Annexes en ligne

Hippolyte Cédiey *et al.*

Évaluation de l'équilibre électrique du scénario négaWatt 2022 à l'aide du modèle open source Eoles

Revue de l'OFCE, 192 (2026/1)

ISSN en ligne 1777-5647 – © OFCE 2026

Annexes

A Présentation simplifiée des équations du modèle

Dans cette annexe, le fonctionnement du modèle est résumé en quelques équations clés rédigées de manière simplifiée pour en permettre une compréhension générale. L'Annexe B présente l'ensemble des équations du modèle d'une manière proche de leur formulation informatique (CIRED, 2024) et est plus adaptée à la compréhension détaillée du code.

Soit E l'ensemble des technologies du modèle, qui peuvent être des technologies de production primaire, de conversion entre des vecteurs modélisés ou de stockage.
$\overline{Q}(k)$ désigne la puissance installée en technologie $k \in E$.
$Q(k,h)$ désigne l'énergie produite par la technologie $k \in E$ à l'heure h.

Le modèle cherche à minimiser le coût total annualisé du système C_{sys}, c'est-à-dire le coût qu'il faudrait payer chaque année pour que le parc soit maintenu à l'identique, pour toutes les années modélisées. Ce coût est la somme de trois composantes :

$$C_{sys} = C_{capex} + C_{fOM} + C_{vOM} \tag{6}$$

Les annuités des capex C_{capex}, soit les sommes qui doivent être payées chaque année pour financer les investissements, qui sont calculées en prenant en compte la durée de vie des investissements, la durée de construction et le taux d'actualisation, et sont proportionnels à la puissance installée $\overline{Q}(k)$.
Les coûts fixes d'opération et maintenance C_{fOM}, proportionnels à la puissance installée $\overline{Q}(k)$.
Les coûts variables d'opération et maintenance C_{vOM}, proportionnels à l'énergie produite $Q(k,h)$.

Le modèle optimise la puissance installée de chaque technologie $\overline{Q}(k)$ et la puissance produite à chaque heure $\overline{Q}(k,h)$ pour les technologies pilotables. La puissance produite à chaque heure par les technologies non pilotables est le produit de la puissance installée et d'un facteur de charge horaire exogène.
Les heures modélisées dépendent du nombre d'années modélisées, cependant le mix énergétique est maintenu constant sur l'ensemble des années. Le modèle opère donc en fonctionnement statique, le nombre d'années modélisées permettant seulement de prendre en compte un nombre plus important de situations météorologiques.

La puissance installée $\overline{Q}(k)$ est supérieure à la puissance installée avant l'optimisation $\overline{Q^o}(k)$:

$$\overline{Q^o}(k) \leq \overline{Q}(k) \qquad \forall k \in E \tag{7}$$

Dans cette étude, la puissance installée avant optimisation correspond aux installations existantes actuellement qui seront toujours présentes en 2050, soit essentiellement des ouvrages hydroélectriques.
Ces puissances installées avant l'optimisation permettent d'utiliser le modèle en fonctionnement dynamique, les résultats d'une optimisation précédente étant partiellement toujours présents pour une optimisation suivante, comme cela est fait dans Escribe et al. (2024). Cela n'est pas utilisé dans cette étude.

La puissance installée $\overline{Q}(k)$ est inférieure au potentiel maximal installable $\overline{\overline{Q}}(k)$:

$$\overline{Q}(k) \leq \overline{\overline{Q}}(k) \qquad \forall k \in E \tag{8}$$

La puissance mobilisée chaque heure, somme de l'énergie produite pendant cette heure et des puissances allouées aux réserves opérationnelles, est limitée par la puissance installée :

$$\overline{Q}(k) \geq Q(k,h) + FCR(k,h) + FRR(k,h) \qquad \forall k \in E \quad \forall h \tag{9}$$

Seules les technologies pilotables produisant de l'électricité participent aux réserves.

L'énergie stockée $S(k,h)$ dans les technologies de stockage évolue d'heure en heure :

$$S(k,h+1) - S(k,h) = Q^{+}(k,h) - Q^{-}(k,h) \qquad \forall k \in E_{stockage} \qquad \forall h \tag{10}$$

où $Q^{+}(k,h)$ est l'énergie chargée depuis le réseau et $Q^{-}(k,h) = Q(k,h)/\eta(k)$ l'énergie déchargée, avec $\eta(k)$ l'efficacité de la technologie k.
Cette équation boucle sur la première heure modélisée, si bien que l'énergie consommée depuis les stockage sur l'ensemble de la période modélisée doit être restituée.

La quantité de biogaz produite annuellement est également limitée par la quantité de biomasse disponible chaque année :

$$\sum_{h \in Y} Q(biogas,h) \leq \overline{\overline{Q}}(biomasse) \qquad \forall Y \tag{11}$$

Sous ces contraintes, le modèle doit répondre à la demande exogène de chaque vecteur énergétique, celle en électricité pouvant en plus être partiellement pilotée, et les usages endogène par les technologies de stockage et de conversion :

$$\sum_{k \in E} Q(k,h) \geq D(h) + \sum_{k \in E_{stockage}} Q^{+}(k,h)/\eta(k) + \sum_{k \in E_{conv}} Q(k,h)/\eta(k) \qquad \forall h \tag{12}$$

Le modèle doit aussi satisfaire le besoin en réserves opérationnelles, qui dépend de la demande et de la puissance installée en technologies non pilotables :

$$\sum_{k \in E_{reserve}} FCR(k,h) \geq \underline{FCR}(h) \qquad \forall h \tag{13}$$

$$\sum_{k \in E_{reserve}} FRR(k,h) \geq \underline{FRR}(h) \qquad \forall h \tag{14}$$

B Équations du modèle

Dans cette annexe, le fonctionnement du modèle est d'une manière proche de sa formulation informatique (CIRED, 2024) pour permettre une compréhension détaillée du code. L'Annexe A présente le fonctionnement du modèle est résumé en quelques équations clés rédigées de manière simplifiée pour en permettre une compréhension générale.

B.1 Ensembles

E^{vec} : vecteurs énergétiques
F^{rsv} : types de réserves opérationnelles

Temps
H : heures modélisées
Y : années météorologiques d'intérêt
Les années bissextiles ne sont pas prises en compte, si bien que $|H| = 8760 * |Y|$. La modélisation de plusieurs années sur une seule instance du modèle correspond à l'utilisation de chroniques météorologiques de plusieurs années permettant d'optimiser le mix énergétique pour un ensemble large de situation météorologiques. Elles ne permettent pas une trajectoire d'investissement où le mix énergétique évoluerait d'une année sur l'autre : le mix énergétique obtenu est constant pour chaque instance du modèle, selon une approche statique. Pour mettre en œuvre une approche dynamique, il faut utiliser plusieurs instances du modèle, comme cela est fait dans Escribe et al. (2024).

Technologies
G_{tech} : technologies de production (n'utilisant pas l'un des vecteurs modélisés)
C_{tech} : technologies de conversion (utilisant l'un des vecteurs modélisés pour en produire un autre à la même heure)

S_{tech} : technologies de stockage (utilisant l'un des vecteurs modélisés pour le restituer plus tard)
R_{tech} : technologies participant à la réserve sur le réseau électrique
V_{tech} : technologies de production fatales
PV_{tech} : technologies photovoltaïques
B_{tech} : batteries
BIO_{tech} : technologies de production de biogaz
P^{vec}_{tech} : technologies produisant le vecteur $vec \in E^{vec}$
U^{vec}_{tech} : technologies utilisant le vecteur $vec \in E^{vec}$

B.2 Objectif

Le modèle cherche à minimiser, sous l'ensemble des contraintes qui suivent, la fonction suivante :

$$
\begin{aligned}
&\sum_{g \in G_{tech}} (\overline{Q}_g^{prod} - \overline{Q^o}_g^{prod}) * i_g * C_g^{prod} * \frac{1 + i_g * T_g^{build}}{1 - (1 + i_g)^{T_g^{life}}} * |Y| \\
&+ \sum_{c \in C_{tech}} (\overline{Q}_c^{output} - \overline{Q^o}_c^{output}) * i_c * C_c^{output} * \frac{1 + i_c * T_c^{build}}{1 - (1 + i_c)^{T_c^{life}}} * |Y| \\
&+ \sum_{s \in S_{tech}} (\overline{Q}_s^{discharge} - \overline{Q^o}_s^{discharge}) * i_s * C_s^{discharge} * \frac{1 + i_s * T_s^{build}}{1 - (1 + i_s)^{T_s^{life}}} * |Y| \\
&+ \sum_{s \in S_{tech}} (\overline{Q}_s^{storage} - \overline{Q^o}_s^{storage}) * i_s * C_s^{storage} * \frac{1 + i_s * T_s^{build}}{1 - (1 + i_s)^{T_s^{life}}} * |Y| \\
&+ \sum_{g \in G_{tech}} \overline{Q}_g^{prod} * fOM_g^{prod} * |Y| \\
&+ \sum_{c \in C_{tech}} \overline{Q}_c^{output} * fOM_c^{output} * |Y| \\
&+ \sum_{s \in S_{tech}} \overline{Q}_s^{discharge} * fOM_s^{discharge} * |Y| \\
&+ \sum_{g \in G_{tech}} \sum_{h \in H} Q_{g,h}^{prod} * vOM_g^{prod} \\
&+ \sum_{c \in C_{tech}} \sum_{h \in H} Q_{c,h}^{output} * vOM_c^{output} \\
&+ \sum_{s \in S_{tech}} \sum_{h \in H} Q_{s,h}^{discharge} * vOM_s^{discharge} \\
&+ \sum_{g \in G_{tech} \cap R_{tech}} \sum_{h \in H} (Q_{g,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} + Q_{g,h}^{FCR} * \alpha^{FCR}) * vOM_g^{prod} \\
&+ \sum_{c \in C_{tech} \cap R_{tech}} \sum_{h \in H} (Q_{c,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} + Q_{c,h}^{FCR} * \alpha^{FCR}) * vOM_c^{output} \\
&+ \sum_{s \in S_{tech} \cap R_{tech}} \sum_{h \in H} (Q_{s,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} + Q_{s,h}^{FCR} * \alpha^{FCR}) * vOM_s^{discharge}
\end{aligned}
\tag{15}
$$

avec
$\overline{Q}_g^{prod}$, $\overline{Q}_c^{output}$ et $\overline{Q}_s^{discharge}$ la puissance installée respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{Q}_s^{storage}$ la capacité de stockage de la technologie de stockage s.
$\overline{Q^o}_g^{prod}$, $\overline{Q^o}_c^{output}$ et $\overline{Q^o}_s^{discharge}$ la puissance déjà construite avant l'optimisation respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{Q^o}_s^{storage}$ la capacité de stockage déjà construite avant l'optimisation de la

technologie de stockage s.
C_g^{prod}, C_c^{output} et $C_s^{discharge}$ le coût marginal de la puissance respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$C_s^{storage}$ le coût marginal de la capacité de stockage de la technologie de stockage s.
i_g, i_c et i_s le taux d'intérêt respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
T_g^{build}, T_c^{build} et T_s^{build} le temps de construction respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
T_g^{life}, T_c^{life} et T_s^{life} la durée de vie respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$|Y|$ le nombre d'années.
fOM_g^{prod}, fOM_c^{output} et $fOM_s^{discharge}$ le coût d'opération et maintenance fixe (proportionnel à la puissance installée) respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$Q_{g,h}^{prod}$, $Q_{c,h}^{output}$ et $Q_{s,h}^{discharge}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
vOM_g^{prod}, vOM_c^{output} et $vOM_s^{discharge}$ le coût d'opération et maintenance variable (proportionnel à l'énergie produite) respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$Q_{tech,h}^{rsv}$ la puissance contractée en réserve rsv par la technologie $tech$ à l'heure h.
α^{rsv} le taux d'activation de la réserve rsv.

