{-2ik\frac{n}{N}} \quad \text{pour } 0 \leq k \leq N$$

En ce qui concerne les courbes de production étudiées ici, pour l'année 2008 on dispose de 8784 valeurs (l'année 2008 est une année bissextile) correspondant à des données horaires. Cette résolution des données permet de calculer une TFD pertinente, qui permettra d'identifier toutes les fréquences caractéristiques du signal (la fréquence maximale, correspondant à une période de 12 heures, est bien comprise dans la fenêtre définie par  $[-\frac{F_e}{2}; \frac{F_e}{2}]$ ,  $F_e$  étant la fréquence d'échantillonnage du signal).

La TFD a ici été calculée en utilisant l'algorithme FFT implémenté dans le logiciel de calcul Scilab, et donne les spectres suivants, selon le mode de production.



**Figure 25 : Spectres fréquentiels des différents jeux de données disponibles pour l'année 2008**

Ces analyses ont permis de déterminer un jeu de fréquence qui permet de caractériser les productions électriques. Elles correspondent aux périodes suivantes :

- 12 heures
- 24 heures
- 48 heures
- 168 heures, soit une semaine
- 4392 heures, soit une demi-année
- 8784 heures, soit l'année complète

Ces fréquences ne sont pas valables quel que soit le mode de production considéré, et prennent une importance variable en fonction des cas. Elles correspondent à l'existence de deux pics de consommation au cours de la journée, à la variation journalière de production, et caractérisent, en ce qui concerne les périodes de 48 et 168 heures, l'évolution particulière qui intervient au cours de la semaine, et la différence de production intervenant entre la semaine et le weekend. La période correspondant à la demi-année rend elle compte de la variation saisonnière de consommation.

Ces grandeurs permettent de caractériser les variations typiques de la production au cours du temps. Elles ne permettent en revanche pas de tenir compte des périodes creuses de consommation atypiques, correspondant notamment aux jours fériés. Nous choisissons ici de supposer ces derniers négligeables pour le calcul des impacts en fonction des usages de l'électricité.

Nous allons donc à partir de ces données caractériser les variations de la production d'électricité en fonction de la température moyenne définie précédemment et du temps. Nous recherchons dans un premier temps des fonctions de la forme :

$$f(t, T_{moy}) = \sum_{i=1}^n (X_i(T_{moy}) * \cos(w_i * t + Y_i)) + Z(T_{moy})$$

Où les  $w_i$  correspondent aux  $n$  fréquences préalablement déterminées par analyse de Fourier. Les paramètres à déterminer sont les différentes expressions  $X_i(T_{moy})$  qui caractérisent la dépendance en température de l'amplitude de chaque variation périodique, les grandeurs  $Y_i$ , caractérisant la localisation temporelle des variations, et la fonction  $Z(T_{moy})$ , rendant compte d'éventuelles évolutions de la production en fonction de la température, et non de façon périodique dans le temps (ceci pourra permettre de prendre en compte des variations brusques de production/consommation en fonction d'aléas climatiques d'amplitude importante).

La méthode utilisée ici est celle des moindres carrés non linéaires, telle qu'implémentée dans le logiciel Scilab sous le nom *leastsq*. Elle se base sur un algorithme de quasi-Newton, algorithme permettant de déterminer les minimums locaux d'une fonction, ayant une ou plusieurs dimensions.

Ainsi si on considère une fonction :

$$fun : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$$

La routine cherchera à minimiser la fonction :

$$f(x) = \|fun(x)\|^2 = \sum_{i=1}^m fun^2_i(x)$$

Cette minimisation passe par l'utilisation de la fonction *optim* de scilab, qui repose sur la méthode de quasi newton dont le principe est :

Soit une fonction  $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$

On cherche à déterminer les zéros de cette fonction :  $f(x) = 0$

La méthode de Newton-Raphson détermine elle de façon itérative la valeur des zéros de la fonction à partir de sa matrice jacobienne.

$$x_{k+1} = x_k - Df(x_k)^{-1} * f(x_k)$$

Afin d'éviter d'éventuelles lourdeur de calcul liées à la détermination de cette matrice et à la résolution du système linéaire ci-dessus, la méthode de quasi-Newton propose de remplacer la matrice jacobienne par une autre matrice plus simple à déterminer  $B_k$  :

$$x_{k+1} = x_k - B_k * (f(x_{k+1}) - f(x_k))$$

Soit

$$x_{k+1} = x_k - \rho_k B_k * f(x_k)$$

La définition et l'incrémentation de la matrice  $B_k$  dépendent de la méthode utilisée, la plus courante étant la méthode BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno, [Avriel, Mordecai, 2003]), qui définit la matrice en fonction d'une direction de descente déterminée à partir du gradient de  $f$ , et permet l'approximation des valeurs de la dérivée de la fonction.

L'algorithme sera ici appliqué sur la différence entre les fonctions considérées et la valeur de la production électrique de différents types à un instant  $t$ , ce pour toutes les grandeurs constituant une année, l'algorithme cherchant alors à minimiser la somme des valeurs de la différence au carré pour toutes les heures considérées.

Dans un premier temps les amplitudes et la fonction  $Z(T_{moy})$  sont considérées comme variant linéairement avec la température :

$$X_i(T_{moy}) = A_i * T_{moy} + B_i$$

$$Z(T_{moy}) = C * T_{moy} + D$$

Ainsi les grandeurs à déterminer par la méthode des moindres carrés sont ici les grandeurs  $A_i$  et  $B_i$  pour les différentes fréquences considérées, ainsi que  $C$  et  $D$ . Les valeurs de  $i$  correspondront à différentes périodes considérées pour les cosinus, comme précisé dans le tableau suivant :

**Tableau 10 : Correspondances entre l'indice  $i$  et la période temporelle considérée**

Valeur de $i$	Période correspondante (en heures)
1	12
2	24
3	48
4	168
5	8784
6	672
7	4392

Cette forme de fonction est considérée comme similaire quel que soit le mode de production modélisé afin de faciliter la mise en œuvre de la méthode, sans tenir compte de l'éventuelle absence de périodicité pour une des fréquences prises en compte (cas du thermique notamment), les amplitudes concernées étant évaluées comme nulles le cas échéant par la méthode des moindres carrés non linéaires.

En appliquant l'algorithme aux différentes données de production, on obtient les paramètres permettant de caractériser les données fournies par RTE :

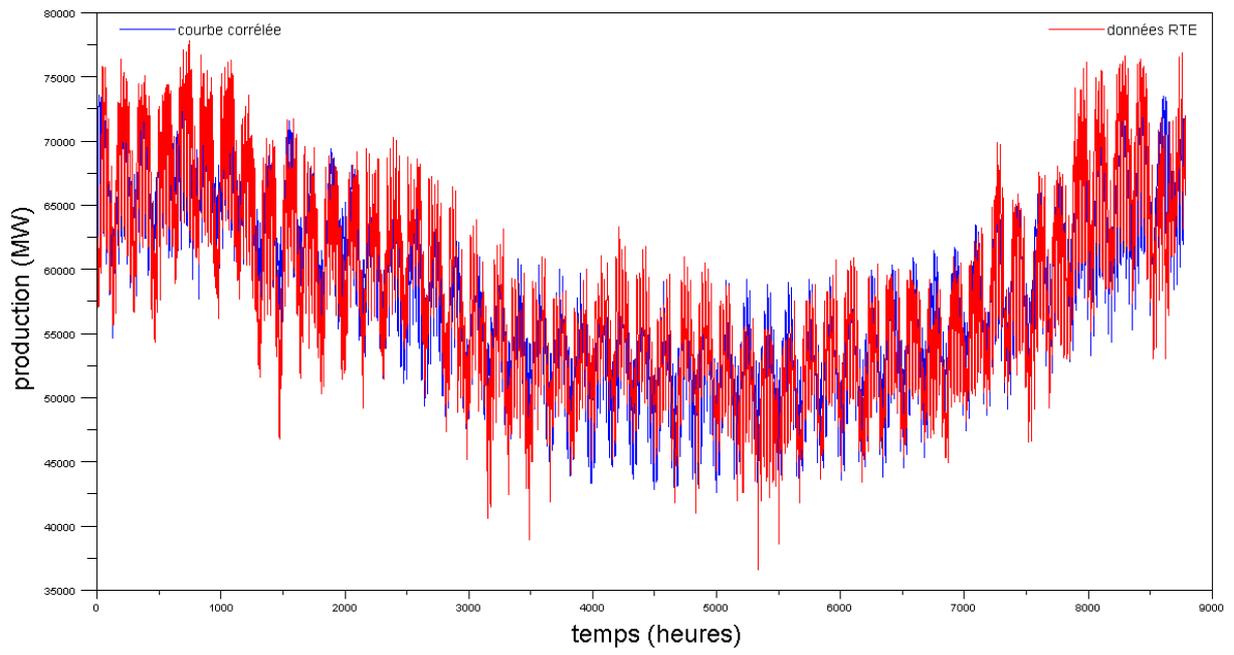
**Tableau 11 : Valeurs des paramètres caractéristiques de la production électrique, déterminés par la méthode des moindres carrés**

thermique	Hydraulique	nucléaire	total	Paramètres
- 10.854803	6.8987854	8.5214367	- 2.0702564	$A_1$
559.83888	982.22282	- 571.83296	1942.9587	$B_1$
- 5.4046618	- 24.562986	- 273.22583	- 301.03987	$Y_1$
16.5471	- 81.421413	76.943228	- 125.00579	$A_2$
1039.732	2853.9729	- 1629.5524	5444.2947	$B_2$
8.6650332	115.37079	740.41618	1020.1331	$Y_2$
2.4541505	- 5.9369983	11.74319	9.2306962	$A_3$
- 1.466622	70.445104	- 145.46421	- 111.48163	$B_3$
158.36476	164.61721	12.083128	822.48295	$Y_3$
- 19.749675	- 8.716816	- 22.167458	- 38.897497	$A_4$
- 1048.3246	- 649.19903	- 812.03803	- 2657.5836	$B_4$
- 10.891647	- 10.95661	- 218.57969	- 124.12083	$Y_4$
16.27467	- 148.09428	330.49621	335.35972	$A_5$
150.18436	- 128.49619	- 11648.049	- 10688.774	$B_5$
19.128777	113.74522	1083.5551	1353.574	$Y_5$
- 87.011931	- 60.572658	- 17.062294	- 190.29742	$C$
4269.3989	7672.8677	46760.724	59272.434	$D$

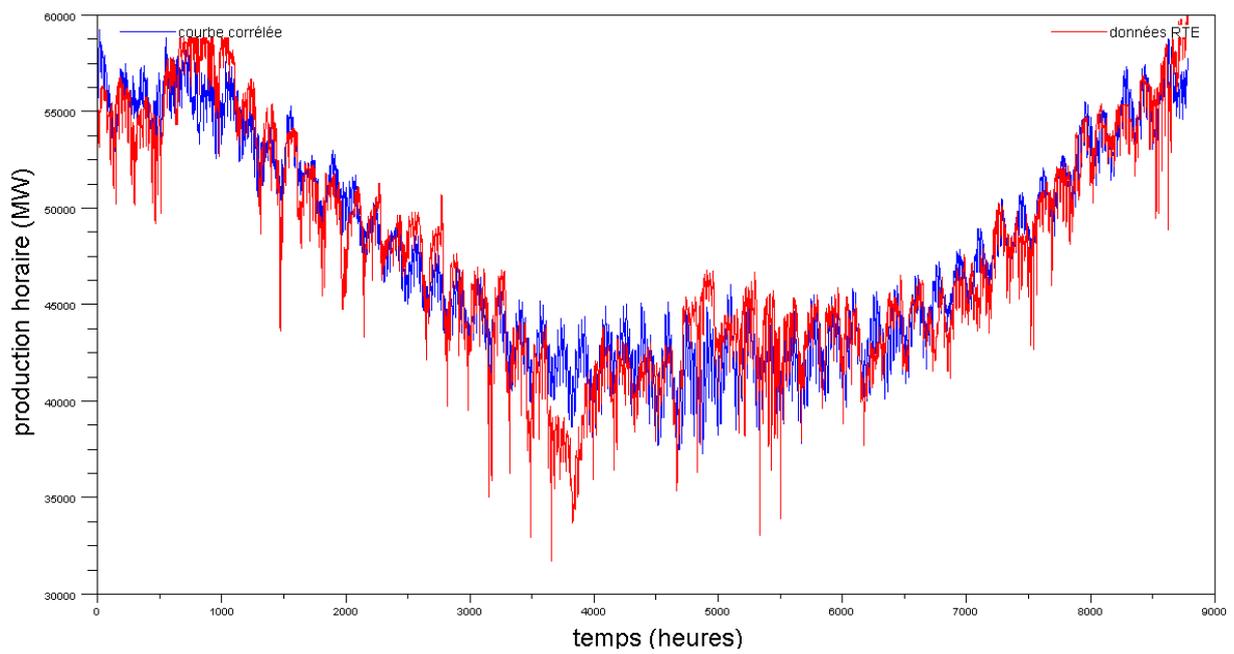
Une analyse des chiffres obtenus montre que la variabilité ne se fait pas de façon similaire en fonction des modes de production considérés. Ainsi dans le cas de la production nucléaire, les variations sur l'année sont celles qui ont l'amplitude la plus importante. En revanche si on considère la production thermique et hydraulique c'est la variation journalière qui est prépondérante. Ces caractéristiques mettent en évidence les spécificités prépondérantes de chaque mode de production : l'inertie des centrales nucléaires limite l'importance des variations rapides de leur production, alors que l'hydraulique et le thermique montrent ici leur rôle d'appoint en cas de fort appel d'énergie.

On obtient alors les courbes suivantes :

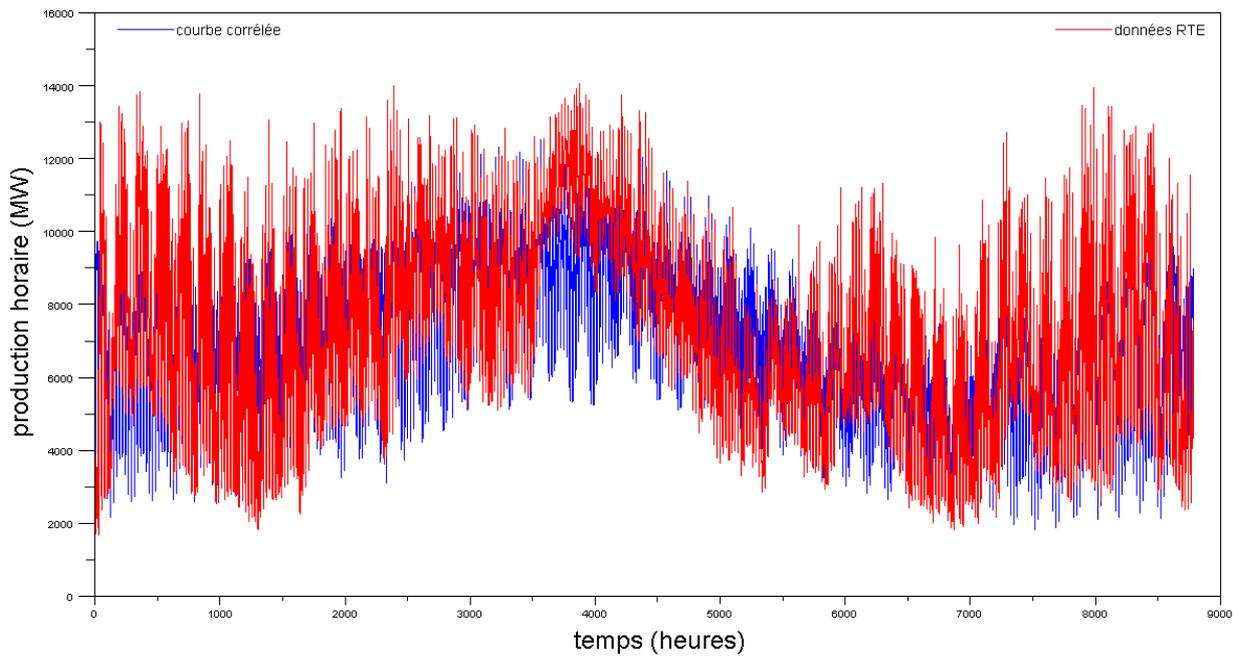
### production électrique totale en 2008



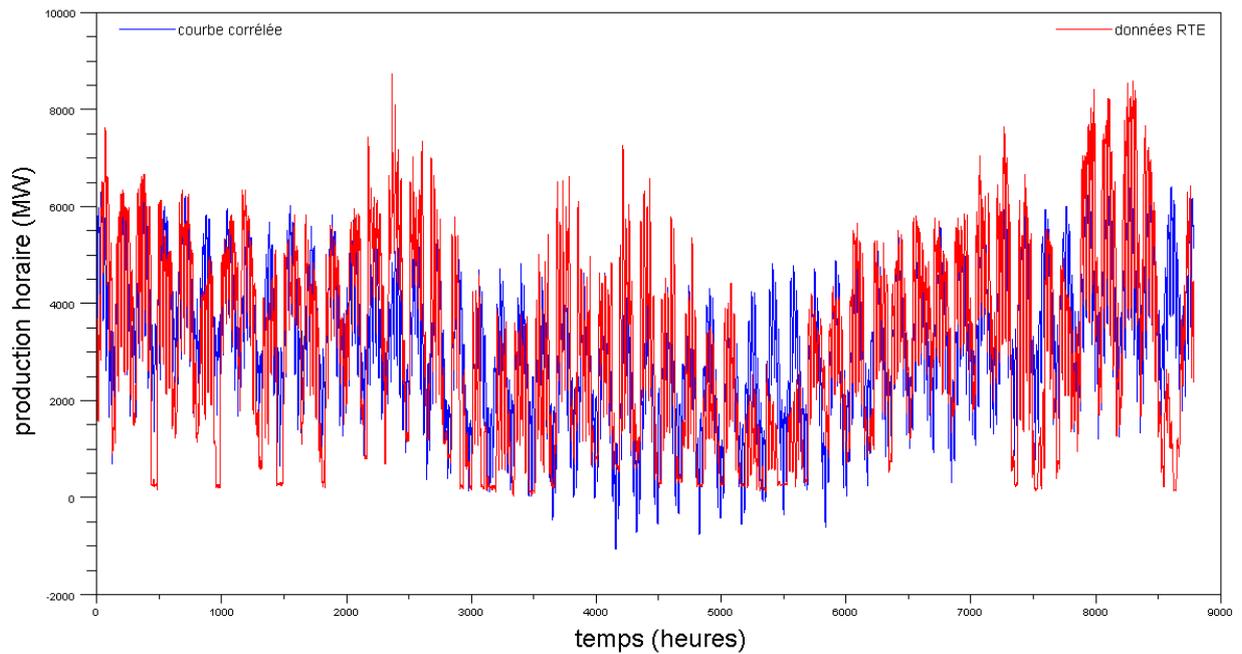
### production nucléaire en 2008



## production hydraulique en 2008



## production thermique en 2008



**Figure 26 : Comparaison des courbes corrélées et des courbes issues des données RTE pour l'année 2008, selon le mode de production**

On notera ici l'existence, dans le cas de la courbe corrélée, de valeurs négatives, dues à la forme de fonction sinusoïdale choisie pour modéliser la courbe de production. Il est bien évidemment incohérent de considérer des productions négatives, la courbe est donc corrigée, dans le cas de la production thermique, en ramenant à zéro la production en question aux points concernés.

