

NOMENCLATURE

Lettres latines

Caractères	Description	Unité
a_1, a_2, a_5	Paramètres propres au composant solaire thermique	Unité variable
A	Surface	m^2
$CAPEX$	Coût d'investissement d'un composant	€/kW ou €/kg
CC	Contenu carbone	kgEqCO ₂ /kWh
c^m	Capacité thermique massique	kWh/(kg.K ⁻¹)
CD	Ensemble des points cardinaux (-) { <i>est, sud, ouest, nord</i> }	–
ct	Centile d'une série temporelle	Unité variable
d	Diamètre	m
$dist$	Distance entre deux <i>hubs</i>	km
DJU	Degrés-jours unifié	$K.h$
e	<i>Plot ratio</i>	–
F	Puissance reçue par un composant	kW
F_1, F_2, F_3, F_4, F_5	Facteur de correction	–
FC	Facteur de charge	–
FCI	Facteur de charge instantané	–
FEP	Facteur d'énergie primaire	–
H	Coefficient de transfert global	W/K
I	Irradiation solaire	kWh/m^2
n, k	Longueurs de supports temporels	<i>N. D.</i>
nb	Nombre	<i>N. D.</i>
L	Longueur de réseau	m
M	Valeur infinie dans un problème PLNE	Unité variable
m	Masse	kg
ME	Mix énergétique	–
N	Durée de vie	<i>années</i>
n	Vecteur solaire	<i>N. D.</i>
$OPEX_F$	Coût fixe de maintenance	%CAPEX/ <i>an</i>
$OPEX_V$	Coût variable d'utilisation	€/kWh
p	Proportion	–
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	$kWh/(kg.K)$
Q	Demande thermique	kWh
r	Taux d'actualisation	–
t, t'	Temps	<i>N. D.</i>
st, st'	Série temporelle paramétrique	Unité variable
$statut$	Statut de connexion d'un <i>hub</i> à un autre	<i>N. D.</i>
S	Signe	<i>N. D.</i>
T	Température	K
TC	Taux de centralisation	–
TCB	Taxe carbone	€/kgEqCO ₂

V	Volume	L
w	Longueur effective de réseau	m

Lettres grecques

Caractères	Description	Unité
α, β, ξ	Paramètres propres au composant cogénération	Unité variable
$\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$	Paramètre de coût actualisé d'un composant	Unité variable
ϵ	Coefficient de tolérance numérique	Unité variable
η	Efficacité, rendement, pertes	–
θ	Facteur de Carnot	–
λ_1, λ_2	Coefficients de régression ECS	Unité variable
ϕ	Gain thermique	kWh
τ	Saison thermique	<i>N. D.</i>

Indices

Lorsque des indices sont ajoutés à une grandeur, l'ordre d'apparition de ces indices dans la notation est l'ordre alphabétique. Lorsque le caractère générique en indice est spécifié (par exemple, *ECS* remplace *d*), l'ordre alphabétique porte sur le caractère générique (dans l'exemple, *d*).

Caractères	Description
b	Bâtiment
cd	Point cardinal, assimilé à un vecteur
d	Demande thermique (CH : chauffage, CL : climatisation, ECS : eau chaude sanitaire)
e	Composant <i>ElementIO</i>
h	<i>Hub</i> énergétique
m	Climat
n	Composant <i>Network</i>
p	Composant <i>Production</i>
<i>REF</i>	Référence
r	Scénario de rénovation thermique du bâtiment (NR : non rénové, HR : rénové)
s	Composant <i>Storage</i>
v	Vecteur énergétique

Exposants

L'ordre d'apparition des exposants associés à une grandeur est l'ordre alphabétique.

Caractères	Description
<i>abs</i>	Valeur absolue
<i>air</i>	Air extérieur

<i>an</i>	Résolution analytique
<i>base</i>	Température de base
<i>BI, BS</i>	Borne inférieure/supérieure d'une variable de décision
<i>biom</i>	Biomasse
<i>circ, prel, sout</i>	Circulation, prélèvement, soutirage. Qualifie la demande ECS.
<i>diff</i>	Différence, dérivée
<i>dim</i>	Dimensionnement
<i>direct, diffus</i>	Types de rayonnement solaire
<i>elec</i>	Electricité
<i>ent, sor</i>	Vecteur entrant, vecteur sortant
<i>EXT</i>	Famille de composants <i>ElementIO</i>
<i>F, C</i>	Vecteur froid, vecteur chaud
<i>gaz</i>	Gaz naturel
<i>int</i>	Interne
<i>loge</i>	Logement d'un bâtiment
<i>optim</i>	Résolution du problème d'optimisation
<i>pinc</i>	Pincement thermique
<i>P</i>	Famille de composants <i>Production</i>
<i>pertes</i>	Pertes thermiques
<i>refri</i>	Réfrigérant
<i>reg</i>	Maillage régulier
<i>S</i>	Famille de composants <i>Storage</i>
<i>sol</i>	Solaire
<i>SYS</i>	Famille de composants <i>Network</i> Spatialité des <i>hubs</i>
<i>TAB</i>	Projet Tabula
<i>terre</i>	Emprise au sol, sous-sol

Acronymes

Acronyme	Description
3GDH	<i>Third Generation District Heating</i> (français : réseau de chaleur de troisième génération)
4GDH	<i>Fourth Generation District Heating</i> (français : réseau de chaleur de quatrième génération)
5GDHC	<i>Fifth Generation District Heating and Cooling</i> (français : réseau de chaleur de cinquième génération)
ACV	Analyse de cycle de vie
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CO ₂	Aspect CO ₂
COP	Coefficient de performance d'une PAC
COSTIC	Comité Scientifique et Technique des Industries Climatiques
DC	District Cooling (français : réseau de froid)
ECO	Aspect économique
ENR&R	Energie renouvelable et de récupération

EX	Aspect exergetique
GES	Gaz à effet de serre
HRE	<i>Heat Roadmap Europe</i>
IRR	<i>Internal Return Rate</i> (français : taux de rentabilité interne)
IT	<i>Italie</i>
SE	<i>Suède</i>
K	Cas d'étude
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (français: coût actualisé de l'énergie)
NPV	<i>Net Present Value</i> (français : valeur actuelle nette)
PAC	Pompe à chaleur
PL	Programmation linéaire (anglais : <i>Linear Programing</i>)
PLNE	Programmation linéaire en nombres entiers (anglais : <i>Mixed Integer Linear Programing</i>)
PNE	Programmation en nombres entiers (anglais : <i>Mixed Integer Programing</i>)
PRG	Potentiel de réchauffement global
RCP	<i>Representative Concentration Pathway</i> (français : profils représentatifs d'évolution de concentration)
RDC	Réseau de chaleur
RDF	Réseau de froid
SCOP	Coefficient de performance saisonnier
SFH	Maison individuelle détachée (anglais : <i>single family house</i>)
TH	Maison individuelle mitoyenne (anglais : <i>terraced house</i>)
MFH	Petit logement collectif (anglais : <i>multi family house</i>)
AB	Grand logement collectif (anglais : <i>apartment block</i>)
TIC	Technologies de l'information et de la communication
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i> (français : année météorologique typique)
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> (français : niveau de développement technologique)
ULTDH	Ultra Low Temperature District Heating (français: réseau de chaleur très basse temperature)

Ensembles de composants

Nomenclature	Description
GD_h	<i>Grid (ElementIO), hub h</i>
IO_h	<i>ElementIO, hub h</i>
LD_h	<i>Load (ElementIO), hub h</i>
NT_h	<i>Network, hub h</i>
NT	<i>Network, problème dans son ensemble</i>
PD_h	<i>Production, hub h</i>
ST_h	<i>Storage, hub h</i>

Fonctions mathématiques

Nomenclature	Description
Δ	Différence
σ	Ecart-type d'un ensemble de valeurs
$card$	Nombre d'éléments d'un ensemble
cor	Fonction injective associant à un pas de temps un ensemble de pas temps
$\frac{d}{dt}$	Dérivée temporelle
FC_1, FC_2, rep	Aide au calcul du coût actualisé
ln	Fonction logarithme népérien
max	Maximum d'un ensemble de valeurs
$N(\mu, \sigma)$	Loi normale de moyenne μ et d'écart-type σ
U	Union d'ensemble
$v \subset c$	Le composant c utilise le vecteur v
$\lfloor _ \rfloor$	Partie entière inférieure
$ _ $	Valeur absolue
\rightarrow	Vecteur
$\vec{x} \cdot \vec{y}$	Produit scalaire des vecteurs \vec{x} et \vec{y}
\vee	« Ou » logique
\wedge	« Et » logique

Variables de décision

Les variables de décisions sont indiquées en gras dans le texte.

Variable	Description	Unité
$A_{h,p}^P$	Surface de panneaux du composant solaire thermique p considéré dans le <i>hub</i> h	m^2
CO_2	Quantité nette de gaz à effet de serre entrant dans le système	$kgEqCO_2$
$E_{h,s}^S(t)$	Etat de charge du composant <i>Storage</i> s considéré dans le <i>hub</i> h , à l'instant t	kWh ou kg
$E_{h,s}^{dim,S}$	Capacité de dimensionnement du composant <i>Storage</i> s considéré dans le <i>hub</i> h	kWh ou kg
ECO	Coût total actualisé du système	€
EX	Quantité nette d'exergie entrante dans le système	kWh
$F_{h,p}^{dim,P}$	Capacité de dimensionnement du composant <i>Production</i> p considéré dans le <i>hub</i> h	kW
$F_{h,p}^P(t)$	Puissance de référence du composant <i>Production</i> p considéré dans le <i>hub</i> h , à l'instant t	kW
$F_{e,h}^{EXT}(t)$	Puissance reçue par le composant <i>ElementIO</i> e à l'instant t , en provenance de l'interface du <i>hub</i> h	kW
$F_{h,p,v}^P(t)$	Puissance portée par le vecteur v reçue par le composant <i>Production</i> p à l'instant t , en provenance de l'interface du <i>hub</i> h	kW

$F_{h,s}^S(t)$	Puissance reçue par le composant <i>Storage s</i> à l'instant t , en provenance de l'interface du <i>hub h</i>	kW
$F_{h,n}^{SYS}(t)$	Puissance reçue par le composant <i>Network n</i> à l'instant t , en provenance de l'interface du <i>hub h</i>	kW
$F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t)$	Puissance reçue par le <i>hub h_2</i> en provenance du <i>hub h_1</i> via le composant <i>Network n</i> , à l'instant t	kW
$nb_{h,p}^P$	Multiplicateur du composant <i>Production p</i> dans le <i>hub h</i>	<i>N. D.</i>
$nb_{h,s}^S$	Multiplicateur du composant <i>Storage s</i> dans le <i>hub h</i>	<i>N. D.</i>
O	Fonction objectif	Unité variable
VAR	Variable générique continue	Unité variable
X	Variable générique binaire	<i>N. D.</i>
$X_{e,h}^{EXT}$	Statut de l'utilisation du composant <i>ElementIO e</i> considéré dans le <i>hub h</i>	<i>N. D.</i>
$X_{h,p}^P$	Statut de l'utilisation du composant <i>Production p</i> considéré dans le <i>hub h</i>	<i>N. D.</i>
$X_{h,s}^S$	Statut de l'utilisation du composant <i>Storage s</i> considéré dans le <i>hub h</i>	<i>N. D.</i>
$X_{h,n}^{SYS}$	Statut du raccordement du <i>hub h</i> au composant <i>Network n</i>	<i>N. D.</i>
$X_{h_1,h_2,n}^{SYS}$	Statut de la connexion du <i>hub h_1</i> vers le <i>hub h_2</i> par le composant <i>Network n</i>	<i>N. D.</i>
$Y_{h_1,h_2,n}^{SYS}$	Statut de la connexion entre les <i>hubs h_1</i> et h_2 par composant <i>Network n</i>	<i>N. D.</i>

Nomenclature graphique

Des pictogrammes de description des systèmes énergétiques sont utilisés dans cette thèse et explicités ci-dessous. Ils sont issus d'une source CEA.

Vecteurs énergétiques		Composants Production	
	Electricité		Chaudière
	Chaleur		Cogénération chaleur et électricité
	Froid		Echangeur de chaleur
	Gaz naturel		Pompe à chaleur à absorption
	Biomasse		Pompe à chaleur à compression
			Solaire thermique
Composants Network		Composants ElementIO	
	Réseau de distribution		Composant <i>Grid</i>
			Composant <i>Load</i>
Composants Storage			
	Stockage thermique		
	Stockage électrique		

TABLE DES MATIERES

Table principale

Table des matières	15
Table principale	15
Table des annexes.....	17
Figures	18
Tableaux	23
Introduction	26
Contexte général.....	26
Contexte spécifique au sujet.....	33
Contexte scientifique.....	33
Objectifs scientifiques	34
Contenu du manuscrit.....	34
I. Chapitre I: Périmètre d'étude pour l'évaluation des performances des architectures thermiques	37
I.1 Notion d'architecture thermique.....	38
I.2 Critères de performance.....	39
I.3 Aspect spatial.....	43
I.4 Aspect temporel.....	46
I.5 Gestion des incertitudes.....	47
I.6 Conclusion	53
II. Chapitre II: Méthodologie de comparaison des architectures thermiques	55
II.1 Etat de l'art	56
II.2 Modélisation pour l'étude des systèmes énergétiques.....	60
II.3 Application du modèle.....	70
II.4 Conclusion	83
III. Chapitre III: Réduction de la complexité	85
III.1 Réduction de la complexité spatiale	86
III.2 Réduction de la complexité temporelle	92
III.3 Conclusion	110
IV. Chapitre IV: Définition de profils temporels de demande thermique.....	112
IV.1 Caractérisation des demandes thermiques	113
IV.2 Projet Tabula-Episcopo.....	117
IV.3 Adaptation du modèle Tabula : demandes en chauffage et climatisation	119
IV.4 Résultats du modèle adapté	127

IV.5	Demande en eau chaude sanitaire.....	142
V.	Chapitre V: Application de la méthodologie à un cas d'étude européen.....	149
V.1	Introduction	150
V.2	Définition des cas d'étude	151
V.3	Implémentation.....	180
V.4	Résultats.....	188
V.5	Critiques.....	203
	Conclusion générale	210
	Définition d'un modèle pour la comparaison d'architectures	210
	Adaptation d'un modèle de prédiction de demandes thermiques résidentielles	211
	Application à un cas d'étude européen	211
	Perspectives	213
	Le modèle présente des défauts identifiés... ..	213
	... mais permet néanmoins de guider efficacement l'utilisateur vers des choix technologiques pertinents	214
	Bibliographie.....	284

Table des annexes

I.	Annexe I : Modèles PLNE de composants.....	215
I.1	Introduction	215
I.2	<i>Production</i>	215
I.3	<i>Storage</i>	235
I.4	<i>ElementIO</i>	240
I.5	<i>Network</i>	244
I.6	Contraintes additionnelles	256
II.	Annexe II : Implémentation logicielle de l’outil d’optimisation.....	257
II.1	Choix de plateformes.....	257
II.2	Structure logicielle.....	258
II.3	Procédure de définition des problèmes.....	260
II.4	Partage du code.....	260
III.	Annexe III : Données du cas d’étude	261
III.1	Données météorologiques.....	261
III.2	Demandes thermiques.....	262
III.3	Justification des limites énergétiques de biomasse disponible	264
III.4	Paramètres technico-économiques des composants	265
III.5	Coûts réseaux des architectures retenues.....	271
IV.	Annexe IV : Résultats détaillés du cas d’étude	272
IV.1	Dimensionnement des composants <i>Production</i>	272
IV.2	Usage des composants <i>Storage</i>	277
IV.3	Facteurs de charges des composants <i>Network</i>	281

Figures

Figure 1: Principe de fonctionnement d'une PAC (ADEME, 2017)	26
Figure 2: Performances des climatiseurs à compression sur le marché, par région du monde (International Energy Agency, 2020).....	27
Figure 3: Schéma de principe d'un RDC (ADEME, 2022)	29
Figure 4: Niveaux de températures et composants technologiques associés aux 4 premières générations de RDC. Issu de (Lund et al., 2018), diffusé avec permission.	30
Figure 5: Production annuelle des RDC, par région du monde et secteur de livraison, 2000-2020 (International Energy Agency, 2021b).....	31
Figure I-1: Sources des émissions de GES des secteurs résidentiel et tertiaire, France (<i>Stratégie Nationale Bas Carbone</i> , 2020).....	40
Figure I-2: Principe de l'inclusion de l'énergie primaire dans la comptabilité exergétique	41
Figure I-3: Illustration de l'effet de foisonnement sur deux séries temporelles.....	42
Figure I-4: Consommation finale énergétique du secteur résidentiel, par usage, France métropolitaine (<i>Bilan énergétique de la France pour 2019</i> , 2021)	43
Figure I-5: Consommation finale énergétique du secteur tertiaire, par usage, France métropolitaine (<i>Bilan énergétique de la France pour 2019</i> , 2021)	44
Figure I-6: Répartition de la demande industrielle en chaleur par niveau de température, monde (International Energy Agency, 2019).....	44
Figure I-7: Illustration du schéma de renouvellement de composants dont les longévités diffèrent	46
Figure I-8: Evolution du tarif moyen hors-taxe de l'électricité dans l'Europe des 27, petits consommateurs (<i>Eurostat</i> , 2022)	48
Figure I-9: Evolution du tarif moyen hors-taxe du gaz naturel dans l'Europe des 27, petits consommateurs (<i>Eurostat</i> , 2022)	48
Figure I-10: Evolution du tarif moyen hors-taxe de l'électricité dans l'Europe des 27, autres consommateurs (<i>Eurostat</i> , 2022)	48
Figure I-11: Evolution du tarif moyen hors-taxe du gaz naturel dans l'Europe des 27, autres consommateurs (<i>Eurostat</i> , 2022)	49
Figure I-12: Changements de la température moyenne annuelle en surface, des précipitations et de l'humidité du sol. Issu de (IPCC, 2021, fig. 5 panel a)), diffusé avec permission.	50
Figure I-13: Sélection d'indicateurs du changement climatique planétaire. Issu de (IPCC, 2021, fig. 8), diffusé avec permission.	51
Figure I-14: Classification des climats en Europe (climats aride, tempéré et froid) (Beck et al., 2018) A gauche, climats actuels (1980-2016). A droite, climats futurs selon RCP 8.5 (2071-2100).....	52
Figure II-1: Sensibilité en les coûts paramétrés du dimensionnement d'une centrale de RDC. Issu de (Dahl, Brun, Andresen, 2019), diffusé avec permission.	56
Figure II-2: Caractérisation d'un système physique générique par une approche <i>hub</i>	60
Figure II-3: Interfaçage des composants au sein du <i>hub</i>	61
Figure II-4: Niveaux de classification des composants : famille, modèle et instance.....	62
Figure II-5: Usage du vecteur thermique "en paire" <i>v</i> . A gauche, échange physique réel. A droite, modélisation équivalente pour l'usage dans un <i>hub</i> énergétique.....	63
Figure II-6: Classification des vecteurs énergétiques	65
Figure II-7: Vérification modèle – demande en chaleur	70
Figure II-8: Vérification modèle – schéma système	70

Figure II-9: Vérification modèle – coûts des vecteurs énergétiques	71
Figure II-10: Vérification modèle – COP de la PAC	71
Figure II-11: Vérification modèle – répartition de la production entre PAC et chaudière gaz. En ordonnée, la puissance thermique utile.	72
Figure II-12: Vérification modèle – dimensionnement des équipements de production	73
Figure II-13: Vérification modèle – visualisation de la valeur du dimensionnement de la PAC minimisant le coût total	75
Figure II-14: Exemple avancé – demandes du consommateur $h1$	77
Figure II-15: Exemple avancé – COP des climatiseurs.....	78
Figure II-16: Exemple avancé – facteur d’émission du vecteur électrique.....	78
Figure II-17: Exemple avancé – schéma système. Un seul <i>hub</i> consommateur est représenté. La localisation des <i>hubs</i> ainsi que leur raccordement potentiel en réseaux ne sont pas illustrés.	79
Figure II-18: Exemple avancé – dimensionnement de la production.....	79
Figure II-19: Exemple avancé – productions de l’unité de cogénération	80
Figure II-20 : Exemple avancé – production thermique des climatiseurs.....	81
Figure II-21: Exemple avancé – évolution de l’état de charge du stockage de chaleur.....	81
Figure II-22 : Exemple avancé – production thermique de la chaudière	82
Figure III-1: Réduction spatiale – principe de simplification d’un ensemble hétérogène de <i>hubs</i> en distribution spatiale vraisemblable	87
Figure III-2: Réduction spatiale – principe de regroupement des <i>hubs</i> similaires. Distribution spatiale par type dans le milieu urbain.	87
Figure III-3: Réduction spatiale – principe de regroupement des <i>hubs</i> similaires. Distribution spatiale aléatoire dans le milieu urbain.	88
Figure III-4: Réduction spatiale – liens entre la densité d’un quartier et sa valeur de <i>plot ratio</i> . A gauche, <i>plot ratio</i> élevé. A droite, <i>plot ratio</i> faible.....	89
Figure III-5: Méthode de simplification temporelle explorée par Kouhia et al. pour leur unique série paramétrique. Issu de (Kouhia et al., 2019), diffusé avec permission.....	93
Figure III-6: Réduction temporelle – gains induits par l’abaissement de <i>treg</i> sur la conservation des variations d’une série temporelle fictive.....	97
Figure III-7: Réduction temporelle – maillage par grandes valeurs pour définition du support temporel réduit. En haut, profil temporel non ordonné. En bas, monotone de ce profil. Mise en évidence des pas de temps à intégrer exclusivement en rouge.....	99
Figure III-8: Réduction temporelle – maillage par différence pour définition du support temporel réduit. En haut, profil temporel non ordonné. En bas, monotone de ce profil. Mise en évidence des pas de temps à intégrer exclusivement en noir.	101
Figure III-9: Réduction temporelle – illustration théorique de la réunion de deux supports temporels réduits	102
Figure III-10: Réduction temporelle – cas d’étude : schéma système. Un <i>hub</i> parmi $C1, C2, C3, C4$	103
Figure III-11: Réduction temporelle – cas d’étude : disposition des <i>hubs</i> dans l’espace – aperçu du système	103
Figure III-12: Complexité temporelle – cas d’étude : connexions réseaux optimales. A gauche, RDC. A droite, RDF.....	106
Figure III-13: Réduction temporelle – cas d’étude : compromis temps-précision des différents cas de supports réduits. Echelle logarithmique en abscisses et en ordonnées.....	106

Figure III-14: Réduction temporelle – cas d'étude : dépendance de la variation des émissions annuelles de CO ₂ en celle du coût total	107
Figure III-15: Réduction temporelle – cas d'étude : correspondance entre temps d'horloge et temps déterministe.....	108
Figure III-16: Réduction temporelle – cas d'étude : correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation.....	108
Figure III-17: Réduction temporelle – cas d'étude : correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation – transformation logarithmique.....	109
Figure IV-1: Caractérisation de la demande thermique d' un point de vue centré sur l'émetteur	113
Figure IV-2: Diagramme psychrométrique du climat de Londres, année TMY 2005-2020..	114
Figure IV-3: Diagramme psychrométrique du climat d'Athènes, année TMY 2005-2020...	115
Figure IV-4 Rayonnement solaire incident sur une fenêtre. Coupe horizontale (en haut) et verticale (en bas).	121
Figure IV-5 : Comparaison des modèles de demande en chauffage sur le cas de la Belgique (année TMY 2007-2016).....	129
Figure IV-6 : Comparaison des modèles de demande en chauffage sur le cas de la Belgique (année TMY 2005-2020).....	130
Figure IV-7: Distribution statistique des surfaces des bâtiments, par pays (échelle logarithmique)	131
Figure IV-8: Définition de la saison de chauffe à Sofia, Bulgarie	132
Figure IV-9: Effet de seuil dans le bilan thermique chauffage du modèle adapté	133
Figure IV-10: Températures moyennes de l'air dans le modèle adapté, par saison. En légende, associée au pays, la durée de la saison de chauffe en jours.....	134
Figure IV-11: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation, par pays .	135
Figure IV-12: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation issues du modèle adapté, par taille de bâtiments. Tous pays confondus hors ES, BG et IT.	136
Figure IV-13: Facteurs de charge en chauffage et en climatisation, par pays	136
Figure IV-14: Méthodologie de détermination de la demande réelle en climatisation, projet HRE, (Heat Roadmap Europe, 2016)	137
Figure IV-15: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation, par pays, selon le modèle HRE	138
Figure IV-16 : Demande annuelle surfacique en chauffage selon la température de consigne, en Belgique.....	140
Figure IV-17: Demande annuelle surfacique en climatisation selon la température de consigne, en Belgique.....	140
Figure IV-18: Distribution ECS au niveau bâtiment – régime opération	144
Figure IV-19: Distribution ECS au niveau bâtiment – régime dimensionnement	145
Figure IV-20: Illustration de la pertinence de l'opération de moyenne de la température d'entrée de production ECS, sur une semaine type.....	147
Figure V-1: Présentation des climats retenus pour l'Italie (IT, Rome) et la Suède (SE, Stockholm)	151
Figure V-2: Proportions des bâtiments dans le parc résidentiel national par période de construction (<i>EU Buildings Factsheets</i> , 2017).....	153
Figure V-3: Proportions cumulées des bâtiments dans le parc résidentiel national par période de construction (<i>EU Buildings Factsheets</i> , 2017).....	154
Figure V-4: Proportions des bâtiments dans le cas d'étude, pour l'Italie	154

Figure V-5: Proportions des bâtiments dans le cas d'étude, pour la Suède	155
Figure V-6: Procédure de prise en compte des périodes de construction des bâtiments.....	155
Figure V-7: Système énergétique considéré, pour tout scénario $r \in \{NR, HR\}$	157
Figure V-8: Agencement des composants ECS en local technique de bâtiment.....	158
Figure V-9: Agencement des composants CH en local technique de bâtiment non rénové ..	159
Figure V-10: Agencement des composants CH en local technique de bâtiment rénové	160
Figure V-11: Agencement des composants CL en local technique de bâtiment.....	161
Figure V-12: Gisements de chaleur fatale industrielle en Europe, tous pays confondus.....	163
Figure V-13: Raccordement des deux types de stockage utilisables en centrale CPP	165
Figure V-14: Composants du <i>hub</i> CPP en architecture 4GDH	168
Figure V-15: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture 4GDH. A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$	169
Figure V-16: Composants du <i>hub</i> CPP en architecture 2GDH	170
Figure V-17: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture 2GDH	171
Figure V-18: Composants du <i>hub</i> CPP en architecture 5GDHC	172
Figure V-19: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture 5GDHC. A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$	173
Figure V-20: Composants du <i>hub</i> CPP en architecture DC	175
Figure V-21: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture DC	175
Figure V-22: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture NN (partie 1/2). A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$	177
Figure V-23: Composants des <i>hubs</i> SFH et MFH en architecture NN (partie 2/2)	177
Figure V-24: Procédure de détermination du paramétrage temporel des problèmes	180
Figure V-25: Problème représentatif - correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la valeur de la fonction objectif.....	182
Figure V-26: Problème représentatif - correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation – transformation logarithmique.....	182
Figure V-27: Problème représentatif basse complexité – correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la valeur de la fonction objectif	184
Figure V-28: Problème représentatif basse complexité – correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation – transformation logarithmique	184
Figure V-29: Distribution des durées de résolution, par architecture thermique	187
Figure V-30: Monotone des valeurs des principaux indicateurs.....	188
Figure V-31: Paliers de discrétisation des valeurs des principaux indicateurs	189
Figure V-32: Valeurs discrétisées des indicateurs principaux, par problème considéré.....	190
Figure V-33: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR).....	192
Figure V-34: Répartition des coûts de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR).....	193
Figure V-35: Puissance circulant sur le réseau 4GDH objectif exergie – (IT, NR).....	194
Figure V-36: Monotone de la puissance circulant sur le réseau 4GDH objectif exergie – (IT, NR)	194
Figure V-37: Puissance reçue par le stockage de chaleur long terme objectif exergie – (IT, NR)	195
Figure V-38: Climatiseurs à absorption en centrale CPP – objectif économique – (IT, NR)	195
Figure V-39: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique par fonction objectif – (IT, HR).....	196

Figure V-40: Puissance circulant sur le réseau 2GDH objectif économique – (IT, HR).....	197
Figure V-41: Satisfaction de la demande en climatisation au niveau bâtiment objectif économique – (IT, HR)	197
Figure V-42: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, NR).....	198
Figure V-43: Dimensionnement des composants de chauffage dans les bâtiments SFH et MFH – objectif exergétique – (SE, NR)	199
Figure V-44: Etat de charge du stockage froid court-terme en centrale CPP objectif économique – (SE, HR).....	200
Figure V-45: Pertes thermiques du réseau DC objectif économique – (SE, HR)	201
Figure V-46: Demande en climatisation des deux bâtiments SFH et MFH (SE, HR).....	201
Figure V-47: Système énergétique adapté au réseau 5GDHC	204
Figure V-48: Quotient des émissions carbone dues aux fuites de réfrigérant rapportée à celles dues à l’opération	207

Tableaux

Tableau II-1: Familles de composants	60
Tableau II-2: Présentation des composants définis dans la bibliothèque actuelle	69
Tableau II-3: Vérification modèle – coefficients de coûts actualisés des composants Production	73
Tableau II-4: Vérification modèle – comparaison des deux solutions.....	75
Tableau III-1: Complexité temporelle – cas d'étude : séries temporelles utilisées.....	104
Tableau III-2: Réduction temporelle – cas d'étude : paramètres de définition des cas de l'analyse de sensibilité *ND = non défini	104
Tableau III-3: Réduction temporelle – cas d'étude : caractéristiques de la solution du cas de référence	106
Tableau IV-1: Différence d'irradiation solaire selon les modèles Tabula et adapté, en saison de chauffe ($kWh/(m^2.an)$)	127
Tableau IV-2: Différence relative d'énergie annuelle de chauffage entre les deux modèles.	131
Tableau IV-3: Différence relative d'énergie annuelle de chauffage entre les deux modèles. Avec diminution de la contribution du rayonnement diffus.....	133
Tableau IV-4: Dépendance de l'énergie annuelle de chauffage en la température de consigne	139
Tableau IV-5: Dépendance de l'énergie annuelle de climatisation en la température de consigne	139
Tableau V-1: Périodes temporelles considérées par (<i>EU Buildings Factsheets</i> , 2017).....	152
Tableau V-2: Périodes temporelles considérées par le projet Tabula, pour l'Italie	153
Tableau V-3 : Périodes temporelles considérées par le projet Tabula, pour la Suède	153
Tableau V-4: Coûts de l'électricité et du gaz naturel.....	162
Tableau V-5: Facteurs d'émission de la biomasse et du gaz naturel.....	162
Tableau V-6: Facteurs d'émission de l'électricité.....	162
Tableau V-7: Disponibilité de la chaleur fatale industrielle.....	164
Tableau V-8: Capacité des architectures à satisfaire les demandes thermiques des bâtiments	166
Tableau V-9: Composants de l'architecture 4GDH mobilisables dans chaque <i>hub</i> ^{a)} Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants <i>Production</i> à la température $TCH, NR_{inter} = 60^{\circ}C$. ^{b)} Bâtiments HR seulement.	167
Tableau V-10: Composants de l'architecture 2GDH mobilisables dans chaque <i>hub</i>	170
Tableau V-11: Composants de l'architecture 5GDHC mobilisables dans chaque <i>hub</i> . ^{a)} Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants <i>Production</i> à la température $TCH, NR_{inter} = 60^{\circ}C$. ^{b)} Bâtiments HR seulement.....	172
Tableau V-12: Composants de l'architecture DC mobilisables dans chaque <i>hub</i>	174
Tableau V-13: Composants de l'architecture NN mobilisables dans chaque <i>hub</i> . ^{a)} Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants <i>Production</i> à la température $TCH, NR_{inter} = 60^{\circ}C$. ^{b)} Bâtiments HR seulement.	176
Tableau V-14: Unions d'architectures considérées dans le cas d'étude	178
Tableau V-15: Paramétrage des supports temporels réduits pour le problème représentatif.	180
Tableau V-16: Longueur des supports temporels réduits pour le problème représentatif	181
Tableau V-17: Problème représentatif – recherche du compromis entre temps de résolution et valeur de la fonction objectif.....	183

Tableau V-18: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR).....	191
Tableau V-19: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique par fonction objectif – (IT, HR).....	196
Tableau V-20: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, NR).....	198
Tableau V-21: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, HR).....	200

INTRODUCTION

Contexte général

Dérèglement climatique

En France métropolitaine, des modèles de simulation prévoient une augmentation de la température moyenne annuelle d'environ 1 à 4°C d'ici 2100 (période de référence : 1976-2005) (Météo-France, 2020a). Cette augmentation est d'avantage marquée en été.

Dans le monde, l'augmentation de la température est une des causes principales de celle des besoins en climatisation des bâtiments résidentiels et tertiaires, avec l'augmentation du niveau de vie des populations et la croissance démographique (International Energy Agency, 2018). Ces besoins accrus en froid concernent surtout les régions du monde déjà en proie aux conditions de sécheresse et de canicule, régions dans lesquelles les populations locales ne sont pas toujours équipées de solutions de rafraîchissement. A l'inverse, un déploiement à grande échelle des climatiseurs individuels à compression de vapeur a lieu dans les grands centres urbains. Un climatiseur à compression consiste en un ou plusieurs évaporateurs situés à l'intérieur du logement et d'un condenseur disposé en façade. Ces climatiseurs, aussi appelés pompes à chaleur (PAC), fonctionnent selon le principe explicité en Figure 1.

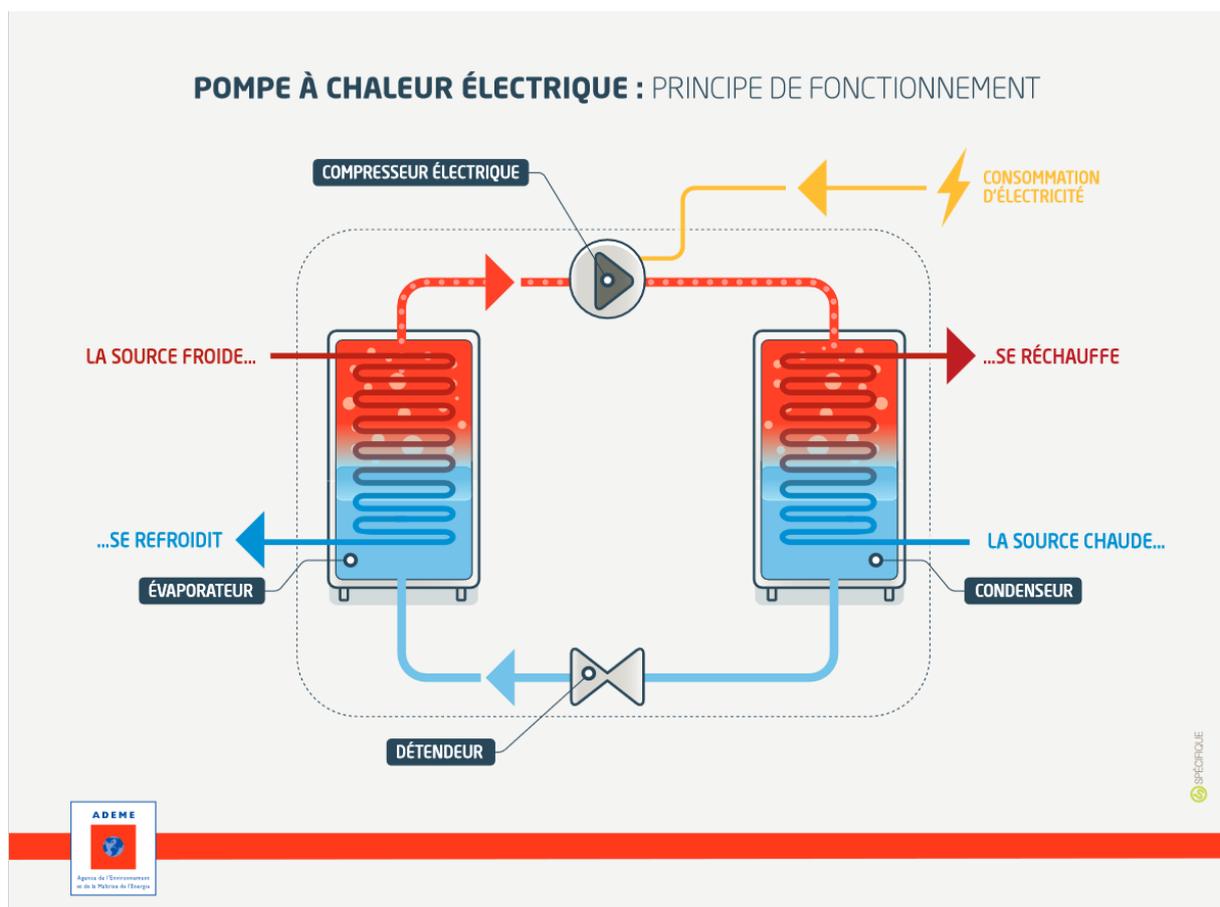


Figure 1: Principe de fonctionnement d'une PAC (ADEME, 2017)

Ces machines causent de nombreux problèmes. Elles sont bruyantes (environ comme un téléviseur en marche) et souvent mal intégrées dans l'unité architecturale du bâtiment. De plus, un parc de climatiseurs à compression sollicite le réseau électrique basse tension lors des périodes de forte chaleur, ce qui induit du stress sur le réseau et des pertes élevées de distribution. Enfin, les performances de ces climatiseurs sont souvent sous-optimales à l'échelle de ce que permet le cycle théorique de la PAC. Il est de plus constaté que les performances des machines individuelles sont bien inférieures aux machines industrielles. D'ailleurs, les normes de référence pour l'évaluation du Coefficient de Performance instantané (COP) ou COP saisonnier (SCOP) diffèrent d'un pays à l'autre. Cela rend difficile la comparaison des machines existantes et la standardisation des machines à venir. La Figure 2 présente les SCOP des climatiseurs sur le marché (en ordonnées), par région du monde (en abscisses).

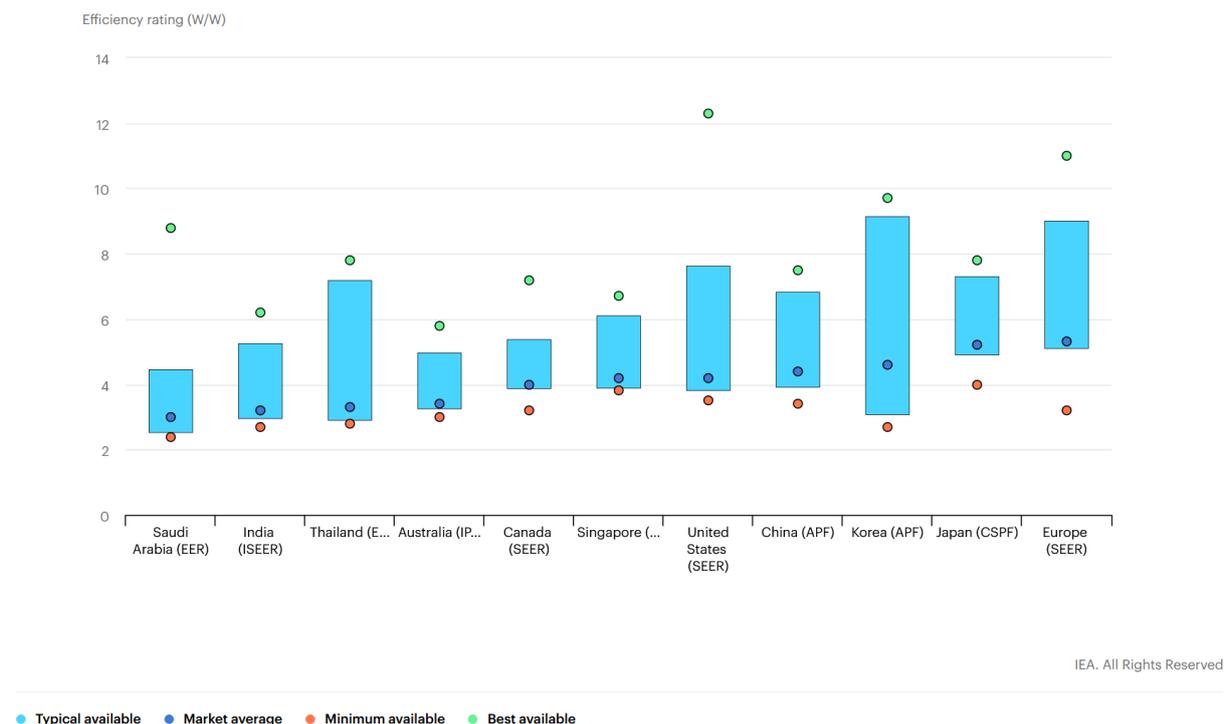


Figure 2: Performances des climatiseurs à compression sur le marché, par région du monde (International Energy Agency, 2020).

Un COP faible est associé à une consommation électrique élevée, laquelle est dissipée en chaleur et rejetée en milieu urbain. Avec les calories extraites de l'air ambiant du logement, cette évacuation de chaleur est une des causes du phénomène d'îlot de chaleur urbain. Ce phénomène se manifeste par exemple par une augmentation moyenne de la température quotidienne de 2.5°C en centre Paris, comparé avec les zones rurales voisines (Météo-France, 2020b). Sous des conditions météorologiques défavorables, ce chiffre atteint 10°C la nuit en été.

Enfin, ces machines utilisent encore un fluide réfrigérant de haut potentiel de réchauffement global (PRG). Les fuites occasionnelles de ce fluide dans l'atmosphère pèsent sur les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Transition énergétique

Les secteurs résidentiels et tertiaires représentaient 30.9% de la consommation énergétique finale mondiale en 2015 (The Shift Project, 2020a), et ce pour des besoins essentiellement thermiques.

Alors que l'accroissement de la demande en froid implique presque exclusivement l'électrification des systèmes énergétiques pour le confort thermique, les besoins en chaleur restent eux fortement dépendants des énergies fossiles. Cela concerne en particulier les besoins en chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) des bâtiments résidentiels et tertiaires. En 2019, dans le monde, 51% des équipements de fourniture de chaleur vendus étaient des chaudières fonctionnant à base de charbon, fioul ou gaz naturel (International Energy Agency, 2021a). Par ailleurs, 16% de ces ventes étaient des radiateurs électriques conventionnels qui sont dépendants, tout comme les climatiseurs à compression, d'un mix électrique parfois fortement carboné.

Or le déclin des énergies fossiles dites de manutention facile (en termes de transport et stockage) est déjà annoncé. Il s'agira du pétrole dans un premier temps puis du gaz naturel. Il est par exemple probable que l'Union Européenne ait des difficultés à s'approvisionner en pétrole d'ici à 2030 (The Shift Project, 2020b). La solution consistant à substituer du charbon au fioul et au gaz naturel n'est pas compatible avec les accords de Paris de limitation des émissions de GES (UNFCCC, 2015).

Dans l'ensemble, la part importante représentée par les besoins énergétiques du bâtiment ainsi qu'une forte dépendance de ces besoins en des énergies carbonées ou se raréfiant incite à accélérer la transition énergétique. Dorénavant, les demandes en climatisation, chauffage et ECS doivent être satisfaites avec des sources d'énergie qui présentent dans une moindre mesure les problèmes des énergies fossiles et/ou carbonées. Ces énergies, caractérisées par une disponibilité long terme et peu d'émissions de GES, sont par exemple les énergies renouvelables et de récupération (ENR&R).

Volonté de planification grande échelle de l'énergie

Définition des réseaux thermiques

Dans les milieux urbains, une des voies de décarbonation des systèmes de chauffage et de refroidissement consiste en le remplacement des équipements individuels par des réseaux thermiques.

Ces réseaux ont surtout été déployés jusqu'à maintenant dans leur déclinaison en réseau de chaleur (RDC), dont le fonctionnement est illustré en Figure 3.

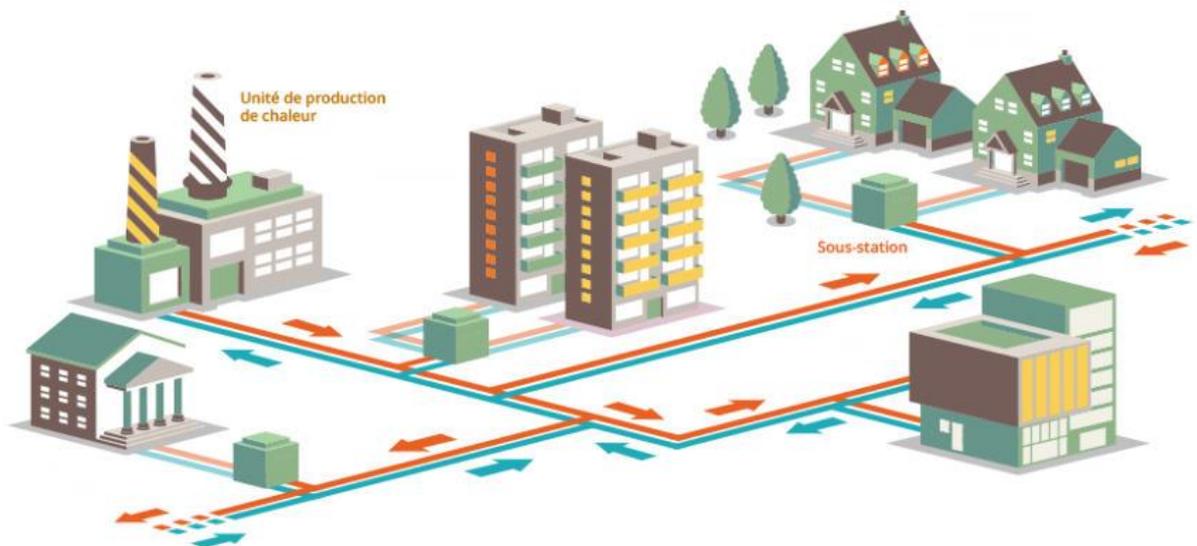


Figure 3: Schéma de principe d'un RDC (ADEME, 2022)

Les RDC présentent de nombreux avantages (Giraud, 2016). En particulier:

- Ils permettent d'exploiter des sources ENR&R ou non valorisables par des usagers isolés.
- Le coût pour l'utilisateur est généralement avantageux comparé aux solutions individuelles conventionnelles, notamment par sa stabilité dans le temps.

Un réseau thermique a trois composantes principales :

- Demande : L'utilisateur a des besoins traduits en exigences en température et débit du fluide circulant dans le système thermique du bâtiment. Ce système est fait de canalisations et d'émetteurs thermiques.
- Production-stockage : Une ou plusieurs centrales de production regroupent des équipements de production et de stockage de chaleur et de froid pour des puissances de l'ordre de 1-100 MW. Ces centrales sont réparties dans la ville.
- Distribution :
 - Un réseau de distribution transporte de la centrale aux usagers un fluide chauffé ou refroidi. Usuellement, ces conduites sont enterrées et le fluide est de l'eau liquide.
 - Un grand nombre de sous-stations font le lien entre le réseau et les usagers. Dans sa version la plus répandue une sous-station est faite d'un échangeur de chaleur entre le réseau et le système thermique du bâtiment ainsi que d'une vanne réglant le débit côté réseau. La puissance typique délivrée par usager est de l'ordre de 0.01-1 MW.

Cinq générations de réseaux thermiques se sont succédées depuis 140 ans. Elles se différencient par l'abaissement des températures de l'infrastructure de distribution et l'intégration accrue de sources ENR&R. Les 4 premières générations sont visibles en Figure 4 (Lund et al., 2018). Elles présentent une infrastructure de distribution de type bitubes et de conversion passive au niveau bâtiment (Werner, 2017). L'eau chaude circule sous état liquide (sauf génération 1) en circuit fermé entre les centrales et les consommateurs.

La quatrième génération de RDC (4GDH) présente des variantes importantes. La variante principale considère des températures de l'eau en conduite chaude entre 55 et 70°C (Lund et al., 2014). Cette température est minorée par celle nécessaire à la satisfaction passive de la demande en ECS. Une variante dite *ULTDH* pour *Ultra Low Temperature District Heating* abaisse cette température entre 40 et 55 °C la majorité de l'année, en décentralisant la production et le stockage ECS (Yang, Svendsen, 2018). Notons que dans les deux cas la contrainte d'une basse température de chauffage restreint l'applicabilité de ces réseaux aux bâtiments thermiquement performants et dont les émetteurs sont adaptés (i.e. grandes surfaces d'échange).

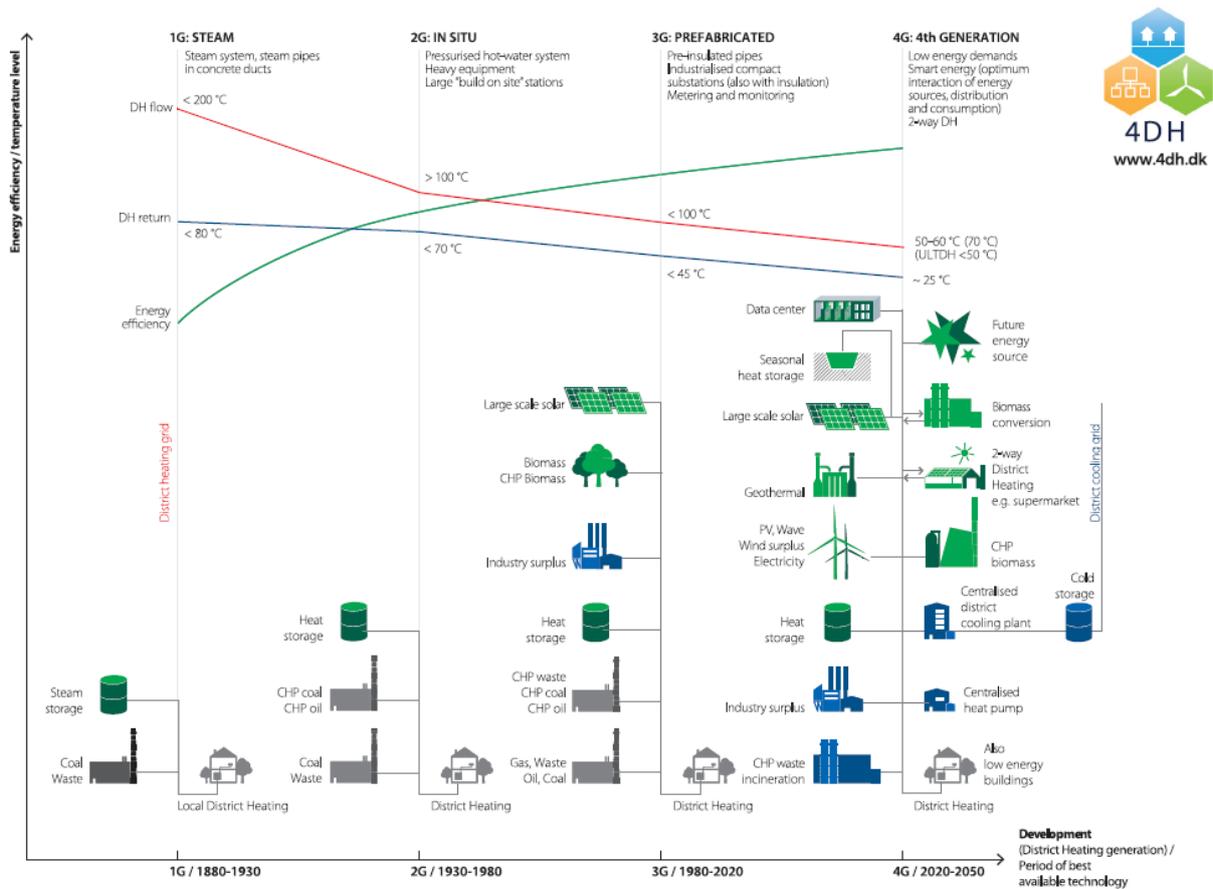


Figure 4: Niveaux de températures et composants technologiques associés aux 4 premières générations de RDC.

Issu de (Lund et al., 2018), diffusé avec permission.

Les réseaux de cinquième générations (5GDHC) font des apparitions de plus en plus fréquentes dans la littérature ces cinq dernières années. Ces réseaux, contrairement aux autres, suivent une logique dite de *prosumer* où chaque nœud du réseau est, à son échelle, producteur ou consommateur de chaleur. Les systèmes réels opérationnels sont trop peu nombreux en Europe et dans le monde pour établir une définition concrète d'un réseau 5GDHC typique. La littérature la caractérise par exemple par les éléments suivants (Buffa et al., 2019) :

- Un réseau de distribution à température proche de l'ambiante.

- En chaque sous-station une PAC réversible (ou même thermofrigopompe), raccordée au réseau d'un côté, et au système de distribution du bâtiment de l'autre.
- Un fort usage de la géothermie comme source et stockage saisonnier thermique, en un point central du réseau.
- Des points semi-centralisés de production permettant la valorisation de sources de chaleur. Il s'agit par exemple de *data-centers* ou stations de métro excédentaires en chaleur.

Notons qu'un tel point semi-centralisé est très similaire à un consommateur de froid classique. Il s'en distingue par exemple par le fait que la chaleur associée est fatale et disponible en quantité importante.

Enfin, les RDF (Réseaux de froid, anglais : *District Cooling, DC*) sont tels que des frigories sont produites en centrale et distribuées au primaire d'échangeurs de chaleur en sous-station de bâtiment. En France, le plus gros est celui de Paris avec 370 GWh/an d'énergie livrée et un puisage passif d'énergie sur la Seine (*Fraîcheur de Paris, 2022*).

Historique des réseaux de chaleur

Historiquement, les RDC se sont fortement développés dans les pays membres de l'URSS ainsi qu'en Europe et en Chine. Dorénavant, c'est en Chine que le nombre de RDC croît le plus vite (*Figure 5*). Les RDF quant à eux se développent le plus rapidement dans les régions arides et de haut niveau de développement économique (Eveloy, Ayou, 2019). L'Agence Internationale de l'Energie (IEA) encourage toute recherche scientifique ayant trait aux réseaux thermiques par le programme de collaboration IEA-DHC, créée en 1983 (International Energy Agency, 2022).

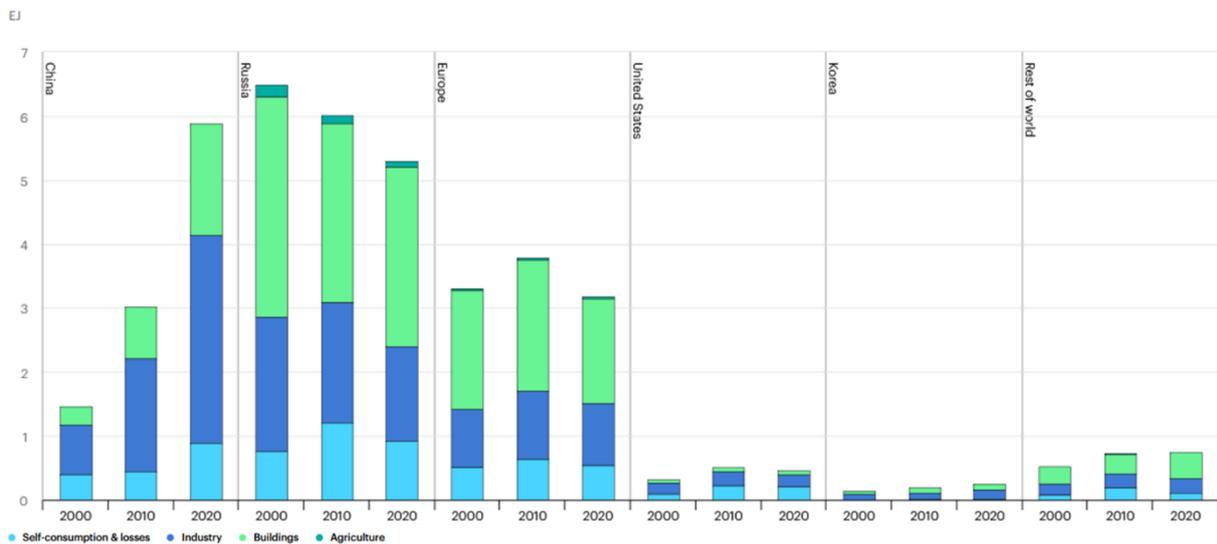


Figure 5: Production annuelle des RDC, par région du monde et secteur de livraison, 2000-2020 (International Energy Agency, 2021b)

Objectif des réseaux thermiques

En France, les RDC et RDF ont été identifiés comme des éléments clés pour mener la transition énergétique, notamment par leur inscription dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (*Stratégie Nationale Bas Carbone, 2020*). En particulier, ils permettent l'intégration de sources ENR&R par leur capacité à gérer des projets dont le retour sur investissement est long.

Par ailleurs, les pollutions locales générées par les systèmes de chauffages individuels ont lieu dans une moindre mesure dans les RDC. En effet, des équipements plus performants et des normes environnementales plus strictes pour les sites industriels induisent une maîtrise, une quantification et une limitation des rejets dans l'environnement.

Contexte spécifique au sujet

Au sein des réseaux thermiques, de nombreuses technologies différentes sont mises en œuvre pour produire, stocker et distribuer l'énergie thermique.

Le pilotage d'un réseau thermique, ou opération du réseau, consiste à donner à chaque instant des consignes aux équipements de production, stockage et distribution de l'énergie thermique dans le but de satisfaire les demandes exprimées par les usagers. Chacun de ces équipements est caractérisé par une puissance nominale ainsi qu'un emplacement stratégique sur le réseau. Déterminer ces caractéristiques pour chaque équipement consiste à réaliser le dimensionnement du réseau thermique.

La complexité associée avec le dimensionnement et l'opération des réseaux thermiques croît avec le nombre et le type d'équipements considérés. Autrefois, seules des chaudières au charbon ou fioul alimentaient les RDC. Depuis plusieurs années, et dans un contexte de décarbonation, des technologies centralisées plus efficaces comme le solaire thermique ou les centrales de cogénération – lesquelles produisent chaleur et électricité – sont utilisées. Des synergies entre vecteurs énergétiques se multiplient également en ce qui concerne la production de froid. Alors que seules les PAC à compression étaient considérées il y a peu pour produire du froid, des réactions d'absorption valorisant la chaleur ENR&R sont dorénavant exploitées dans des PAC dédiées.

Une multitude d'équipements peuvent être utilisés pour répondre à des demandes thermiques fortement hétérogènes. Or le choix du meilleur assemblage d'équipements à l'étape de dimensionnement du système doit répondre à des objectifs de performance environnementale et économique qui sont parfois antagonistes. Il apparaît donc nécessaire de disposer de méthodes et d'outils numériques pour réaliser ces choix en toutes situations.

Contexte scientifique

De nombreuses briques technologiques constituant un réseau thermique sont sujettes à des contraintes thermo-hydrauliques. La modélisation exhaustive de ces phénomènes non linéaires est associée à une grande complexité algorithmique. Les performances variables des équipements et les contraintes de marché (ex : disponibilité d'une source d'énergie) ajoutent encore à cette complexité. De plus, indépendamment de la taille des systèmes considérés, les durées caractéristiques des phénomènes physiques en jeu diffèrent largement. On peut citer les quelques secondes de propagation d'un front d'onde de pression dans le réseau (Giraud, 2016) ou les quelques semaines caractérisant la variation de température du sol au voisinage d'un stockage de chaleur en fosse (Xie et al., 2021). Enfin, les données paramétriques utilisées dans les modèles sont sujettes à incertitude. Ces incertitudes concernent à la fois les données technico-économiques de dimensionnement comme les coûts ou les performances nominales réelles, et les données d'opération. Cette deuxième catégorie regroupe en particulier les données prévisionnelles de demande thermique des usagers (ex : demande en climatisation) et de production d'énergie intermittente (ex : production solaire).

Afin de modéliser ces systèmes complexes, des approches d'optimisation mathématique sont fréquemment rapportées dans la littérature. En particulier, l'usage de la Programmation Linéaire en Nombres Entiers (PLNE) pour les systèmes thermiques consiste à modéliser des systèmes énergétiques par des contraintes révélant le sens physique du système. Ces contraintes

font intervenir des variables de décision dont la valeur optimale est celle qui minimise une fonction objectif donnée. Toutes les formulations doivent être linéaires. Si les variables sont continues, le problème relève de la programmation linéaire (PL) et toute solution trouvée est optimale. Si certaines variables prennent des valeurs entières (PNE), les disjonctions de cas induites par l'existence d'états discrets sont effectuées pour tendre vers une solution dont la distance maximale à la solution optimale est quantifiable.

Objectifs scientifiques

Dans ce contexte, cette thèse cherche à apporter des réponses aux problématiques suivantes :

- Quel point de vue permet de réaliser rapidement l'évaluation d'un système thermique de la taille d'une ville en prenant en compte l'hétérogénéité d'un tel système ?
- Est-ce possible de caractériser par des hypothèses communes des réseaux thermiques issus de générations différentes ?
- Dans les années à venir, quelles technologies répandues de production et de stockage de l'énergie thermique devront être utilisées pour satisfaire les demandes thermiques en accord avec la réduction des émissions de GES ?

Contenu du manuscrit

Le travail présenté ici est divisé en cinq chapitres.

Le Chapitre I présente le cadre de l'étude. Il étudie les thèmes abordés par le sujet de thèse et questionne les points qui doivent être particulièrement explorés. La notion d'architecture thermique est définie par ses fonctionnalités énergétiques et ses portées spatiale et temporelle. Le cas des réseaux thermiques est particulièrement introduit, via les notions de centralisation et de foisonnement.

Le Chapitre II propose une modélisation physique générique des systèmes énergétiques retenus en Chapitre I. Cette méthodologie, qui s'articule autour des idées de vecteurs et *hubs* énergétiques, est associée à une définitions de modèles de composants de production et de stockage d'énergie thermique fréquemment rencontrés dans les systèmes réels. Le formalisme d'optimisation mathématique PLNE adopté permet la définition de trois fonctions objectif indépendantes, à savoir la minimisation des coûts, des émissions de GES et de la quantité nette d'exergie consommée par le système.

Les hypothèses qui permettent la mise en adéquation de la méthodologie du Chapitre II avec la problématique de thèse sont présentées en Chapitre III. Une méthodologie de réduction de la complexité spatiale par le rassemblement des usagers urbains similaires est proposée. Celle-ci est complétée d'une méthode de réduction de la complexité temporelle des problèmes, laquelle est vérifiée exhaustivement sur un cas d'étude. L'ensemble de ces trois modèles constitue un *framework* valorisable dans de nombreuses études.

La connaissance de la demande est un prérequis à l'utilisation du *framework*. Ainsi, le Chapitre IV propose un modèle de détermination de profils temporels de demandes thermiques. Un modèle existant concernant la demande en chauffage de bâtiments résidentiels en Europe – le modèle Tabula – est généralisé aux demandes en climatisation et ECS et rendu compatible avec le *framework*. Cette compatibilité consiste en la considération de demandes au pas de temps horaire, au lieu de la granularité annuelle considérée dans le projet Tabula. Une analyse

comparative des deux modèles est menée en considérant plusieurs centaines de bâtiments soumis à des climats divers.

Le Chapitre V est une application du *framework* à un système énergétique semi-fictif. Il puise dans les résultats du modèle de demande introduit en Chapitre IV pour représenter une typologie de bâtiments urbains réalistes. Il repose également sur les modèles de composants introduits en Chapitre II pour définir des architectures thermiques fréquemment rencontrées, à savoir des réseaux de chaleur (2^{ème}, 4^{ème}, 5^{ème} génération), un réseau de froid et des solutions thermiques individuelles. Finalement, le dimensionnement des systèmes est réalisé pour différents contextes économiques (coûts de l'énergie et des équipements) et météorologiques. Les résultats de cette étude révèlent les performances de chaque architecture dans chaque contexte. Ces performances sont comparées aux données des réseaux de chaleur français. La pertinence des simplifications du modèle en terme d'opération des systèmes est discutée.

Finalement, une conclusion présente les forces et les limites des modèles développés dans les chapitres I à V tandis qu'une présentation des utilisations futures de ces modèles clot le manuscrit.

I. CHAPITRE I: PERIMETRE D'ETUDE POUR L'EVALUATION DES PERFORMANCES DES ARCHITECTURES THERMIQUES

Ce chapitre définit les attentes scientifiques vis-à-vis de la méthodologie d'étude des architectures thermique introduite en Chapitre II. Le concept d'architecture thermique est défini et l'étendue de l'étude concernant les aspects spatial, temporel et technico-économique est précisée.

I.1 Notion d'architecture thermique

I.1.1 Définition

Une architecture thermique est un ensemble de composants de conversion, stockage et transport d'énergie dont le but premier est d'assurer la satisfaction de demandes thermiques. La notion d'architecture thermique couvre les demandes thermiques des bâtiments (résidentiels, tertiaires), des procédés industriels et des exploitations agricoles.

Les architectures thermiques impliquent des vecteurs énergétiques carbonés ou non carbonés, dont les principaux sont le vecteur électrique, le gaz naturel, le fioul, le charbon, la biomasse et les ordures ménagères.

I.1.2 Notion de centralisation

Lorsqu'un réseau de distribution achemine de l'énergie thermique d'un nombre réduit de centrales de production et/ou stockage vers des consommateurs distants cette fourniture est dite centralisée en énergie. Une fourniture centralisée en capacité consiste en une réserve de capacité centralisée capable de couvrir des appels de puissance extrêmes mais peu fréquents.

Plutôt qu'un critère de longueur du réseau de distribution pour décider du caractère centralisé d'une fourniture d'énergie, les deux approches suivantes peuvent donner une indication du degré de centralisation:

- Les durées typiques de distribution de la chaleur dans le réseau sont du même ordre de grandeur que celles des variations des demandes concernées.
- La part de l'énergie dédiée en centrale à la compensation des pertes de charge d'une part et thermiques d'autre part est significative devant la demande des consommateurs.

I.2 Critères de performance

Un système technologique passe par des phases de conception, fabrication, utilisation et mise au rebut (Bartolozzi, Rizzi, Frey, 2017). Les composants d'une architecture thermique subissent en plus une phase d'installation sur site. Chacune de ces phases est associée à des flux financier, matière et/ou énergie. La facilité et l'efficacité associées à l'échange de ces flux sont évaluées selon des critères propres à chaque étape du cycle de vie de l'architecture.

I.2.1 Economiques

Les critères économiques quantifient les coûts de l'architecture thermique supportés par une ou plusieurs parties prenantes. Parmi ces critères, la valeur actuelle nette (*NPV*) rend compte de la rentabilité des projets sur un horizon de plusieurs mois ou années. Le coût actualisé de l'énergie (*LCOE*) ramène la *NPV* au service utile assuré par le système, i.e. la satisfaction des demandes thermiques. Enfin, le taux de rentabilité interne (*IRR*) est le taux de dévaluation du capital qui permet d'annuler la *NPV* à la fin de l'horizon considéré (Leurent, 2018).

Sur des projets réels, le taux de dévaluation est notamment contraint par les capacités d'emprunt du financeur. C'est donc d'avantage un paramètre qu'un résultat du modèle, ce qui exclut l'usage de l'*IRR* comme mesure de la performance économique. Par ailleurs, le *LCOE* a l'avantage de permettre une comparaison rapide de différentes architectures fournissant le même service. C'est donc ce critère qui est retenu.

I.2.2 Environnementaux

La majorité des travaux de la littérature prennent en compte au plus la phase d'utilisation de l'architecture pour qualifier son impact environnemental. Fröling et al. vont plus loin en réalisant l'analyse de cycle de vie (*ACV*) d'une infrastructure de distribution d'un RDC (Fröling, Holmgren, Svanström, 2004; Fröling, Svanström, 2005; Persson, Fröling, Svanström, 2006). Leur travail couvre les phases de fabrication, installation sur site, utilisation et mise au rebut d'une infrastructure de troisième génération (3GDH) en Suède, selon des données de la fin des années 1990. L'unité fonctionnelle est une conduite aller-retour de longueur 100m utilisée pendant 30 ans. Ils concluent que la phase d'utilisation de l'infrastructure représente 50% de l'impact environnemental pour beaucoup des critères étudiés. On retiendra que ce chiffre varie entre 60 et 95% environ en ce qui concerne les émissions de GES.

Cette *ACV* exhaustive est riche en enseignement mais peu généralisable. Par ailleurs, alors que des objectifs clairs de réduction des émissions de GES sont énoncés, il n'en va pas de même pour les autres catégories d'impact. On retrouve par exemple une quantification des quantités de particules fines émises ou de dépletion des matières premières, impacts pour lesquels aucun consensus national ou international de préservation n'a été acté.