B.3 Contraintes

B.3.1 Contraintes générales

- La production est limitée par la puissance installée :

$$Q_{g,h}^{prod} \leq \overline{Q}_g^{prod} \qquad \forall g \in G_{tech} \quad \forall h \in H \tag{16}$$

$$Q_{c,h}^{output} \leq \overline{Q}_c^{output} \qquad \forall c \in C_{tech} \quad \forall h \in H \tag{17}$$

$$Q_{s,h}^{discharge} \leq \overline{Q}_s^{discharge} \qquad \forall s \in S_{tech} \quad \forall h \in H \tag{18}$$

avec
$Q_{g,h}^{prod}$, $Q_{c,h}^{output}$ et $Q_{s,h}^{discharge}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{Q}_g^{prod}$, $\overline{Q}_c^{output}$ et $\overline{Q}_s^{discharge}$ la puissance installée respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.

- Les puissances et capacités de stockage installées peuvent être contraintes :

$$\overline{Q^o}_g^{prod} \leq \overline{Q}_g^{prod} \leq \overline{\overline{Q}}_g^{prod} \qquad \forall g \in G_{tech} \quad \forall h \in H \tag{19}$$

$$\overline{Q^o}_c^{output} \leq \overline{Q}_c^{output} \leq \overline{\overline{Q}}_c^{output} \qquad \forall c \in C_{tech} \quad \forall h \in H \tag{20}$$

$$\overline{Q^o}_s^{discharge} \leq \overline{Q}_s^{discharge} \leq \overline{\overline{Q}}_s^{discharge} \qquad \forall s \in S_{tech} \quad \forall h \in H \tag{21}$$

$$\overline{Q^o}_s^{charge} \leq \overline{Q}_s^{charge} \leq \overline{\overline{Q}}_s^{charge} \qquad \forall s \in S_{tech} \quad \forall h \in H \tag{22}$$

$$\overline{Q^o}_s^{storage} \leq \overline{Q}_s^{storage} \leq \overline{\overline{Q}}_s^{storage} \qquad \forall s \in S_{tech} \quad \forall h \in H \tag{23}$$

avec
$\overline{Q}_g^{prod}$, $\overline{Q}_c^{output}$ et $\overline{Q}_s^{discharge}$ la puissance installée respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{Q}_s^{charge}$ la puissance de charge de la technologie de stockage s.
$\overline{Q}_s^{storage}$ la capacité de stockage de la technologie de stockage s.
$\overline{\overline{Q}}_g^{prod}$, $\overline{\overline{Q}}_c^{output}$ et $\overline{\overline{Q}}_s^{discharge}$ la puissance maximale installable respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{\overline{Q}}_s^{charge}$ la puissance de charge maximale installable de la technologie de stockage s.
$\overline{\overline{Q}}_s^{storage}$ la capacité de stockage maximale installable de la technologie de stockage s.
$\overline{Q^o}_g^{prod}$, $\overline{Q^o}_c^{output}$ et $\overline{Q^o}_s^{discharge}$ la puissance déjà construite avant l'optimisation respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\overline{Q^o}_s^{charge}$ la puissance de charge déjà construite avant l'optimisation de la technologie de stockage s.
$\overline{Q^o}_s^{storage}$ la capacité de stockage déjà construite avant l'optimisation de la technologie de stockage s.

- S'il est utilisé, le budget carbone limite les émissions du système :

$$\begin{aligned} E^{budget} \geq & \sum_{h \in y} Q_{naturalgas,h}^{prod} * e_{naturalgas} \\ & + \sum_{h \in y} Q_{coal,h}^{prod} * e_{coal} \\ & + \sum_{h \in y} Q_{coal,h}^{FCR} * \alpha^{FCR} * e_{coal} \\ & + \sum_{h \in y} Q_{coal,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} * e_{coal} \end{aligned} \qquad \forall y \in Y \tag{24}$$

avec
$Q_{g,h}^{prod}$ l'énergie produite à l'heure h par la technologie de production g
$Q_{g,h}^{rsv}$ la puissance contractée en réserve rsv à l'heure h par la technologie de production g
e_g les émissions par unité d'énergie de la technologie de production g

α^{rsv} le taux d'activation de la puissance contractée en réserve rsv
E^{budget} le budget carbone annuel

B.3.2 Réseau électrique

- Equilibre offre/demande sur le réseau électrique :

$$\begin{aligned}
&\sum_{g \in G_{tech} \cap P^{elec}_{tech}} Q^{prod}_{g,h} \\
&+ \sum_{c \in C_{tech} \cap P^{elec}_{tech}} Q^{output}_{c,h} \\
&+ \sum_{s \in S_{tech} \cap P^{elec}_{tech}} Q^{discharge}_{s,h} \quad \geq \quad \underline{Q}^{load}_{elec,h} \\
&\qquad + \sum_{c \in C_{tech} \cap U^{elec}_{tech}} Q^{input}_{c,h} \qquad \forall h \in H \\
&\qquad + \sum_{s \in S_{tech} \cap U^{elec}_{tech}} Q^{charge}_{s,h} \\
&\qquad + DSM^{up}_{h} - \sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM^{down}_{hh,h}
\end{aligned} \tag{25}$$

avec
$Q^{prod}_{g,h}$, $Q^{output}_{c,h}$ et $Q^{discharge}_{s,h}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\underline{Q}^{load}_{elec,h}$ la demande en électricité à l'heure h.
$Q^{input}_{c,h}$ et $Q^{charge}_{s,h}$ l'énergie utilisée à l'heure h respectivement par la technologie de conversion c ou de stockage s.
DSM^{up}_{h} l'augmentation de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h.
$DSM^{up}_{hh,h}$ la diminution de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h et compensée à l'heure hh. L le temps maximal de décalage de la demande autorisé.

- La participation à la réserve contraint la production :

$$Q^{prod}_{g,h} + Q^{FCR}_{g,h} + Q^{FRR}_{g,h} \leq \overline{Q}^{prod}_{g} \qquad \forall g \in G_{tech} \cap R_{tech} \quad \forall h \in H \tag{26}$$

$$Q^{output}_{c,h} + Q^{FCR}_{c,h} + Q^{FRR}_{c,h} \leq \overline{Q}^{output}_{c} \qquad \forall c \in C_{tech} \cap R_{tech} \quad \forall h \in H \tag{27}$$

$$Q^{discharge}_{s,h} + Q^{FCR}_{s,h} + Q^{FRR}_{s,h} \leq \overline{Q}^{discharge}_{s} \qquad \forall s \in S_{tech} \cap R_{tech} \quad \forall h \in H \tag{28}$$

avec
$Q^{prod}_{g,h}$, $Q^{output}_{c,h}$ et $Q^{discharge}_{s,h}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par

la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$Q^{rsv}_{tech,h}$ la puissance contractée en réserve rsv à l'heure h par la technologie $tech$.
$\overline{Q}^{prod}_{g}$, $\overline{Q}^{output}_{c}$ et $\overline{Q}^{discharge}_{s}$ la puissance installée respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.

- Le besoin de chaque réserve doit être fourni :

$$\sum_{r \in R_{tech}} Q^{FCR}_{r,h} \geq \underline{Q}^{FCR} \qquad \forall h \in H \tag{29}$$

$$\sum_{r \in R_{tech}} Q^{FRR}_{r,h} \geq \sum_{v \in V_{tech}} \overline{Q}^{prod}_{v} * \lambda^{FRR}_{v} + \underline{Q}^{load}_{elec,h} * \delta^{load} * (1 + \sigma^{load}) \qquad \forall h \in H \tag{30}$$

avec
$Q^{rsv}_{tech,h}$ la puissance contractée en réserve rsv à l'heure h par la technologie $tech$.
$\underline{Q}^{FCR}$ le besoin horaire en FCR.
$\overline{Q}^{prod}_{v}$ la puissance installée de la technologie de production fatale v.
λ^{FRR}_{v} le besoin de FRR induit par la technologie fatale v.
$\underline{Q}^{load}_{elec,h}$ la demande en électricité à l'heure h.
δ^{load} l'incertitude sur la prévision de la demande.
σ^{load} la variabilité observée de la demande.

La formule déterminant le besoin de FRR est plus amplement détaillée dans Shirizadeh and Quirion (2021).

- La participation de certaines technologies aux réserves est limitée par leurs capacité de modulation :

$$Q^{rsv}_{g,h} \leq \overline{Q}^{prod}_{g} * r_{g} * \tau^{rsv} \qquad \forall h \in H \quad \forall rsv \in F^{rsv} \tag{31}$$

$$Q^{rsv}_{c,h} \leq \overline{Q}^{output}_{c} * r_{c} * \tau^{rsv} \qquad \forall h \in H \quad \forall rsv \in F^{rsv} \tag{32}$$

$$Q^{rsv}_{s,h} \leq \overline{Q}^{discharge}_{s} * r_{s} * \tau^{rsv} \qquad \forall h \in H \quad \forall rsv \in F^{rsv} \tag{33}$$

avec
$Q^{rsv}_{tech,h}$ la puissance contractée en réserve rsv à l'heure h par la technologie $tech$.
$\overline{Q}^{prod}_{g}$, $\overline{Q}^{output}_{c}$ et $\overline{Q}^{discharge}_{s}$ la puissance installée respectivement de la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
r_{tech} le taux de modulation de puissance de la technologie $tech$.
τ^{rsv} le temps maximal d'activation de la puissance contractée en réserve rsv.

B.3.3 Pilotage de la demande

Pour représenter le pilotage de la demande dans notre modèle linéaire, nous utilisons la méthode proposée dans Zerrahn and Schill (2015b), dont les équations sont rappelées ici.

- Toute augmentation de la demande est compensée par une diminution dans l'intervalle de temps autorisé :

$$DSM_h^{up} = \sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{h,hh}^{down} \qquad \forall h \in H \tag{34}$$

avec
DSM_h^{up} l'augmentation de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h.
$DSM_{h,hh}^{up}$ la diminution de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure hh et qui compense une augmentation à l'heure h.
L le temps maximal de décalage de la demande autorisé.

- L'augmentation de la demande est limitée par le quantité maximale de demande pilotable :

$$DSM_h^{up} \leq \overline{Q}^{dsm} \qquad \forall h \in H \tag{35}$$

avec
DSM_h^{up} l'augmentation de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h.
$\overline{Q}^{dsm}$ la demande déplaçable chaque heure maximale.

- La diminution de la demande est limitée par le quantité maximale de demande pilotable :

$$\sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{hh,h}^{down} \leq \overline{Q}^{dsm} \qquad \forall h \in H \tag{36}$$

avec
$DSM_{hh,h}^{up}$ la diminution de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h et qui compense une augmentation à l'heure hh.
L le temps maximal de décalage de la demande autorisé.
$\overline{Q}^{dsm}$ la demande déplaçable chaque heure maximale.