Afin d'évaluer la qualité de l'approximation faite, on compare la moyenne sur l'année de l'erreur relative existant entre valeur mesurée par RTE et valeur obtenue par modélisation. L'expression est :

$$\sigma_{2008} = \frac{\sum_{h=1}^{8784} \frac{|(Prod(h)_{RTE\ 2008} - Prod(h)_{corrélée\ 2008})|}{Prod(h)_{RTE\ 2008}}}{8784}$$

$Prod(h)_{RTE\ 2008}$  correspondant à la production mesurée par RTE pour l'heure  $h$ , en MW,

$Prod(h)_{corrélée\ 2008}$  étant la valeur de la fonction obtenue par la méthode des moindres carrés non linéaires, en MW,

Ce respectivement pour chaque mode de production considéré.

On obtient alors, dans les différents cas :

**Tableau 12 : Valeur de  $\sigma_{2008}$  pour les différents modes de production considérés**

$\sigma_{2008}(nucléaire)$	0.03
$\sigma_{2008}(hydraulique)$	0.24
$\sigma_{2008}(thermique)$	1.11
$\sigma_{2008}(total)$	0.04

Les écarts sont ainsi très importants, en particulier dans le cas de la production thermique. Une deuxième approche a alors été considérée en ce qui concerne cette production électrique thermique, qui est celle qui correspond le plus aux usages liés aux conditions climatiques. Tout d'abord en introduisant dans l'expression de la fonction le terme correspondant à une période d'une demi-année, afin de mieux prendre en compte les variations saisonnières de la production, ainsi qu'un terme correspondant à une variation en 28 jours permettant de prendre en compte des variations quasi-mensuelles. Les fonctions de la température définissant les amplitudes des cosinus et celle décrivant les variations non périodiques ont été redéfinies, afin de prendre en compte une dépendance non-linéaire en température : on introduit en effet une variation de la température au carré, ainsi qu'une prise en compte de la moyenne de la température sur les 48 heures précédant et suivant l'heure considérée. Cette démarche a pour but de mieux prendre en compte des brusques variations de température et des situations climatiques atypiques. L'inertie des systèmes impliqués dans la consommation d'électricité peut en effet perturber la relation de dépendance qui existe entre celle-ci et les variations climatiques. Il est donc nécessaire de prendre en compte ces aspects [Dordonnat, 2009].

On modifie donc les expressions ainsi :

$$X_i(T_{moy}) = A_i * T_{moy}^2 + B_i * T_{moy} + C_i * \bar{T}_{moy} + D$$

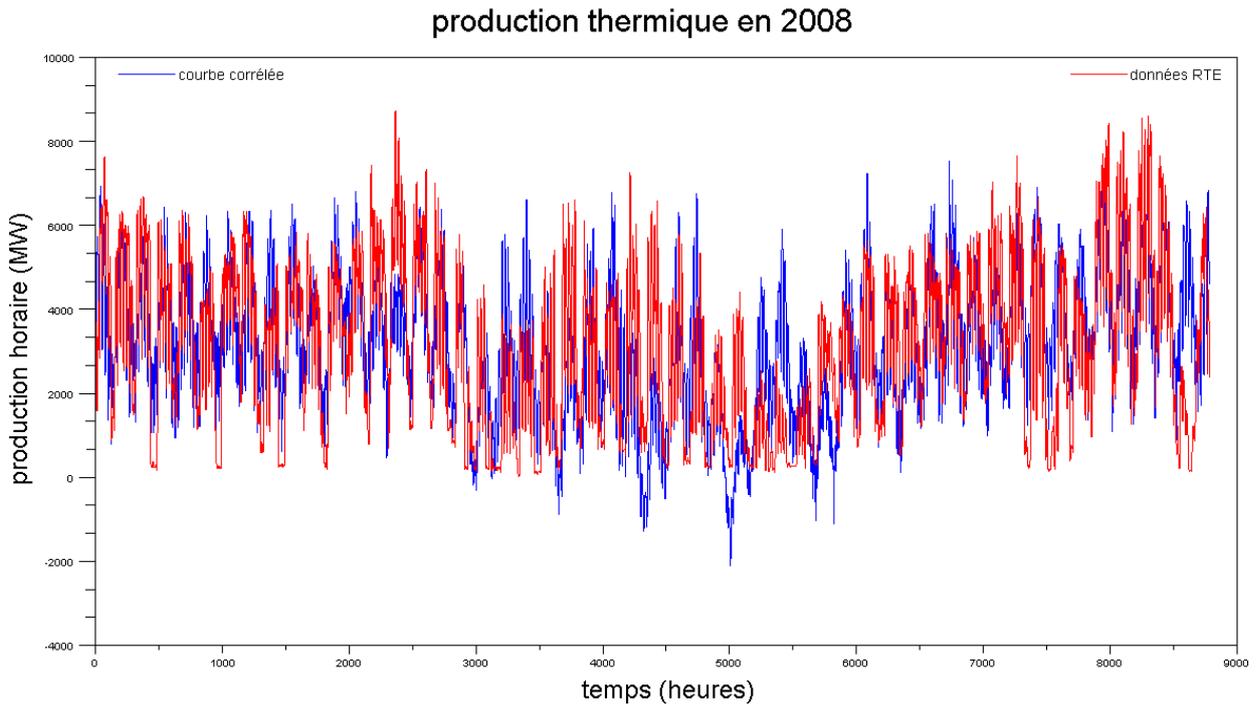
$$Z(T_{moy}) = E * T_{moy}^2 + F * T_{moy} + G * \bar{T}_{moy} + H$$

La méthode est donc appliquée avec ces nouvelles hypothèses. On obtient le jeu de données suivant :

**Tableau 13 : Valeurs des paramètres caractéristiques de la production électrique thermique après modification des paramètres pris en compte, déterminés par la méthode des moindres carrés**

thermique correction	Paramètres
-0,4964616	$A_1$
-6,727853	$B_1$
21,312351	$C_1$
520,05007	$D_1$
0,8282054	$Y_1$
-1,9364467	$A_2$
4,4225756	$B_2$
-38,460896	$C_2$
1232,9987	$D_2$
-3,9638215	$Y_2$
-0,4758185	$A_3$
12,274404	$B_3$
-13,308186	$C_3$
-69,943018	$D_3$
-45,370361	$Y_3$
1,9894032	$A_4$
-52,312871	$B_4$
-113,05588	$C_4$
-1032,8582	$D_4$
1,6536442	$Y_4$
-3,920216	$A_5$
250,47941	$B_5$
-67,701998	$C_5$
-2196,7426	$D_5$
0,6219191	$Y_5$
-2,8594719	$A_6$
73,25686	$B_6$
19,385827	$C_6$
-533,72955	$D_6$
-25,005248	$Y_6$
-8,795368	$A_7$
229,94859	$B_7$
6,519235	$C_7$
-1670,0821	$D_7$
4,5913535	$Y_7$
10,481634	$E$
-378,72881	$F$
99,083641	$G$
6351,9221	$H$

On obtient alors la courbe suivante :



**Figure 27 : Comparaison des courbes corrélées et des courbes issues des données RTE pour l'année 2008 pour la production thermique d'électricité, avec prise en compte de l'évolution de la moyenne des températures**

Qui sera corrigée comme précédemment, afin de corriger les occurrences de valeurs négatives.

La valeur de  $\sigma_{2008}(thermique)$  devient alors :

$$\sigma_{2008}(thermique)$$

**Tableau 14 : Valeur de  $\sigma_{2008}(thermique)$  après prise en compte des nouveaux paramètres**

$\sigma_{2008}(thermique)$	1.03
----------------------------	------

Les valeurs obtenues mettent en évidence de fortes disparités entre les différents modes de production. Ainsi, si, avec une erreur relative moyenne de l'ordre de quelques pourcents, la courbe de production nucléaire est bien décrite par notre modèle, la modélisation de la production thermique est moins fiable et entraîne en moyenne de fortes erreurs. Ces résultats sont en accord avec l'hypothèse d'un fonctionnement régulier et à pleine charge des centrales nucléaires (hors variation saisonnières d'arrêt de tranche) et hydrauliques (néanmoins contraintes, dans le cas de la production au fil de l'eau notamment, par les apports d'eau saisonniers), et celle d'un usage d'appoint des centrales thermiques, répondant à des sollicitations ponctuelles et irrégulières, plus difficilement modélisable.

Ces erreurs sont d'abord liées à la forte simplification que constitue notre modèle. Ainsi chercher à décrire la production électrique en France par une fonction du temps et de la température implique que sont négligés d'autres facteurs influant sur la mobilisation des différentes centrales existantes. Ainsi la production dépend aussi de facteurs économiques (prix des combustibles, prix d'achat et de vente sur le marché européen), de contraintes techniques (maintenance, incidents, disponibilité des ressources hydrauliques, concernant par exemple les barrages et le refroidissement des réacteurs nucléaires), non directement liés à la demande et à

l'usage de l'électricité. Notre modèle ne prend de plus pas en compte les périodes de vacances scolaires et les jours fériés, qui ont une influence notable sur la consommation.

Une analyse de valeurs horaires de l'erreur relative pour chaque mode de production (courbes fournies en annexe) montre que dans le cas de la production thermique, la valeur moyenne est fortement influencée par des points atypiques présentant un taux d'erreur pouvant atteindre un ordre 10 (ainsi le nombre d'occurrence d'une valeur supérieure à 1 est de 1457, celui du nombre d'occurrence d'une valeur supérieure à 10 est de 200, valeur maximale 49. Valeur moyenne de l'erreur relative si on néglige les occurrences supérieures à 1 : 0.27, et 0.68 si on néglige les erreurs supérieures à 10). Nous considérerons donc ici que malgré ces points atypiques, la modélisation de la production thermique constitue une première approche, et que l'exploitation du modèle, basée sur une analyse de l'évolution de la production et d'hypothèses faites sur le lien entre cette évolution et les usages, devra impliquer une prise en compte différenciée selon la période et l'heure de l'année considérée de la marge d'erreur à prendre en compte dans le calcul des impacts liés au mix de production.

Enfin, il est important de noter qu'à ce stade de la modélisation, les mécanismes d'importation/exportation d'électricité ne sont pas pris en compte. Ces mécanismes sont pour partie liés à des ajustements rendus nécessaires par la demande en électricité sur le territoire français. Ainsi l'intégration des données correspondant à ces échanges dans notre modèle permettra de traiter une donnée plus directement liée aux usages, et permettra, notamment dans le cas de la production thermique, une meilleure prise en compte de la dépendance en temps et en température de la mobilisation, liée à la consommation, des différents modes de fourniture d'électricité.

## II-2-3 Validation

Pour valider la pertinence des résultats obtenus, on cherche à utiliser les fonctions obtenues pour décrire les courbes de production de 2009, en fonction de données météorologiques de la même année. Certaines modifications doivent néanmoins être apportées à l'expression obtenue : en effet l'année 2008 était une année bissextile, elle comporte 8784 heures contre 8760 pour une année standard. De plus il existe un décalage de la répartition des jours entre les deux années (ainsi si le 1<sup>er</sup> janvier 2008 était un mardi, le 1<sup>er</sup> jour de 2009 était un jeudi), qui modifie les termes de déphasage intervenant dans les différents cosinus. Ces grandeurs ont donc été recalculées en appliquant la méthode des moindres carrés aux courbes de production de 2009. On considère alors pour appliquer la formule de 2008 à l'année 2009 la constante et les facteurs intervenant dans les fonctions de la température obtenus sur la première année, et les déphasages obtenus pour la deuxième. On obtient alors les grandeurs caractéristiques suivantes :

**Tableau 15 : Valeurs des paramètres caractéristiques pris en compte pour validation de la méthode de corrélation sur l'année 2009**

Thermique	hydraulique	nucléaire	total	Paramètres
- 10.854803	6,8987854	8.5214367	- 2.0702564	$A_1$
559.83888	982.22282	- 571.83296	1942.9587	$B_1$
<b>32,198716</b>	<b>-24,459013</b>	<b>6,1736113</b>	<b>-52,950904</b>	$Y_1$
16.5471	- 81.421413	76.943228	- 125.00579	$A_2$
1039.732	2853.9729	- 1629.5524	5444.2947	$B_2$

<b>21,186655</b>	<b>115,40286</b>	<b>200,18102</b>	<b>460,92157</b>	$Y_2$
2.4541505	- 5.9369983	11.74319	9.2306962	$A_3$
- 1.466622	70.445104	- 145.46421	- 111.48163	$B_3$
<b>4,7881937</b>	<b>-256,18499</b>	<b>879,38919</b>	<b>421,14373</b>	$Y_3$
- 19.749675	- 8.716816	- 22.167458	- 38.897497	$A_4$
- 1048.3246	- 649.19903	- 812.03803	- 2657.5836	$B_4$
<b>16,065855</b>	<b>-21,620541</b>	<b>88,382321</b>	<b>6,666851</b>	$Y_4$
16.27467	- 148.09428	330.49621	335.35972	$A_5$
150.18436	- 128.49619	- 11648.049	- 10688.774	$B_5$
<b>6,6906499</b>	<b>19,826819</b>	<b>191,21076</b>	<b>630,91398</b>	$Y_5$
- 87.011931	- 60.572658	- 17.062294	- 190.29742	$C$
4269.3989	7672.8677	46760.724	59272.434	$D$