En pratique, et pour la suite du travail, le critère retenu est la contribution au dérèglement climatique en phase d'opération. Elle est quantifiée par la quantité de GES émis en scope 1 – émissions directes – et scope 2 – émissions indirectes énergétiques. Le premier scope regroupe notamment la combustion d'énergies fossiles tandis que le deuxième couvre la production d'électricité importée sur le territoire pour usage par l'architecture. Ceci est illustré en Figure I-1 sur le cas particulier des bâtiments résidentiels et tertiaires.

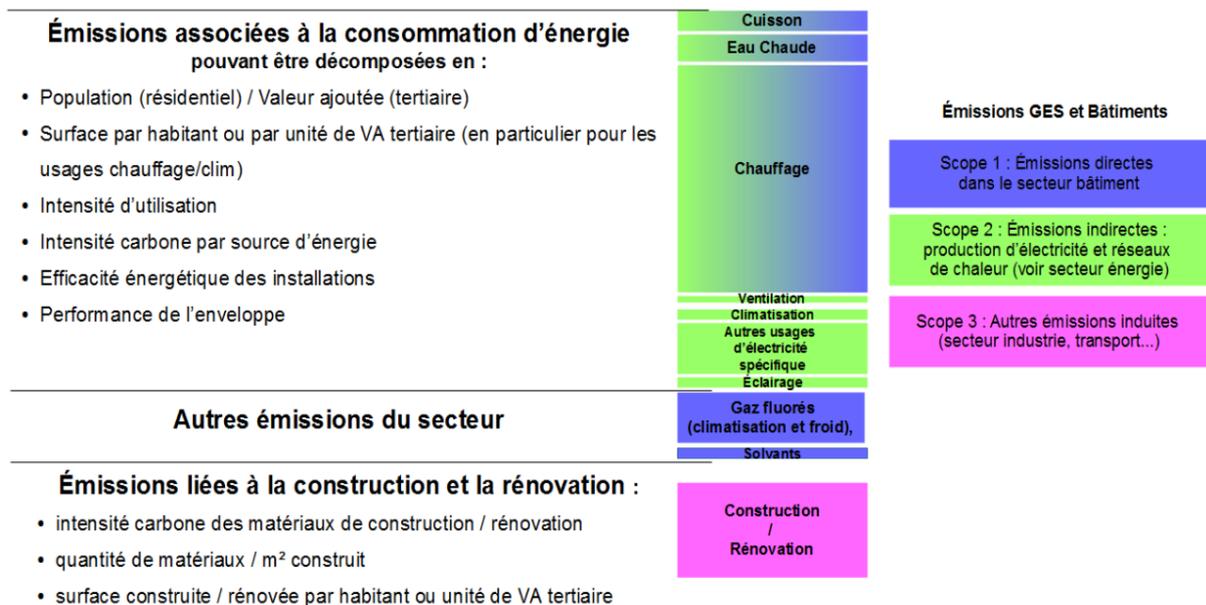


Figure I-1: Sources des émissions de GES des secteurs résidentiel et tertiaire, France.
Tous droits réservés (*Stratégie Nationale Bas Carbone, 2020*)

I.2.3 Energétiques

Les critères énergétiques qualifient les flux énergétiques en phase d'opération entre les composants de l'architecture et l'extérieur.

I.2.3.1 Rendement exergetique

Outre les rendements énergétiques usuels (quantité), une attention croissante est portée à l'exergie et à l'origine des sources primaires (qualité). En particulier, le rendement exergetique et la quantité d'énergie primaire associés à l'opération d'une architecture thermique qualifient respectivement la capacité du système à utiliser une énergie adaptée à chaque usage et sa dépendance aux ressources brutes disponibles. Kouhia et al. (Kouhia et al., 2019) insistent sur l'idée selon laquelle le rendement exergetique seul ne traduit pas la réalité physique d'approvisionnement des vecteurs. Ils utilisent pour l'optimisation linéaire d'un RDC le facteur PeXA (*Primary Exergy Factor*). Ce facteur tient compte à la fois de l'énergie primaire associée à un vecteur et de l'exergie qu'il porte. Cette méthode révèle que les bonnes performances exergetiques apparentes des PAC (permises par des hauts COP) sont partiellement compensées par le fait que le facteur d'énergie primaire de l'électricité est élevé (lorsque cette électricité provient du réseau national). Cela résulte pour ces PAC en des performances exergetiques du même ordre de grandeur que celles des équipements de production de chaleur à base d'énergie fossile, telles les chaudières gaz. L'idée selon laquelle l'exergie des vecteurs utilisés par un système ne rend pas compte de l'exergie primaire consommée en amont est illustrée par la Figure I-2.

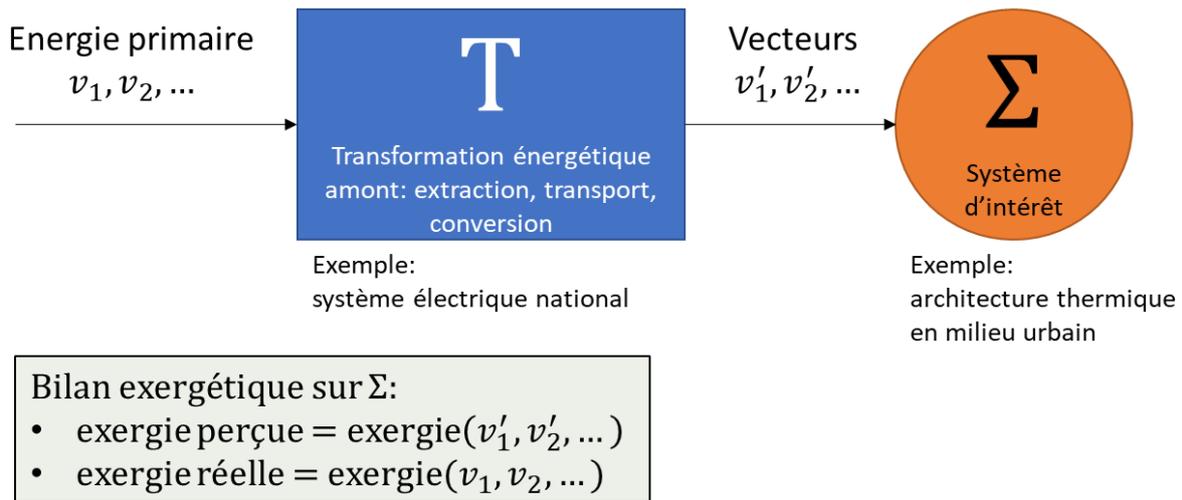


Figure I-2: Principe de l'inclusion de l'énergie primaire dans la comptabilité exergetique

La difficulté d'utilisation du facteur PeXA réside dans détermination des facteurs d'énergie primaire (FEP) des vecteurs énergetiques conventionnels. Au niveau de l'Europe, quatre méthodes d'établissement du FEP de l'électricité donnent des valeurs distantes de jusqu'à 43% (Esser, Sensfuss, Amann, 2016). Par ailleurs, ce facteur dépend fortement du mix électrique, et en particulier de la proportion d'énergies renouvelables de ce mix, dont l'évolution exacte dans les années à venir est inconnue.

Pour raisons, le facteur PeXA n'est pas retenu. Le contenu exergetique des vecteurs échangés avec le système (vecteurs v'_1, v'_2, \dots dans la Figure I-2) est la valeur de référence utilisée pour le calcul d'efficacités exergetiques.

I.2.3.2 Satisfaction de la demande thermique

La part de demande thermique insatisfaite sur le total exprimé dans le système est également un critère de qualité. Il est étudié par Nadal et al. (Nadal et al., 2020), en complément du coût actualisé de l'énergie, dans un système autonome électrique comprenant des sources intermittentes. Cet indicateur est d'autant plus pertinent que la satisfaction des demandes dans leur totalité est un objectif secondaire du système dans l'étude Nadal et al., ce qui n'est pas le cas des architectures thermiques profitant encore de sources d'énergie flexibles telles que les fossiles. La satisfaction de la demande est ici considérée comme obligatoire.

I.2.3.3 Taux de centralisation

Particulièrement applicables aux réseaux thermiques, les taux de centralisation en énergie et en capacité décrivent la propension du système à utiliser des équipements distants des consommateurs et mutualisés entre eux.

La centralisation permet de profiter d'un effet de foisonnement dans les demandes thermiques. Ce foisonnement peut être défini comme l'existence simultanée de demandes d'amplitudes différentes à satisfaire par les mêmes moyens technologiques. La conséquence principale du foisonnement est la transformation de plusieurs profils de demande à fort écart-type en un profil unique d'écart-type plus faible et dont le maxima est moindre que la somme des maxima des profils. Le principe du foisonnement appliqué à deux séries temporelles est illustré en Figure I-3. Soit $st_1(t)$ et $st_2(t)$ deux séries de tirages de 8760 valeurs selon une loi $N(50, 5)$. La

courbe bleue donne la monotone de la série $st_A(t) = st_1(t) + st_2(t)$. Cette monotone est à comparer au cas sans foisonnement $st_B(t) = st_1(t) + st_1(t)$ (courbe rouge).

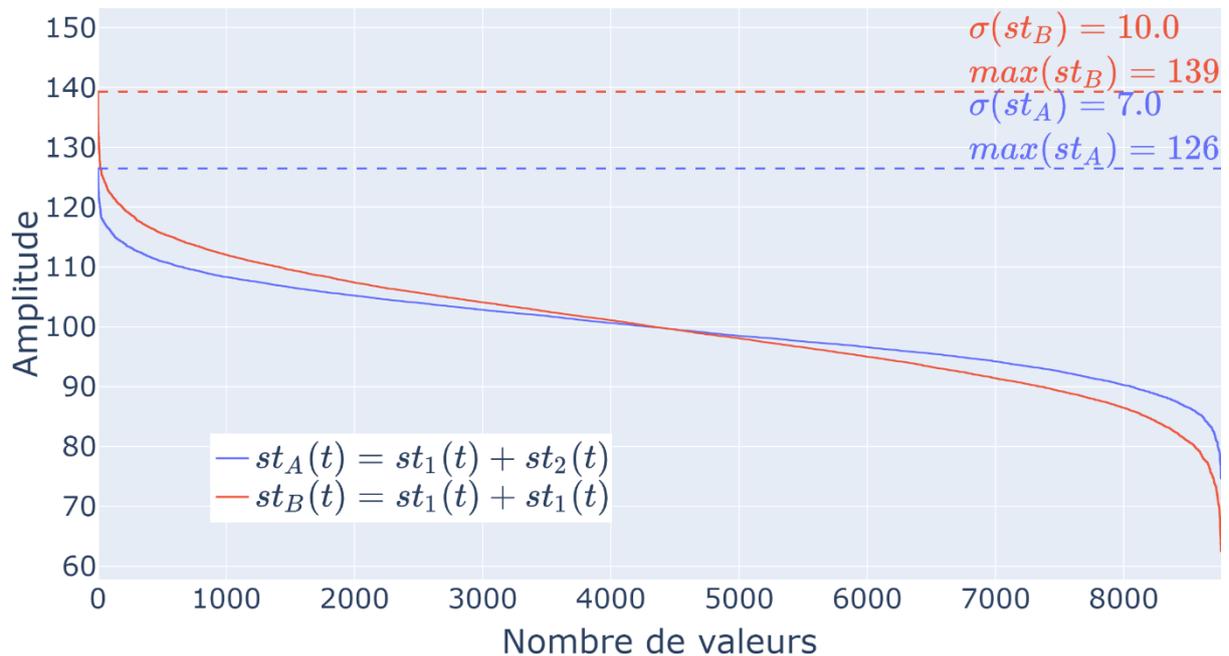


Figure I-3: Illustration de l'effet de foisonnement sur deux séries temporelles

On constate en Figure I-3 que l'écart type du profil avec foisonnement (bleu) est effectivement plus faible que celui sans foisonnement (rouge), et qu'il en va de même pour le maximum de la série.

I.3 Aspect spatial

I.3.1 Bâtiments en milieu urbain

Les bâtiments des milieux urbains sont responsables d'une grande partie des émissions de GES. Ceux des 10 plus grandes métropoles françaises contribuent à hauteur de 5.3% des émissions nationales tous secteurs confondus (*Le défi climatique des villes: Vers des métropoles françaises alignées avec l'Accord de Paris*, 2018). Par ailleurs, un plus haut niveau de richesse (Pottier et al., 2021) et une plus haute densité énergétique font des villes les secteurs prioritaires à décarboner.

Mais les villes sont de taille et caractéristiques énergétiques variées. Paris est par exemple caractérisée par une consommation énergétique horaire de l'ordre du GWh (*Le Bilan Carbone® de Paris 2018, 2020*) contre quelques MWh pour un quartier d'une petite ville de province. Les demandes thermiques prépondérantes en milieu urbain sont celles des bâtiments résidentiels et tertiaires. Le chauffage, l'ECS (chaleur) et la climatisation (froid) sont les trois types de demande considérées ici.

Concernant les bâtiments résidentiels, on remarque notamment en Figure I-4 que l'énergie finale dédiée à la climatisation du secteur résidentiel est actuellement complètement négligeable en France.

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)

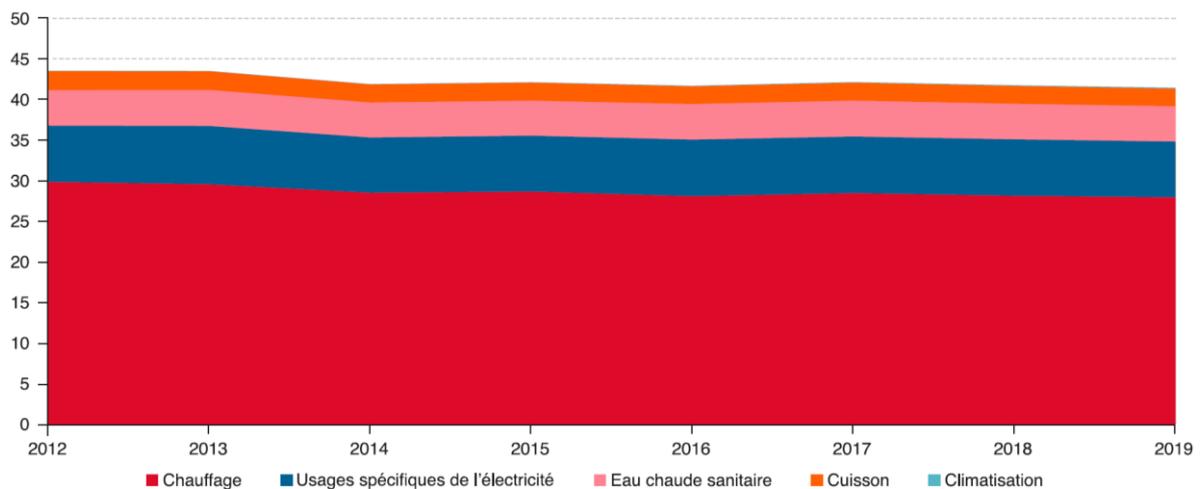


Figure I-4: Consommation finale énergétique du secteur résidentiel, par usage, France métropolitaine (*Bilan énergétique de la France pour 2019, 2021*)

Ce pan de la demande est pourtant traité pour les trois raisons suivantes. Cette demande est non négligeable dans le secteur tertiaire, avec 9% environ de l'énergie finale du bâtiment (Figure I-5). La méthodologie développée dépasse le seul cas français, si bien que des régions aux climats plus chauds peuvent être considérés. Enfin, cette part de climatisation dans le résidentiel est amenée à augmenter dans les prochaines décennies, comme expliqué en

Introduction.

En % (données non corrigées des variations climatiques)

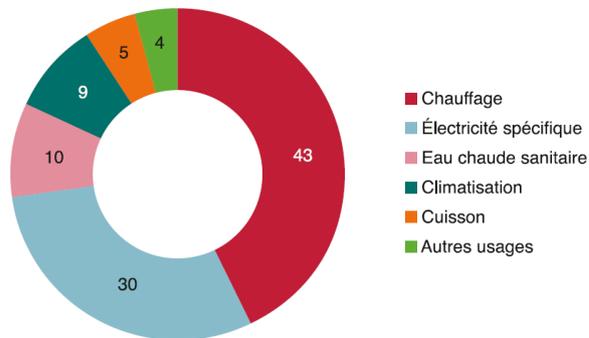


Figure I-5: Consommation finale énergétique du secteur tertiaire, par usage, France métropolitaine (*Bilan énergétique de la France pour 2019, 2021*)

I.3.2 Demandes industrielles

Les demandes des procédés industriels – i.e. hors chauffage et climatisation des locaux – sont caractérisées par des températures majoritairement hors du domaine d’application des réseaux thermiques. En effet, l’IEA établit qu’en 2018 60% de la demande industrielle mondiale en chaleur étaient requise à une température d’au moins 200°C (International Energy Agency, 2019), c’est-à-dire hors de portée des RDC. Encore 22% était appelé entre 100 et 200°C, soit une température accessible partiellement et seulement par les plus vieux RDC (2GDH), lesquels sont amenés à être remplacés dans les années à venir. Ces données sont visibles en Figure I-6.

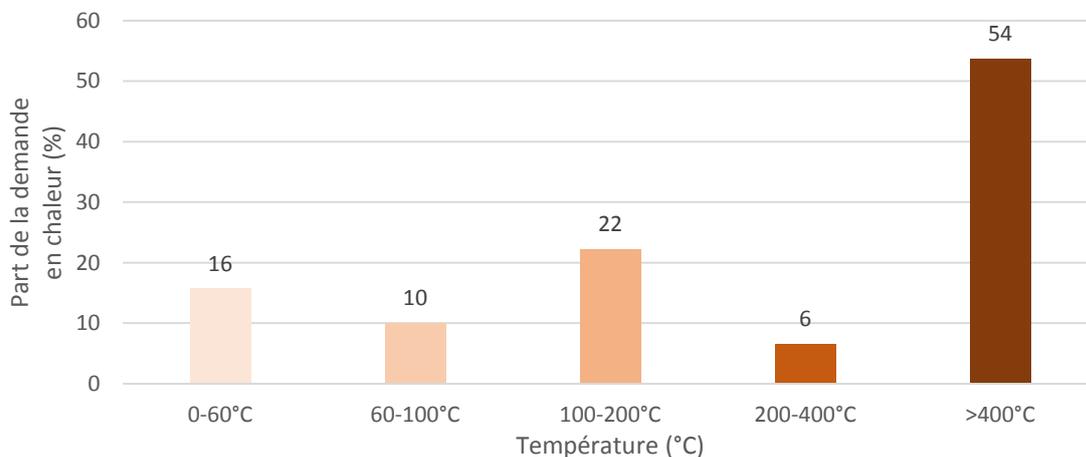


Figure I-6: Répartition de la demande industrielle en chaleur par niveau de température, monde (International Energy Agency, 2019)

Rehfeldt et al. (Rehfeldt, Fleiter, Toro, 2018) présentent des données suivant la même tendance. En effet, leur analyse *bottom-up* des besoins thermiques de l’industrie européenne montre que la part de la demande en chaleur inférieure à 100°C est assez faible, de l’ordre de 12%.

Concernant la demande en froid, environ 54% des besoins sont exprimés à une température entre 0 et 15°C, le reste concernant des températures négatives. Ces besoins concernent surtout

le secteur agroalimentaire. Un RDF à présente une température moyenne typique de la ligne aller de 6-7°C (Eveloy, Ayou, 2019). Cette température ne permet pas la satisfaction d'une partie des demandes en température 0-15°C. La diminution de la température des RDF pour couvrir ces demandes impliquerait notamment une augmentation de la viscosité de l'eau dans les conduites et donc une charge thermique supplémentaire en centrale de production du fait des pertes de charges accrues (Feidt, 2017).

I.4 Aspect temporel

La recherche des meilleures architectures thermiques questionne leur dimensionnement (i.e. ce qu'elles sont) et l'usage que l'on en a (i.e. ce qu'elles permettent de faire). Qu'elles soient étudiées conjointement ou non, les phases de dimensionnement et d'opération s'inscrivent dans des temporalités différentes.

Les composants de production et de stockage constituant les architectures thermiques présentent des longévités technologiques variées mais toujours inférieures à celle des conduites des infrastructures de distribution des réseaux thermiques. Cette dernière est estimée à 40 ans (ADEME et al., 2019). Du fait de la dévaluation du capital – laquelle est un paramètre du modèle – l'amortissement des coûts fixes dépend de la durée d'exploitation du système. Cette durée est minorée par 40 ans car l'on considère qu'une infrastructure de distribution doit être amortie complètement avant d'envisager un démantèlement ou une rénovation majeure. Considérer une durée supérieure à 40 ans serait par ailleurs ignorer l'évolution des besoins d'une ville ainsi que le contexte technico-économique. On retient donc $N^{ECO} = 40 \text{ ans}$.

Le renouvellement des équipements de longévité inférieur à N^{ECO} doit être pris en compte. Un exemple de schéma de renouvellement impliquant des composants de longévité différente est présentée par la Figure I-7.

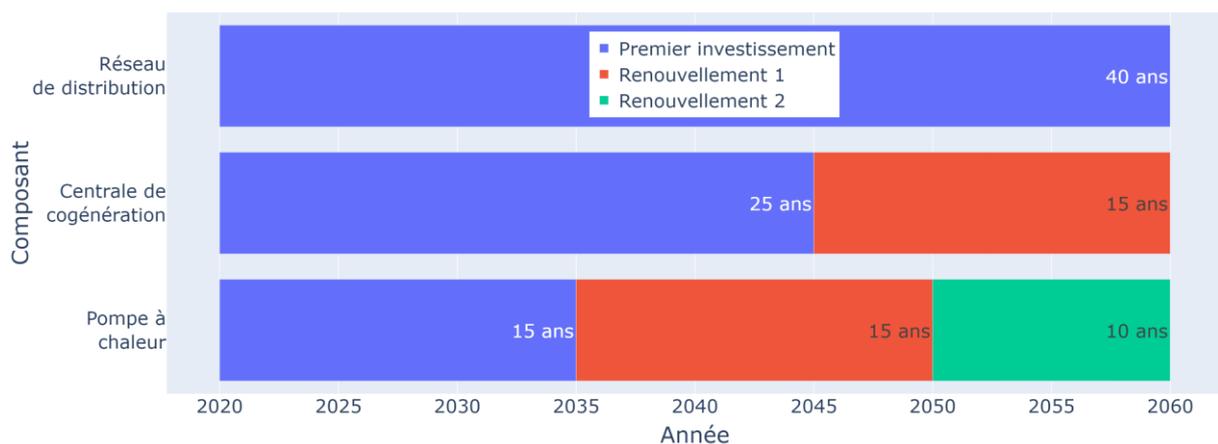


Figure I-7: Illustration du schéma de renouvellement de composants dont les longévités diffèrent

L'horizon temporel d'opération des systèmes doit quant à lui rendre compte de la variabilité saisonnière voire journalière des demandes. De nombreuses études de systèmes énergétiques prennent comme horizon l'année civile (Cuisinier et al., 2021), et il en va de même pour ce travail.

I.5 Gestion des incertitudes

I.5.1 Introduction

Les flux d'énergie échangés par les composants d'une architecture thermique dépendent de paramètres incertains. C'est le cas des propriétés physiques et coûts des composants technologiques, des prix de l'énergie et de la demande thermique. On formule l'hypothèse forte selon laquelle ces données ne varient pas durant l'exploitation du système. Par conséquent, la gestion des incertitudes est restreinte à l'étape de dimensionnement originel du système.

Nadal et al. (Nadal et al., 2020) explorent deux voies à cet effet. La première, nommée *Sensitivity Analysis Approach*, consiste à réitérer l'optimisation du système énergétique pour différentes valeurs de des paramètres soumis à incertitude. La dépendance des performances du système en ces paramètres est ensuite établie pour sélectionner manuellement une solution minimisant l'incertitude. La seconde approche, nommée *Robust Optimization*, prend en compte les incertitudes dès l'étape du dimensionnement en insérant dans l'algorithme d'optimisation une simulation Monte-Carlo balayant les paramètres incertains. Dans les deux cas chaque paramètre incertain est associé à une loi de probabilité, laquelle est fréquemment une loi uniforme du fait d'un manque d'information.

Trois problèmes se posent avec la méthode *Robust Optimization*. Elle nécessite une forte puissance de calcul, ce qui n'est pas compatible avec la nécessité d'évaluer de multiples dimensionnements dans un temps réduit. La minimisation des incertitudes est réalisée sur des indicateurs ciblés, et non sur l'ensemble des propriétés du système énergétique. Enfin, cette méthode est appliquée par Nadal et al. sur un cas spécifique de dimensionnement par un algorithme génétique, i.e. sans garantie d'optimalité (l'opération du système suit quant à elle des règles expertes). Pour ces trois raisons il semble plus adapté ici de mener des analyses d'incertitude a posteriori, similaire à l'approche *Sensitivity Analysis*. La pertinence de la méthodologie d'étude des architectures réside alors dans sa capacité à mettre en évidence rapidement les différences de performance des architectures selon les jeux paramétriques retenus, notamment via des indicateurs simples et des résultats numériques exhaustifs.

I.5.2 Composants technologiques

On s'intéresse aux solutions technologiques dont le niveau de développement technologique (*TRL*) est tel qu'elles aient été déployées dans des systèmes réels de taille supérieure à celle du prototype. En termes de production, cela inclut notamment les PAC à absorption et à compression, CHP, chaudières et centrales solaires thermique plan. En termes de stockage, la priorité est donnée à la modélisation de stockages en énergie thermique sensible (au détriment du stockage latent ou chimique), avec une nécessité de modéliser les stockages court-terme (type *tank*) comme long terme (type *pit*, *borehole* voire *aquifer*) (Guelpa, Verda, 2019).

I.5.3 Vecteurs énergétiques

Les systèmes énergétiques actuels sont fortement dépendants de sources d'énergie primaire tels le gaz naturel, le charbon, le fioul et la biomasse. La disponibilité et le coût de ces vecteurs pour les systèmes thermiques urbains dans les années à venir sont incertains.

L'électricité et le gaz naturel se démarquent des autres vecteurs en termes de tarif du fait que ceux-ci ont une forte dépendance au niveau régional. L'historique depuis 2007 des tarifs

moyens de l'électricité (respectivement du gaz naturel) dans l'Europe des 27 est donné par la Figure I-8 (respectivement Figure I-9) pour les petits consommateurs et Figure I-10 (respectivement Figure I-11) pour les autres. Ces tarifs dépendent de la consommation typique annuelle (code couleur) et sont ceux applicables au consommateur final. Une courbe noire marque la moyenne (non pondérée par le volume) de ces tarifs. Ces figures mettent en forme des données originales de la base Eurostat (*Eurostat, 2022*).

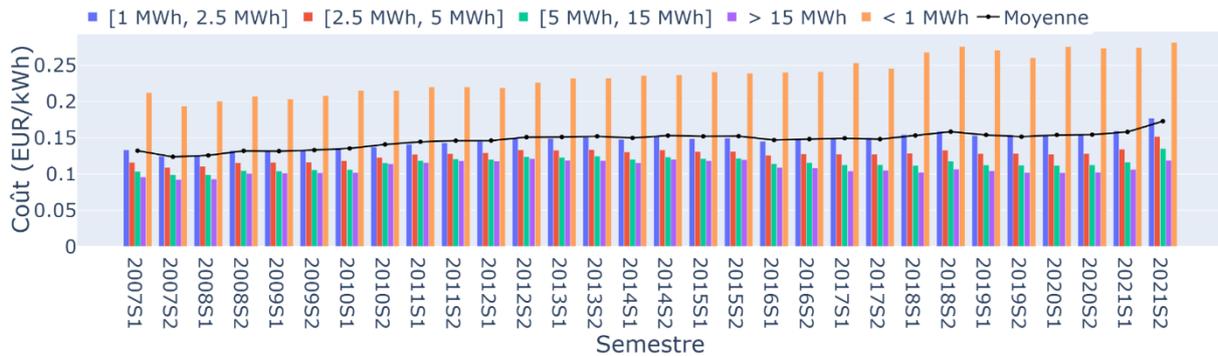


Figure I-8: Evolution du tarif moyen hors-tax de l'électricité dans l'Europe des 27, petits consommateurs (*Eurostat, 2022*)

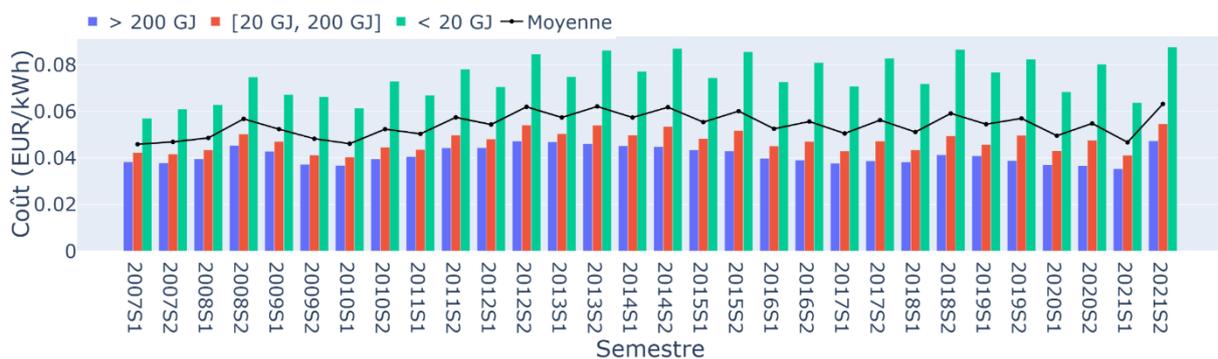


Figure I-9: Evolution du tarif moyen hors-tax du gaz naturel dans l'Europe des 27, petits consommateurs (*Eurostat, 2022*)

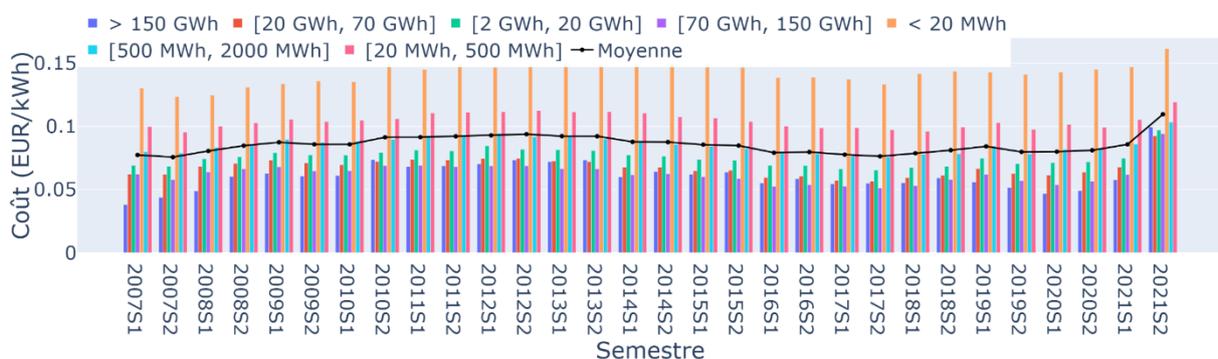


Figure I-10: Evolution du tarif moyen hors-tax de l'électricité dans l'Europe des 27, autres consommateurs (*Eurostat, 2022*)

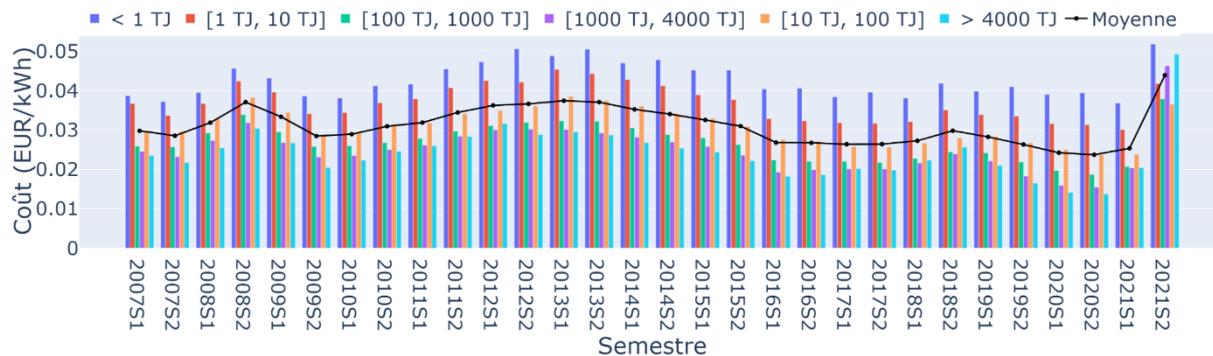


Figure I-11: Evolution du tarif moyen hors-taxé du gaz naturel dans l'Europe des 27, autres consommateurs (*Eurostat, 2022*)

On observe une relative stabilité des prix, en particulier de l'électricité, jusqu'à l'année 2020 incluse. L'année 2021 marque une augmentation soudaine des tarifs, en particulier chez les gros consommateurs. Ces données appuient l'idée de tarifs futurs difficilement prédictibles.

Le projet *Heat Roadmap Europe (HRE)* s'attache néanmoins à proposer des scénarios d'évolution des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) et de la biomasse à horizon 2030 et 2050 (*Heat Roadmap Europe, 2017a*). Ce travail se base donc sur les coûts historiques en ce qui concerne l'électricité et le gaz naturel, et les coûts prospectifs pour la biomasse.

I.5.4 Demande thermique

L'évolution du climat engagée depuis plusieurs décennies va se poursuivre. L'augmentation de température moyenne à la surface terrestre a déjà une incidence sur les demandes thermiques, en particulier aux pôles et au-dessus des surfaces continentales (Figure I-12). Cette augmentation est donnée par la Figure I-13.

Pour chaque incrément de réchauffement planétaire, les changements s'accroissent pour les moyennes régionales de la température, des précipitations et de l'humidité du sol

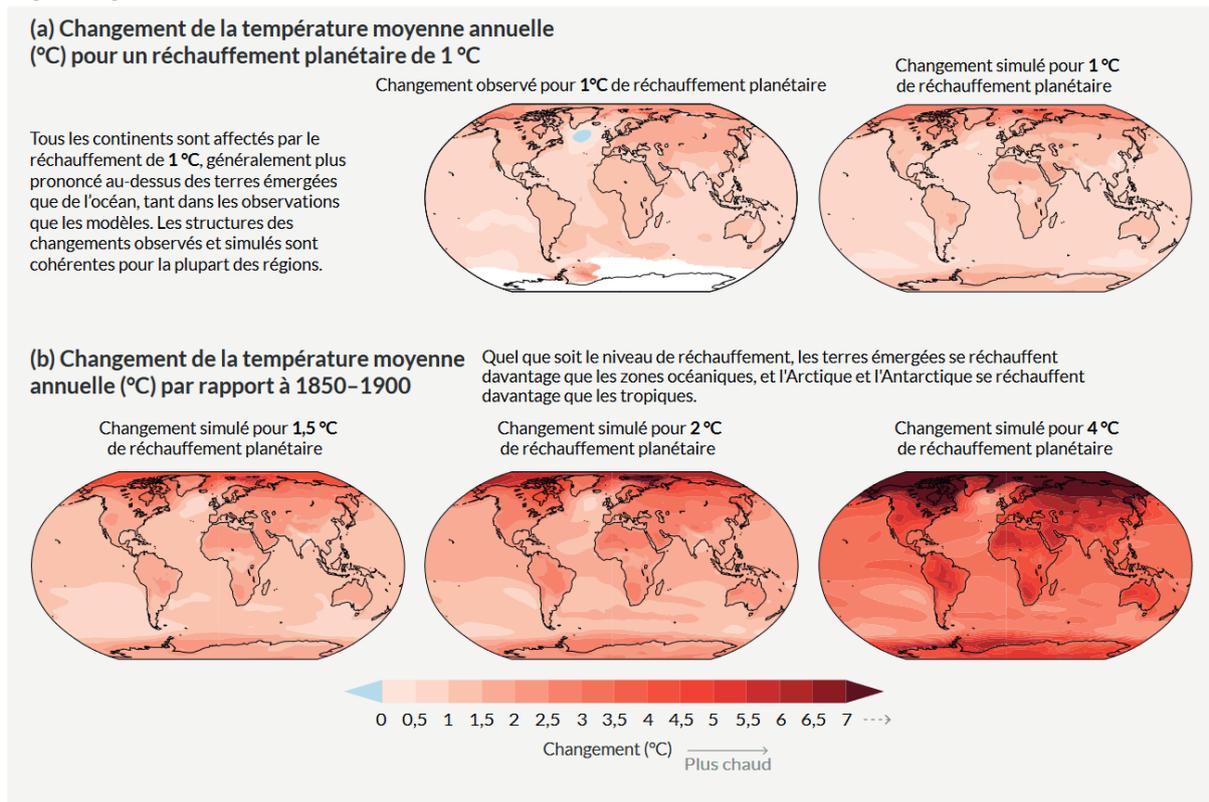


Figure I-12: Changements de la température moyenne annuelle en surface, des précipitations et de l'humidité du sol.

Issu de (IPCC, 2021, fig. 5 panel a)), diffusé avec permission.

Les activités humaines affectent toutes les composantes majeures du système climatique, certaines réagissant pendant des décennies et d'autres pendant des siècles.

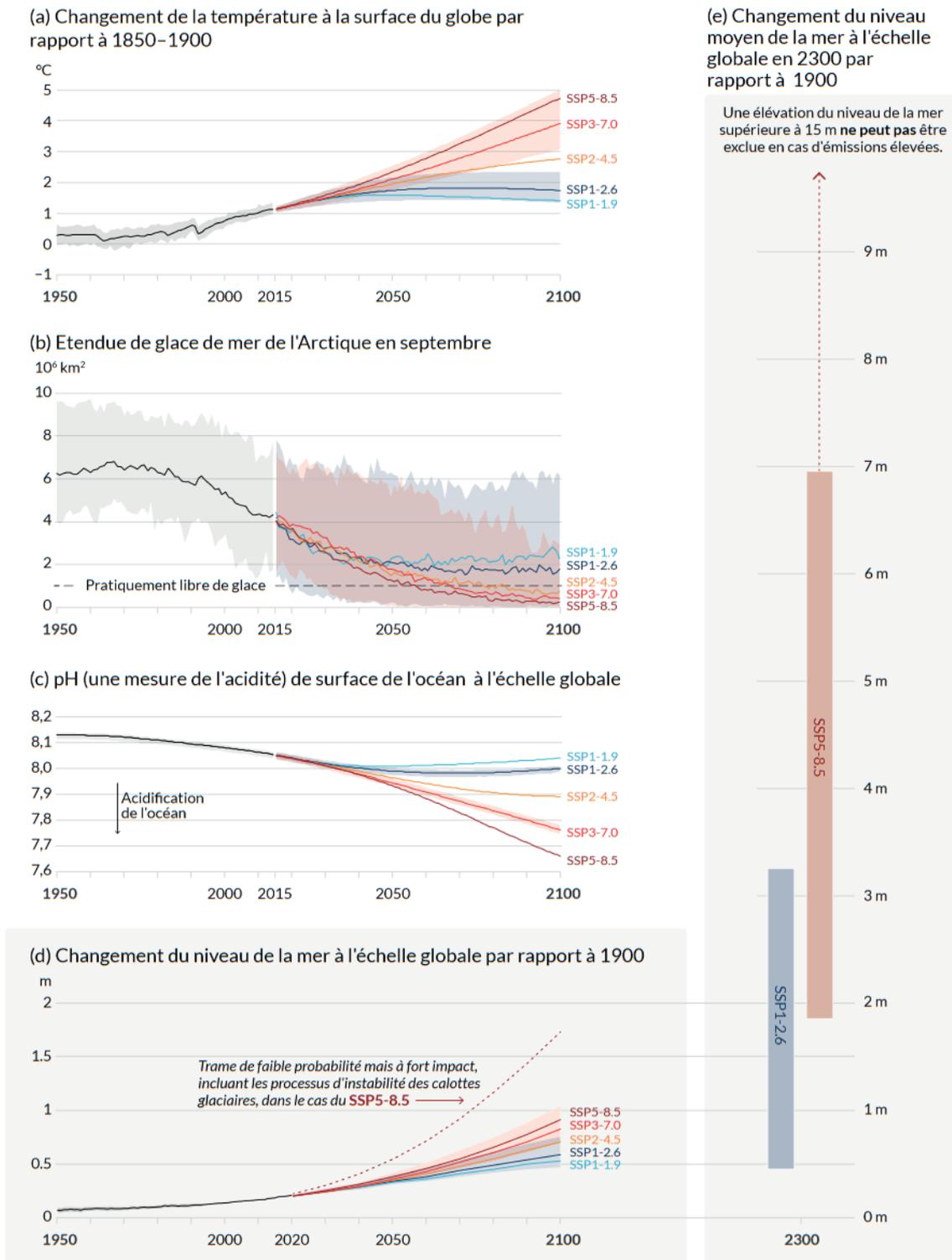


Figure I-13: Sélection d'indicateurs du changement climatique planétaire. Issu de (IPCC, 2021, fig. 8), diffusé avec permission.

La double incertitude sur le scénario de réchauffement et l'emplacement géographique des systèmes à l'étude contraint à envisager des conditions météorologiques variées pour l'évaluation des architectures thermiques.

En Europe les climats tempérés vont faire place à des climats arides, et les climats froids à des climats tempérés. Ainsi, sur la Figure I-14, les teintes jaune-orange remplacent le vert, et le vert remplace le bleu. Cette figure est la mise en forme de données originales issues de (Beck et al., 2018).

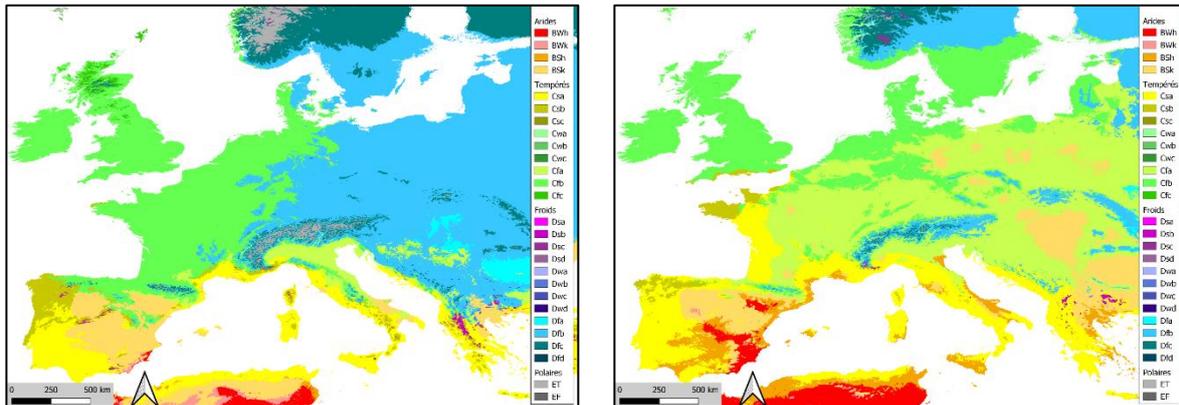


Figure I-14: Classification des climats en Europe (climats aride, tempéré et froid)
(Beck et al., 2018)

A gauche, climats actuels (1980-2016). A droite, climats futurs selon RCP 8.5 (2071-2100).

La Figure I-14 montre que les climats européens actuels seront présents dans les prochaines décennies, seule leur représentativité sera modifiée. Ce constat est exploité pour gérer l'incertitude sur la demande thermique. En effet, soit l'étude d'un système énergétique localisé en A. L'architecture thermique capable de répondre aux demandes thermiques qui existeront en A dans les prochaines années est recherchée par l'étude d'un système localisé en B et dont le climat actuel est le futur climat de A.

I.6 Conclusion

Ce chapitre a permis de définir le problème type auquel la méthodologie développée en Chapitre II doit être capable de répondre.

Il s'agit de réaliser le dimensionnement et l'opération d'architectures thermiques en milieu urbain. Les technologies de production et stockage de l'énergie impliquées dans l'étude sont matures et doivent répondre aux demandes des bâtiments résidentiels et tertiaire en chauffage, climatisation et ECS. Les performances du système sont évaluées en termes économique via le coût de l'énergie actualisé sur une durée $N^{ECO} = 40 \text{ ans}$. L'évaluation environnementale est réalisée via les émissions de GES des *scopes* 1 et 2. Une évaluation exergetique, sans prise en compte de l'énergie primaire, est également recherchée.

La méthodologie s'intéresse en priorité aux milieux urbains européens, dont la diversité climatique et technico-économique permet de décrire des cas assez variés. Les études menées pourront s'appuyer à cet effet sur les projets de recherche scientifique (dont l'important projet *HRE*) et bases de données européens (Eurostat (*Eurostat*, 2022), PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*, 2022)).

II. CHAPITRE II: METHODOLOGIE DE COMPARAISON DES ARCHITECTURES THERMIQUES

Ce chapitre présente une méthodologie d'optimisation mathématique des architectures thermiques.

La méthodologie elle-même est développée en suivant une approche *Energy Hub* pour la modélisation physique. L'aspect logiciel est traité en programmation orientée objet.

L'outil est vérifié sur différents cas de complexité croissante afin d'exhiber ses capacités à traiter la problématique de thèse.

Pour finir, le devenir de l'outil et ses limitations connues sont discutés.

II.1 Etat de l'art

L'étude des architectures thermiques s'inscrit dans le cadre des systèmes énergétiques à forte composante thermique. Les systèmes thermiques, et en particulier les réseaux thermiques, sont couplés aux systèmes électrique et gaz naturel. Ces dépendances sont réciproques mais on étudie ici les relations entre l'opération des systèmes thermiques et leur environnement énergétique, d'avantage que le point de vue opposé.

Dahl et al. (Dahl, Brun, Andresen, 2019) déterminent la dépendance du dimensionnement d'un RDC aux principaux paramètres exogènes du système. Ces paramètres sont les coûts de dimensionnement, de l'électricité et des carburants (charbon, gaz, biomasse). Une analyse de sensibilité met en évidence la forte dépendance en ces coûts des choix de dimensionnement, en particulier dans le cas où les énergies fossiles sont utilisées (taille des barres de dispersion noires en Figure II-1). Lorsque les énergies fossiles sont bannies, l'incertitude au sujet du dimensionnement ne portent plus sur les capacités mais sur les coûts, du fait de l'importance nouvelle du tarif de l'électricité dans le bilan économique total. Le modèle utilisé est un modèle de PL de dimensionnement-opération. Il est suffisamment léger pour être exécuté sur 200 points paramétriques représentatifs des espaces à balayer (échantillonnage hyper cube latin). La restriction de l'étude à la centrale de production – i.e. sans considérer les consommateurs connectés au réseau – permet cette efficacité.

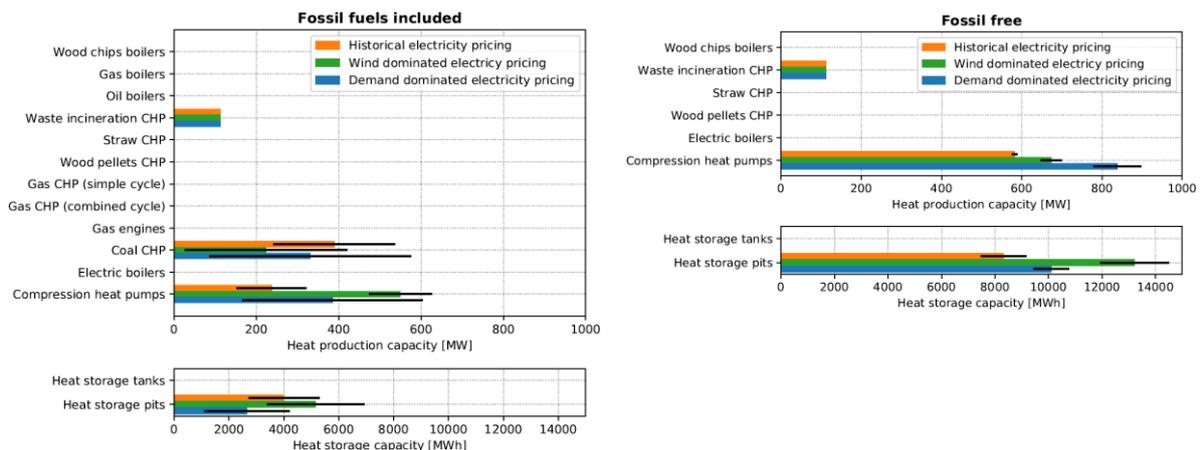


Figure II-1: Sensibilité en les coûts paramétrés du dimensionnement d'une centrale de RDC. Issu de (Dahl, Brun, Andresen, 2019), diffusé avec permission.

Fahlén et al. (Fahlén, Trygg, Ahlgren, 2012) traitent également une centrale de RDC, mais par une approche de simulation selon la logique du moindre coût marginal de production. Leur travail couvre les incertitudes économiques, techniques et environnementales (quota carbone, mix électrique, disponibilité de chaleur fatale industrielle). Les auteurs cherchent le meilleur compromis entre climatiseurs à absorption et à compression, dans une centrale de tri-génération chaleur, froid, électricité. Le système énergétique est opéré annuellement à dimensionnement fixé, pour plusieurs cas de dimensionnement. Le faible temps de calcul est permis par un petit nombre de cas concernant la proportion d'une technologie ou d'une autre dans le système. Pour dépasser la seule considération des coûts d'investissement et d'opération en conditions moyennes, Best et al. (Best, Rezazadeh Kalehbasti, Lepech, 2020) prennent en compte les pertes thermiques et de charge d'un RDC avec des caractérisations annuelle et de pointe. Appliquée au dimensionnement du réseau branche par branche, la méthode permet un dimensionnement moins coûteux si rapporté à la durée de vie du système. Les temps de

résolution élevés dus aux linéarisations de coûts de pompage limitent l'utilisation de leur modèle de PLNE à quelques dizaines de nœuds.

Les travaux précités traitent du cycle de vie des architectures selon un critère économique seulement, en étudiant l'impact environnemental a posteriori. On recense trois méthodes fréquemment utilisées pour prendre en compte les émissions CO₂ du système dès son opération.

Une méthode qui n'est pas propre aux problèmes PLNE est de faire porter les émissions par la fonction objectif économique via une taxe carbone. Cette voie est notamment explorée par Mehleri et al. (Mehleri et al., 2012) qui testent différents niveaux de décentralisation pour la satisfaction de demandes en chaleur de 10 ou 20 bâtiments. L'étude utilise également le vecteur électrique, le tout dans une approche linéarisée PLNE.

Une deuxième méthode de prise en compte des émissions CO₂ réside dans la définition d'une contrainte epsilon. La définition d'une contrainte epsilon consiste en une borne supérieure ajoutée à un critère de performance estimé d'importance égale à la fonction objectif économique. L'ensemble des couples de valeurs [fonction objectif, indicateur] obtenus en faisant varier la contrainte epsilon sur son domaine de définition forme un front de solutions dites non dominées. Toute solution ne faisant pas partie du front est moins bonne soit en termes de fonction objectif soit en termes d'indicateur qu'une des solutions du front. On appelle ce front « front de Pareto ». Casisi et al. (Casisi et al., 2019) utilisent la contrainte epsilon pour réaliser le dimensionnement de la production et du stockage énergétique en bâtiments tertiaires. Fortement hybridé, le système comprend les vecteurs thermiques et électrique. La complexité du modèle PLNE employé est réduite en considérant des jours types plutôt que des séries temporelles annuelles ou sur la durée de vie du projet. Mais le tracé et dimensionnement des conduites de réseau ainsi que la nécessité de générer environ dix points pour construire un front de Pareto [CO₂, coût] selon différents scénarios mènent à 100h d'optimisation. Morvaj et al. (Morvaj, Evins, Carmeliet, 2016) traitent un problème similaire à celui de Casisi et al. en couvrant également les aspects production, stockage et topologie de la distribution. Leurs hypothèses plus fortes sur l'agrégation en journées typiques ainsi qu'une simplification des efficacités des équipements permettent une complexité algorithmique moindre.

La troisième méthode consiste à définir la minimisation des émissions CO₂ comme fonction objectif. Cette méthode a l'avantage de ne pas modifier la faisabilité du problème, contrairement à la contrainte epsilon qui ne donne l'assurance d'aboutir à un problème admettant une solution. Cette voie est explorée par Kouhia et al. (Kouhia et al., 2019) non seulement pour les émissions CO₂ mais également pour le rendement exergétique du système, dans une approche plus générale de pondération multiple de fonctions objectif.

D'autres auteurs comparent les architectures en excluant complètement les considérations économiques. C'est le cas de Bartolozzi et al. (Bartolozzi, Rizzi, Frey, 2017) qui évaluent l'impact environnemental des solutions de production de chaleur et de froid en réseau, de l'assemblage à la mise au rebut. Ce travail révèle à quel point des architectures thermiques à performances énergétiques similaires peuvent présenter un impact sur l'environnement différent. Par ailleurs, cette étude relativement récente n'hésite pas à questionner la pertinence des réseaux thermiques dans ce domaine, en comparaison avec les solutions individuelles. Menée selon une démarche ACV conventionnelle, l'étude couvre les aspects production, stockage et distribution de l'énergie thermique dans le cas Italien. Différemment, Fröling et al. (Fröling, Holmgren, Svanström, 2004; Fröling, Svanström, 2005; Persson, Fröling, Svanström,

2006) s'affranchissent de la pluralité des solutions thermiques et traitent en profondeur la seule partie distribution des réseaux thermiques. Cette étude de référence repose elle aussi sur une démarche et des outils d'ACV conventionnels. Ces deux études ont deux points communs. Elles ne traitent pas en profondeur la phase d'opération, la première en supposant tout de même un dimensionnement et la seconde en se tenant à une unité fonctionnelle de longueur de réseau. Par ailleurs, elles soulignent la prépondérance de la phase d'utilisation des architectures thermiques en ce qui concerne les émissions de GES, comparativement aux émissions propres aux phases de fabrication, transport et assemblage des équipements.

Du fait des nombreuses caractérisations possibles des architectures thermiques (économique, environnementale, énergétique) et des différentes phases de leur cycle de vie (principalement dimensionnement/fabrication, opération/utilisation), les outils et méthodes déployés pour qualifier ces architectures sont de nature assez différentes. Mais le fait que la majorité des flux énergétiques et de GES se rapportent à la phase d'utilisation attire l'attention sur cette phase. De nombreuses études envisagent des modèles d'optimisation mathématique, en particulier selon le formalisme PLNE, pour déterminer l'opération des systèmes.

Mais cette démarche est doublement contrainte. D'un côté, les incertitudes sur les paramètres du système pèsent sur la fiabilité des dimensionnements obtenus par opération. Une méthode pour gagner en robustesse consiste à multiplier les optimisations pour couvrir les paramétrages probables. Or, d'un autre côté, la complexité algorithmique associée à ces optimisations est grande lorsque les comportements hydrauliques non linéaires de grands systèmes sont considérés à des échelles temporelles faibles. Cela questionne la pertinence de traiter exhaustivement ces comportements dans une approche de comparaison de familles technologiques, cette approche nécessitant de couvrir l'échelle de la ville. Au final, l'usage d'une approche en optimisation PLNE semble adaptée pour traiter le problème du dimensionnement par l'opération de systèmes urbains. Elle requiert néanmoins une simplification des phénomènes physiques du problème au profit de ses dimensions spatiales (étendue, centralisation) et paramétrique (incertitudes).

Des méthodologies existantes s'attachent déjà à traiter des systèmes énergétiques macroscopiques selon des modèles presque linéaires. C'est le cas notamment d'OMEGAAlpes (Hodencq et al., 2021) qui est défini comme un outil de modélisation des systèmes énergétiques dans une optique d'optimisation linéaire PL ou PLNE. OMEGAAlpes, récemment développé, prend en compte les vecteurs électrique, gaz, chaleur et froid. L'approche physique défendue par l'outil peut être qualifiée d'« approche objet » dans la mesure où des vecteurs énergétiques font le lien entre des composants de production et de stockage. OMEGAAlpes introduit également deux notions intéressantes que sont celles d'acteur et de comptabilité exergétique. Dans le premier cas il s'agit d'assigner à une entité la responsabilité d'un ou plusieurs composants pour faciliter la définition d'objectifs et de contraintes spécifiques. Le deuxième module permet d'isoler un composant pour déterminer la performance exergétique des échanges qu'il opère avec ses voisins. La valeur d'OMEGAAlpes réside dans son accessibilité légale (*open source*) et pratique (interface utilisateur documentée) qui permettent de traiter rapidement l'opération et le dimensionnement de systèmes énergétiques basés sur des composants traditionnels. Par ailleurs, OMEGAAlpes ne se donne pas comme priorité de traiter le vecteur thermique, comme le prouve notamment l'absence de la température dans les paramètres pris en compte. L'outil ne se donne pas pour but et n'est pas capable de résoudre des problèmes de grande taille qui intègrent plusieurs dizaines ou centaines d'acteurs.

Il ressort de ce constat la nécessité d'hybrider un tel outil de modélisation en approche objet à une réduction du nombre d'entités modélisées dans ces systèmes. Un découpage spatial est par exemple exploré par Marquant et al. (Marquant et al., 2018) qui scindent l'aire urbaine en de multiples quartiers afin d'obtenir un problème énergétique maître peu dépendant des détails de résolution des sous-problèmes. Ils quantifient notamment la pertinence des regroupements par un facteur d'homogénéité, lequel est une moyenne des corrélations deux à deux des profils de demande du quartier. Ces demandes sont par ailleurs assignées à des entités qualifiées de *hubs* énergétiques. Ils parviennent effectivement à traiter un système impliquant un plus grand nombre de bâtiments qu'usuellement en un temps jugé raisonnable, soient 32 bâtiments tertiaires en 250h d'optimisation. Mais le passage à l'échelle de la ville reste impensable sans abandonner une partie de l'information qualifiant la variété des demandes.

Apostolou (Apostolou, 2018) traite un problème similaire à celui de Marquant et al. (Marquant et al., 2018). L'auteur cherche le tracé optimal d'un réseau reliant un nombre limité de consommateurs bien identifiés à des unités de production (PAC, solaire thermique) et de stockage. Le problème est décomposé et trois modèles couvrant un nombre croissant de fonctionnalités du système sont successivement résolus. En particulier, la considération des températures comme variables de décision et l'implication de ces variables dans l'expression du COP des PAC imposent une formulation non linéaire résolue par un modèle dédié.

A la lumière de ces travaux, les attentes, initialement discutées en Chapitre I, vis-à-vis d'une méthode et d'un outil de comparaison des architectures thermiques s'affinent. L'ensemble doit être capable de traiter les systèmes individuels ou centralisés dans leur phase de dimensionnement et d'opération, afin d'estimer leur coût de revient, émissions CO₂ et performances énergétiques typiques. La méthodologie doit être suffisamment générique pour traiter des systèmes multi-vecteurs variés mais suffisamment spécifique pour modéliser le milieu urbain.

Dans un premier temps, un outil générique de définition et de résolution de problèmes d'optimisation PLNE pour la comparaison des systèmes énergétiques est présenté. Cet outil est basé sur la notion de *hub* énergétique dans une approche objet. Il réalise le dimensionnement par l'opération de systèmes à dominante thermique. Dans un second temps une utilisation particulière de l'outil permet de modéliser une aire urbaine par une agrégation spatiale de la demande thermique (partie III.1, Chapitre III). La complexité de l'ensemble est encore réduite en considérant une approche temporelle compatible avec l'usage de stockage énergétique (partie III.2, Chapitre III).

II.2 Modélisation pour l'étude des systèmes énergétiques

II.2.1 Concept d'Energy Hub

Le concept de *hub* énergétique a été introduit par Geidl et al. (Geidl et al., 2007) comme une unité centralisée qui gère la conversion et le stockage de l'énergie sous toutes ses formes. Un *hub* réalise aussi des échanges énergétiques avec d'autres *hubs* et avec l'extérieur du système, comme illustré simplement en Figure II-2.

Plus généralement, on peut étendre cette notion aux transferts de tout type. Par exemple, les émissions de CO₂ peuvent être vues comme un transfert de matière entre un *hub* et l'extérieur du système, conséquence d'un échange d'énergie carbonée dans la direction opposée.

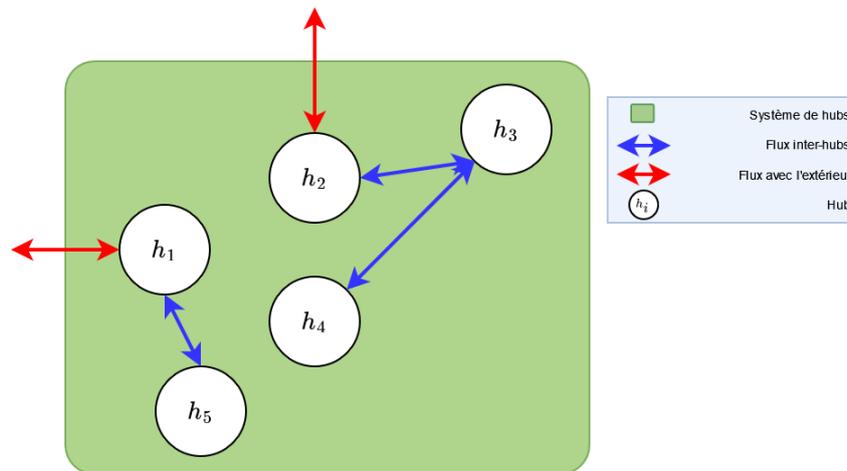


Figure II-2: Caractérisation d'un système physique générique par une approche *hub*

II.2.2 Composants, bilan et frontières du système

Le concept de *hub* est particulièrement adapté, sans s'y limiter, à l'étude des réseaux thermiques (distribution) où quelques unités centralisées (production, stockage) convertissent de l'énergie au profit de nombreuses unités décentralisées (demandes). Cela illustre les quatre familles de composants rencontrés dans un *hub*. Le Tableau II-1 introduit la fonction de ces composants ainsi que la principale variable de décision qui leur est associée dans la modélisation proposée. Dans ce tableau, l'indice *e* (respectivement exposant **EXT**) désigne un composant *ElementIO*, l'indice *p* (respectivement exposant **P**) désigne un composant *Production*, l'indice *s* (respectivement exposant **S**) désigne un composant *Storage*, l'indice *n* (respectivement exposant **SYS**) désigne un composant *Network*.

Tableau II-1: Familles de composants

	<i>ElementIO</i>	<i>Production</i>	<i>Storage</i>	<i>Network</i>
Fonction	Permettre l'entrée et la sortie de flux de l'extérieur dans un <i>hub</i>	Convertir des flux	Stocker un flux	Echanger des flux entre les <i>hubs</i>
Indice associé	<i>e</i>	<i>p</i>	<i>s</i>	<i>n</i>
Variable de décision (<i>kW</i>)	$F_{e,h}^{EXT}(t)$	$F_{h,p,v}^P(t)$	$F_{h,s}^S(t)$	$F_{h,n}^{SYS}(t)$

Vecteurs énergétiques manipulés	Un seul	Plusieurs	Un seul	Un seul
---------------------------------	---------	-----------	---------	---------

Dans l'approche adoptée ici, les échanges sont restreints à l'énergie portée par les vecteurs v et les éventuelles émissions CO_2 associée.

Chaque composant *ElementIO*, *Storage* et *Network* gère un seul vecteur v . Les composants *Production* gèrent chacun plusieurs vecteurs v du fait de leur fonction de conversion. Les variables $F_{e,h}^{EXT}(t)$, $F_{h,p,v}^P(t)$, $F_{h,s}^S(t)$ et $F_{h,n}^{SYS}(t)$ décrivent, à chaque instant, la puissance échangée en kW , portée par le vecteur v , entre le composant et l'interface du *hub*. La Figure II-3 présente un *hub* et ses composants.

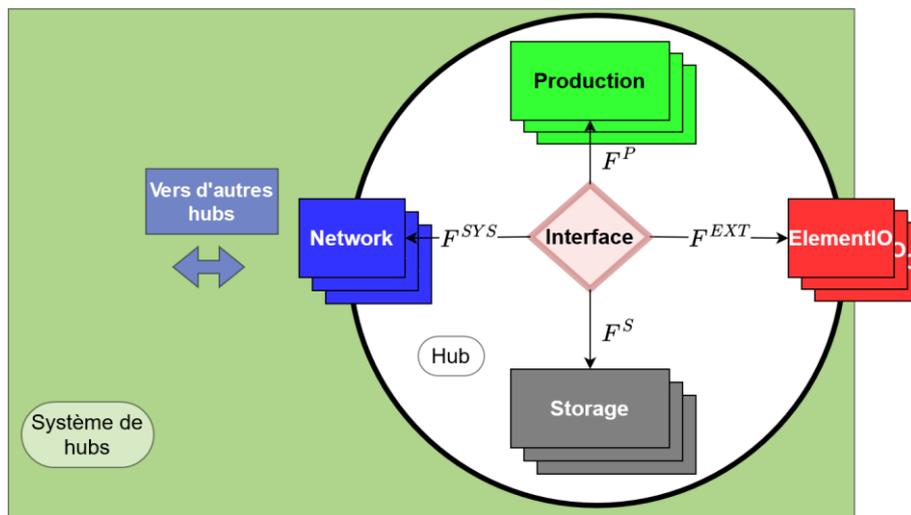


Figure II-3: Interfaçage des composants au sein du *hub*

Tous les composants d'une même famille ont donc comme point commun l'interfaçage au niveau *hub* par la variable de décision décrite dans le Tableau II-1. Mais chaque famille définit plusieurs modèles de composants ayant un sens physique, des variables de décision et des contraintes propres. On peut par exemple citer les cas d'une PAC et d'une chaudière à gaz. Toutes les deux sont des composants *Production* raccordés au *hub* auquel ils sont affectés par la variable de décision F^P mais leur modèle PLNE est spécifique au phénomène physique décrit. Les modèles de composant font intervenir peu de variables binaires, et en particulier aucune indexée sur le temps t , afin de conserver un problème léger dans le cas de systèmes énergétiques vastes. On peut qualifier ces modèles de « presque-PL ».

Enfin, plusieurs instances d'un modèle de composant peuvent être paramétrées différemment. Par simplicité, le terme « composant » sert à décrire l'instance du composant concerné. Un aperçu de cette hiérarchie est donné en Figure II-4.

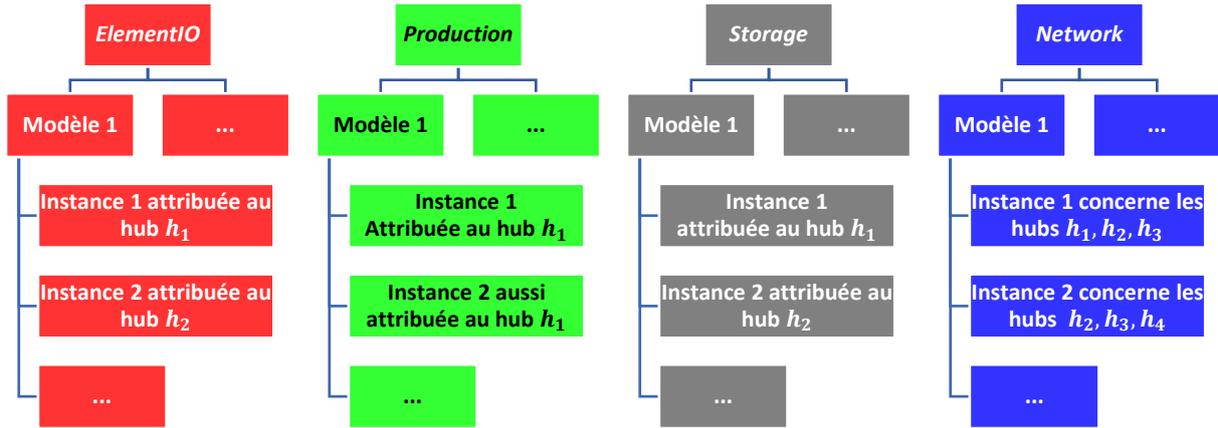


Figure II-4: Niveaux de classification des composants : famille, modèle et instance

On remarque sur la Figure II-4 qu'un même composant *Network* est connecté à plusieurs *hubs*. Ainsi, on peut définir un ensemble NT de composants *Network* présents dans le système. A l'inverse, les trois autres types de composants sont assignés à un *hub* donné. On qualifie ces derniers de « composants intra-*hubs* ».