- L'augmentation et diminution simultanée de la demande est limitée par le quantité maximale de demande pilotable :

$$DSM_h^{up} + \sum_{hh=h-L}^{h+L} DSM_{hh,h}^{down} \leq \overline{Q}^{dsm} \qquad \forall h \in H \tag{37}$$

avec
DSM_h^{up} l'augmentation de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h.
$DSM_{hh,h}^{up}$ la diminution de la demande due au pilotage de la demande réalisée à l'heure h et qui compense une augmentation à l'heure hh.
L le temps maximal de décalage de la demande autorisé.
$\overline{Q}^{dsm}$ la demande déplaçable chaque heure maximale.

B.3.4 Technologies fatales

- La production fatale est dictée par une courbe de charge horaire :

$$Q_{v,h}^{prod} = \overline{Q}_v^{prod} * lf_{v,h} \qquad \forall h \in H \quad \forall v \in V_{tech} \tag{38}$$

avec
$Q_{v,h}^{prod}$ l'énergie produite à l'heure h par la technologie fatale v.
$\overline{Q}_v^{prod}$ la puissance installée de technologie fatale v.
$lf_{v,h}$ le facteur de charge de la technologie v à l'heure h.

- Le choix d'orientation des panneaux photovoltaïques est endogène :

$$\overline{Q}_{pv_S}^{prod} + \overline{Q}_{pv_EW}^{prod} \leq \overline{\overline{Q}}_{pv}^{prod} \qquad \forall pv \in PV_{tech} \tag{39}$$

avec
$\overline{Q}_{pv_S}^{prod}$ la puissance installée de la technologie photovoltaïque pv orienté sud.
$\overline{Q}_{pv_EW}^{prod}$ la puissance installée de la technologie photovoltaïque pv orienté est-ouest.
$\overline{\overline{Q}}_{pv}^{prod}$ la puissance maximale installable de la technologie photovoltaïque pv.

B.3.5 Contraintes générales sur le stockage

- La puissance de charge, pour laquelle on dispose rarement des coûts, est limitée par la puissance de décharge pour compenser :

$$\overline{Q}_s^{charge} \leq \overline{Q}_s^{discharge} \qquad \forall s \in S_{tech} \tag{40}$$

avec
$\overline{Q}_s^{charge}$ la puissance de charge de la technologie s.

$\overline{Q}_s^{discharge}$ la puissance de charge de la technologie s.

- Equilibre des flux pour les différentes technologie de stockage :

$$Q_{s,h+1}^{stored} - Q_{s,h}^{stored} = Q_{s,h}^{charge} * \eta_s^{charge} - Q_{s,h}^{discharge} / \eta_s^{discharge} \quad \forall h \in H \quad \forall s \in S_{tech} \setminus R_{tech} \quad (41)$$

$$\begin{aligned} Q_{s,h+1}^{stored} - Q_{s,h}^{stored} = {} & Q_{s,h}^{charge} * \eta_s^{charge} \\ & - Q_{s,h}^{discharge} / \eta_s^{discharge} \\ & - Q_{s,h}^{FCR} * \alpha^{FCR} / \eta_s^{discharge} \\ & - Q_{s,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} / \eta_s^{discharge} \end{aligned} \quad \forall h \in H \quad \forall s \in S_{tech} \cap R_{tech} \setminus \{phs\} \quad (42)$$

$$\begin{aligned} Q_{phs,h+1}^{stored} - Q_{phs,h}^{stored} = {} & Q_{phs,h}^{charge} * \eta_{phs}^{charge} \\ & - Q_{phs,h}^{discharge} / \eta_{phs}^{discharge} \\ & - Q_{phs,h}^{FCR} * \alpha^{FCR} / \eta_{phs}^{discharge} \\ & - Q_{phs,h}^{FRR} * \alpha^{FRR} / \eta_{phs}^{discharge} \\ & + Q_{phs,h}^{inflow} \end{aligned} \quad \forall h \in H \quad (43)$$

avec
$Q_{s,h}^{stored}$ le niveau de charge de la technologie de stockage s à l'heure h.
$Q_{s,h}^{charge}$ l'énergie utilisée par la technologie de stockage s à l'heure h.
$Q_{s,h}^{discharge}$ l'énergie produite par la technologie de stockage s à l'heure h.
η_s^{charge} l'efficacité de charge de la technologie de stockage s.
$\eta_s^{discharge}$ l'efficacité de décharge de la technologie de stockage s.
$Q_{s,h}^{rsv}$ la puissance contractée en réserve rsv de la technologie de stockage s à l'heure h.
α^{rsv} le taux d'activation de la puissance contractée en réserve rsv
$Q_{hydro,h}^{inflow}$ l'énergie entrant dans le réservoir de la technologie hydraulique $hydro$ à l'heure h.

- Le niveau de charge est limité par la capacité de stockage :

$$Q_{s,h}^{stored} \leq \overline{Q}_s^{storage} \quad \forall hinH \quad \forall s \in S_{tech} \quad (44)$$

avec
$Q_{s,h}^{stored}$ le niveau de charge de la technologie de stockage s à l'heure h.
$\overline{Q}_s^{storage}$ la capacité de stockage de la technologie de stockage s.

- L'énergie chargée est limitée par la puissance de charge :

$$Q_{s,h}^{charge} \leq \overline{Q}_{s}^{charge} \qquad \forall s \in S_{tech} \tag{45}$$

avec
$Q_{s,h}^{charge}$ l'énergie utilisée par la technologie de stockage s à l'heure h.
$\overline{Q}_{s}^{charge}$ la puissance de charge de la technologie de stockage s.

B.3.6 Batteries

- La puissance des batteries est définie par leur type et leur capacité de stockage :

$$\overline{Q}_{battery_1h}^{discharge} = \overline{Q}_{battery_1h}^{storage} \tag{46}$$

$$\overline{Q}_{battery_4h}^{discharge} = \overline{Q}_{battery_4h}^{storage}/4 \tag{47}$$

avec
$\overline{Q}_{battery}^{discharge}$ la puissance de décharge de la technologie de batteries *battery*.
$\overline{Q}_{battery}^{storage}$ la capacité de stockage de la technologie de batteries *battery*.

- La puissance de charge et de décharge est identique pour les batteries :

$$\overline{Q}_{battery}^{charge} = \overline{Q}_{battery}^{discharge} \qquad \forall battery \in B_{tech} \tag{48}$$

avec
$\overline{Q}_{battery}^{charge}$ la puissance de charge de la technologie de batteries *battery*.
$\overline{Q}_{battery}^{discharge}$ la puissance de décharge de la technologie de batteries *battery*.

- La charge et décharge simultanée est limitée par la puissance installée de batteries :

$$Q_{battery,h}^{charge} + Q_{battery,h}^{discharge} \leq \overline{Q}_{battery}^{discharge} \qquad \forall h \in H \quad \forall battery \in B_{tech} \tag{49}$$

avec
$Q_{battery,h}^{charge}$ l'énergie produite par la technologie de batteries *battery*.
$Q_{battery,h}^{discharge}$ l'énergie utilisée par la technologie de batteries *battery*.
$\overline{Q}_{battery}^{discharge}$ la puissance de décharge de la technologie de batteries *battery*.

B.3.7 Production et distribution du méthane

- Equilibre offre/demande sur le réseau de distribution de méthane :

$$\begin{aligned}
&\sum_{g \in G_{tech} \cap P_{tech}^{CH_4}} Q_{g,h}^{prod} \\
&+ \sum_{c \in C_{tech} \cap P_{tech}^{CH_4}} Q_{c,h}^{output} \\
&+ \sum_{s \in S_{tech} \cap P_{tech}^{CH_4}} Q_{s,h}^{discharge} \quad \geq \quad \underline{Q}_{CH_4,h}^{load} \qquad \forall h \in H \qquad (50) \\
&\qquad\qquad + \sum_{c \in C_{tech} \cap U_{tech}^{CH_4}} Q_{c,h}^{input} \\
&\qquad\qquad + \sum_{s \in S_{tech} \cap U_{tech}^{CH_4}} Q_{s,h}^{charge}
\end{aligned}$$

avec
$Q_{g,h}^{prod}$, $Q_{c,h}^{output}$ et $Q_{s,h}^{discharge}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\underline{Q}_{CH_4,h}^{load}$ la demande en méthane à l'heure h.
$Q_{c,h}^{input}$ et $Q_{s,h}^{charge}$ l'énergie utilisée à l'heure h respectivement par la technologie de conversion c ou de stockage s.

- La production annuelle de biogaz est limitée :

$$\sum_{h \in y} Q_{biogas,h}^{prod} \leq \overline{\overline{Q}}_{biogas}^{prod} \qquad \forall y \in Y \quad \forall biogas \in BIO_{tech} \qquad (51)$$

avec
$Q_{biogas,h}^{prod}$ l'énergie produite à l'heure h par la technologie de production de biogaz $biogas$.
$\overline{\overline{Q}}_{biogas}^{prod}$ la production annuelle de biogaz réalisable par le technologie de production de biogaz $biogas$.

- La production de méthane par méthanation est limitée par la quantité de CO_2 disponible sur l'année :

$$\begin{aligned}
\sum_{h \in y} \frac{Q_{methana,h}^{prod}}{\eta_{methana}^{conv}} \leq & \sum_{h \in y} Q_{methani,h}^{prod} * \frac{x_{methani}^{CO_2}}{1 - x_{methani}^{CO_2}} * \epsilon_{methani}^{CO_2} \\
& + \sum_{h \in y} Q_{pyro,h}^{prod} * \frac{x_{pyro}^{CO_2}}{1 - x_{pyro}^{CO_2}} * \epsilon_{pyro}^{CO_2} \qquad \forall y \in Y \qquad (52) \\
& + Q_{indus}^{CO_2}
\end{aligned}$$

avec
$Q^{prod}_{biogas,h}$ l'énergie produite à l'heure h par la technologie de production de biogaz *biogas*.
$x^{CO_2}_{biogas}$ la fraction molaire du CO_2 dans le gaz produit par la technologie de production de biogaz *biogas*.
$\epsilon^{CO_2}_{biogas}$ la part du CO_2 utilisable parmi celui produit par la technologie de production de biogaz *biogas*.
$Q^{CO_2}_{indus}$ la quantité nette de CO_2 produit dans l'industrie par an.

B.3.8 Production et distribution de l'hydrogène

- Equilibre offre/demande sur le réseau de distribution de l'hydrogène :

$$\begin{aligned} &\sum_{g \in G_{tech} \cap P^{H_2}_{tech}} Q^{prod}_{g,h} \\ &+ \sum_{c \in C_{tech} \cap P^{H_2}_{tech}} Q^{output}_{c,h} \\ &+ \sum_{s \in S_{tech} \cap P^{H_2}_{tech}} Q^{discharge}_{s,h} \quad \geq \quad \underline{Q}^{load}_{H_2,h} \qquad \forall h \in H \\ &\qquad + \sum_{c \in C_{tech} \cap U^{H_2}_{tech}} Q^{input}_{c,h} \\ &\qquad + \sum_{s \in S_{tech} \cap U^{H_2}_{tech}} Q^{charge}_{s,h} \end{aligned} \tag{53}$$

avec
$Q^{prod}_{g,h}$, $Q^{output}_{c,h}$ et $Q^{discharge}_{s,h}$ l'énergie produite à l'heure h respectivement par la technologie de production g, de conversion c ou de stockage s.
$\underline{Q}^{load}_{H_2,h}$ la demande en hydrogène à l'heure h.
$Q^{input}_{c,h}$ et $Q^{charge}_{s,h}$ l'énergie utilisée à l'heure h respectivement par la technologie de conversion c ou de stockage s.