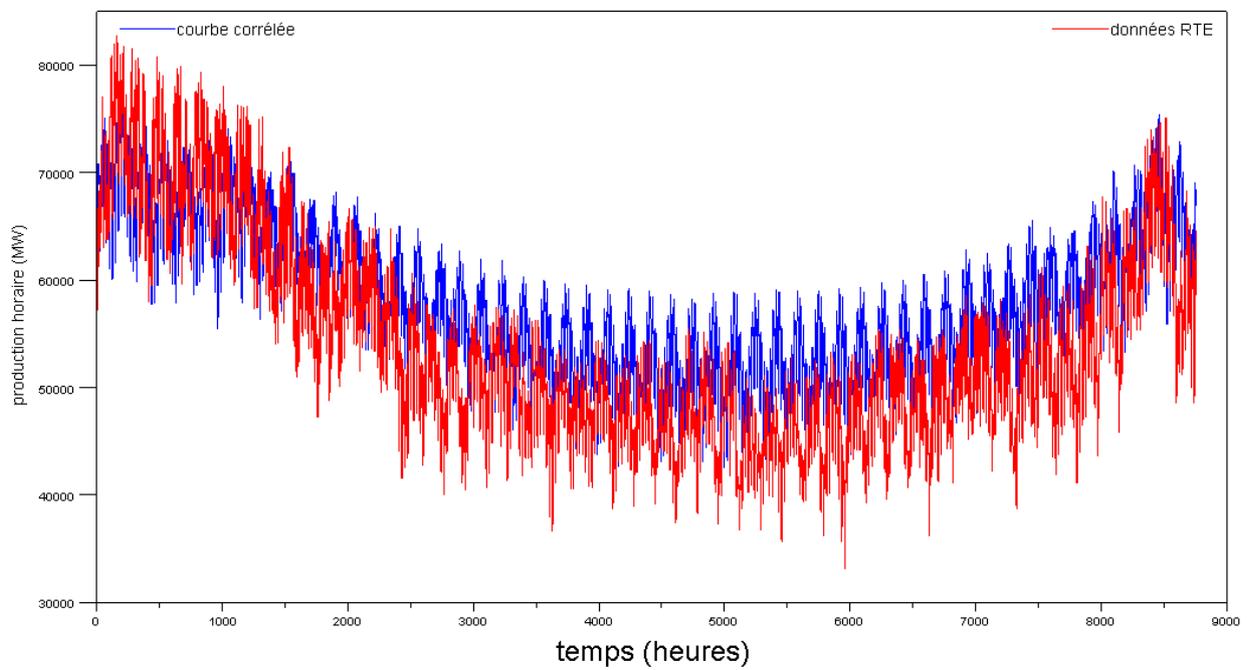
Thermique corrigé	Paramètres
-0,4964616	$A_1$
-6,727853	$B_1$
21,312351	$C_1$
520,05007	$D_1$
<b>7,154585</b>	$Y_1$
-1,9364467	$A_2$
4,4225756	$B_2$
-38,460896	$C_2$
1232,9987	$D_2$
<b>-10,335177</b>	$Y_2$
0,4758185	$A_3$
-12,274404	$B_3$
13,308186	$C_3$
69,943018	$D_3$
<b>-17,345359</b>	$Y_3$
1,9894032	$A_4$
52,312871	$B_4$
113,05588	$C_4$
1032,8582	$D_4$
<b>0,362696</b>	$Y_4$
-3,920216	$A_5$
250,47941	$B_5$
-67,701998	$C_5$
-2196,7426	$D_5$
<b>1,6210883</b>	$Y_5$
2,8594719	$A_6$
-73,25686	$B_6$
-19,385827	$C_6$
533,72955	$D_6$

28,852297	$Y_6$
8,795368	$A_7$
-229,94859	$B_7$
-6,519235	$C_7$
1670,0821	$D_7$
4,6049491	$Y_7$
10,481634	$E$
-378,72881	$F$
99,083641	$G$
6351,9221	$H$

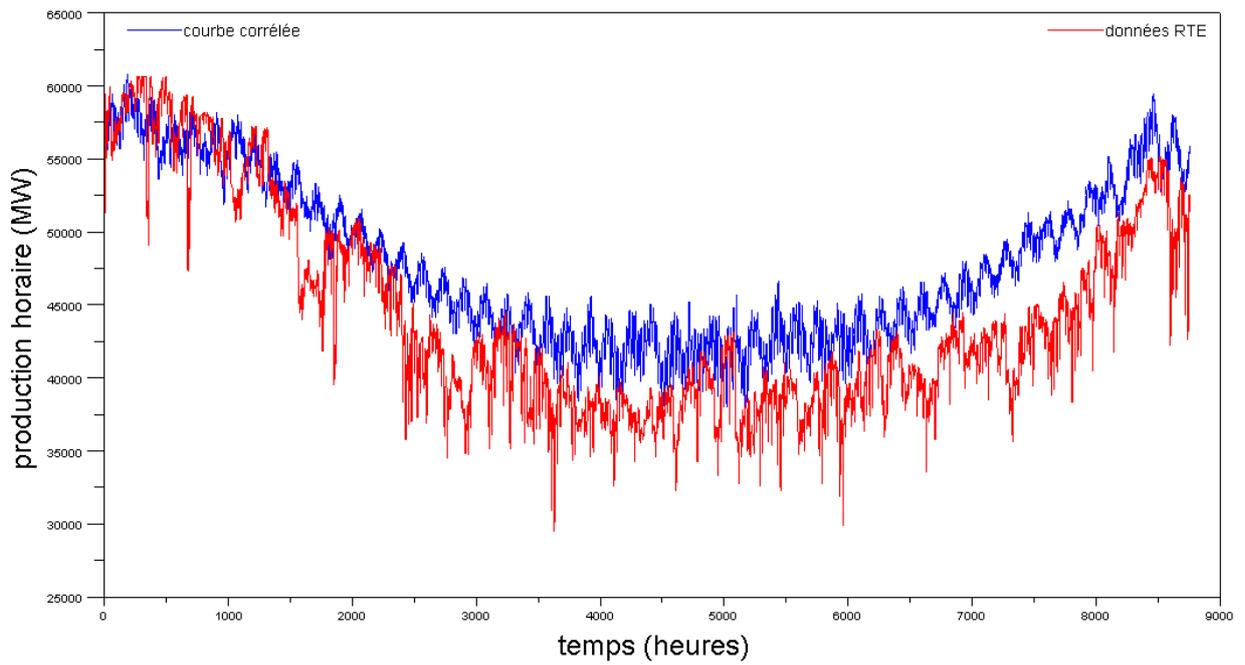
---

Qui permettent d'obtenir les courbes suivantes :

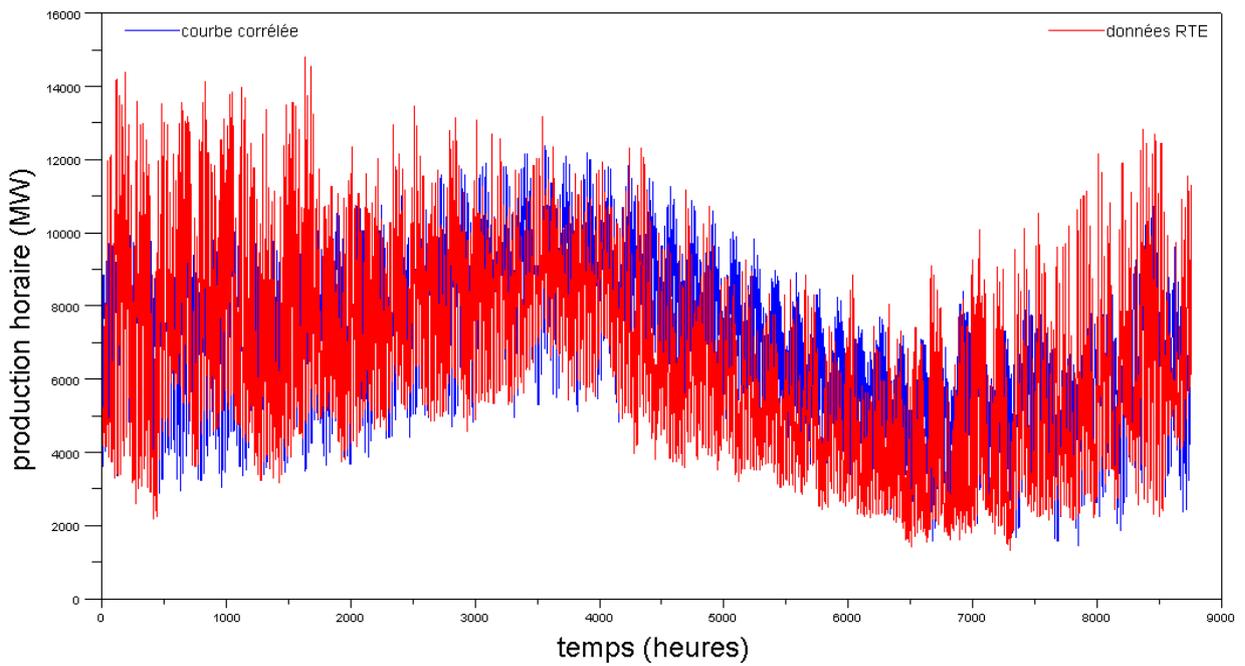
### production totale 2009



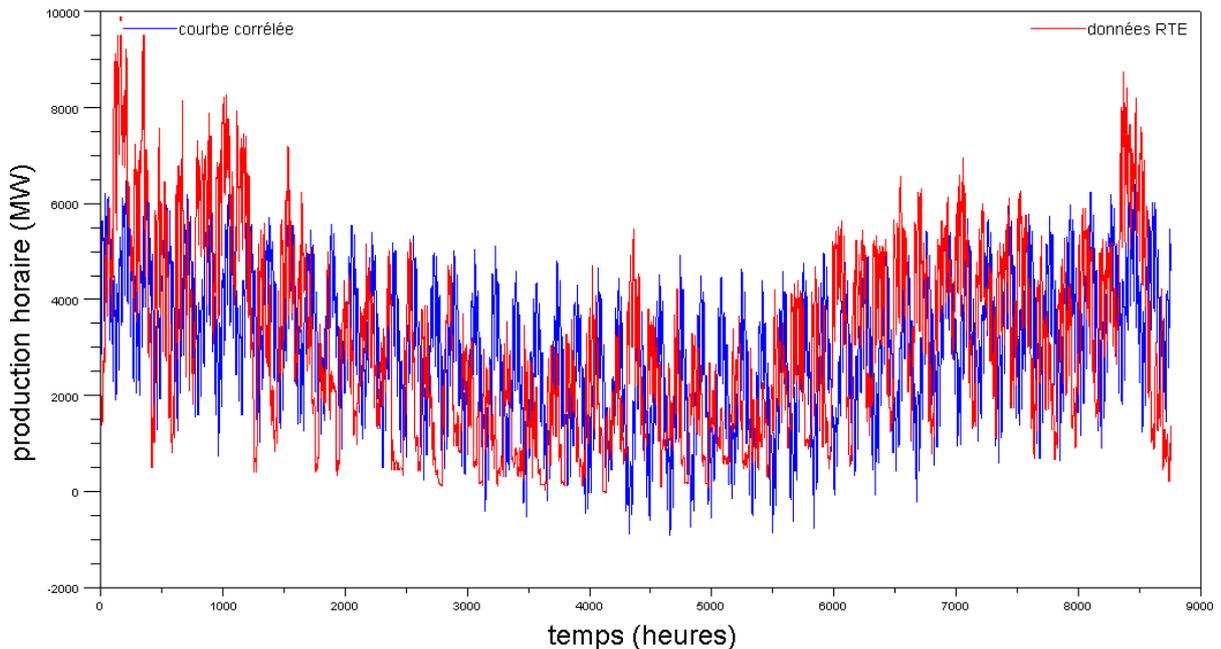
## production nucléaire 2009



## production hydraulique en 2009



## production thermique en 2009



**Figure 28 : Comparaison des courbes corrélées et des courbes issues des données RTE pour l'année 2009, en utilisant les amplitudes calculées pour 2008, selon le mode de production**

Les variations de production sont ici bien décrites, on note néanmoins un décalage significatif en ce qui concerne le volume de production, ce quel que soit le mode de production considéré.

On peut ici aussi exprimer les valeurs des grandeurs  $\sigma$  pour 2009, en se conformant à la définition de cette grandeur pour 2008 et en l'appliquant à 2009 :

**Tableau 16 : Valeur de  $\sigma_{2009}$  pour les différents modes de production considérés**

$\sigma_{2009}(\text{nucléaire})$	0.09
$\sigma_{2009}(\text{hydraulique})$	0.25
$\sigma_{2009}(\text{thermique})$	1.76
$\sigma_{2009}(\text{total})$	0.11

On note ainsi que les productions sont logiquement moins bien décrites sur 2009. De la même façon une analyse des courbes horaires de l'erreur montre l'existence de points atypiques (dans le cas de la production thermique, nombre d'occurrence d'une erreur supérieure à 1 de 5129, 305 occurrences d'une erreur supérieure à 10, valeur maximale 475. Valeur moyenne de l'erreur relative si on néglige les occurrences supérieures à 1 : 0.30, et 0.98 si on néglige les erreurs supérieures à 10).

Les grandeurs intéressantes à exploiter ici concernent plus la structure du mix de production, et donc les impacts environnementaux liés à ce dernier. On s'intéresse donc à l'évolution de la valeur du mix de production, et plus précisément aux émissions de CO2 équivalent liées.

Les émissions considérées pour les différents types de production sont listées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 17 : Emissions de CO2 eq/kWh considérées pour chaque mode de production**

<b>Mode de production</b>	<b>kg CO2 eq/kWh d'après EDF [EDF, 2009]</b>	<b>kg CO2 eq/kWh d'après Ecoinvent</b>
Nucléaire	4	7,9
Hydraulique	7	3,5
Gaz	1329	640.8
Charbon	1030	1065.6
Fioul	1067	882
Thermique	1200	854,5

Une valeur moyenne d'émissions a été considérée pour le thermique, on obtient alors pour 2008 et 2009, en utilisant les données Ecoinvent, les courbes suivantes :

## Emissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité en 2008

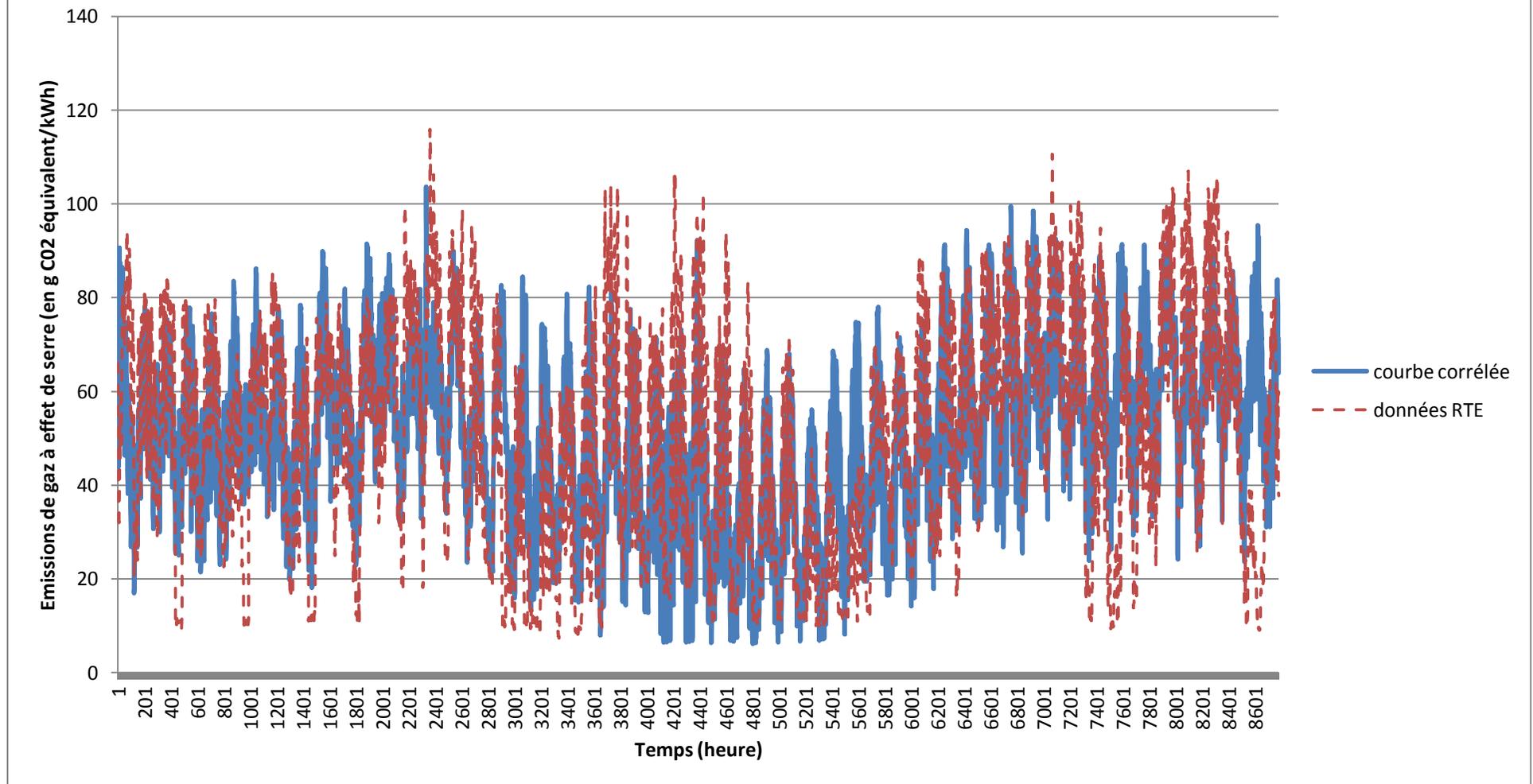


Figure 29 : Evolution des émissions de gaz à effet de serre de la production électrique française en 2008

## Emissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité en 2009

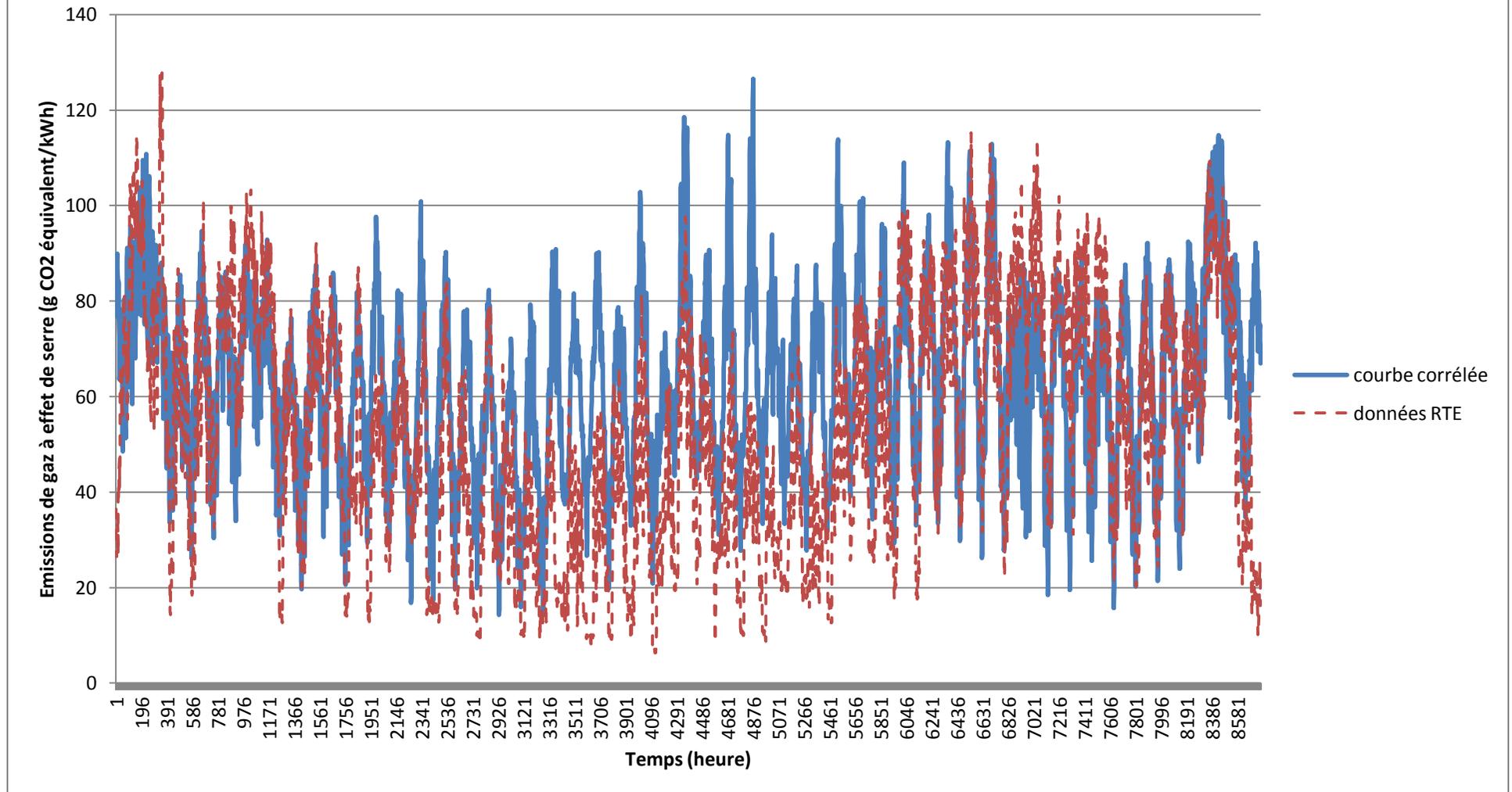


Figure 30 : Evolution des émissions de gaz à effet de serre de la production électrique française en 2009

Les émissions moyennes de gaz à effet de serre obtenues sont alors de 93 g CO2 eq/kWh pour 2008, et de 98 g CO2 eq/kWh pour 2009, dans le cas des courbes corrélées. La comparaison avec les valeurs issues des données RTE montrent ici une légère sous évaluation des émissions moyennes de CO2 dans le cas corrélé, le rapport entre les deux valeurs étant de 0,89 et de 0,92 pour les années 2008 et 2009 respectivement.

Considérant les valeurs retenues par EDF pour le contenu CO2 des différents modes de production de l'électricité, les chiffres obtenus sont alors de 71,3 g CO2 eq/kWh pour 2008, et de 74,4 g CO2 eq/kWh pour 2009. La comparaison entre les grandeurs obtenues par le modèle et les grandeurs mesurées par RTE, les rapports devenant respectivement 1,03 et 1,07, montre l'influence des facteurs considérés pour chaque mode de production, qui pour une même erreur faite entre le cas corrélé et les données mesurées, donnent en moyenne une importance différente à celle-ci selon les cas. L'écart entre données d'émissions (EDF vs Ecoinvent) est en moyenne plus important que l'erreur induite par la modélisation du mix de production.

On peut ici calculer une grandeur équivalente à celle définie précédemment pour évaluer l'écart entre les données fournies par RTE et les valeurs obtenues à partir des fonctions obtenues par la méthode des moindres carrés. Soit :

$$\sigma_{2008} = \frac{\sum_{h=1}^{8784} \frac{|CO2(h)_{RTE\ 2008} - CO2(h)_{corrélée\ 2008}|}{CO2(h)_{RTE}}}{8784}$$

$CO2(h)_{RTE\ 2008}$  correspondant aux émissions de gaz à effet de serre liées à la production électrique pour l'heure  $h$ , mesurée par RTE, en g CO2 eq/kWh,

$CO2(h)_{corrélée\ 2008}$  étant la valeur des émissions en gaz à effet de serre obtenue à partir des fonctions corrélées par la méthode des moindres carrés non-linéaires, en g CO2 eq/kWh,

Respectivement pour 2009.

On obtient alors, à partir des données Ecoinvent :

**Tableau 18 : Valeurs de  $\tilde{\sigma}_{2008}$  et  $\tilde{\sigma}_{2009}$**

$\tilde{\sigma}_{2008}$	0.48
$\tilde{\sigma}_{2009}$	0.59

On obtient donc une valeur moyenne pour l'erreur relative relativement élevée dans les deux cas. Comme relevé précédemment, et en observant les courbes ci-dessus, on voit que si les tendances sont globalement bien modélisées, leur amplitude peut parfois être mal évaluée. De même il semble que les brusques variations soient mal prises en compte. On notera encore une fois que la valeur moyenne est fortement conditionnée par l'occurrence de points atypiques pour lesquels l'erreur prend des valeurs très élevées.

Afin d'affiner l'analyse des courbes et des imprécisions liées à la modélisation de la production, on exprime cette même grandeur heure par heure :

$$\bar{\sigma}_{2008}(h) = \frac{|CO2(h)_{RTE\ 2008} - CO2(h)_{corrélée\ 2008}|}{CO2(h)_{RTE\ 2008}}$$

Respectivement pour l'année 2009. On obtient alors le graphique suivant :

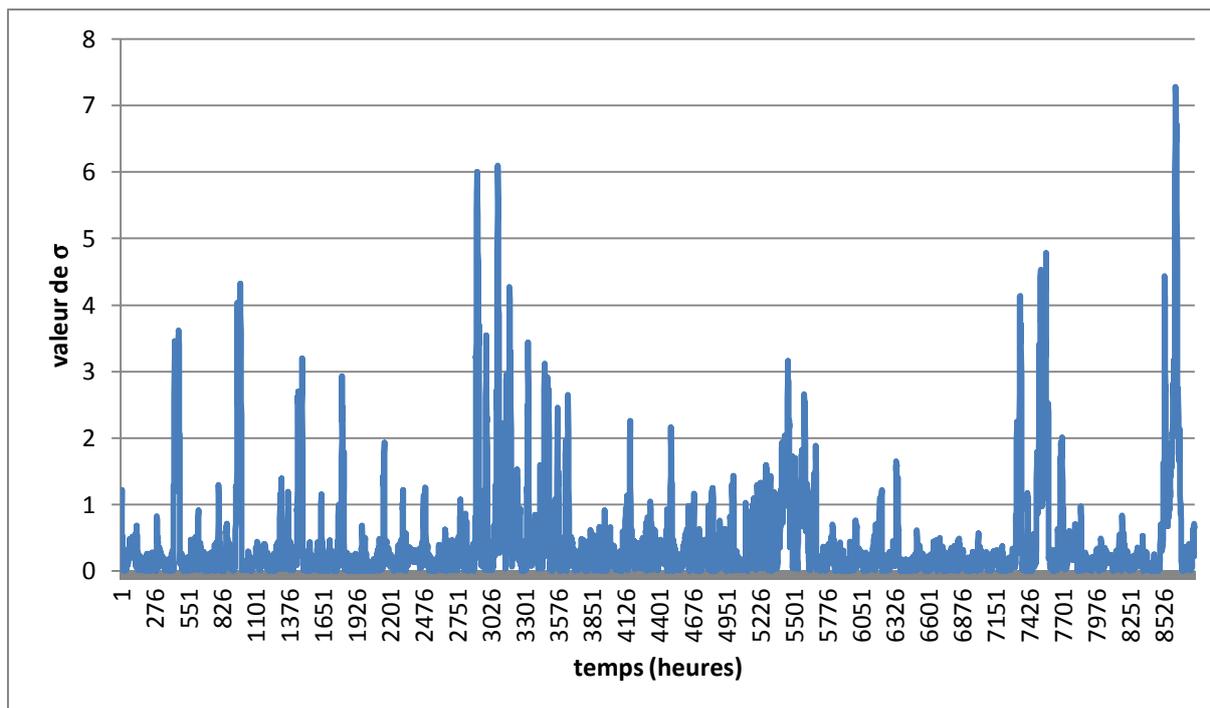


Figure 31 : Evolution de  $\bar{\sigma}_{2008}$  au cours du temps

On observe bien ici l'apparition et l'importance des valeurs atypiques ponctuelles. On notera que leur nombre et leur amplitude sont plus significatifs au cours des intersaisons, où les variations de production sont les plus importantes et où elles sont moins liées à des aspects climatiques. Nous calculons de plus la grandeur suivante :

$$CO_2(h)_{RTE\ 2008} - CO_2(h)_{corrélée\ 2008}$$

Afin d'analyser l'influence de l'erreur sur le calcul des émissions.

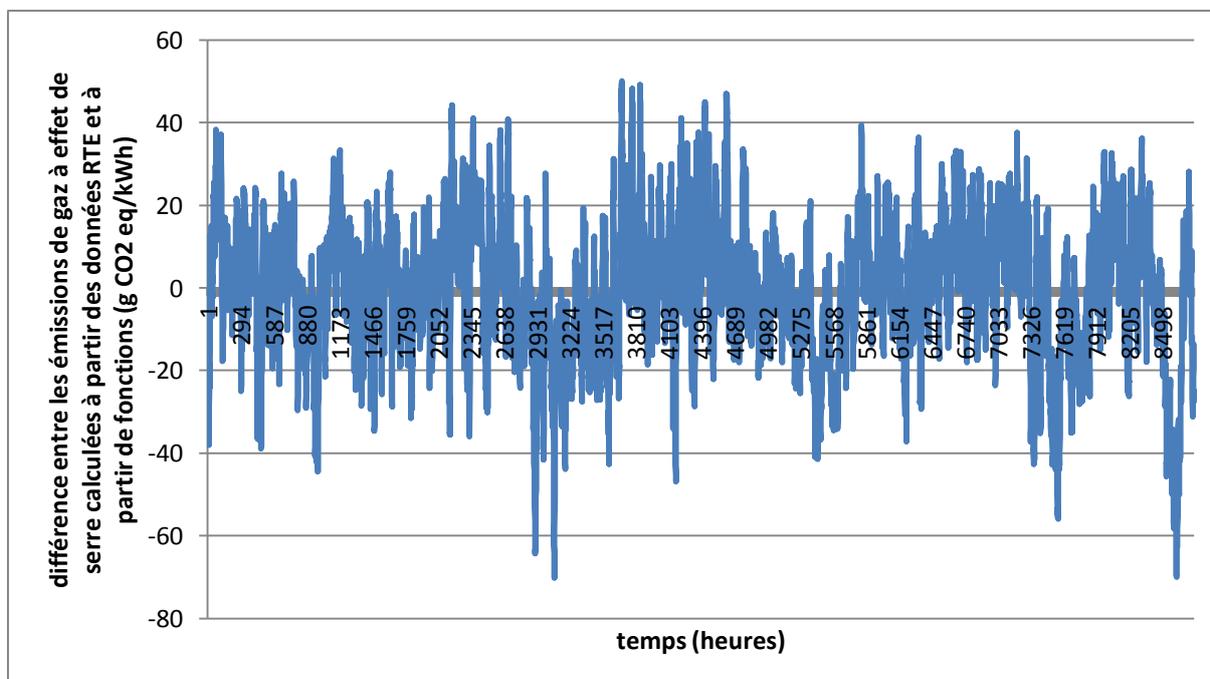


Figure 32 : Evolution de  $CO_2(h)_{RTE\ 2008} - CO_2(h)_{corrélée\ 2008}$  en fonction du temps, d'après les données d'émission Ecoinvent

La courbe montre que sur l'ensemble de l'année, la simulation conduit à une répartition équivalente, en occurrences et en amplitude des sous-évaluations et des surévaluations de la production. Cet aspect est une conséquence directe de la méthode utilisée pour la corrélation, qui cherche à minimiser pour l'échantillon considéré en entier (donc sur une année) la somme des carrés des différences entre données à corrélérer et données obtenues par modélisation. Cette approche permet de rester globalement, sur l'année, en cohérence selon que l'on considère les données de RTE ou celles corrélées.

Les deux courbes précédentes sont aussi tracées pour l'année 2009 :

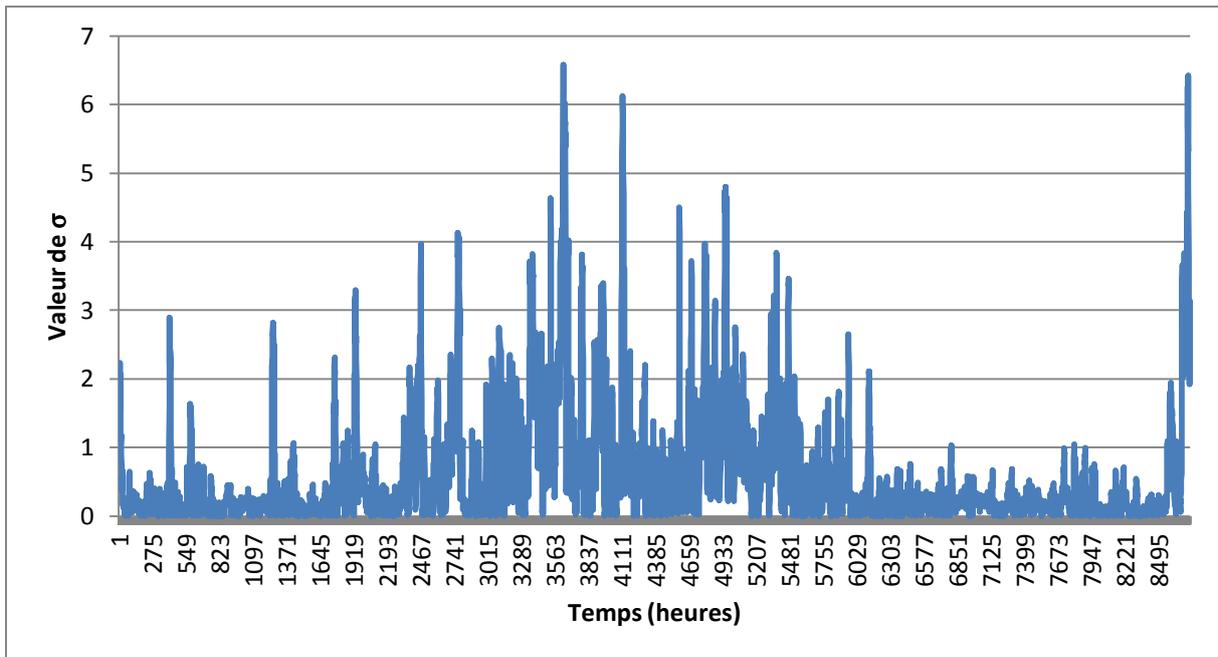


Figure 33 : Evolution de  $\bar{\sigma}_{2009}$  au cours du temps

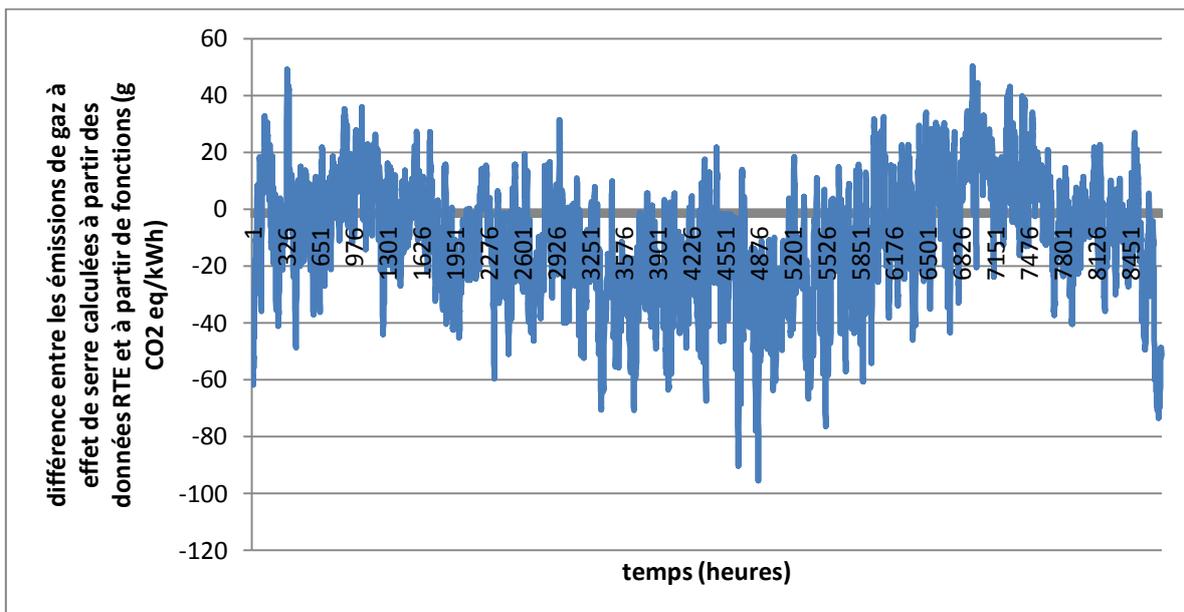


Figure 34 : Evolution de  $CO_2(h)_{RTE\ 2009} - CO_2(h)_{corrélée\ 2009}$  en fonction du temps, d'après les données d'émission Ecoinvent

On voit donc que le modèle appliqué à 2009 permet de rester dans des ordres de grandeur d'erreur similaires, tout en augmentant le nombre de valeurs élevées, principalement localisées à la période chaude de l'année. En revanche l'erreur tend globalement vers une sous-évaluation sur l'année 2009.