Soient IO_h , PD_h , ST_h et NT_h les ensembles de composants *ElementIO*, *Production*, *Storage* et *Network* concernant le *hub* h . On utilise la notation \subset pour signifier l'usage d'un vecteur par un composant. Alors l'Equation II.1 donne le bilan énergétique réalisé à chaque instant à l'interface du *hub* h pour le vecteur v .

$$\begin{aligned}
 & \sum_{\{e \in IO_h \setminus v \subset e\}} F_{e,h}^{EXT}(t) + \sum_{\{p \in PD_h \setminus v \subset p\}} F_{h,p,v}^P(t) \\
 & + \sum_{\{s \in ST_h \setminus v \subset s\}} F_{h,s}^S(t) + \sum_{\{n \in NT_h \setminus v \subset n\}} F_{h,n}^{SYS}(t) = 0
 \end{aligned} \tag{II.1}$$

II.2.3 Types de vecteurs énergétiques

Chaque vecteur énergétique v précise par ses propriétés intrinsèques les phénomènes physiques à considérer dans un problème.

II.2.3.1 Modélisation commune

Chaque vecteur, thermique ou non thermique, est décrit par une température exergetique $T_v^{EX}(t)$. Cette température exergetique définit le facteur de Carnot $\theta_v(t)$, adimensionnel, comme précisé en Equation II.2. Dans cette expression, $T_{REF}^{EX}(t)$ est une température exergetique de référence.

$$\theta_v(t) = 1 - \frac{T_{REF}^{EX}(t)}{T_v^{EX}(t)} \tag{II.2}$$

Par ailleurs, chaque composant *ElementIO* e spécifie le vecteur v auquel il est associé par un contenu CO_2 $CC_e(t)$. Ce facteur d'émission est particulièrement variable d'une étude à l'autre lorsque l'on considère le vecteur électrique approvisionné depuis le réseau national.

Dans la suite, lorsque le système énergétique est suffisamment simple pour que dans un *hub* h donné il n'y ait qu'un composant *ElementIO* e associé au vecteur v , on désigne par $CC_v(t)$ le facteur d'émissions $CC_e(t)$ tel que $v \subset e$.

II.2.3.2 Vecteurs non thermiques

Le gaz naturel, la biomasse et l'électricité ont une modélisation équivalente bien qu'ils n'interviennent pas dans les mêmes composants.

La température exergetique $T_v^{EX}(t)$ est une température de flamme associée à la combustion pour le gaz naturel et la biomasse. Elle est infinie pour l'électricité.

II.2.3.3 Vecteurs thermiques

Les vecteurs thermiques sont de deux types.

- Les vecteurs thermiques « infinis » sont par exemple utilisés pour modéliser l'air ambiant en tant que source d'énergie (prélèvement par le système) ou puit d'énergie (rejet par le système) par un composant *ElementIO*. Ces vecteurs sont décrits par une série temporelle de températures, $T_v(t)$.
- Les vecteurs thermiques « en paire » sont, comme leur nom l'indique, un couple de vecteurs thermiques v^{ent} et v^{sor} infinis adjoints d'une capacité thermique massique c^m . La différence de températures $T_{v^{ent}}(t) - T_{v^{sor}}(t)$ doit être de même signe pour tout t . Lorsqu'elle est positive, le vecteur v est dit « refroidi », sinon il est dit « réchauffé ». Le couple de sous-vecteurs entrant et sortant est par simplicité désigné comme un vecteur unique $v = (v^{ent}, v^{sor})$.

Ce fonctionnement par paire illustre la réalité hydraulique des composants. La Figure II-5 présente cette idée dans un cas où un composant provoque le changement de température d'un flux thermique de $T_{v_1}(t)$ à $T_{v_2}(t)$.

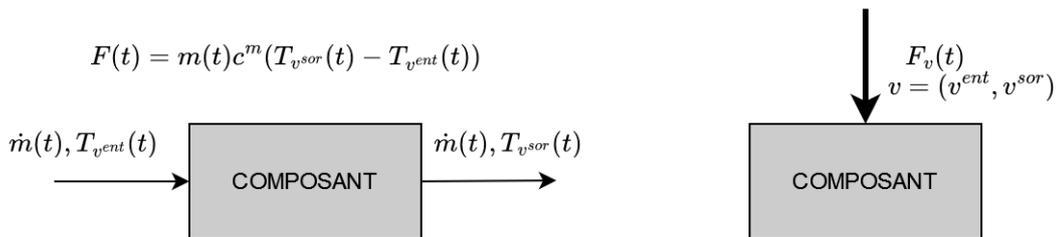


Figure II-5: Usage du vecteur thermique "en paire" v .

A gauche, échange physique réel.

A droite, modélisation équivalente pour l'usage dans un *hub* énergétique.

La température exergetique des vecteurs thermiques infinis est $T_v^{EX}(t) = T_v(t)$. Dans le cas d'une paire de vecteurs thermiques $v = (v^{ent}, v^{sor})$, la température logarithmique moyenne est utilisée (Equation II.3).

$$T_v(t) = \frac{T_{v^{ent}}(t) - T_{v^{sor}}(t)}{\ln\left(\frac{T_{v^{ent}}(t)}{T_{v^{sor}}(t)}\right)} \quad II.3$$

II.2.3.4 Convention de signe

Pour tous les vecteurs sauf les vecteurs thermiques par paire une convention « composant récepteur » est adoptée. Ainsi, les variables $F_{e,h}^{EXT}(t)$, $F_{h,p,v}^P(t)$, $F_{h,s}^S(t)$ et $F_{h,n}^{SYS}(t)$ sont positives lorsque de la puissance transite de l'interface du *hub* h vers le composant en question.

Pour les vecteurs thermiques par paire tel $v_1 = (v_1^{ent}, v_1^{sor})$, aucune convention énergétique n'est définie du fait que les bilans sont effectués en masse sur v_1^{ent} et v_1^{sor} . Ainsi, une variable $F_{e,h}^{EXT}(t)$, $F_{h,p,v_1}^P(t)$, $F_{h,s}^S(t)$ ou $F_{h,n}^{SYS}(t)$ positive signifie qu'un débit positif (respectivement négatif) porté par le vecteur v_1^{ent} (respectivement v_1^{sor}) circule de l'interface du *hub* h vers le composant. Mis à part la négation de cette variable, un moyen d'inversion de signe de cet échange de puissance porté par v_1 est de permuter l'ordre des sous-vecteurs v_1^{ent} et v_1^{sor} par l'utilisation du vecteur $v_2 = (v_1^{sor}, v_1^{ent})$. En effet, lorsque v_1 est réchauffé par un composant, v_2 est refroidi en interface *hub*, et réciproquement. Par exemple, dans un *composant Production* p faisant usage de v_1 , il est équivalent de considérer la puissance $F_{h,p,v_1}^P(t)$ et $-F_{h,p,v_2}^P(t)$. On adapte la notation « ! v_1 » pour désigner « v_2 », qui rappelle l'idée selon laquelle v_2 est une négation de v_1 .

II.2.3.5 Utilisation des attributs de vecteurs en composants *ElementIO*

Tout flux énergétique net entrant dans le système peut suivre trois voies. Il peut être stocké dans des composants *Storage*. Il peut aussi être évacué par un autre composant *ElementIO* que celui par lequel il est entré. Il peut enfin être converti en d'autres flux par des composants *Production*, si bien qu'il libère son potentiel exergetique et CO_2 . Les deux derniers cas sont couverts par l'Equation II.4 (respectivement Equation II.5) qui décrit la quantité nette d'exergie (respectivement de GES) consommée par le système. Le stockage temporaire du flux (première voie) ne change pas ces bilans.

$$EX(t) = \sum_h \sum_{e \in IO_h} \theta_v(t)_{|v \in e} \times F_{e,h}^{EXT}(t) \quad II.4$$

$$CO_2(t) = \sum_h \sum_{e \in IO_h} CC_e(t) \times F_{e,h}^{EXT}(t) \quad II.5$$

II.2.3.6 Résumé

La Figure II-6 résume les différents vecteurs énergétiques considérés. On peut souligner en particulier qu'il serait possible de définir des vecteurs fioul, hydrogène ou encore charbon en leur assignant une température de flamme spécifique, à l'instar du gaz naturel et de la biomasse.

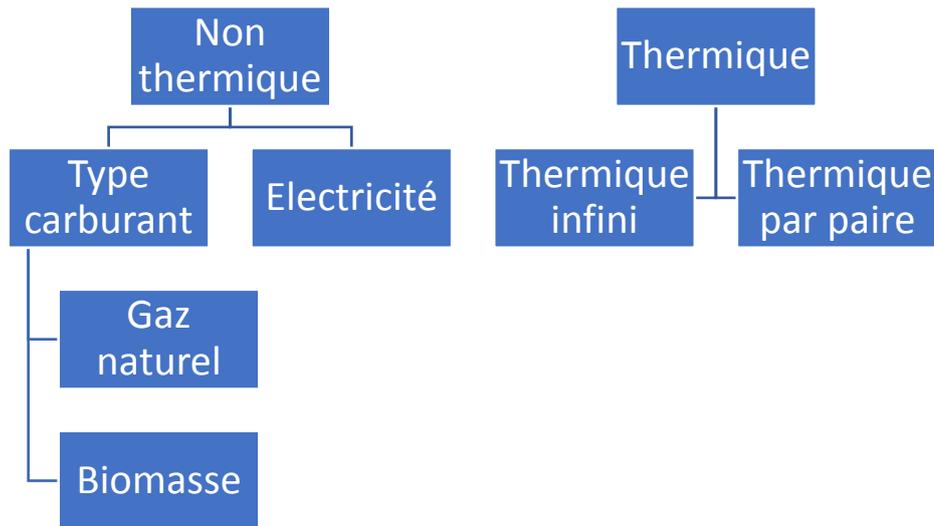


Figure II-6: Classification des vecteurs énergétiques

II.2.4 Fonctions objectif

II.2.4.1 Types de fonctions objectif

Trois fonctions objectif sont mises en œuvre pour l'étude des architectures thermiques.

La première est la minimisation des irréversibilités exergetiques. Le terme « irréversibilités exergetiques » regroupe deux réalités physiques (Hodencq et al., 2021). La première correspond aux pertes exergetiques dues à une inefficacité énergétique du système. Par exemple, un échangeur de chaleur non calorifugé perd une partie de l'énergie de la source chaude vers l'ambiante. La seconde représente les destructions exergetiques qui caractérisent certains processus physiques. Ces irréversibilités induisent un flux net d'exergie $\mathbf{EX}(t)$ négatif à l'échelle du système.

Ce flux est rapporté à la demande $Q(t)$ exprimée dans le système et sommé sur l'année pour définir une fonction objectif \mathbf{O}^{EX} à minimiser (Equation II.6).

$$\mathbf{O}^{EX} = \frac{\sum_t \mathbf{EX}(t)}{\sum_t Q(t)} \quad II.6$$

Par ailleurs $Q(t)$ n'est autre que la somme des flux d'énergie reçus par les composants *Load* du système décrivant la demande utile, tous hubs confondus. Ceci est illustré par l'Equation II.7 dans le cas particulier où tous les composants *Load* décrivent une demande. Un composant *Load* est issu de la famille *ElementIO* (variable de décision \mathbf{F}^{EXT}) et décrit un échange d'énergie contraint selon un profil temporel. \mathbf{F}^{EXT} devient paramètre dans ce contexte de description de demande.

$$Q(t) = \sum_h \sum_{e \in LD_h} F_{e,h}^{EXT}(t) \quad II.7$$

On notera en particulier que tous les flux exergetiques sont couverts par le numérateur de l'Equation II.6, y compris ceux propres à la demande utilisée au dénominateur.

La seconde fonction objectif représente l'ensemble des émissions CO₂ émises par le système. Elles correspondent au flux net de potentiel CO₂ entrant dans le système, $CO_2(t)$. Cette grandeur est aussi rapportée à la demande annuelle (Equation II.8).

$$O^{CO_2} = \frac{\sum_t CO_2(t)}{\sum_t Q(t)} \quad II.8$$

Enfin, la performance économique du système est recherchée par la minimisation des coûts actualisés. Le coût actualisé est celui de l'ensemble des composants du système (Equation II.9).

$$ECO = \sum_h \left(\sum_{e \in IO_h} FC_1(e) + \sum_{p \in PD_h} FC_1(p) + \sum_{s \in ST_h} FC_1(s) \right) + \sum_{n \in NT} FC_2(n) \quad II.9$$

Si il est rapporté à la demande annuelle, le coût **ECO** devient le coût actualisé de l'énergie. L'Equation II.10 fait intervenir le taux d'actualisation économique r^{ECO} et la durée de vie du système complet N^{ECO} .

$$O^{ECO} = \frac{ECO}{\left(\sum_{y=1}^{N^{ECO}} (1 + r^{ECO})^{-y} \right) \sum_t Q^{EXT}(t)} \quad II.10$$

La fonction intermédiaire FC_1 définit le coût global actualisé d'un composant c à partir de sa variable caractéristique de dimensionnement $VAR_{c,h}^{dim}$ et sa variable caractéristique d'opération $VAR_{c,h}$ (Equation II.11). La fonction FC_2 est identique à FC_1 mais sans dépendance directe en le hub h .

$$FC_1(c, h) = \sum_{y=1}^{N^{ECO}} \left[CAPEX_c \times (rep_c(y) + OPEX_{FC}) \times VAR_{c,h}^{dim} + OPEX_{V_c} \times VAR_{c,h} \right] (1 + r^{ECO})^{-y} \quad II.11$$

La fonction de remplacement rep_c décrit le réinvestissement nécessaire à l'année y pour renouveler un composant de longévité n_c en fin de vie (Equation II.12).

$$rep_c(y) = \begin{cases} 0 & \text{si } \forall q \in \mathbb{N}, y - 1 \neq q \times N_c \\ \min \left(\frac{N^{ECO} - (y - 1)}{N_c}, 1 \right) & \text{else} \end{cases} \quad II.12$$

On peut noter que l'Equation II.11 peut se réécrire sous la forme de l'Equation II.13. γ_{1c} (€/kW) et γ_{2c} (€/kWh) sont les paramètres de coût actualisé associés respectivement à la variable de dimensionnement et la variable d'opération du composant c . Ils sont donnés par les équations II.14 et II.15.

$$FC_1(c, h) = \gamma_{1c} \times VAR_{c,h}^{dim} + \gamma_{2c} \times VAR_{c,h} \quad II.13$$

$$\gamma_{1c} = \sum_{y=1}^{N^{ECO}} [CAPEX_c \times (rep_c(y) + OPEX_{F_c}) \times (1 + r^{ECO})^{-y}] \quad II.14$$

$$\gamma_{2c} = \sum_{y=1}^{N^{ECO}} [OPEX_{V_c} \times (1 + r^{ECO})^{-y}] \quad II.15$$

Notons que chaque famille de composant définit des grandeurs caractéristiques de dimensionnement et d'opération différentes. Une distinction peut encore être réalisée au niveau modèle. Dans tous les cas, des coûts d'investissement et d'entretien associés au renouvellement du composant ($CAPEX_c$ et $OPEX_{F_c}$) ainsi que des coûts variables de maintenance ($OPEX_{V_c}$) sont considérés.

II.2.4.2 Validité des résultats

Le fait que les fonctions objectif CO_2 et exergie ne font intervenir que des variables de décision issues de composants *ElementIO* laisse les autres variables de décision (composants *Network*, *Production* et *Storage*) prendre n'importe quelle valeur qui reste compatible avec la physique du problème. Cela a pour conséquence un surdimensionnement inutile mais coûteux des composants.

Pour cette raison, lorsque l'évaluation de la performance économique doit être bonne suite à une optimisation exergétique ou CO_2 , on cherche à obtenir une solution sous fonction objectif économique. La procédure est la suivante :

1. Le système est optimisé selon un critère CO_2 ou exergétique. Le numérateur de la fonction objectif, CO_2 ou EX , est désigné après résolution par $CO_2^{0^{CO_2}}$ ou $EX^{0^{EX}}$.
2. Le système est optimisé selon un critère économique avec $CO_2^{0^{CO_2}}$ ou $EX^{0^{EX}}$ comme contrainte opérationnelle (contrainte epsilon). Afin de s'assurer de la satisfaction de cette contrainte, de la flexibilité peut être ajoutée en considérant une valeur de tolérance $\epsilon = 10^{-4}$. L'Equation II.16 présente cette contrainte dans le cas d'un critère CO_2 .

$$CO_2^{0^{ECO}} \leq (1 + \epsilon) \times CO_2^{0^{CO_2}} \quad II.16$$

Le dimensionnement optimal pourrait être aussi calculé en post-traitement à partir des données paramétriques et des flux de puissance entre composants. Cette approche a l'avantage d'être plus rapide d'exécution pour les problèmes à longue résolution (pas de seconde optimisation). Mais elle requiert un traitement presque au cas par cas des composants afin de traduire les subtilités des contraintes influençant le dimensionnement, ce qui est long et source d'erreur pour les problèmes comportant de nombreux composants.

Enfin, notons que si le calcul économique est faussé en optimisations CO_2 ou exergétique, la réciproque est fréquemment fausse, i.e. les valeurs des variables CO_2 ou EX correspondent à l'opération du système retenue en optimisation économique. En effet, ces variables dépendent

de flux de puissance des composants *ElementIO*. Ces flux, lorsqu'ils ne sont pas directement associés à un coût d'achat ou de vente avec l'extérieur du système, sont exactement liés au dimensionnement des composants Production, Storage et Network, lequel est économiquement contraint. La procédure présentée ci-dessus permet néanmoins de parer à tous les cas.

II.2.5 Modèles de composants

Le Tableau II-2 présente les composants *Production*, *Storage*, *ElementIO* et *Network* définissant la bibliothèque actuelle de l'outil. Les détails des modèles sont explicités en Annexe I.

L'outil permet la définition d'autres composants de modélisation proche ou différente de ceux actuellement définis. Cela relève d'un niveau développeur d'avantage que simple utilisateur mais est facilité par l'implémentation logicielle de classes générales ou spécifiques à chaque famille (Annexe II).

Tableau II-2: Présentation des composants définis dans la bibliothèque actuelle

<i>Production</i>	<i>Stockage</i>	<i>ElementIO</i>	<i>Network</i>
Chaudière	Stockage non thermique	Connexion libre (<i>Grid</i>)	Réseau non thermique
Cogénération	Stockage thermique thermocline	Charge (<i>Load</i>)	Réseau thermique
Echangeur de chaleur			Réseau thermique HRE
Tour aéroréfrigérante			
Echangeur de chaleur			
PAC à compression			
PAC à absorption			
Pompe de réseau de distribution			
Solaire thermique plan			

II.3 Application du modèle

On présente ici des problèmes physiques de complexité croissante résolus selon le modèle introduit en partie II.2. Le problème en partie II.3.1 est résolu manuellement et les résultats sont comparés aux résultats d'optimisation. Une cohérence physique d'ensemble est recherchée dans les résultats d'optimisation du problème de la partie II.3.2.

II.3.1 Vérification du modèle

II.3.1.1 Présentation du système

Un *hub* h présente une demande en chaleur $Q_{CH,h}(t)$ (Figure II-7).

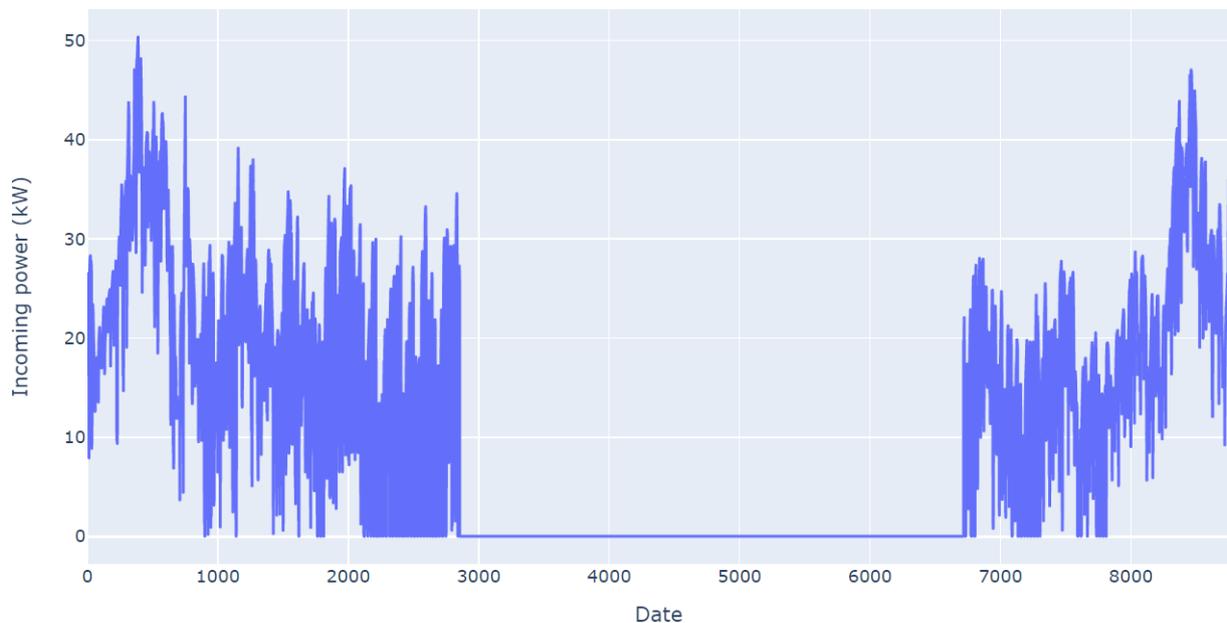


Figure II-7: Vérification modèle – demande en chaleur

Il dispose pour y répondre d'une PAC à compression sur air ($Comp-HP_{air}^{CH}$) et d'une chaudière au gaz naturel ($Gaz-Boil^{CH}$). Le schéma système en Figure II-8 présente ces composants, en omettant le vecteur air.

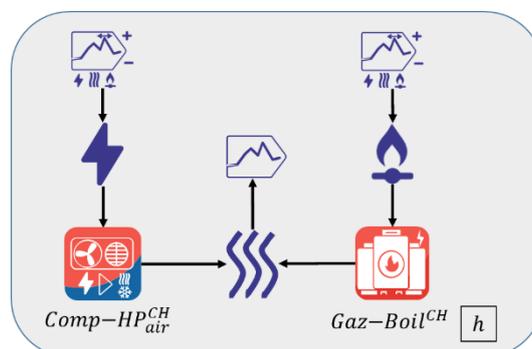


Figure II-8: Vérification modèle – schéma système

h est dépendant de l'extérieur pour son approvisionnement en électricité et en gaz. Les tarifs applicables sont donnés par la Figure II-9. Chaque profil temporel consiste en 8760 valeurs

généralées selon une loi normale $N(100, 30)$, en €/MWh. Les valeurs négatives sont mises à zéro.

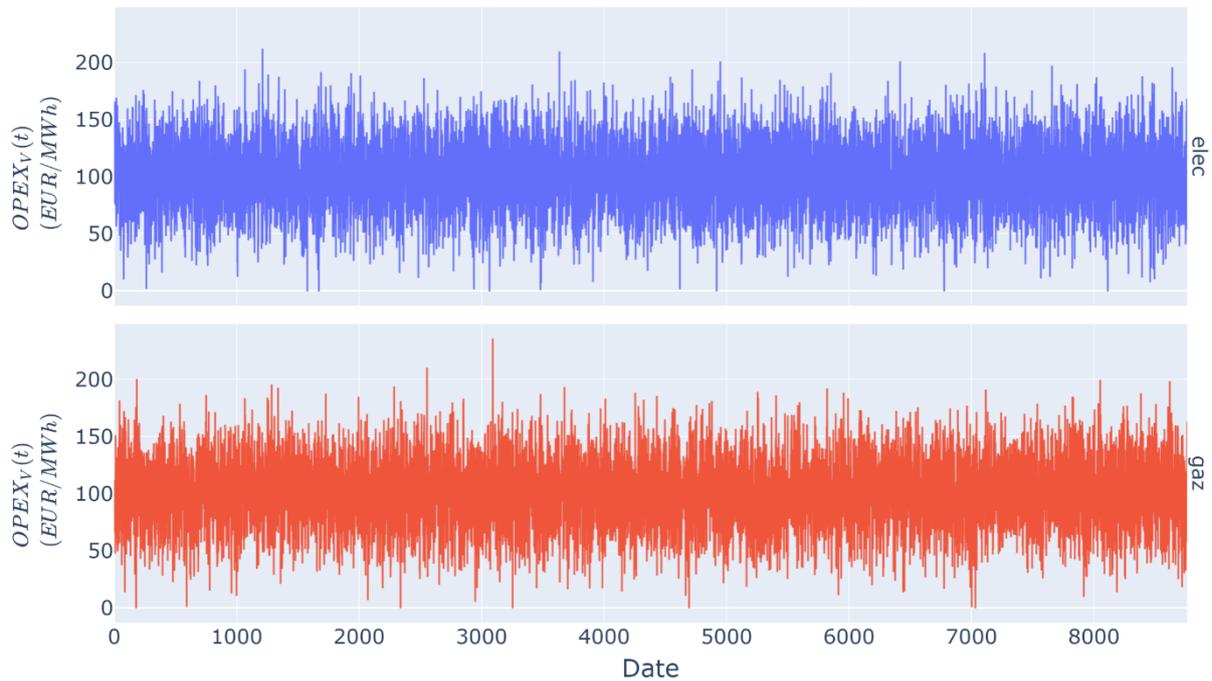


Figure II-9: Vérification modèle – coûts des vecteurs énergétiques

Le rendement de la chaudière gaz sur base PCI est constant et vaut $\eta_{h,Gaz-Boil^{CH}} = 1.04$ (Annexe I.2.2). Le COP de la PAC, dont le modèle est présenté en Annexe I.2.6, est donné par la Figure II-10.

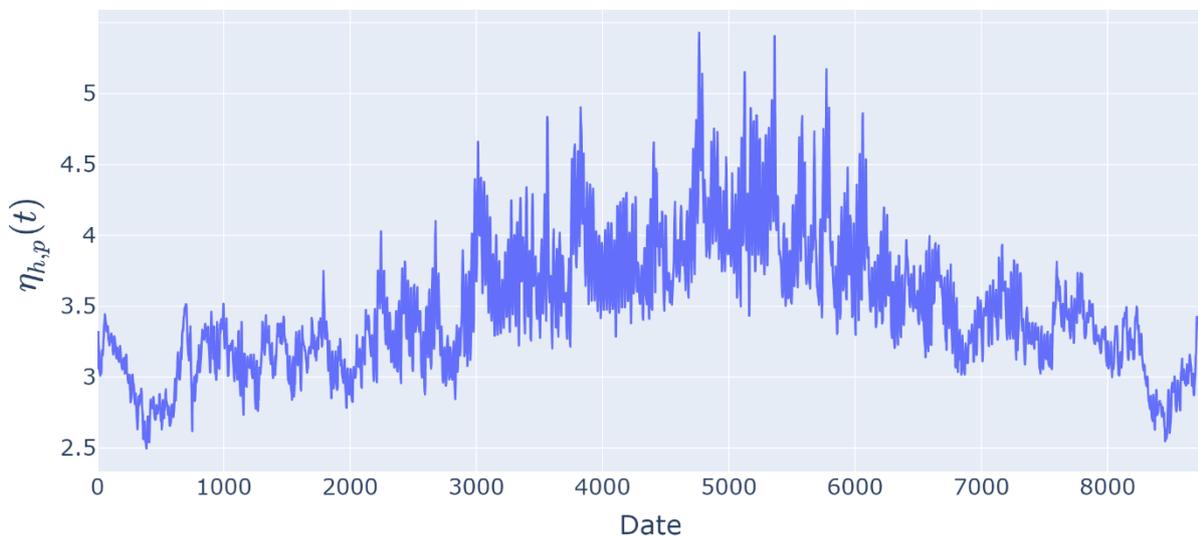


Figure II-10: Vérification modèle – COP de la PAC

On cherche le dimensionnement optimal de ce système selon un critère économique, sur une durée de vie $N^{ECO} = 40$ ans, sachant $r^{ECO} = 3.5\%$.

II.3.1.2 Optimisation PLNE

Le système est modélisé puis résolu au pas horaire selon la méthodologie présentée en partie II.2. Les résultats montrent que la demande en chaleur est satisfaite en base par la PAC et en pointe par la chaudière gaz. La Figure II-11 montre les puissances thermiques produites par ces deux équipements en fonction du temps. Une notation secondaire des composants est adoptée, dans cette figure et les suivantes, afin de simplifier la lecture. On écrit par exemple le composant $Comp-HP_{air}^{CH}$ comme Comp..HP..air..CH, i.e. en remplaçant les indices, exposants et caractères non alphanumériques par les caractères « .. ».

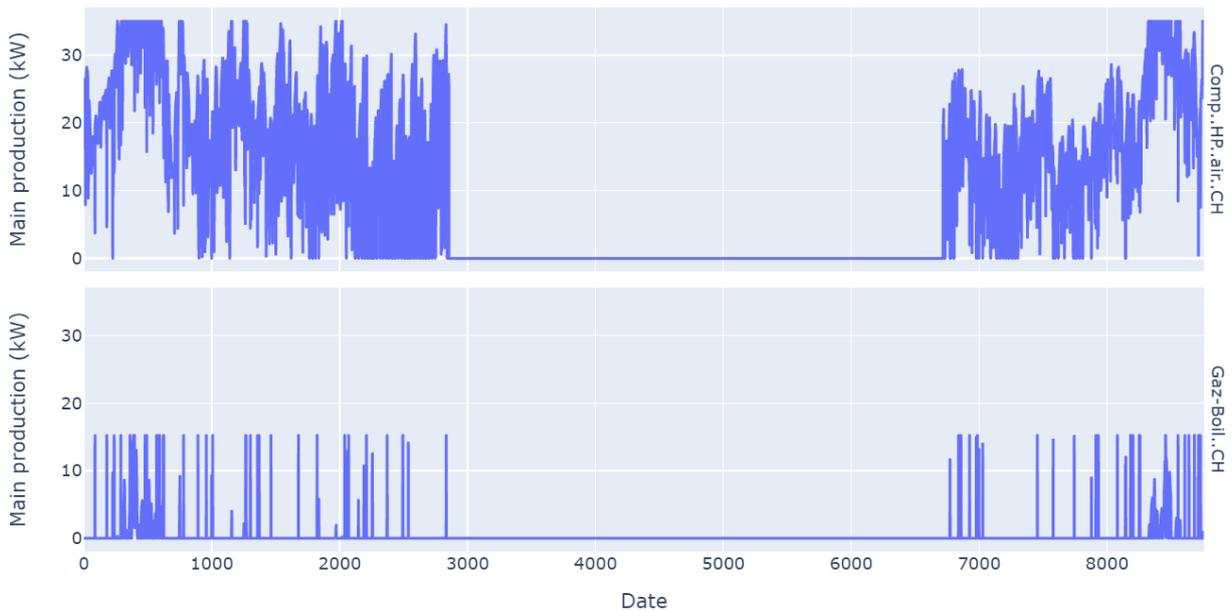


Figure II-11: Vérification modèle – répartition de la production entre PAC et chaudière gaz.
En ordonnée, la puissance thermique utile.

Il en résulte le dimensionnement donné par la Figure II-12. Le coût total du système vaut $ECO^{optim} = 95493\text{€}$. Le dimensionnement de la PAC (respectivement chaudière) est $F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P} = 35.126\text{ kW}$ (respectivement $F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P} = 15.231\text{ kW}$).

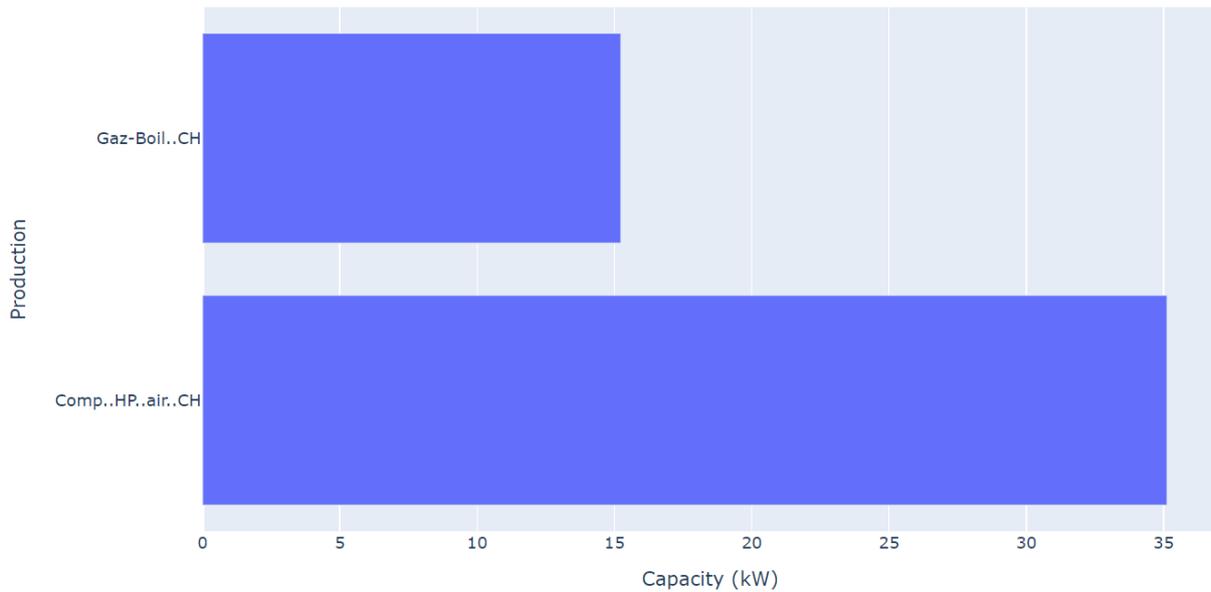


Figure II-12: Vérification modèle – dimensionnement des équipements de production

II.3.1.3 Résolution analytique

On cherche à confirmer ou infirmer les résultats de l'optimisation PLNE par un calcul analytique simple.

L'Equation II.13 introduit les coefficients γ_{1p} et γ_{2p} qui permettent une manipulation aisée des paramètres économiques des composants *Production*. Ces coefficients sont donnés dans le Tableau II-3 pour les composants utilisés.

Tableau II-3: Vérification modèle – coefficients de coûts actualisés des composants
Production

	γ_{1p} (€/kW)	γ_{2p} (€/kWh)
<i>Comp-HP_{air}^{CH}</i>	617.7	0.01
<i>Gaz-Boil^{CH}</i>	112.8	0

Le coefficient γ_{2p} n'inclut pas les coûts associés à la fourniture de gaz et d'électricité, qui doivent être ajoutés. On définit le paramètre γ_{3p} (€/kWh) de la PAC (respectivement chaudière) par l'Equation II.17 (respectivement Equation II.18). L'usage du coefficient γ_{3p} n'est qu'une autre manière d'écrire les coûts des vecteurs énergétiques approvisionnés via les composants *ElementIO* dédiés.

$$\gamma_{3_{Comp-HP_{air}^{CH}}}(t) = \frac{OPEX_{V_{elec}}(t)}{\eta_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}(t)} \sum_{y=1}^{NECO} (1 + r^{ECO})^{-y} \quad II.17$$

$$\gamma_{3_{Gaz-Boil^{CH}}}(t) = \frac{OPEX_{V_{gaz}}(t)}{\eta_{h,Gaz-Boil^{CH}}(t)} \sum_{y=1}^{NECO} (1 + r^{ECO})^{-y} \quad II.18$$

Le coût total actualisé du système, à minimiser, est donné par l'Equation II.19.

$$ECO = \sum_{p \in \{Comp-HP_{air}^{CH}, Gaz-Boil^{CH}\}} \left(\gamma_{1p} \times F_{h,p}^{dim,P} + \sum_t (\gamma_{2p} + \gamma_{3p}(t)) \times F_{h,p,CH}^P(t) \times \Delta t \right) \quad II.19$$

Le Tableau II-3 laisse supposer que la chaudière gaz est non seulement la solution la moins couteuse en capacité mais également en opération. Mais le coefficient γ_{3p} , qui prend en compte les efficacités des équipements de production, est en faveur de la PAC concernant ce deuxième aspect. On suppose donc que la PAC assure systématiquement une production de base tandis que la chaudière assure les pointes. Il existe donc une capacité $F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}$ (kW) optimale minimisant le coût **ECO**.

On suppose $F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}$ connue. Les règles d'opération et de dimensionnement décrivant le fonctionnement base/pointe sont données par les équations II.20, II.21 et II.22.

$$F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P} = \max_t \left(Q_{CH,h}(t) \right) - F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P} \quad II.20$$

$$F_{h,Comp-HP_{air}^{CH},CH}^P(t) = \min \left(Q_{CH,h}(t), F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P} \right) \quad II.21$$

$$F_{h,Gaz-Boil^{CH},CH}^P(t) = \max \left(Q_{CH,h}(t) - F_{h,Comp-HP_{air}^{CH},CH}^P(t), 0 \right) \quad II.22$$

Il est alors possible de tracer l'évolution des deux contributions du coût **ECO** en fonction de $F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}$. La Figure II-13 présente ces deux contributions ainsi que le coût total, selon un pas de 0.01 kW.

On lit les valeurs $F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}{}^{an1} = 35.2 \text{ kW}$ et $ECO^{an1} = 95693\text{€}$. Le dimensionnement de la chaudière vaut $F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P}{}^{an1} = 15.1 \text{ kW}$.

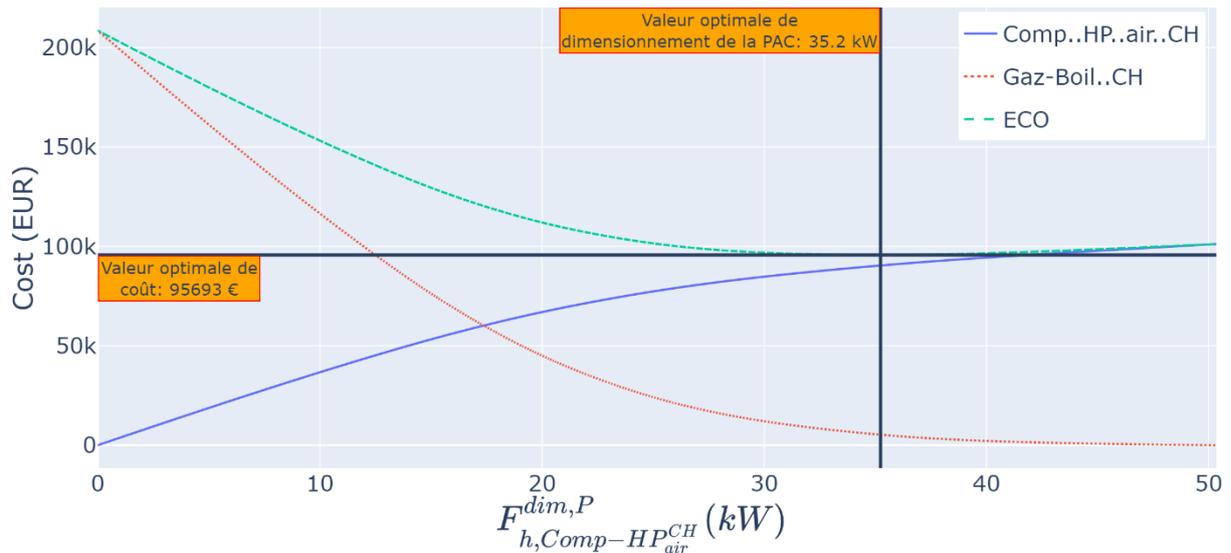


Figure II-13: Vérification modèle – visualisation de la valeur du dimensionnement de la PAC minimisant le coût total

II.3.1.4 Comparaison des deux méthodes

Les deux solutions sont comparées par le Tableau II-4.

Tableau II-4: Vérification modèle – comparaison des deux solutions

	$F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}$ (kW)	$F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P}$ (kW)	ECO (€)
PLNE	35.126	15.231	95493
Analytique	35.2	15.1	95693

$F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}$ et ECO diffèrent de moins de 0.3% d'une solution à l'autre. L'écart sur la valeur de $F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P}$ est de l'ordre de 0.9%. Ces résultats proches montrent que la résolution analytique valide la résolution PLNE.

En pratique, la résolution analytique sous-estime légèrement le dimensionnement de la PAC, et surestime celui de la chaudière, ce qui engendre un coût total un peu supérieur. Ceci s'explique par le choix de l'optimiseur PLNE d'utiliser la chaudière lorsque le coût de l'électricité est élevé et celui du gaz faible. Une analyse plus approfondie des résultats PLNE révèle en effet que parmi les 8760 heures d'opération, 73 sont tels que la PAC n'est pas utilisée à hauteur de sa capacité maximale alors que la chaudière est utilisée. Sur 19 de ces 73 heures, la PAC ne produit rien. Les 54 heures restantes sont telles que la puissance maximale de la chaudière est atteinte.

Les équations II.23, II.24 et II.25 proposent une nouvelle méthode d'opération du système permettant de combler le manque identifié. Dans ces équations, on utilise $p_1 = Comp-HP_{air}^{CH}$ et $p_2 = Gaz-Boil^{CH}$.

$$F_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P} = \max_t \left(Q_{CH,h}(t) \right) - F_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P} \quad II.23$$

$$\begin{aligned}
& \mathbf{F}_{h,p_1,CH}^P(t) \\
= & \begin{cases} \min(Q_{CH,h}(t), \mathbf{F}_{h,p_1}^{dim,P}) & \text{si } \gamma_{2p_1} + \gamma_{3p_1}(t) \leq \gamma_{2p_2} + \gamma_{3p_2}(t) \\ \max(Q_{CH,h}(t) - \mathbf{F}_{h,p_2}^{dim,P}, 0) & \text{sinon} \end{cases} \quad II.24
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \mathbf{F}_{h,p_2,CH}^P(t) \\
= & \begin{cases} \min(Q_{CH,h}(t), \mathbf{F}_{h,p_2}^{dim,P}) & \text{si } \gamma_{2p_1} + \gamma_{3p_1}(t) > \gamma_{2p_2} + \gamma_{3p_2}(t) \\ \max(Q_{CH,h}(t) - \mathbf{F}_{h,p_1}^{dim,P}, 0) & \text{sinon} \end{cases} \quad II.25
\end{aligned}$$

L'application de ce nouveau mode d'opération aboutit à $\mathbf{F}_{h,Comp-HP_{air}^{CH}}^{dim,P}{}^{an_2} = 35.1 \text{ kW}$, $\mathbf{F}_{h,Gaz-Boil^{CH}}^{dim,P}{}^{an_2} = 15.2 \text{ kW}$ ainsi que le coût correspondant $ECO^{an_2} = 95488\text{€}$, soient des valeurs presque identiques à celle de la résolution PLNE. Les derniers écarts sont expliqués par les arrondis des coefficients γ_{1p} et γ_{2p} .

II.3.2 Exemple avancé

On construit un problème plus complexe que ceux introduits en partie II.3.

On considère trois *hubs* h_1, h_2, h_3 exprimant chacun deux demandes, en chauffage et climatisation. Les demandes en chauffage sont saisonnières, à l'image de celle utilisée en partie II.3. Les demandes en climatisation sont constantes, de valeur énergétique totale 10 fois supérieure à la demande en chauffage. La demande du bâtiment h_1 est présentée en Figure II-14. Les autres demandes sont similaires.

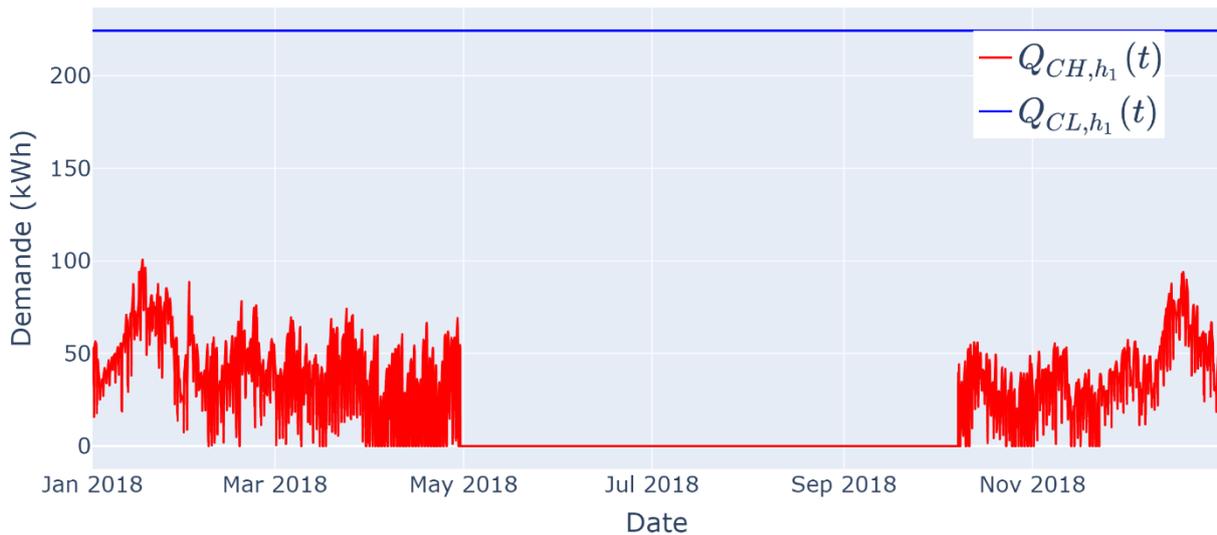


Figure II-14: Exemple avancé – demandes du consommateur h_1

Un quatrième *hub* P est producteur de chaleur et de froid. Il peut être équipé :

- D'une chaudière à gaz.
- D'une centrale de cogénération à gaz naturel de type *back-pressure*. Cette centrale est telle qu'à tout instant la production d'électricité est proportionnelle à la production de chaleur (Equation I.17, Annexe I.2.3).
- D'un climatiseur à absorption sur air (usage au générateur de la chaleur produite par la cogénération ou la chaudière).
- D'un climatiseur à compression sur air (usage de l'électricité de la cogénération).
- D'un stockage de chaleur court-terme.

Les coefficients de performance des climatiseurs à compression et à absorption sont donnés par la Figure II-15 (Annexes I.2.6 et I.2.7). La puissance de référence est la puissance prélevée à l'évaporateur, i.e. sur le réseau froid. Ces COP sont très élevés pendant la période hivernale durant laquelle la température de l'air est plus basse que celle du réseau de froid (RDF). Ceci est conforme au fonctionnement en mode échangeur (Annexe I.2.6.3).

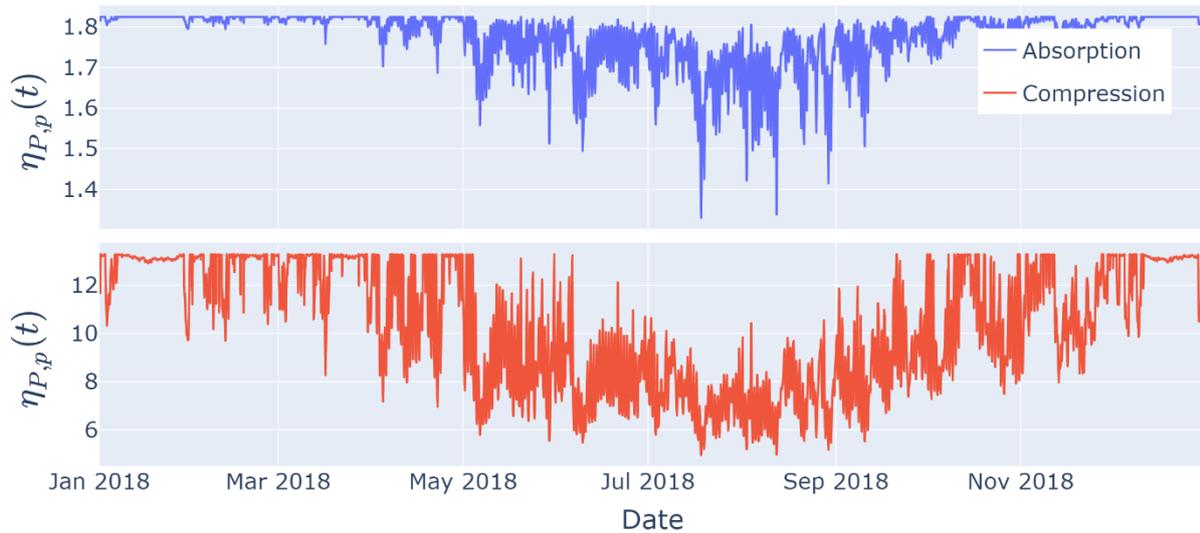


Figure II-15: Exemple avancé – COP des climatiseurs

Le *hub* producteur ne peut pas soutirer d'électricité sur le réseau électrique national, mais la production électrique excédentaire de la cogénération peut y être envoyée, avec déduction des émissions CO_2 équivalentes. Le profil du facteur d'émission de l'électricité est donné par la Figure II-16. Ce profil est généré aléatoirement. Le facteur d'émission du gaz est constant et vaut $CC_{P,gaz} = 0.227 \text{ gEq}CO_2/kWh$.

Les quatre *hubs* sont reliés par deux réseaux entièrement maillés, chaleur et froid. Le schéma en Figure II-17 illustre le système.



Figure II-16: Exemple avancé – facteur d'émission du vecteur électrique

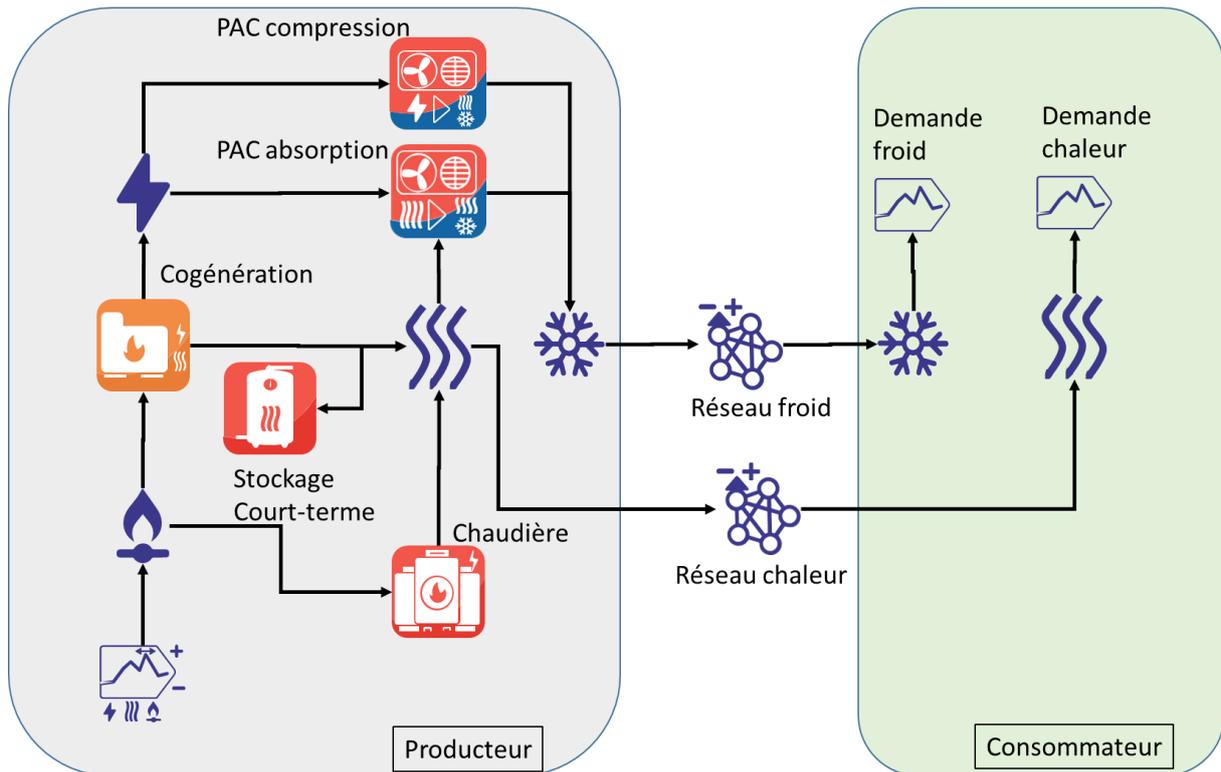


Figure II-17: Exemple avancé – schéma système.
 Un seul *hub* consommateur est représenté. La localisation des *hubs* ainsi que leur raccordement potentiel en réseaux ne sont pas illustrés.

Le système est optimisé selon un critère CO_2 . Les résultats de l'optimisation sont présentés ci-après. Parmi les capacités des équipements de production installés en centrale, on remarque d'une part que celle de l'unité de cogénération est importante (environ 1.8 MW) et d'autre part que les capacités des climatiseurs à compression et à absorption sont identiques (Figure II-18).

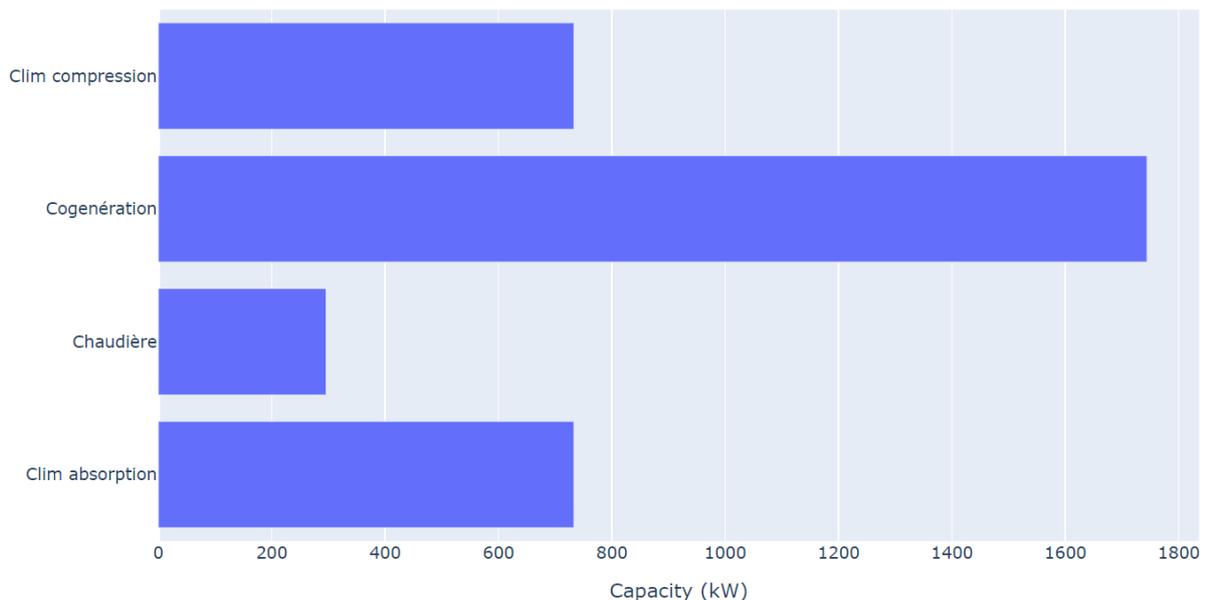


Figure II-18: Exemple avancé – dimensionnement de la production

La Figure II-19 présente les productions électrique et thermique de l'unité de cogénération. On vérifie que ces productions sont liées par un facteur de proportionnalité constant $\alpha_{h,p} = 1.7$ qui induit une production de 1.7 W électrique lorsque la production thermique vaut 1W. Dans la légende de la Figure II-19, le vecteur « !Chaleur » est la négation du vecteur « Chaleur », comme introduit en partie II.2.3.4.

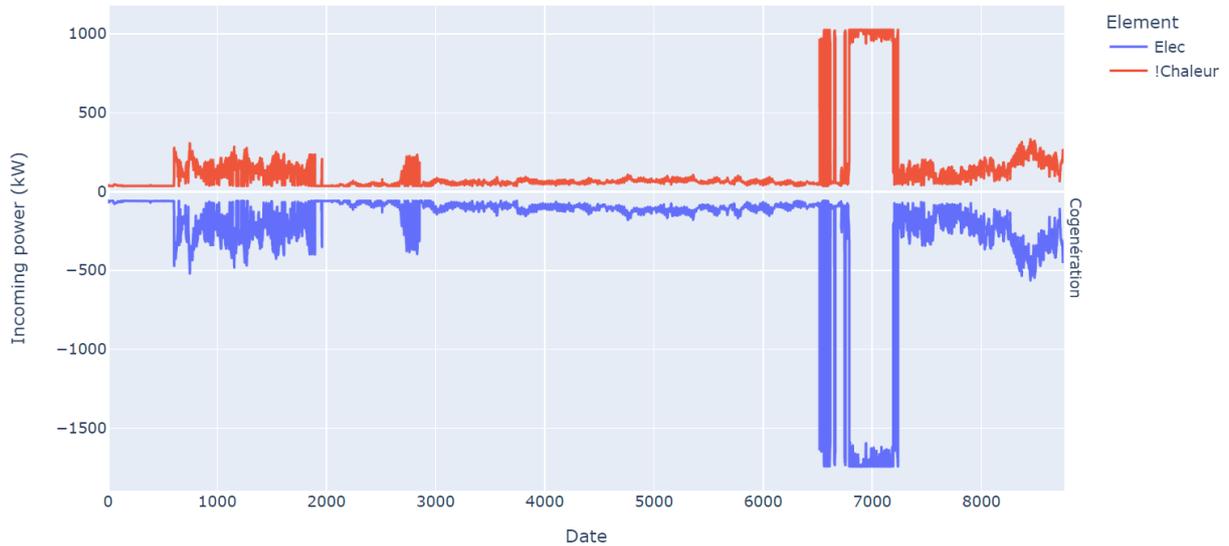


Figure II-19: Exemple avancé – productions de l'unité de cogénération

La production électrique, et donc thermique également, est particulièrement élevée quand le facteur d'émission est élevé (Figure II-16). En effet, cette production est envoyée sur le réseau national et les émissions CO₂ équivalentes sont déduites comme un crédit pour le système, contrairement aux émissions due aux imports de gaz naturel qui elles alourdissent le bilan carbone en opération.

L'excès de chaleur résultant est valorisé en alimentant le climatiseur à absorption. A l'inverse, quand l'export d'électricité est déficitaire en termes de CO₂, la production électrique de la cogénération est plutôt utilisée in situ pour alimenter le climatiseur à compression. Les deux phénomènes sont visibles en Figure II-20. Sur cette figure, la puissance thermique est celle de l'évaporateur.

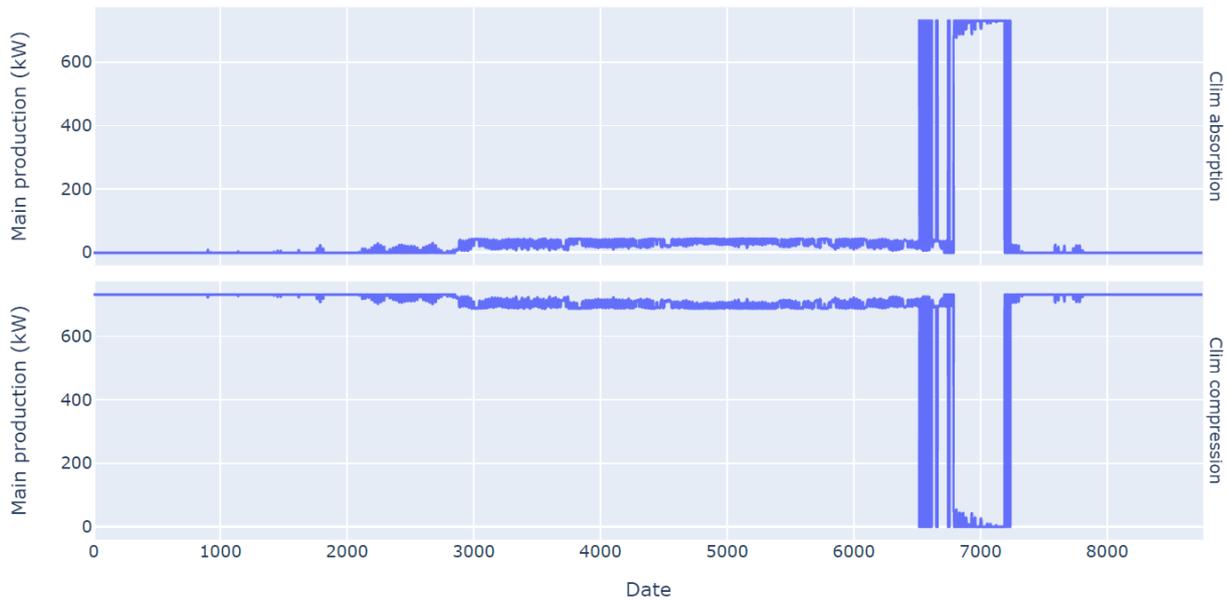


Figure II-20 : Exemple avancé – production thermique des climatiseurs

Le stockage de chaleur (Figure II-21) est utilisé pour maximiser les gains CO₂ dus aux import/export d'électricité de la cogénération.

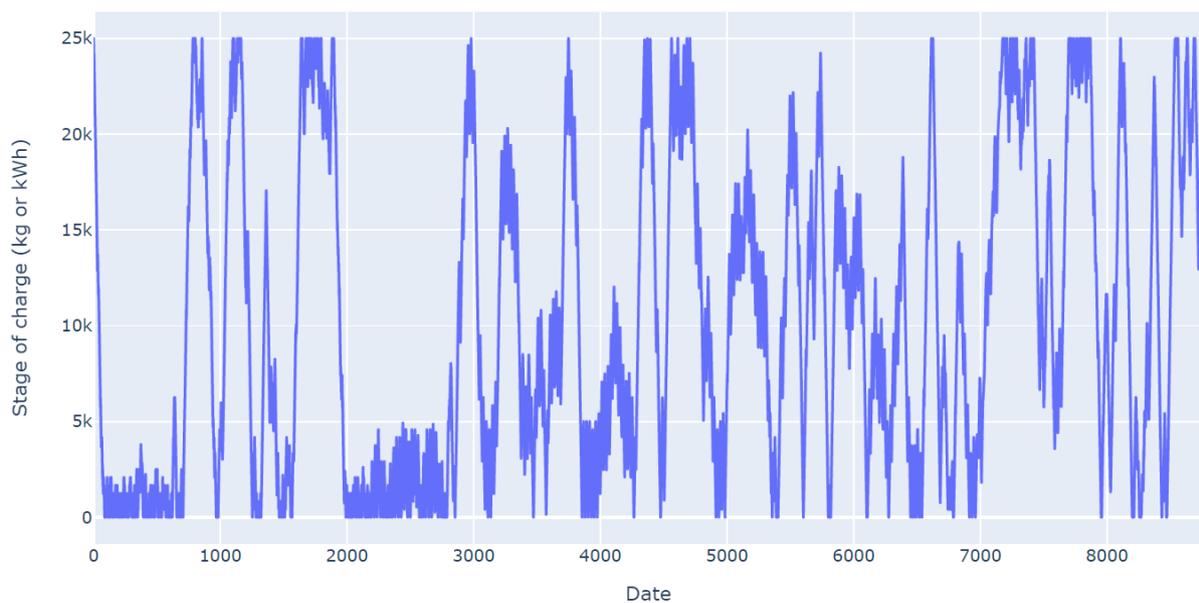


Figure II-21: Exemple avancé – évolution de l'état de charge du stockage de chaleur

La demande en chauffage est de bien moindre amplitude que celle en froid. Ainsi, une petite partie de la production de la cogénération suffit la majorité du temps pour alimenter le RDC. Lorsque la cogénération est en régime bas du fait du faible contenu carbone de l'électricité mais que la demande en chaleur est haute, la chaudière à gaz complète la puissance nécessaire (Figure II-22).

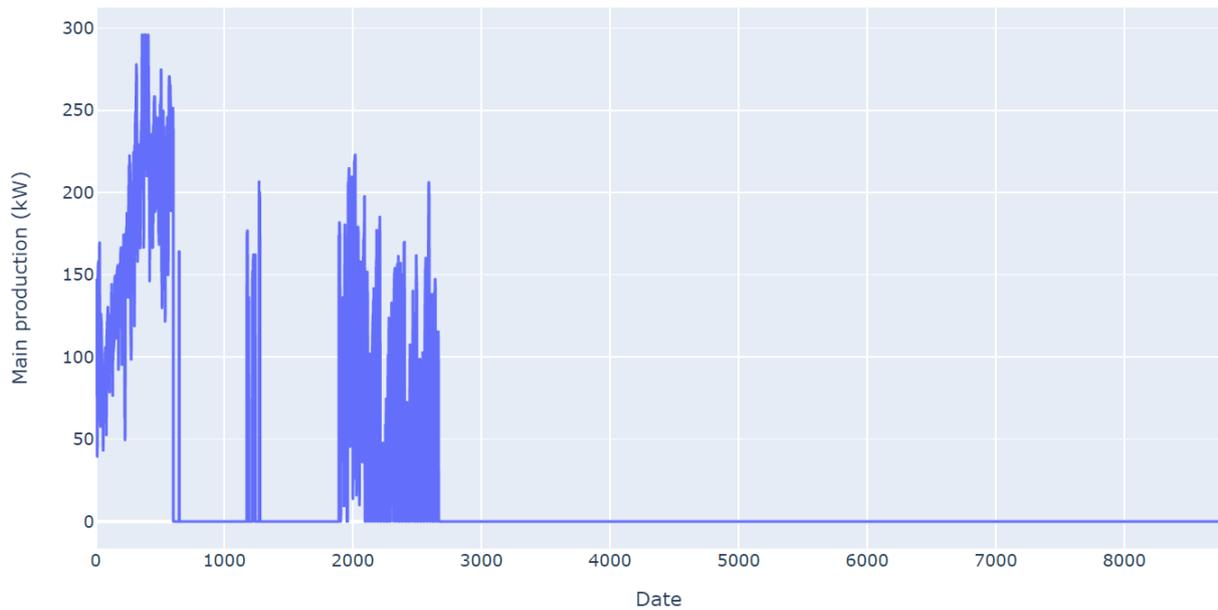


Figure II-22 : Exemple avancé – production thermique de la chaudière

Ce cas complexe met en évidence le rôle complémentaire des composants de production et stockage du système – y compris en réalisant des synergies chaud-froid. Par ailleurs la forte dépendance de ces rôles en des paramètres d'entrée déterminants, ici les facteurs d'émission de l'électricité et du gaz, est avérée. La considération de plusieurs *hubs* simule le foisonnement dans la demande d'un système réel et suggère l'utilisation de composants typiques des réseaux thermiques en centrale de production (stockage chaleur, cogénération).

II.3.3 Conclusion

Certaines des possibilités importantes de modélisation des systèmes énergétiques ont été mises en évidence sur quelques problèmes physiques de complexité croissante.

La construction générique des systèmes énergétiques par assignation de composants à des *hubs*, qui permet les bilans par vecteur réalisés en arrière-plan, est garante de l'étendue des cas qui peuvent être couverts. Dans le même temps, des composants adaptés aux systèmes thermiques macroscopiques et des résultats conformes au sens physique valident le potentiel de l'outil pour l'étude des architectures thermiques en milieu urbain en particulier.

II.4 Conclusion

La méthodologie présentée en partie II.2 permet la recherche du dimensionnement optimal de systèmes énergétiques macroscopiques, par leur opération. Les problèmes sont décrits dans une approche *Energy Hub* et résolus par le formalisme PLNE.

La généralité de cette méthodologie a plusieurs origines. D'abord, la déclinaison de composants sous forme de familles, modèles puis instances permet une paramétrisation adaptée de chaque problème. Ensuite, des informations portées par les vecteurs énergétiques rendent automatiques la minimisation de deux fonctions objectif non économiques, à savoir l'exergie net et les émissions CO_2 entrantes dans le système. Aussi, le possible raccordement d'un *hub* à un autre par un réseau thermique ou non thermique peut faire partie du problème d'optimisation.

La complexité temporelle de résolution est limitée en amont de la définition des problèmes par l'absence de variables binaires indexées sur le temps dans les modèles de composant, menant à des problèmes presque PL. Cela vient au prix d'une moindre vraisemblance quant à l'opération des systèmes. Utilisée telle quelle, cette méthodologie reste de trop haute complexité temporelle pour être appliquée aux systèmes thermiques urbains de grande taille. D'autres types d'allègement de complexité sont nécessaires. Ceci fait l'objet du Chapitre III.

III. CHAPITRE III: REDUCTION DE LA COMPLEXITE

Ce chapitre présente deux voies de réduction de la complexité algorithmique de la méthodologie présentée en Chapitre II. Ces réductions de complexité permettent le traitement en des temps raisonnables de grands systèmes énergétiques urbains.