- Nous ne disposons pas de coûts sur les puissance de charge et de décharge des cavités salines à hydrogène, donc elles sont limitées par rapport à la capacité de stockage en fonction des installations existantes :

$$\overline{Q}^{discharge}_{H_2_saltcavern} \leq \overline{Q}^{storage}_{H_2_saltcavern} * \gamma^{discharge/storage}_{H_2_saltcavern} \tag{54}$$

$$\overline{Q}^{charge}_{H_2_saltcavern} \leq \overline{Q}^{storage}_{H_2_saltcavern} * \gamma^{charge/storage}_{H_2_saltcavern} \tag{55}$$

avec
$\overline{Q}^{storage}_{H_2_saltcavern}$ la capacité de stockage des cavités salines à hydrogène.
$\overline{Q}^{discharge}_{H_2_saltcavern}$ la puissance de décharge des cavités salines à hydrogène.

$\gamma^{discharge/storage}_{H_2_saltcavern}$ le ratio entre puissance de décharge et capacité de stockage pour les cavités salines existantes.
$\overline{Q}^{charge}_{H_2_saltcavern}$ la puissance de charge des cavités salines à hydrogène.
$\gamma^{charge/storage}_{H_2_saltcavern}$ le ratio entre puissance de charge et capacité de stockage pour les cavités salines existantes.

B.3.9 Nucléaire

- Le facteur de charge annuel est limité pour modéliser l'effet des maintenances :

$$\sum_{h \in y} Q^{prod}_{nuclear,h} \leq \overline{Q}^{prod}_{nuclear} * lf_{nuclear} \qquad \forall y \in Y \tag{56}$$

avec
$Q^{prod}_{nuclear,h}$ l'énergie produite par les centrales nucléaires à l'heure h.
$\overline{Q}^{prod}_{nuclear}$ la puissance installée en centrale nucléaire.
$lf_{nuclear}$ le facteur de charge annuel du nucléaire.

- La modulation de la puissance de sortie du nucléaire est limitée :

$$\begin{aligned} \overline{Q}^{prod}_{nuclear} * r_{nuclear} \geq \quad | \quad & Q^{prod}_{nuclear,h+1} - Q^{prod}_{nuclear,h} \\ & + Q^{FRR}_{nuclear,h+1} - Q^{FRR}_{nuclear,h} \quad \forall h \in H \\ & + Q^{FCR}_{nuclear,h+1} - Q^{FCR}_{nuclear,h} \quad | \end{aligned} \tag{57}$$

B.3.10 Hydraulique

- Nous ne disposons pas de coûts sur les puissance de charge des STEPs, donc elles sont limitées par rapport à la puissance de décharge en fonction des installations existantes :

$$\overline{Q}^{charge}_{phs} \leq \overline{Q}^{discharge}_{phs} * \gamma^{charge/discharge}_{phs} \tag{58}$$

avec
$\overline{Q}^{discharge}_{phs}$ la puissance de décharge des STEPs.
$\overline{Q}^{charge}_{phs}$ la puissance de charge des STEPs.
$\gamma^{charge/discharge}_{phs}$ le ratio entre puissance de charge et de décharge pour les STEPs existantes.

- Le niveau de charge des barrages est limité par la capacité de stockage (identique aux technologies de stockage dont les barrages ne font pas partie) :

$$Q^{stored}_{lake,h} \leq \overline{Q}^{storage}_{lake} \forall h \in H \tag{59}$$

avec
$Q^{stored}_{lake,h}$ le niveau de charge des barrages à l'heure h.
$\overline{Q}^{storage}_{lake}$ la capacité de stockage des barrages.

- L'aggrégation des barrages en une seule technologie produit une perte de spatialité des flux hydrauliques. Cette contrainte, résultant d'un couplage entre Eoles et Orchidée, permet de compenser en partie cet effet, en isolant une partie des flux entrants en un flux "déversé" ne pouvant pas être stocké (voir aussi l'équation d'équilibre des flux) :

$$Q^{prod}_{lake,h} \geq \underline{Q}^{spill}_{lake,h} \forall h \in H \tag{60}$$

avec
$Q^{prod}_{lake,h}$ l'énergie produite par les barrages à l'heure h.
$\underline{Q}^{spill}_{lake,h}$ l'énergie devant être libérée ("déversée") par les barrages à l'heure h.

- Equilibre des flux dans les barrages :

$$\begin{aligned} Q^{stored}_{lake,h+1} - Q^{stored}_{lake,h} = & + Q^{inflow}_{lake,h} \\ & - (Q^{prod}_{lake,h} - \underline{Q}^{spill}_{lake,h})/\eta_{lake} \\ & - Q^{FCR}_{lake,h} * \alpha^{FCR}/\eta_{lake} \\ & - Q^{FRR}_{lake,h} * \alpha^{FRR}/\eta_{lake} \end{aligned} \qquad \forall h \in H \tag{61}$$

avec
$Q^{stored}_{lake,h}$ le niveau de charge des barrages à l'heure h.
$Q^{inflow}_{lake,h}$ le flux entrant dans le réservoir des barrages à l'heure h.
$Q^{prod}_{lake,h}$ l'énergie produite par les barrages à l'heure h : comprend l'énergie déchargée du stockage et l'énergie "déversée" ne passant pas par le stockage
$\underline{Q}^{spill}_{lake,h}$ l'énergie devant être libérée ("déversée") par les barrages à l'heure h.
$Q^{rsv}_{lake,h}$ la puissance contractée en réserve rsv de la technologie de stockage s à l'heure h.
α^{rsv} le taux d'activation de la puissance contractée en réserve rsv
η_{lake} l'efficacité des barrages.

- Le niveau de charge des barrages est contraint à certaines périodes de l'année pour permettre les activités de loisirs :

$$Q^{storage}_{lake,h} \geq \underline{Q}^{storage}_{lake,h} \forall h \in H \tag{62}$$

avec
$Q^{storage}_{lake,h}$ le niveau de charge des barrages à l'heure h.
$\underline{Q}^{storage}_{lake,h}$ le niveau minimal de charge des barrages à l'heure h.

- La production des barrages est contrainte par les volumes nécessaires à l'irrigation et pour le fonctionnement écologique des cours d'eau :

$$\sum_{hind} Q^{prod}_{lake,h} \geq \underline{Q}^{eco}_{lake,d} \forall d \in D \tag{63}$$

avec
$Q^{prod}_{lake,h}$ l'énergie produite par les barrages à l'heure h.
$\underline{Q}^{eco}_{lake,d}$ l'énergie devant être libérée pour des raisons écologiques par les barrages au jour d.

C Données d'entrée

Le modèle utilisé, les données d'entrées dont le retraitement des données de demande électrique, et les fichiers de sortie de l'ensemble des tests mentionnées dans le présent article sont en accès libre dans Cédiey et al. (2025)

C.1 Coûts

Dépenses d'investissement (Capex) en puissance installée

Technologie	Valeur [€/kW]	Source
Eolien terrestre	1250	ADEME "Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France" (2019) p.36 Tableau 17
Eolien en mer posé	2202	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939 ; RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.932 pour les coûts de raccordement au réseau
Eolien en mer flottant	2802	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939 ; RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.932 pour les coûts de raccordement au réseau
Photovoltaïque parc au sol	477	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque grandes toitures	677	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque petites toitures	1487	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Barrages	1000	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
STEP	1000	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Centrale nucléaire	4505	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle ouvert	600	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle combiné	900	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à hydrogène cycle combiné	1100	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939

Technologie	Valeur [€/kW]	Source
Energies marines	1900	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries	Voir coût d'investissement en capacité de stockage	
Electrolyse	507	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Methanation	1287.6	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.249, tableau 88
Pyrogazéification	2775	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.81, tableau 22
Methanisation	2300	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Methanisation	2300	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Fil de l'eau	2990	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.39
Centrale à charbon	0	Hypothèse des auteurs
Incinération de déchets	0	Hypothèse des auteurs
Cogénération biomasse	3120	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.41
Cogénération turbine à gaz	970	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.80
Cogénération géothermie	6030	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.29

Dépenses d'investissement (Capex) en capacité de stockage

Technologie	Valeur [€/kWh]	Source
STEP	68	Zakeri et al. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Table A1
Batteries 1h	315	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.939
Batteries 4h	185	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.939
Cavité saline à hydrogène	0.35	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.939

Taux d'intérêt

Technologie	Valeur	Source
Ensemble des technologies	4%	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" Section 11.2

Dépenses d'opération et maintenance (Opex) fixes

Technologie	Valeur [€/kW/an]	Source
Methanation	77.7	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.249, tableau 88
Pyrogazéification	249.75	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.81, tableau 22
Méthanisation	94.3	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Fil de l'eau	14.95	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.39
Centrale à charbon	0	Hypothèse des auteurs
Incinération de déchets	0	Hypothèse des auteurs
Cogénération biomasse	62.4	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.41
Cogénération turbine à gaz	37.83	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.80
Cogénération géothermie	120.6	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.29
Eolien terrestre	27.5	ADEME "Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France" (2019) p.36 Tableau 17
Eolien en mer posé	50	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Eolien en mer flottant	36	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque parc au sol	8	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque grandes toitures	15	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque petites toitures	50	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Barrages	15	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
STEP	15	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Centrale nucléaire	100	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle ouvert	20	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939

Technologie	Valeur [€/kW/an]	Source
Turbine à méthane cycle combiné	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à hydrogène cycle combiné	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Energies marines	275	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 1h	11	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 4h	30	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Electrolyse	12	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Cavité saline à hydrogène	2	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939

Dépenses d'opération et maintenance (Opex) variables

Technologie	Valeur [€/kWh]	Source
Methanation	Endogène	
Pyrogazéification	0.03552	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.81, figure 34
Méthanisation	0.0031	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Fil de l'eau	0.0005	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Centrale à charbon	0.03249	SNBC
Achat de gaz naturel	0.01317	SNBC
Incinération de déchets	0	Hypothèse des auteurs
Cogénération biomasse	0.0033	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.78
Cogénération turbine à gaz	0.004	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.80
Cogénération géothermie	0	Hypothèse des auteurs

Technologie	Valeur [€/kWh]	Source
Eolien terrestre	0	ADEME "Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France" (2019) p.36 Tableau 17
Eolien en mer posé	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Eolien en mer flottant	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque parc au sol	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque grandes toitures	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque petites toitures	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Barrages	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
STEP	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Centrale nucléaire	0.006	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle ouvert	Endogène	
Turbine à méthane cycle combiné	Endogène	
Turbine à hydrogène cycle combiné	Endogène	
Energies marines	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 1h	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 4h	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Electrolyse	0	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Cavité saline à hydrogène	0.005	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939