La répartition annuelle de l'erreur est caractérisée dans les graphiques suivants, présentant pour chaque mois la moyenne de l'erreur relative :

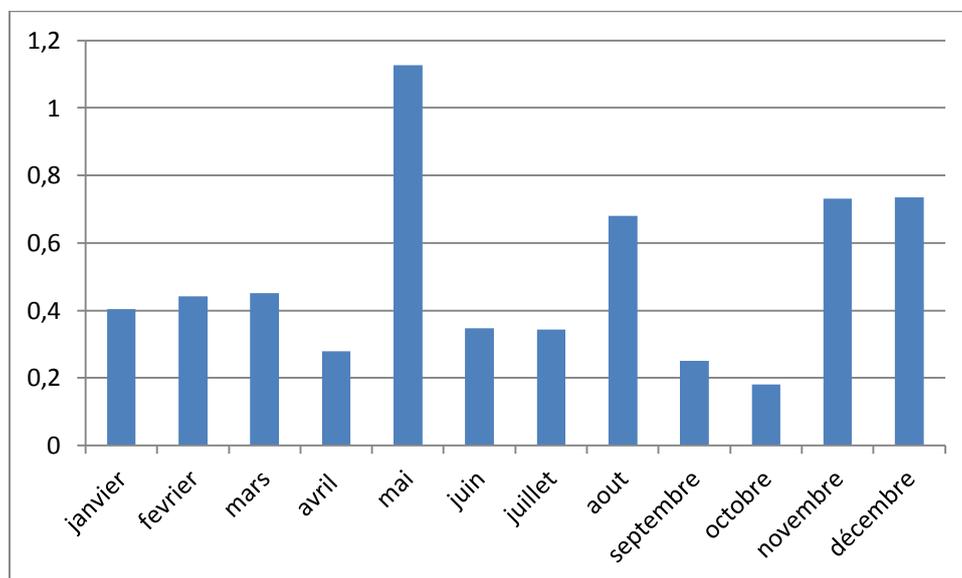


Figure 35 : Valeur de  $\tilde{\sigma}_{2008}$  en fonction du mois

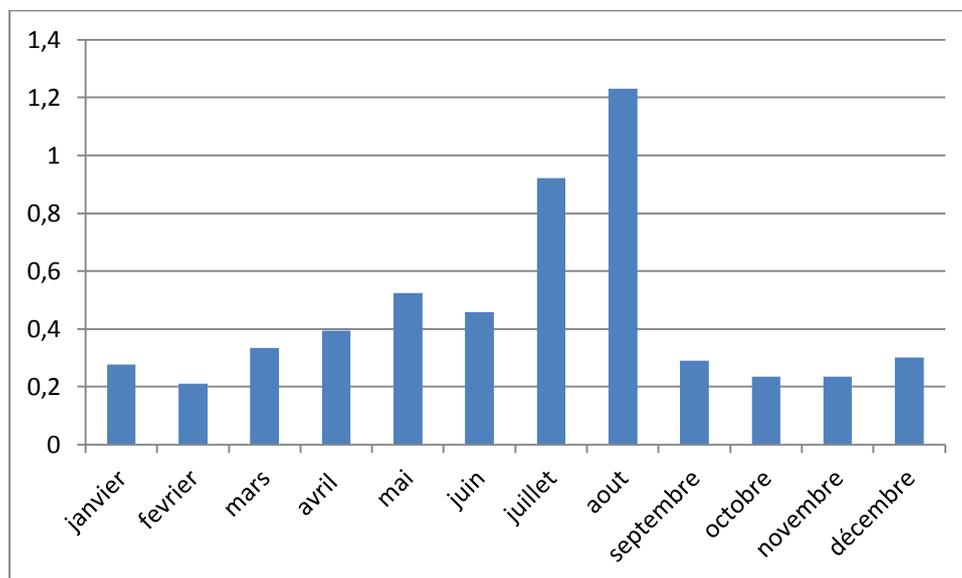


Figure 36 : Valeur de  $\tilde{\sigma}_{2009}$  en fonction du mois

Ces courbes mettent bien en évidence la prédominance de l'erreur sur la saison chaude et en intersaison. Il faudra donc être particulièrement attentif à l'analyse des variations saisonnières de production, dans le but d'évaluer les impacts des usages liés.

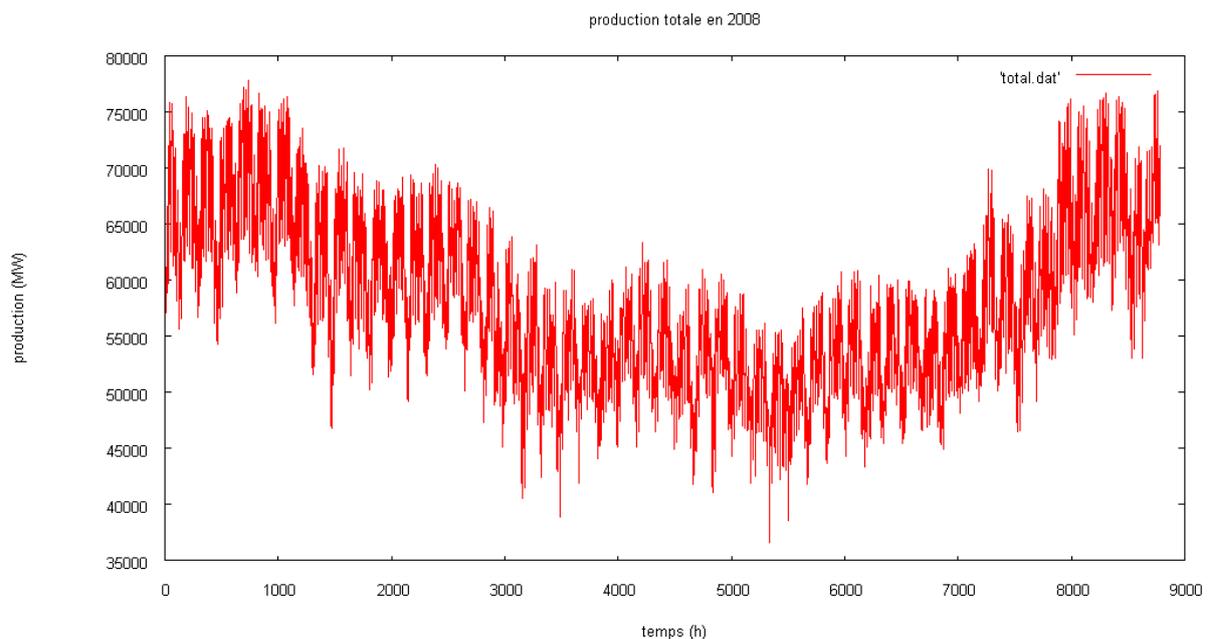
La méthodologie appliquée a donc permis d'obtenir un modèle décrivant l'évolution du mix de production d'électricité en fonction du temps. Des erreurs non négligeables sont néanmoins faites, de façon non-uniformément répartie sur l'année. Ces erreurs, liées aux hypothèses simplificatrices,

sont amplifiées lors de la transposition à une autre année. Ceci est notamment dû à la simplification de la dépendance aux facteurs climatiques opérée, qui prend une importance accrue si l'on considère une année présentant de fortes singularités météorologiques. Elles sont aussi pour partie dues à l'existence au cours de l'année d'événements ponctuels qui brisent la régularité de l'évolution de la production (jours fériés, vacances, période de grande chaleur ou de grand froid). Notre approche permet d'obtenir une description systémique de la production, qui s'affranchit de ces irrégularités en les intégrant de façon moyenne sur la période de temps considérée, et permet donc une prise en compte du lien entre production et usage.

#### II-2-4 Valorisation des résultats, lien avec les usages et leurs impacts

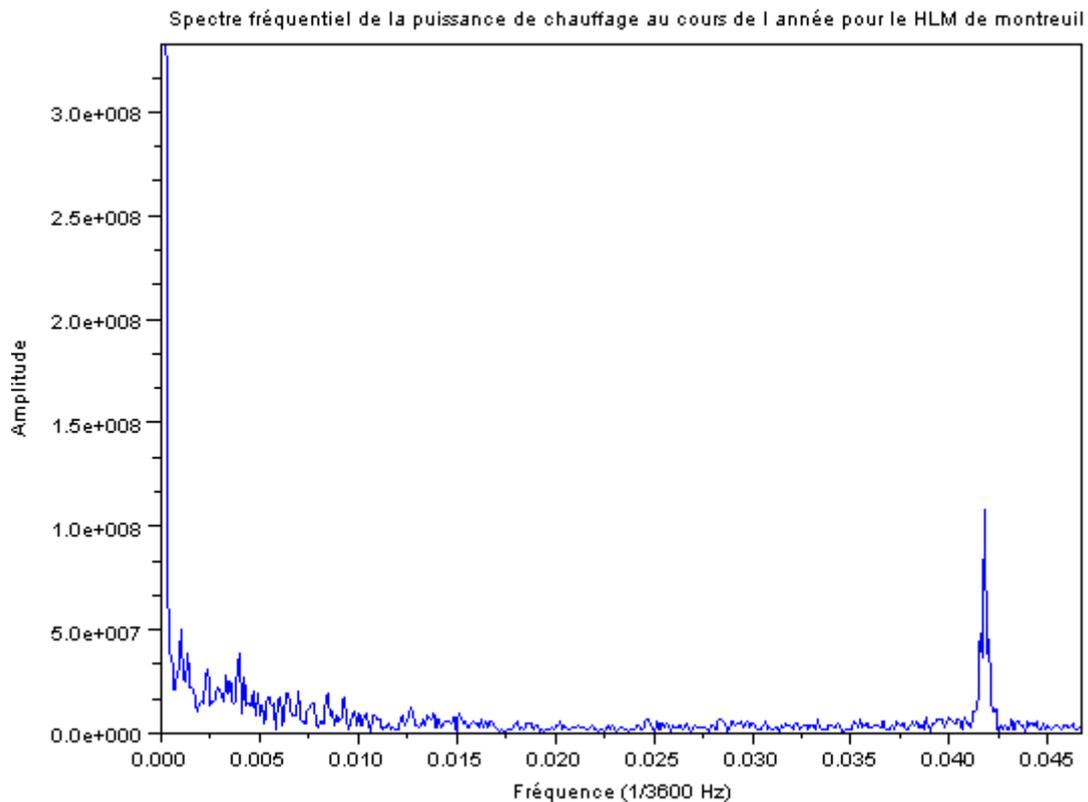
Il convient ensuite d'exploiter les informations fournies par les expressions obtenues, afin d'affiner le calcul des impacts environnementaux des différents usages de l'électricité. Ainsi l'analyse des différentes morphologies d'évolution de la production totale peut permettre, en s'appuyant sur des hypothèses, de déterminer les liens entre usages et mode de production de l'électricité.

La production d'électricité est caractérisée par trois tendances d'évolution temporelles spécifiques, qui peuvent être considérées comme caractéristiques des usages liés. Ainsi, on notera une tendance annuelle, mise en évidence sur le graphique suivant :



**Figure 37: Production totale d'électricité en France en 2008, heure par heure**

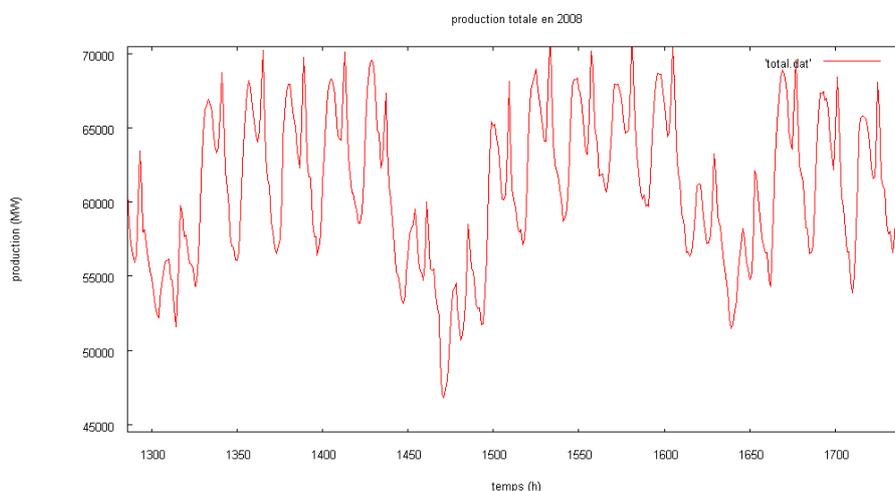
On observe ici une variation saisonnière de la production, qu'on considère ici comme liée à l'usage d'électricité pour des besoins de chauffage. Cette hypothèse est appuyée sur l'analyse de la composition fréquentielle d'un cas type d'usage d'énergie pour le chauffage. Ainsi, l'analyse de Fourier du résultat d'une simulation portant sur le projet de rénovation d'un HLM à Montreuil [Peuportier, 2004] permet d'apporter un élément sur les caractéristiques des besoins d'un bâtiment. Les données obtenues sur les besoins de chauffage du bâtiment sont caractérisées par le spectre suivant :



**Figure 38 : Spectre de la courbe de besoins de chauffage pour le HLM de Montreuil**

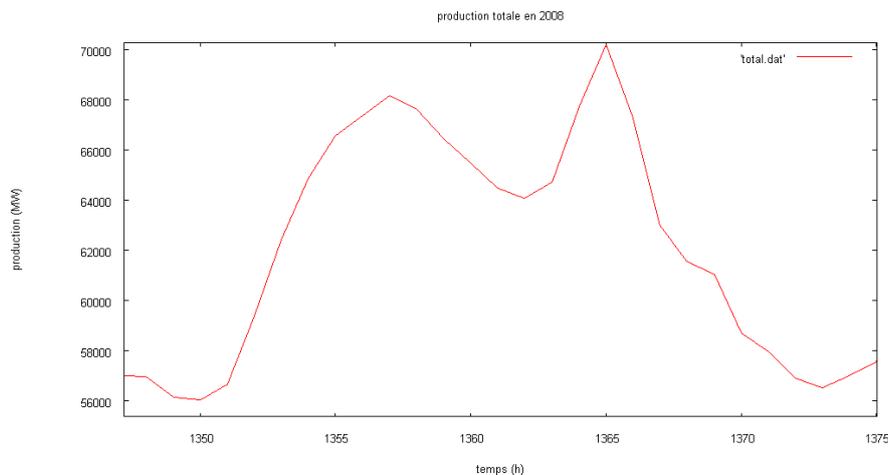
Ce spectre montre la prépondérance dans le cas du chauffage des fréquences caractérisant des variations saisonnières et journalières, les pics d'amplitude principaux étant localisés à des fréquences de  $f = 0,0001 = 1/8736 \text{ h}^{-1}$  et  $f = 0,41 = 1/24 \text{ h}^{-1}$ . C'est cette variation saisonnière qui se répercute sur la production et qu'il convient d'analyser, en déterminant la part de chacun des modes de production contribuant à cette variation.