La première voie est une simplification spatiale. Elle demeure compatible avec la recherche de solutions en réseaux et permet donc d'explorer tous types d'architectures.

La seconde voie vise la réduction de la complexité temporelle. Cela passe par la sélection des seuls pas de temps importants de l'horizon temporel d'opération. La pertinence de cette méthode est vérifiée avec succès sur un cas théorique.

Ces deux voies de réduction de la complexité spatiale sont appliquées dans le cas d'étude en Chapitre V.

III.1 Réduction de la complexité spatiale

On présente ici une méthode de réduction de la complexité spatiale des problèmes d'optimisation de systèmes thermiques urbains. Dans un premier temps, une alternative à cette réduction de complexité est décrite et critiquée. Le principe de la méthode est ensuite présenté. Celle-ci est fondée sur l'idée d'une assimilation de chaque bâtiment consommateur dans le système réel à un bâtiment type. Ces bâtiments types sont associés à des propriétés spatiales (afin de donner du sens à la considération de réseaux thermiques) et leurs demandes surfaciques sont utilisées pour la définition des demandes thermiques totales perçues à l'échelle de la ville. La validité d'une telle approche dans un contexte d'optimisation PLNE est finalement discutée.

III.1.1 Nécessité

Une architecture thermique en milieu urbain fait intervenir plusieurs milliers d'usagers exprimant des demandes thermiques de nature différente.

L'approche naturelle défendue par l'outil explicité en partie II.2 (Chapitre II) serait d'assimiler chaque usager à un *hub* énergétique et de soumettre à l'optimiseur un problème de dimensionnement des composants intra-hubs (*Production, Storage, ElementIO*) mais aussi *Network*. Ce dernier point décrit la prise de décision, pour chaque couple de hubs (h_1, h_2), de connecter h_1 à h_2 par un des réseaux considérés. Cette décision est contrainte par la spatialité des demandes (*hubs* distants les uns des autres) qui cause des pertes énergétiques lors du transport de l'énergie thermique.

La résolution d'un tel problème sur un horizon temporel annuel est de trop grosse complexité mathématique lorsque le système comprend plus que quelques dizaines de *hubs*.

III.1.2 Principe d'agrégation des profils similaires

La définition d'un plus petit nombre de *hub* qu'il n'y a d'usagers dans la ville permet de réduire la complexité spatiale du problème général. Cela est réalisé en trois étapes.

La première étape consiste à considérer le bâtiment comme la plus petite unité fondamentale exprimant des demandes. Dit autrement, étant donné un bâtiment b , aucune distinction de demandes n'est réalisée à l'échelle des logements du bâtiment b .

La seconde étape consiste à assimiler chaque bâtiment du système à un bâtiment type donné, puis chaque bâtiment type à un *hub*. Les bâtiments types doivent former un panel suffisamment hétérogène pour représenter la diversité réelle. La Figure III-1 illustre une opération d'agrégation de 160 *hubs* en 8 *hubs* types. On note à ce stade que la spatialité des demandes est conservée, i.e. chaque rond coloré symbolisant un *hub* conserve sa position dans le plan.

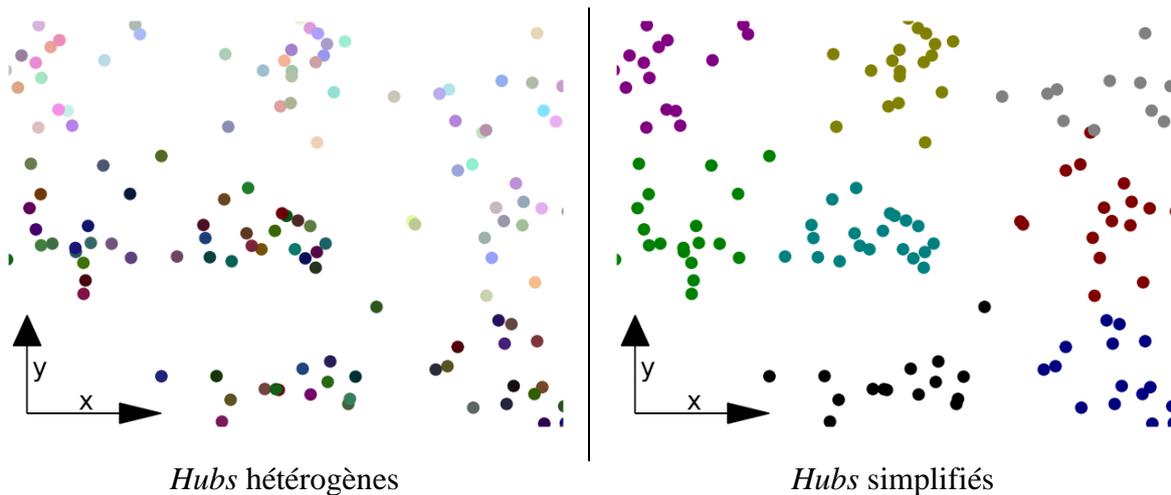


Figure III-1: Réduction spatiale – principe de simplification d'un ensemble hétérogène de *hubs* en distribution spatiale vraisemblable

En troisième étape, les *hubs* d'un même type sont regroupés ensemble et leurs propriétés – y compris leurs demandes thermiques – s'additionnent. La nouvelle localisation du *hub* représentatif d'un type est la moyenne pondérée des localisations des *hubs* de ce type. Ceci est illustré par la Figure III-2.

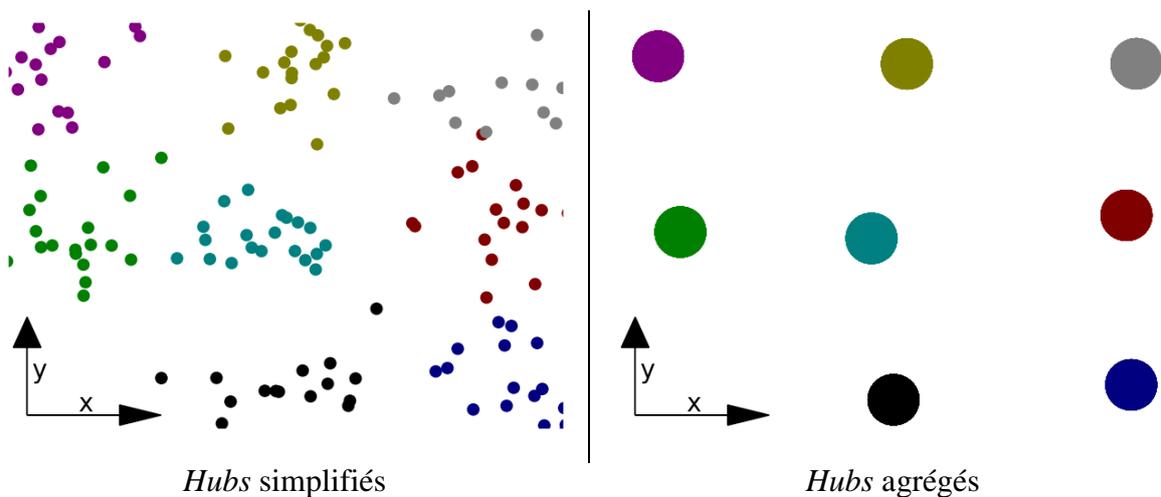


Figure III-2: Réduction spatiale – principe de regroupement des *hubs* similaires. Distribution spatiale par type dans le milieu urbain.

La complexité mathématique de l'étude des réseaux thermiques est simplifiée par le processus de simplification-regroupement présenté en Figure III-1 et Figure III-2. En effet, la problématique de la connexion d'un sous-groupe hétérogène de bâtiments (étape '*Hubs hétérogènes*' en Figure III-1) à une infrastructure de distribution de réseau thermique est déplacée. On considère maintenant pour chaque lot de bâtiments agrégés fictifs représentés dans l'ensemble hétérogène la connexion au réseau d'une certaine proportion de ces bâtiments (étape '*Hubs agrégés*' en Figure III-2).

Pour autant, une hypothèse sur la distribution spatiale par type de bâtiments dans la ville est nécessaire. On suppose que, pour un type donné, les bâtiments de ce type sont répartis uniformément dans la ville. C'est-à-dire que la probabilité de rencontrer un type de bâtiment

dans une zone donnée est identique quelle que soit la zone. Par conséquent, le processus d'agrégation aboutit à des bâtiments types à égale distance les uns des autres (Figure III-3). Cette hypothèse est réaliste concernant le niveau de performance thermique de bâtiment.

Suite à cette hypothèse, si une infrastructure de distribution relie une centrale de production à certains bâtiments d'un type donné, lesquels bâtiments sont répartis uniformément dans la ville, alors la longueur marginale de conduite nécessaire pour atteindre d'autres bâtiments de ce type ou d'un autre type est négligeable. Dit autrement, tout bâtiment de la ville est à égale distance d'une infrastructure de réseau thermique desservant déjà quelques bâtiments, de même type ou non.

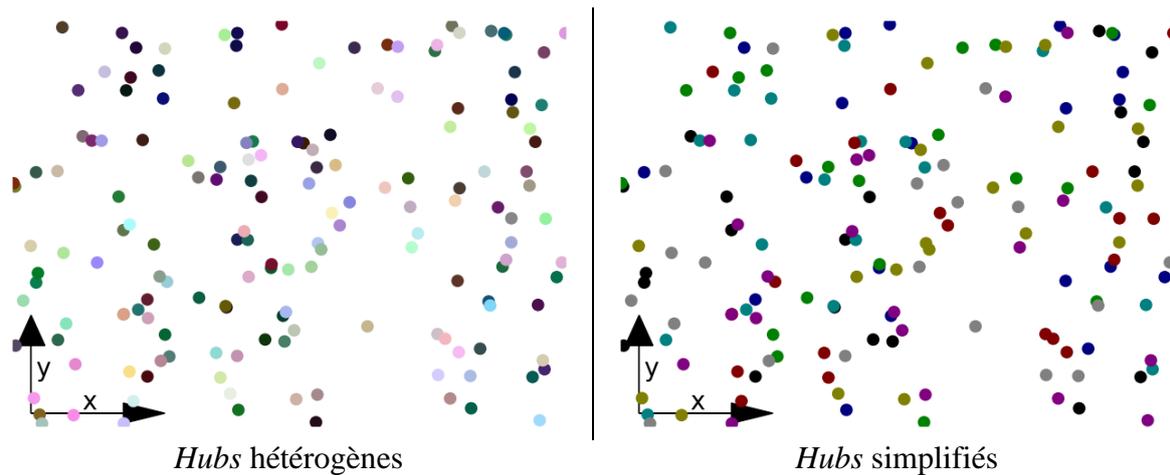


Figure III-3: Réduction spatiale – principe de regroupement des *hubs* similaires.
Distribution spatiale aléatoire dans le milieu urbain.

Dans la suite, l'appellation « bâtiment *b* » est utilisée pour désigner tous les bâtiments du système simplifiés et agrégés en type *b*.

III.1.3 Usage du concept de *plot ratio*

Le concept de *plot ratio* e^{SYS} introduit par Persson et al. (Persson et al., 2019) qualifie la densité d'un quartier par le ratio entre la surface utile thermique des bâtiments de ce quartier divisé par la superficie du quartier. Par exemple, un quartier d'affaire fait de bâtiments tertiaires de plusieurs dizaines d'étage sans espace verts ni parking de surface est caractérisé par un *plot ratio* élevé. A l'inverse, un quartier résidentiel de maisons individuelles entourées de magasins avec grands parkings est caractérisé par un *plot ratio* faible. Ceci est illustré en Figure III-4.



Figure III-4: Réduction spatiale – liens entre la densité d'un quartier et sa valeur de *plot ratio*.

A gauche, plot ratio élevé. A droite, plot ratio faible.

e^{SYS} croît avec la distance caractéristique du quartier (*effective width*, aussi appelée longueur effective de réseau), w^{SYS} . Cette distance peut être interprétée comme une mesure normalisée du rayon d'action d'un réseau thermique traversant ce quartier, i.e. du potentiel de raccordement à un tel réseau. On comprend qu'un *plot ratio* faible signifie pour une infrastructure de distribution une grande zone à parcourir pour satisfaire peu d'utilisateurs.

Le concept originel du *plot ratio* est adapté en associant à chaque bâtiment b un *plot ratio* e_b et une proportion dans la ville p_b , avec e_b et p_b deux nombres dans $[0, 1]$.

p_b est définie comme la part de la surface thermique du bâtiment b , A_b^{SYS} , dans le total de la surface thermique de la ville, A^{SYS} (Equation III.1).

$$p_b = \frac{A_b^{SYS}}{A^{SYS}} \quad III.1$$

e_b est défini comme le ratio de la surface thermique du bâtiment b , A_b^{SYS} , et de l'emprise au sol de ce bâtiment $A_b^{SYS,terre}$ (Equation III.2).

$$e_b = \frac{A_b^{SYS}}{A_b^{SYS,terre}} \quad III.2$$

On peut alors établir l'expression du plot ratio de la ville e^{SYS} . L'emprise au sol totale de la ville $A^{SYS,terre}$ est supposée connue. Elle peut s'écrire de deux manières, selon les équations III.3 et III.4.

$$A^{SYS,terre} = \frac{A^{SYS}}{e^{SYS}} \quad III.3$$

$$A^{SYS,terre} = \sum_b A_b^{SYS,terre} = \sum_b \frac{A_b^{SYS}}{e_b} = \sum_b \frac{p_b \times A^{SYS}}{e_b} \quad III.4$$

La combinaison des équations III.3 et III.4 permet d'obtenir l'Equation III.5.

$$\frac{A^{SYS}}{e^{SYS}} = \sum_b \frac{p_b \times A^{SYS}}{e_b} \quad III.5$$

Et finalement le plot ratio e^{SYS} (Equation III.6).

$$e^{SYS} = \frac{1}{\sum_b \frac{p_b}{e_b}} \quad III.6$$

Alors, étant donnée l'hypothèse d'indépendance de longueur du réseau explicitée en partie III.1.2, cette longueur, donnée par l'Equation III.7, dépend uniquement de la structure de la ville caractérisée par w^{SYS} (Equation III.8).

$$L^{SYS} = \frac{A^{SYS,terre}}{w^{SYS}} \quad III.7$$

$$w^{SYS} = \min(137.5 \times e^{SYS} + 5, 60) \quad III.8$$

En résumé, on suppose connu un panel de bâtiments types dont chacun est caractérisé par son importance p_b dans la surface thermique totale et sa densité thermique potentielle e_b . Si la superficie – ou emprise au sol – de la ville à l'étude est également connu, on trouve la longueur L^{SYS} de tout réseau de distribution traversant la ville.

III.1.4 Mise à l'échelle des demandes

Chaque bâtiment b du système, du fait de l'agrégation, décrit plusieurs centaines de bâtiments originaux considérés égaux.

La surface A_b^{SYS} permet la mise à l'échelle de ces demandes, du bâtiment original vers son agrégation.

Soit $Q_{b,d}^A(t)$ la demande surfacique d du bâtiment original de type b à l'instant t . Alors la demande de tous ces bâtiments agrégés est donnée par l'Equation III.9.

$$Q_{b,d}(t) = A_b^{SYS} \times Q_{b,d}^A(t) \quad III.9$$

On retrouve alors la demande totale exprimée dans le système et introduite par l'Equation II.7 (Chapitre II), $Q(t)$, via l'Equation III.10.

$$Q(t) = \sum_b \sum_d Q_{b,d}(t) \quad III.10$$

III.1.5 Logique de l'optimisation en bâtiments agrégés

L'optimisation du système énergétique consiste à opérer les composants en vue de les dimensionner. L'opération assigne à chaque instant des valeurs aux variables $F_{h,n}^{SYS}$, $F_{e,h}^{EXT}$, $F_{h,p,v}^P$ et $F_{h,s}^S$. Ces valeurs ont deux interprétations, qui sont illustrées par l'exemple ci-dessous.

Soient plusieurs composants de production installés dans le *hub* h décrivant un bâtiment b . Ils convertissent chacun une puissance $F_{h,p,v}^P(t)$ sur un vecteur v , à l'instant t , dans le but de satisfaire une demande $Q_{b,d}(t)$. Typiquement, une demande en chauffage $Q_{b,CH}(t)$ est associée à un vecteur thermique v , lequel est réchauffé par une PAC p_1 et/ou chaudière p_2 . Notons qu'une caractérisation des demandes en chauffage de bâtiments résidentiels est présentée en partie IV.3 (Chapitre IV). Alors les grandeurs $F_{h,p,v}^P(t)$, pour $p \in \{p_1, p_2\}$, peuvent s'interpréter de deux façons du point de vue physique :

1. Première interprétation : la demande d'une partie des bâtiments réels simplifiés regroupés derrière le type b (*hub* h) est entièrement satisfaite par une PAC, tandis que l'autre partie des bâtiments utilise exclusivement une chaudière. Les proportions de chaque groupe de bâtiments sont données par les ratios $\frac{F_{h,p_1,v}^P(t)}{Q_{b,CH}(t)}$ et $\frac{F_{h,p_2,v}^P(t)}{Q_{b,CH}(t)}$.
2. Deuxième interprétation : chaque bâtiment a recours à la fois à une PAC et une chaudière, dans les proportions énoncées précédemment.

La première interprétation ne pénalise pas le sens physique du problème à l'échelle de la ville mais empêche l'usage de certaines contraintes au niveau composant au sens de l'interprétation 2. Il est notamment impossible de contraindre un composant à une puissance minimale de fonctionnement. En effet, soit $F_{h,p,v}^{BI,P}$ la borne inférieure de $F_{h,p,v}^P(t)$ vérifiant les équations III.11 et III.12.

$$F_{h,p,v}^{BI,P} \leq F_{h,p,v}^P(t) \quad III.11$$

$$F_{h,p,v}^{BI,P} \leq Q_{b,d}(t) \quad III.12$$

Si la contrainte III.11 est respectée dans un système réel (i.e. selon l'interprétation 2) alors elle l'est dans le système agrégé (qui autorise l'interprétation 1). Mais la réciproque peut être fautive : une puissance $F_{h,p,v}^P(t)$ supérieure à $F_{h,p,v}^{BI,P}(t)$ peut être observée à l'échelle de la ville sans que cette contrainte soit satisfaite au niveau de chaque composant du système réel visé par la modélisation.

Plus généralement, toute contrainte d'un composant *ElementIO*, *Production* ou *Stockage* ayant un sens physique dépendant de l'amplitude (associée notamment aux variables $F_{e,h}^{EXT}$, $F_{h,p,v}^P$ et $F_{h,s}^S$) ou du statut des puissances échangées n'est pas transposable à cette approche en bâtiments agrégés. Concernant le cas du statut, on peut typiquement citer l'exemple d'un coût fixe de composant à payer indépendamment de la puissance installée. Ce coût ne peut être pris en compte dans le modèle en bâtiments agrégés car celui-ci ne rend pas compte du nombre de composants installés dans le système réel équivalent.

III.1.6 Conclusion

Le rassemblement de bâtiments similaires en un seul *hub* permet de limiter les connexions réalisables par un réseau thermique. La quantification de la densité spatiale du milieu urbain est conservée en considérant l'emprise au sol des bâtiments selon leur type, à travers le *plot ratio*. Cette méthode de simplification contraint d'une part à caractériser les demandes des bâtiments en fonction de leur superficie et d'autre part à l'usage de modélisations PLNE simples.

III.2 Réduction de la complexité temporelle

Cette partie introduit la méthode de réduction de la complexité temporelle des problèmes d'optimisation posés par la méthodologie du Chapitre II. On réalise d'abord une énumération des sources de complexité algorithmique de ces problèmes. La diminution du nombre de pas de temps du support temporel utilisé en phase d'opération apparaît alors nécessaire à la diminution de cette complexité. Après l'explication théorique du principe de cette réduction, sa validité lorsqu'appliquée aux problèmes PLNE est contrôlée. On présente ensuite la méthodologie pratique d'application de cette méthode. Celle-ci passe par la sélection des pas de temps pertinents selon l'information portée par chaque série temporelle paramètre du modèle, puis par le rassemblement de ces différents ensembles. Finalement, l'étude d'un système théorique de haute complexité algorithmique permet de mettre en évidence les forces et limites d'une telle méthode.

III.2.1 Complexité des problèmes

La complexité temporelle et mémoire de résolution d'un problème PL dépend dans une certaine mesure du nombre de variables et de contraintes impliquées, ainsi que du taux de remplissage de la matrice de contraintes. Le nombre de variables déclarées dans un modèle de composant est hautement dépendant du modèle en question.

La complexité due aux vecteurs thermiques est bornée par leur nombre dans le système, lequel excède rarement une dizaine.

Supérieure à celle des vecteurs, la complexité réseau dépend quadratiquement du nombre de *hubs*, ce qui prend de l'importance seulement dans le cas de nombreux réseaux thermiques avec beaucoup de liaisons inter-*hubs* potentielles. Ce dernier cas est éliminé par la méthode introduite en partie III.1.

Il apparaît que la dimension prépondérante est le temps t , avec des suites de variables de 8760 valeurs dans le cas d'une opération annuelle au pas horaire.

III.2.2 Positionnement vis-à-vis de la littérature

Différentes méthodes de réduction de la complexité temporelle des problèmes PLNE et PL existent. Ces méthodes considèrent une ou plusieurs séries temporelles paramètres du problème.

Kouhia et al. (Kouhia et al., 2019) agrègent l'unique profil de demande paramètre de leur problème en 7 périodes qui préservent la tendance de la monotone. En pratique, le nouveau profil obtenu est la moyenne des valeurs du profil originel, pour chacune des 7 périodes (Figure III-5). Cette méthode conserve le total annuel de la demande mais pas sa continuité. Ce deuxième point n'a pas d'effet dans l'application retenue vu l'absence de stockage énergétique ou de contraintes impliquant deux pas de temps consécutifs.

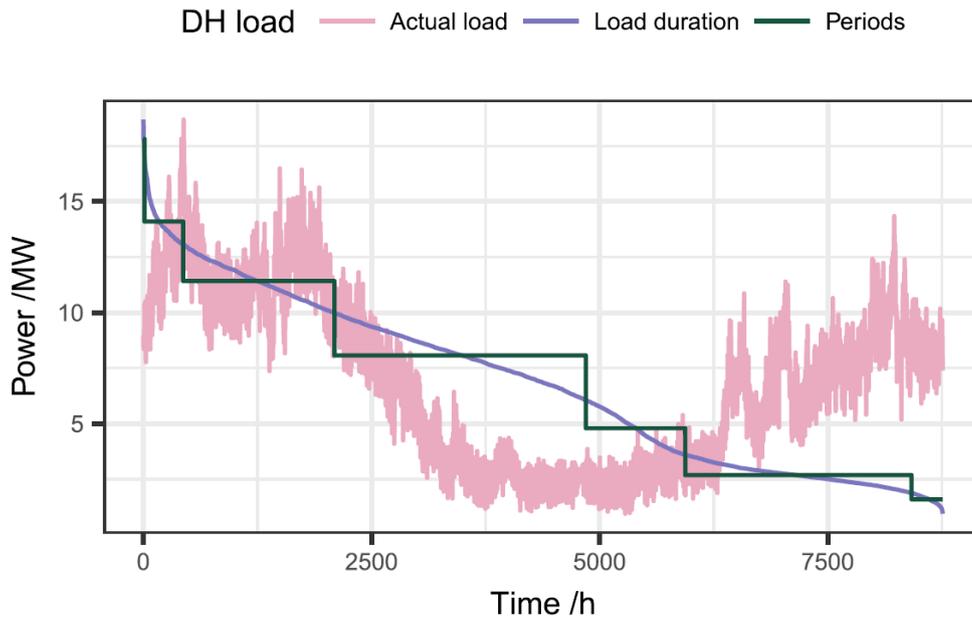


Figure III-5: Méthode de simplification temporelle explorée par Kouhia et al. pour leur unique série paramétrique.
Issu de (Kouhia et al., 2019), diffusé avec permission.

Savvidis et Hufendiek (Savvidis, Hufendiek, 2018) proposent deux approches similaires dont l'idée commune est d'échantillonner la série temporelle originelle – laquelle est déjà discrète – puis de calculer pour chaque point d'échantillonnage la somme des valeurs de la série jusqu'au point d'échantillonnage suivant. L'opération de somme est pertinente dans la mesure où le cas d'étude traite de volumes d'électricité échangés sur le marché européen. Leur première approche, l'agrégation statique, considère un échantillonnage à intervalle de temps régulier. Cette procédure, comme l'approche de Kouhia et al., fait perdre beaucoup d'information utile portée par la série. Les auteurs mettent alors en avant une agrégation dynamique qui consiste à affiner la fréquence d'échantillonnage autour des pas de temps qui présentent une information à ne pas perdre. Dans le cas du problème étudié, les types d'informations à ne pas perdre consistent en les périodes de changement de signe de la série et de présence d'extremums locaux. En pratique, l'erreur commise en choisissant une fréquence d'échantillonnage basse est quantifiée et un échantillonnage de plus haute fréquence est retenu si cette erreur est grande. Un cas d'étude montre que l'agrégation dynamique permet de réduire le nombre de pas de temps environ d'un facteur 6 tout en conservant entièrement la qualité de la fonction objectif, en comparaison avec l'approche de référence qui consiste à opérer le système sans agrégation temporelle, au pas de temps 15 min durant une année.

Une deuxième famille de méthodes pour l'allégement de la complexité temporelle est la considération de périodes représentatives de la série temporelle originelle. Appelées « jours types » par abus de langage, ces périodes définissent des nouvelles séries temporelles portant l'information importante de la série d'origine. Diverses méthodes existent pour déterminer ces périodes. Schütz et al. (Schütz et al., 2018) en introduisent quatre et les illustrent sur un problème paramétré par une demande en chaleur, une demande en électricité et un profil d'irradiation solaire. Ils montrent que la considération de seulement 3 à 8 jours types sélectionnés sur une année complète permet une bonne approximation de l'information paramétrique totale dans le cadre de l'étude de systèmes énergétiques, bien que cette

performance varie largement selon la méthode retenue et le problème traité. L'approche en jours types conserve le total de l'information portée par chaque série en pondérant chaque jour type en autant d'instances que nécessaire. Mais la continuité de l'information est partiellement brisée, d'autant plus lorsque les périodes types retenues ne sont pas membres de la série originelle (méthodes *k-means*, *k-medians*). Ainsi, Morvaj et al. (Morvaj, Evins, Carmeliet, 2016) sont contraints dans leur étude à déclarer, pour chaque jour type, un état de charge du stockage à la dernière heure identique à celui de la première heure dudit jour type. Cela empêche l'utilisation de ce stockage, certes pensé comme court-terme, sur quelques jours consécutifs. Casisi et al. (Casisi et al., 2019) doivent eux gérer un stockage long terme. Leur choix d'implémentation consiste alors à recréer une continuité apparente en faisant se succéder les instances de jours types issues de la pondération de conservation du total. Ainsi, ils considèrent 12 mois chacun fait de 4 semaines. Les semaines sont identiques et décrites par 5 instances de jours type « ouvert » suivies de 2 instances de jours type « non ouvert », soit 24 jours types au total. L'état de charge au premier pas de temps d'une journée donnée est pris égal à celui du dernier pas de temps de la journée précédente, que ces journées soient ou non des instances du même type.

Le découpage par monotone utilisé par Kouhia et al. ainsi que l'agrégation statique de Savvendis et Hufendiek sont d'implémentation légère. A l'inverse, une approche jours types selon les méthodes *k-centers* ou *k-medoids* est à poser par un problème PLNE dédié. L'approche dynamique dans la formulation de Savvendis et Hufendiek diffère des trois autres dans la mesure où une estimation de l'erreur commise localement par une trop forte agrégation permet de préserver les extremums de la série temporelle, lesquels interviennent fréquemment dans le dimensionnement des systèmes. Toutes ces méthodes sont telles que leur généralisation aux problèmes présentant plusieurs séries temporelles est à voir au cas par cas. En particulier, que considérer différentes entrées temporelles en approche jours types contraint à donner une importance à chacune d'entre elles, dans la mesure où une distance mathématique caractérisant la qualité des jours types retenus toutes séries confondues doit être utilisée.

Cette courte analyse montre la difficulté de réduire la complexité temporelle en conservant la continuité nécessaire au stockage et en étant généralisable sans cas par cas aux problèmes paramétrés par plusieurs séries. Le modèle présenté en partie III.2.3 est dans son concept proche de l'agrégation dynamique de Savvendis et Hufendiek. Il se différencie d'une part par un traitement dédié de l'information nécessaire au dimensionnement des systèmes et d'autre part par une implémentation analytique plutôt qu'itérative des pas de temps à agréger.

III.2.3 Principe général du modèle proposé

Les modèles de composants actuellement définis sont tels que la valeur des variables de décision à l'instant t ne dépend pas de leur valeur aux instants antérieurs ou postérieurs à t . Notons qu'une exception notable à cette règle existe avec les composants *Storage* dont l'état de charge en t dépend de l'état de charge en $t - 1$.

Ainsi, en dehors des composants *Storage*, il est équivalent de considérer les pas de temps consécutifs $1, 2, 3, \dots, n$ et tout réarrangement de ces pas de temps, par exemple $3, n, 2, \dots, 1$. Dit autrement, aucune information n'est portée par l'ordre des pas de temps.

L'information est portée par l'amplitude, à tout instant, des séries temporelles paramétriques fournies au modèle. Soit $st(t)$ une telle série temporelle définie sur les n entiers consécutifs

$\llbracket 1, n \rrbracket$, soit $k \in \llbracket 1, n \rrbracket$, alors l'Equation III.13. présente une opération de moyenne locale de $st(t)$ qui définit sur $\llbracket 1, k \rrbracket$ une nouvelle série $st'(t')$. La somme des valeurs de $st(t)$ est globalement conservée par la multiplication de $st'(t')$ par $card(cor(t'))$ (Equation III.14).

L'opérateur de correspondance cor associe à toute valeur t' de $\llbracket 1, k \rrbracket$ un sous-ensemble de valeurs consécutives de l'ensemble $\llbracket 1, n \rrbracket$. Aucune correspondance ne se chevauche, comme indiqué par l'Equation III.15. L'opérateur cardinal $card$ donne le nombre d'éléments d'un ensemble. Les nouveaux indices $\llbracket 1, k \rrbracket$ sont dénommés « pas de temps réduits » ou « support temporel réduit ».

$$st'(t') = \frac{1}{card(cor(t'))} \sum_{t \in cor(t')} st(t) \quad III.13$$

$$\sum_{t' \in \llbracket 1, k \rrbracket} st'(t') \times card(cor(t')) = \sum_{t \in \llbracket 1, n \rrbracket} st(t) \quad III.14$$

$$\forall t'_1 \neq t'_2, cor(t'_1) \cap cor(t'_2) = \emptyset \quad III.15$$

III.2.4 Adaptation aux modèles PLNE

L'adaptation de cette approche au modèle défini par le Chapitre II est réalisée en indexant toutes les variables à dépendance temporelle sur $\llbracket 1, k \rrbracket$ au lieu de $\llbracket 1, n \rrbracket$ ce qui réduit le nombre de ces variables d'un facteur $\frac{n}{k}$. Les adaptations nécessaires suite à ce changement d'indexation dépendent de l'unité des variables.

Soient $VAR_1(t)$ une variable traduisant un flux de puissance – en kW – dans un composant quelconque, dépendante d'une série temporelle $st(t)$ selon l'Equation III.16. Alors l'Equation III.16 devient Equation III.17 après passage aux pas de temps réduits.

$$\forall t \in \llbracket 1, n \rrbracket, VAR_1(t) = st(t) \quad III.16$$

$$\forall t' \in \llbracket 1, k \rrbracket, VAR_1(t') = st'(t') \quad III.17$$

Soit $VAR_2(t)$ une variable traduisant un stock d'énergie – en kWh – dans un composant *Storage*, dépendante du flux de puissance $VAR_1(t)$ selon l'Equation III.18. Alors l'Equation III.18 devient l'Equation III.19 après passage aux pas de temps réduits.

$$\forall t \in \llbracket 1, n \rrbracket, VAR_2(t) = VAR_1(t) \times dt \quad III.18$$

$$\forall t' \in \llbracket 1, k \rrbracket, VAR_2(t') = VAR_1(t') \times card(cor(t')) \quad III.19$$

Alors que les bilans en puissance au niveau modèle sont inchangés par le passage aux pas de temps réduits, les bilans en énergie eux sont adaptés pour rester conforme aux paramètres spécifiés par unité de temps (ex : autodécharge d'un composant stockage).

Il faut noter que les contraintes impliquant des variables binaires de statut indexées sur le temps (ou plus généralement variables entières) ne sont pas adaptables en conservant un sens physique acceptable. En effet, soit un composant dont l'état de marche à l'instant $t \in [2, n]$ dépend de son état à $t - 1$. Si l'instant $t - 1$ est moyenné avec d'autres instants dans la définition du support réduit $[1, k]$ (i.e., l'Equation III.20 est vérifiée), l'information sur le statut n'est plus réaliste.

$$\exists t' \in \llbracket 1, k \rrbracket \setminus (t - 1 \in \text{cor}(t')) \wedge (\text{card}(\text{cor}(t')) > 1) \quad \text{III.20}$$

Ce point n'est pas contraignant dans la mesure où aucune contrainte impliquant des variables binaires de statut indexées sur le temps n'est utilisée dans les modèles de composant.

III.2.5 Sélection des pas de temps réduits

Plusieurs méthodes de sélection des pas de temps réduits permettent de conserver une partie de l'information portée par la série $st(t)$, outre son total. Trois méthodes sont exposées ci-dessous. L'usage de ces méthodes n'est pas exclusif, i.e. elles peuvent être utilisées simultanément sur la même série temporelle $st(t)$. Le nombre de pas de temps du support temporel réduit croît ou reste constant à chaque application d'une des méthodes.

III.2.5.1 Maillage régulier

La plus évidente consiste à mailler le support originel $\llbracket 1, n \rrbracket$ au plus selon une valeur t^{reg} , comme traduit par l'Equation III.21.

$$\text{card}(\text{cor}(t')) \leq t^{reg} \quad \text{III.21}$$

Une valeur faible de t^{reg} forme des petits groupes de pas de temps du support $\llbracket 1, n \rrbracket$ et conserve ainsi l'information portée par $st(t)$. On montre ceci sur un exemple.

Soit une série temporelle $st(t)$ représentée en bleu (pointillés) en Figure III-6. On échantillonne cette série selon trois supports temporels réduits $\llbracket 1, k \rrbracket$ obtenus pour différentes valeurs de t^{reg} . Cet échantillonnage est représentés par des traits rouges (pleins). Chaque trait rouge, décrit par $st'(t')$ avec $t' \in \llbracket 1, k \rrbracket$, correspond aux valeurs $(st(t))_{t \in \text{cor}(t')}$. L'écart-type $\sigma_{t'} = \sigma\left(\left(st(t)\right)_{t \in \text{cor}(t')}\right)$ de cet ensemble est calculé. La moyenne de tous ces écart-types (pour chaque trait rouge) renseigne sur la perte d'information commise par la simplification de $st(t)$ en $st'(t')$.

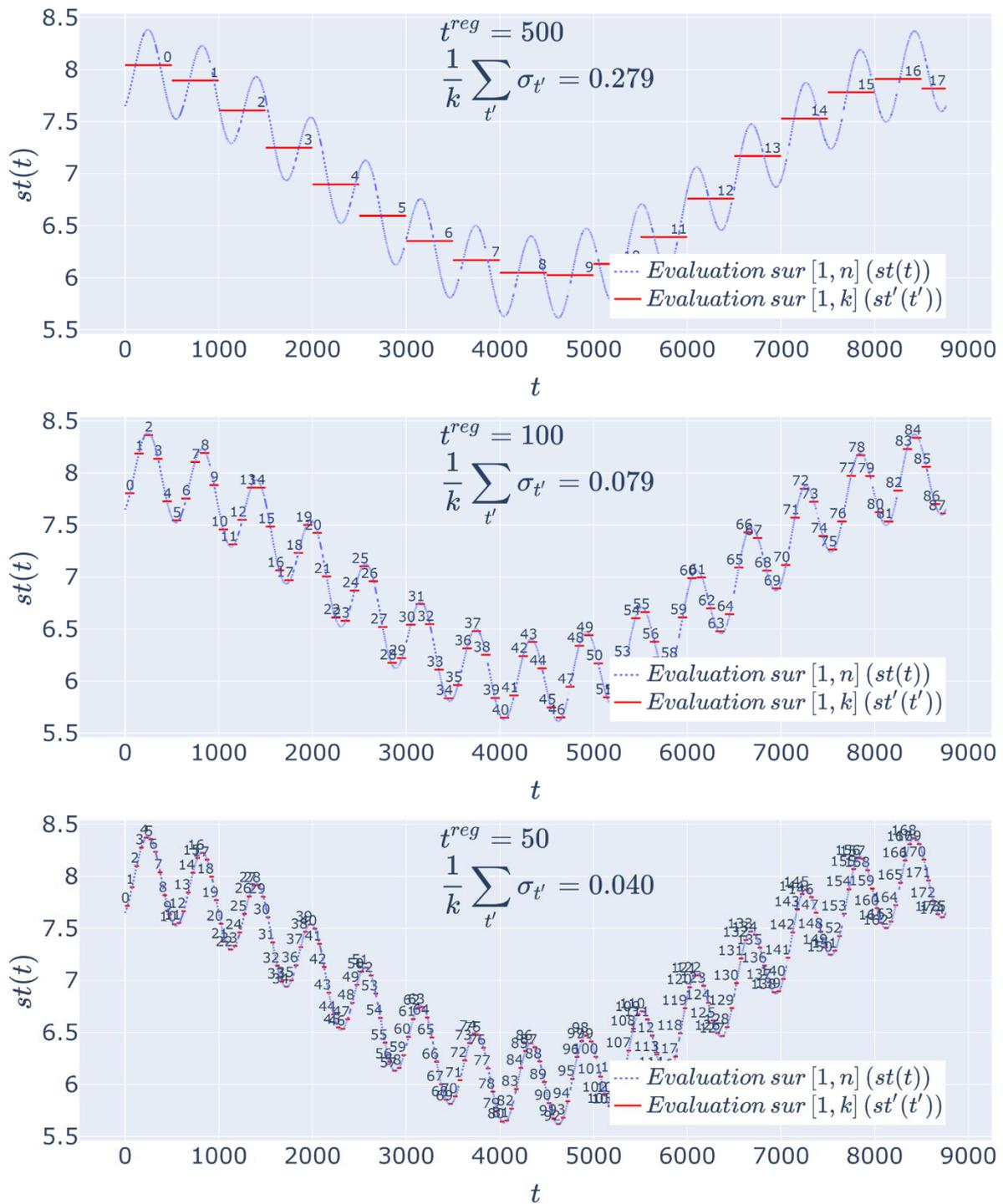


Figure III-6: Réduction temporelle – gains induits par l’abaissement de t^{reg} sur la conservation des variations d’une série temporelle fictive

Au final, le maillage régulier selon t^{reg} permet d’assurer une qualité minimale de l’approximation de la série $st(t)$. Un tel maillage est naïf dans le sens où il ne s’intéresse pas au détail de l’information portée par la série, contrairement aux techniques introduites en parties III.2.5.2, III.2.5.3 et III.2.5.4.

III.2.5.2 Conservation des extremums dans le maillage

Le dimensionnement de certains composants dépend de l'extremum temporel des flux de puissance transitant par ces composants. Ces flux dépendent directement (comme l'illustrent les équations III.16 et III.17) ou indirectement des séries temporelles paramétriques. Le nouveau maillage $[1, k]$ doit inclure les valeurs extrêmes de la série temporelle $st(t)$, à savoir son minimum et maximum. Ceci s'exprime par l'Equation III.22 dans le cas du maximum.

$$st(t^{max}) = \max_{t \in [1, n]}(st(t)) \Rightarrow \exists t' \in [1, k] \setminus cor(t') = \{t^{max}\} \quad III.22$$

Pour rappel, dédier un pas de temps réduit à seulement un pas de temps originel permet de conserver l'information locale par absence de moyenne. Si au contraire $t' \in [1, k]$ est tel que $card(cor(t')) > 1$ alors il y a perte d'information locale sur st en t .

Dans la suite, on qualifie une telle intégration du pas de temps t^{max} dans $[1, k]$ par l'appellation « intégration exclusive ».

III.2.5.3 Généralisation des extremums aux grandes valeurs

Une autre méthode de conservation des variations de $st(t)$ s'intéresse à ses grandes valeurs en valeur absolue, ce qui constitue un cas plus général que les simples extremums. Deux logiques supportent l'usage de cette méthode.

La première logique suit le constat que des effets de seuils peuvent exister dans le choix de la solution optimale, lesquels effets ne peuvent être exploités si les pas de temps concernés sont moyennés dans un pas de temps réduit. On peut citer l'exemple d'un équipement de production qu'il devient rentable d'utiliser pour un coût d'achat de l'électricité sur le réseau national dépassant un certain seuil. Si les valeurs de la série temporelle de coûts qui dépassent ce seuil sont moyennées avec leurs voisines temporelles de moindre amplitude, l'effet de seuil n'est pas atteint.

La deuxième logique consiste à borner l'erreur maximale commise par l'opération de moyenne d'une série sur deux pas de temps successifs. En effet, la variation de $s(t)$ d'un pas de temps t à $t + 1$ est bornée par l'écart entre les valeurs extrémales de $s(t)$, comme précisé par l'Equation III.23.

$$|st(t + 1) - st(t)| \leq \left| \max_{t \in [1, n]}(st(t)) - \min_{t \in [1, n]}(st(t)) \right| \quad III.23$$

Ainsi, l'intégration exclusive des grandes valeurs dans les pas de temps réduits permet d'abaisser la borne majorant l'erreur. Ainsi, soient ct^{min} et ct^{max} avec $ct^{min} \leq ct^{max}$ les centiles correspondant aux parts $p^{ct^{min}}$ et $p^{ct^{max}}$ de $st(t)$ triée par valeurs croissantes. Alors les équations III.24 et III.25 prennent en compte les grandes valeurs de $|st(t)|$ via ct^{min} et ct^{max} dans le support à pas de temps réduits $[1, k]$ (intégration exclusive).

$$\forall t \in [1, n], st(t) \leq ct^{min} \Rightarrow \exists t' \in [1, k] \setminus cor(t') = \{t\} \quad III.24$$

$$\forall t \in [1, n], st(t) \geq ct^{max} \Rightarrow \exists t' \in [1, k] \setminus cor(t') = \{t\} \quad III.25$$

Un exemple de cas $p^{ct^{min}} = 5\%$ et $p^{ct^{max}} = 90\%$ est illustré en Figure III-7. Dans cet exemple, l'exclusion d'une part $5 + 10 = 15\%$ des valeurs de $st(t)$ permet de réduire l'écart maximal entre deux pas de temps consécutif de 49%, comme précisé par l'Equation III.26. Ainsi, si les pas de temps correspondant sont intégrés de manière exclusive dans les nouveaux pas de temps $[1, k]$, la dégradation de $st(t)$ par approximation par $st'(t')$ est limitée, et ce peu importe la répartition des autres pas de temps par la fonction *cor*.

$$1 - \frac{ct^{max} - ct^{min}}{\max_{t \in [1, n]}(st(t)) - \min_{t \in [1, n]}(st(t))} = 1 - \frac{41 - 17}{60 - 13} \simeq 49\% \quad III.26$$

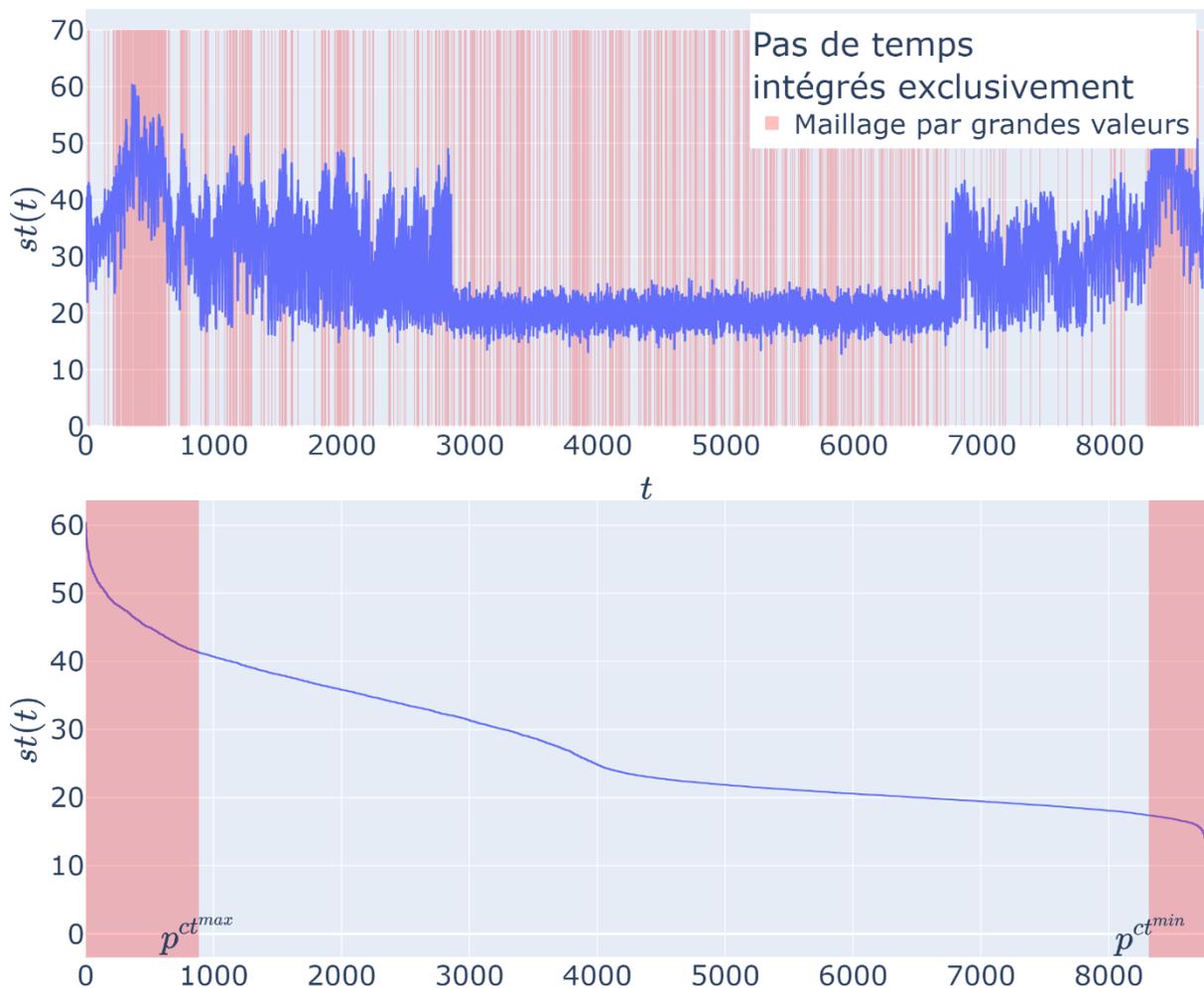


Figure III-7: Réduction temporelle – maillage par grandes valeurs pour définition du support temporel réduit.

En haut, profil temporel non ordonné. En bas, monotone de ce profil. Mise en évidence des pas de temps à intégrer exclusivement en rouge.

III.2.5.4 Maillage par différence

Une autre logique de sélection des pas de temps réduits est de s'intéresser directement aux variations $|st(t + 1) - st(t)|$ pour chaque pas de temps t , plutôt que de chercher une

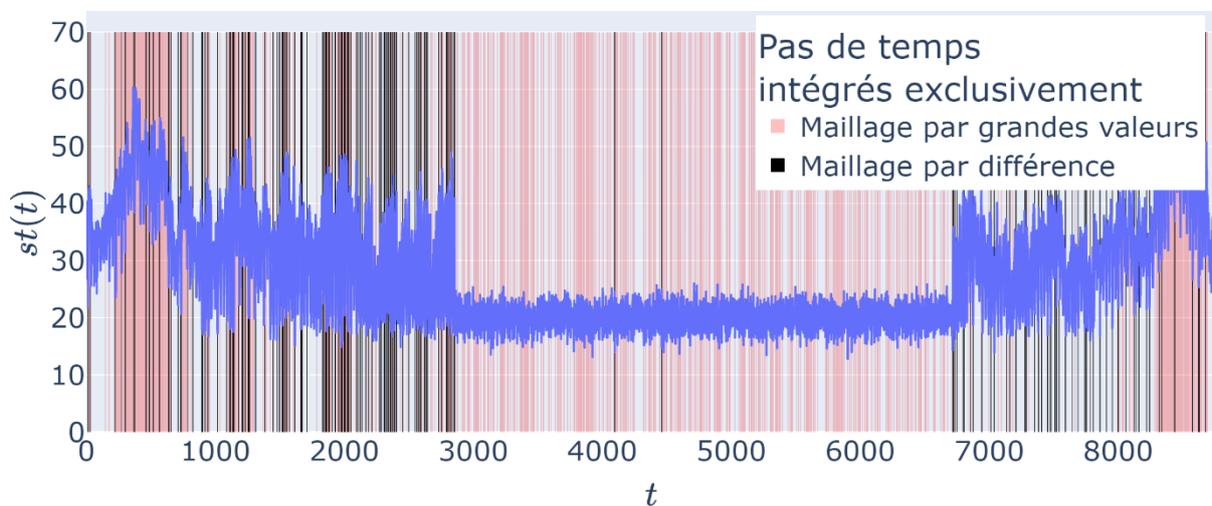
majoration d'ensemble comme selon l'Equation III.23. On réalise alors l'intégration exclusive de tout pas de temps $t \in [1, n]$ dans le support réduit $[1, k]$ si la valeur de $st(t + 1)$ diffère de celle de $st(t)$. En pratique, on définit $p^{ct^{max},diff}$ telle que une proportion $1 - p^{ct^{max},diff}$ des plus grandes valeurs de la dérivée temporelle de $st(t)$ (en valeur absolue) soit incluse exclusivement dans le support réduit. On appelle ct^{max} le minimum de ces valeurs.

Notons que cela revient exactement à appliquer la méthode introduite en partie III.2.5.3 à la dérivée de $st(t)$, avec $p^{ct^{min}} = 0$. Cette dérivée $\frac{dst}{dt}(t)$ est définie par l'Equation III.27 comme une différenciation.

$$\forall t \in [1, n - 1], \frac{dst}{dt}(t) = \frac{s(t + 1) - s(t)}{dt} \quad III.27$$

Cette règle implique notamment l'absence de maillage des périodes de $[1, n]$ pour lesquelles la série $st(t)$ est constante. L'intérêt est fort en ce qui concerne les profils de demande thermique en chauffage (respectivement en climatisation) qui sont fréquemment nuls en été (respectivement en hiver).

L'exemple utilisé pour illustrer le maillage par grandes valeurs est réutilisé. On applique $p^{ct^{max},diff} = 98\%$, i.e. les pas de temps correspondant aux 2% des plus grandes variations de la série $st(t)$, en valeur absolue, sont conservés. La Figure III-8 présente les pas de temps retenus (noir), en plus de ceux retenus par le maillage par grandes valeurs (rouge). Un même pas de temps peut être retenu par les deux méthodes.



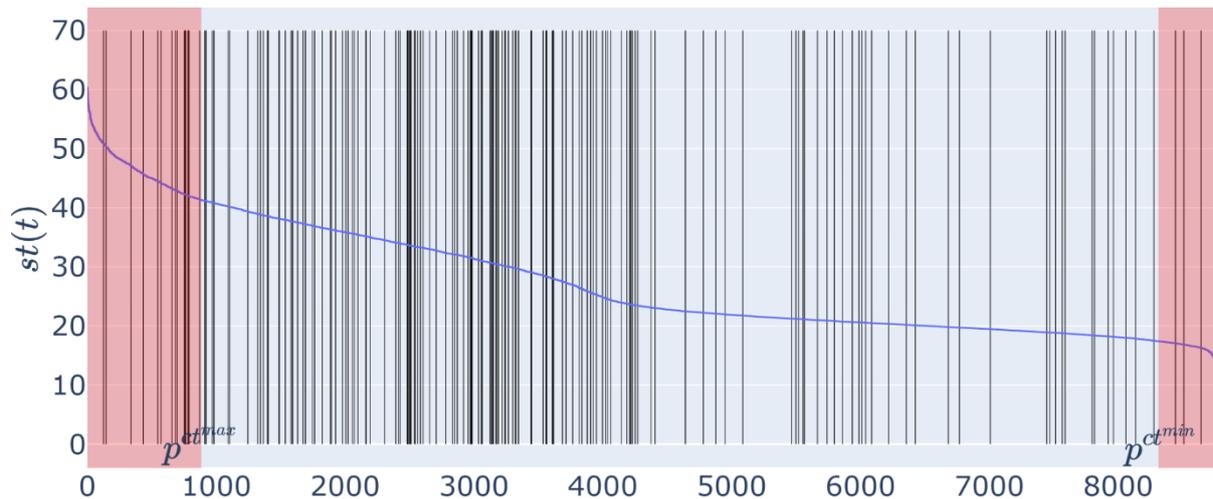


Figure III-8: Réduction temporelle – maillage par différence pour définition du support temporel réduit.

En haut, profil temporel non ordonné. En bas, monotone de ce profil. Mise en évidence des pas de temps à intégrer exclusivement en noir.

III.2.6 Aspects pratiques

III.2.6.1 Usages non indépendants de séries temporelles différentes

En pratique, une variable de décision donnée dépend souvent de plusieurs séries temporelles, si bien que ces séries ne peuvent pas être considérées mutuellement indépendantes à l'égard du problème. Par conséquent, les séries temporelles ayant un sens physique proche dans le cadre du problème sont sommées et la méthode de sélection des pas de temps réduits est appliquée à chaque somme, en supplément des séries originelles.

On peut citer le cas d'une demande en chauffage et d'une demande en ECS, toutes deux assurées par un RDC. Bien que les profils de chauffage et ECS soient définis distinctivement, la puissance délivrée par le réseau, qui est une variable de décision, dépend de la somme de ces profils.

III.2.6.2 Rassemblement des supports réduits

Par ailleurs, il est nécessaire de définir un support temporel $[1, k]$ propre au problème, i.e. qui ne dépend pas d'une série $st(t)$ en particulier. Ce support est défini comme la réunion des supports. La Figure III-9 donne un exemple d'une telle réunion. Une explication théorique est donnée par la suite.

$t \in [1,20]$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

$t'^A \in [1,5]$

ex: $cor^A(3) = \{9, 10, 11, 12\}$

1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

$t'^B \in [1,4]$

+

ex: $cor^B(3) = \{11, 12\}$

1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

$t' \in [1,8]$

=

ex: $cor(3) = \{7, 8\}$

1	1	1	1	1	2	3	3	4	4	5	5	6	6	6	6	6	7	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Figure III-9: Réduction temporelle – illustration théorique de la réunion de deux supports temporels réduits

Soit le support $[1, n]$. Soit les supports réduits $[1, k^A]$ et $[1, k^B]$ des séries $st^A(t)$ et $st^B(t)$ originellement définies sur $[1, n]$. Alors l'Equation III.28 définit le dit support $[1, k]$, réunion de $[1, k^A]$ et $[1, k^B]$, à travers la fonction cor .

$$\forall t \in [1, n], Prop^A(t) \vee Prop^B(t) \Leftrightarrow Prop(t) \quad III.28$$

L'Equation III.28 fait intervenir trois déclinaisons d'une même proposition dont le détail est présenté par l'Equation III.29. On note par exemple que la proposition $Prop^A(t)$, pour $t \in [1, n]$, est vérifiée si et seulement si il existe $t' \in [1, k^A]$ tel que t est le premier ou le dernier élément de l'ensemble des pas de temps de $[1, n]$ rassemblés sous t' dans le support temporel réduit $[1, k^A]$.

$$Prop(t) = "\exists t' \in [1, k] \setminus t \in \{min(cor(t')), max(cor(t'))\}" \quad III.29$$

Ce principe est généralisé pour tout nombre de séries temporelles, par réunion deux à deux.

III.2.7 Vérification de la méthode

III.2.7.1 Cas d'étude

L'usage d'un support temporel réduit $[1, k]$ permet un gain de temps sur la résolution du problème PLNE. Mais cela s'accompagne d'une perte d'optimalité comparé à la solution de référence obtenue en considérant le support temporel complet $[1, n]$. On évalue ici les différentes méthodes de construction du support temporel réduit en termes de gain de temps et perte d'optimalité.

Le système du cas d'étude est constitué de 4 hubs C_1, C_2, C_3, C_4 exprimant chacun des demandes uniques en chauffage et en climatisation. Les hubs sont équipés d'une PAC et d'un climatiseur sur air, tous deux à compression, ainsi que deux stockages court-terme, chaleur et froid. Un hub peut être relié par un RDC et/ou un RDF à un autre hub afin de mutualiser ses composants Production et Storage. Un schéma du système est présenté par la Figure III-10.

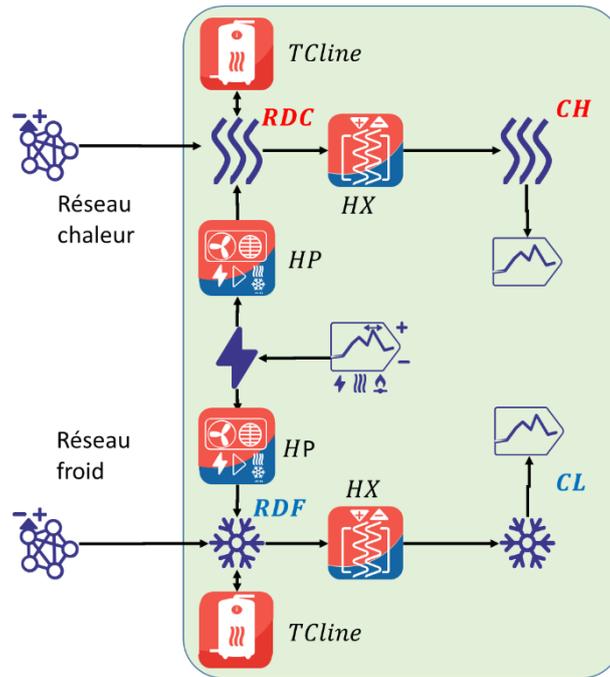


Figure III-10: Réduction temporelle – cas d'étude : schéma système.
Un hub parmi C_1, C_2, C_3, C_4 .

Les *hubs* sont disposés aléatoirement dans l'espace, et leur localisation est visible en Figure III-11. La distance entre deux *hubs* est mesurée selon la distance Manhattan. Les raccordements potentiels en Figure III-11 ne reflètent pas les trajectoires réelles empruntées par les conduites.

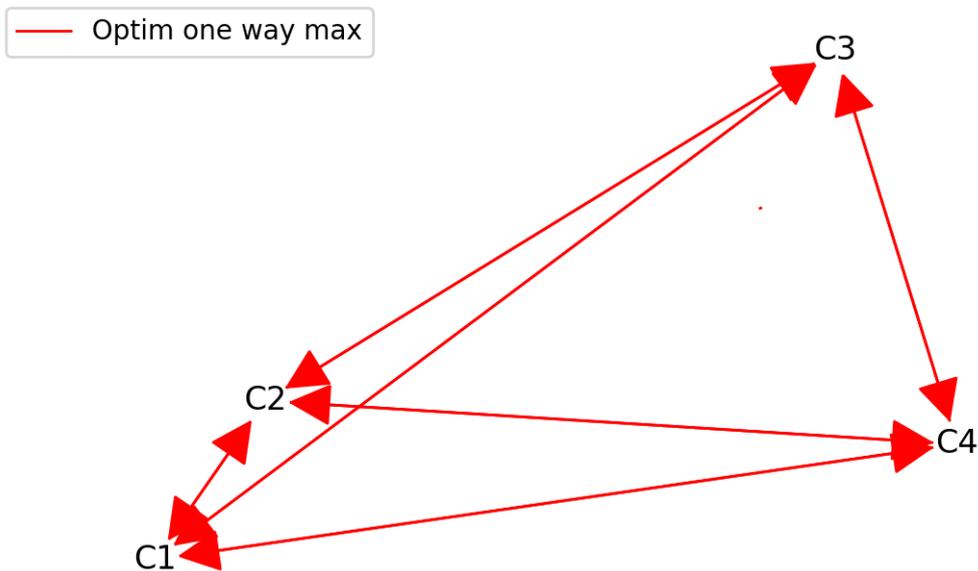


Figure III-11: Réduction temporelle – cas d'étude : disposition des *hubs* dans l'espace – aperçu du système

Le tarif d'achat d'électricité applicable aux hubs C_1, C_2, C_3, C_4 est le tarif *day ahead* de la France des années 2016, 2017, 2018, 2019 ; i.e. chaque tarif est une série temporelle unique. On ne considère pas de pertes thermiques associées aux réseaux.

On ajoute deux jeux de contraintes supplémentaires pour alourdir le problème :

- Pour chaque composant *Storage* (chaleur, froid), entre un et deux *hubs* peuvent bénéficier de ce stockage.
- Pour chaque composant *Network* (chaleur, froid), entre deux et trois *hubs* peuvent être connectés à ce réseau.

Ce problème fait intervenir plusieurs séries temporelles. Elles sont présentées dans le Tableau III-1. Notons que les séries $T^{terre}(t)$, $Q_{CH,h}(t)$ et $Q_{CL,h}(t)$ sont dépendantes de la série $T^{air}(t)$.

Tableau III-1: Complexité temporelle – cas d'étude : séries temporelles utilisées.

Nom	Description	Source
$T^{air}(t)$	Température de l'air extérieur.	Année météorologique typique (TMY) (Photovoltaic Geographical Information System, 2022)
$T^{terre}(t)$	Température du sol à un mètre de profondeur.	Kusuda et al. (Kusuda, Achenbach, 1965)
$\forall h \in \{C1, C2, C3, C4\}, Q_{CH,h}(t), Q_{CL,h}(t)$	Pour chaque <i>hub</i> , demandes en chauffage et climatisation.	Demandes de bâtiments belges issus de la base de données Tabula (Chapitre III)
$\forall h \in \{C1, C2, C3, C4\}, OPEX_{V_{h,elec}}(t)$	Coût d'achat de l'électricité.	Tarifs <i>day ahead</i> (ENTSOE, 2022)
$CC_{elec}(t)$	Facteur d'émission de l'électricité achetée.	n tirages selon $N(0.15, 0.03)$

Différents supports réduits $[1, k]$ sont construits selon les méthodes introduites en partie III.2.5 dans une démarche d'analyse de sensibilité. Chaque support réduit est construit comme l'union des supports réduits issus de chaque série $st(t)$ présentée en Tableau III-1. Dans ce cas précis, les séries temporelles de même unité ne sont pas sommées étant donné que le potentiel de synergies chaud-froid est faible.

Les différents cas sont présentés par le Tableau III-2 au travers des valeurs de paramètres utilisés pour construire les supports réduits de chaque série temporelle, avant réunion de ces supports. Dans le Tableau III-2, chaque triplet décrit les valeurs balayées par le paramètre en question, selon une complexité algorithmique décroissante. Le cas « non défini » ND est tel que le paramètre, et l'approche associée, n'est pas utilisé. Cela est équivalent à définir une valeur nulle pour ces paramètres.

Tableau III-2: Réduction temporelle – cas d'étude : paramètres de définition des cas de l'analyse de sensibilité

*ND = non défini

t^{reg}	$nb^{ct^{max}}$	$nb^{ct^{max,diff}}$
(2, 8, ND)	(8, 2, ND)	(8, 2, ND)

Notons l'utilisation de $nb^{ct^{max}}$ (respectivement $nb^{ct^{max},diff}$), le nombre d'éléments retenus, en lieu et place de $1 - p^{ct^{max}}$ (respectivement $1 - p^{ct^{max},diff}$), la proportion de plus grands éléments retenus.

On utilise la notation $[t^{reg}, nb^{ct^{max}}, nb^{ct^{max},diff}]$ pour désigner un cas K . Notons que cela mène à $3 \times 3 \times 3 - 1 + 1 = 27$ cas. Le cas de référence K_{REF} considère un support temporel complet au pas horaire, i.e. $[1, n] = [1, 8760]$, décrit par le triplet $[1, ND, ND]$. Le cas nul $[ND, ND, ND]$ n'est pas considéré.

Le dimensionnement et l'opération annuelle du système sont réalisés selon la fonction objectif économique définie par l'Equation II.10 (Chapitre II). Les coûts impliqués sont ceux associés aux réseaux thermiques (investissement, maintenance), aux PAC et climatiseurs (achat d'électricité, investissement, maintenance) et aux stockages. Ces coûts ne sont pas explicités car l'objet de cette étude est seulement la complexité algorithmique de résolution du problème.

Le problème est optimisé selon un gap PLNE de 0.5%. Les solutions sont comparées en utilisant quatre indicateurs:

1. ECO : Le coût total du système, qui est aussi la fonction objectif. En particulier, pour chaque cas K , le coût du système ECO est comparé au coût ECO_{REF} de la fonction de référence selon l'Equation III.30.

$$\Delta ECO = \left| 100 \times \left(1 - \frac{ECO}{ECO_{REF}} \right) \right| \quad III.30$$

2. CO_2 : Les émissions annuelles de CO_2 . On définit également un indicateur de différence relative (Equation III.31).

$$\Delta CO_2 = \left| 100 \times \left(1 - \frac{CO_2}{CO_{2REF}} \right) \right| \quad III.31$$

3. k : Le nombre d'éléments du support temporel réduit $[1, k]$
4. t^{optim} : La durée de résolution du problème, exprimée en nombre de ticks déterministes. La différence relative est donnée par l'Equation III.32.

$$\Delta t^{optim} = \left| 100 \times \left(1 - \frac{t^{optim}}{t_{REF}^{optim}} \right) \right| \quad III.32$$

Une durée mesurée en ticks déterministes, contrairement à celle mesurée en secondes, est une indication de la complexité temporelle indépendante de la charge momentanée de la machine menant le calcul.

III.2.7.2 Résultats

Les propriétés du problème PLNE et de la solution dans le cas de référence sont données par le Tableau III-3.

Tableau III-3: Réduction temporelle – cas d'étude : caractéristiques de la solution du cas de référence

ECO_{REF} (€)	CO_{2REF} (kgEqCO ₂)	t_{REF}^{optim} (ticks)	t_{REF}^{optim} (s)	Nombre de variables	Nombre de contraintes
2.06×10^7	2.26×10^4	2.85×10^7	3.18×10^4	9.99×10^5	1.65×10^6

A titre indicatif, les connexions réseau choisies par l'optimiseur sont visibles en Figure III-12.

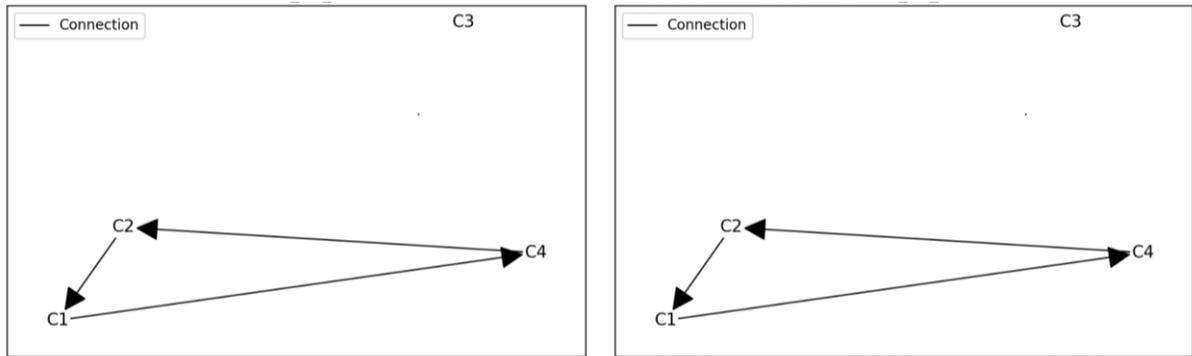


Figure III-12: Complexité temporelle – cas d'étude : connexions réseaux optimales. A gauche, RDC. A droite, RDF.

Les résultats des cas testés sont présentés par la Figure III-13 à travers l'indicateur ΔECO_K fonction de Δt_K^{optim} , dans chaque cas $K = [t^{reg}, nb^{ct^{max}}, nb^{ct^{max}, diff}]$.