Temps de construction

Technologie	Valeur [années]	Source
Methanation	2	Hypothèse des auteurs
Pyrogazéification	2	
Méthanisation	2	
Fil de l'eau	1	

Technologie	Valeur [années]	Source
Achat de gaz naturel	0	Hypothèse des auteurs
Centrale à charbon	0	
Incinération de déchets	0	
Cogénération biomasse	0	
Cogénération turbine à gaz	0	
Cogénération géothermie	0	
Eolien terrestre	1	
Eolien en mer posé	2	
Eolien en mer flottant	2	
Photovoltaïque parc au sol	0.5	
Photovoltaïque grandes toitures	0.5	
Photovoltaïque petites toitures	0.5	
Barrages	1	
STEP	4	
Centrale nucléaire	10	
Turbine à méthane cycle ouvert	1	
Turbine à méthane cycle combiné	2	
Turbine à hydrogène cycle combiné	2	
Energies marines	0	
Batteries 1h	0.5	
Batteries 4h	0.5	
Electrolyse	2	
Cavité saline à hydrogène	3	

Durée de vie

Technologie	Valeur [années]	Source
Methanation	20	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) - p.247, tableau 86
Pyrogazéification	20	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) - p.81, tableau 22
Méthanisation	20	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.74
Fil de l'eau	60	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.26
Achat de gaz naturel	1	Hypothèse des auteurs
Centrale à charbon	40	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.46-49
Incinération de déchets	25	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.75

Technologie	Valeur [années]	Source
Cogénération biomasse	25	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.40
Cogénération turbine à gaz	30	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.80
Cogénération géothermie	30	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2017 p.27
Eolien terrestre	30	ADEME "Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France" (2019) p.36 Tableau 17
Eolien en mer posé	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939 for base capex ; RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.932 for network connection costs
Eolien en mer flottant	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939 for base capex ; RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.932 for network connection costs
Photovoltaïque parc au sol	30	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque grandes toitures	30	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Photovoltaïque petites toitures	30	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Barrages	70	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
STEP	50	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Centrale nucléaire	60	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle ouvert	30	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à méthane cycle combiné	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Turbine à hydrogène cycle combiné	40	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Energies marines	25	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 1h	15	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Batteries 4h	15	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Electrolyse	20	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.937-939
Cavité saline à hydrogène	40	Hypothèse des auteurs

C.2 Demandes

Vecteur	Source	Remarque
Méthane	négaWatt partie 5, figure 14 (p.18)	Demande annuelle répartie uniformément
Hydrogène	négaWatt partie 5, figure 14 (p.18)	Demande annuelle répartie uniformément
Electricité	négaWatt : Fichier "Extraction SnW 2022 pour Philippe", feuille "Résultats demande" pour la demande électrique et la décomposition par secteur (chaleur/clim du résidentiel et tertiaire) ; Fichier "negaMat", feuille "Simul_E" pour la demande de chauffage des locaux industriels. Renewables.ninja pour la demande HDD/CDD journalière, et pour le profil de répartition intra-journalier.	Voir Section 2.3.2

C.3 Installations existantes

Puissance installée existante

Technologie	Valeur [GW]	Source
Fil de l'eau	7.828	OpenData Réseaux Energie : Registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/03/2024)
Barrages	13.312	
STEP	5.060	
Energies marines	0.243	

Puissance de charge existante

Technologie	Valeur [GW]	Source
STEP	4.339	OpenData Réseaux Energie : Registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/03/2024)

Capacité de stockage existante

Technologie	Valeur [GWh]	Source
Barrages	3819.3	OpenData Réseaux Energie : Registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/03/2024)
STEP	101	

C.4 Potentiels limites

Potentiel de biomasse

Technologie	Valeur [TWh]	Source
Méthanisation	124.775	négaWatt partie 5, figure 14 (p.18)
Pyrogazéification	46.216	

Puisance installée maximale

Technologie	Valeur [GW]	Source
Eolien terrestre	120	ADEME "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude" (2018) p.6
Eolien en mer posé	20	ADEME "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude" (2018) p.6
Eolien en mer flottant	46	ADEME "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude" (2018) p.6
Photovoltaïque parc au sol	95	ADEME "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude" (2018) p.6
Photovoltaïque grandes toitures	123	ADEME "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude" (2018) p.6
Photovoltaïque petites toitures	241	ADEME "Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations" (2015) p.152, tableau 18
STEP	9.3	ADEME "Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations" (2015) p.152, tableau 18
Energies marines	1.25	Fichier "Scénario négaWatt" feuille "Offre électrique"
Incinération de déchets	0.519	Fichier "Scénario négaWatt" feuille "Offre électrique"
Cogénération biomasse	0.8	Fichier "Scénario négaWatt" feuille "Offre électrique"
Cogénération géothermie	0.135	Fichier "Scénario négaWatt" feuille "Offre électrique"
Cogénération turbine à gaz	11.591	Fichier "Scénario négaWatt" feuille "Offre électrique"

Capacité de stockage maximale

Technologie	Valeur [GWh]	Source
Cavité saline à hydrogène	4000	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.466

Rapports limites
Pour palier le manque de certaines données de coût, nous limitons certaines puissances en fonction des autres valeurs installées de la même technologie selon les installations existantes.

Rapport	Valeur	Source
Hydrogène charge/stockage	0.00162 GWh/GW	Gas infrastructure Europe (GIE) July 2021 storage database : cavités salines pour le méthane en France // The transition accelerator "The techno-economics of hydrogen pipelines TECHNICAL BRIEF", sections 4.2 et 2.3.2 : densité volumique et débit maximum de l'hydrogène par rapport au méthane (supporté par : European Hydrogen Backbone "HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED" (2020) qui donne des résultats similaires mais moins précis
Hydrogène décharge/stockage	0.00658 GWh/GW	
STEP charge/décharge	0.92 GW/GW	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.898

Puissance installée fixée

Technologie	Valeur [GW]	Source
Fil de l'eau	7.828	Voir "Puissance installée existante"
Barrages	13.312	Voir "Puissance installée existante"
Stockage du méthane	88.417	Gas infrastructure Europe (GIE) July 2021 storage database : French operational methane storage

Puissance de charge fixée

Technologie	Valeur [GW]	Source
Stockage du méthane	42.483	Gas infrastructure Europe (GIE) July 2021 storage database : French operational methane storage

Capacité de stockage fixée

Technologie	Valeur [GWh]	Source
Barrages	3819.3	Voir "Puissance installée existante"
Stockage du méthane	118900	Gas infrastructure Europe (GIE) July 2021 storage database : French operational methane storage

C.5 Caractéristiques techniques

Emissions de CO_2

Technologie	Valeur [tCO2eq/MWh]	Source
Centrales à charbon	0.855	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.944
Achat de gaz naturel	0.2136	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.944

Empreinte carbone

Technologie	Valeur [tCO2eq/MWh]	Source
Methanisation	0.07	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.958
Pyrogazéification	0.07	
Achat de gaz naturel	0.2136	
Photovoltaïque	0.014	
Eolien terrestre	0.013	
Eolien en mer	0.007	
Barrage	0.006	
Fil de l'eau	0.006	
STEP	0.006	
Turbine à méthane cycle ouvert	0.081	
Turbine à méthane cycle combiné	0.12	
Cogénération turbine à gaz	0.098	
Turbine à hydrogène cycle combiné	0.035	

Technologie	Valeur [tCO2eq/MWh]	Source
Centrale nucléaire	0.006	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.958
Electrolyse	0.005	
Batteries	0.058	
Centrale à charbon	1.1	
Réseau électrique	0.0012	

Efficacité

Technologie	Valeur	Source
Turbine à hydrogène cycle combiné	0.6	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.952
Turbine à méthane cycle combiné	0.6	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.952
Turbine à méthane cycle ouvert	0.4	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.952
Electroylse	0.7	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.333, p.453
Méthanation	0.595	ADEME "Un mix gaz 100% renouvelable" (2018) p.249, table 88
Batteries	0.9	JRC "Energy Technology Reference Indicator" 2014 p.91
STEP charge	0.9	Usrat et al., Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP, III.1
STEP décharge	0.85	Kaldellis et al., Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks, Table 3 // Luo et al., Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Table 12
Stockage du méthane	1	Hypothèse des auteurs
Cavité saline à hydrogène	1	Hypothèse des auteurs

Taux de modulation de puissance

Technologie	Valeur [1/h]	Source
Centrale nucléaire	0.5	Hypothèse des auteurs
Turbine à méthane cycle combiné	3.44	Chyong et al. "A unit commitment and economic dispatch model of the GB electricity market – Formulation and application to hydro pumped storage" Table A.8
Turbine à hydrogène cycle combiné	3.44	
Turbine à méthane cycle ouvert	8.18	
Centrale à charbon	1.84	

Bilan de CO_2

Technologie	Part du CO_2 dans le produit	Part du CO_2 valorisable	Source
Méthanisation	42%	51.4%	négaWatt : Fichier "Extraction SnW 2022 pour HC"
Pyrogazéification	34%	67.6%	
Industrie	/	83.8%	

C.6 Courbes de production

Flux hydrauliques

Donnée	Source
Flux alimentant les barrages	ORCHIDEE (Laure Baratgin)
Flux débordant des barrages	ORCHIDEE (Laure Baratgin)
Flux minimal sortant des barrages	RTE Open data : Minimum daily outflow observed for each month from 2015 to 2023
Volume minimal dans les barrages	Laure Baratgin,based on CFBR database of reservoir categories and usage.
Flux alimentant les STEPs	ORCHIDEE (Laure Baratgin)

Courbes de charge des technologies fatales

Technologie	Source
Eolien terrestre	renewables.ninja
Eolien en mer posé	renewables.ninja
Eolien en mer flottant	renewables.ninja
Photovoltaïque orienté sud	renewables.ninja
Photovoltaïque orienté est-ouest	renewables.ninja
Fil de l'eau	ORCHIDEE (Laure Baratgin)
Cogénération biomasse	négaWatt 2022 : Fichier "Extraction SnW 2022", feuille "Offre électrique" pour la puissance installée, feuille "Résultats offre" pour la production horaire
Cogénération géothermie	négaWatt 2022 : Fichier "Extraction SnW 2022", feuille "Offre électrique" pour la puissance installée, feuille "Résultats offre" pour la production horaire
Cogénération turbines à gaz	négaWatt 2022 : Fichier "Extraction SnW 2022", feuille "Offre électrique" pour la puissance installée, feuille "Résultats offre" pour la production horaire
Energies marines	négaWatt 2022 : Fichier "Extraction SnW 2022", feuille "Offre électrique" pour la puissance installée, feuille "Résultats offre" pour la production horaire

C.7 Autres

Besoins de réserves

Besoin	Valeur	Source
FCR	0.562	RTE Open data : Mean primary reserve contracted between 2015 and 2023
FRR : Eolien	0.032 GW par GW installé	van Stiphout et al.2017 IEEE Transactions on power systems - Table 2
FRR : Photovoltaïque	0.014 GW par GW installé	van Stiphout et al.2017 IEEE Transactions on power systems - Table 2
FRR : incertitude sur la prévision de demande	0.01	Shirizadeh et Quirion, Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage? (2021)
FRR : variabilité observée de la demande	0.1	