On observe par ailleurs une variation hebdomadaire de l'amplitude de la production d'électricité, comme présenté dans le graphique ci-dessous. Il existe ainsi une disparité significative des volumes de production, selon que l'on considère les jours de semaine ou le week-end. Cette disparité sera considérée ici comme caractéristique des usages d'électricité liée à un usage professionnel.



**Figure 39: Production totale en France en 2008, zoom sur les semaines 8 et 9**

Enfin on constate, à l'échelle de la journée, une variation de la production selon l'heure :



**Figure 40 : Production totale d'électricité en France en 2008, exemple du jour 56**

Apparaissent deux pics de consommation nets, et une baisse sensible au cours de la nuit. Cette évolution est ici supposée caractéristique des usages domestiques de l'électricité (éclairage, électroménager...).

Ces hypothèses vont servir de base à la détermination de mix de production spécifiques pour différents types d'usage de l'électricité dans le bâtiment. Nous définirons ici quatre catégories différentes :

- Les usages de base, correspondant à des usages dont l'importance absolue ne varie pas au cours de l'année. Dans le cadre de l'étude menée ici, on range dans cette catégorie la consommation d'électricité liée à l'ECS.
- Des usages saisonniers, dont la variabilité se fait sur une année. Ces usages, fortement liés aux conditions climatiques, sont principalement constitués du chauffage au cours de la période de chauffe, et de la climatisation pendant la période chaude de l'année.
- Des usages spécifiques liés aux jours ouvrés, que nous considérerons ici comme des usages professionnels de l'électricité : bureautique, éclairage.
- Des usages journaliers, dont l'évolution dépend de l'heure de la journée, d'une périodicité de 24 heures, considérés comme des usages domestiques de l'électricité (électroménager).

Afin de déterminer les mix électriques spécifiques répondant à chacune de ces catégories d'usage, nous ferons ici une hypothèse d' « empilement des usages ». On considère ainsi qu'aux usages de base correspond un volume de production pour chaque mode spécifique, constamment mobilisé au cours de l'année, et définissant un mix de production donné. On considère ici qu'à cette production de base vient s'ajouter pour chaque mode une production répondant aux usages saisonniers, dont le volume dépend de la période de l'année considérée. De même les variations journalières d'usage et la différence d'appel d'énergie entre le weekend et la semaine impliquent une production supplémentaire à laquelle va correspondre un mix spécifique.

On considère alors que les productions pour les différents modes peuvent à tout moment se décomposer ainsi :

$$\left\{ \begin{array}{l} Th_{TOT}(h) = Th_B(h) + Th_C(h) + Th_{C'}(h) + Th_D(h) + Th_P(h) \\ H_{TOT}(h) = H_B(h) + H_C(h) + H_{C'}(h) + H_D(h) + H_P(h) \\ N_{TOT}(h) = N_B(h) + N_C(h) + N_{C'}(h) + N_D(h) + N_P(h) \end{array} \right.$$

où  $Th_{TOT}(h)$ ,  $H_{TOT}(h)$  et  $N_{TOT}(h)$  correspondent respectivement à la production thermique totale, la production hydraulique totale et la production nucléaire totale à l'heure  $h$ , les grandeurs indicées B, C, C', D et P correspondant elles aux parts de cette production totale répondant, au même instant, à des besoins de base, des besoins saisonnalisés de chauffage, ceux de climatisation des usages domestiques ou des usages professionnels. Ces équations restent valables lorsque l'on considère les grandeurs annuelles, soit en ce qui concerne 2008, avec pour  $i \in [TOT ; B ; C ; D ; P]$  :

$$\left\{ \begin{array}{l} Th_i = \sum_{h=1}^{8784} Th_i(h) \\ H_i = \sum_{h=1}^{8784} H_i(h) \\ N_i = \sum_{h=1}^{8784} N_i(h) \\ Th_{TOT} = Th_B + Th_C + Th_{C'} + Th_D + Th_P \\ H_{TOT} = H_B + H_C + H_{C'} + H_D + H_P \\ N_{TOT} = N_B + N_C + N_{C'} + N_D + N_P \end{array} \right.$$

La première approche considérée ici se base sur une analyse et un bilan annuel du volume de production pour chaque mode, de sa variation et de sa contribution aux pics mis en évidence précédemment. Ceci nous permettra de définir, pour chaque type de consommation d'électricité défini précédemment, un mix moyen annuel spécifique, servant de base au calcul des impacts. Cette démarche se fera dans un premier temps en se basant sur les données fournies par RTE, puis sur les courbes obtenues à partir de la méthode des moindres carrés.

On peut donc, en analysant les contributions de chaque type de production aux différentes variations de la production globale, déterminer la composition énergétique et les impacts environnementaux des différents usages de l'électricité. Ceci passe dans un premier temps par la détermination du mix de production de base. En accord avec nos hypothèses, ce mix de base correspondra au creux de production nocturne, le weekend, et en été, ce qui doit en théorie correspondre au minimum de production sur l'année. Considérons les grandeurs suivantes, correspondant au mix de production d'électricité pour les usages de base :

$$\left\{ \begin{array}{l} N_B \\ H_B \\ Th_B \end{array} \right.$$

Et les pourcentages correspondants

$$Mix_B(nucleaire) = \frac{N_B}{N_B + H_B + Th_B}$$

$$Mix_B(\text{hydraulique}) = \frac{H_B}{N_B + H_B + Th_B}$$

$$Mix_B(\text{thermique}) = \frac{Th_B}{N_B + H_B + Th_B}$$

Les valeurs obtenues pour le minimum de production totale en 2008 sont :

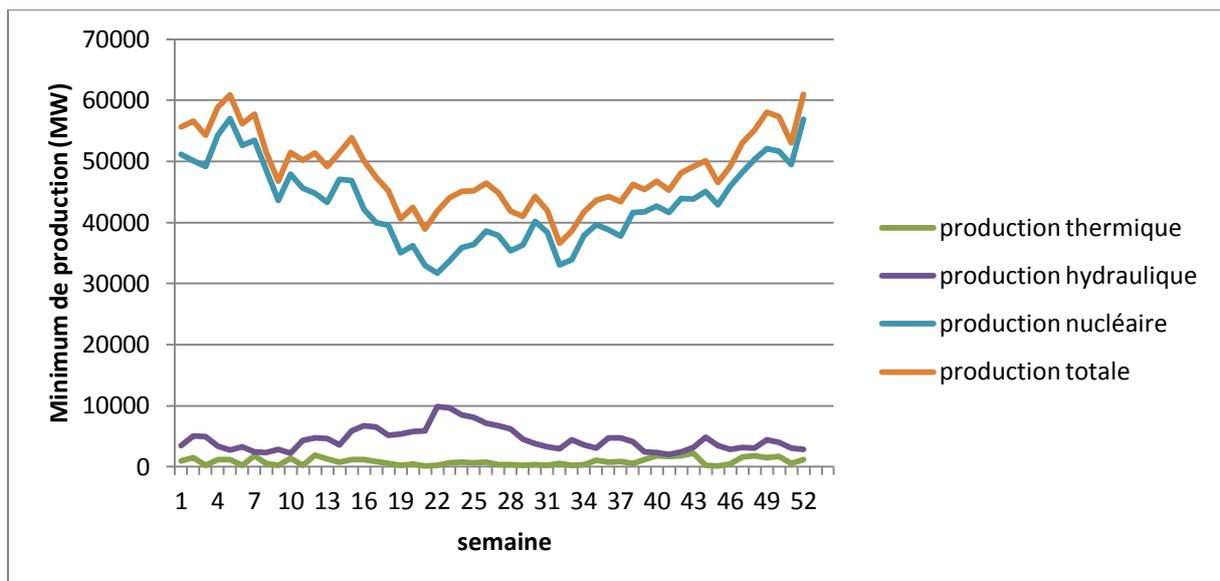
**Tableau 19 : Mix de production pour les usages de base de l'électricité, déterminé à partir du point de production totale minimale**

$N_B$	37828 MW	$Mix_{min}(\text{nucleaire})$	0,91
$H_B$	3448 MW	$Mix_{min}(\text{hydraulique})$	0,08
$Th_B$	466 MW	$Mix_{min}(\text{thermique})$	0,01

On peut alors obtenir les émissions de gaz à effet de serre pour un kWh d'électricité correspondant à ce point :

$$E_{min} = 16,9 \text{ g} \frac{CO2eq}{kWh \text{ produit}}$$

On notera ici que le minimum de production global ne correspond pas à un minimum pour tous les modes de production. Une analyse plus précise de la production montre en fait que le mix défini par cette valeur minimale ne peut pas être considéré comme représentatif du mix de production théorique correspondant aux usages de base. Ainsi des ajustements locaux et globaux de production entre les différents modes de production (pouvant être liés à des facteurs techniques, climatiques...) perturbent cette vision théorique de la production. Cette caractéristique peut par exemple être mise en évidence sur la figure suivante, qui montre l'évolution au cours de l'année du minimum de production hebdomadaire, pour la production totale ainsi que pour chaque mode de production (minimum atteint au cours de la nuit du samedi au dimanche).



**Figure 41 : Evolution de la valeur du minimum hebdomadaire de production pour chaque mode de production selon les semaines de l'année 2008**

On observe ainsi que la production hydraulique « de base » suit au cours de l'année une tendance inverse de celle des deux autres grands modes de production.

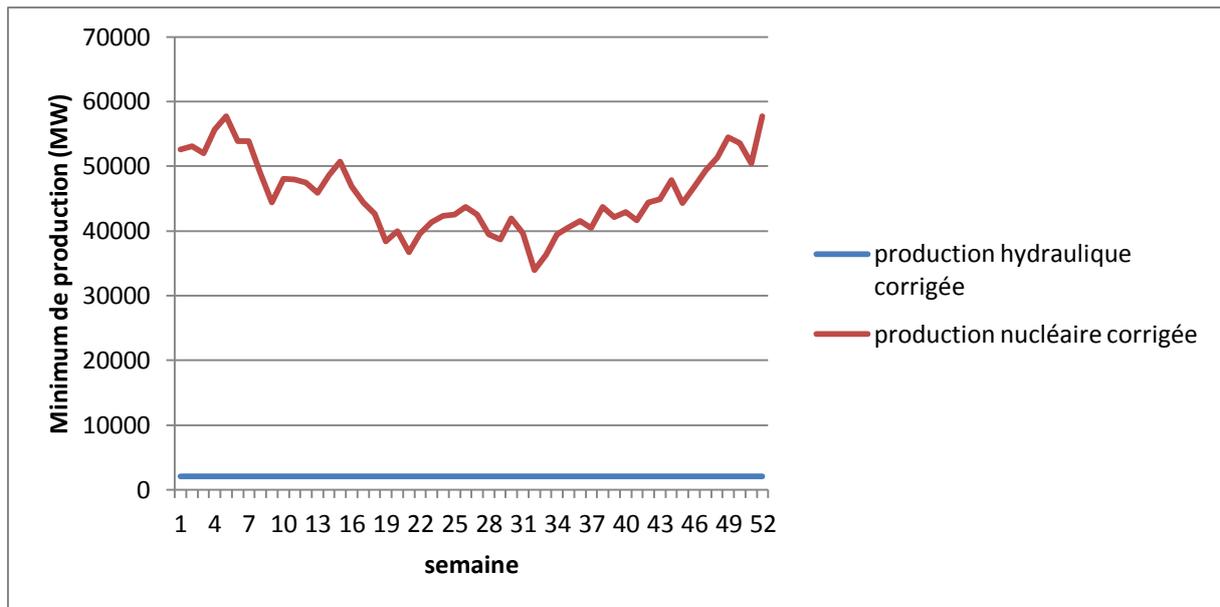
Afin de calculer le mix de production de base de l'électricité, on constate donc que se limiter au minimum de production totale atteint ne permet pas d'obtenir un résultat pertinent. De même une moyenne des valeurs obtenues hors saison de chauffe ne fournit pas un résultat satisfaisant, vue la physionomie d'évolution de la production hydraulique. Nous ferons ici l'hypothèse que cette variation ne correspond pas à une saisonnalité des usages mais traduit le mécanisme d'inter-compensation des productions hydrauliques et nucléaires. Ainsi on considèrera ici que l'augmentation de production hydraulique reste une production de base, qui compense une baisse de la production nucléaire, liée aux conditions climatiques ou à des aléas techniques.

Cette méthodologie met néanmoins en avant une spécificité de la production électrique française. En effet une analyse des données montre que le minimum global de production ne correspond pas à un minimum pour chaque type de production, mais seulement à un minimum pour la production nucléaire. Ceci s'explique par le fait que considérer une dépendance de la production électrique aux usages seuls (et par voie de conséquence au temps et à la température) constitue une simplification. Ainsi d'autres facteurs interviennent, notamment des facteurs techniques liés à l'exploitation des centrales et autres moyens de production d'électricité mis en œuvre, ainsi que des facteurs économiques, de coût de la production et de la consommation. On peut donc ici supposer que ce minimum est consécutif d'un événement ponctuel qui modifie localement le mix énergétique de production d'électricité (par exemple la baisse de la production nucléaire liée à un événement climatique ou une contrainte technique, compensée par les autres modes de production de l'électricité). On choisit donc ici de ne pas considérer ce minimum comme représentatif.

Une analyse plus fine des courbes ci-dessus est donc nécessaire pour déterminer la répartition entre usages de base et usages saisonniers des volumes de production considérés. On note ainsi que la production hydraulique suit une tendance inverse à celle de la production globale, en augmentant au cours de la période chaude de l'année. Ceci qui nous permet d'émettre l'hypothèse que ce mode de production n'intervient pas dans les usages saisonniers de type chauffage. Nous considèrerons donc ici comme caractéristique des usages de base le minimum de production atteint pour l'hydraulique, parmi les valeurs considérées dans la courbe ci-dessus (correspondant aux valeurs minimales hebdomadaires de production totale). Nous supposons alors que l'augmentation de production est principalement liée à un ajustement de la production de base liée à la variabilité des autres modes de production, notamment nucléaire. Ainsi le volume de production hydraulique horaire considéré pour les usages de base correspondra au minimum de la courbe. La courbe de production nucléaire est quand à elle corrigée de cette façon :

$$\begin{aligned} Prod(nucleaire)_{corrigée} &= Prod(nucleaire)_{initiale} \\ &+ (Prod(hydraulique)_{initiale} - \min(Prod(hydraulique)_{initiale})) \end{aligned}$$

Le minimum de cette nouvelle courbe déterminant la production nucléaire pour les usages de base.



**Figure 42 : Evolution corrigée des minimums hebdomadaires de production pour l'hydraulique et le nucléaire, selon les semaines de 2008**

La production électrique pour les usages de base est alors caractérisée ainsi :

**Tableau 20 : Mix de production pour les usages de base de l'électricité, déterminé à partir des valeurs minimales de production pour chaque mode**

$N_B$	298553 GWh	$Mix_B(nucleaire)$	0,94
$H_B$	17867 GWh	$Mix_B(hydraulique)$	0,06
$Th_B$	0 MW	$Mix_B(thermique)$	0
Total sur l'année	316,4 TWh		

Cette répartition permet de calculer une valeur pour les émissions de gaz à effet de serre correspondant aux usages de base de l'électricité :

Données prises en compte par EDF	$E_B = 8,2 g \frac{CO2eq}{kWh produit}$
Données Ecoinvent	$E_B = 10,5 g \frac{CO2eq}{kWh produit}$

Ces courbes permettent alors de déterminer le mix de production caractérisant les usages saisonniers de chauffage. Il sera obtenu en faisant le bilan, sur la période froide de l'année (prise ici correspondant à la période de chauffe, soit ici les 16 premières semaines de l'année et les 10 dernières), de la différence existant entre la valeur de production atteinte au moment du minimum hebdomadaire et celle correspondant à la production de base, présentées dans le tableau précédent. On obtient alors les valeurs suivantes :

$N_C$	68681 GWh	$Mix_C(nucleaire)$	0,94
$H_C$	0 GWh	$Mix_C(hydraulique)$	0
$Th_C$	4420 GWh	$Mix_C(thermique)$	0,06
Total sur l'année	73,1 TWh		

Le volume de production obtenu ici pour le chauffage est cohérent, en ordre de grandeur, avec l'hypothèse couramment admise qui associe à cet usage environ 10 % de la production annuelle totale.

Données prises en compte par EDF	$E_C = 75,7 \text{ g} \frac{\text{CO2eq}}{\text{kWh produit}}$
Données Ecoinvent	$E_C = 58,6 \text{ g} \frac{\text{CO2eq}}{\text{kWh produit}}$

Une production résiduelle, correspondant aux écarts entre minimum hebdomadaire et production de base pendant la période chaude de l'année (soit hors période de chauffe), sera quand à elle assignée à des usages de type climatisation, en considérant que les variations saisonnières du minimum hebdomadaire de production au cours de l'année sont caractéristiques de la gestion des ambiances dans les bâtiments. Les résultats obtenus sont ici :

$N_{C'}$	29825 GWh	$Mix_{C'}(\text{nucleaire})$	0,91
$H_{C'}$	0 GWh	$Mix_{C'}(\text{hydraulique})$	0
$Th_{C'}$	2922 GWh	$Mix_{C'}(\text{thermique})$	0,09
Total sur l'année	32,7 TWh		

Données prises en compte par EDF	$E_{C'} = 110,7 \text{ g} \frac{\text{CO2eq}}{\text{kWh produit}}$
Données Ecoinvent	$E_{C'} = 79,9 \text{ g} \frac{\text{CO2eq}}{\text{kWh produit}}$

L'étape suivante consiste ici à s'intéresser aux variations journalières et hebdomadaires de la production. Cette morphologie, où la production d'électricité est maximale sur les cinq premiers jours (avec des maximums locaux dont la valeur reste quasiment constante), et une production dont l'importance est atténuée au cours du week-end.