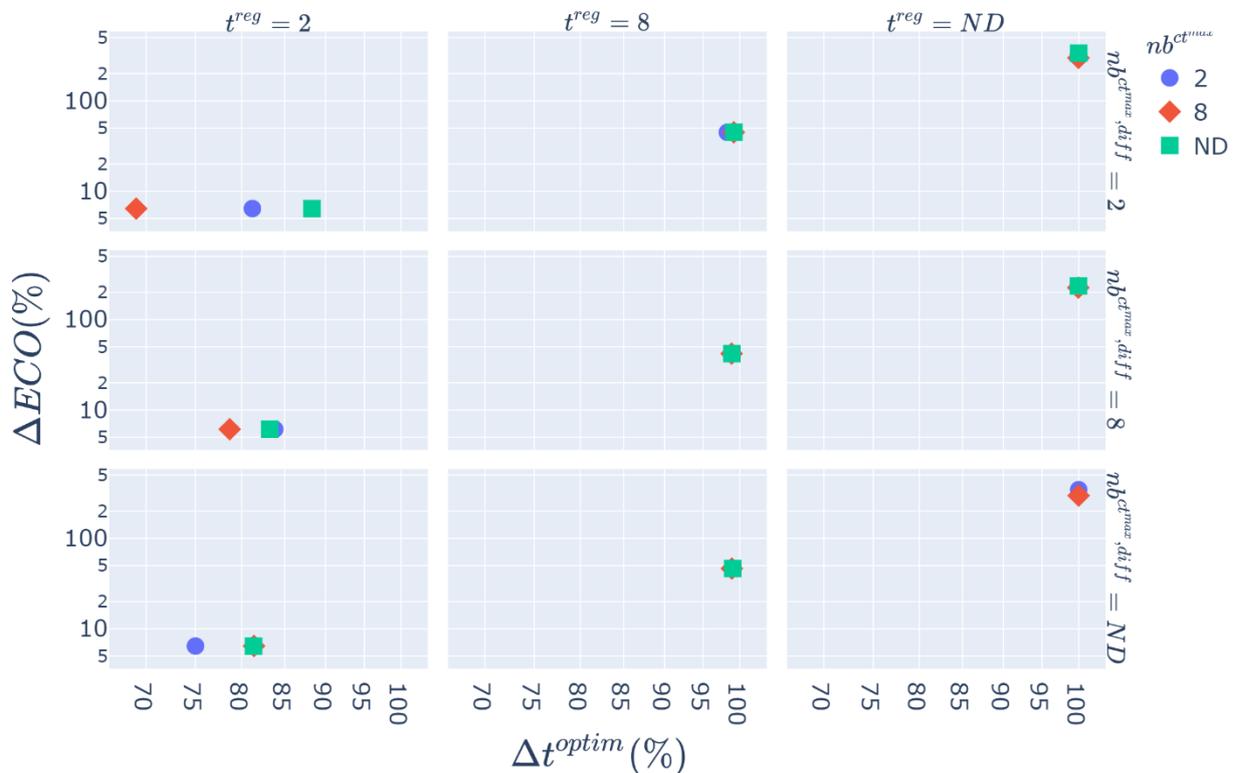


Figure III-13: Réduction temporelle – cas d'étude : compromis temps-précision des différents cas de supports réduits. Echelle logarithmique en abscisses et en ordonnées.

Dans l'ensemble, les valeurs croissantes de t^{reg} sont associées à une perte de précision de la solution et un gain en temps de calcul. Le cas apportant la moins bonne précision de solution est [ND, 2, ND], avec $\Delta ECO = 344\%$, i.e. une solution complètement inacceptable. Les trois premières solutions en termes de précision sont [2, ND, 8], [2, 2, 8] et [2, 8, 8]. Elles présentent des valeurs très proches de ΔECO avec $\Delta ECO \simeq 6.13\%$. Outre l'effet attendu d'une faible valeur de t^{reg} , ce triplet souligne l'importance de considérer les variations des séries temporelles via le paramètre $nb^{ct^{max},diff}$, ici égal à 8. La solution [2, 2, 8] permet une réduction de presque 84% du temps de calcul par rapport au cas de référence, mesurée par Δt^{optim} .

L'évolution des émissions annuelles de CO_2 n'est pas strictement corrélée à celle du coût, comme l'atteste la Figure III-14. En particulier, pour les cas $t^{reg} = ND$ qui mènent à une importante erreur sur le coût, l'erreur sur le CO_2 est néanmoins faible avec $nb^{ct^{max},diff} = 8$ (i.e. la meilleure prise en compte des variations extrêmes des séries temporelles, dont le facteur d'émissions $CC_{elec}(t)$).

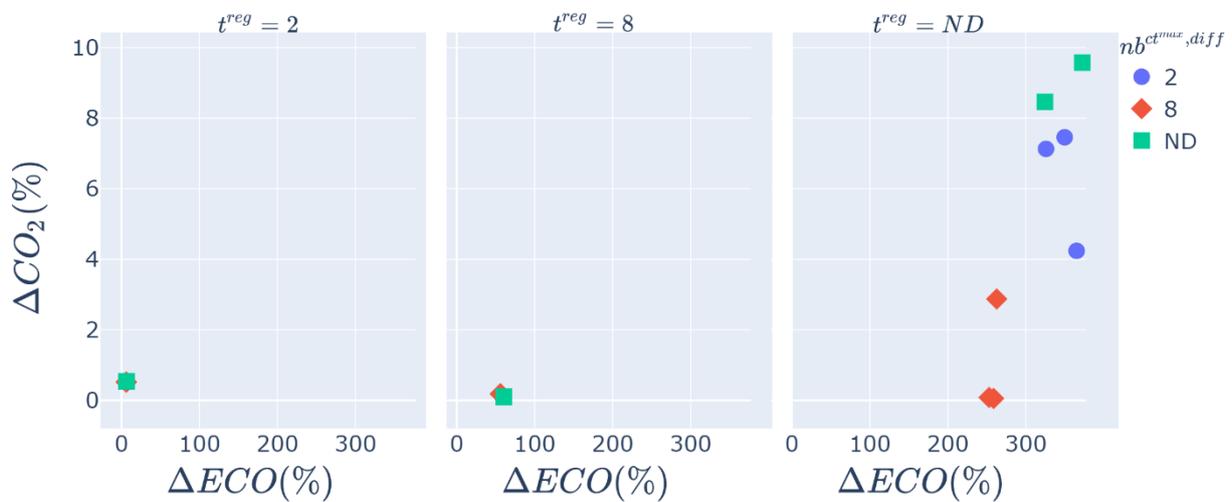


Figure III-14: Réduction temporelle – cas d'étude : dépendance de la variation des émissions annuelles de CO_2 en celle du coût total

Concernant la mesure du temps d'exécution, on peut noter à titre indicatif en Figure III-15 la dépendance quasi linéaire de la durée en ticks déterministes en la durée horloge. L'absence de proportionnalité est expliquée par une charge variable de la machine réalisant les calculs.

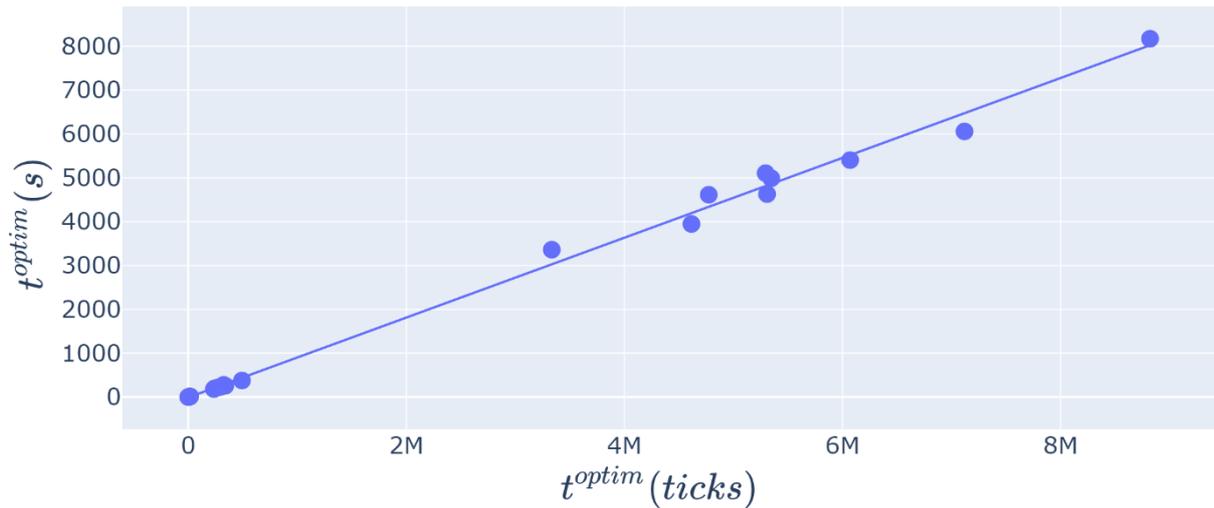


Figure III-15: Réduction temporelle – cas d'étude : correspondance entre temps d'horloge et temps déterministe

Il est intéressant de lier la durée d'optimisation t^{optim} au nombre d'éléments du support temporel réduit k (Figure III-16). D'une part il est explicite que dans cette étude le principal facteur déterminant k est t^{reg} , vu les faibles valeurs balayées par $nb^{ct^{max}}$ et $nb^{ct^{max},diff}$ (code couleur et forme en Figure III-16).

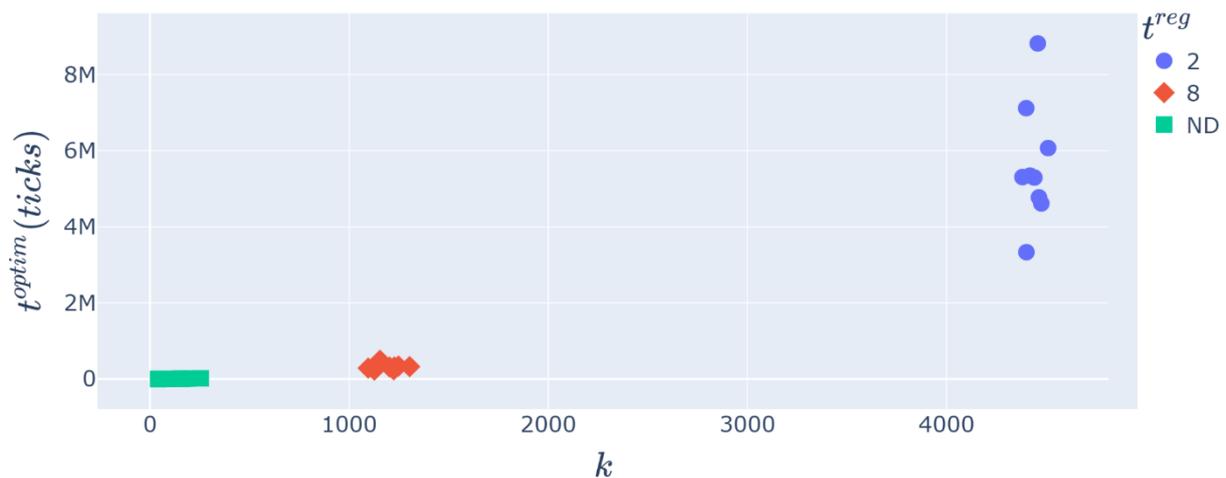


Figure III-16: Réduction temporelle – cas d'étude : correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation

D'autre part, comme escompté, le temps de résolution n'est pas linéairement proportionnel à k , mais présente d'avantage une dépendance de type polynomial.

On peut chercher cette dépendance en appliquant la fonction logarithmique à chaque variable. Pour ce calcul, on utilise la durée t^{optim} en secondes, vu l'équivalence vérifiée par la Figure III-15.

La Figure III-17 donne avec un coefficient de détermination de 98.8% l'expression $\ln(t^{optim}) = -0.341 + 1.700 \times \ln(k)$ soit $t^{optim} = 5.05 \times 10^{-4} \times k^{1.89}$.

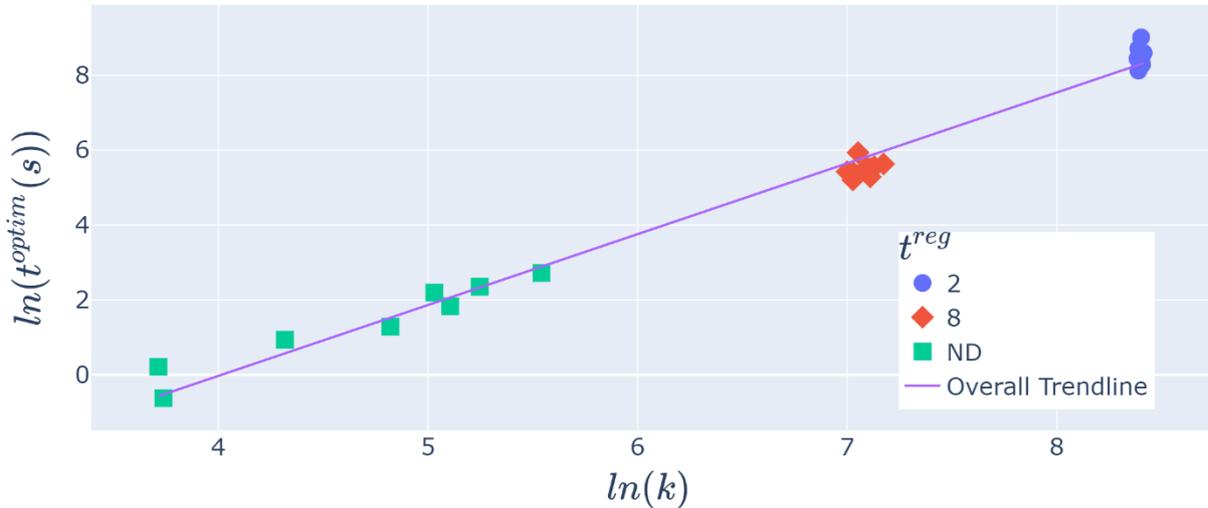


Figure III-17: Réduction temporelle – cas d’étude : correspondance entre le nombre d’éléments du support temporel et la durée d’optimisation – transformation logarithmique

Ce raisonnement permet d’obtenir un ordre de grandeur du temps de résolution du problème défini sur k pas de temps réduits, dans le cas où k est inconnu. Par exemple, appliqué à $k = 8760$, on détermine $t^{optim} = 4h$. Cette valeur est différente mais du même ordre de grandeur que la valeur réelle $t_{REF}^{optim} \simeq 9h$ présentée par le Tableau III-3.

III.2.8 Conclusion

Une méthode de réduction de la complexité temporelle a été présentée et appliquée à un système fictif paramétrés avec des données réelles.

Basée sur le principe d’agrégation de pas de temps consécutifs, cette méthode qui conserve la continuité s’applique en amont de la définition du problème au niveau des séries temporelles paramétriques. L’adaptation du problème PLNE concerne les contraintes impliquant des bilans énergétiques, les bilans en puissance étant inchangés. Chaque série paramétrique du problème définit un nouveau support temporel suivant trois logiques pouvant être combinées, puis l’ensemble des supports sont fusionnés.

La méthode est mise en œuvre dans le but d’illustrer le compromis entre perte d’optimalité de la solution et durée de la résolution. Le système énergétique utilisé est composé de 4 hubs librement reliés par un RDC et/ou un RDF et disposant chacun de moyens de production et de stockage.

Dans le cas étudié, une réduction du temps de calcul par un facteur 7 peut être réalisé au prix d’une erreur sur la fonction objectif économique de 6%. Une corrélation entre la durée théorique de résolution et la longueur du support temporel réduit a été explicitée. De forme polynomiale, elle permet notamment d’estimer les durées de résolution pour des supports temporels réduits de nombre d’éléments inconnu.

III.3 Conclusion

Deux types de simplification de l'étude des systèmes thermiques urbains ont été présentés.

La simplification spatiale (partie III.1) consiste à agréger les bâtiments d'une ville en des bâtiments types, et à supposer ces bâtiments types équitablement répartis sur le territoire urbain. Cela permet de considérer quelques *hubs* seulement, typiquement moins de 10, pour représenter plusieurs centaines de bâtiments exprimant des demandes. Le dimensionnement et l'opération des composants de production et de stockage de chaque bâtiment type restent fidèles en ordre de grandeur au système réel modélisé, mais limités par l'impossibilité de définir certaines contraintes (partie III.1.5). Par ailleurs, l'assimilation d'un bâtiment réel à un type prédéfini n'étant pas évidente, l'introduction et l'adaptation d'une base de données de bâtiments résidentiels sera introduite en Chapitre IV. Enfin, cette simplification spatiale n'est compatible qu'avec les milieux urbains suffisamment denses pour que la présence d'un réseau thermique soit vraisemblable, i.e. telle que le *plot ratio* e^{SYS} et la longueur effective de réseau w^{SYS} ait un sens.

La simplification temporelle des problèmes (partie III.2) consiste à réduire le nombre de pas de temps sur lesquels est réalisée l'opération du système. La perte d'optimalité de la solution est due aux pertes induites par une opération de moyenne locale des séries temporelles paramétriques utilisées dans le problème. Le choix des pas de temps réduits est basé sur trois méthodes définies dans le but de minimiser cette perte d'information. Un cas d'étude impliquant une dizaine de composants a montré le gros potentiel de cette simplification, bien que la démarche de validation doive être généralisée sur d'autres problèmes. Cette simplification temporelle est applicable à tout type de système énergétique modélisés avec l'outil introduit, i.e. ne présentant pas de variables binaires indexées sur le temps. Elle a trois avantages majeurs. D'abord, elle permet de préserver la continuité temporelle dans les contraintes de modèles de composants. Ensuite, elle nécessite peu d'adaptation des modèles de composants. Enfin, le temps de résolution fonction de l'amplitude de la simplification est extrapolable (résultat expérimental du cas d'étude seulement). Ce dernier point permet de calibrer le taux de simplification voulu à partir de quelques points expérimentaux. Ces points sont obtenus pour de fortes simplifications – i.e. longueur du support temporel réduit k faible – et donc de courts temps de résolutions.

IV. CHAPITRE IV: DEFINITION DE PROFILS TEMPORELS DE DEMANDE THERMIQUE

Ce chapitre présente une méthodologie de définition de profils temporels de demande thermique. Ces profils permettent de précalculer les demandes des *hubs* dans la méthodologie présentée en Chapitre II.

Il s'agit de l'adaptation d'un modèle existant pour le chauffage (CH) et de la définition de la demande en climatisation (CL), le tout suivant une temporalité horaire.

Le modèle adapté de demande en chauffage est comparé au modèle originel. Les résultats de son déploiement sur des bâtiments typiques de 20 pays européens sont mis en avant.

L'eau chaude sanitaire est traitée à part, aussi bien en termes d'opération que de dimensionnement du système.

Finalement, les usages et limitations de la procédure globale de définition de la demande sont explicités.

IV.1 Caractérisation des demandes thermiques

IV.1.1 Aperçu des demandes thermiques

La définition de la demande est une étape préalable à l'étude de tout système énergétique. Une demande thermique est associée à un émetteur ou ensemble d'émetteurs attaché(s) à un bâtiment ou un procédé industriel. La caractérisation physique de la demande consiste à déterminer d'une part les séries temporelles en puissance et température du fluide au secondaire du ou des émetteur(s), et d'autre part ces valeurs sur des points de fonctionnement particulier tel que les heures de pointe (Figure IV-1).

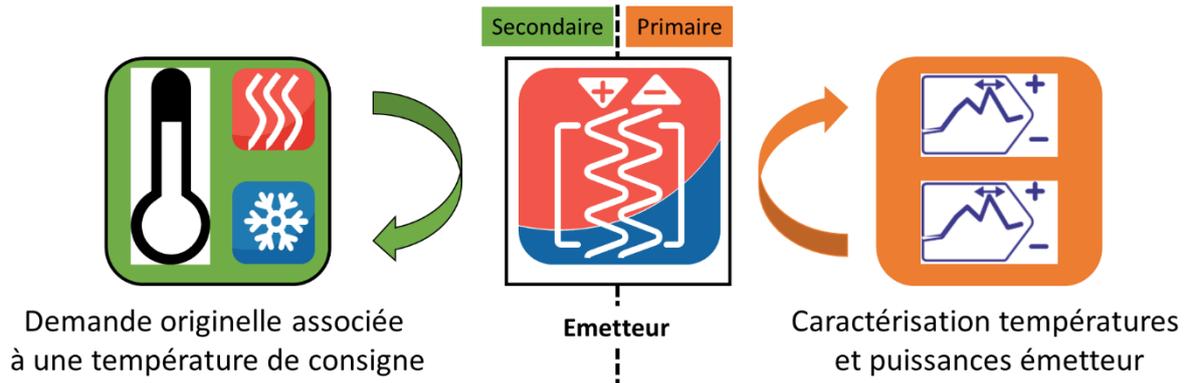


Figure IV-1: Caractérisation de la demande thermique d'un point de vue centré sur l'émetteur

Le caractère effaçable ou reportable de la demande et les incertitudes associées à sa prévision constituent un autre pan de la caractérisation qui n'est pas exploré dans ce travail de thèse.

Les demandes en chauffage et en climatisation sont principalement expliquées par trois contributions. Il s'agit d'abord des échanges réalisés à travers l'enveloppe du bâtiment avec l'air extérieur ou le sous-sol (gains, pertes). Viennent ensuite les apports solaires sur la façade du bâtiment (gains). Enfin, la présence d'utilisateurs dans le bâtiment et leur utilisation d'équipements (appareils électroménagers, éclairage, TIC, ...) génère un gain de chaleur interne. Ces contributions sont décrites par un bilan thermique basé sur l'occupation du bâtiment et ses propriétés physiques.

La demande ECS dépend elle majoritairement de l'activité des usagers du bâtiment.

IV.1.2 Cas particulier de la demande en climatisation

La demande en climatisation se distingue du chauffage par le fait que l'air chaud est plus humide que l'air froid. Un air trop humide compromet la capacité du corps humain à évacuer sa chaleur par la transpiration, et donc diminue le confort thermique (Candas, 2000; Walther, 2018). Deux voies peuvent donc être explorées pour rafraîchir un espace habité.

La première consiste à seulement déshumidifier l'air et est par exemple permise par l'usage d'agents de dessiccation (Deng, Wang, Han, 2011). Un tel agent a la capacité de fixer des molécules d'eau prélevées sur l'air intérieur et de les rejeter dans un environnement extérieur. Cette deuxième opération, la désorption, est endothermique, par conséquent le matériau dessiccant doit être chauffé.

La deuxième voie de rafraîchissement est le contrôle couplé de l'humidité de l'air et de sa température par le prélèvement de calories via un échangeur. Or lorsque l'air se refroidit, sa capacité à stocker l'humidité diminue. D'une part cela force la condensation de celle-ci sur les parois de l'échangeur, ce qui rend l'échange thermique moins efficace. D'autre part, cela augmente considérablement la charge thermique à évacuer étant donné l'importante enthalpie de condensation de l'eau.

La première voie, la déshumidification, est la plus économique dans les pays à climat chaud et humide (International Energy Agency, 2018). A l'inverse, la seconde voie est préférée dans les pays dont la saison chaude est relativement sèche, qui sont souvent des pays développés.

Parce que ce travail traite particulièrement des contextes climatiques et technologiques rencontrés en Europe, la deuxième voie de rafraîchissement est explorée, i.e. une évacuation de calories sans échange de matière. On peut vérifier par l'usage d'un diagramme psychrométrique que les conditions climatiques rencontrées en Europe ne sont pas propices à la condensation de l'humidité de l'air lorsqu'il est refroidi. Soit un air intérieur identique à l'air extérieur de température $T^{air} = 30^{\circ}C$ et devant être refroidi à $22^{\circ}C$. Ce refroidissement est présenté par la ligne horizontale en Figure IV-2 et Figure IV-3. Le point de rosée de cet air (i.e. point pour lequel l'humidité qu'il contient condense) est supérieur à $22^{\circ}C$ seulement si son humidité relative à T^{air} excède 61% environ. Le climat de Londres (respectivement Athènes) est représenté à raison d'un point par heure par un profil TMY de la période 2005-2020 (*Photovoltaic Geographical Information System, 2022*) en Figure IV-2 (respectivement Figure IV-3). En ordonnées figure l'humidité absolue de l'air (g/kg) tandis que les abscisses montrent sa température de 15 à $30^{\circ}C$. L'humidité relative est renseignée par les courbes obliques. Tous les points au-dessus de la ligne horizontale citée précédemment sont des heures pour lesquelles le refroidissement de l'air aurait mené à condensation. Cette situation est inexistante pour le climat de Londres et concerne seulement une cinquantaine d'heures pour le climat d'Athènes. Ces diagrammes sont générés avec l'outil référencé par (Andrew Marsh, 2018).

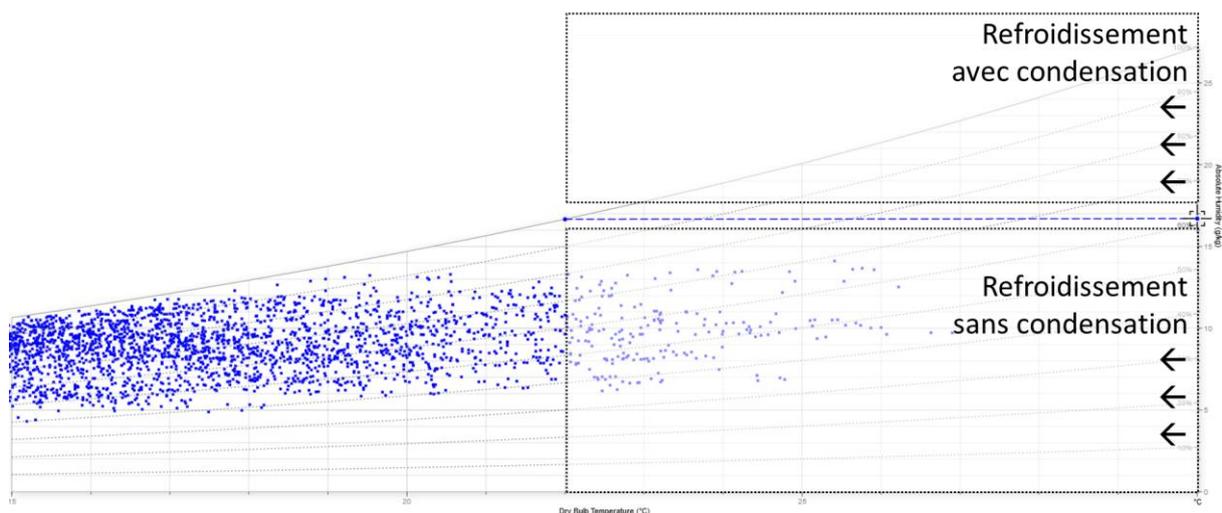


Figure IV-2: Diagramme psychrométrique du climat de Londres, année TMY 2005-2020

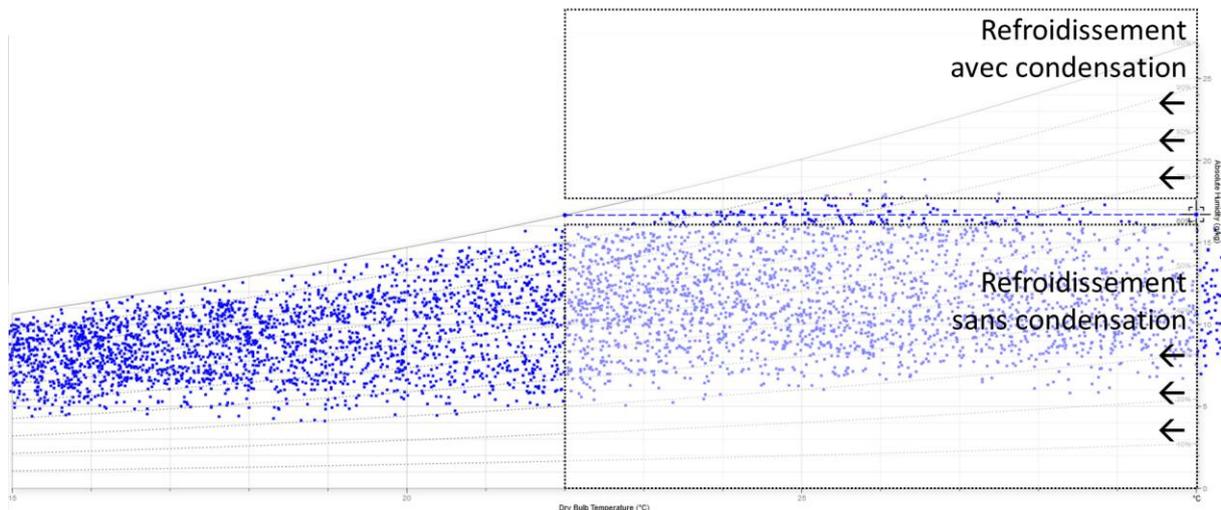


Figure IV-3: Diagramme psychrométrique du climat d'Athènes, année TMY 2005-2020

IV.1.3 Estimation de la demande thermique

On distingue en général les approches *top-down* des approches *bottom-up* (Ma et al., 2017) pour estimer les demandes de confort thermique.

Il s'agit dans le premier cas de faire le lien entre des données statistiques à l'échelle macroscopique afin de construire une vue d'ensemble de la demande. L'échelle temporelle est généralement trop peu détaillée pour analyser finement le fonctionnement du système. Les paramètres d'entrée du modèle sont constitués des données économiques et démographiques à l'échelle du territoire (d'une ville à un ensemble de pays) lesquelles sont complétées par des hypothèses du premier ordre sur les bâtiments et équipements techniques utilisés. La force de cette approche réside dans son caractère généraliste qui ouvre la voie à une description aisée de demandes variées sur plusieurs territoires. C'est le cas dans le projet *HRE* dont un des objectifs est de quantifier les demandes thermiques des pays de l'Union Européenne selon une maille spatiale de l'ordre de l'hectare (Möller et al., 2018).

A l'inverse, les approches *bottom-up* tentent de préciser la contribution de chaque élément du système énergétique à la demande totale d'un territoire. Ces méthodes s'utilisent à l'échelle du bâtiment ou de l'ensemble de bâtiments. Parmi celles-ci, un compromis est à trouver entre les logiciels de simulation des comportements thermiques dynamiques du bâtiment tels EnergyPlus (EnergyPlus, 2022) ou Dymola Modelica (Dymola - Dassault Systèmes®, 2022), lesquels sont exigeants en temps de modélisation et de calcul, et les modèles statistiques ou semi-statistiques dont la précision est souvent moindre.

Dans les deux cas, ces modèles reposent sur des paramètres caractérisant l'aspect physique (bâtiment) et social (utilisation du bâtiment). Le fait que la modélisation des systèmes thermiques à l'échelle de la ville implique un grand nombre de bâtiment incite à préférer des approches *top-down*. Néanmoins, ces méthodes reposent fréquemment sur un raisonnement au cas par cas. En particulier, elles aboutissent à des demandes dont la dépendance aux données climatiques n'est pas explicite, ce qui complique la réutilisation dans un modèle externe qui se veut générique. Par ailleurs, le fait que les approches *top-down* aboutissent souvent à des données quantitatives en énergie primaire utilisée pour répondre aux demandes (plutôt qu'une énergie finale caractérisant la demande elle-même) fait porter la préférence sur les méthodes

bottom-up. Le modèle recherché doit être capable de modéliser les demandes thermiques courantes rencontrées dans les bâtiments actuels. La capacité de mise à l'échelle simple des demandes pour composition de systèmes plus grands tels des quartiers d'habitation ou des villes entières, comme présenté dans le Chapitre II, contraint également le modèle de demandes.

IV.2 Projet Tabula-Episcopo

Dans cette partie est présenté un modèle existant de prévision de la demande ainsi que ses limitations. Le modèle proposé par la suite s'inspire de celui-ci.

IV.2.1 Visées du projet et sa méthodologie

Le projet Tabula-Episcopo (Loga, Stein, Diefenbach, 2016) est un projet européen mené de 2009 à 2016. Son but est de caractériser le bâti résidentiel d'Europe et ses consommations en énergie thermique afin d'appuyer concrètement les projets de rénovation énergétique grandes échelles.

Le projet Tabula établit, pour treize pays européens, un ensemble de typologies de bâtiment représentatif des bâtiments rencontrés dans le parc résidentiel. Ces bâtiments sont groupés par date de construction et taille. Ils sont déclinés selon différents niveaux de rénovation thermique. En pratique, la base de données obtenue est faite de propriétés du bâti (épaisseur et matériau des murs, caractéristiques des surfaces vitrées, etc...) et des équipements typiques de production et stockage d'énergie utilisés selon les scénarios de rénovation. Ces deux types d'information croisés avec des données climatiques régionales ou nationales permettent d'établir les consommations énergétiques annuelles du bâtiment (énergie primaire, résultats annexes) ou les demandes elles-mêmes (énergie finale, résultats principaux).

La base de données de bâtiments est organisée selon quatre critères. Ils sont d'abord regroupés par pays européen, selon 21 groupes. Chaque pays définis au plus quatre catégories de taille parmi les « maisons individuelles détachées » (*SFH, single family house*), les « maisons individuelles mitoyennes » (*TH, terraced house*), les « petits logements collectifs » (*MFH, multi family house*) et les « grands logements collectifs » (*AB, apartment block*). Enfin, la période de construction permet d'identifier de manière unique un bâtiment. Chaque période dure plusieurs années, et la période la plus ancienne répertoriée dépend du pays. Etant donné un bâtiment caractérisé par son état originel, celui-ci est fictivement décliné en deux états à savoir « rénovation thermique modérée » et « rénovation thermique poussée », soient trois états en tout.

IV.2.2 Limites et besoins supplémentaires

Le projet Tabula propose une lecture simple des propriétés physiques du bâtiment afin d'obtenir des ordres de grandeur des demandes énergétiques. Ce point est limitant dans la mesure où une énergie annuelle seule ne permet pas l'étude de solutions thermiques dont les performances dépendent de paramètres physiques instantanés. Un exemple est la sensibilité du COP d'une PAC aux températures et puissances appelées. Du fait de la non-linéarité du COP, ce COP saisonnier obtenu est différent d'un calcul moyen obtenu avec des données annuelles.

Par ailleurs, le projet Tabula couvre les demandes en chauffage et ECS mais pas celle en climatisation. Ce point sera limitant d'ici quelques années étant donné la croissance attendue de la climatisation dans les demandes du bâtiment.

Enfin, le calcul des demandes énergétiques dépend largement des données climatiques retenues dans le cadre du projet. Ces données sont simplifiées – notamment sous forme de degrés-jours unifiés (DJU) – et spécifiques au climat moyen du pays considéré (ou d'une région de ce pays).

Ainsi, la base n'inclut pas de données propres à un climat local (typiquement une ville) et lorsqu'elles sont disponibles par ailleurs sous forme de séries temporelles, elles doivent être adaptées pour répondre au formalisme adopté par Tabula. Cette adaptation engendre une perte d'information.

Finalement, la base de données Tabula est une ressource fiable en ce qui concerne les propriétés du bâti mais l'usage qui en est fait (« modèle Tabula »), quoique bien adapté aux calculs d'ordres de grandeur, est limité en termes énergétique pour l'opération des systèmes. Pour pallier ces problèmes, un nouveau modèle, qui décrit les trois demandes étudiées selon un pas de temps horaire et qui peut s'adapter à tout profil climatique, est décrit en partie IV.3. Il est appelé « modèle adapté ».

IV.3 Adaptation du modèle Tabula : demandes en chauffage et climatisation

Le modèle adapté considère, comme le projet Tabula, deux contributions climatiques (échanges enveloppe du bâtiment, gains solaires en façade) et une contribution interne. Ce modèle est pseudo-dynamique dans le sens où les variables expliquées à l'instant t ne dépendent pas des instants différents de t .

Chaque partie du bilan énergétique réalisé dans le modèle Tabula de définition de la demande en chauffage est explicitée et son adaptation au pas horaire détaillée. La définition de la demande en climatisation est ensuite présentée.

IV.3.1 Contribution climatique

A tout instant, le bâtiment échange de l'énergie avec l'extérieur. Ces échanges sont pris en compte sous deux formes dans le modèle Tabula et étendus au pas horaire dans le modèle adapté.

Les gains solaires traduisent l'énergie reçue par irradiation solaire au travers des surfaces vitrées du bâtiment donnant sur l'extérieur, aussi appelées fenêtres (Equation IV.1). Le projet Tabula considère, pour chaque point cardinal cd parmi l'ensemble $CD = \{nord, ouest, sud, est, horizontal\}$ le produit de l'irradiation solaire selon le vecteur cd par la surface vitrée totale de normale cd . Soit $I_{b,cd,m}^{TAB}$ ce produit. Dans l'Equation IV.1, l'indice b fait référence au bâtiment concerné tandis que l'indice m fait référence au profil météorologique utilisé. Ce profil définit dans le modèle adapté les grandeurs suivantes :

- Le rayonnement solaire diffus reçu par une surface horizontale (scalaire).
Le produit de ce rayonnement par la surface totale des fenêtres orientées selon cd donne $I_{b,cd,m}^{diffus}(t)$.
- Le rayonnement solaire direct (vecteur).
Le produit de ce rayonnement par la surface totale des fenêtres orientées selon cd donne $\overrightarrow{I_{b,cd,m}^{direct}}(t)$.
- La température de l'air extérieur $T_m^{air}(t)$.

$$\phi_{b,m}^{sol,TAB} = \sum_{cd \in CD} F_{1,b,cd}^{sol} \times I_{b,cd,m}^{TAB} \quad IV.1$$

$I_{b,cd,m}^{TAB}$, l'irradiation solaire totale reçue par les fenêtres orientées selon cd , est une donnée connue du projet Tabula.

Le facteur de correction $F_{1,b,cd}^{sol}$ réduit l'apport solaire en considérant l'effet cumulé des éléments suivants :

- Les ombrages : réduction de 40% pour une fenêtre verticale, 20% pour une fenêtre horizontale.
- La surface vitrée réelle rapportée à celle du cadre de la fenêtre : réduction de 30%.
- La non exactitude de l'alignement selon la direction cd des fenêtres considérées orientées vers cd : réduction de 10%.

- La transmittivité du verre de la fenêtre : la réduction dépend du bâtiment b et varie entre 13% et 65%.

L'adaptation de l'Equation IV.1 au modèle adapté est présentée par l'Equation IV.2.

$$\phi_{b,m}^{sol}(t) = \sum_{cd \in CD} F_{1b,cd}^{sol} \times I_{b,cd,m}(t) \quad IV.2$$

Le facteur $F_{1b,cd}^{sol}$ est inchangé lors du passage au pas de temps horaire dans le modèle adapté. $I_{b,cd,m}(t)$, en kW , est l'adaptation de $I_{b,cd,m}^{TAB}$ construite comme la somme du rayonnement solaire direct selon le vecteur cd et du rayonnement solaire diffus reçu par une surface horizontale (Equation II.1).

$$I_{b,cd,m}(t) = I_{b,cd,m}^{direct}(t) + I_{b,cd,m}^{diffus}(t) \quad IV.3$$

La Figure IV-4 illustre les deux composants de l'irradiation solaire $I_{b,cd,m}(t)$ reçue par une surface vitrée de normale cd .

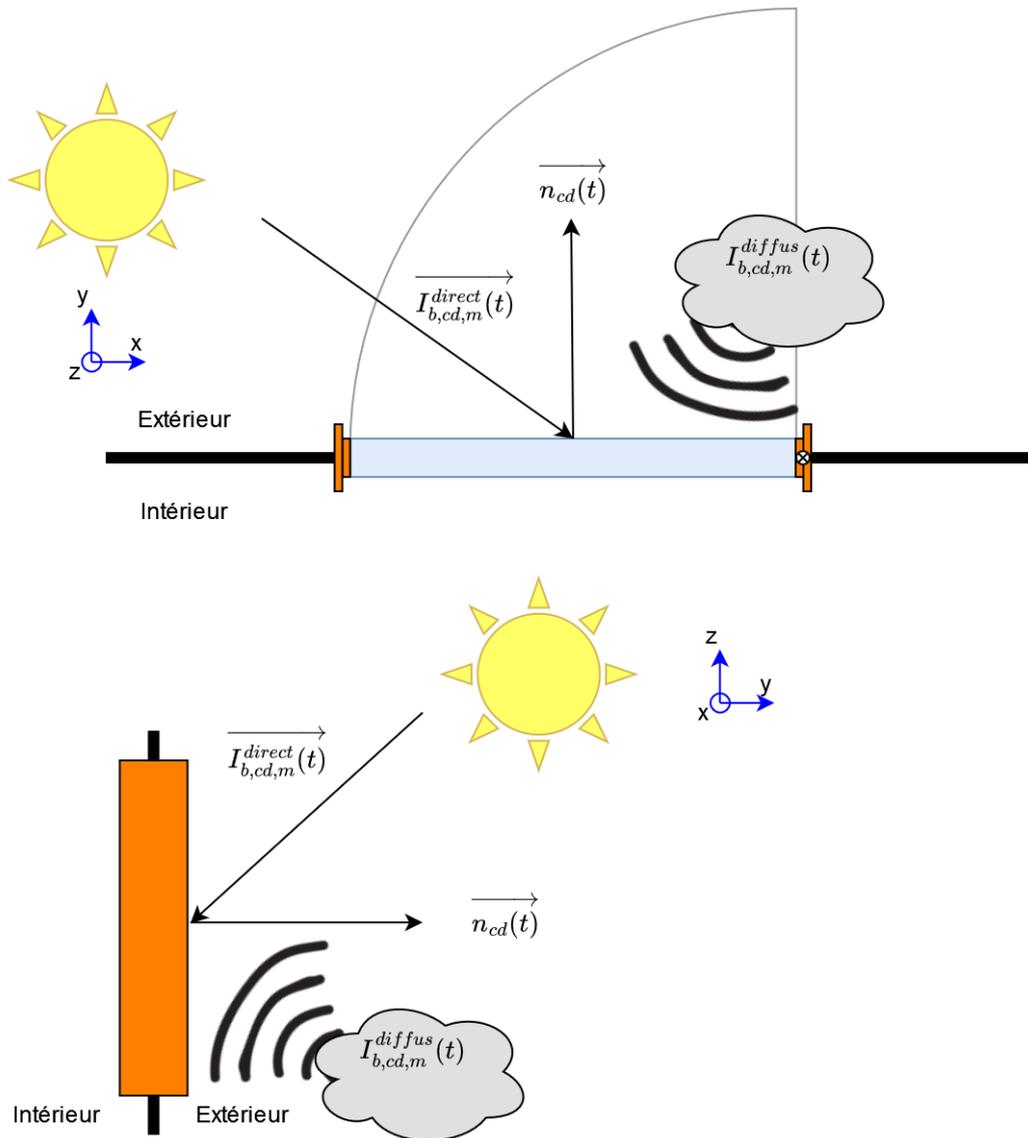


Figure IV-4 Rayonnement solaire incident sur une fenêtre.
Coupe horizontale (en haut) et verticale (en bas).

$I_{b,cd,m}^{direct}(t)$ est déterminé par l'Equation IV.4 comme le produit scalaire du vecteur cd et du rayonnement solaire direct.

$$I_{b,cd,m}^{direct}(t) = \overrightarrow{I_{b,cd,m}^{direct}(t)} \cdot \overrightarrow{n_{cd}(t)} \quad IV.4$$

L'irradiation directe $\overrightarrow{I_{b,cd,m}^{direct}(t)}$ a pour direction le vecteur solaire $\overrightarrow{n_m^{sol}(t)}$. Celui-ci s'exprime fréquemment dans une base (*azimuth, élévation*) et est par exemple déterminé par l'algorithme *Solar Position Algorithm* (Reda, Andreas, 2004).

La deuxième contribution traduit les échanges thermiques convectifs et conductifs aux travers des parois du bâtiment et tient également compte des échanges par ventilation (renouvellement de l'air intérieur) et par transmission (pertes thermiques via l'enveloppe du bâtiment) au travers

du coefficient H_b . H_b est multiplié par un nombre de degrés jours unifiés (DJU) pour donner une énergie annuelle de chauffage IV.5.

$$\phi_{b,m}^{ext,TAB} = H_b \times F_{2_b}^{ext} \times DJU_m^{TAB} \quad IV.5$$

L'adaptation au pas horaire consiste à décomposer DJU_m^{TAB} selon la chronique des températures instantanées, pour aboutir à l'Equation IV.6.

$$\phi_{b,d,m}^{ext}(t) = H_b \times F_{2_b}^{ext} \times (T_d - T_m^{air}(t)) \quad IV.6$$

La température de consigne T_d est la température requise à l'intérieur du bâtiment b pour atteindre le niveau de confort voulu concernant la demande d .

Le facteur $F_{2_b}^{ext}$ est indépendant du temps t dans le modèle Tabula. Il est conservé tel quel dans le passage au modèle adapté. Il prend en compte la non uniformité du chauffage dans le bâtiment. Cela concerne deux aspects :

- Aspect spatial : toutes les pièces du bâtiment ne sont pas chauffées.
- Aspect temporel : dans certain bâtiment, une baisse de la température de consigne T_d la nuit permet une réduction des dépenses énergétiques de chauffage avec un impact faible sur le confort en journée.

Soit H_b^A ($kW/(m^2 \cdot K)$) le coefficient de transfert global H_b (kW/K) rapporté à la surface du bâtiment b (Equation IV.7). $F_{2_b}^{ext}$ est d'autant plus faible (i.e. la demande en chauffage est d'autant plus faible) que H_b^A est grand (i.e. le bâtiment est peu performant thermiquement). Les équations IV.8 pour les bâtiments à un seul logement et IV.9 pour les bâtiments à plusieurs logements, extraites du modèle Tabula, donnent l'expression de $F_{2_b}^{ext}$.

$$H_b^A = \frac{H_b}{A_b} \quad IV.7$$

$$F_{2_b}^{ext} = \begin{cases} 0.9 & \text{si } H_b^A \leq 1 \\ 0.9 - 0.1 \times \frac{H_b^A - 1}{4 - 3} & \text{si } H_b^A \in [1,4] \\ 0.8 & \text{si } H_b^A \geq 4 \end{cases} \quad IV.8$$

$$F_{2_b}^{ext} = \begin{cases} 0.95 & \text{si } H_b^A \leq 1 \\ 0.95 - 0.1 \times \frac{H_b^A - 1}{4 - 3} & \text{si } H_b^A \in [1,4] \\ 0.85 & \text{si } H_b^A \geq 4 \end{cases} \quad IV.9$$

Notons que la variabilité temporelle couverte par $F_{2_b}^{ext}$, i.e. le deuxième aspect, pourrait être transcrite directement dans le modèle adapté en rendant T_d dépendant de t . Cette démarche pose deux problèmes:

- Il n'est pas direct d'isoler l'effet de la non uniformité spatiale du chauffage du bâtiment, i.e. le premier aspect, dans un nouveau paramètre.
- Les effets de l'amplitude du réduct de nuit sur la dépense énergétique de jour ne peuvent être transcrits dans le modèle adapté sans une modélisation plus poussée de l'inertie du bâtiment.

IV.3.2 Définition des saisons de chauffe et de climatisation

L'usage du modèle adapté nécessite de scinder l'année météorologique en périodes pendant lesquelles les demandes sont définies. En effet, contrairement au modèle Tabula qui lui repose sur l'usage de DJU, le modèle adapté dépend de données météorologiques au pas horaire. Dans une perspective d'étude des demandes résidentielles seulement, seules deux périodes sont considérées, pour le chauffage et la climatisation. Aucune demande en climatisation n'est considérée pendant la saison de chauffe τ_{CH} . Réciproquement, la demande en chauffage est inexistante pendant la saison de non chauffe τ_{CL} .

Soit $\tau = [1, 8760]$ le support temporel définissant une année au pas horaire. On considère un profil de température de l'air extérieur $T_m^{air}(t)$, correspondant au profil météo m . La saison de climatisation τ_{CL} est définie par le plus gros ensemble de semaines consécutives pour lesquelles la moyenne de $T_m^{air}(t)$ est supérieure à une température de base $T^{base} = 12^\circ\text{C}$ (Equation IV.10). Cette opération de moyenne est réalisée par la fonction m_τ , définie pour un ensemble χ de valeurs réelles par l'Equation IV.11.

$$\tau_{CL} = \left\{ t \in \tau, m_\tau \left(\left(T_m^{air}(t') \right)_{t' \in \tau \text{ tel que } \left\lfloor \frac{t'}{7 \times 24} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{t}{7 \times 24} \right\rfloor} \right) \geq T^{base} \right\} \quad IV.10$$

$$m_\tau: \chi \rightarrow \frac{\min(\chi) + \max(\chi)}{2} \quad IV.11$$

La saison de chauffe est définie comme le complémentaire de τ_{CL} dans τ (Equation IV.12).

$$\tau_{CH} = \tau \setminus \tau_{CL} \quad IV.12$$

L'hémisphère nord est tel que la saison de chauffe est souvent répartie sur deux années civiles consécutives. Or l'Equation IV.10 définit les semaines comme des périodes de 7 jours consécutifs, à compter du 1^{er} janvier de l'année. Sachant qu'une année ne comporte jamais un nombre entier de semaine, la saison de chauffe τ_{CH} ne dure pas un nombre entier de semaines.

IV.3.3 Contribution interne

Le modèle Tabula considère des gains internes d'une puissance constante $\phi_b^{A,int,TAB} = 3W/m^2$ pendant toute la saison de chauffe de durée $card(\tau_{CH})$ (Equation IV.13). Le paramètre A_b est la surface du bâtiment b concernée par les demandes en chauffage, climatisation et ECS.

$$\phi_b^{int,TAB} = \phi_b^{A,int,TAB} \times A_b \times card(\tau_{CH}) \quad IV.13$$

La même approche est conservée dans le modèle adapté en définissant un profil temporel constant de gains internes selon l'Equation IV.14.

$$\phi_b^{int}(t) = \phi_b^{A,int,TAB} \times A_b \quad IV.14$$

IV.3.4 Rassemblement des contributions

Les contributions interne, solaire et par transmission et ventilation sont rassemblées dans l'Equation du bilan énergétique du bâtiment.

L'Equation IV.15 donne la demande en chauffage à l'instant t dans le modèle adapté. Son équivalent du modèle Tabula est présenté en Equation IV.16.

$$Q_{b,CH,m}(t) = \max\left(\phi_{b,CH,m}^{ext}(t) - F_{3b,CH,m} \times (\phi_{b,m}^{sol}(t) + \phi_b^{int}(t)), 0\right) \quad IV.15$$

$$Q_{b,m}^{TAB} = \phi_{b,m}^{ext,TAB} - F_{3b,CH,m} \times (\phi_{b,m}^{sol,TAB} + \phi_b^{int,TAB}) \quad IV.16$$

Comme dans le modèle Tabula, le gain de chauffe $F_{3b,CH,m}$ (Equation IV.17) est calculé à partir du ratio entre les gains solaire et interne et les échanges par transmission et ventilation. L'Equation IV.18 donne ce ratio $F_{4b,CH,m}$ dans le cas du modèle adapté. Le paramètre F_{5b} représente l'inertie thermique du bâtiment.

$$F_{3b,CH,m} = \frac{1 - F_{4b,CH,m}^{F_{5b}}}{1 - F_{4b,CH,m}^{F_{5b}+1}} \quad IV.17$$

$$F_{4b,CH,m} = \frac{\sum_{t \in \tau_{CH}} (\phi_{b,m}^{sol}(t) + \phi_b^{int}(t))}{\sum_{t \in \tau_{CH}} \phi_{b,CH,m}^{ext}(t)} \quad IV.18$$

Ce gain de chauffe $F_{3b,CH,m}$ rend compte de la non simultanété entre les gains (solaire, internes) et les pertes de chaleur (échanges convectifs/conductifs) durant la saison de chauffe.

L'Equation IV.19 donne la demande en climatisation à l'instant t . Contrairement à la demande en chauffage, une demande en climatisation existe lorsque les gains thermiques solaires ($\phi_{b,m}^{sol}(t)$) et internes ($\phi_b^{int}(t)$) excèdent les échanges thermiques ($\phi_{b,CL,m}^{ext}(t)$), lesquels sont dépendants de la température de consigne T_{CL} (T_d dans l'Equation IV.6).

$$Q_{b,CL,m}(t) = \max\left((\phi_{b,m}^{sol}(t) + \phi_b^{int}(t)) - \phi_{b,CL,m}^{ext}(t), 0\right) \quad IV.19$$

L'Equation IV.19 suppose que les gains de chaleur internes sont issus de sources dont la température excède suffisamment T_{CL} pour que l'échange thermique soit effectif. Cette hypothèse, déjà nécessaire à la définition de la demande en chauffage, est plus sensible pour la climatisation dont la température de consigne est plus élevée.

Par ailleurs, aucun terme couvrant la charge latente liée à la déshumidification de l'air n'est présent dans l'Equation IV.19. Comme abordé en partie IV.1.2, on suppose que le climat m est tel que l'humidité de l'air est trop faible pour atteindre la saturation à la température T_{CL} considérée. Par ailleurs, l'humidité est susceptible d'augmenter avec la température extérieure

T^{air} . La définition d'une température T_{CL} croissante avec T^{air} , comme préconisé par (Euroheat & Power, 2006) dans le cas européen et utilisé en partie IV.4.3, permet de s'assurer du caractère négligeable de la charge latente dans le bilan total.

L'Equation IV.19 montre que dans le cas de la climatisation tous les échanges thermiques réalisés par le bâtiment sont des gains de chaleur. Par conséquent, le gain de chauffe $F_{3b,CH,m}$, pertinent dans le cas de la demande en chauffage, n'est pas applicable à la demande en climatisation.

Pour rappels, $Q_{b,CH,m}(t)$ et $Q_{b,CL,m}(t)$ (génériquement $Q_{b,d,m}(t)$) sont les demandes en chauffage et climatisation d'un bâtiment b dans le contexte météorologique m à l'instant t . On ramène ces demandes à la surface du bâtiment A_b selon l'Equation IV.20 afin de définir les demandes surfaciques équivalentes, en kW/m^2 .

$$Q_{b,d,m}^A(t) = \frac{Q_{b,d,m}(t)}{A_b} \quad IV.20$$

On définit par extension l'énergie annuelle associée à la demande d selon l'Equation IV.21. Le pas de temps Δt est donné par l'Equation IV.22.

$$Q_{b,d,m}^A = \sum_{t \in \tau_d} Q_{b,d,m}^A(t) \times \Delta t \quad IV.21$$

$$\Delta t = t + 1 - t = 1 \quad IV.22$$

IV.3.5 Note sur la restriction aux bâtiments résidentiels

La demande tertiaire, ou du domaine des « services », forme, avec les demandes industrielles et agricoles, un pan non couvert par le modèle de demande thermique présenté ici. Mais à l'inverse des deux autres, cette demande tertiaire représente une part importante des demandes urbaines.

Le secteur tertiaire regroupe de nombreuses activités, notamment les entreprises privées, l'éducation, la santé et la restauration. Le fait que chaque secteur regroupe des bâtiments de taille et d'usage fortement variable rend difficile de résumer les demandes tertiaires en un nombre fini de profils temporels distincts et représentatifs.

Le *Department of Energy* définit 16 bâtiments typiques couvrant 70% de la réalité du tertiaire aux États-Unis (U.S. Department Of Energy, 2012). Les consommations énergétiques de chacun de ces bâtiments sont simulées dynamiquement avec le logiciel EnergyPlus pour 16 climats. Cette base de données du secteur tertiaire diffère de celle du projet Tabula Episcopo du fait que les modèles de bâtiment n'ont pas d'équivalent réel. Comme Tabula-Episcopo, les climats utilisés pour la simulation énergétique sont des climats locaux, i.e. ceux des Etats-Unis. Par conséquent, cette base n'est pas utilisée car trop spécifique au cas Etats-Unien.

Au final, des typologies et usages différents des bâtiments résidentiels et tertiaires mènent à des demandes différentes mais les bons ordres de grandeur énergétique du tertiaire peuvent être atteints par le modèle adapté (définis pour des bâtiments résidentiels) via un paramétrage

adéquat. Il s'agit en particulier du réglage des températures de consigne T_{CL} et T_{CH} et du gain thermique interne ϕ_b^{int} . Une analyse de sensibilité du modèle en T_{CL} et T_{CH} est réalisée en partie IV.4.4. Le but de cette analyse n'est pas de couvrir spécifiquement les demandes tertiaires.

IV.3.6 Conclusion

Le modèle adapté permet de créer des profils de demande en chauffage et climatisation pour tout bâtiment caractérisé par :

- Le coefficient d'échange global H_b .
- Pour chaque orientation cd , la superficie des surfaces vitrées orientées selon cd , $A_{b,cd}^{sol}$.
- Le paramètre d'inertie thermique F_{5b} .

Notons que les paramètres $F_{1b,cd}^{sol}$ (contribution solaire) et F_{2b}^{ext} (échanges convectifs/conductifs) sont eux aussi requis mais leur dépendance au bâtiment b est moindre.

Par définition, plus de 2000 bâtiments de la base de données Tabula présentent ces trois caractéristiques. L'hétérogénéité apportée par les périodes de construction, taille et performance thermique variées des bâtiments de la base est nécessaire à la construction de profils de demande vraisemblables aux échelles du quartier, de la ville et de la région.

IV.4 Résultats du modèle adapté

Dans cette partie, le modèle adapté de demandes en chauffage et climatisation est appliqué sur les bâtiments de la base de données Tabula. Les résultats en termes d'énergie annuelle sont d'abord comparés à ceux du modèle Tabula puis analysés en tant que tels. Concernant cette première partie, un traitement approfondi du cas Belge est réalisé dans un premier temps avant de traiter d'autres pays européens.

Cette étude n'inclut aucune donnée sur la demande en ECS, qui est définie dans la partie IV.5.

IV.4.1 Différence de résultats sur le cas de la Belgique

Le modèle de demande en chauffage Tabula est comparé au modèle adapté en termes d'énergie annuelle.

Soient 99 bâtiments réels, de 4 tailles différentes (de la maison individuelle à l'immeuble collectif), de toute période de construction et de 3 niveaux de rénovation thermique (absence de rénovation, rénovation modérée, rénovation poussée). Une année *TMY* de la ville de Bruxelles – capitale de la Belgique – est utilisée pour le modèle adapté (*Photovoltaic Geographical Information System, 2022*). Cette année représentative de la période 2007-2016 est issue de la base de données européenne PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System, 2022*). Par la suite, toutes les données météorologiques annuelles au pas horaires utilisées dans le modèle adapté sont des années *TMY* issues de (*Photovoltaic Geographical Information System, 2022*).

Les données météorologiques nationales disponibles dans la base Tabula sont conservées pour le modèle Tabula.

Le choix de la Belgique présente deux avantages :

- Le climat n'est pas extrêmement froid, ce qui laisse une place à la contribution solaire dans le bilan énergétique.
- Du fait de la petite taille du pays, le climat national diffère peu du climat local de Bruxelles. En effet, la saison de chauffe τ_{CH} dure 204 jours pour le modèle adapté contre 210 jours pour le modèle Tabula. La moyenne de $T^{air}(t)$ observée durant τ_{CH} est de $6.2^{\circ}C$ dans les deux cas. L'irradiation solaire globale durant τ_{CH} selon chaque point cardinal est en revanche surestimée par le modèle adapté pour les fenêtres verticales. Le Tableau IV-1 présente cette irradiation par unité de surface de fenêtre, en $kWh/(m^2.an)$, afin de décorréler cette donnée d'un bâtiment en particulier. Cette surestimation peut s'expliquer par une grande importance donnée à la composante diffuse, comme abordé en partie IV.4.2.

Tableau IV-1: Différence d'irradiation solaire selon les modèles Tabula et adapté, en saison de chauffe ($kWh/(m^2.an)$)

	Nord	Ouest	Sud	Est	Horizontal
Modèle Tabula	110	202	340	202	336
Modèle adapté	195	269	392	276	326

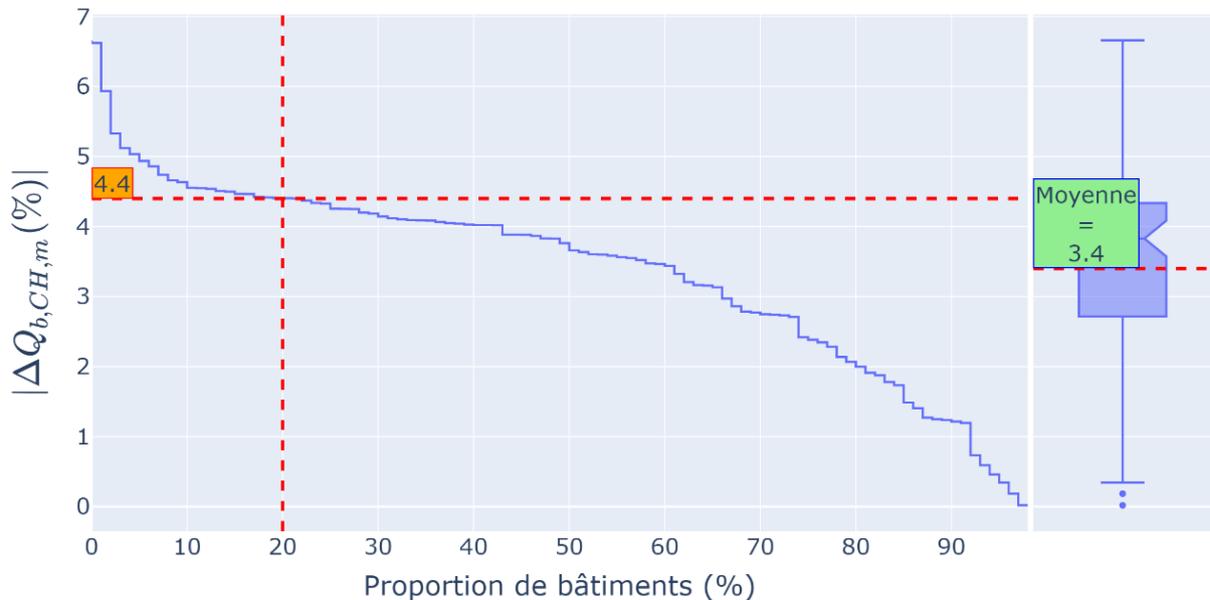
La demande en chauffage est calculée selon la température de consigne $T_{CH} = 20^{\circ}C$.

On définit l'indicateur $\Delta Q_{b,CH,m}$ comme la différence relative entre les énergies annuelles de chauffage issues des deux modèles (équations IV.23 et IV.24).

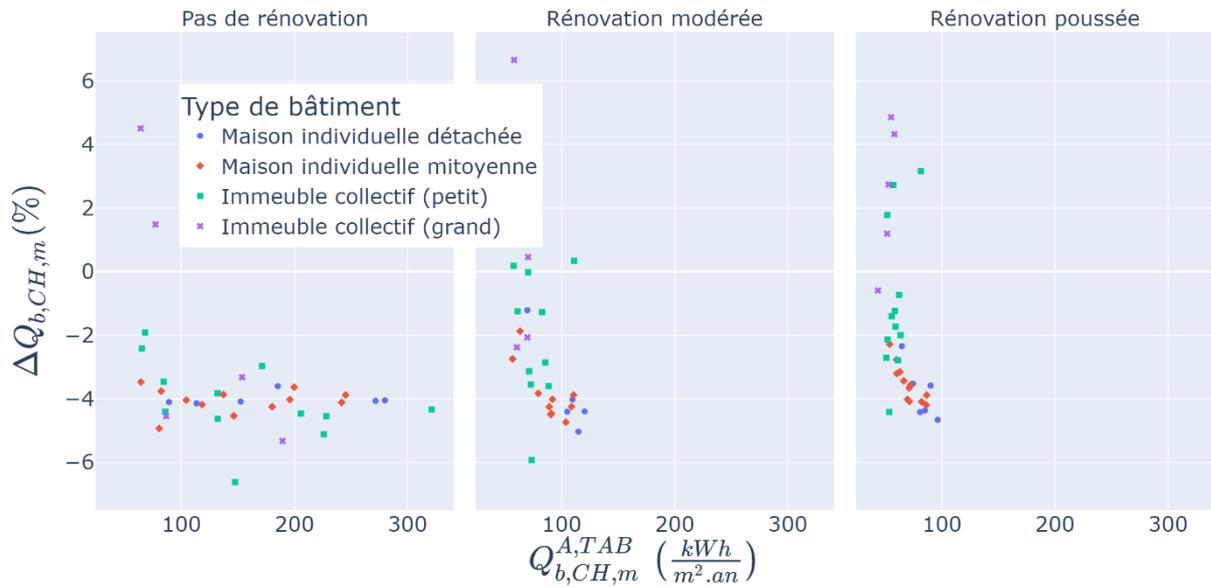
$$\Delta Q_{b,CH,m} = 100 \times \left(\frac{Q_{b,CH,m}^A}{Q_{b,m}^{A,TAB}} - 1 \right) \quad IV.23$$

$$Q_{b,CH,m}^A = \sum_{t \in \tau_{CH}} Q_{b,CH,m}^A(t) \quad IV.24$$

La Figure IV-5 a) précise que 80% des bâtiments sont tels que $|\Delta Q_{b,CH,m}| < 4.4\%$ et que $|\Delta Q_{b,CH,m}|$ moyenné sur l'ensemble des bâtiments vaut 3.4%. La Figure IV-5 b) montre deux choses. D'abord, le modèle adapté sous-estime de manière générale la demande en chauffage, vu $\Delta Q_{b,CH,m}$ négatif pour la majorité des bâtiments. Ensuite, cette sous-estimation est globalement moindre pour les bâtiments peu énergivore, i.e. la diminution de la demande annuelle surfacique $Q_{b,m}^{A,TAB}$ est associée à une diminution de moindre amplitude de $Q_{b,CH,m}^A$.



a) Distribution de la valeur absolue de la différence relative

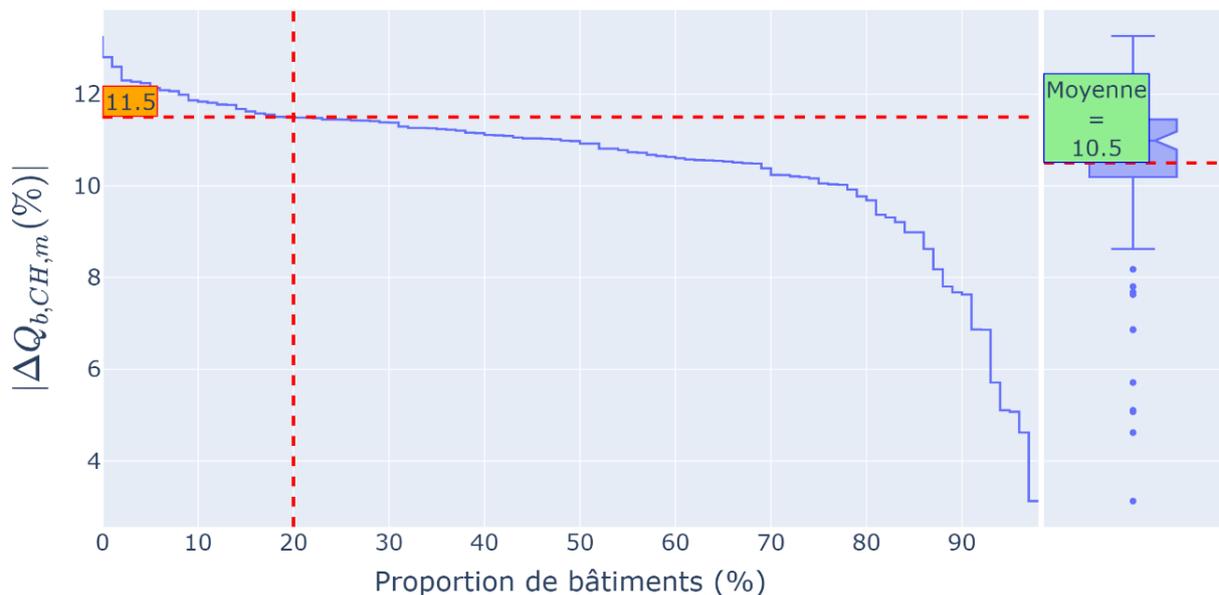


b) Différence relative fonction de l'énergie annuelle de chauffage

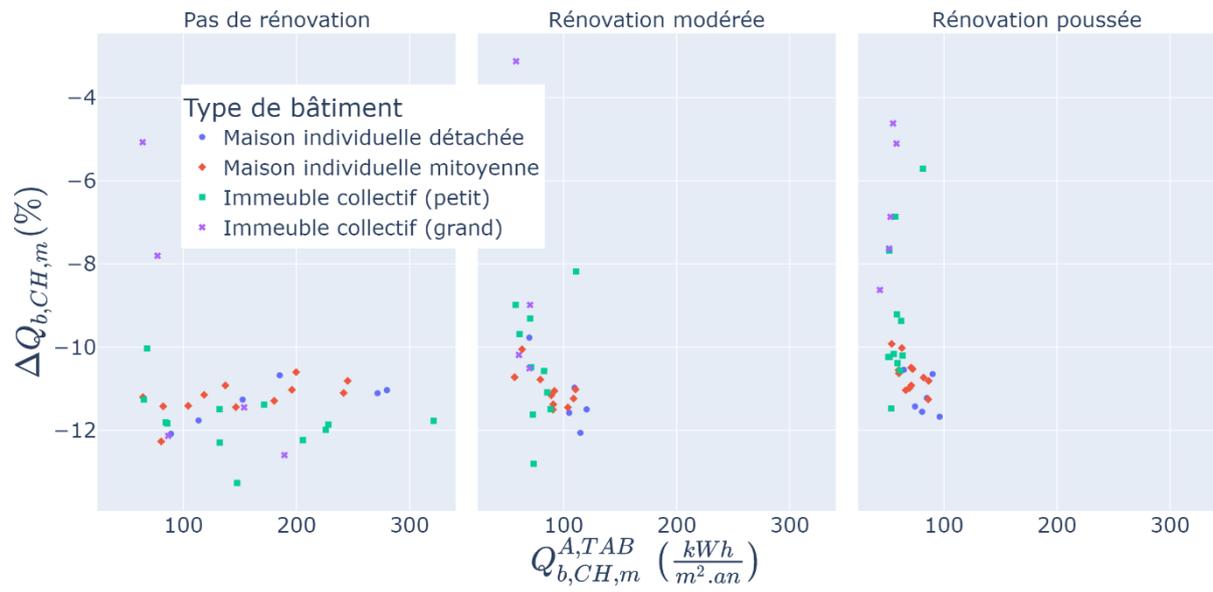
Figure IV-5 : Comparaison des modèles de demande en chauffage sur le cas de la Belgique (année TMY 2007-2016)

L'écart entre les deux modèles est dépendant du profil météorologique utilisé dans le modèle adapté. Une manière de constater cette dépendance est de réitérer cette étude avec un autre profil météorologique. Une autre période de référence, 2005-2020 (anciennement 2007-1016), est utilisée pour la sélection d'une année *TMY* depuis la base de données PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*, 2022).