Taux d'activation des réserves contractées

Réserve	Valeur [MWh par MW constracté]	Source
FRR	0.182	RTE : Fichier "Données RTE Activation Réserve"
FCR	0.078	

Vitesse d'activation des réserves

Réserve	Valeur [h]	Source
FRR	0.08333	ENTSO-E "All TSOs' proposal for the implementation framework for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing" (2018) Article 6 (p.11)
FCR	0.008333	ENTSO-E "Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe : Annex 1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves" p.13

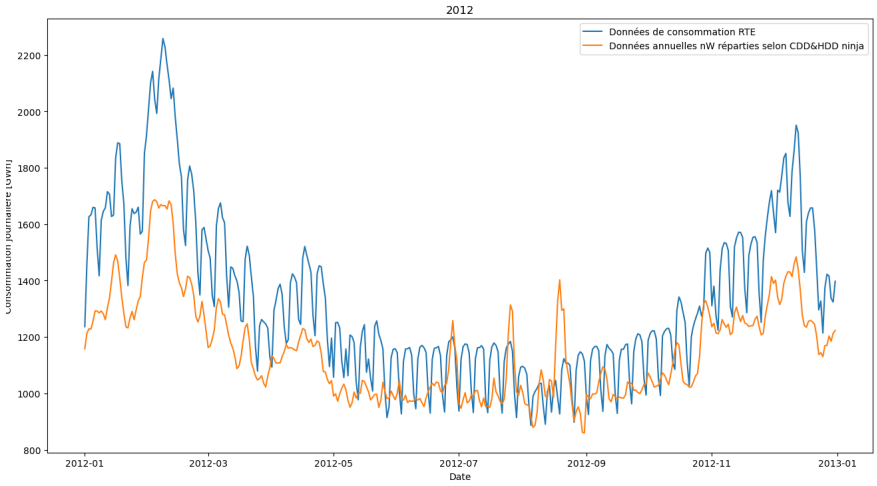
Pilotage de la demande

Donnée	Valeur	Source
Demande en électricité pouvant être décalée par heure	$1.89 * 10^{-5}$ GWh par GWh de demande annuelle	RTE 2022 "Futurs énergétiques 2050" p.320 : hypothèse "Flexibilité prudente"
Durée pendant laquelle la demande peut être mise en attente/anticipée	6h[13]	Hypothèse des auteurs

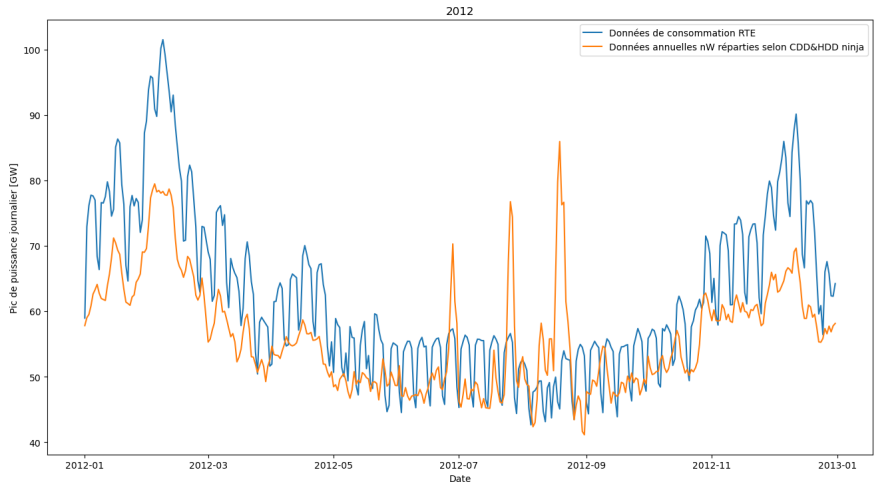
CO_2 dans l'industrie

Donnée	Valeur [GWh de méthane équivalent]	Source
Production	52087	négaWatt : Fichier "Extraction SnW 2022 pour HC" ligne 64
Demande	37245	négaWatt : Fichier "Extraction SnW 2022 pour HC" ligne 7

D Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils bas es sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour différentes années