Cette tendance peut être considérée comme illustrant l'influence des usages professionnels de l'électricité, qui se superposent aux usages domestiques, qui eux apparaissent seuls (ou presque) pour les deux derniers jours de la semaine. Ainsi la différence qui existe entre les valeurs maximales atteintes au cours de la semaine et celles atteintes au cours du week-end peut constituer un premier élément d'évaluation de l'importance des différents usages de l'électricité.

En retranchant à chaque mode de production considéré le volume de production considéré pour les usages de base et les usages de chauffage, on obtient des courbes ne décrivant plus que ces variations, caractéristiques des usages professionnels et domestiques de l'électricité. Dans certains cas, la valeur correspondant au minimum hebdomadaire de production totale n'est pas exactement la valeur minimale hebdomadaire pour chaque mode de production (dont l'occurrence peut être par exemple déphasée dans le temps, ou correspondre à un jour atypique, comme un jour férié). L'opération peut donc amener l'apparition de valeurs négatives dans les courbes de production, qui seront corrigées.

L'identification des caractéristiques de la production liée aux usages professionnels passe par l'analyse du différentiel existant dans la semaine entre les jours ouvrés et le weekend. Nous calculons donc ici, la différence entre la production résiduelle (i.e. après soustraction des parts correspondant à la consommation de base, au chauffage et/ou à la climatisation) sur les cinq jours

ouvrés de la semaine et la moyenne de la production des deux jours de weekend, comme explicité par les formules suivantes (qui tiennent compte du fait que la première et dernière semaine de 2008 commencent et se terminent respectivement un mardi et un mercredi). Ainsi, la production résiduelle étant définie comme suit :

$$Prod(h)_{residuelle} = Prod(h)_T - Prod(h)_B - Prod(h)_C - Prod(h)_{C'}$$

La valeur de la production atteinte pour chacun des modes à l'heure où intervient le minimum de production totale hebdomadaire ne correspond pas nécessairement au minimum hebdomadaire de production pour chaque mode. Ainsi on obtient en certains points des valeurs négatives pour cette production « résiduelle », qui correspondent à un léger décalage des valeurs minimales hebdomadaires ou à des singularités dans la variation de la production. Ces valeurs négatives ne représentant, en valeur absolue, qu'au maximum 1,3 % de la production résiduelle sur l'année (dans le cas du thermique), nous choisissons de négliger ces valeurs.

$$\left\{ \begin{array}{l} Prod(week(1))_p = \sum_{h=1}^{96} Prod(h)_{residuelle} \\ - \sum_{h=1}^{24} \left( \frac{Prod(h+96)_{residuelle} + Prod(h+120)_{residuelle}}{2} \right) * 4 \\ \\ Prod(week(i))_p = \sum_{h=144+168*(i-2)}^{144+168*(i-2)+120} Prod(h)_{residuelle} \\ - \sum_{h=1}^{24} \left( \frac{Prod(h+144+168*(i-2)+120)_{residuelle} + Prod(h+144+168*(i-2)+144)_{residuelle}}{2} \right) * 5 \\ \\ Prod(week(53))_p = \sum_{h=8712}^{8784} Prod(h)_{residuelle} \\ - \sum_{h=1}^{24} \left( \frac{Prod(h+8664)_{residuelle} + Prod(h+8688)_{residuelle}}{2} \right) * 3 \end{array} \right.$$

Cette moyenne permettant quand à elle de caractériser les usages domestiques de l'électricité.

Un bilan sur l'année entière permet alors de déterminer un mix annuel pour ces deux types d'usage, précisé dans le tableau suivant :

$N_p$	11151 GWh	$Mix_p(nucleaire)$	0,33
$H_p$	8746 GWh	$Mix_p(hydraulique)$	0,26
$Th_p$	13458 GWh	$Mix_p(thermique)$	0,41

Total sur l'année	33,4 TWh
-------------------	----------

Données prises en compte par EDF	$E_P = 487,3 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit}$
Données Ecoinvent	$E_P = 348,3 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit}$

$N_D$	28105 GWh	$Mix_D(nucleaire)$	0,56
$H_D$	15115 GWh	$Mix_D(hydraulique)$	0,30
$Th_D$	6737 GWh	$Mix_D(thermique)$	0,14
Total sur l'année	50,0 TWh		

En considérant que la consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment correspond à 43 % de la consommation totale, et que 23.5 % de cette consommation concerne les usages résidentiels spécifiques et les usages de cuisson, on obtient en appliquant ces ratios à la production totale d'électricité une valeur de 51 TWh, cohérente avec la grandeur obtenue ci-dessus pour les usages domestiques.

Données prises en compte par EDF	$E_D = 120,7 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit}$
Données Ecoinvent	$E_D = 166,2 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit}$

Cette démarche définit donc des mix spécifiques pour chaque grande catégorie d'usage considérée. Le volume total de production ainsi que le mix moyen total est respecté, l'émission moyenne pour un kWh d'électricité calculée à partir des grandeurs définies ci-dessus étant ici de 69,4 gCO<sub>2</sub>/kWh (contre 69,2 gCO<sub>2</sub>/kWh si on considère la production totale, la différence étant due aux productions négligées au cours du calcul).

La même démarche a été menée à partir des données tirées de la modélisation des courbes de production, pour validation et comparaison des résultats. Un intervalle d'erreur est calculé, sur la base de l'erreur relative faite lors de la modélisation aux points considérés pour déterminer les différentes valeurs. Les résultats sont listés dans le tableau ci-dessous :

$N_B$	34556 GWh	$Mix_B(nucleaire)$	0,94
$H_B$	16848 GWh	$Mix_B(hydraulique)$	0,06
$Th_B$	0 GWh	$Mix_B(thermique)$	0

Données prises en compte par EDF	$E_B = 4.1 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit} \pm 0.05$
Données Ecoinvent	$E_B = 7,7 g \frac{CO2eq}{kWh\ produit} \pm 0.8$

$N_C$	333484 MW	$Mix_C(nucleaire)$	0,89
$H_C$	0 MW	$Mix_C(hydraulique)$	0
$Th_C$	39701 MW	$Mix_C(thermique)$	0,11

Données prises en compte par EDF		$E_C = 131,2 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 57.0$	
Données Ecoinvent		$E_C = 97,9 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 81.3$	
$N_{C'}$	79981 MW	$Mix_{C'}(nucleaire)$	0,84
$H_{C'}$	0 MW	$Mix_{C'}(hydraulique)$	0
$Th_{C'}$	15120 MW	$Mix_{C'}(thermique)$	0,16
Données prises en compte par EDF		$E_{C'} = 194,2 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 36.8$	
Données Ecoinvent		$E_{C'} = 139,2 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 57.9$	
$N_P$	7739 GWh	$Mix_P(nucleaire)$	0,34
$H_P$	5696 GWh	$Mix_P(hydraulique)$	0,25
$Th_P$	9009 GWh	$Mix_P(thermique)$	0,40
Données prises en compte par EDF		$E_P = 484,8 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 125.1$	
Données Ecoinvent		$E_P = 346,6 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 36.8$	
$N_D$	13637 GWh	$Mix_D(nucleaire)$	0,28
$H_D$	25080 GWh	$Mix_D(hydraulique)$	0,52
$Th_D$	9453 GWh	$Mix_D(thermique)$	0,20
Données prises en compte par EDF		$E_D = 240,2 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 213,4$	
Données Ecoinvent		$E_D = 171,8 g \frac{CO_2eq}{kWh\ produit} \pm 151,8$	

L'analyse des résultats repose ici sur plusieurs points. On notera tout d'abord des marges d'erreur élevées en ce qui concerne les émissions liées aux usages professionnels et domestiques. Ceci s'explique par le grand nombre de points pris en compte pour le calcul du mix énergétique dans ces cas, qui multiplie les occurrences de valeurs élevées pour l'erreur relative.

Comparons les résultats obtenus avec ceux calculés par RTE et l'ADEME [RTE, ADEME, 2007] en utilisant une méthode moyenne sur l'année.

**Tableau 21 : Emissions de gaz à effet de serre du kWh consommé, calculé par une méthode moyenne sur l'historique 1998-2003 [RTE, ADEME, 2007]**

Usage	Chauffage	Eclairage	Usages 'intermittents'	Usages 'en base'
Contenu moyen	180 g CO2/kWh	100 g CO2/kWh	60 g CO2/kWh	40 g CO2/kWh
Plage de variation	130 - 260	60 - 150	40 - 90	20 - 72

Les données calculées à partir de notre modèle présentent des différences notables. Elles sont liées à différents facteurs. Méthodologiques tout d'abord :

- Les hypothèses de calcul des différents mix associés aux usages sont différentes : ainsi la méthode moyenne considère par exemple comme représentatif des usages en base le mix moyen annuel.
- La méthode moyenne considère le kWh consommé, avec une valeur de pertes en ligne considérée comme constante. Nous ne traitons ici, dans un premier temps, que le kWh produit, les pertes en ligne étant prises en compte dans un deuxième temps, dans une approche dynamique.

Les données traitées sont à ce stade différentes :

- Nous ne nous repons ici que sur une année supposée représentative, alors que la méthode moyenne traite des données moyennes sur la période 1998-2003.
- Considérer le kWh produit ne tient pas compte des importations/exportations. Cette étape constitue la suite de notre travail de modélisation.

## II-3 Prise en compte des importations/exportations

La production et la consommation électrique française sont aujourd'hui fortement liées à des mécanismes d'importation/exportation impliquant les pays frontaliers. De façon plus large elle s'inscrit dans un réseau électrique européen qui interconnecte les infrastructures de production d'électricité des pays concernés. Il apparaît donc nécessaire ici de tenir compte de ces échanges et caractéristiques dans l'évaluation des impacts de la consommation d'électricité.

### II-3-1 Contexte et caractéristiques des échanges

Considérant la France métropolitaine, les échanges d'électricité se font avec les pays frontaliers suivants : l'Allemagne, l'Angleterre, la Belgique, l'Espagne, l'Italie et la Suisse. RTE fournit les données horaires d'importation/exportation pour l'année 2008 sur son site internet<sup>5</sup>, en précisant :

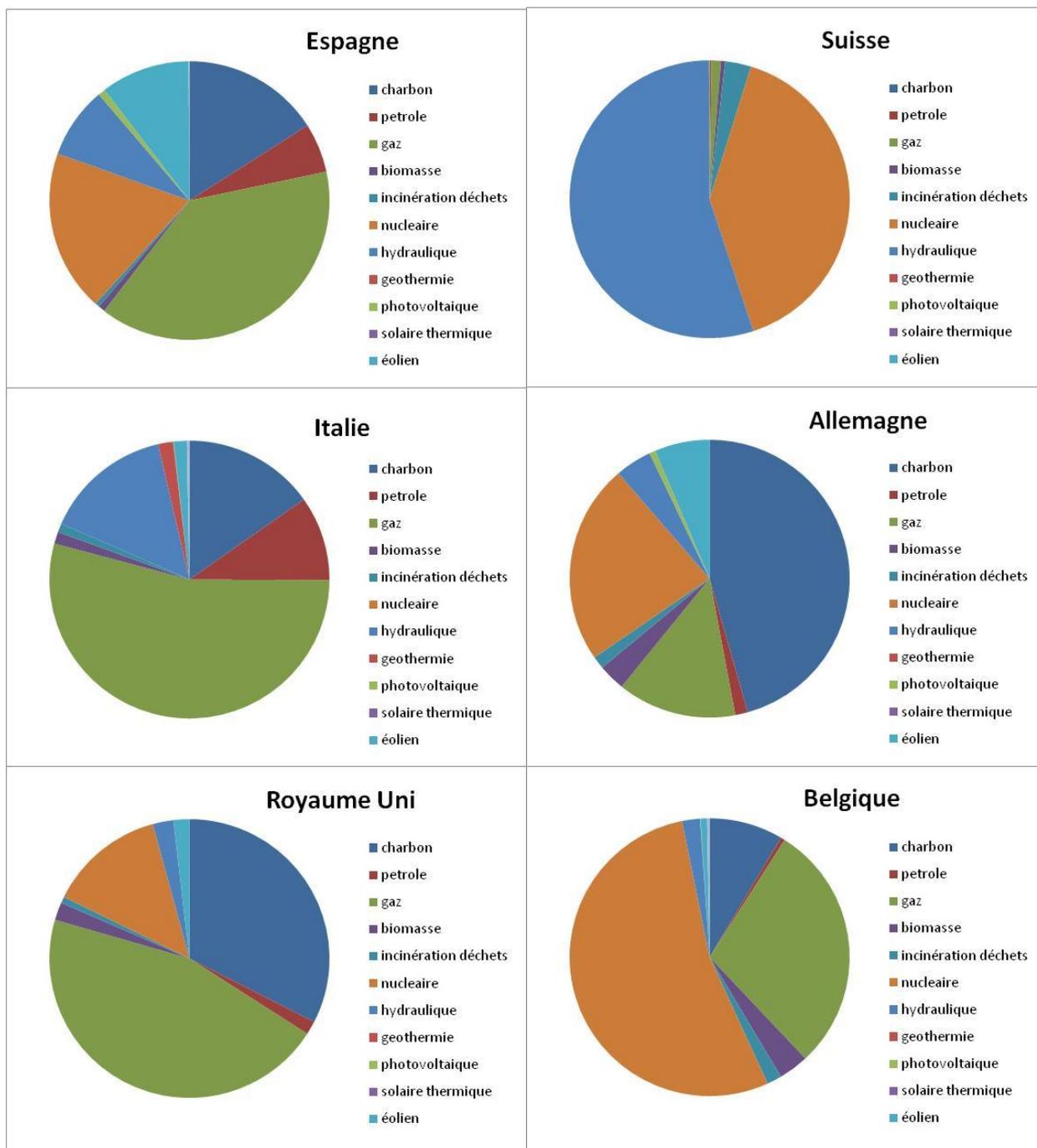
- Les importations totales
- Les exportations totales
- le solde total
- le solde pour chaque pays frontalier

Prendre en compte ces exportations et importations nécessite ici de connaître les caractéristiques de production de l'électricité dans les pays concernés. En première approche, nous ne considérerons ici que le mix de production annuel moyen pour chaque pays concerné (en effet le volume des importations totales sur l'année 2008 représente environ 6 % de la production totale française, ce qui nous permet cette simplification). L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) met à disposition sur son site internet de nombreuses informations sur la production d'électricité, notamment en Europe. Nous reconstituons donc ici le mix de production d'électricité pour 2008 dans chaque pays, on obtient alors les répartitions suivantes<sup>6</sup> :