Avec ce profil météorologique, la saison de chauffe τ_{CH} dure 176 jours et la température moyenne de l'air durant τ_{CH} est 5.2 °C. Cette température légèrement plus faible que celle de l'année météorologique considérée précédemment (6.2°C) ne suffit pas à compenser une saison de chauffe 28 jours plus courte. La sous-estimation de la demande en chauffage par le modèle adapté est donc encore plus marquée dans le second cas, comme montré par la Figure IV-6 a) en valeur absolue et b) avec le signe de l'écart.



a) Distribution de la valeur absolue de la différence relative



b) Différence relative fonction de l'énergie annuelle de chauffage

Figure IV-6 : Comparaison des modèles de demande en chauffage sur le cas de la Belgique (année TMY 2005-2020)

IV.4.2 Etendue de l'analyse aux autres pays européens

Une procédure similaire à celle menée en partie IV.4.1 est appliquée aux autres pays européens présents dans la base de données Tabula. La Bosnie-Herzégovine en est exclue du fait d'anomalies dans la base. La Figure IV-7 présente pour chaque pays le nombre de bâtiments ainsi que la distribution des surfaces A_b de ces bâtiments. Tous pays confondus, cette surface varie de 50 à plus de 31000 m² avec une médiane à 213 m².

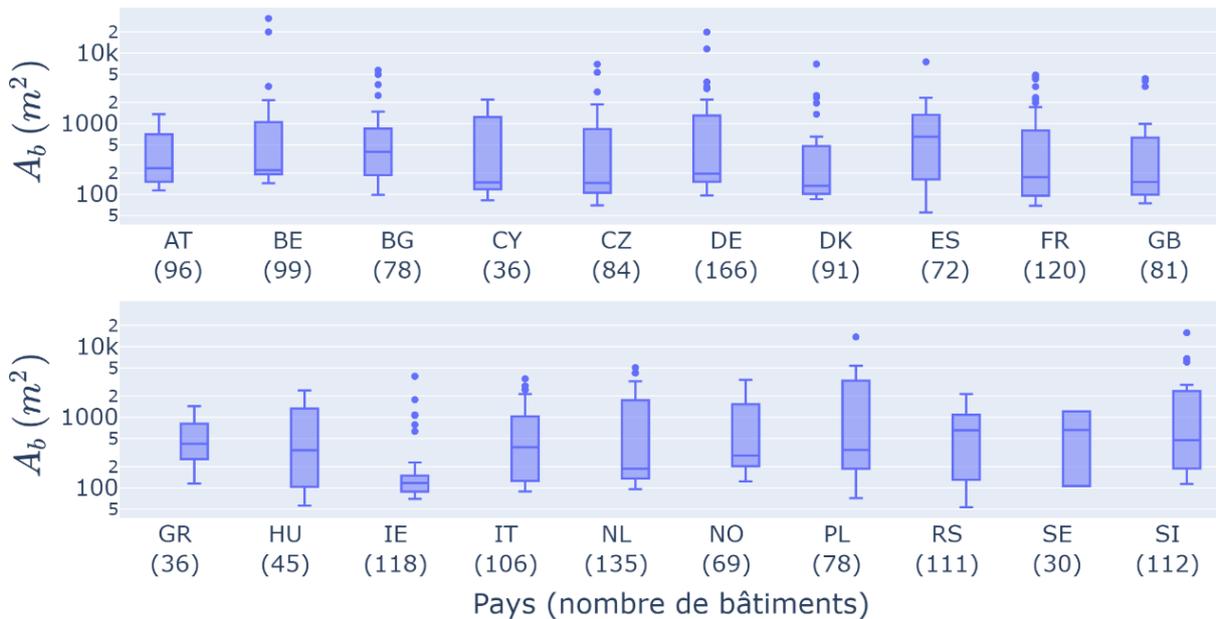


Figure IV-7: Distribution statistique des surfaces des bâtiments, par pays (échelle logarithmique)

Le modèle adapté est appliqué à chaque bâtiment avec une année *TMY* de la période 2005-2020 correspondant à la capitale du pays où le bâtiment est situé. Le modèle Tabula est appliqué en sélectionnant les données météorologiques de la base les plus appropriées pour la capitale, lorsque plusieurs jeux de données sont disponibles.

Le Tableau IV-2 présente la différence relative des demandes en chauffage annuelles prévues par chaque modèle par pays. Cette différence est la moyenne observée sur l'ensemble des bâtiments.

Tableau IV-2: Différence relative d'énergie annuelle de chauffage entre les deux modèles.

Pays	AT	BE	BG	CY	CZ	DE	DK	ES	FR	GB
$\Delta Q_{b,CH,m}$ (%)	-13	-11	38	-1.7	-8.2	-16	-3.7	1277	-2.8	-5.7
Pays	GR	HU	IE	IT	NL	NO	PL	RS	SE	SI
$\Delta Q_{b,CH,m}$ (%)	-18	-14	6.1	-56	-8.5	-6.5	-12	-19	1.4	-9.5

On voit ressortir dans le Tableau IV-2 trois pays pour lesquels l'écart de prévision de demande en chauffage annuelle est important :

- En Espagne, l'année météorologique retenue (modèle adapté) est celle de Madrid – climat continental. C'est un climat bien plus froid que les données Tabula qui correspondent au climat Méditerranéen.

- En Bulgarie, l'année *TMY* utilisée dans le modèle adapté est plus froide que les données Tabula du fait d'une saison de chauffe plus longue. La saison de climatisation est définie comme la plus grande période contiguë pour laquelle la température moyenne hebdomadaire de l'air est supérieure à $T^{base} = 12^{\circ}C$.

La Figure IV-8 montre cette température hebdomadaire moyenne dans le cas de la Bulgarie. Un encadré noir présente l'étendue de la saison de climatisation. Cette saison est courte car démarre tard (semaine 24, incluse) du fait d'une période froide en fin de printemps (semaine 23) cassant la continuité du redoux. Une courte saison de climatisation mène à une longue saison de chauffe, du fait que la saison de chauffe soit le complémentaire de la saison de climatisation.

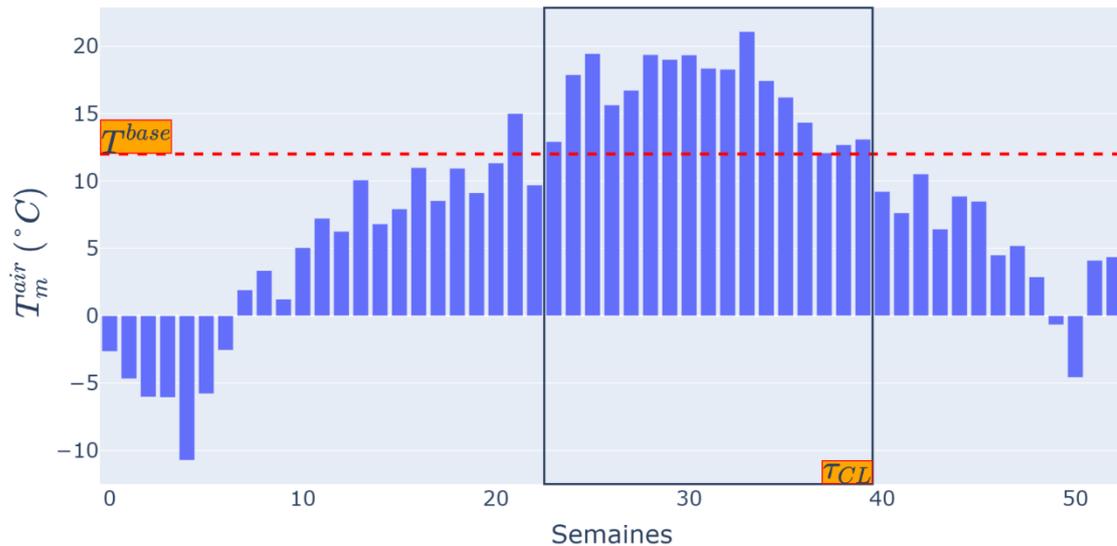


Figure IV-8: Définition de la saison de chauffe à Sofia, Bulgarie

- En Italie, l'année *TMY* est plus chaude que les données Tabula. Cela s'explique par une saison de chauffe plus courte et une température moyenne de l'air plus haute durant cette saison.

Par ailleurs, le Tableau IV-2 montre que le modèle adapté sous-estime systématiquement la demande en chauffage, comme déjà constaté sur le cas de la Belgique (Figure IV-6 b)).

Une première explication est que le modèle de gains solaires du modèle adapté donne plus d'importance à la contribution diffuse de l'irradiation solaire que ne le fait le modèle Tabula. En effet, l'Equation II.1 montre que le diffus est pris en compte dans sa totalité quel que soit le point cardinal considéré, ou plus généralement la normale de la surface étudiée. Des modèles plus fins caractérisent le rayonnement diffus reçu par une surface verticale en fonction de la position du soleil. Le modèle anisotrope de Muneer (Muneer, 1990) est évalué selon quatre situations, à savoir ciel dégagé/ciel couvert et surface au soleil/surface à l'ombre, et validé avec des données expérimentales. Le ratio entre l'irradiation diffuse reçue par une surface verticale et l'irradiation diffuse reçue par une surface horizontale varie environ de 5/4 (surface au soleil, ciel dégagé) à 1/3 (autres situations). Le doute persiste sur la prise en compte par ce modèle de l'irradiation diffuse due au sol.

Une seconde explication porte sur la différence de prise en compte de la contribution solaire dans son ensemble dans le bilan thermique du bâtiment. L'effet de seuil induit par la fonction maximum dans le modèle adapté (Equation IV.15) tend à annuler la demande en chauffage aux

heures ensoleillées les jours pour lesquels la température extérieure n'est pas trop basse. La Figure IV-9 présente une illustration théorique de ce phénomène dans le cas d'une journée d'hiver. Le modèle Tabula, qui ne présente pas cet effet de seuil (Equation IV.16), est tel que les deux contributions sont entièrement prises en compte à l'échelle de l'année sans considération de la simultanéité.

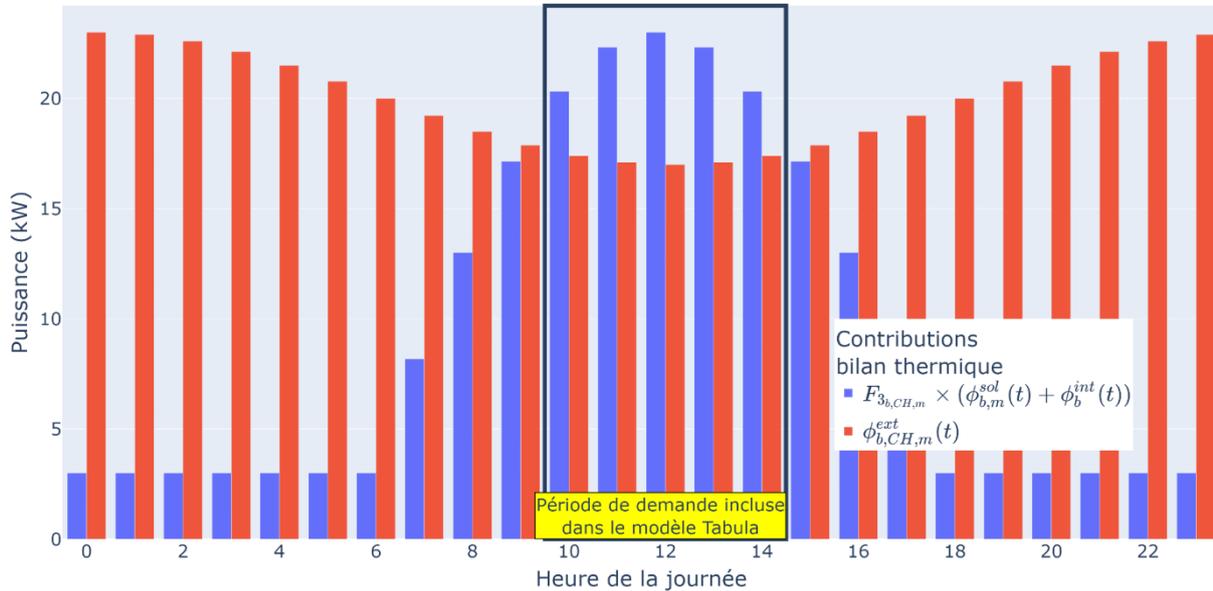


Figure IV-9: Effet de seuil dans le bilan thermique chauffage du modèle adapté

En conclusion, la seconde explication met en évidence ce qui est identifié comme une force du modèle adapté et un manque dans le modèle Tabula tandis que la première explication révèle une incomplétude du modèle adapté. Une correction de cette incomplétude est recherchée, en première approche, en réécrivant temporairement l'Equation II.1. Dans cette équation, le diffus horizontal est multiplié par 1/3 comme suggéré par les résultats de Muneer (Muneer, 1990) (Equation IV.25).

$$I_{b,cd,m}(t) = I_{b,cd,m}^{direct}(t) + \frac{1}{3} \times I_{b,cd,m}^{diffus}(t) \quad IV.25$$

On constate que les erreurs sur la prévision de la demande en chauffage annuelle sont moindre (Tableau IV-3) que précédemment (Tableau IV-2) avec une erreur moyenne tous pays confondus sauf ES, BG et IT de -4.3%. Cette erreur est à comparer à la valeur de -8.3% obtenue dans le Tableau IV-2.

Tableau IV-3: Différence relative d'énergie annuelle de chauffage entre les deux modèles. Avec diminution de la contribution du rayonnement diffus.

Pays	AT	BE	BG	CY	CZ	DE	DK	ES	FR	GB
$\Delta Q_{b,CH,m}$ (%)	-9.5	-5.5	47	1.7	-4.4	-12	0.4	1329	1.6	-1.3
Pays	GR	HU	IE	IT	NL	NO	PL	RS	SE	SI
$\Delta Q_{b,CH,m}$ (%)	-13	-11	11	-54	-3.2	-6.2	-7.7	-16	6.0	-4.4

IV.4.3 Cartographie des demandes européennes

IV.4.3.1 Application du modèle adapté

En complément de la demande en chauffage, la demande en climatisation est également calculée pour tous les bâtiments selon le modèle adapté. La température de consigne en climatisation $T_{CL,m}(t)$ dépend des données météorologiques selon l'Equation IV.26 (Euroheat & Power, 2006).

$$T_{CL,m}(t) = \max(T_m^{air}(t) - 7,22) \quad IV.26$$

Dans la suite sont analysées les données de demande issues du modèle adapté seulement. Les pays exclus en partie IV.4.2 – Espagne, Bulgarie et Italie– sont également exclus de cette analyse.

Les données météorologiques sont présentées dans la Figure IV-10 à travers le placement de chaque pays selon la température moyenne de l'air observée en saisons de chauffe et non chauffe. Etant données deux pays dont les saisons de chauffe sont de durées similaires, ces pays peuvent présenter des températures différentes. C'est le cas par exemple de l'Irlande (IE) et de la Norvège (NO).

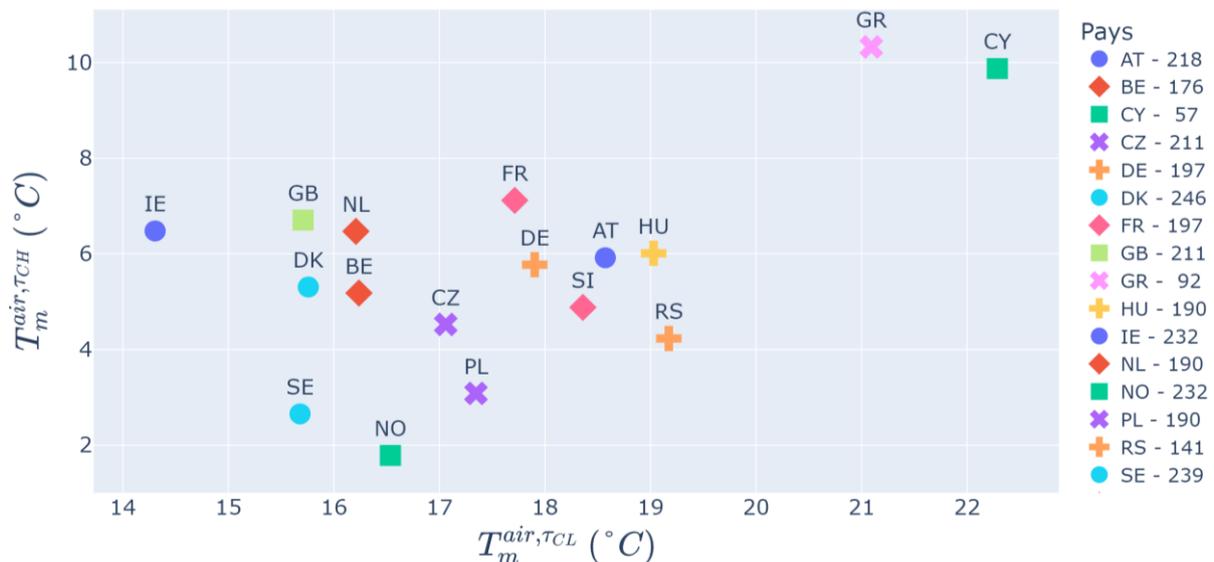


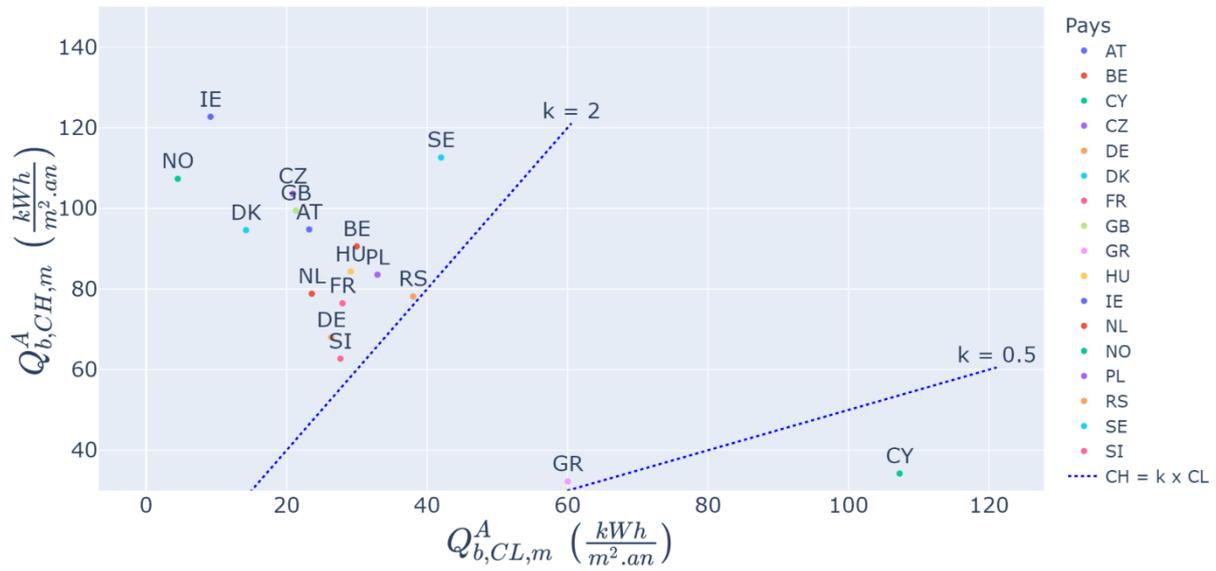
Figure IV-10: Températures moyennes de l'air dans le modèle adapté, par saison.
En légende, associée au pays, la durée de la saison de chauffe en jours.

On remarque plusieurs choses concernant la répartition entre les demandes en chauffage et en climatisation (Figure IV-11).

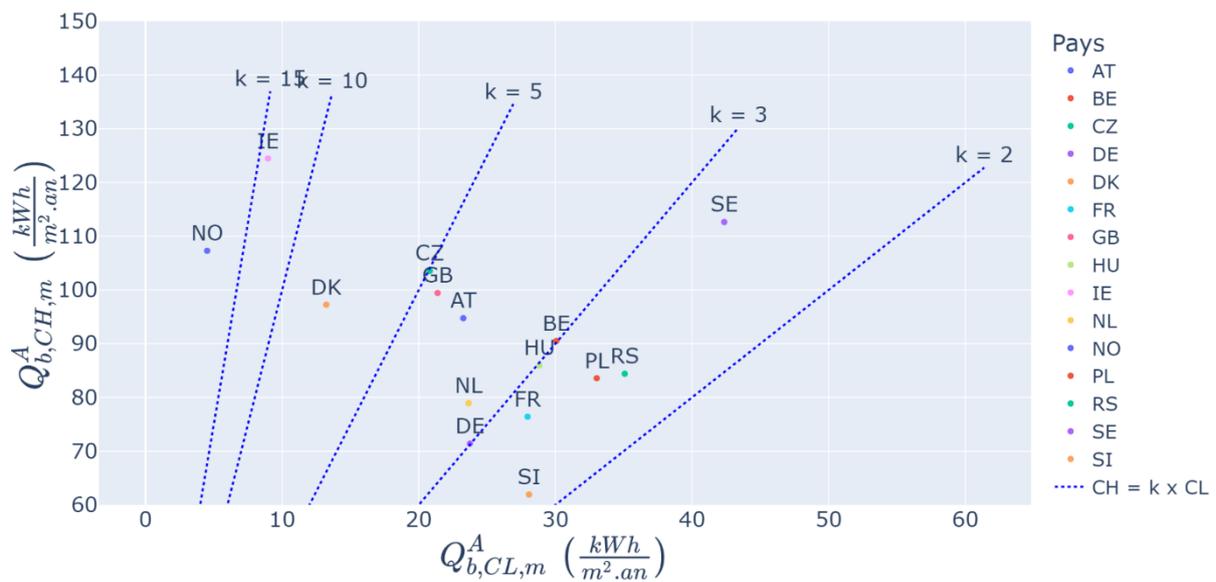
A l'exception de la Grèce et Chypre, tous les pays présentent une demande annuelle en chauffage supérieure à celle en climatisation.

Par ailleurs, les demandes en chauffage sont plus élevées dans les pays dont la saison de chauffe est longue et froide. Une exception est la Norvège qui présente une saison de chauffe plus froide que l'Irlande et dont pourtant la demande en chauffage est un peu moindre. Cela s'explique par des bâtiments de performance thermique meilleure en Norvège. Le cas de la Suède est étonnant.

Malgré un climat assez froid qui a effectivement pour conséquence une haute demande en chauffage, ce pays présente également une importante demande en climatisation.



a) Tous les pays



b) GR et CY exclus

Figure IV-11: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation, par pays

Cette répartition de demandes varie selon la taille des bâtiments, tous pays confondus, comme l'illustre la Figure IV-12. En particulier les petits immeubles ont une demande surfacique en chauffage moindre que les maisons individuelles, mais une demande surfacique en climatisation accrue.

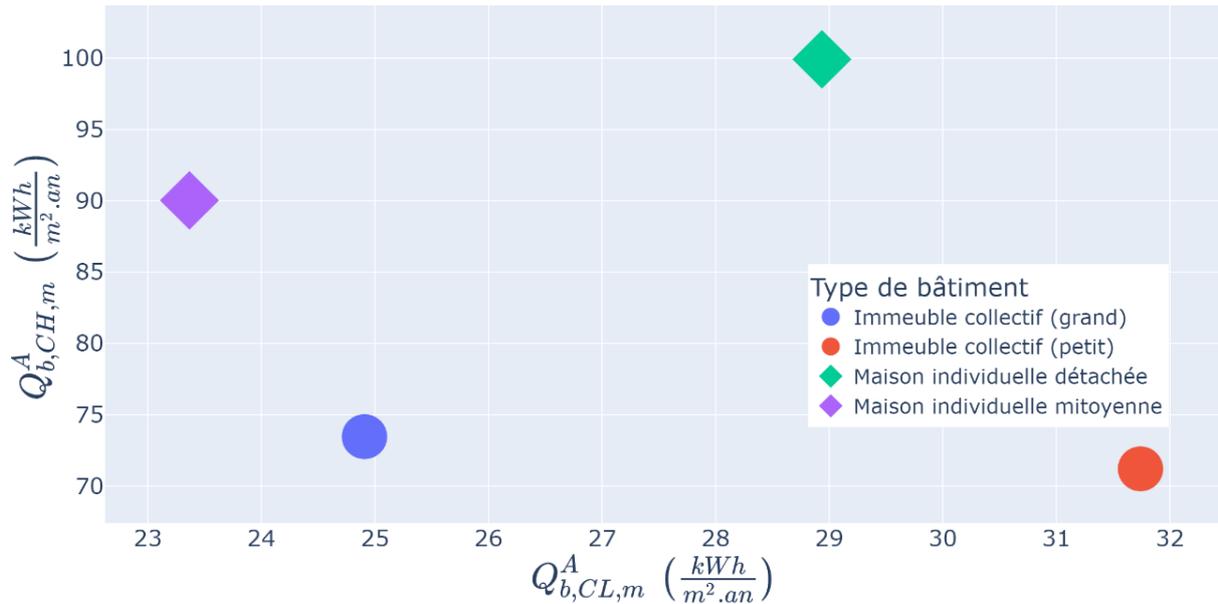


Figure IV-12: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation issues du modèle adapté, par taille de bâtiments. Tous pays confondus hors ES, BG et IT.

Par ailleurs, le ratio entre la puissance maximale et l'énergie annuelles donne une indication sur la nature des investissements financiers à fournir pour répondre aux demandes. Ce ratio est appelé facteur de charge demande $FC_{b,d,m}$ et défini par l'Equation IV.27.

$$FC_{b,d,m} = 100 \times \frac{Q_{b,d,m}^A}{8760 \times \max_t(Q_{b,d,m}^A(t))} \quad IV.27$$

Notons que $FC_{b,d,m}$ est défini en référence à l'année entière, et non à la durée de la saison concernée (τ_{CH} ou τ_{CL}), bien que les demandes soient nulles hors saison.

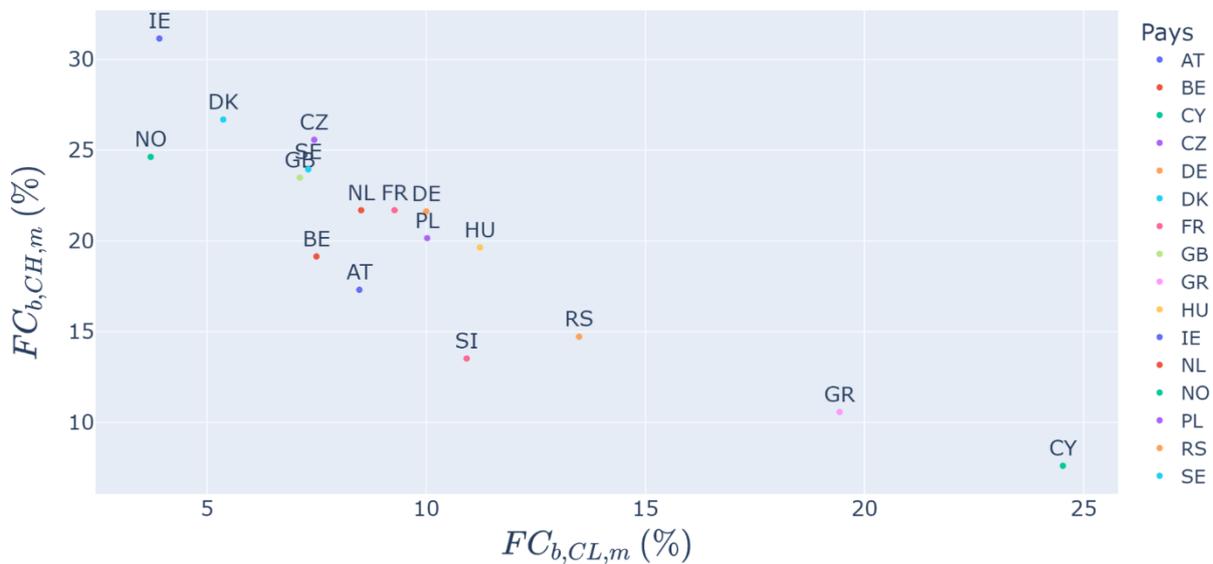


Figure IV-13: Facteurs de charge en chauffage et en climatisation, par pays

La Figure IV-13 présentent ces facteurs de charges par pays, moyennés sur tous les bâtiments. Les pays aux climats chauds présentent les facteurs de charge climatisation $FC_{b,CL,m}$ les plus élevés et donc des investissements associés faibles.

IV.4.3.2 Comparaison avec un modèle semi-statistique existant

On peut comparer les demandes estimées par le modèle adapté à ces mêmes demandes quantifiées dans le cas du projet *HRE*.

Une partie du projet s'intéresse en effet à la quantification des demandes annuelles en chaleur et en froid dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (Heat Roadmap Europe, 2017b). L'analyse porte sur l'année 2015. Concernant le secteur résidentiel, alors que des sources précédentes ont pu établir les demandes en chaleur, la demande en climatisation est spécifiquement traitée par le projet. La méthodologie de détermination de la demande réelle en climatisation consiste à croiser des données historiques de ventes de climatiseurs et des demandes thermiques théoriques calculées par un modèle de simulation dynamique du bâtiment (Heat Roadmap Europe, 2016). La Figure IV-14 résume cette approche.

Contenu retiré en vue du respect du droit d'auteur

Figure IV-14: Méthodologie de détermination de la demande réelle en climatisation, projet *HRE*, (Heat Roadmap Europe, 2016)

Soient $Q_{b,CH}^{A,HRE}$ et $Q_{b,CL}^{A,HRE}$ les demandes réelles annuelles en chauffage et climatisation issues du projet *HRE*. La Figure IV-15, pendant de la Figure IV-11 propre au modèle adapté, présente $Q_{b,CH}^{A,HRE}$ en fonction de $Q_{b,CL}^{A,HRE}$ pour les pays de la Figure IV-11. Notons d'une part que la

Norvège et la Serbie ne sont pas incluses dans les données HRE et d'autre part que l'échelle de l'axe des abscisses est logarithmique.

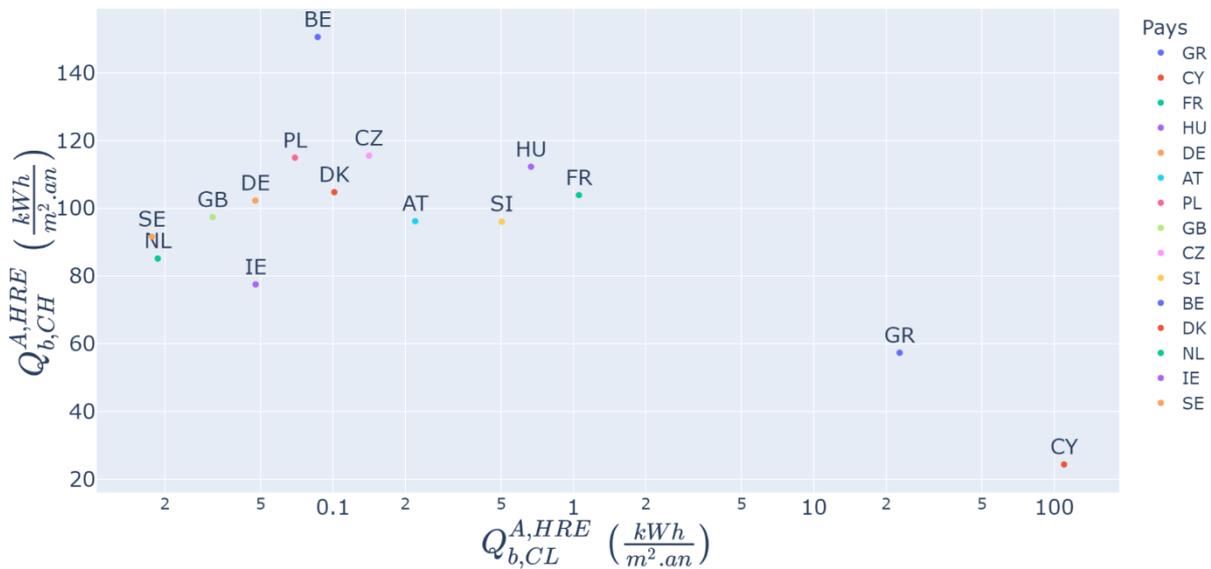


Figure IV-15: Demandes annuelles surfaciques en chauffage et en climatisation, par pays, selon le modèle HRE

Les ordres de grandeur des demandes en chauffage sont similaires pour le modèle adapté (Figure IV-11) et les données HRE (Figure IV-15), avec typiquement une majorité de pays présentant une demande annuelle entre 80 et 120 kWh/(m².an) selon les deux approches.

Mais le modèle adapté surestime très largement les demandes en climatisation pour la majorité des pays tempérés et froids, en prenant comme référence les données HRE. Pour rappel, le modèle adapté couvre uniquement la demande théorique attendue en climatisation, sans prendre en compte les facteurs socio-économiques. Or ces facteurs ont une importance décisive dans le choix des particuliers de s'équiper en solutions de froid. D'une part seuls les ménages aisés peuvent se permettre une telle dépense, d'autre part des préférences culturelles d'un pays à l'autre conditionnent ou non la volonté des populations à se climatiser, à climat égal. Par ailleurs, les pays tempérés ou froids sont tels que la période de l'année présentant des températures réellement hautes est courte, ce qui dissuade les foyers à s'équiper durablement (ils s'équipent compulsivement en réponse aux épisodes caniculaires) (International Energy Agency, 2018). Enfin, et surtout, le parc national de bâtiment utilisé avec le modèle adapté diffère de celui des données HRE. Dans le premier cas, tous les bâtiments de la base de données Tabula sont utilisés sans pondération de critère d'âge, rénovation thermique ou taille. A l'inverse, les deux catégories de taille de bâtiment considérées par le projet HRE (maison individuelle, immeuble collectif) sont pondérées par la surface réelle qu'elles occupent dans le pays. Or la Figure IV-12 suggère que la demande en climatisation est supérieure dans les immeubles collectifs comparés aux maisons individuelles. Par ailleurs, les maisons individuelles occupent une surface 80% plus importante que les immeubles collectifs en Europe (jusqu'à 9 et 4 fois supérieur pour l'Irlande ou les Pays-Bas, équivalent pour la Pologne), alors que la même importance leur est donnée dans l'étude avec le modèle adapté. Ces deux faits expliquent la surestimation de la demande en climatisation dans le modèle adapté par rapport au modèle HRE.

IV.4.4 Sensibilité des demandes en les températures de consigne

Les températures de consigne T_d définissent dans une grande mesure les demandes en chauffage et climatisation, $Q_{b,d,m}^A$, à travers la contribution $\phi_{b,d,m}^{ext}(t)$. Une analyse de sensibilité quantifie ici cette dépendance de $Q_{b,d,m}^A$ en T_d sur le cas de la Belgique. Comme en partie IV.4.1 de l'étude, le profil météorologique retenu est une année typique issue de la période 2007-2016.

Les valeurs explorées pour T_{CH} et T_{CL} , ainsi que la moyenne des demandes énergétiques correspondantes calculée sur l'ensemble des bâtiments, sont répertoriées dans les Tableau IV-4 et Tableau IV-5. Pour cette étude, la température de consigne de la demande en climatisation est constante, contrairement à celle retenue dans l'étude des demandes européennes qui exprime une dépendance en la température de l'air extérieur $T_m^{air}(t)$ (Equation IV.26).

Tableau IV-4: Dépendance de l'énergie annuelle de chauffage en la température de consigne

$T_{CH}(^{\circ}C)$	15	16	17	18	19	20	21	22
$Q_{b,CH,m}^A \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot an} \right)$	59.2	66.6	74.2	82.1	90.1	98.2	107	115

Tableau IV-5: Dépendance de l'énergie annuelle de climatisation en la température de consigne

$T_{CL}(^{\circ}C)$	29	28	27	26	25	24	23	22
$Q_{b,CL,m}^A \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot an} \right)$	13.2	15.0	17.0	19.2	21.6	24.2	27.0	30.1

Ces données révèlent une dépendance de la demande thermique en la température de consigne proche de la dépendance linéaire, mais différente du fait de la contribution solaire qui perd de l'importance lorsque la contribution par échanges convectifs/conductifs augmente. Ce phénomène est obtenu pour T_{CH} croissant et T_{CL} décroissant, i.e. vers les valeurs de droite dans les tableaux. Il est particulièrement marqué pour la demande en climatisation : le passage de 29 à 28°C de T_{CL} fait gagner $1.8 kWh/(m^2 \cdot an)$ à $Q_{b,CL,m}^A$ tandis que le même écart d'un degré de 23 à 22°C implique une augmentation de plus de $3 kWh/(m^2 \cdot an)$.

La variation moyenne de la demande thermique par degré Celsius vaut 10.0% pour le chauffage et 11.1% pour la climatisation. Les distributions statistiques sont données en Figure IV-16 et Figure IV-17.

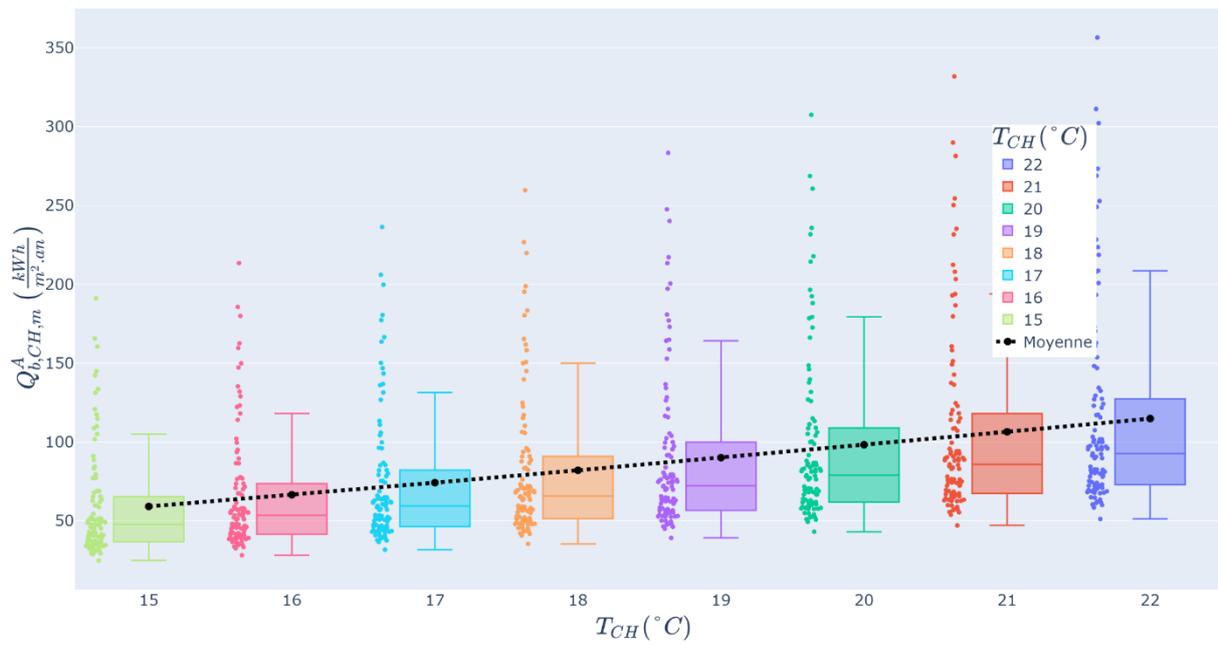


Figure IV-16 : Demande annuelle surfacique en chauffage selon la température de consigne, en Belgique

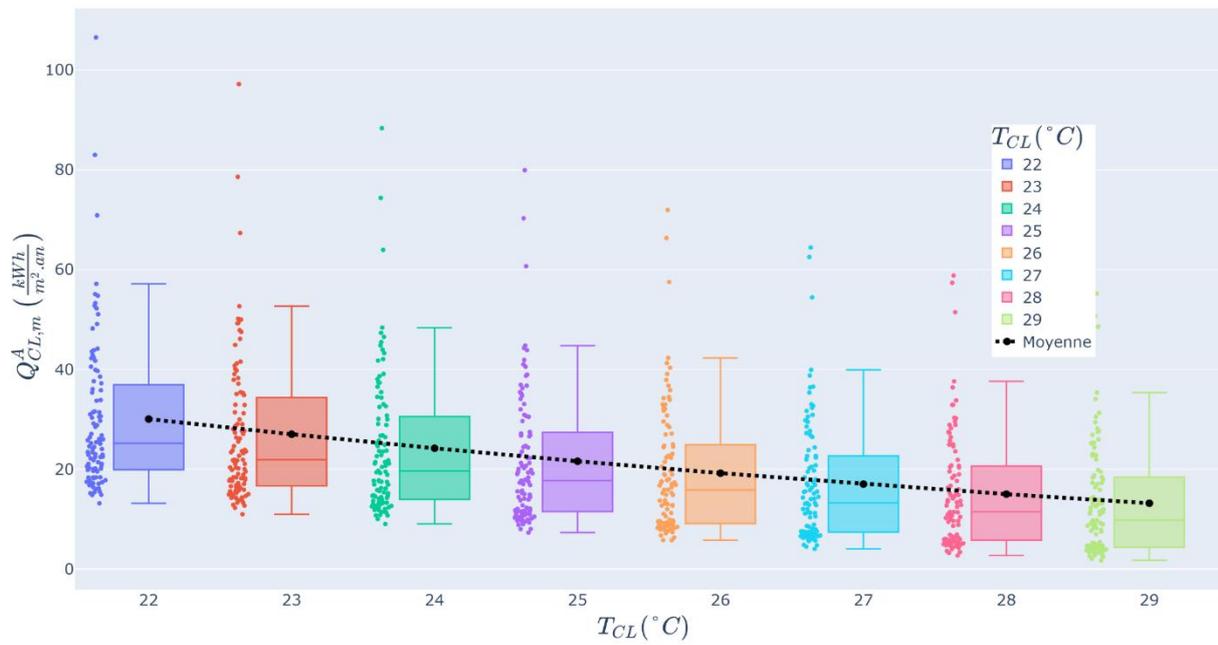


Figure IV-17: Demande annuelle surfacique en climatisation selon la température de consigne, en Belgique

IV.4.5 Conclusion

Le modèle adapté de demande a été appliqué à plus de 1700 bâtiments résidentiels issus de 20 pays européens. La comparaison des demandes en chauffage annuelle à celles prédites par le modèle Tabula (Tableau IV-2) permet d'estimer la qualité du modèle adapté. Les principales caractéristiques de la demande – énergie annuelle et facteurs de charges – montrent une hétérogénéité à la fois d'un pays à l'autre et d'un type de bâtiment à l'autre (Figure IV-11, Figure IV-12 et Figure IV-13).

IV.5 Demande en eau chaude sanitaire

IV.5.1 Introduction

La demande en ECS se distingue des demandes en chauffage et climatisation introduites en partie IV.3 pour différentes raisons.

D'abord, la température de distribution associée est supérieure aux exigences de confort du fait d'un risque de prolifération bactérienne à moyenne température. En effet, le développement de légionnelles dans l'eau stagnante dans les tuyauteries et stockages conduit à préférer des températures supérieures à 55°C au secondaire de l'émetteur (*Guide dimensionnement ECS habitat*, 2019). Contrairement aux demandes en chauffage et climatisation qui sont possiblement caractérisées par un seul émetteur, l'ECS est telle que l'émetteur est amalgamé avec les moyens de production et stockage installés en amont pour répondre à cette demande. Ainsi, cet émetteur est typiquement l'échangeur eau-eau attenante à une chaudière (gaz, fioul, biomasse) mais peut par exemple être un échangeur de RDC ou un condenseur de PAC.

Ensuite, cette demande existe toute l'année et sa dépendance au climat est faible (une légère diminution des puissances appelées s'observe néanmoins en été). Par ailleurs, la part utile de la demande – i.e. les soutirages – ne constitue qu'une partie de la puissance appelée, l'autre part étant dédié à la gestion du bouclage sanitaire pour éviter la prolifération de légionnelle. Notons que la part utile présente un foisonnement fort, aussi bien à l'échelle du bâtiment que de la ville.

Enfin, par définition, le fluide au secondaire de l'émetteur caractérisant cette demande est de l'eau, contrairement aux demandes en chauffage ou climatisation de l'espace qui sont associées à un air intérieur réchauffé ou refroidi. Cela pose la question d'un couple de température d'entrée et sortie au secondaire de l'émetteur ECS. Cet émetteur, par ailleurs et contrairement au chauffage et à la climatisation, peut être un équipement de stockage.

IV.5.2 Cas général d'un bâtiment

Braas et al. (Braas et al., 2020) étudient l'aspect énergétique des systèmes ECS des petits et grands bâtiments résidentiels, en aval de la production assurée par échangeur avec un RDC. Leur analyse porte sur les soutirages, le stockage et la distribution de l'eau du local technique jusqu'aux logements. Leur approche en simulation selon un pas de temps horaire permet de montrer que les pertes thermiques pendant la distribution représentent fréquemment plus de la moitié de la consommation totale. L'importance de ces pertes est expliquée par le fonctionnement permanent du système de circulation (ou bouclage sanitaire) qui assure qu'aucun volume d'eau tiède ne stagne dans les tuyaux, afin d'éviter les risques de prolifération bactérienne.

Par conséquent, on retient que 40% de la demande annuelle correspond à des pertes de distribution, conformément aux résultats de (Braas et al., 2020). Ces pertes sont supposées constantes.

Les 60% restants sont donnés par un profil de demande horaire déterminé suivant la méthode DHWCalc (Jordan, Vajen, Kassel, 2005). Cette modélisation prend en compte plusieurs points de soutirage dans le logement (douche, évier, etc...). DHWCalc repose sur des lois de probabilité définies pour chaque période temporelle de l'année, d'une durée de quelques heures à la variation saisonnière de la demande. Chacune de ces lois donne le volume d'ECS qu'il est

probable de soutirer à tout instant t au point de soutirage considéré. Le pas de temps peut être choisi de 3 min à une heure. Par ailleurs, la base de données Tabula donne le nombre de logements par bâtiment. Cette donnée est intégrée dans DHWCalc qui prend en compte le foisonnement. Le profil obtenu est un profil de soutirage ECS en litres au pas de temps horaire. On notera que la variation saisonnière due à une moindre demande en été est par hypothèse commune à tous les profils météorologiques m , ce qui est une simplification dans la mesure où l'été ne présente pas la même intensité à Chypre et au Danemark.

Les équations IV.28 à IV.31 présentent les deux contributions définissant la demande ECS en termes énergétique.

$$Q_{b,ECS}^A(t) = Q_{b,ECS}^{A,sout}(t) + Q_{b,ECS}^{A,circ}(t) \quad IV.28$$

$$\sum_t Q_{b,ECS}^{A,circ}(t) = 0.4 \times Q_{b,ECS}^A \quad IV.29$$

$$\sum_t Q_{b,ECS}^{A,sout}(t) = 0.6 \times Q_{b,ECS}^A \quad IV.30$$

$$\forall t, Q_{b,ECS}^{A,circ}(t) = Q_{b,ECS}^{A,circ}(0) \quad IV.31$$

On retient une énergie annuelle $Q_{b,ECS}^A = 20 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{an})$.

Deux raisonnements appuient le choix de cette valeur. D'une part, elle est proche de la moyenne constatée par Braas et al. (Braas et al., 2020) dans leur étude en simulation, i.e. $21.3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{an})$. D'autre part, elle est aussi proche de résultats d'une étude expérimentale menée par l'ADEME. Cette étude montre une consommation annuelle de $570 \text{ kWh}/(\text{an} \cdot \text{personne})$ dans des logements standards occupés par 2.1 personnes en moyenne (ADEME, COSTIC, 2016). La superficie des logements monitorés est inconnue mais une valeur de 63 m^2 est mentionnée par la même étude au sujet de la moyenne nationale concernant ce type de logement. Au total, la consommation surfacique annuelle vaut $\frac{570 \times 2.1}{63} = 19 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{an})$.

L'expression de $Q_{b,ECS}^A$ est donnée par l'Equation IV.32.

$$Q_{b,ECS}^A = \sum_t Q_{b,ECS}^A(t) \quad IV.32$$

Les températures associées au système ECS sont précisées par la Figure IV-18. Elles permettent de définir la température d'entrée de l'ECS au secondaire du système de chauffage, $T_{b,ECS}^F$ (Equation IV.33).

$$T_{b,ECS}^F(t) = \frac{T_{ECS}^{prel} \times Q_{b,ECS}^{A,sout}(t) + T_{ECS}^{circ} \times Q_{b,ECS}^{A,circ}(t)}{Q_{b,ECS}^{A,sout}(t) + Q_{b,ECS}^{A,circ}(t)} \quad IV.33$$

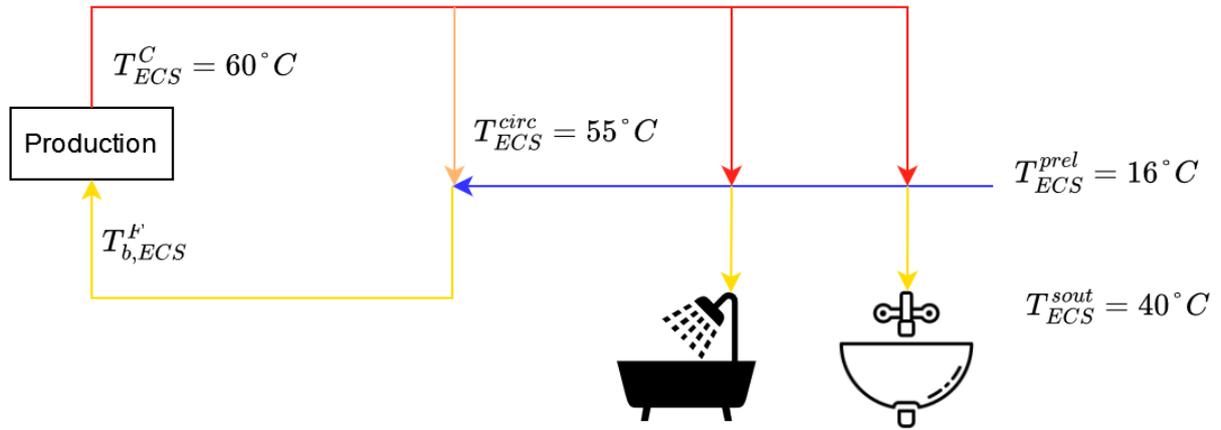


Figure IV-18: Distribution ECS au niveau bâtiment – régime opération

La modélisation en programmation linéaire d'un stockage ECS au secondaire de la production contraint à considérer la moyenne annuelle de $T_{b,ECS}^F(t)$ (Equation IV.34), comme expliqué dans la description du composant thermocline en Annexe I.3.3.

$$T_{b,ECS}^F \leftarrow \frac{\sum_t T_{b,ECS}^F(t)}{8760} \quad IV.34$$

La simultanéité dans la demande ECS de différents logements est effectivement prise en compte dans $Q_{b,ECS}^{A,sout}(t)$. Mais le système de production doit être dimensionné pour assurer des cas moins favorables que le maximum du profil $Q_{b,ECS}^{A,sout}(t)$ observé statistiquement sur un seul profil généré.

Ainsi, on définit une puissance de dimensionnement $Q_{b,ECS}^{A,dim}$ comme le maximum d'un profil DHWCalc au pas de temps 15 min. Ce profil, comme pour l'opération, prend en compte le nombre de logements du bâtiment. Des profils sont générés pour des valeurs spécifiques de nb_b^{loge} . Une régression est effectuée pour couvrir les valeurs manquantes ainsi que les grandes valeurs de nb_b^{loge} . La forme de la régression est donnée par l'Equation IV.35.

$$\begin{cases} \frac{Q_{b,ECS}^{A,dim}}{Q_{b,ECS}^{A,sout}} = \lambda_1 \times nb_b^{loge \lambda_2} \\ \lambda_2 < 0, \lambda_1 > 0 \end{cases} \quad IV.35$$

On note dans l'Equation IV.35 que la puissance de dimensionnement est rapportée à l'énergie annuelle de soutirage $Q_{b,ECS}^{A,sout}$ si bien que le ratio $Q_{b,ECS}^{A,dim}/Q_{b,ECS}^{A,sout}$ est une fonction décroissante de nb_b^{loge} du fait du foisonnement dans les appels de puissance.

Les résultats ainsi que le coefficient de détermination sont donnés par l'Equation IV.36.

$$\lambda_2 = -0.8903, \lambda_1 = 0.0453, R^2 = 0.9889 \quad IV.36$$

Les valeurs supports de nb_b^{loge} utilisées pour la régression sont toutes les valeurs jusqu'à 50 puis 60, 70, 80, 90, 100, 200 (Equation IV.37).

$$nb_b^{loge} \in [1, 50] \cup \{60, 70, 80, 90, 100, 200, 1000\} \quad IV.37$$

Suite au constat que l'effet de foisonnement cesse de croître avec nb_b^{loge} pour $nb_b^{loge} > 200$, on adapte l'Equation IV.35 en l'Equation IV.38.

$$\frac{Q_{b,ECS}^{A,dim}}{Q_{b,ECS}^{A,sout}} = \begin{cases} \lambda_1 \times nb_b^{loge \lambda_2} & \text{si } nb_b^{loge} \leq 200 \\ \lambda_1 \times 200^{\lambda_2} & \text{sinon} \end{cases} \quad IV.38$$

L'Equation IV.38 définit la puissance de dimensionnement (fonctionnement exceptionnel) en fonction d'une énergie de soutirage (fonctionnement classique) selon l'hypothèse où les températures du système ECS sont identiques dans les deux cas. En réalité, on suppose des températures défavorables lors de l'appel de la puissance de dimensionnement (Figure IV-19). Par ailleurs, la Figure IV-19 indique également que les pertes de circulation ne sont pas considérées dans cette situation de dimensionnement.

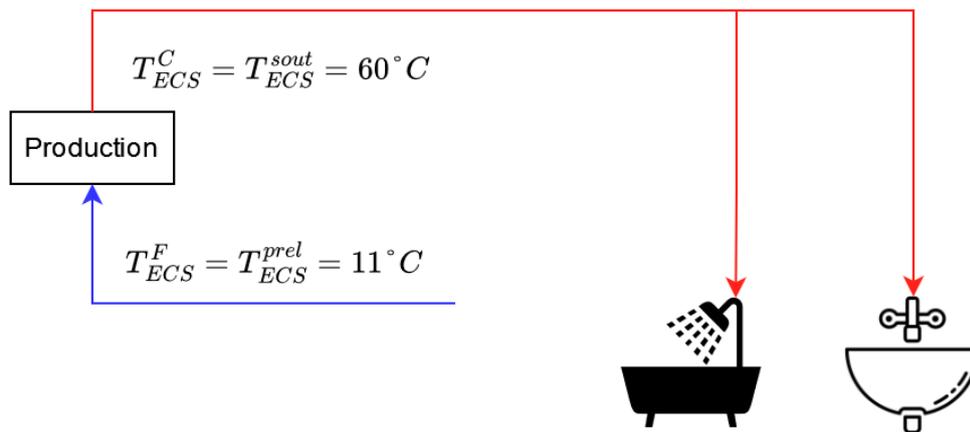


Figure IV-19: Distribution ECS au niveau bâtiment – régime dimensionnement

IV.5.3 Cas d'une ville

La modélisation d'une demande ECS à l'échelle de la ville implique également de prendre en compte la simultanéité dans les appels de puissance.

Pour le régime d'opération, la ville est approximée par un immeuble de 1000 logements. Cela a un effet seulement sur le profil de soutirage, et non sur la circulation qui compte toujours pour 40% de la demande totale selon un profil temporel constant. Ce choix $nb_b^{loge} = 1000$ est supporté par deux arguments. D'une part, la durée de simulation DHWCalc croît avec le nombre de logements si bien que considérer un nombre représentant une ville réelle ($nb_b^{loge} \sim 10^5$) n'est pas réalisable. D'autre part l'effet du foisonnement sur la demande quand le nombre de logements nb_b^{loge} augmente est d'autant plus faible que nb_b^{loge} est grand (Braas et al., 2020).

Pour le dimensionnement, la ville est traitée comme autant de bâtiments indépendants, i.e. chaque bâtiment b doit être équipé d'un système de production capable de répondre à la puissance maximale $Q_{b,ECS}^{A,dim}$.

IV.5.4 Limites du modèle

Considérer constante la température d'entrée de production ECS, $T_{b,ECS}^F$, induit une perte d'information pour le comportement du *composant Production* qui réchauffe le flux de $T_{b,ECS}^F$ à $T_{b,ECS}^C = 60^\circ C$. En effet, bien que l'amplitude de la demande ECS soit inchangée par ces considérations sur la température, l'efficacité des moyens de production elle se trouve affectée. C'est le cas par exemple d'une PAC dont le COP sera légèrement plus élevé pour $T_{b,ECS}^F$ élevé.

La Figure IV-20 présente $T_{b,ECS}^F(t)$ sur une semaine, avant opération de moyenne, pour un bâtiment fictif de 1000 logements et une répartition (*soutirage, circulation*) = (60%, 40%).

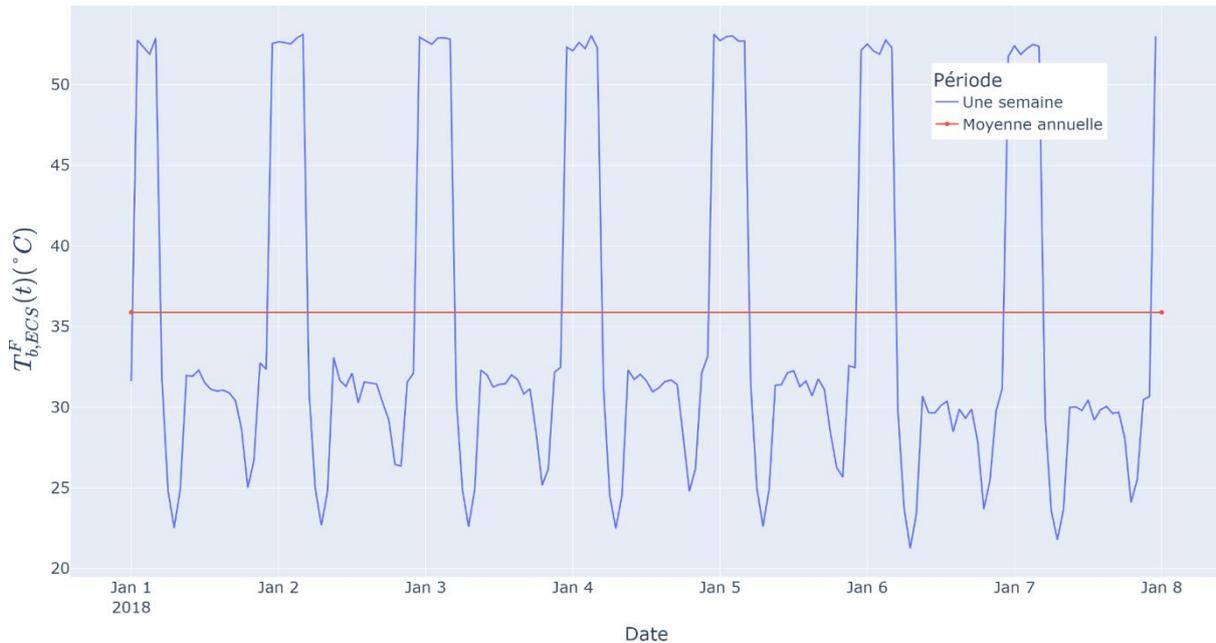


Figure IV-20: Illustration de la pertinence de l'opération de moyenne de la température d'entrée de production ECS, sur une semaine type

On constate que la moyenne annuelle de la température de retour ($T_{b,ECS}^F$ de l'Equation IV.34) est proche de $36^\circ C$. Lors des périodes d'absence de soutirage, la température de retour réelle atteint $T_{ECS}^{circ} = 55^\circ C$ (température de circulation), soit un écart de $55 - 36 = 19^\circ C$ par rapport à l'approximation retenue.

V. CHAPITRE V: APPLICATION DE LA METHODOLOGIE A UN CAS D'ETUDE EUROPEEN

Ce chapitre s'intéresse à la détermination des architectures thermiques adaptées à chaque contexte urbain en Europe. Cette recherche repose sur l'application de la méthodologie d'optimisation des systèmes thermiques (décrite en Chapitre II et III) et du modèle de demande des bâtiments résidentiels (présenté en Chapitre IV).

Après une caractérisation de la problématique, des solutions de production et stockage de l'énergie thermique sont définies et regroupées selon les tendances observées dans les systèmes urbains réels.

Leur capacité à satisfaire les différentes demandes thermiques est évaluée par la recherche de l'opération et du dimensionnement optimaux du système, selon des critères de performance économique, exergétique et CO₂.

Les limites du modèle déployé puis de la méthodologie d'optimisation elle-même (Chapitre II) sont discutées à la lumière d'une analyse des résultats.

V.1 Introduction

Du point de vue énergétique, les systèmes urbains diffèrent notamment les uns des autres d'une part par les demandes thermiques considérées et d'autre part par les vecteurs disponibles pour satisfaire ces demandes. La recherche de l'architecture thermique optimale pose implicitement la question de la capacité d'une architecture donnée à répondre à chaque situation urbaine particulière. La performance de l'architecture dépend du critère considéré et ceci complique encore la définition d'une architecture performante en toutes circonstances (par exemple, les émissions CO₂ lors de l'opération du système).

L'objectif de cette étude est de déterminer quelle architecture doit prévaloir dans quel contexte.

La littérature scientifique regorge de travaux évaluant le potentiel de solutions thermiques dans des contextes énergétiques spécifiques. Tunzi et al. (Tunzi et al., 2020) comparent un RDC de 4^{ème} génération aux PAC individuelles dans un cas de faible densité énergétique de demande au Danemark. Ils montrent qu'une production de chaleur (ECS) partiellement décentralisée et des basses températures de distribution permettent de répondre aux demandes de bâtiments résidentiels de manière énergétiquement (pertes thermiques de distribution faibles) et économiquement (grand écart de température entre les deux lignes du réseau) performante. Leur approche couvre les aspects énergétiques (quel volume énergétique consommé) et capacitaire (quelle puissance maximale appelée) des demandes thermiques afin de montrer la faisabilité complète de leur solution. Des quartiers résidentiels de très haute performance thermique sont reliés à des centres commerciaux excédentaires en chaleur par deux lignes dont l'opération hydraulique est indépendante. Le système étudié est donc assez spécifique, ce qui classe cette étude comme celles évaluant des architectures thermiques novatrices dans des contextes non limitants. Leur but est de définir l'optimum technologique de futurs systèmes réels pionniers. A l'inverse, d'autres travaux déterminent l'applicabilité de solutions déjà répandues à des systèmes cumulant des difficultés énergétique et environnemental. C'est le cas notamment de Soltero et al. (Soltero et al., 2018) dont l'étude porte sur la faisabilité économique du remplacement de chaudières diesel par des RDC à mix énergétique dominé par la biomasse. Le contexte spécifique de petites villes rurales, en Espagne, a des incidences sur la demande comme sur la production. La demande en chaleur y est hétérogène du fait de résidences secondaires majoritairement inoccupées et d'un mélange de logements pour des foyers à faible revenus (peu consommateurs) et de bâtiments peu performants (fortement consommateurs). La production est quant à elle affectée par une disponibilité de ressource en biomasse variable d'un projet à l'autre.

Dans l'ensemble, les travaux existants comparent une solution thermique en réseau à une solution individuelle, dans des contextes réels. Peu de travaux comparent plusieurs solutions thermiques en réseau à plusieurs solutions individuelles en situation urbaine moyenne. L'approche esquissée dans les chapitres II et III permet de lever ce verrou en représentant une ville à partir d'un petit nombre d'acteurs représentatifs des différents contextes rencontrés dans cette ville. Ces acteurs sont associés à des *hubs* qui déploient les meilleures solutions thermiques pour répondre à leurs demandes. Les synergies et compétitions inter-technologies mènent à une architecture thermique sur mesure et capable de répondre aux demandes thermiques du territoire.

V.2 Définition des cas d'étude

Le cas d'étude est explicité ici dans sa dimension physique. Des profils de demande thermique pertinents pour traiter la problématique soulevée sont construits. Ces profils sont peu nombreux, conformément à l'optique de réduction de la complexité spatiale présentée en partie III.1 (Chapitre III). La sélection des composants adéquats ainsi que leur paramétrisation sont argumentées en vue de l'optimisation PLNE de l'ensemble.

V.2.1 Définition de la demande thermique

V.2.1.1 Sélection de deux pays

L'étude est menée de manière indépendante dans deux villes européennes différentes. Le choix d'une ville conditionne les données météorologiques utilisées pour l'opération du système (qui définissent les demandes en chauffage et climatisation) et les coûts d'achat et de vente de l'électricité sur le réseau national (définis par le pays associé à la ville).

L'Italie (IT) et la Suède (SE) sont retenues pour leur climat relativement opposé parmi les pays européens. Deux années météorologiques typiques (*TMY*) de la période 2007-2016 des villes de Rome et Stockholm sont utilisées (*Photovoltaic Geographical Information System, 2022*).

Notons que concernant l'Italie, il était relevé dans le Chapitre IV que la demande en chauffage estimée par le modèle de demande adapté était bien inférieure à celle du modèle original Tabula du fait d'un profil météorologique particulièrement chaud.

La Figure V-1 donne un aperçu des données climatiques par la moyenne hebdomadaire de la température de l'air extérieur. La saison de climatisation, complémentaire de la saison de chauffe, est également indiquée. D'autres informations sur les profils météorologiques sont données par l'Annexe III.1.