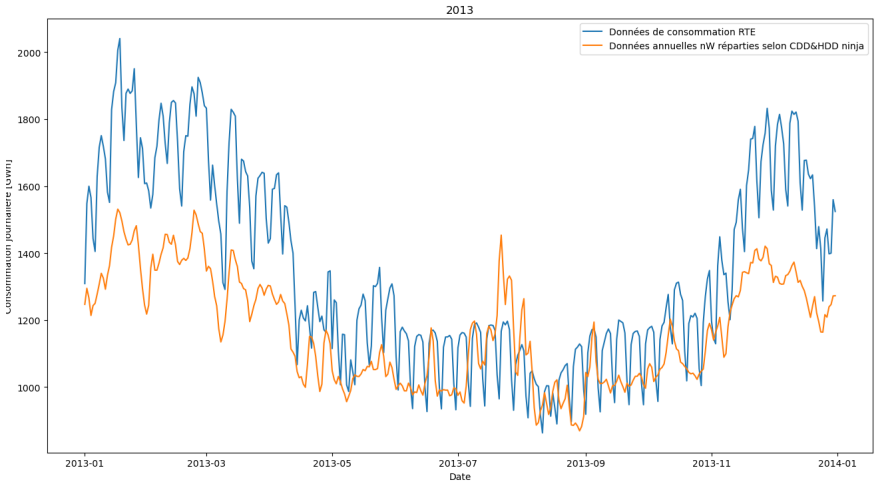


(a) Consommation totale journalière

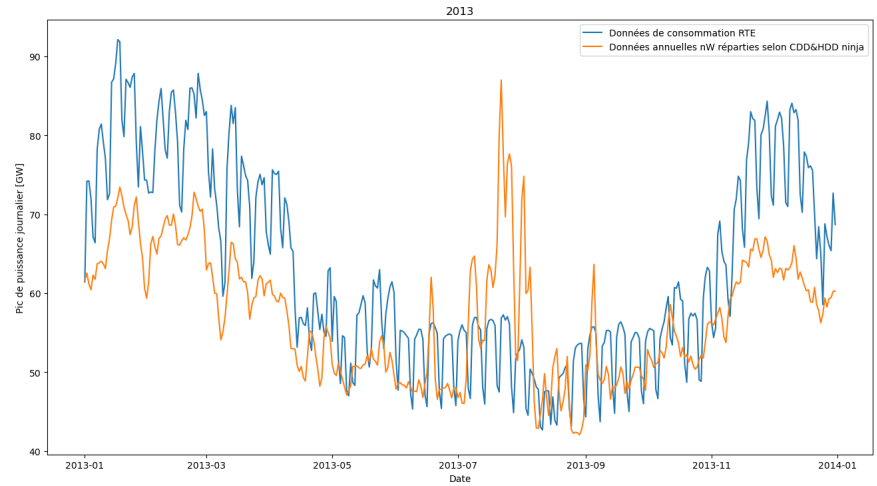


(b) Consommation maximale journalière

Figure 9: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2012

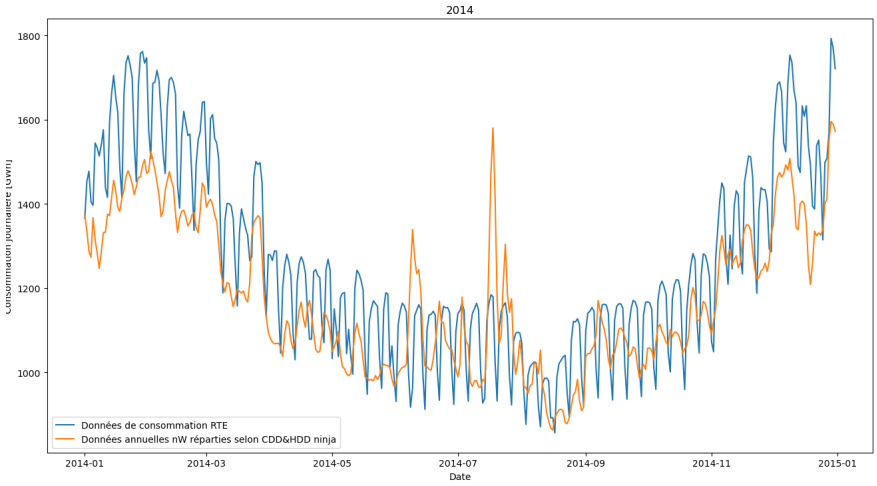


(a) Consommation totale journalière

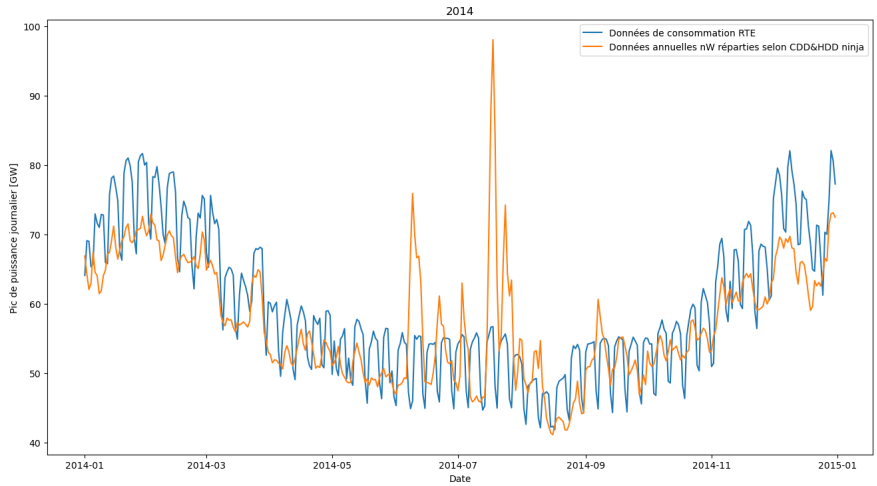


(b) Consommation maximale journalière

Figure 10: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2013

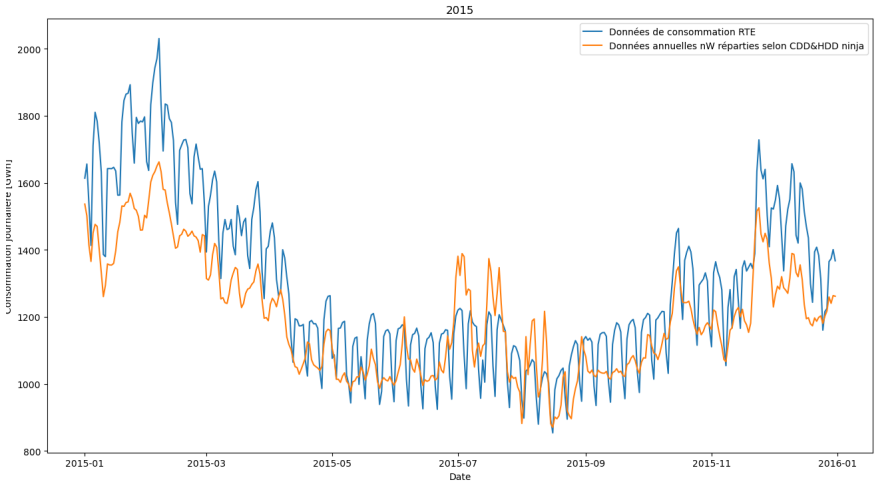


(a) Consommation totale journalière

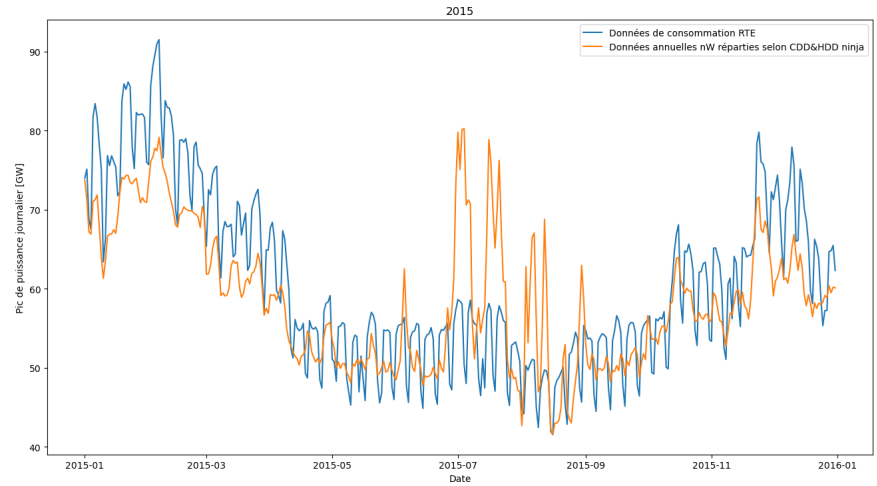


(b) Consommation maximale journalière

Figure 11: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2014

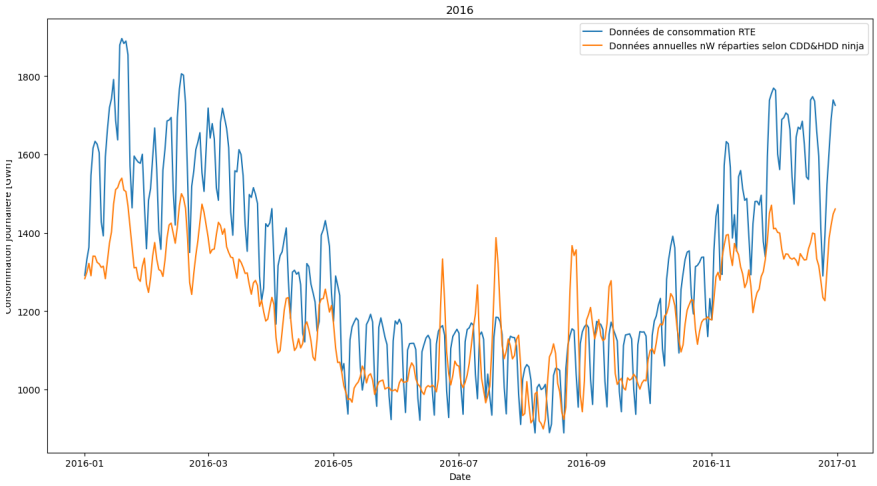


(a) Consommation totale journalière

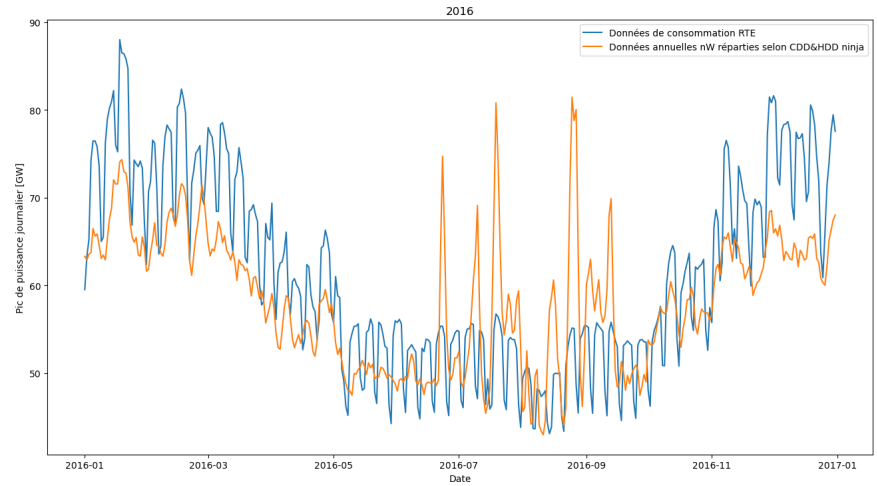


(b) Consommation maximale journalière

Figure 12: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2015

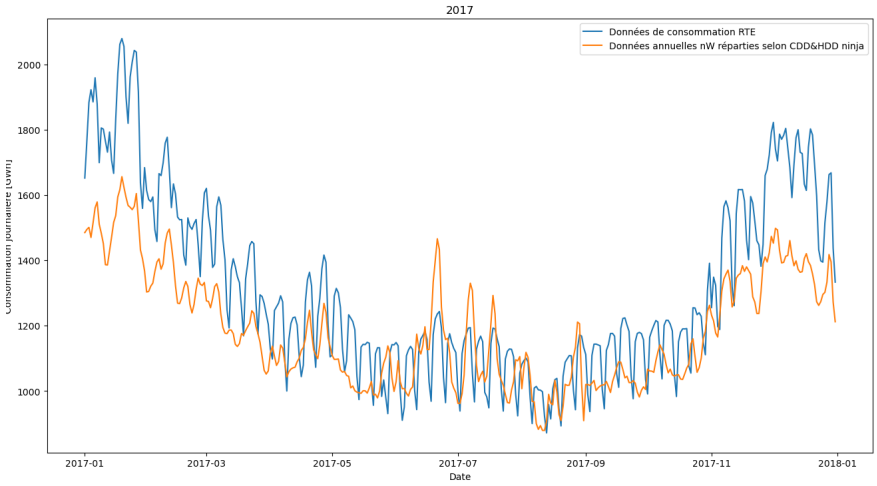


(a) Consommation totale journalière

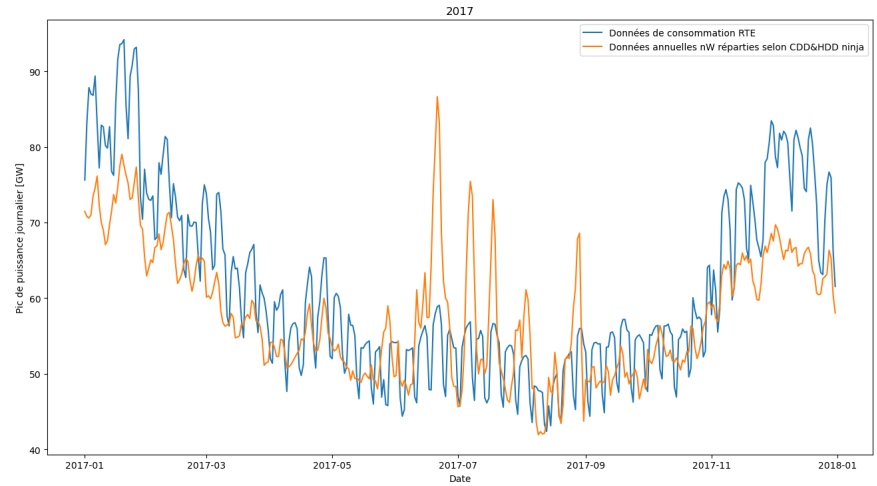


(b) Consommation maximale journalière

Figure 13: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2016

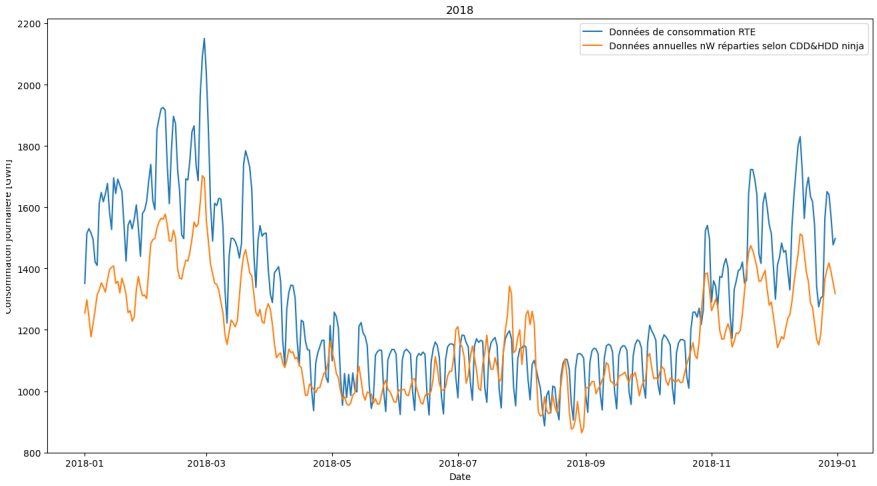


(a) Consommation totale journalière

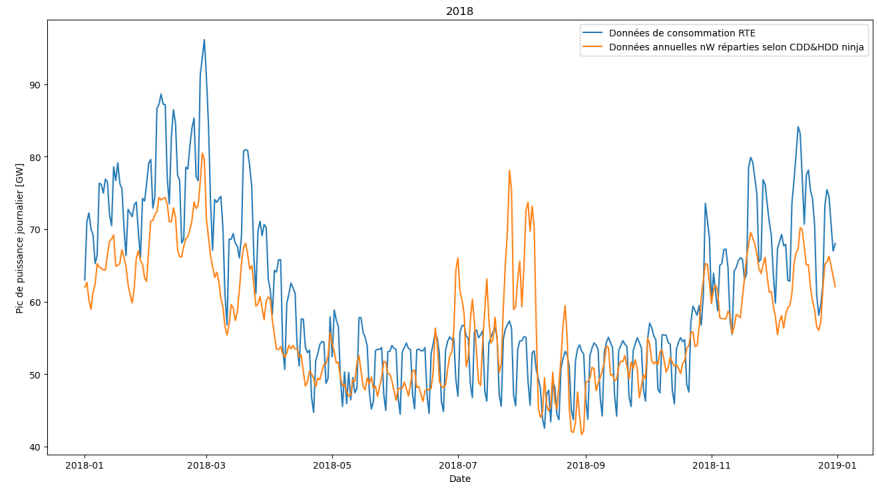