---

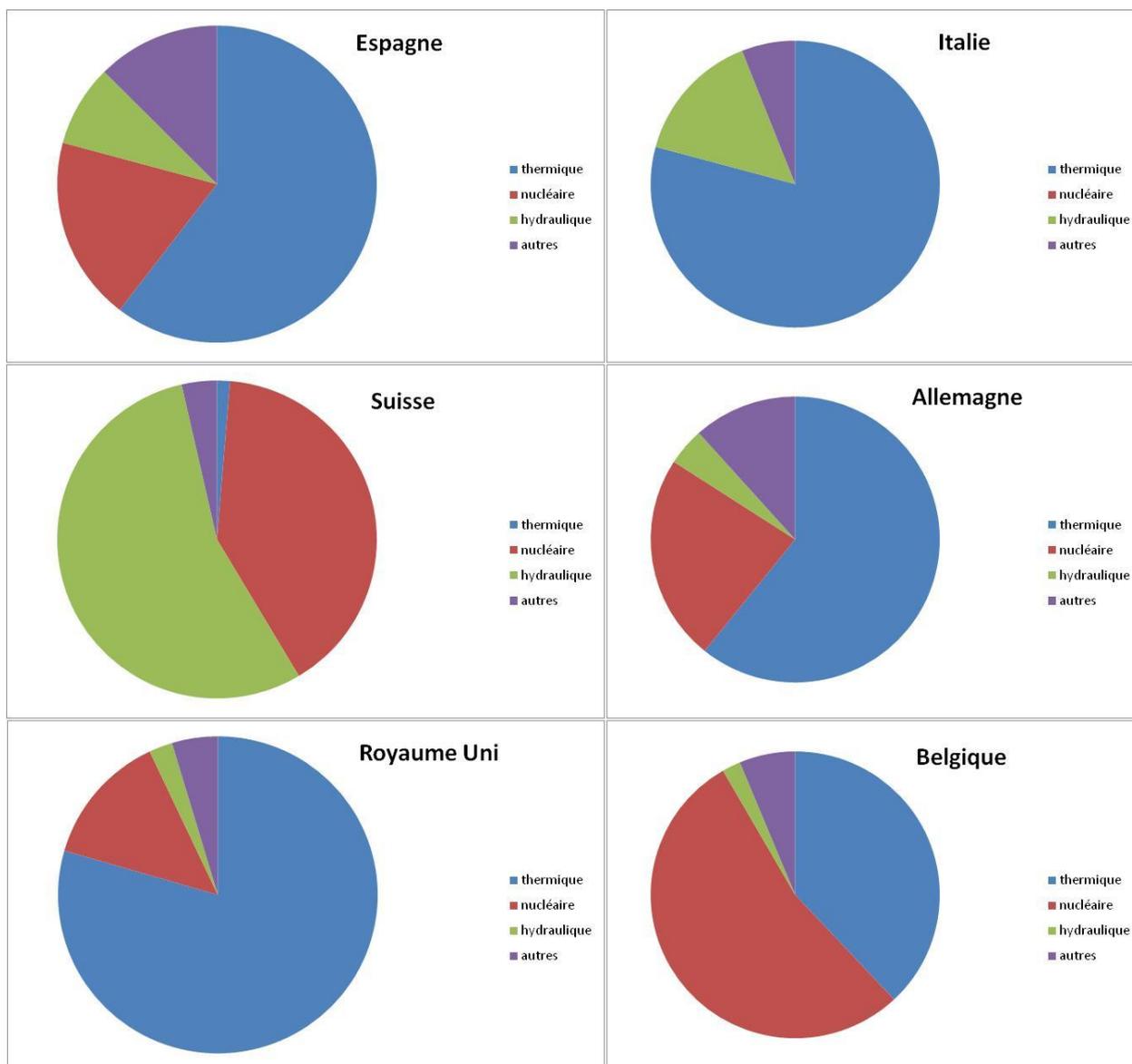
<sup>5</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/vie/interconnexions/all\\_histo/capa\\_bilan.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/vie/interconnexions/all_histo/capa_bilan.jsp)

<sup>6</sup> <http://www.iea.org/stats/index.asp>



**Figure 43 : Mix de production d'électricité dans les pays concernés par les échanges d'électricité avec la France, d'après les données de l'AIE**

On note ici une grande variété des modes de production de l'électricité mis en œuvre. La prédominance du nucléaire, des centrales thermiques et de l'hydraulique reste néanmoins importante, quel que soit le pays considéré. Notre étude se basant ici sur ces trois modes de production, nous considérons alors une structure de la production simplifiée, tel que présentée ci-dessous :



**Figure 44 : Mix simplifié de production d'électricité dans les pays concernés par les échanges d'électricité avec la France, d'après les données de l'AIE**

Ces informations serviront de base à la prise en compte des importations d'électricité, mais aussi à l'élaboration d'hypothèses sur le type d'énergie mobilisé pour les échanges. Plusieurs variantes seront élaborées et permettront d'analyser la sensibilité des résultats à ces hypothèses. La France et ses pays frontaliers se plaçant de plus dans un marché de l'énergie englobant de façon plus large un grand nombre de pays européens, nous élaborerons une variante basée sur un mix de production moyen européen, dont les caractéristiques sont présentées ci-après :

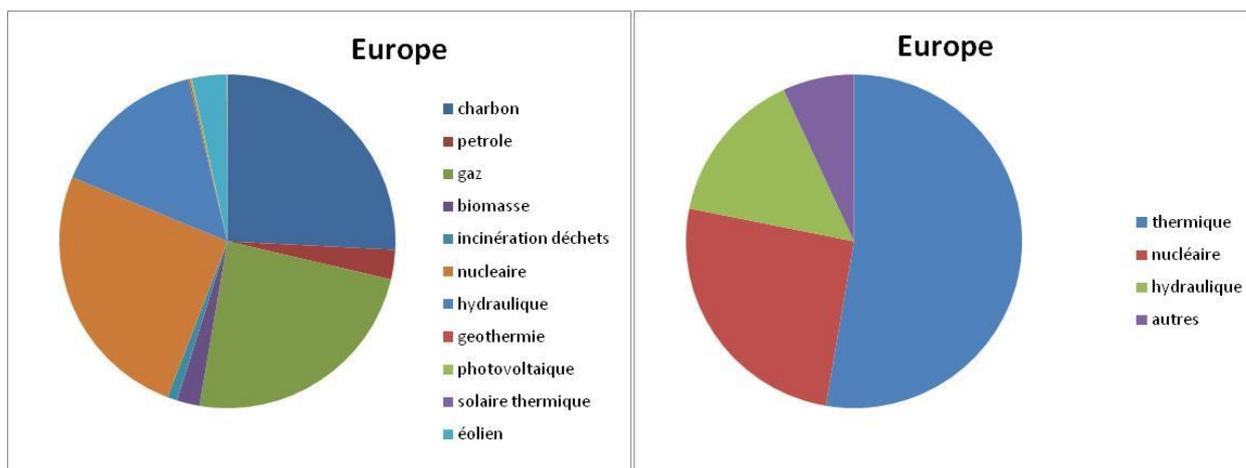


Figure 45 : Mix moyen européen de production d'électricité, détaillé (à gauche) et simplifié (à droite)

### II-3-2 Prise en compte des importations/exportations, analyse des données modifiées

Dans le cadre de notre modèle, les importations/exportations sont intégrées en modifiant les courbes obtenues à partir des données RTE, afin de permettre notamment l'obtention de courbes modélisant la production en fonction de la température et du temps. Notre étude reposant sur trois principaux modes de production, plusieurs variantes d'affectation des exportations/importations ont été établies, sur la base d'hypothèses portant sur les mécanismes mis en jeu. Dans tous les cas, les exportations d'électricité sont retranchées, au prorata des productions considérées par RTE, à l'hydraulique et au nucléaire, en considérant que ces échanges se font sur des bases contractuelles, à volume de production constant, et qu'elles ne mobilisent donc que les modes de production « en base » (cette hypothèse s'appuie sur le caractère régulier au cours de l'année du volume d'exportation, cf annexe). Ainsi les variantes portent sur l'affectation des importations. Les cas étudiés sont :

Variante 1 : Les importations sont supposées correspondre à des appels ponctuels et de pointe d'énergie, cette variante considèrera donc qu'elles sont ajoutées à la production thermique.

Variante 2 : Les importations sont réparties sur les trois modes de production en fonction du mix moyen européen simplifié (cf supra), la production entrant dans la catégorie « autres » étant additionnée à la catégorie « hydraulique ».

Variante 3 : Les importations, considérées séparément selon les pays concernés, et sont réparties sur les trois modes de production en fonction du mix simplifié de chacun de ceux-ci (cf supra). La production entrant dans la catégorie « autres » étant additionnée à la catégorie « hydraulique ».

Variante 4 : Les importations sont ici réparties selon des hypothèses différenciées selon les pays : les importations venant de Suisse sont affectées à l'hydraulique, compte tenu du mix Suisse majoritairement constitué de ce mode de production, les importations issues des autres pays étant affectées à la production thermique.

Variante 5 : Les importations sont réparties selon des hypothèses différenciées selon les pays : les importations venant de Suisse sont affectées au nucléaire, en considérant qu'elles sont issues du stockage par STEP des importations Suisses en provenance de France, considérées ici comme

majoritairement issues d'une production nucléaire. Les importations issues des autres pays sont affectées à la production thermique.

On obtient ainsi un jeu de courbes de production modifiées, correspondant à ces différentes variantes. Elles servent alors de base à de nouveaux calculs des mix de production et des émissions de gaz à effet de serre en fonction des quatre catégories d'usage de l'électricité définies précédemment, calculés selon la même méthodologie. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau 22 : Valeur des émissions de gaz à effet de serre calculées à partir des données RTE pour chaque variante considérée**

<i>g CO2eq</i>		<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Variante 3</b>	<b>Variante 4</b>	<b>Variante 5</b>
<i>kWh prod et exp/imp</i>						
<b><i>E<sub>moy</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	160,1	121,1	106,8	106,8	124,2
	<b>Données Ecoinvent</b>	115,2	87,9	78,0	78,0	90,2
<b><i>E<sub>B</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	20,9	18,2	9,7	9,7	9,7
	<b>Données Ecoinvent</b>	19,7	17,6	11,6	11,6	11,6
<b><i>E<sub>C</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	277,3	181,9	158,4	158,4	210,1
	<b>Données Ecoinvent</b>	201,4	133,8	117,2	117,2	153,8
<b><i>E<sub>C'</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	440,7	294,7	198,1	198,1	224,8
	<b>Données Ecoinvent</b>	314,6	210,7	142,0	142,0	161,0
<b><i>E<sub>P</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	496,8	440,7	428,8	428,8	423,0
	<b>Données Ecoinvent</b>	355,4	315,6	307,2	307,2	303,1
<b><i>E<sub>D</sub></i></b>	<b>Données EDF</b>	257,0	200,1	211,3	211,3	268,4
	<b>Données Ecoinvent</b>	185,6	145,1	153,1	153,1	193,7

On voit donc que la prise en compte des importations et exportations modifie substantiellement les résultats obtenus. Notons l'impact des différentes hypothèses émises dans l'élaboration des différentes variantes (à titre d'exemple les variantes 4 et 5 montrent d'importantes différences dans le cas des émissions de chauffage. Ceci est dû à une augmentation de la part du thermique dans le mix considéré, les différentes hypothèses modifiant les courbes et donc leur modélisation). Ceci est dû à l'importance relative de importations/exportations selon les pays (voir en annexe), qui impactent plus ou moins les valeurs d'émissions selon le mode de production retenu. Les grandeurs obtenues sont ici plus en cohérence avec celle fournies par la méthode moyenne. Des écarts subsistent néanmoins, de par les différences méthodologiques.

### II-3-3 Modélisation des données modifiées

Les données modifiées sont elles aussi modélisées en utilisant la méthode des moindres carrés non-linéaires. Les simulations donnent les résultats suivants :

**Tableau 23 : Erreur relative moyenne sur l'année pour chaque mode de production en fonction de la variante considérée**

Erreur relative moyenne	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5
Thermique	0.45	0.48	0.86	0.86	0.92
Hydraulique	0.24	0.21	0.22	0.22	0.24
Nucléaire	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

La prise en compte des échanges transfrontaliers d'électricité permet donc une meilleure modélisation des données. En effet ces derniers font partie intégrante des mécanismes d'ajustement permettant de répondre à la demande en électricité. Ainsi les données à modéliser sont plus directement reliées aux usages, ainsi qu'aux variations climatiques que celles ne concernant que la production sur le territoire national. On calcule alors à partir de ces courbes, et selon la méthodologie présentée précédemment, les émissions de gaz à effet de serre correspondant aux différents usages considérés :

**Tableau 24 : Valeur des émissions de gaz à effet de serre calculées à partir des données corrélées pour chaque variante considérée**

$g\ CO_2eq$ <i>kWh prod et exp/imp</i>		Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5
$E_{moy}$	Données EDF	161,4	121,8	107,1	107,1	124,8
	Données Ecoinvent	116,2	88,4	78,1	78,1	90,6
$E_B$	Données EDF	4,1 +/- 0,04	4,2 +/- 0,05	4,1 +/- 0,2	4,1 +/- 0,2	4,1 +/- 0,03
	Données Ecoinvent	7,7 +/- 0,03	7,7 +/- 0,03	7,7 +/- 0,4	7,7 +/- 0,4	7,7 +/- 0,02
$E_C$	Données EDF	344,5 +/- 16,1	245,8 +/- 19,0	221,9 +/- 36,3	221,9 +/- 36,3	287,9 +/- 39,2
	Données Ecoinvent	248,9 +/- 23,0	179,1 +/- 27,0	162,1 +/- 51,7	162,1 +/- 51,7	208,8 +/- 55,9
$E_{C,}$	Données EDF	574,7 +/- 22,6	446,1 +/- 22,6	264,8 +/- 22,6	264,8 +/- 22,6	311,8 +/- 22,6
	Données Ecoinvent	409,9 +/- 32,2	318,4 +/- 32,2	189,5 +/- 32,1	189,5 +/- 32,1	222,9 +/- 32,1
$E_P$	Données EDF	492,3 +/- 96,2	435,2 +/- 99,5	429,8 +/- 147,2	429,8 +/- 147,2	429,4 +/- 158,4
	Données Ecoinvent	352,3 +/- 68,5	311,7 +/- 70,8	308,0 +/- 104,9	308,0 +/- 104,9	307,7 +/- 112,8
$E_D$	Données EDF	336,4 +/- 100,1	336,4 +/- 112,6	268,0 +/- 169,5	268,0 +/- 169,5	303,0 +/- 202,0
	Données Ecoinvent	240,7 +/- 71,3	240,7 +/- 80,1	192,1 +/- 120,7	192,1 +/- 120,7	216,9 +/- 143,8

Les données obtenues par modélisation sont cohérentes avec les résultats issus des données RTE. La variabilité des valeurs en fonction de la variante reste forte, les hypothèses utilisées et retenues devront donc être clairement explicitées lors de l'utilisation du modèle. Si les valeurs sont en cohérence avec les connaissances actuelles sur le sujet, on notera néanmoins la forte marge d'erreur obtenue pour les usages domestiques selon les variantes, qui impliquent de considérer ces résultats avec précaution.

## Limites, perspectives et conclusions

Nous obtenons donc ici un modèle permettant de décrire au pas horaire l'évolution du mix électrique sollicité pour répondre à la demande française.

Ce modèle présente néanmoins certaines limites :

- il ne se base que sur une année, supposée représentative, ce choix ayant été conditionné par la disponibilité des données. Il sera intéressant d'étendre la modélisation à des données recouvrant une période plus grande, afin de pouvoir obtenir une cohérence maximale avec la structure des fichiers météo utilisés pour la simulation thermique dynamique des bâtiments, qui se basent sur une année type, et de minimiser l'influence des caractéristiques climatiques de l'année 2008 (hiver doux, absence de forte vague de froid).
- L'approche considérée repose sur des hypothèses simplificatrices, en fonction du temps et de données en température. Les variations de consommation de l'électricité, ainsi que la gestion de la production ne dépendent en fait bien évidemment pas que de ces facteurs : ainsi il sera intéressant de prendre en compte des facteurs économiques (variation de prix à la consommation, variation de prix des combustibles et du coût de la mise en œuvre des centrales impliquées, variation du prix de l'électricité sur le marché européen), ainsi qu'une plus grande variété de facteurs climatique (nébulosité, précipitations, sécheresse...). De plus la grandeur en température considérée ici constitue une simplification. Il serait intéressant d'utiliser par exemple la température de référence électrique utilisée par RTE, qui tient compte des gradients thermiques de consommation électrique par département.
- On notera de plus que la sensibilité du modèle aux variations de température peut s'avérer problématique. Ainsi on a vu que la transposition du modèle à l'année 2009 reste délicate, notamment car cette dernière présente des événements climatiques atypiques qui mettent à mal la régularité du modèle. Une analyse des facteurs caractérisant l'influence du temps et de la température dans notre modèle met en avant le fait que ces deux variables ne sont pas parfaitement décorrélées. Ainsi notre modèle montre ici un biais, une partie des variations de la production liées à la température se retrouvent affectées à des variations temporelles, ce qui diminue artificiellement l'importance dans notre modèle des influences climatiques. Si l'utilisation de données portant sur plusieurs années pourra permettre de gommer certains aléas climatiques spécifiques à certaines années, il semble intéressant de pousser la modélisation de la prise en compte spécifique des aspects temporels et des aspects climatiques, qui pourra permettre une meilleure appréhension des liens existants.
- Les critères retenus par RTE pour la publication des données (installations de plus de 20 MW) excluent de fait une partie des systèmes de cogénération thermique, qui peuvent avoir une influence non négligeable sur la production. Il sera donc intéressant d'étendre l'étude pour intégrer ces infrastructures dans la modélisation.
- Enfin notre modèle ne tient pas compte des jours fériés, des vacances ou d'événements ponctuels ayant une influence sur la consommation d'électricité. Cette limite ne sera néanmoins pas considérée comme problématique, le modèle cherchant en effet à déceler les grandes tendances régissant les liens entre production et consommation.

L'approche développée ici servira donc de base à une première analyse dynamique des impacts environnementaux des quartiers. Cette analyse pourra se faire de deux façons. Tout d'abord en se basant sur les grandeurs annuelles moyennes déterminées précédemment, qui seront affectées à chaque poste considéré dans l'étude. Une approche dynamique horaire consistera en la mise en parallèle des données horaires fournies par le modèle et celles fournies par la simulation des différents composants et aspects du bâtiment : production localisée d'énergie, besoins en électricité (chauffage, climatisation, ECS, éclairage)...

Il sera alors utile de comparer les impacts obtenus en considérant une moyenne annuelle du mix de production d'électricité, pratique courante actuelle de l'ACV des bâtiments, aux résultats de cette analyse dynamique.