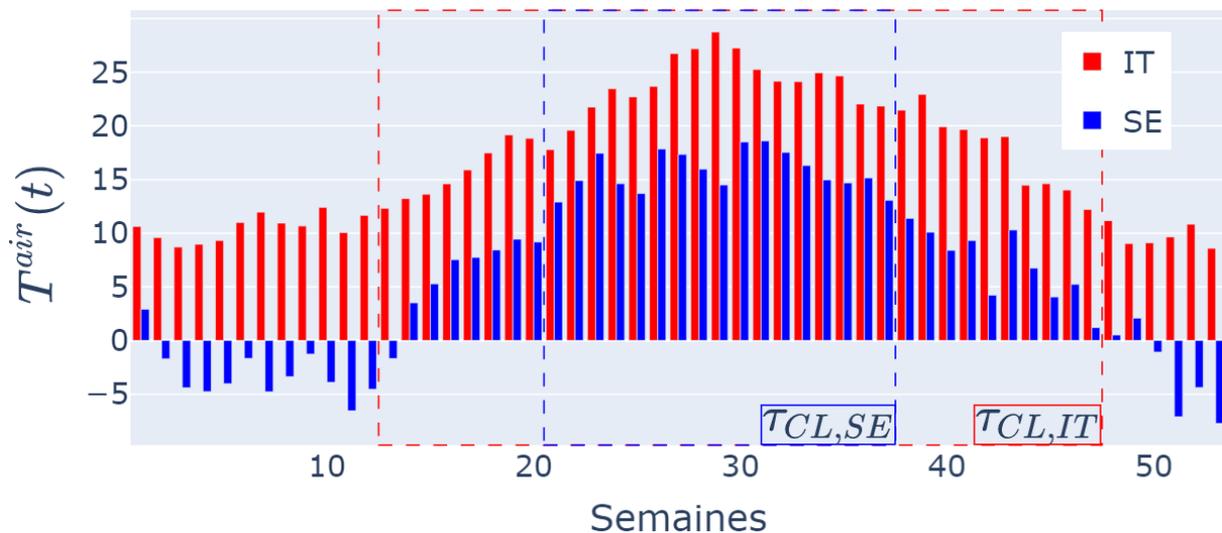


Figure V-1: Présentation des climats retenus pour l'Italie (IT, Rome) et la Suède (SE, Stockholm)

V.2.1.2 Agrégation du parc immobilier toutes époques

Mis à part le pays, les bâtiments de la base de données Tabula sont caractérisés par leur taille, leur période de construction et leur niveau de rénovation.

Le parc de bâtiment modélisé ne peut pas atteindre la similarité avec le parc réel de la ville considérée, du fait d'un manque de données exactes. Ce parc traduit néanmoins un contexte urbain générique en utilisant avec méthodologie des données de bâti du parc national du pays en question (lesquelles sont issues de la base Tabula). Cette méthodologie est décrite ci-après.

On considère une ville représentée par deux tailles de bâtiments, à savoir des maisons individuelles détachées (SFH) et des petits logements collectifs (MFH). Le choix de ces bâtiments conditionne d'une part le dimensionnement du système ECS (dépend du nombre de logements par bâtiment) et d'autre part les profils de demande surfacique en chauffage et climatisation (du fait de contributions différentes en transmission, ventilation et apports solaire).

La surface thermique totale de la ville A^{SYS} est le cumul sur l'ensemble des bâtiments du système de leur surface chauffée (qui est également la surface climatisée). Il est explicité dans le Chapitre IV que les logements individuels, assimilés à *SFH*, représentent une part plus importante dans A^{SYS} que les logements collectifs, assimilés à *MFH*. Cette donnée statistique concerne le niveau national, lequel diffère du milieu urbain qui lui présente une proportion de logements collectifs importante. Des données de l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) énoncent par exemple que l'unité urbaine de Paris est telle que seules 21% des résidences principales étaient des logements individuels au 1^{er} janvier 2021. Ce chiffre valait 40% pour les unités urbaines françaises de plus de 100 000 habitants (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques, 2021). Ces valeurs peuvent d'ailleurs sembler élevées, mais il est rappelé par l'INSEE que l'unité urbaine est définie comme « une commune ou un ensemble de communes présentant une zone de bâti continu (pas de coupure de plus de 200 mètres entre deux constructions) qui compte au moins 2 000 habitants » (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques, 2020). Cette définition fait donc considérer des milieux péri-urbains, dont la desserte par réseaux thermiques est moins fréquente qu'en milieu urbain mais néanmoins possible. Pour cette étude, on suppose que la ville est constituée à 25% de logements individuels ($p_{SFH} = 25\%$) contre 75% de logements collectifs ($p_{MFH} = 75\%$).

On considère deux scénarios de rénovation thermique des bâtiments. Les bâtiments du système sont soit dans leur état initial (*NR*, non rénové), soit dans un état de rénovation poussée (*HR*, hautement rénové).

Reste la dimension temporelle, i.e. le regroupement des bâtiments de la base de données Tabula par période de construction. Des données caractérisant le parc de bâtiments résidentiels pour chaque pays sont rendues disponibles par la Commission Européenne (*EU Buildings Factsheets*, 2017). Ces données consistent en la proportion des bâtiments du parc résidentiel national actuel construits durant une période temporelle donnée, toutes tailles confondues. Ces périodes temporelles sont communes à tous les pays et données par le Tableau V-1. On suppose que la période antérieure à 1944 a pour origine 1901 (proportion négligeable de bâtiments construits avant 1901) et que la période démarrant en 2011 se termine en 2017.

Tableau V-1: Périodes temporelles considérées par (*EU Buildings Factsheets*, 2017)

Périodes définies	<1944	1945-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2010	>2011
Simplification	1901-1944	1945-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2010	2011-2017

Les proportions sont visibles pour l'Italie et la Suède en Figure V-2.

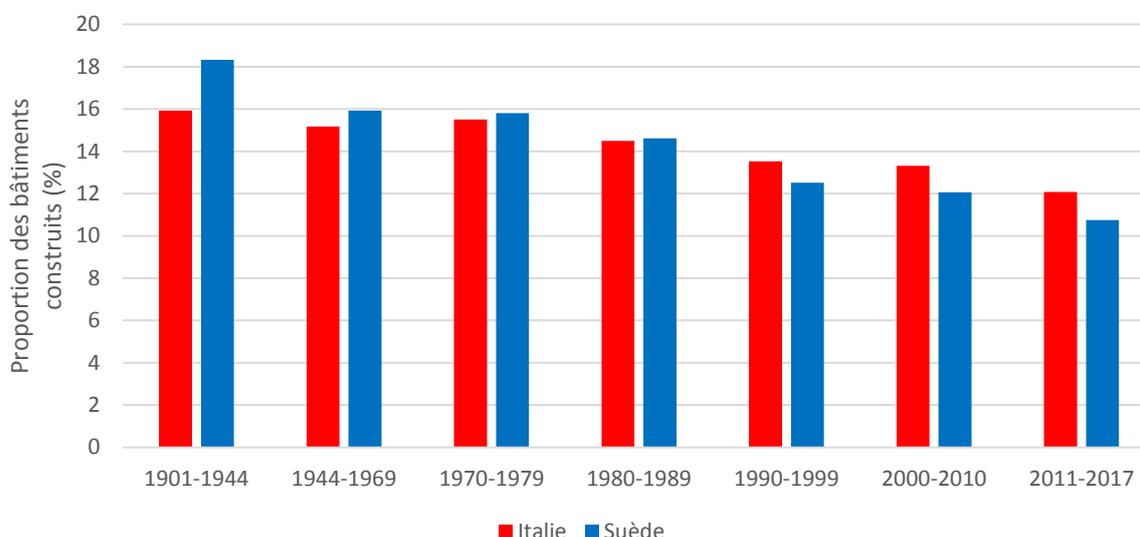


Figure V-2: Proportions des bâtiments dans le parc résidentiel national par période de construction (*EU Buildings Factsheets*, 2017)

Ces données sont utilisées pour pondérer les demandes des bâtiments de la base de données Tabula par période de construction. Cela suppose d'une part que ces données relevant du niveau national sont valides à l'échelle de la ville, et d'autre part que ces données représentent de manière égale chaque taille de bâtiment.

Les périodes considérées dans le projet Tabula sont données par le Tableau V-2 et le Tableau V-3. Ces périodes sont également simplifiées selon les hypothèses mentionnées précédemment. En Italie les bâtiments antérieurs à 1900 sont négligés. En Suède, on suppose que les bâtiments de la période 2006-2017 sont identiques à la période 1996-2005.

Tableau V-2: Périodes temporelles considérées par le projet Tabula, pour l'Italie

Périodes définies	<1900	1901-1920	1921-1945	1946-1960	1961-1975	1976-1990	1991-2005	>2006
Simplification		1901-1920	1921-1945	1946-1960	1961-1975	1976-1990	1991-2005	2006-2017

Tableau V-3 : Périodes temporelles considérées par le projet Tabula, pour la Suède

Périodes définies	<1960	1961-1975	1976-1985	1986-1995	1996-2005	>2005
Simplification	1901-1960	1961-1975	1976-1985	1986-1995	1996-2017	

Les périodes utilisées par la Commission Européenne (*EU Buildings Factsheets*, 2017) et le projet Tabula diffèrent. Ce problème est résolu en passant par la somme continue des données.

D'abord, le cumul par années des données de (*EU Buildings Factsheets, 2017*) (présentées en Figure V-2) est calculé . Ce cumul est montré en Figure V-3. Les équations de chaque segment du cumul sont déterminées et appliquées aux périodes de chaque pays (données en Tableau V-2 et Tableau V-3) pour définir la monotone équivalente. Cette monotone équivalente est différenciée par rapport au temps afin d'obtenir de nouveaux des proportions par période de construction.

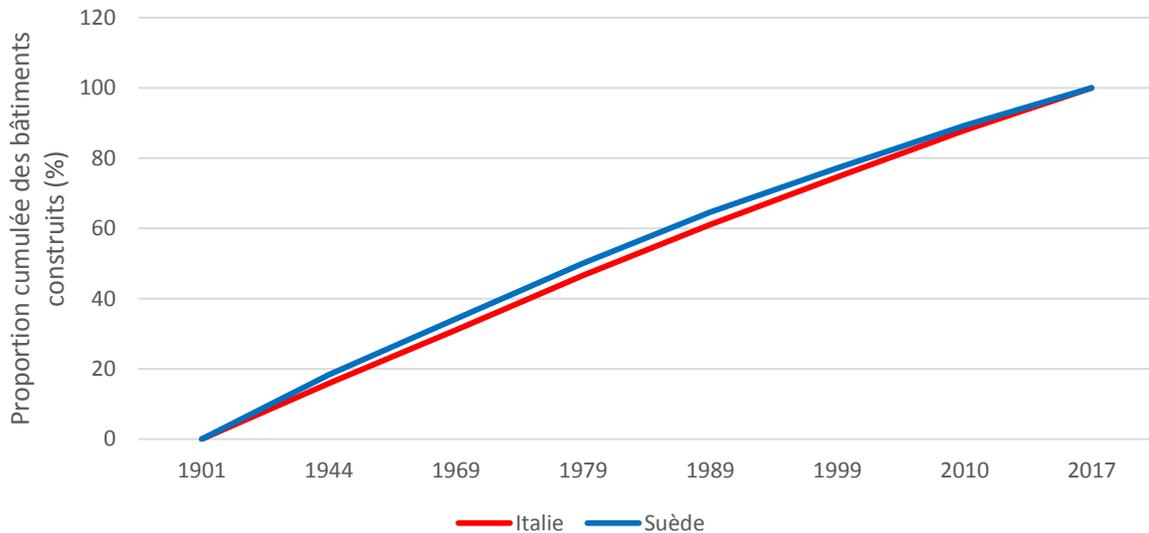


Figure V-3: Proportions cumulées des bâtiments dans le parc résidentiel national par période de construction (*EU Buildings Factsheets, 2017*)

Les proportions résultantes sont données par la Figure V-4 pour l'Italie et la Figure V-5 pour la Suède.

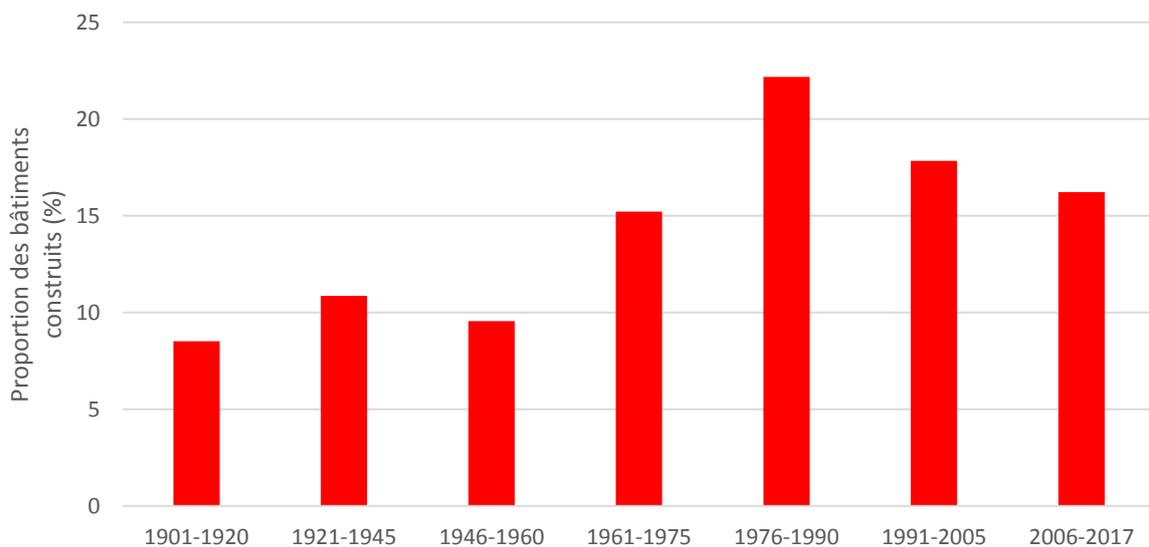


Figure V-4: Proportions des bâtiments dans le cas d'étude, pour l'Italie

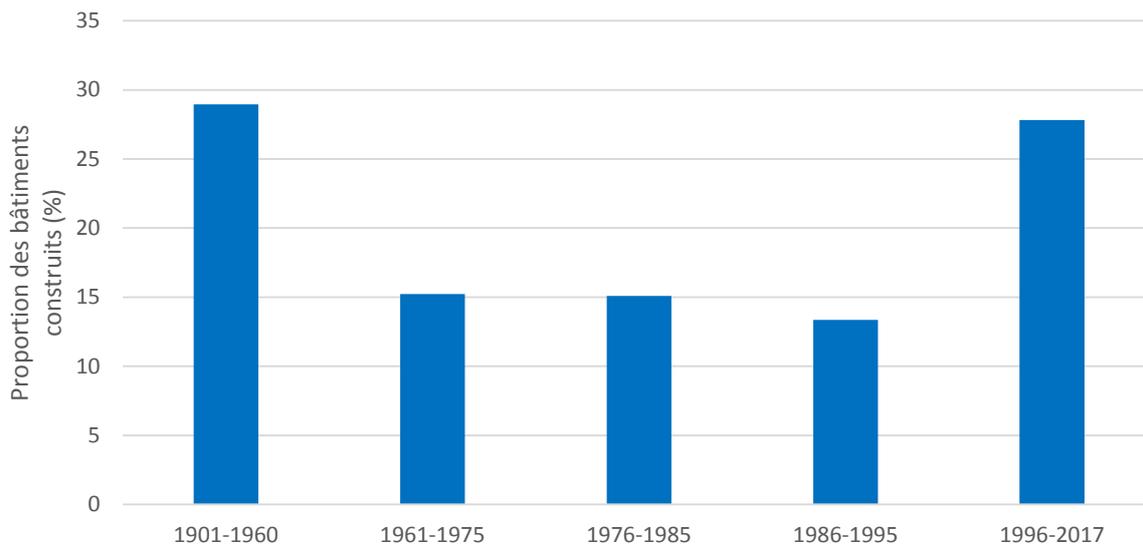


Figure V-5: Proportions des bâtiments dans le cas d'étude, pour la Suède

Un pays, une taille de bâtiment et un scénario de rénovation définissent un panel de bâtiments associés aux proportions spécifiées par les Figure V-4 et Figure V-5. Ces proportions sont utilisées pour pondérer les paramètres portés par chaque bâtiment. Ces paramètres sont la capacité de dimensionnement ECS, la capacité maximale de stockage thermique, la surface maximale utilisable pour l'installation de panneaux solaires thermiques plans et les demandes en chauffage et en climatisation. Pour rappel, ces paramètres sont calculés à partir de propriétés du bâtiment, lesquelles sont par exemple le nombre de logements, la surface de toiture ou encore la surface vitrée totale du bâtiment. La Figure V-6 résume cette démarche.

Notons que l'approche qui consiste à obtenir un bâtiment moyen par pondération de ses propriétés puis de calculer les paramètres de ce bâtiment moyen ne présente pas de sens physique et n'a donc pas été explorée.

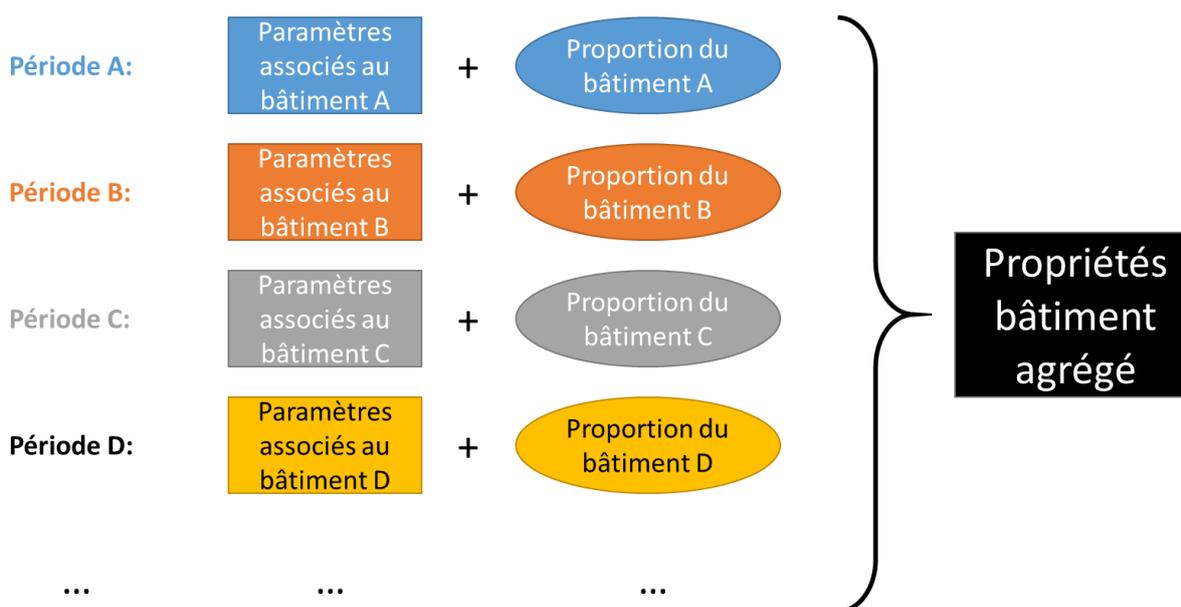


Figure V-6: Procédure de prise en compte des périodes de construction des bâtiments

Pour résumer, chaque pays est associé à 25% de bâtiments de taille *SFH* et 75% de bâtiments de taille *MFH*. Les propriétés associées à ces bâtiments sont représentatives du bâti résidentiel national du pays considéré. Un scénario de demande avec bâtiments rénovés (HR) diffère du scénario où ces bâtiments sont dans leur état initial (NR).

V.2.1.3 Agrégation spatiale

Les demandes surfaciques des bâtiments doivent être généralisées à l'échelle du système. Le modèle de spatialisation, présenté en partie III.1 (Chapitre III), fondé sur le *plot ratio* e^{SYS} et la longueur effective w^{SYS} est appliqué. Soient e_{SFH} et e_{MFH} les *plot ratio* associés aux bâtiments *SFH* et *MFH*, quel que soit le pays ou le taux de rénovation considéré. Leurs valeurs, spécifiées par les équations III.6 et V.2, sont inspirées de Persson et Werner (Persson, Werner, 2011) qui considèrent des quartiers « de centre-ville » (*inner city areas*) et des quartiers « péri-urbains » (*outer city areas*).

$$e_{SFH} = 0.3 \quad V.1$$

$$e_{MFH} = 0.5 \quad V.2$$

Le *plot ratio* équivalent du système est donné par l'Equation V.3.

$$e^{SYS} = \frac{1}{\frac{p_{SFH}}{e_{SFH}} + \frac{p_{MFH}}{e_{MFH}}} = \frac{1}{\frac{0.25}{0.3} + \frac{0.75}{0.5}} \simeq 0.43 \quad V.3$$

Pour rappel, la superficie de la ville $A^{SYS,terre}$ définit la surface thermique totale A^{SYS} (Equation V.4) et donc l'amplitude des demandes en chauffage, climatisation et ECS (équations V.6 et V.7). Elle définit aussi la longueur de réseau L^{SYS} (Equation V.5).

$$A^{SYS} = e^{SYS} \times A^{SYS,terre} \quad V.4$$

$$L^{SYS} = \frac{A^{SYS,terre}}{w^{SYS}} \quad V.5$$

$$\forall b \in \{SFH, MFH\}, \forall d \in \{CL, CH, ECS\}, \forall r \in \{NR, HR\}, \quad V.6$$

$$Q_{b,d,r}(t) = A_b^{SYS} \times Q_{b,d,r}^A(t)$$

$$A_b^{SYS} = p_b \times A^{SYS} \quad V.7$$

L'Equation V.8 montre que la densité énergétique linéaire d'un réseau n , Q_n^L (kWh/an), est indépendante de la demande annuelle Q_d à laquelle il répond (par exemple Q_{CH} (kWh/an), demande en chauffage). Ceci est dû au fait que w^{SYS} est seulement fonction de e^{SYS} .

$$Q_n^L \propto \frac{Q_d}{L^{SYS}} \propto \frac{A^{SYS}}{L^{SYS}} \propto e^{SYS} \times w^{SYS} \quad V.8$$

On suppose $A^{SYS,terre} = 10km^2$, soit l'ordre de grandeur d'une petite ville ou d'un quartier de grande ville européenne. On peut noter alors que $A_{SFH}^{SYS} = 1.07 km^2$, $A_{MFH}^{SYS} = 3.21 km^2$ et $L^{SYS} = 167 km$.

Les demandes thermiques des différents systèmes considérés sont présentées en Annexe III.2.

La spatialisation des demandes fait donc considérer dans chaque scénario de rénovation r deux *hubs* consommateurs, SFH et MFH. Un *hub* décrivant une centrale de production (CPP), est reliée à SFH et MFH par l'intermédiaire d'un ou plusieurs réseaux thermiques. Le système dans son ensemble est visible en Figure V-7.

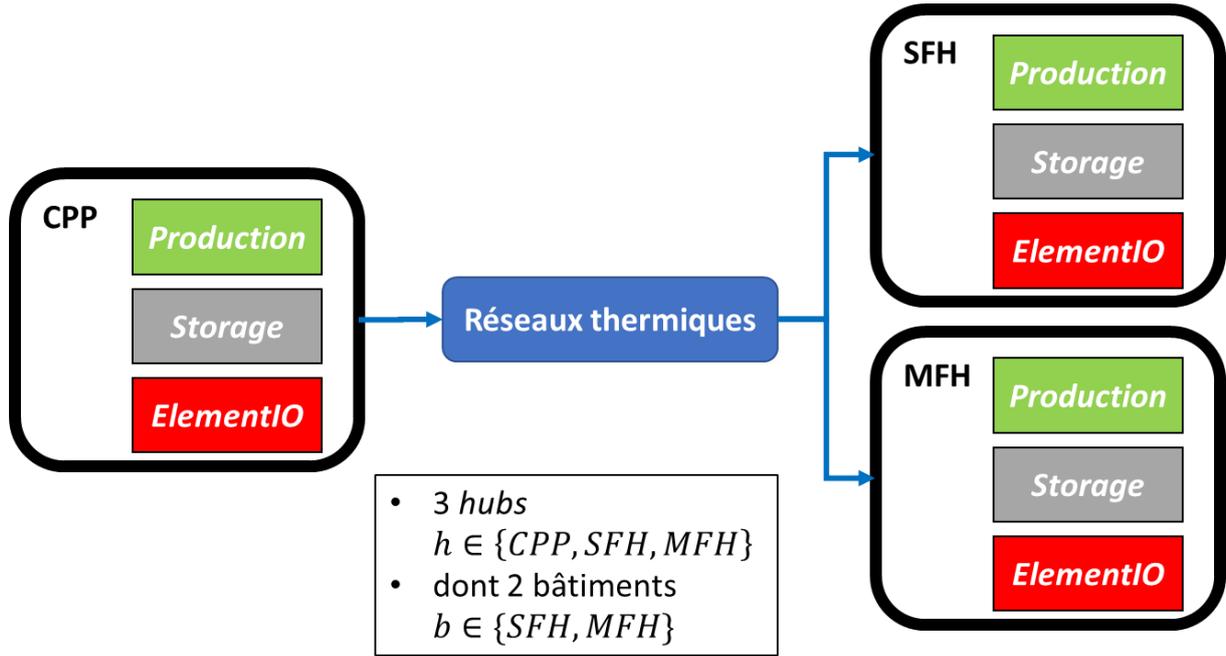


Figure V-7: Système énergétique considéré, pour tout scénario $r \in \{NR, HR\}$

V.2.1.4 Construction des demandes

La demande surfacique de chaque bâtiment en chauffage (respectivement en climatisation) est calculée avec une température de consigne donnée par l'Equation V.9 (respectivement Equation V.10). Ces températures sont celles retenues respectivement par les projets européens Tabula et Ecoheatcool (Euroheat & Power, 2006).

$$T_{CH} = 20^{\circ}C \quad V.9$$

$$T_{CL}(t) = \max(T^{air}(t) - 7, 22) \quad V.10$$

La demande en ECS est obtenue par mise à l'échelle de la ville (partie IV.5.3, Chapitre IV) et est donc identique pour chaque bâtiment (SFH/MFH, NR/HR). Les proportions (60%, 40%) mentionnées en Chapitre IV concernant les parts soutirage et circulation sont conservées.

V.2.2 Choix du contexte technico-économique

V.2.2.1 Paramétrage des vecteurs associées à la demande

Les demandes thermiques définies à l'échelle du bâtiment sont associées à des vecteurs thermiques pour communiquer avec les composants *Production* et *Storage* qui les assureront. Ces vecteurs dépendent dans les systèmes réels des réseaux de distribution et émetteurs à l'échelle bâtiment, qui sont en dehors des frontières du système considéré.

V.2.2.1.1 Eau chaude sanitaire

La demande ECS est associée au vecteur thermique par paire $v_{ECS} = (v_{ECS}^F, v_{ECS}^C)$ décrivant l'eau froide réchauffée pour soutirage. Les températures $T_{ECS}^C(t)$ et $T_{ECS}^F(t)$ sont respectivement identiques aux grandeurs $T_{ECS}^C(t)$ et $T_{b,ECS}^F(t)$ définies en partie IV.5.2 (Chapitre IV). En pratique, $T_{ECS}^C(t) = 60^\circ C$ et $T_{ECS}^F(t) = 36^\circ C$.

Pour rappel, l'agencement des composants *Production* et *Storage* concernant l'ECS se fait dans le cas général selon la Figure V-8. Notons que chaque bloc de production peut regrouper plusieurs équipements en parallèle.

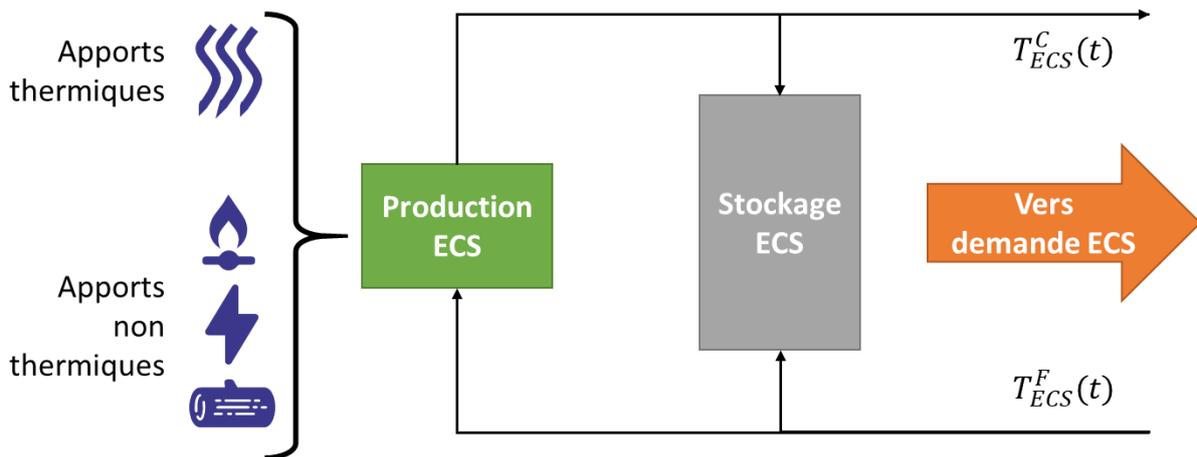


Figure V-8: Agencement des composants ECS en local technique de bâtiment

V.2.2.1.2 Chauffage

La demande en chauffage est dépendante de la taille du bâtiment b (SFH/MFH) et du scénario de rénovation r (NR/HR) considéré, mais les températures associées au primaire de l'émetteur dépendent uniquement du niveau de rénovation r . Lorsque $r = NR$, on suppose que ces bâtiments peu performants sont équipés de radiateurs muraux haute température. Jangsten et al. (Jangsten et al., 2017) étudient dans le cas suédois les températures des émetteurs de chauffage de bâtiments connectés à un RDC. Leur étude rassemble les données de 109 systèmes de distributions à l'échelle du bâtiment, chaque système couvrant de 20 à 300 logements. Une des conclusions de l'étude est que la température de l'eau chaude décroît lorsque la température extérieure T^{air} croît. En particulier, les plus hautes températures aller valent environ $80^\circ C$ au point de dimensionnement $T^{air}(t) = -16^\circ C$ et $40^\circ C$ pour $T^{air}(t) = 15^\circ C$. On définit par conséquent la température du fluide entrant dans les émetteurs chauffage par la loi d'eau précisée en Equation V.11.

$$T_{CH,NR}^C(t) = \begin{cases} 80^\circ\text{C} & \text{si } T^{air}(t) < -15^\circ\text{C} \\ 80 - \frac{T^{air}(t) + 15}{30} \times 40 & \text{si } T^{air} \in [-15^\circ\text{C}, 15^\circ\text{C}] \\ 40^\circ\text{C} & \text{si } T^{air} > 15^\circ\text{C} \end{cases} \quad V.11$$

Une température $T_{CH,NR}^C(t)$ proche de 80°C est difficile à atteindre pour certains composants *Production*. Pour ces composants, on considère une température intermédiaire $T_{CH,NR}^{inter} = 60^\circ\text{C}$. L'élévation de température de $T_{CH,NR}^F$ à $T_{CH,NR}^{inter}$ n'est donc pas assurée par les mêmes composants que celle de $T_{CH,NR}^{inter}$ à $T_{CH,NR}^C$.

Par ailleurs, Jangsten et al. montrent que la température de retour dépend dans une moindre mesure de $T^{air}(t)$, avec en moyenne 42°C pour $T^{air}(t) = -16^\circ\text{C}$ et 24°C pour $T^{air}(t) = 15^\circ\text{C}$. On retient une valeur constante $T_{CH,NR}^F = 35^\circ\text{C}$.

La Figure V-9 résume l'arrangement des composants *Production* reliés aux émetteurs chauffage. Aucune chute de température n'est considérée entre le local technique de bâtiment et les émetteurs situés dans les logements.

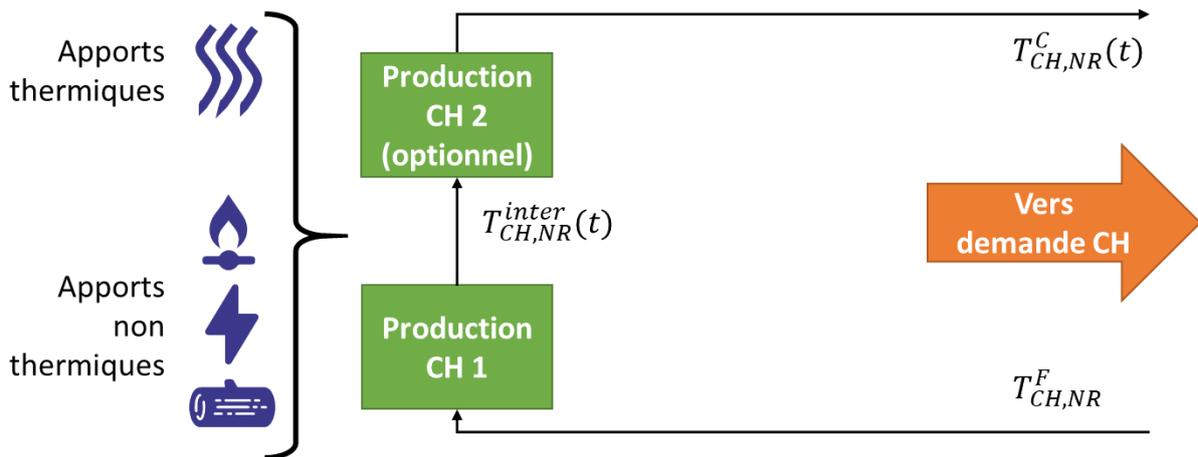


Figure V-9: Agencement des composants CH en local technique de bâtiment non rénové

Dans le cas des bâtiments rénovés, $r = HR$, on suppose l'usage d'un plancher chauffant. Le Comité Scientifique et Technique des Industries Climatiques (COSTIC) recommande une température aller comprise entre 35°C et 40° (COSTIC, 2002). On retient $T_{CH,HR}^C = 35^\circ\text{C}$. En supposant un écart de 10K entre les deux lignes, la température de retour vaut $T_{CH,HR}^F = 25^\circ\text{C}$ et vérifie bien $T_{CH,HR}^F > T_{CH}$, i.e. la température du fluide froid dans l'émetteur reste supérieure à la température de consigne de l'air intérieur. L'agencement des composants *Production* est donné par la Figure V-10.

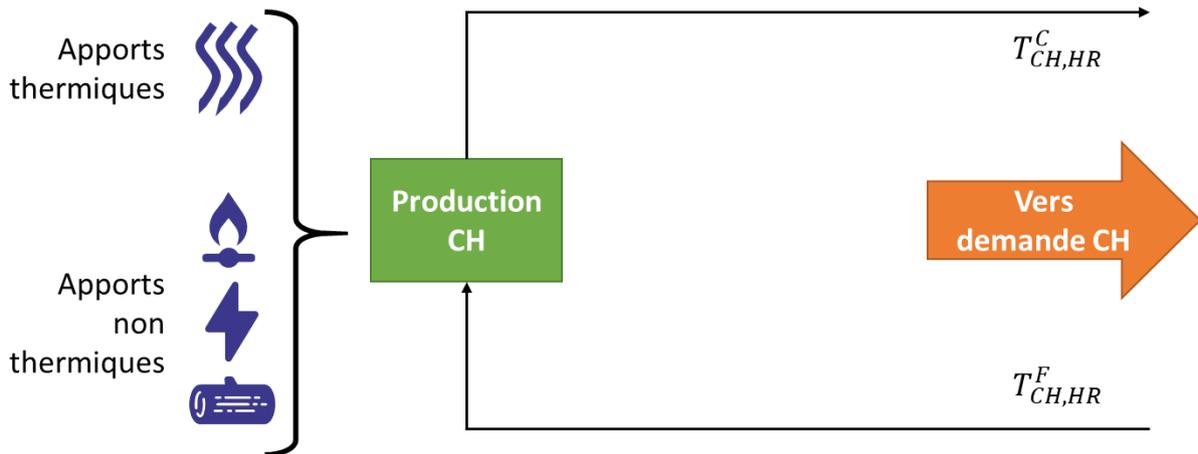


Figure V-10: Agencement des composants CH en local technique de bâtiment rénové

V.2.2.1.3 Climatisation

Comme le chauffage, les températures des émetteurs pour la demande en climatisation dépendent du niveau de rénovation du bâtiment.

Les bâtiments non rénovés sont supposés équipés de ventilo-convecteurs à eau. Cette eau quitte la production à une température $T_{CL,NR}^F = 7^\circ C$ et revient réchauffée à $T_{CL,NR}^C = 12^\circ C$.

Les bâtiments rénovés sont équipés d'un plancher rafraichissant. L'usage d'un plancher rafraichissant pose un problème de condensation lorsque la température d'entrée dans le plancher $T_{CL,HR}^F$ est environ inférieure à $18^\circ C$ (COSTIC, 2002) pour un climat similaire au climat français. En pratique, la température de consigne en climatisation $T_{CL}(t)$, décrite par l'Equation V.10, est dépendante de la température de l'air extérieur $T^{air}(t)$, si bien que la demande en climatisation est limitée lorsque les risques de condensation sont élevés (i.e. lorsque $T^{air}(t)$ est élevée). Par ailleurs, la température extrême admissible pour un plancher refroidissant est aussi basse que $12^\circ C$, d'après le COSTIC. On retient donc $T_{CL,HR}^F = 15^\circ C$. La température de sortie d'émetteur est contrainte par la température de consigne pour la climatisation, laquelle est minorée par $22^\circ C$ (Equation V.10). On utilise donc $T_{CL,HR}^C = 20^\circ C$.

La Figure V-11 décrit l'agencement des composants production en amont des émetteurs dans le cas de la climatisation.

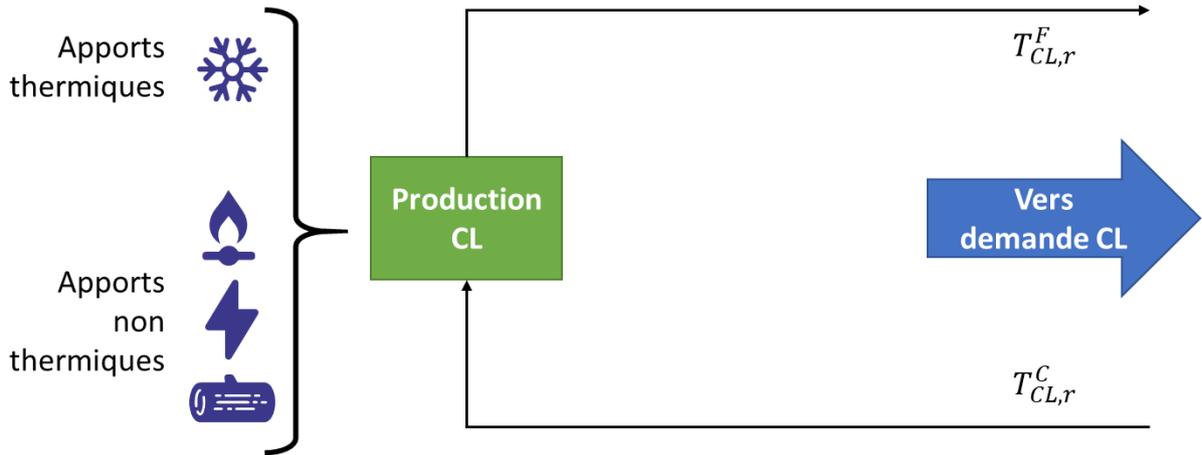


Figure V-11: Agencement des composants CL en local technique de bâtiment

V.2.2.2 Paramétrage des autres vecteurs énergétiques

La température exergétique de référence est $T_{REF}^{EX}(t) = T^{air}(t)$.

V.2.2.2.1 Vecteurs non thermiques

Trois types de vecteurs énergétiques non thermiques sont utilisés pour satisfaire les demandes.

Le vecteur gaz naturel est disponible pour tous les *hubs* CPP, SFH et MFH, sans limitation de puissance. L'électricité est disponible pour tous les *hubs*. En centrale CPP, l'import et l'export sont permis dans la limite de 200 MW, comme le précise l'Equation V.12.

$$|F_{CPP,elec}^{EXT}(t)| \leq 2 \times 10^5 \quad V.12$$

Le vecteur biomasse est utilisé uniquement par CPP et représenté par des granulés bois. On considère une puissance maximale d'approvisionnement de la centrale de 200 MW. Ce choix est argumenté par la capacité d'approvisionnement de la centrale au quotidien. En effet, soit $PCI_{biom} = 4.92 \text{ kWh/kg}$ le pouvoir calorifique inférieur des granulés bois à 5% d'humidité (*Generation of electricity and district heating*, 2020). L'Equation V.13 désigne la quantité de biomasse consommée à l'instant t de durée Δt .

$$m_{biom}(t) = \frac{F_{CPP,biom}^{EXT}(t) \times \Delta t}{PCI_{biom}} \quad V.13$$

En considérant la limitation $F_{CPP,biom}^{EXT}(t) \geq -200 \text{ MW}$ appliquée sur un pas de temps horaire $\Delta t = 1h$, la quantité maximale de bois livrée en une heure vaut environ 41 tonnes. Cette masse est de l'ordre de grandeur de la capacité maximale d'un semi-remorque.

Une limitation en énergie annuelle est également imposée à 250 GWh/an (Equation V.14).

$$\sum_t F_{CPP,biom}^{EXT}(t) \times \Delta t \geq -2.5 \times 10^8 \text{ kWh/an} \quad V.14$$

Cette limite est argumentée et resituée dans un contexte réel en Annexe III.3.

On associe au gaz naturel et à la biomasse des températures de flamme respectives $T_{gaz}^{EX} = 1690^{\circ}C$ (Tilagone, Lecointe, 2014) et $T_{biom}^{EX} = 800^{\circ}C$ (Autret, Rogaume, 2011). Ces températures dépendent de nombreux facteurs, dont la quantité d'air injecté en excès lors de la combustion. Vu l'échelle des systèmes réels modélisés (plusieurs milliers d'équipements), les valeurs retenues sont par nature une moyenne des valeurs qui seraient constatées dans un système réel.

Ces trois vecteurs sont associés à un coût d'échange avec l'extérieur du système. La biomasse disponible en centrale CPP s'achète selon un tarif $OPEX_{V_{CPP,biom}} = 36.14 \text{ €/MWh}$. Il s'agit du coût prospectif des granulés bois en 2030 en Europe (Heat Roadmap Europe, 2017a). Le gaz et l'électricité sont caractérisés par des coûts incertains dans les années à venir. Les valeurs retenues sont issues de données statistiques Eurostat, collectées pour la Suède et l'Italie. Elles dépendent de consommations annuelles moyennes (Eurostat, 2022). Ces coûts sont identiques pour chaque bâtiment $b \in \{SFH, MFH\}$ mais inférieurs dans le cas de la centrale de production CPP (Tableau V-4). On vérifie que les tranches de consommation des bâtiments SFH/MFH correspondent environ aux consommations typiques d'un de ces bâtiments dans un système réel, malgré l'agrégation retenue dans le modèle. Les coûts de l'énergie sont hors-taxes.

Tableau V-4: Coûts de l'électricité et du gaz naturel

	SFH/MFH			CPP		
	IT	SE	Précisions source	IT	SE	Précisions source
$OPEX_{V_{h,elec}}$ (€/MWh)	122	102	nrg_pc_204, 41611904 (5000 à 15000 kWh/an) Année 2018	67	41	nrg_pc_205, 4162906 (70 à 150 GWh/an) Année 2018
$OPEX_{V_{h,gaz}}$ (€/MWh)	54	68	nrg_pc_202, 4141902 (20 à 200 GJ/an) Année 2018	25	34	nrg_pc_203, 4142904 (100 à 1000 TJ/an) Année 2018

Notons que la centrale de production CPP peut dans certains cas être producteur net d'électricité. Dans ce cas, le coût de l'électricité $OPEX_{V_{CPP,elec}}$ s'applique également en revente et génère des revenus pour le système.

Par ailleurs, ces trois vecteurs sont associés à un facteur d'émissions CC_v constant et indépendant du *hub* d'utilisation. Ces facteurs sont issus de la base de facteurs d'émission de l'ADEME (ADEME, 2020a) pour la biomasse et le gaz naturel (Tableau V-5).

Tableau V-5: Facteurs d'émission de la biomasse et du gaz naturel

Vecteur v	<i>biom</i>	<i>gaz</i>
CC_v (kgEqCO ₂ /MWh)	24.8	244

Le facteur d'émission de l'électricité dépend du pays considéré (Tableau V-6). C'est une donnée calculée sur l'année 2018 à partir d'un bilan électrique incluant la production nette, les imports et les exports aux frontières du pays (ENTSOE, 2022).

Tableau V-6: Facteurs d'émission de l'électricité

	IT	SE
CC_{elec} (kgEqCO ₂ /MWh)	416	52

V.2.2.2.2 Chaleur fatale industrielle

Une des voies de décarbonation des réseaux thermiques est l'utilisation de chaleur fatale d'origine urbaine (*data centers*, stations de métro, réseau d'eaux usées) ou industrielle. Plusieurs projets européens ont quantifié le potentiel théorique récupérable, notamment les projets *HRE* (Persson, Möller, Werner, 2014) et *SEnergies* (*sEnergies*, 2021). Dans les systèmes réels, les sources de chaleur fatale disponibles diffèrent par leur accessibilité spatiale (i.e. la source est-elle à portée d'une infrastructure de réseau capable de la valoriser ?) et temporelle (quand le gestionnaire de réseau peut-il compter sur cette source pour son plan de production ?). Dans ce cas d'étude, on quantifie un gisement de chaleur fatale industrielle par une température et un profil temporel.

Le projet *SEnergies*, quantifie le potentiel de chaleur fatale industrielle européen (*IEH*, Industrial Excess Heat). Cela concerne les secteurs de l'industrie chimique, de la métallurgie, de l'exploitation des mines et des carrières, de l'industrie du papier et du raffinage pétrolier. Pour chaque site industriel, le potentiel de chaleur non valorisé par le site est classé selon trois niveaux de température, à savoir 25, 55 et 95 °C. La Figure V-12 présente pour chaque secteur, tous sites industriels confondus, la répartition de la chaleur fatale disponible par niveau de température. Pour simplifier la lecture, les données sont normalisées en prenant comme référence une quantité unitaire de chaleur à 25°C. On constate notamment qu'il y a d'autant plus de chaleur fatale disponible que sa température est basse.

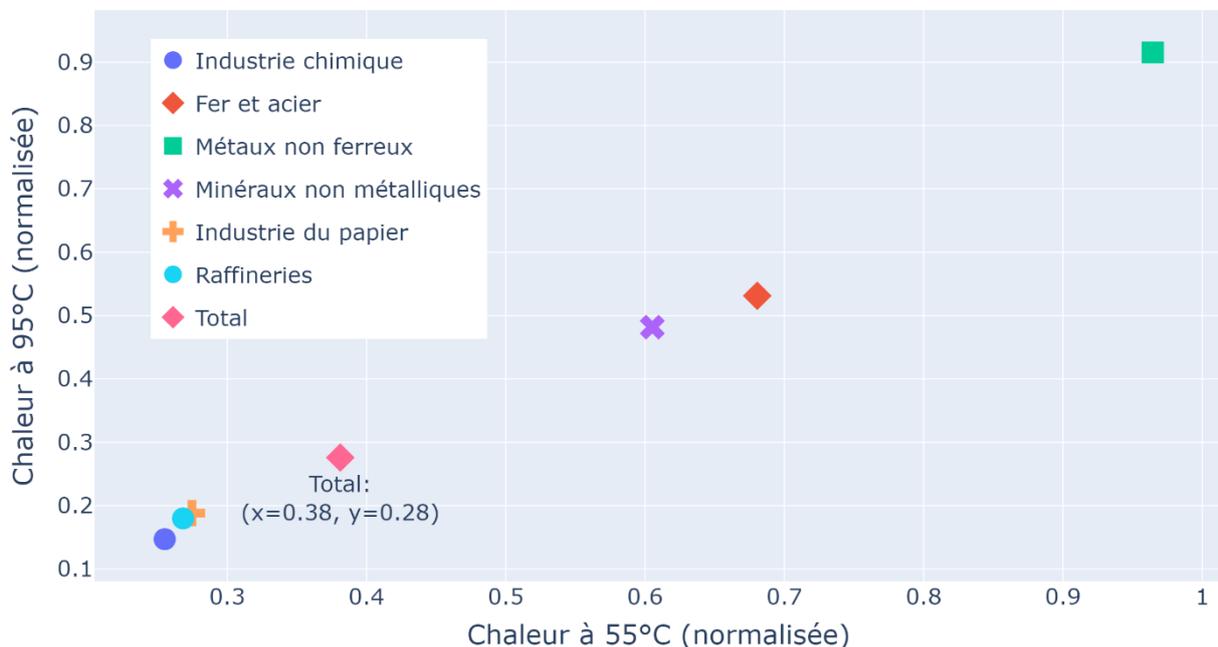


Figure V-12: Gisements de chaleur fatale industrielle en Europe, tous pays confondus

En pratique, ce cas d'étude traite de deux villes génériques, en Italie et en Suède, pour lesquelles la nature et la disponibilité des sources de chaleur fatale environnante sont inconnues. On suppose que les trois niveaux de température sont disponibles selon des proportions moyennes issues des données européennes *SEnergies* (point « Total » de la Figure V-12). Ces sources de chaleur sont disponibles en centrale de production CPP.

Par ailleurs, les centres de traitement des déchets par incinération, non couverts par le projet SEnergies, sont également d'importants gisements de chaleur pour les réseaux thermiques (*Les réseaux de chaleur et de froid. Chiffres clés, analyses et évolution (2020)*, 2020). En France par exemple, plus de 25% de la chaleur injectée sur les réseaux est issue de ces unités de valorisation énergétique. On associe à cette source une température de 150°C, i.e. une température considérée non limitante pour un usage thermique en réseau quel qu'il soit.

Ces quatre sources de chaleur sont disponibles selon un profil temporel constant, de puissance moyenne proportionnelle à la demande en chaleur exprimée dans le système, comme exprimé par l'Equation V.15.

$$\forall r, \forall t_2, F_{CPP,v}^{EXT}(t_2) = \frac{p_v}{\sum_t \Delta t} \sum_b \sum_t (Q_{b,CH,r}(t) + Q_{b,ECS,r}(t)) \times \Delta t \quad V.15$$

Pour rappel, l'indice b fait référence dans cette étude aux bâtiments SFH et MFH. Chaque source IEH est un vecteur v . Le Tableau V-7 précise les proportions p_v . Celles-ci sont fixées de sorte à ce que l'Equation V.16 soit vérifiée.

$$\sum_v p_v = 15\% \quad V.16$$

Tableau V-7: Disponibilité de la chaleur fatale industrielle

	IEH_1	IEH_2	IEH_3	IEH_4
T_v (°C)	25	55	95	150
p_v (%)	6.0	2.3	1.7	5

On peut vérifier que le ratio $\frac{p_{IEH_2}}{p_{IEH_3}} = \frac{2.3}{1.7}$ (Tableau V-7) est égal à $\frac{0.38}{0.28}$ (Figure V-12).

V.2.2.3 Composants utilisés et propriétés associées

Chaque *hub* $h \in \{CPP, SFH, MFH\}$ est équipé en moyens de production et de stockage d'énergie pour assurer les demandes des bâtiments $b \in \{SFH, MFH\}$. Des groupes de composants sont regroupés en architectures thermiques, comme explicité en partie V.2.3.1. Chaque composant est caractérisé par des propriétés technico-économiques qui dépendent du *hub* considéré.

V.2.2.3.1 CPP

Les propriétés des composants *Production* susceptibles d'être installés en centrale CPP sont données en Annexe III.4.1.1. La centrale peut être équipée de chaudières gaz et biomasse, d'unités de cogénération gaz et biomasse de type *back-pressure*, d'un champ solaire thermique et de PAC à absorption et à compression.

Les propriétés des composants *Storage* sont données en Annexe III.4.1.2. Deux stockages thermiques, court et long terme, sont de capacité maximale contrainte. Un stockage court terme (chaleur ou froid) est reliée hydrauliquement au réseau desservi. Un stockage long terme (chaleur) simule un stockage de type « fosse ». Dans un système réel, ce second type de

stockage perd en température entre la fin de l'été et le début du printemps (plusieurs dizaines de degrés) du fait d'une part des pertes thermiques et d'autre part de sa décharge au profit du réseau (Xie et al., 2021). La perte en température ne peut être simulée avec un modèle thermocline à stratification parfaite dont les températures ne rendent pas compte de l'état de charge. Par conséquent, on suppose que la charge est réalisée via un échangeur de chaleur à une température proche de celle d'un stockage fosse réel déchargé. Alors, le stockage est déchargé par une PAC afin de rehausser le niveau de température pour utilisation. Les systèmes réels sont tels que la décharge par PAC n'est utilisée que pour les couches inférieures (froides) et intermédiaires (tièdes) du stockage, les couches supérieures étant déchargées directement via un échangeur. L'hypothèse d'une décharge par PAC en toutes circonstances est appuyée par l'existence du stockage court-terme, lequel est à préférer en période estivale pour des charges et décharges fréquentes. La Figure V-13 présente les deux type de stockage thermique considérés.

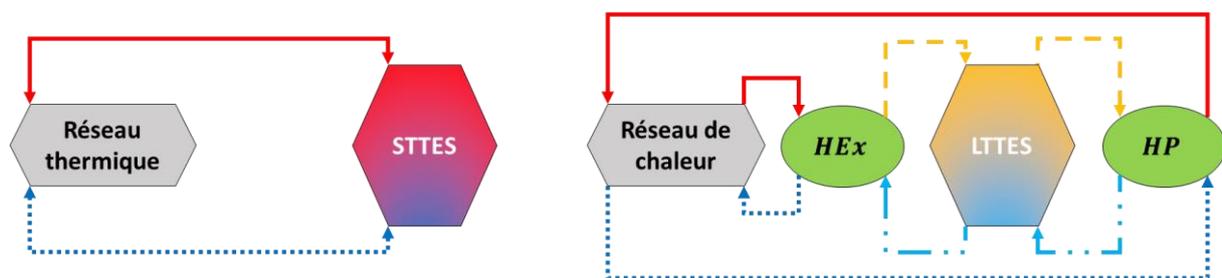


Figure V-13: Raccordement des deux types de stockage utilisables en centrale CPP

V.2.2.3.2 SFH/MFH

Les propriétés des composants *Production* et *Storage* pouvant être installés dans les *hubs* SFH et MFH sont visibles en Annexe III.4.2. Le stockage disponible est un stockage court-terme thermocline. La production consiste en des chaudières gaz et électrique, des PAC à compression et à absorption, une installation solaire thermique en toiture et un échangeur de chaleur. Ces composants diffèrent de ceux de la centrale CPP par des coûts différents, qui dépendent également de la taille du bâtiment (SFH, MFH).

V.2.2.3.3 Réseaux thermiques

Le modèle de réseau HRE décrit en Annexe I.5.4 est utilisé avec $OPEX_{F_n} = 0.06 \%CAPEX/an$ et $OPEX_{V_n} = 1.5 \text{ €/MWh}$ (Leurent, 2018; *Energy transport*, 2020). Une incitation financière à l'usage des réseaux thermiques prend la forme d'une subvention de 75% du coût d'investissement réseau, lequel est décrit par $CAPEX_n$. Dans le cas français, ce genre d'aide est typiquement porté par le Fond Chaleur de l'Ademe (ADEME, 2020b). Les pertes thermiques de distribution sont portées par le *hub* CPP.

V.2.3 Définition des architectures thermiques

V.2.3.1 Description des architectures de base

V.2.3.1.1 Introduction

La pluralité des solutions technologiques existantes pour assurer les demandes en chauffage, climatisation et ECS doit être conjuguée avec la nécessité de définir un cas d'étude dont la complexité algorithmique est raisonnable. Le regroupement de ces solutions technologiques par famille, i.e. définition d'une architecture thermique, est la garantie de traiter un minimum de cas en conservant un sens physique fort, i.e. des cas qui traduisent des systèmes vraisemblables.

On définit deux RDC (2GDH, 4GDH) opérant à des températures différentes, un RDF conventionnel (DC) et un réseau de chaleur et de froid (5GDHC). Une architecture thermique sans réseau est également définie par des solutions technologiques installées exclusivement au niveau SFH/MFH (NN).

Ces architectures sont classées dans le Tableau V-8 par niveau de températures de distribution croissantes (si applicable). Ce tableau donne leur capacité à satisfaire chaque demande. La couleur orange (marqueur O) indique que les équipements réseaux sont supplémentés par des équipements individuels dans certains cas, conformément aux limitations de températures énoncées en partie V.2.2.1.2.

Tableau V-8: Capacité des architectures à satisfaire les demandes thermiques des bâtiments

		DC	5GDHC	4GDH	2GDH	NN
Type de réseau		Froid	Chaleur, froid	Chaleur	Chaleur	N.A.
Demande	CH	X	O	O	□	□
	CL	□	□	X	□	□
	ECS	X	□	□	□	□

V.2.3.1.2 Architecture 4GDH

L'architecture 4GDH (*Fourth Generation District Heating*) présente une infrastructure réseau double tube dont la ligne chaude est à une température inférieure à 70°C [23]. Cette infrastructure peut satisfaire la demande ECS. La demande en chauffage des bâtiments performants (scénario $r = HR$), associée à des émetteurs de basses températures (introduites en partie V.2.2.1.2), peut être assurée par le réseau. Celle des bâtiments non performants ($r = NR$) peut être assurée par le réseau jusqu'à la température intermédiaire $T_{CH,NR}^{inter} = 60^{\circ}\text{C}$.

Le réseau est caractérisé par une température aller $T_{4GDH}^C = 63^{\circ}\text{C}$ et une température retour $T_{4GDH}^F = 40^{\circ}\text{C}$. Un composant Pompe $Pump_{4GDH}$ est installé en centrale CPP. La proportion de l'énergie thermique dépensée en électricité de pompage (Annexe I.2.8) vaut $\eta_{CPP,Pump_{4GDH}} = 0.5\%$ (Buffa et al., 2019). Cette énergie thermique est celle injectée sur le réseau par le *hub* CPP. Le coût du réseau sachant ces températures d'opération est explicité par l'Annexe III.5.

En centrale CPP peuvent être installées des chaudières et des unités de cogénération à gaz et à biomasse, un champ solaire thermique, des échangeurs de chaleur et des PAC à compression et à absorption (pour valorisation de la chaleur fatale). Les deux types de stockage, court et long terme, sont utilisés. Le stockage long-terme stocke un vecteur thermique par paire *LTTEs* de températures $T_{LTTEs}^C = 60^{\circ}\text{C}$ et $T_{LTTEs}^F = 10^{\circ}\text{C}$.

Les bâtiments SFH et MFH sont équipés d'échangeurs de chaleur réseau et d'un stockage ECS. La demande en climatisation CL ne peut être satisfaite par l'architecture 4GDH.

Le Tableau V-9 présente ces composants. On désigne par « 4GDH » à la fois l'architecture et le vecteur thermique porté par le réseau, de températures (T_{4GDH}^F, T_{4GDH}^C) . Les composants associés au stockage long-terme (échangeur de charge et PAC à compression de décharge) ne sont pas représentés. Dans le Tableau V-9 est précisé que la demande en chauffage des bâtiments NR doit être assurée par deux équipements en série, selon la température intermédiaire $T_{CH,NR}^{inter} = 60^{\circ}\text{C}$ (partie V.2.2.1.2). Les équipements pouvant produire de la chaleur à une température supérieure à 60°C sont les chaudières (gaz, biomasse) et radiateur électrique.

Tableau V-9: Composants de l'architecture 4GDH mobilisables dans chaque *hub*

a) Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants

Production à la température $T_{CH,NR}^{inter} = 60^{\circ}\text{C}$. b) Bâtiments HR seulement.

SFH/MFH	CPP		
CH	ECS	Chaleur	Stockage
$HEX_{4GDH}^{CH} + \text{Gas-Boil}^{CH}$ a)	HEX_{4GDH}^{ECS}	Biom-CHP ^{4GDH}	TcLine _{4GDH}
$HEX_{4GDH}^{CH} + \text{Elec-Boil}^{CH}$ a)	TcLine _{ECS}	Gaz-CHP ^{4GDH}	TcLine _{LTTEs}
HEX_{4GDH}^{CH} b)		Biom-Boil ^{4GDH}	
		Gaz-Boil ^{4GDH}	
		Abs ^{IEH₃} -HP ^{4GDH} _{IEH₁}	
		Abs ^{IEH₄} -HP ^{4GDH} _{IEH₂}	
		Abs ^{IEH₃} -HP ^{4GDH} _{IEH₂}	
		Abs ^{IEH₄} -HP ^{4GDH} _{IEH₁}	

$Comp-HP_{IEH_1}^{4GDH}$
 $Comp-HP_{IEH_2}^{4GDH}$
 $HEX_{IEH_3}^{4GDH}$
 $HEX_{IEH_4}^{4GDH}$
 STh^{4GDH}

Les interconnexions entre composants de la centrale CPP sont donnés par la Figure V-14. Pour plus de clarté, la distinction IEH_1/IEH_2 et IEH_3/IEH_4 n'est pas faite, les tour aéroréfrigérantes (associées à la chaleur fatale industrielle ou aux PAC impliquant l'air) ne sont pas représentées et le vecteur électrique est dédoublé.

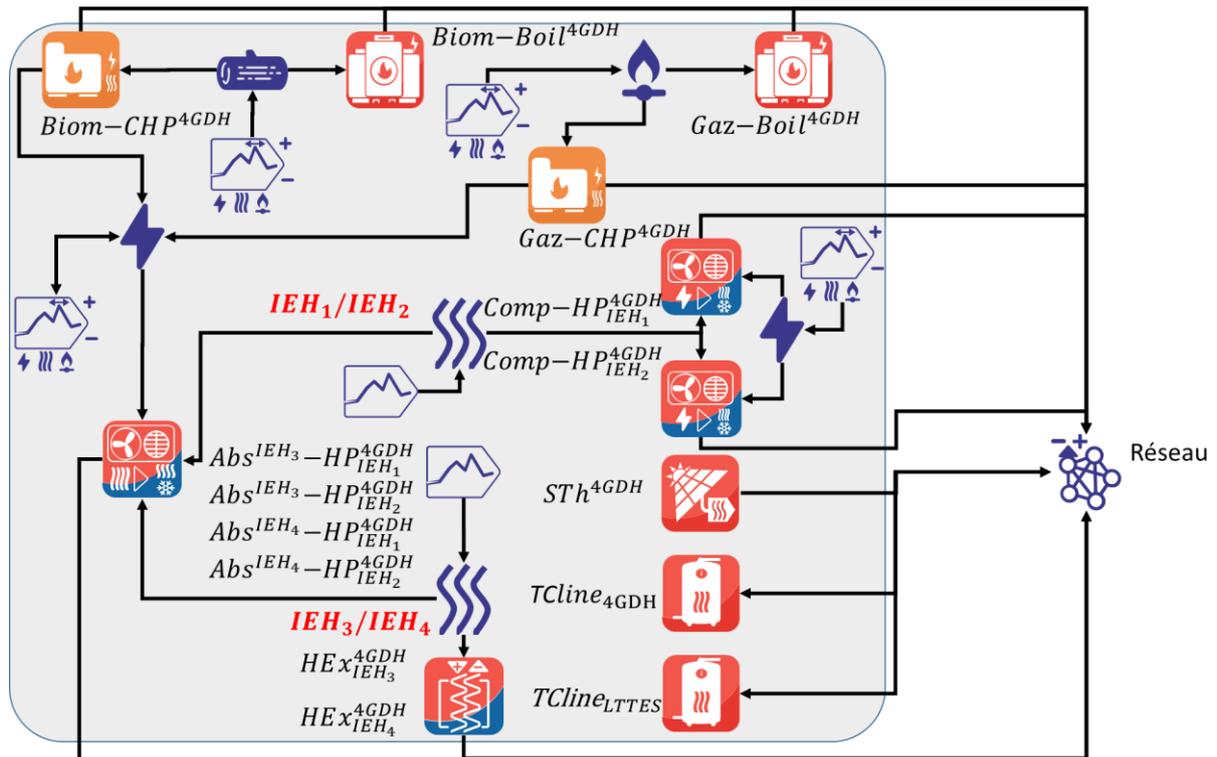


Figure V-14: Composants du *hub* CPP en architecture 4GDH

Les interconnexions entre composants des *hubs* SFH et MFH sont données par la Figure V-15.

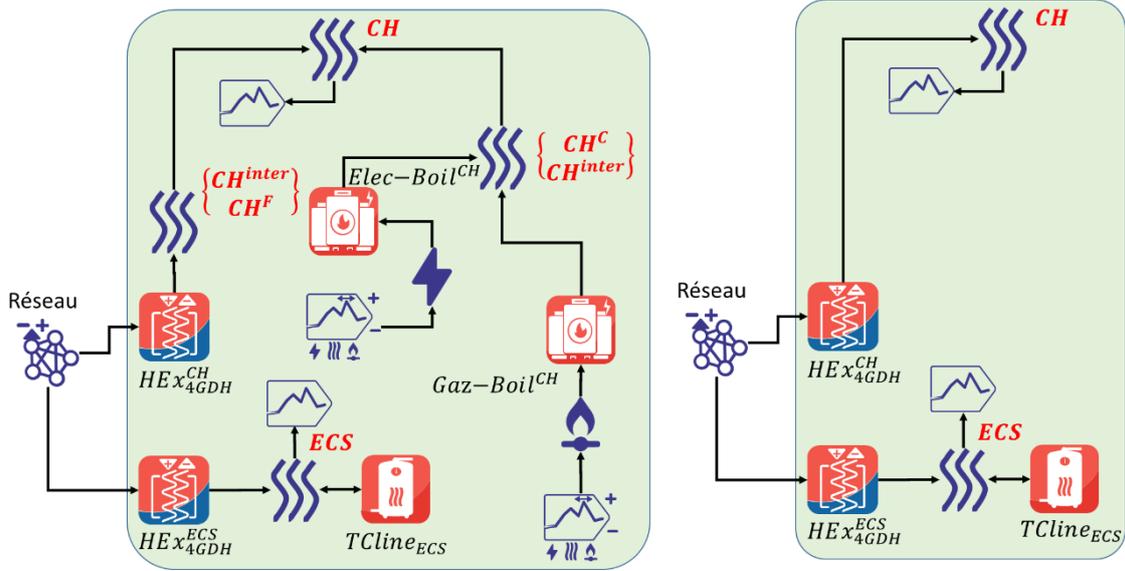


Figure V-15: Composants des *hubs* SFH et MFH en architecture 4GDH.
A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$.

V.2.3.1.3 Architecture 2GDH

L'architecture 2GDH (*Second Generation District Heating*) est un RDC de deuxième génération caractérisé par des températures de distribution élevées. Cette architecture peut assurer les demandes en chauffage et ECS par un échange passif, et la demande en climatisation par une machine à absorption dont le générateur est alimenté par la chaleur du réseau. L'étude d'une solution technologique similaire à celle-ci a d'ailleurs fait l'objet d'une publication dans le journal *Energy Reports* (Nérot et al., 2021). Plus spécifiquement, cette étude comparait les performances de climatiseurs à compression à celles de climatiseurs à absorption alimentés par un réseau de chaleur de troisième génération. Cette étude fut menée avec les mêmes outils que ceux introduits en chapitres II et IV.

La température aller du réseau décroît quand la température extérieure croît et est donnée par l'Equation V.17. La température retour vaut $T_{2GDH}^F = 70^\circ\text{C}$. Un composant Pompe $Pump_{2GDH}$ est installé en centrale CPP. La proportion de l'énergie thermique échangée avec le réseau dépensée en électricité de pompage vaut $\eta_{CPP, Pump_{2GDH}} = 0.5\%$ (Buffa et al., 2019).

$$T_{2GDH}^C(t) = \begin{cases} 140^\circ\text{C} & \text{si } T^{air}(t) < -15^\circ\text{C} \\ 140 - \frac{T^{air}(t) + 15}{30} \times 40 & \text{si } T^{air} \in [-15^\circ\text{C}, 15^\circ\text{C}] \\ 100^\circ\text{C} & \text{si } T^{air} > 15^\circ\text{C} \end{cases} \quad V.17$$

En centrale CPP, les équipements hautes températures présents dans l'architectures 4GDH sont présents en architecture 2GDH. On ne considère pas de stockage long terme car aucun champ solaire thermique ne peut être mobilisé, donc aucune production à forte saisonnalité n'est à déplacer en période de forte demande. Le stockage court-terme est lui présent. Pour rappel, la modélisation de ce stockage contraint à considérer sa charge et décharge à température constante (Annexe I.3.3). Ainsi, l'ensemble des composants *Production* de la centrale produisent de la chaleur à $T_{2GDH}^C = 140^\circ\text{C}$, dans le cas où une partie de cette chaleur serait

utilisée pour charger le stockage. Par conséquent la température variable présentée en Equation V.17 n'a d'effet que sur les pertes thermiques de distribution du réseau et les performances des climatiseurs à absorption en sous-station.