(b) Consommation maximale journalière

Figure 14: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2017

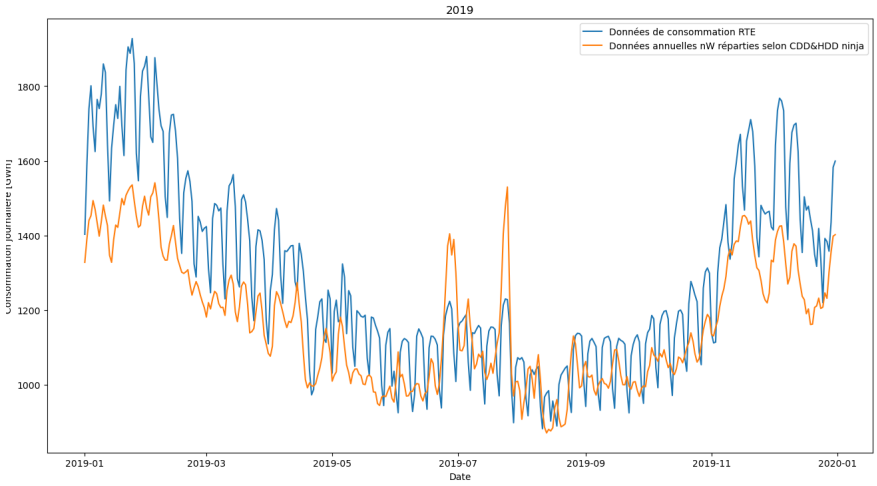


(a) Consommation totale journalière

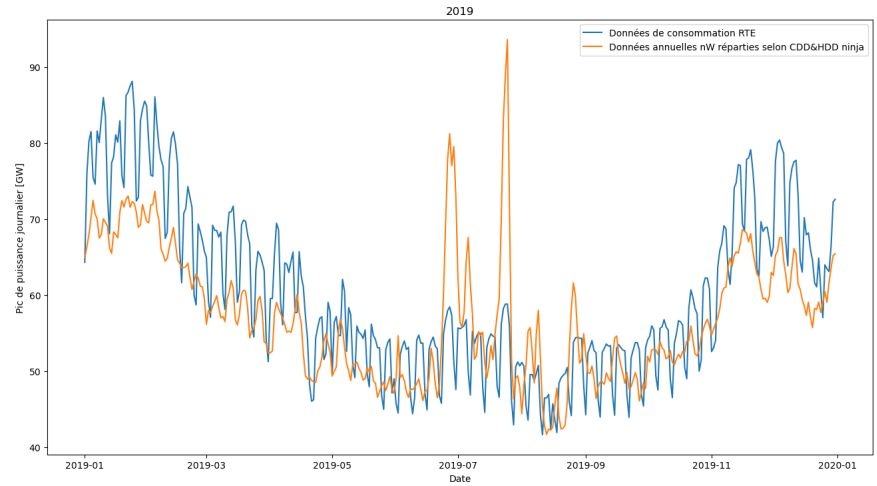


(b) Consommation maximale journalière

Figure 15: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2018

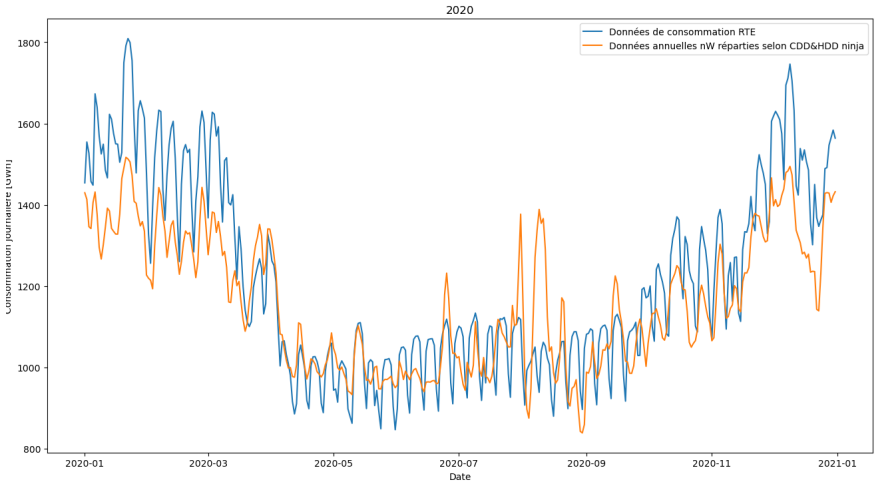


(a) Consommation totale journalière

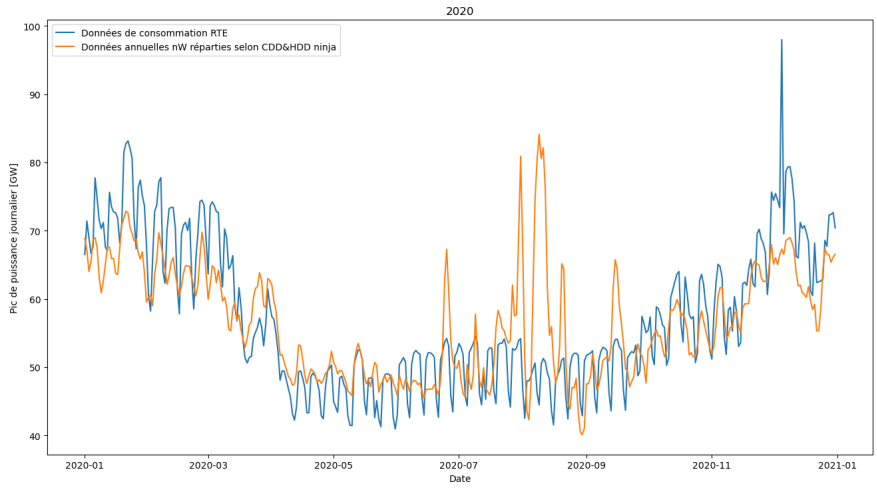


(b) Consommation maximale journalière

Figure 16: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2019

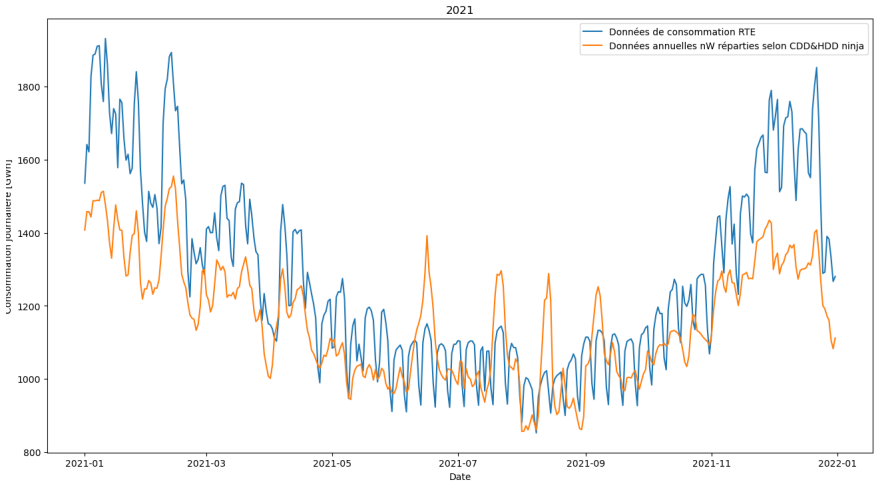


(a) Consommation totale journalière

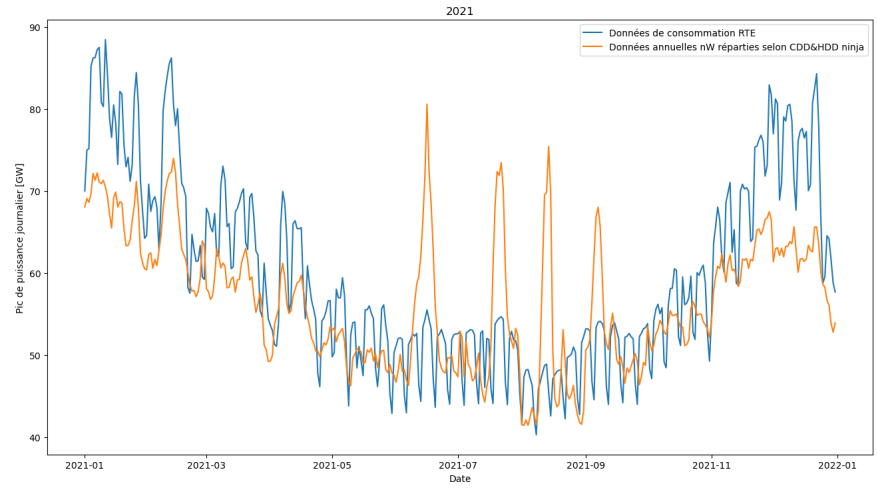


(b) Consommation maximale journalière

Figure 17: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2020

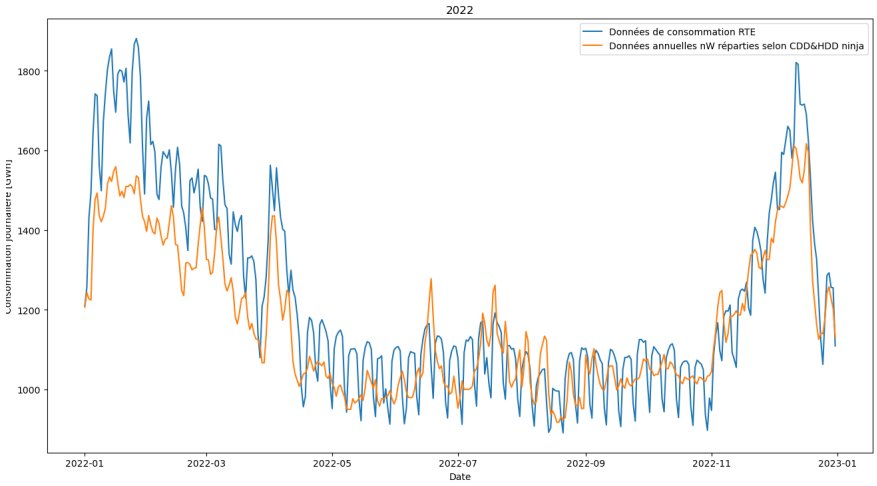


(a) Consommation totale journalière

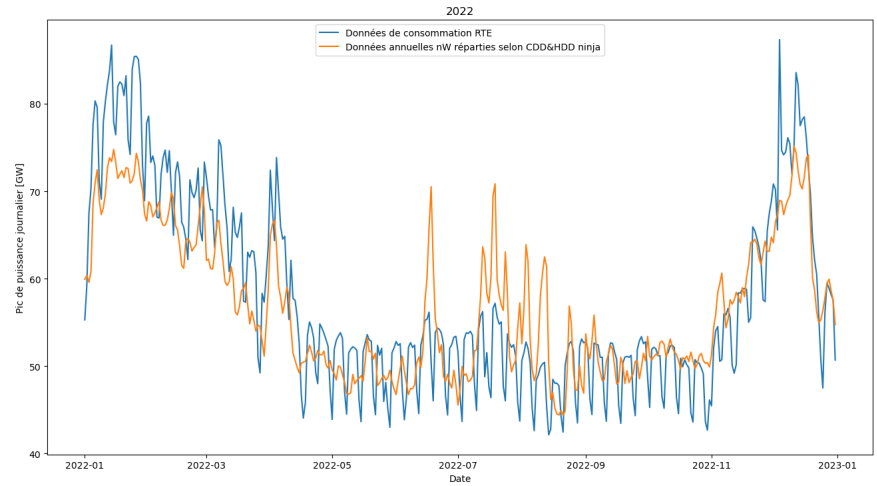


(b) Consommation maximale journalière

Figure 18: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2021



(a) Consommation totale journalière



(b) Consommation maximale journalière

Figure 19: Comparaison entre les données RTE de consommation et l'application des profils basés sur les degrés-jours aux consommations identifiées dans le scénario négaWatt 2022, pour l'année 2022