Dans les *hubs* MFH/SFH sont disponibles des échangeurs réseau pour le chauffage et l'ECS ainsi qu'une machine à absorption à condenseur sur air pour la climatisation.

Le résumé des composants est présenté par le Tableau V-10.

Tableau V-10: Composants de l'architecture 2GDH mobilisables dans chaque *hub*

SFH/MFH		CPP		
CH	CL	ECS	Chaleur	Stockage
HEX_{2GDH}^{CH}	$Abs^{2GDH}-HP_{CL}^{air}$	HEX_{2GDH}^{ECS} Tc_{line}^{ECS}	$Biom-CHP^{2GDH}$ $Gaz-CHP^{2GDH}$ $Biom-Boil^{2GDH}$ $Gaz-Boil^{2GDH}$ $HEX_{IEH_4}^{4GDH}$	Tc_{line}^{2GDH}

Les interconnexions des composants en centrale CPP sont données par la Figure V-16. Les mêmes simplifications graphiques qu'en Figure V-14 sont adoptées concernant la chaleur IEH.

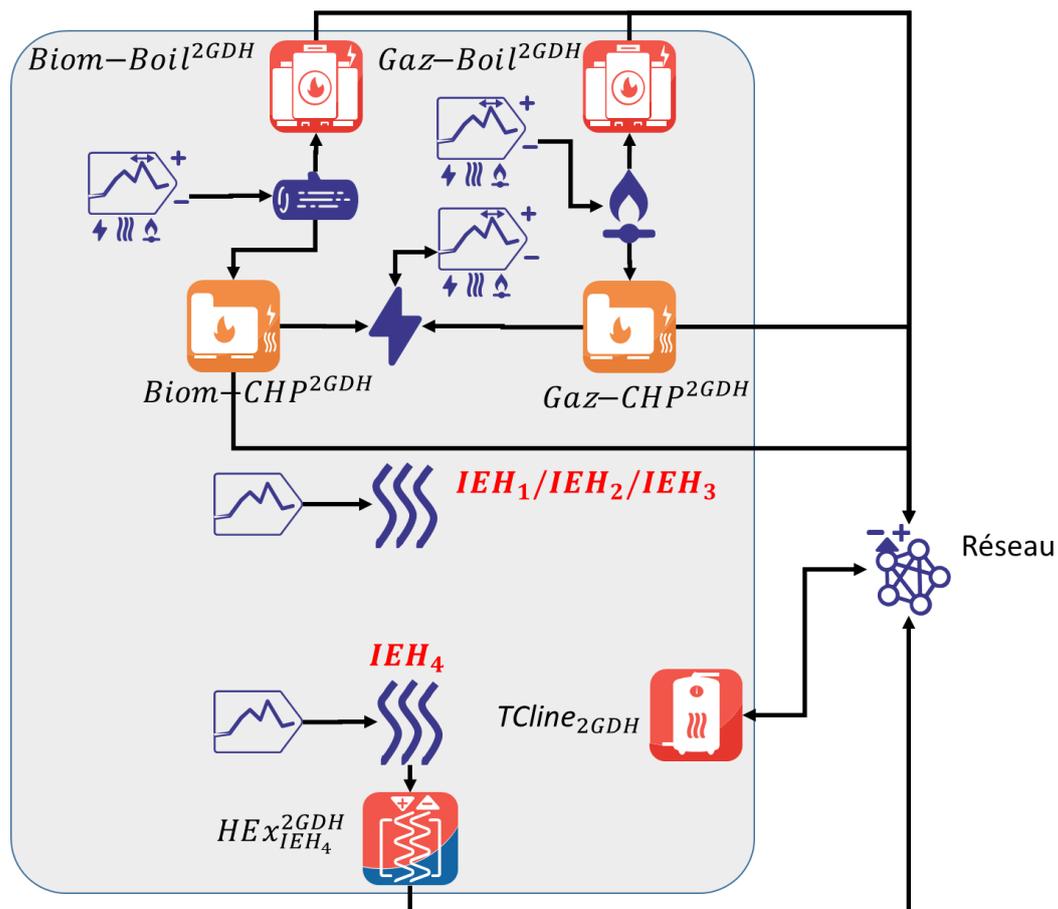


Figure V-16: Composants du *hub* CPP en architecture 2GDH

Les interconnexions entre composants des *hubs* SFH et MFH sont données par la Figure V-17. Le vecteur thermique « air » n'est pas représenté en Figure V-17.

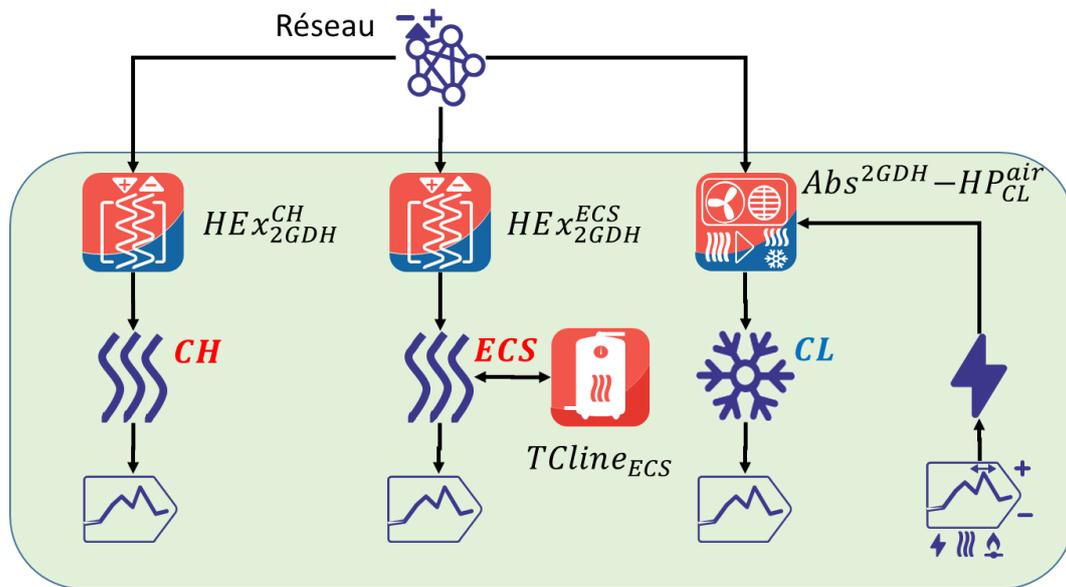


Figure V-17: Composants des *hubs* SFH et MFH en architecture 2GDH

V.2.3.1.4 Architecture 5GDHC

L'architecture 5GDHC (*Fifth Generation District Heating and Cooling*), ou « réseaux de chaleur et de froid de 5^{ème} génération », assure par échange de chaleur actif – i.e. en ayant recours à des PAC à compression – les demandes thermiques des bâtiments. Les infrastructures réseaux 5GDHC, aussi appelés « réseaux anergétiques », ont en commun une opération à température proche de celle de l'air $T^{air}(t)$ et une bidirectionnalité des sous-stations (Buffa et al., 2019). Le premier point permet d'une part de valoriser une part importante de chaleur fatale industrielle ou urbaine et d'autre part une diminution des pertes thermiques de distribution comparé aux réseaux des générations précédentes. Le second point permet un équilibrage local partiel des demandes ce qui limite le recours à une centrale de production de grosse capacité.

Ce cas d'étude considère un réseau 5GDHC deux tubes, de températures constantes $T_{5GDHC}^C = 17^\circ\text{C}$ et $T_{5GDHC}^F = 7^\circ\text{C}$. Un composant Pompe est considéré dans chaque bâtiment, soient deux composants pour SFH et MFH. Dans le cas de demandes en chaleur et en froid qui s'équilibrent partiellement entre SFH et MFH à l'instant t , le fait que deux pompes décentralisées soient considérées représente une consommation électrique accrue de pompage comparée au cas où une seule pompe serait installée en centrale CPP et bénéficierait de cet équilibrage. Cette consommation est quantifiée par $p_{SFH,Pump_{5GDHC}} = p_{MFH,Pump_{5GDHC}} = 5\%$, soit un ordre de grandeur au dessus des consommations retenues pour les réseaux traditionnels (Buffa et al., 2019). En effet, les retours d'expériences sur les systèmes réels en Europe montrent que la contrainte de bidirectionnalité en débit complique l'opération hydraulique du système et génère des pertes de charge accrues.

La centrale CPP comporte donc des équipements de production de chaleur et de froid. Peuvent être mobilisés des échangeurs et des climatiseurs à absorption sur air valorisant la chaleur fatale et un climatiseur à compression sur air. Un stockage thermique court-terme, d'usage chaleur ou froid, est également présent.

Concernant les bâtiments SFH/MFH, la demande ECS est satisfaite par une PAC à compression puisant ses calories sur le réseau et un stockage court-terme. Les bâtiments rénovés, $r = HR$, dépendent d'un échangeur réseau pour la climatisation CL et d'une PAC à compression pour le chauffage. Les bâtiments non rénovés, $r = NR$, ont besoin d'une chaudière électrique ou gaz en série de la PAC pour atteindre le niveau de température chauffage requis. La climatisation est quant à elle assurée par un climatiseur à compression.

Le Tableau V-11 présente ces composants.

Tableau V-11: Composants de l'architecture 5GDHC mobilisables dans chaque *hub*.

a) Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants

Production à la température $T_{CH,NR}^{inter} = 60^\circ C$. b) Bâtiments HR seulement.

SFH/MFH	CL	ECS	CH	CPP	Froid	Stockage
Comp-HP ^{CH} _{5GDHC} + Gaz-Boil ^{CH} _{a)}	Comp-HP ^{5GDHC} _{CL} a) HEX ^{net} _{CL} b)	Comp-HP ^{ECS} _{5GDHC} TCline _{ECS}	Comp-HP ^{CH} _{5GDHC} + Elec-Boil ^{CH} _{a)} Comp-HP ^{CH} _{5GDHC} b)	Abs ^{IEH₃} -HP ^{5GDHC} _{air} Abs ^{IEH₄} -HP ^{5GDHC} _{air} Comp-HP ^{5GDHC} _{air} HEX ^{5GDHC} _{IEH₁} HEX ^{5GDHC} _{IEH₂} HEX ^{5GDHC} _{IEH₃} HEX ^{5GDHC} _{IEH₄}	Abs ^{IEH₃} -HP ^{air} _{5GDHC} Abs ^{IEH₄} -HP ^{air} _{5GDHC} Comp-HP ^{air} _{5GDHC}	TCline _{5GDHC}

Les interconnexions des composants en centrale CPP sont données par la Figure V-18.

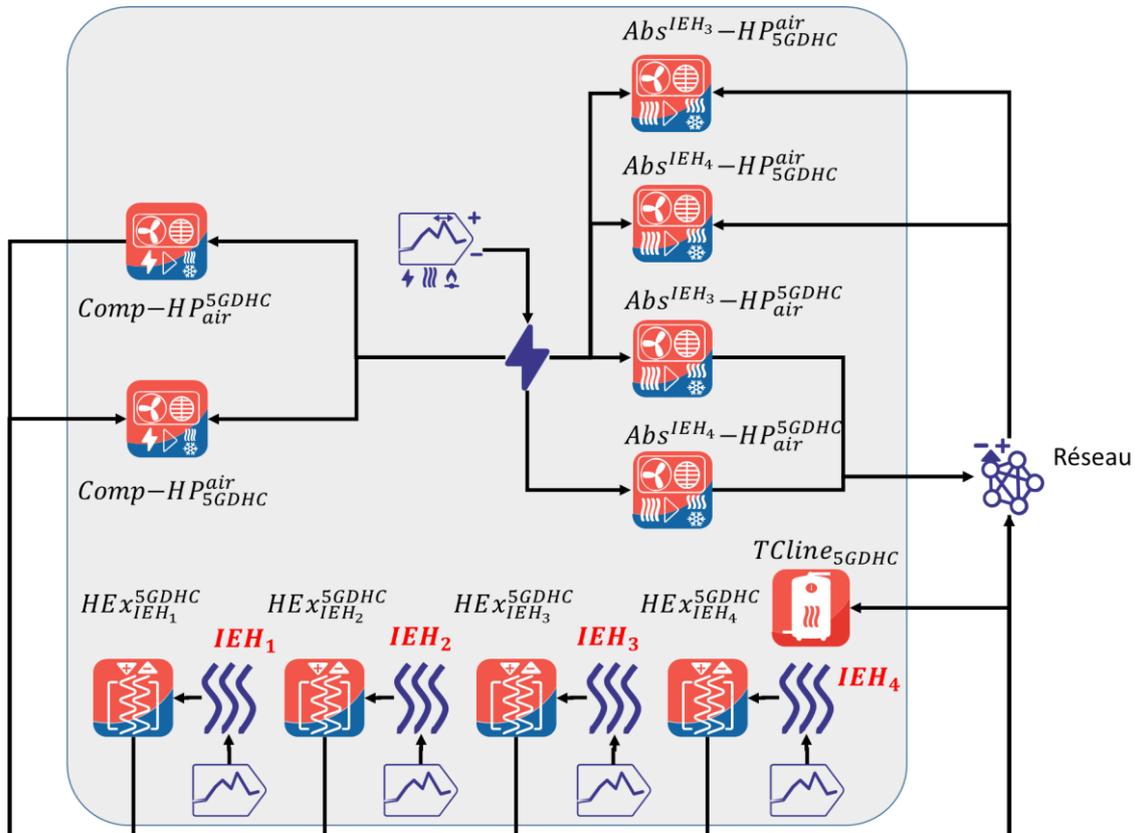


Figure V-18: Composants du *hub* CPP en architecture 5GDHC

Les interconnexions entre composants des *hubs* SFH et MFH sont données par la Figure V-19.

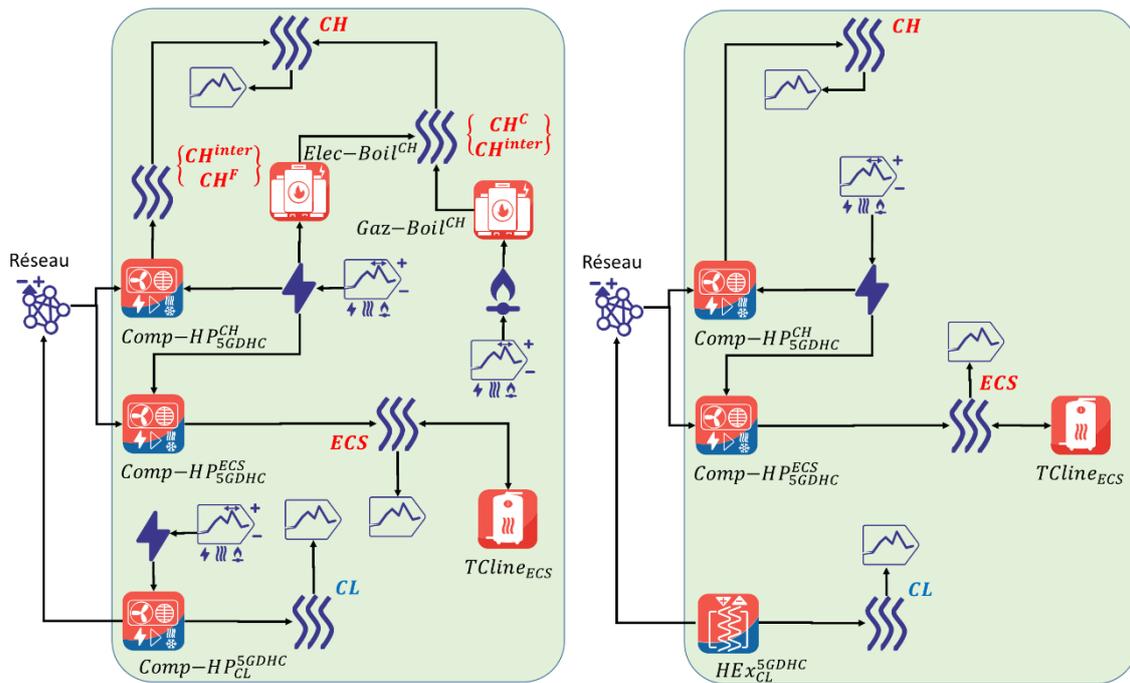


Figure V-19: Composants des hubs SFH et MFH en architecture 5GDHC.
A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$.

V.2.3.1.5 Architecture DC

L'architecture DC est un RDF conventionnel assurant la demande en climatisation des bâtiments par un échange passif (Eveloy, Ayou, 2019).

Le réseau est caractérisé par les températures $T_{DC}^F = 4^\circ C$ et $T_{DC}^C = 9^\circ C$ qui permettent l'échange passif dans le cas de bâtiments non rénovés pour lesquels la température émetteur la plus basse est $T_{CL,NR}^F = 7^\circ C$. Le composant Pompe compense les pertes de charge en centrale CPP selon $\eta_{CPP,Pump_{DC}} = 0.5\%$. Notons que pour le climat de la Suède, la période hivernale est caractérisée par une température du sol inférieure à celles du réseau. Du fait d'une demande en froid nulle, le réseau nécessite pendant ces périodes un apport de chaleur pour maintenir ses températures (T_{DC}^F, T_{DC}^C). Cette situation n'étant pas vraisemblable, les pertes thermiques sont annulées durant ces périodes.

La centrale CPP peut disposer de climatiseurs à absorption sur air valorisant la chaleur fatale industrielle ou celle d'unités de cogénération (biomasse, gaz) produisant un vecteur par paire de températures ($100^\circ C, 90^\circ C$). Un climatiseur à compression et un stockage court terme sont également présents.

Les bâtiments SFH et MFH disposent uniquement d'un échangeur de chaleur. Les demandes en chauffage et ECS ne peuvent être satisfaites par le réseau DC.

Le Tableau V-12 présente ces composants tandis que les schémas énergétiques détaillés sont en Figure V-20 et Figure V-21.

Tableau V-12: Composants de l'architecture DC mobilisables dans chaque *hub*

SFH/MFH	CPP		
CL	Chaleur	Froid	Stockage
HEX_{CL}^{DC}	Gas-CHP ^{90,100} Biom-CHP ^{90,100}	Abs ^{IEH₃} -HP ^{air} _{DC} Abs ^{IEH₄} -HP ^{air} _{DC} Abs ^{100,90} -HP ^{air} _{DC} Comp-HP ^{air} _{DC}	Tcline _{DC}

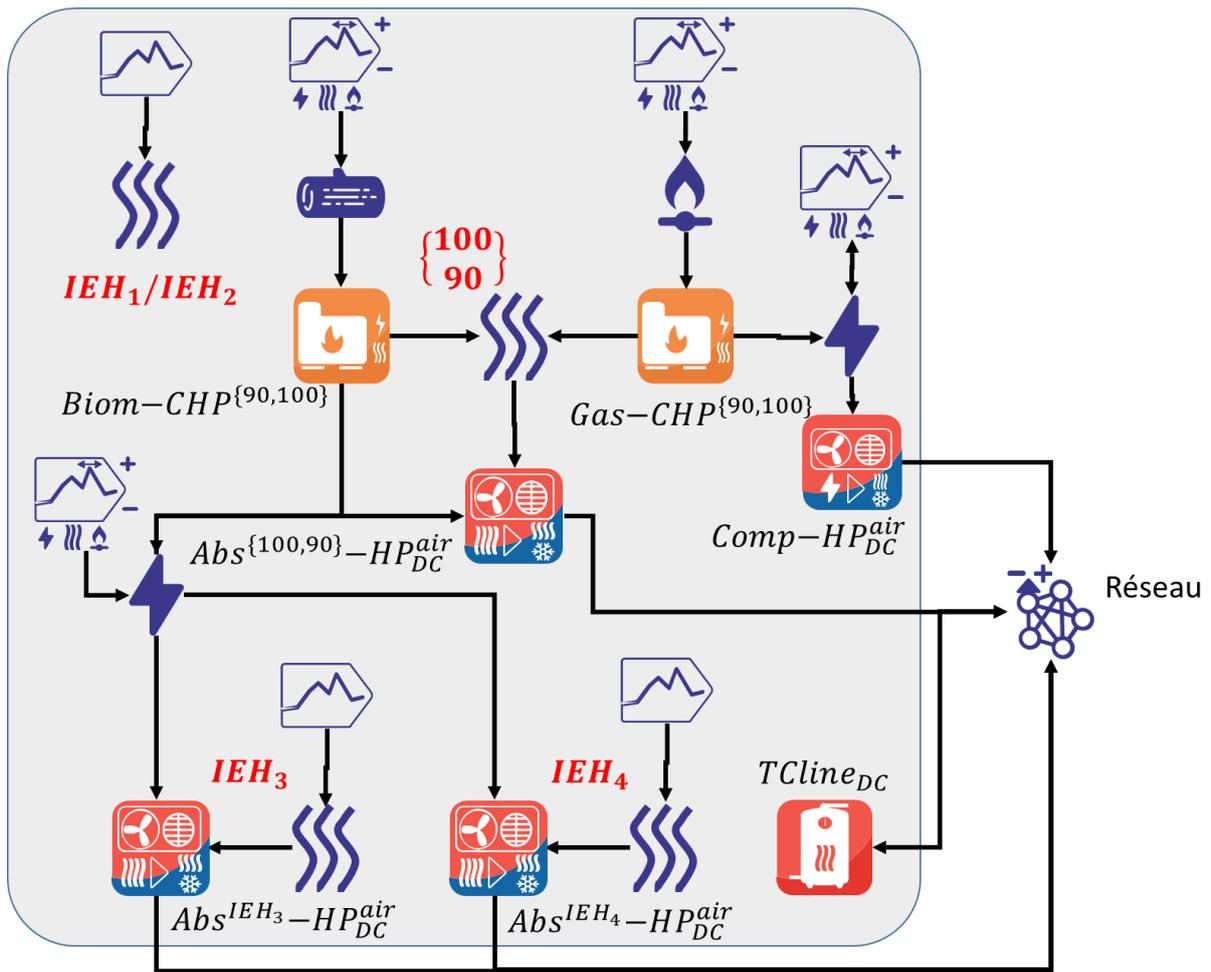


Figure V-20: Composants du *hub* CPP en architecture DC

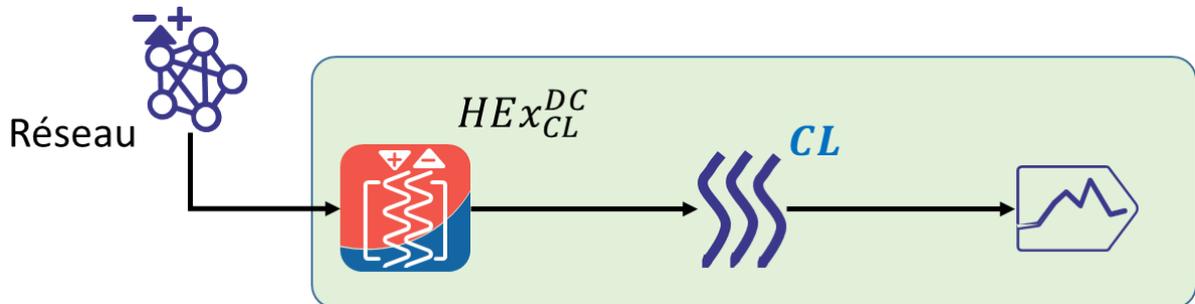


Figure V-21: Composants des *hubs* SFH et MFH en architecture DC

V.2.3.1.6 Architecture NN

L'architecture NN (*No Network*) est telle que seuls des équipements individuels peuvent répondre aux demandes thermiques, i.e. aucun réseau thermique n'est considéré.

Concernant l'ECS, des chaudières (gaz, électrique), une PAC à compression sur air, une installation solaire thermique et un stockage court-terme peuvent répondre à la demande. La climatisation CL est assurée par un climatiseur à compression sur air. Le chauffage est assuré par un ensemble PAC et chaudière en série pour le scénario de rénovation $r = NR$ et PAC seule pour $r = HR$. Quel que soit r , les chaudières électrique et gaz peuvent également être utilisées seules. Lorsque dans un bâtiment donné coexistent une chaudière en série et une chaudière seule du même type (électricité, gaz naturel), un composant chaudière équivalent est facturé. La capacité maximale de ce composant est le maximum annuel de la somme des puissances produites par les deux chaudières, i.e. comme si une seule chaudière était utilisée pour les deux usages.

Le Tableau V-13 présente ces composants tandis que les schémas énergétiques détaillés sont en Figure V-22 et Figure V-23.

Tableau V-13: Composants de l'architecture NN mobilisables dans chaque *hub*.

a) Bâtiments NR seulement. L'opérateur "+" désigne une mise en série des composants
Production à la température $T_{CH,NR}^{inter} = 60^{\circ}C$. b) Bâtiments HR seulement.

SFH/MFH		
CH	CL	ECS
Comp-HP _{air} ^{CH} + Elec-Boil ^{CH a)}	Comp-HP _{CL} ^{air}	Elec-Boil ^{ECS}
Comp-HP _{air} ^{CH} + Gaz-Boil ^{CH a)}		Gaz-Boil ^{ECS}
Comp-HP _{air} ^{CH b)}		Comp-HP _{air} ^{ECS}
Elec-Boil ^{CH}		STh ^{ECS}
Gaz-Boil ^{CH}		TCline _{ECS}

La majorité des composants des *hubs* SFH et MFH sont donnés par la Figure V-22. Des composants communs aux deux scénarios de rénovation r et concernant la demande en chauffage sont précisés en Figure V-23.

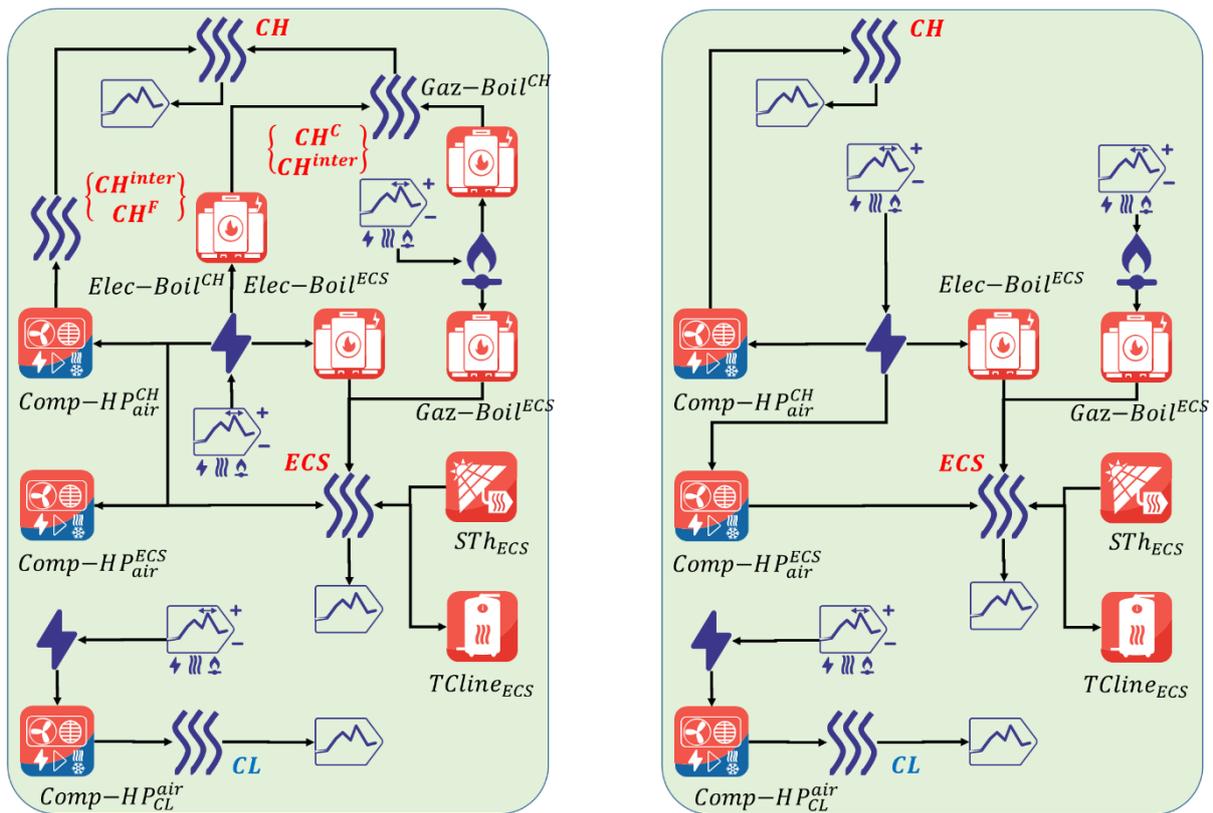


Figure V-22: Composants des *hubs* SFH et MFH en architecture NN (partie 1/2).
A gauche, scénario $r = NR$. A droite, scénario $r = HR$.

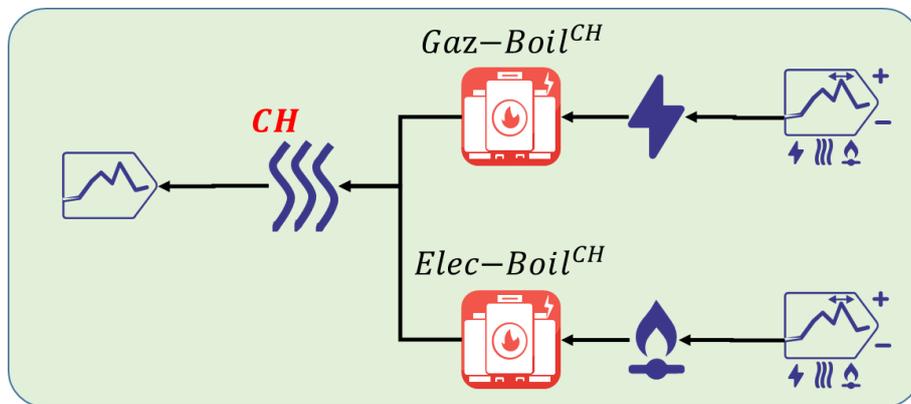


Figure V-23: Composants des *hubs* SFH et MFH en architecture NN (partie 2/2)

V.2.3.2 Éléments de modélisation communs

La chaleur fatale industrielle n'est associée à aucun coût, ni facteur d'émission. Elle est considérée comme un produit secondaire voire un déchet de processus industriels. Ainsi, lorsque tout ou une partie de la chaleur fatale n'est pas valorisée, elle doit être dissipée par des équipements appropriés en centrale CPP. La dissipation est réalisée grâce à une tour aéroréfrigérante.

Cette tour, que l'on appelle DRC_{IEH} , est commune aux quatre niveaux de température et installée dans le *hub* CPP. C'est le seul composant en *hub* CPP dans le cas de l'architecture NN. Contrairement à celles attachées aux PAC sur air, cette tour est associée à un coût d'investissement non nul. Une corrélation en Equation V.18 lie $CAPEX_{DRC_{IEH}}$ et $F_{CPP,DRC_{IEH}}^{dim,P}$. Elle est issue d'une source CEA valable pour de grosses capacités de l'ordre du MW.

$$CAPEX_{DRC_{IEH}}(F_{CPP,DRC_{IEH}}^{dim,P}) = 206.53 \times F_{CPP,DRC_{IEH}}^{dim,P}{}^{-0.2064} \quad V.18$$

L'Equation V.18 est non linéaire en la capacité maximale $F_{CPP,DRC_{IEH}}^{dim,P}$. Le point d'échantillonnage $F_{CPP,DRC_{IEH}}^{dim,P} = 1 \text{ MW}$ est utilisé pour définir $CAPEX_{DRC_{IEH}} = 49.63 \text{ €/kW}$. Une puissance de 1 MW est l'ordre de grandeur de la puissance IEH disponible dans les systèmes considérés. La longévité de l'équipement est supposée similaire à celle d'une PAC, soit $N_{DRC_{IEH}} = 20 \text{ ans}$.

Par ailleurs, l'opération des PAC est contrainte de sorte à décrire des systèmes réalistes. Les PAC dont l'évaporateur prélève des calories sur l'air extérieur à température $T^{air}(t)$ sont interdites d'opération lorsque $T^{air}(t) < 0$. Plus généralement, les PAC prélevant ou rejetant des calories sur l'air extérieur le font par l'intermédiaire d'une tour aéroréfrigérante. Cette tour rejette des calories du vecteur v_2 sur le vecteur v_3 (Annexe I.2.4), dont l'un des deux est l'air extérieur. On impose un écart de 7K entre ces deux vecteurs. Cet écart s'ajoute au pincement à l'évaporateur ou au condenseur commun à toutes les PAC, d'une valeur de 3K. Au total, il y a pour ces PAC une différence de température de 10K entre le fluide réfrigérant de la PAC et l'air extérieur.

V.2.3.3 Assemblage des architectures

Le Tableau V-8 a montré que toutes les architectures ne sont pas capables de satisfaire les demandes en chauffage, climatisation et ECS. Par ailleurs, les aires urbaines réelles présentent toujours une part de logements équipés en solutions individuelles, quelle que soit l'importance des réseaux thermiques.

Les architectures définies en partie V.2.3.1 sont alors regroupées pour définir des solutions réalistes. L'ensemble des composants disponibles dans un regroupement est l'union des ensembles de composants de chaque architecture membre du regroupement. Le Tableau V-14 présente ces unions d'architectures, que l'on désigne également par le terme « architecture ». Les architectures considérées dans l'étude sont celles du Tableau V-14, ainsi que l'architecture NN.

Tableau V-14: Unions d'architectures considérées dans le cas d'étude

NN_2G	NN_4G_DC	NN_5G
-------	----------	-------

Architectures impliquées	NN 2GDH	NN 4GDH DC	NN 5GDHC
--------------------------	------------	------------------	-------------

Les quatre couples (pays, scénario de rénovation) définissent la demande thermique. Les architectures définissent les moyens d'y répondre. Au total, le nombre de systèmes considérés est $2 \times 2 \times 4 = 16$ systèmes.

V.2.4 Fonctions objectif

L'opération et le dimensionnement de chacun des 16 systèmes sont optimisés selon trois fonctions objectif. Il s'agit de la fonction objectif économique (Equation II.10, Chapitre II), CO₂ (Equation II.8, Chapitre II) et exergétique (Equation II.6, Chapitre II). Cette opération définit le dimensionnement des composants. Les paramètres relatifs à la fonction objectif économique sont $r^{ECO} = 3.5\%$ et $N^{ECO} = 40 \text{ ans}$.

La méthode de la double optimisation (partie II.2.4.2, Chapitre II) est utilisée en objectifs CO₂ et exergie pour définir les coûts réels du système.

La demande énergétique $Q(t)$ utilisée au dénominateur des équations II.6, II.8, et II.10 du Chapitre II est la somme des demandes des deux bâtiments SFH et MFH, définie par l'Equation V.19.

$$\forall r, Q(t) = \sum_b \sum_d Q_{b,d,r}(t) \quad V.19$$

L'Equation V.19 rassemble sans distinction les demandes en chauffage, ECS et en climatisation si bien que la contribution de chacune de ces demandes à la fonction objectif est inconnue. Dans le même temps, la séparation des contributions est contrainte par l'utilisation de composants servant à la fois un usage chaleur et un usage froid. C'est par exemple le cas de la chaleur transportée sur le réseau de l'architecture 2GDH, laquelle peut répondre à la fois aux demandes en chauffage et ECS (échangeur) et à la demande en climatisation (PAC à absorption).

V.3 Implémentation

V.3.1 Choix d'une approche temporelle

La partie III.2 (Chapitre III) présente une méthode d'allègement de la complexité PLNE des problèmes par une réduction de la dimension temporelle du problème. Cette réduction prend la forme d'un support temporel réduit, i.e. d'un nombre de pas de temps moindre que celui imposé par une opération annuelle au pas horaire du système.

Cette méthode de réduction de complexité est appliquée aux problèmes considérés dans ce chapitre. La recherche de la réduction temporelle adaptée est réalisée en estimant pour différents paramétrages temporels la durée d'optimisation de tous les problèmes. Pour chaque paramétrage, cette durée est extrapolée à partir de celle d'un problème considéré représentatif de l'ensemble. La procédure est résumée par la Figure V-24.

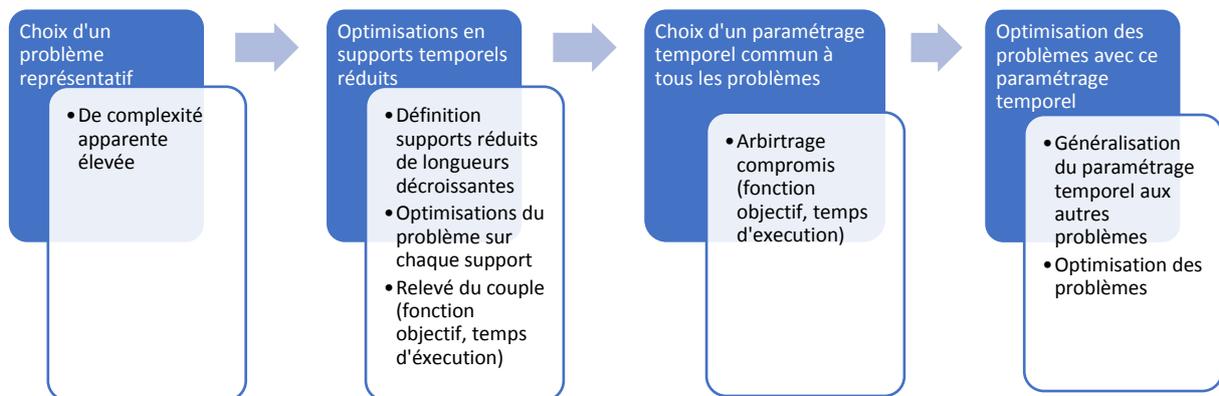


Figure V-24: Procédure de détermination du paramétrage temporel des problèmes

Le problème représentatif retenu doit correspondre au temps d'optimisation le plus élevé de tous les problèmes. Cela permet d'une part de pouvoir majorer le temps d'exécution total de l'ensemble des problèmes en support temporel réduit et d'autre part d'éliminer les interférences dues à l'exécution parallèle courte d'autres processus sur la machine hôte. L'architecture NN_4G_DC en Suède dans le scénario de non performance thermique des bâtiments ($r = NR$) est le système qui présente le plus grand nombre de composants susceptibles d'être utilisés. Par ailleurs, on retient la fonction objectif économique qui implique aussi bien des coûts d'investissement que des coûts variables et donc contraint l'optimiseur à la recherche de compromis.

La définition des supports temporels est réalisée selon les méthodes du maillage régulier, du maillage par différence et du maillage par extremums (partie III.2.5, Chapitre III). Les valeurs de t^{reg} (maillage régulier) sont précisées dans le Tableau V-15 pour 5 cas prédéfinis. Pour tous ces cas, $nb^{ct^{min}} = 1$ (maillage par extremums), $nb^{ct^{max}} = 1$ (maillage par extremums) et $nb^{ct^{max},diff} = 5$ (maillage par différence).

Tableau V-15: Paramétrage des supports temporels réduits pour le problème représentatif

Cas	C_3	C_4	C_6	C_{12}	C_{24}
t^{reg}	3	4	6	12	24

Pour rappel, cela transforme un support temporel de 8760 valeurs par la sélection d'un pas de temps tous les t^{reg} pas de temps, ainsi que, pour chaque série temporelle d'intérêt, les 5 pas de temps correspondants aux plus grandes variations absolues de ces séries, un pas de temps où le maximum de la série est atteint et un pas de temps où son minimum est atteint. Ces séries d'intérêt sont toutes les séries temporelles paramètres du problème, à savoir les demandes thermiques de chaque bâtiment $Q_{b,d,r}(t)$, la somme deux à deux de ces demandes selon la dimension $d \in \{CH, CL, ECS\}$, la température de l'air extérieur $T^{air}(t)$, la température du sol $T^{terre}(t)$ et l'irradiation solaire globale $I^A(t)$ sur le plan incliné qui maximise la production solaire annuelle (Annexe I.2.9) ; soient au total 15 séries temporelles considérées.

La longueur k des supports temporels obtenus par application du paramétrage sur les séries temporelles est donnée par le Tableau V-16 dans chaque cas.

Tableau V-16: Longueur des supports temporels réduits pour le problème représentatif

Cas	C_3	C_4	C_6	C_{12}	C_{24}
k	2965	2244	1519	796	440

Les cas sont optimisés les uns après les autres. Notons cependant que pour un cas donné, le solveur *Cplex* rend efficace la recherche de solution en divisant le problème en *threads*. La machine réalisant les calculs ne montre pas de variations significatives de charge dues aux activités exogènes.

La Figure V-25 montre la relation entre la longueur du support temporel et la fonction objectif économique, **ECO**. Formellement, l'Equation II.10 (Chapitre II) définit la fonction objectif économique comme le quotient de **ECO** et de la demande exprimée dans le système, mais seul **ECO** est considéré ici pour simplification. On constate que les trois cas temporels les plus complets (C_3, C_4, C_6) sont associés à des valeurs proches de fonction objectif ($ECO \approx 1.252 \times 10^9 \text{€}$). A l'inverse, les valeurs **ECO** de C_{12} et C_{24} diffèrent assez fortement (jusqu'à presque 1%) de celle de ce premier groupe.

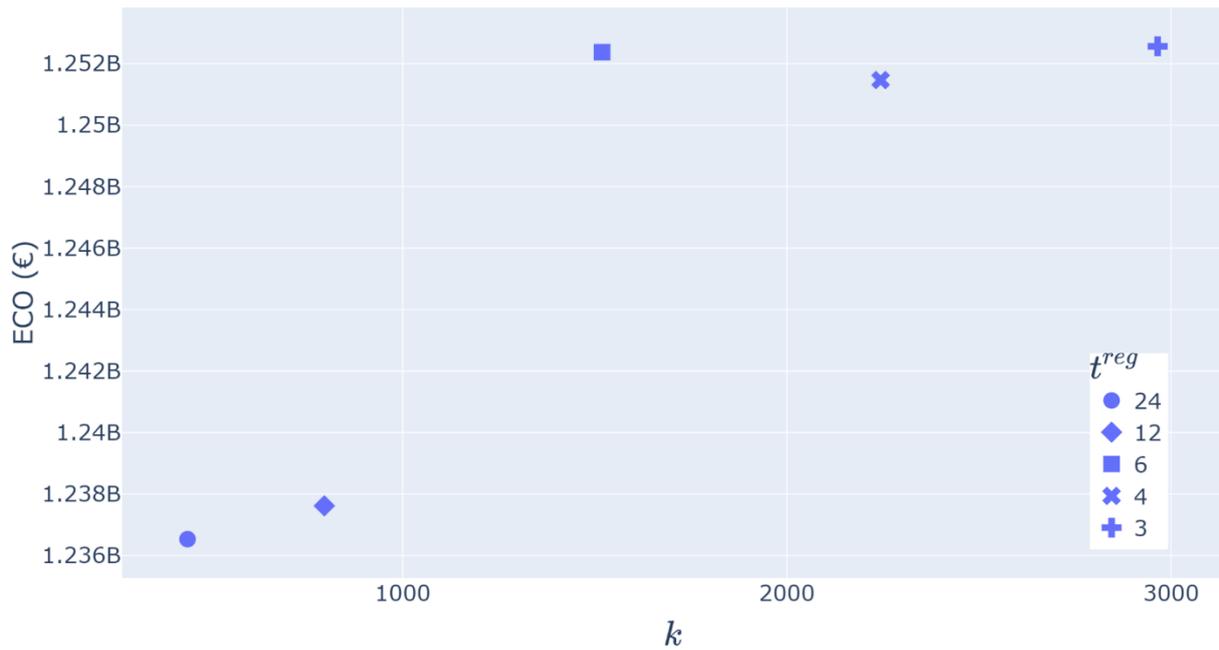


Figure V-25: Problème représentatif - correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la valeur de la fonction objectif

Par ailleurs, la Figure V-26 montre la relation entre la durée déterministe de résolution t^{optim} et la longueur du support temporel réduit k , après application de la fonction logarithmique sur ces deux grandeurs.

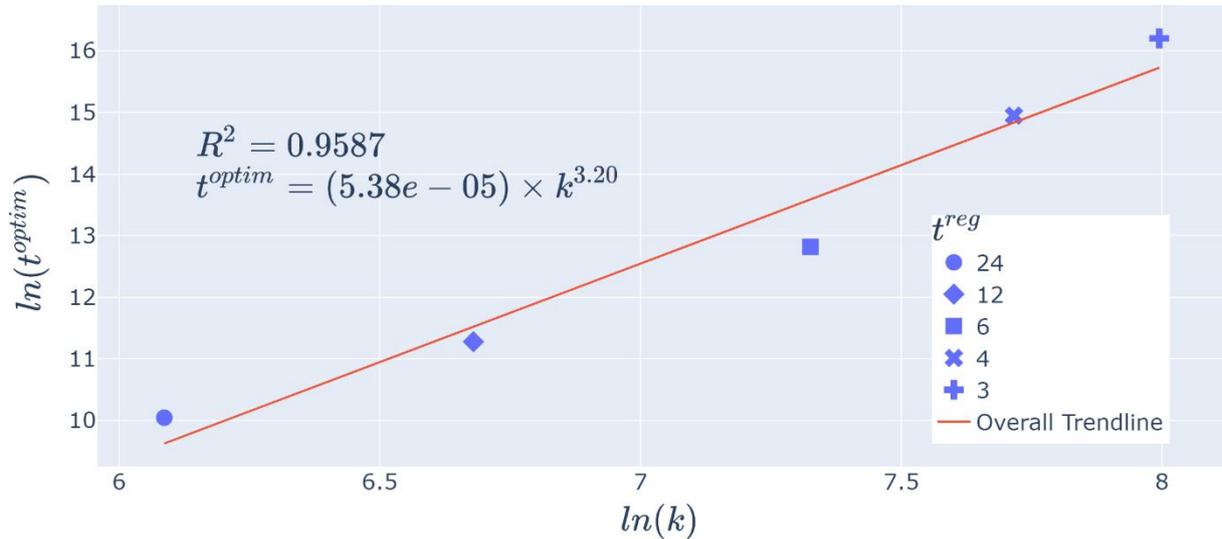


Figure V-26: Problème représentatif - correspondance entre le nombre d'éléments du support temporel et la durée d'optimisation – transformation logarithmique

Une relation polynomiale est déterminée par régression linéaire des données en Figure V-26 (Equation V.20).

$$t^{optim} = 5.38 \times 10^{-5} \times k^{3.20} \quad V.20$$

Dans l'Equation V.20 le temps déterministe est donné en nombres de *ticks* plutôt qu'en secondes. On vérifie, que la relation entre les deux mesures observée en Figure III-15 (Chapitre III) l'est encore dans le cas présent, avec un degré de fiabilité suffisant (non explicité).

En résumé, la fonction objectif semble se stabiliser lorsque la longueur k du support temporel réduit augmente, à partir du cas C_6 . L'Equation V.20 montre que le temps de résolution t^{optim} est une fonction approximativement cubique de k . Par ailleurs, les Tableau V-15 et Tableau V-16 suggèrent que k suit une tendance linéaire en $1/t^{reg}$.

Les durées d'exécution supposées en secondes sont donnés par le Tableau V-17 dans les cas $t^{reg} = 1$ et $t^{reg} = 2$ non explorés. Le cas $t^{reg} = 3$, C_3 , est rappelé. Dans ce tableau est également exposé le temps total estimé de résolution lorsque le paramétrage du cas est appliqué aux 48 problèmes (quatrième ligne). En pratique, cette durée totale serait moindre du fait que l'exécution des problèmes peut être menée en parallèle. Etant données les ressources calculatoires disponibles, il est faisable de paralléliser jusqu'à 5 problèmes ce qui mène dans un cas théorique à une durée totale 5 fois moindre (dernière ligne du Tableau V-17).

En pratique, il n'y a pas 48 mais 80 cas du fait de la double résolution des problèmes de fonction objectif CO₂ ou exergie réalisée pour disposer du calcul exact des coûts. Mais des résultats préliminaires montrent que les problèmes en objectif CO₂ ou exergie sont résolus beaucoup plus rapidement que leurs homologues en fonction objectif économique. Ceux-ci sont donc négligés dans l'évaluation du temps de résolution.

Tableau V-17: Problème représentatif – recherche du compromis entre temps de résolution et valeur de la fonction objectif

t^{reg}	3	2	1
k	2965	4422	8760
t^{optim} (s)	13111	28688	258935
t^{optim} (h)	3h38	7h58	72h
t^{optim} total série (jours)	7	15	144
t^{optim} total parallèle (jours)	1.5	3	29

Bien que les durées indiquées par le Tableau V-17 soient des bornes supérieures des durées réelles, une durée totale de 29 jours (obtenue pour $t_{reg} = 1$, support temporel complet) n'est pas envisageable. Par ailleurs, le fait que les cas C_3, C_4 et C_6 donnent une valeur de fonction objectif similaire ne garantit pas que cette fonction serait celle atteinte pour $k = 8760$. On cherche à confirmer ou infirmer ce résultat sur un second problème, dont la durée d'optimisation est estimée a priori suffisamment courte pour explorer les cas C_1 et C_2 analogues aux cas définis par le Tableau V-15. On retient le scénario de rénovation $r = HR$, en Italie, selon l'architecture NN; pour son faible nombre de composants. La Figure V-27 (respectivement Figure V-28) est l'équivalent de la Figure V-25 (respectivement Figure V-26) pour ce second problème de basse complexité.

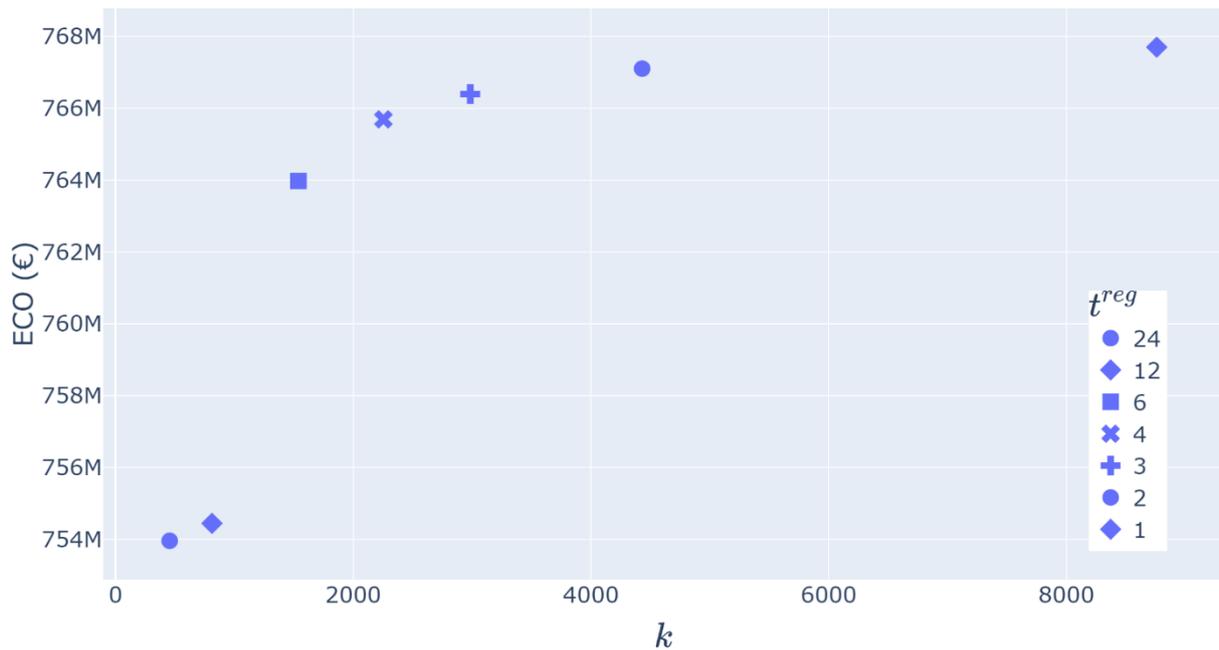


Figure V-27: Problème représentatif basse complexité – correspondance entre le nombre d’éléments du support temporel et la valeur de la fonction objectif

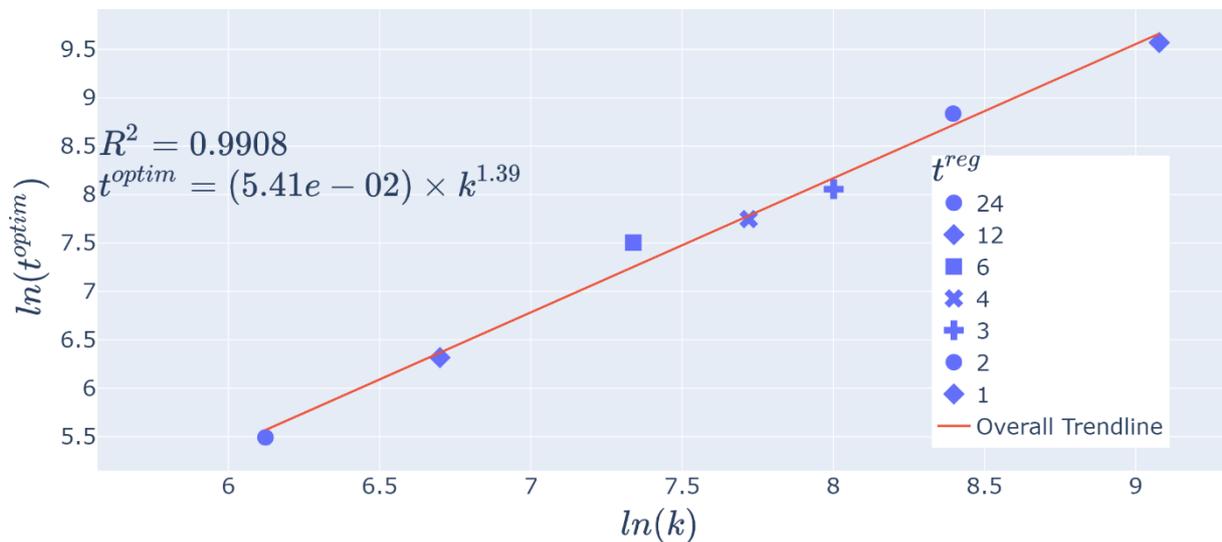


Figure V-28: Problème représentatif basse complexité – correspondance entre le nombre d’éléments du support temporel et la durée d’optimisation – transformation logarithmique

Ce second cas appuie l’hypothèse selon laquelle la valeur de la fonction objectif dans les cas C_6 , C_4 et C_3 est proche de sa valeur attendue (Figure V-27) obtenue pour $t_{reg} = 1$. Mais la durée d’optimisation tous cas confondus est 247 fois plus courte sur le problème de basse complexité que sur le problème de haute complexité (66s contre 4h30), ce qui rend difficile les conjectures sur l’ensemble des problèmes.

On retient pour l’ensemble des problèmes le paramétrage temporel du cas C_2 défini par $t^{reg} = 2$, $nb^{ct^{max,diff}} = 5$, $nb^{ct^{max}} = 1$ et $nb^{ct^{min}} = 1$. D’après le Tableau V-17, la durée de

résolution totale sera d'au plus 3 jours. Et d'après le second problème exploré, cette durée sera bien moindre. D'après la Figure V-27 et vue la tendance suggérée par la Figure V-25, l'erreur sur la fonction objectif économique sera inférieure à 0.5%.

V.3.2 Définition d'indicateurs

En supplément des trois fonctions objectif, on définit deux indicateurs quantifiant le taux de centralisation de l'aspect production dans les solutions technologiques retenues.

Le premier indicateur, TC^{dim} , quantifie le ratio de la capacité des composants *Production* installés en centrale CPP sur l'ensemble des capacités présentes dans le système. Les équipements inclus dans ce compte forment l'ensemble PD_h^{TC} . Il s'agit des composants *Production* du hub h qui servent de manière active les demandes thermiques, i.e. tous les composants à l'exception des pompes de réseau, échangeurs de chaleur en bâtiments SFH et MFH et tours aéroréfrigérantes. Alors TC^{dim} est défini par l'Equation V.21.

$$TC^{dim} = \frac{\sum_{p \in PD_{CPP}^{TC}} F_{CPP,p}^{dim,P}}{\sum_h \sum_{p \in PD_h^{TC}} F_{h,p}^{dim,P}} \quad V.21$$

Pour rappel, la capacité des composants Cogénération est mesurée à la puissance électrique et non thermique. En mode *back-pressure*, ces deux capacités diffèrent selon le paramètre $\alpha_{h,p}$ explicité en Annexe I.2.3.

De la même manière, on définit un ratio de centralisation en énergie annuelle produite par les composants *Production* membres des ensembles PD_h^{TC} . Soit TC ce ratio, donné par l'Equation V.22.

$$TC = \frac{\sum_{p \in PD_{CPP}^{TC}} \sum_t F_{CPP,p}^P(t) \times \Delta t}{\sum_h \sum_{p \in PD_h^{TC}} \sum_t F_{h,p}^P(t) \times \Delta t} \quad V.22$$

Un taux de centralisation proche de 1 qualifie une architecture fortement centralisée. A l'inverse, une architecture complètement décentralisée telle l'architecture NN présente des taux $TC^{dim} = TC = 0$. On peut également noter qu'un taux de centralisation en capacité TC^{dim} faible adjoint d'un taux de centralisation en énergie TC élevé signifie un facteur de charge élevé des équipements en centrale CPP. Plus généralement, on définit le facteur de charge d'un composant *Production* p donné par l'Equation V.23.

$$FC_{h,p} = \frac{\sum_t F_{h,p}^P(t) \times \Delta t}{8760 \times F_{h,p}^{dim,P}} \quad V.23$$

Un indicateur supplémentaire est le mix énergétique annuel de la solution étudiée (donnée par l'Equation V.24). Il est caractérisé par la part ME_{v_1} de chaque vecteur dans le total du bilan énergétique tous *hubs* confondus. Cette définition exclut l'énergie associée aux demandes thermiques.

$$v_1 \in \{elec, gaz, biom, IEH_1, IEH_2, IEH_3, IEH_4\},$$

$$ME_{v_1} = \frac{\sum_h \sum_t F_{h,v_1}^{EXT}(t)}{\sum_h \sum_{v_2 \in \{elec, gaz, biom, IEH_1, IEH_2, IEH_3, IEH_4\}} |\sum_t F_{h,v_2}^{EXT}(t)|} \quad V.24$$

L'usage de la valeur absolue au dénominateur de l'Equation V.24 fait considérer l'énergie totale annuelle entrante ou sortante du système, contrairement au numérateur qui lui rend compte du signe. Une part ME_{v_1} négative témoigne d'un import d'énergie par le système à l'échelle de l'année, tandis que $ME_{v_1} > 0$ témoigne d'un export (convention composant *ElementIO* récepteur).

Notons que pour un couple (pays, scénario de rénovation) fixé, la quantité de chaleur fatale industrielle est constante quel que soit la fonction objectif et l'architecture (potentiel imposé à dissiper ou utiliser). Ainsi la part variable que cette chaleur fatale occupe dans le mix énergétique donne une indication sur le total de l'énergie annuelle en valeur absolue.

V.3.3 Implémentation logicielle

L'implémentation logicielle du cas d'étude fait intervenir le module de définition des demandes thermiques (Chapitre IV) et celui de l'optimisation des systèmes énergétiques (Chapitre II). La demande thermique, les vecteurs énergétiques et les composants *ElementIO* sont préparées en amont. Les composants *Production* et *Storage* communs à toutes les architectures sont ensuite instanciés. Chaque architecture élémentaire ajoute ses composants *Production*, *Storage* et *Network*. Un fichier *main.py* orchestre l'ensemble pour construire le problème caractérisé par un pays, un scénario de rénovation, des architectures thermiques et les paramètres d'optimisation. Cette procédure est proche de la procédure générique de définition logicielle d'un problème, laquelle est présentée en Annexe 0.

Les problèmes sont optimisés selon un gap PLNE de 0.5%. Le temps de résolution total avoisine les deux jours lorsque quatre problèmes sont parallélisés. Chaque problème est lui-même étudié par 4 *threads*. La durée de résolution dépend fortement de l'architecture. En Figure V-29, la distribution de la durée d'optimisation est rendue explicite pour chaque architecture en faisant apparaître les premier et troisième quartiles ainsi que la médiane.

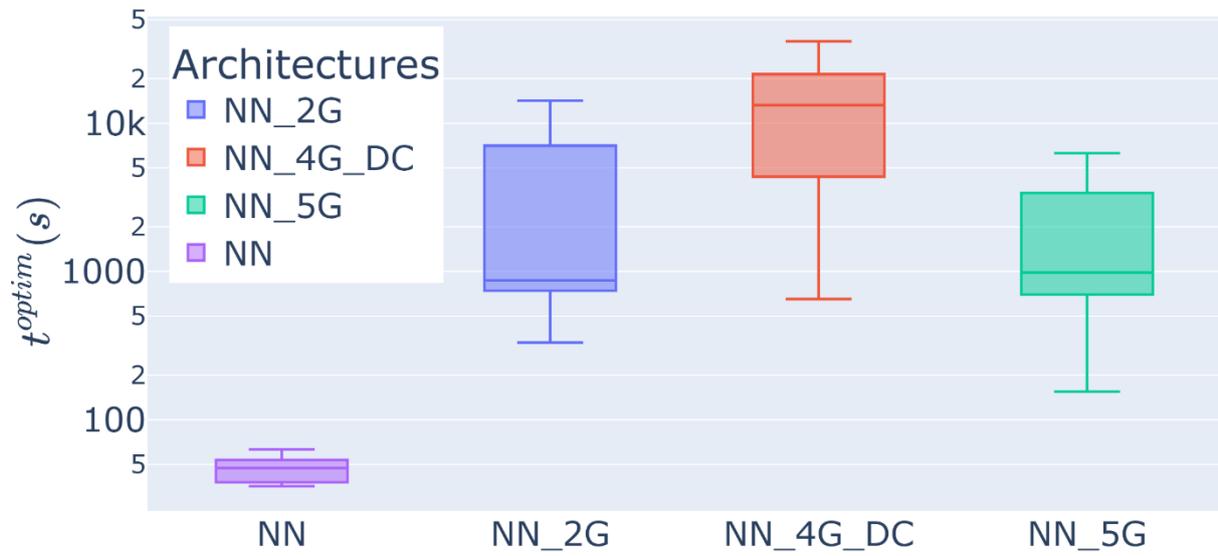


Figure V-29: Distribution des durées de résolution, par architecture thermique

V.4 Résultats

Les résultats de l'optimisation de l'opération et du dimensionnement des 48 problèmes sont ici exposés et analysés. On fera référence à un problème spécifique par le quadruplet (pays, scénario de rénovation, architecture thermique, fonction objectif).

V.4.1 Tendances générales

Chaque problème est caractérisé par les 5 indicateurs O^{ECO} , O^{CO_2} , O^{EX} , TC^{dim} et TC , quelle que soit sa fonction objectif parmi $\{O^{ECO}, O^{CO_2}, O^{EX}\}$. Ces indicateurs prennent des valeurs continues dont la distribution est visible en Figure V-30.

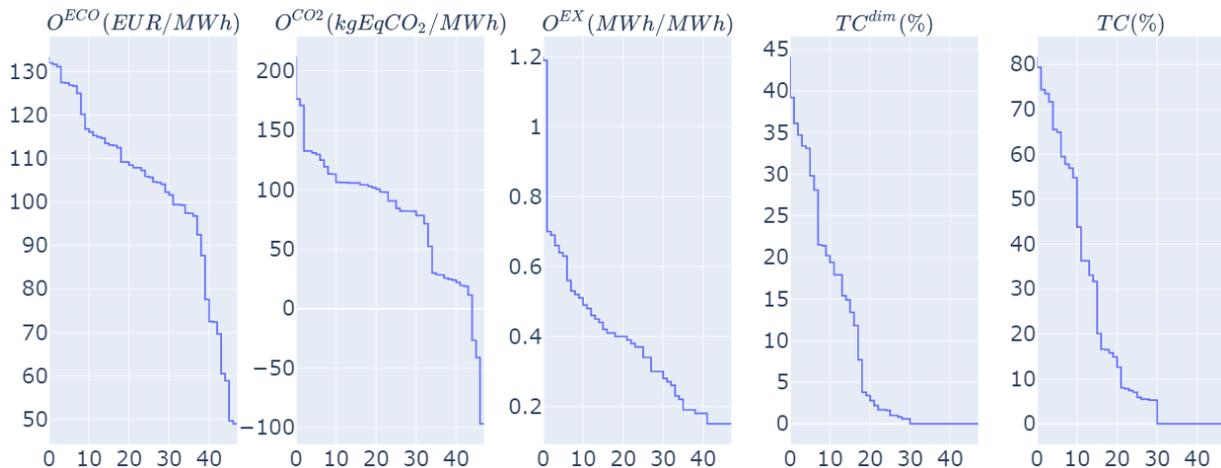


Figure V-30: Monotone des valeurs des principaux indicateurs

Le Figure V-30 est commentée à la lumière de résultats supplémentaires. Le coût actualisé des systèmes varie de 49 €/MWh à 133 €/MWh, avec 25% des valeurs inférieures à 97 €/MWh (premier quartile) et 25% des valeurs supérieures à 116 €/MWh (troisième quartile). On peut comparer ces chiffres avec le prix de vente moyen de la chaleur dans les réseaux français en 2016 (ADEME, 2018), dont les premier et troisième quartiles sont respectivement 58 €/MWh et 83 €/MWh. L'écart entre ces deux jeux de valeurs s'explique notamment par le fait que l'étude en référence (ADEME, 2018) concerne seulement la chaleur. Or la demande en climatisation est caractérisée par des facteurs de charge faible (voir Figure III-4, Annexe III.1), ce qui augmente le coût des investissements en capacité relativement à la demande desservie.

Les cas pour lesquels le contenu carbone O^{CO_2} prend des valeurs négatives font une utilisation poussée des centrales de cogénération, dont la production électrique est revendue sur le réseau national. Cette revente est caractérisée par la déduction du CO_2 associé ce qui cause la diminution des émissions du système. Les RDC français présentaient un contenu carbone moyen de 107 kgEqCO₂/MWh en 2019 (*Les réseaux de chaleur et de froid. Chiffres clés, analyses et évolution (2020)*, 2020), contre 80 kgEqCO₂/MWh pour les systèmes étudiés. Outre les gains permis par les unités de cogénération, une part de l'écart s'explique encore par la demande en climatisation. En effet, bien que coûteuse, la satisfaction de celle-ci est souvent contrainte à être réalisée par des climatiseurs à compression – centralisés ou décentralisés – dont le COP élevé garantit de faibles émissions. Ce second énoncé doit être modulé, bien que valable, en ce qui concerne le cas Italien pour lequel le haut contenu carbone de l'électricité $CC_{elec} = 416 \text{ kgEqCO}_2/\text{MWh}$ (Tableau V-6) compense partiellement l'efficacité de la PAC.

La distribution des valeurs exergetiques est caractérisée par deux valeurs supérieures à 1, i.e. une mauvaise performance exergetique. Pour rappel, la fonction objectif et indicateur O^{EX} peut prendre des valeurs supérieures à 1 dans la mesure où il est calculé comme le quotient du bilan exergetique net et de la somme des demandes thermiques annuelles (Equation II.6). Ce bilan exergetique n'est autre que la différence entre les flux d'exergie entrants et sortants par les composants *ElementIO*, tous *hubs* confondus. Ces valeurs supérieures à 1 correspondent à des problèmes en fonction objectif économique faisant un usage accru de la cogénération gaz naturel. En effet, cette solution technologique est financièrement intéressante mais exergetiquement peu performante d'une ou plusieurs unités de cogénération gaz naturel, qui lorsque profitables du point de vue économique sont déficitaires du point de vue exergetique.

Concernant les taux de centralisation, on constate dans l'ensemble que celui en capacité, TC^{dim} , est inférieur à celui en énergie, TC , pour une majorité de cas (non visible en Figure V-30). Cela témoigne en moyenne de forts facteurs de charge des composants *Production* en centrale CPP, en particulier de ceux valorisant la chaleur fatale industrielle qui est disponible selon des profils temporels constants.

V.4.2 Par architecture

Les résultats précédents permettent de dégager des tendances générales mais ne situent pas les performances des architectures entre elles. Une visualisation unique est recherchée sous forme de diagramme de Kiviati, plus couramment appelé « diagramme en radar ».

Pour plus de lisibilité les indicateurs sont discrétisés sur 7 paliers décrits par les entiers dans $[[0,6]]$, comme montré par la Figure V-31. La méthode de choix des paliers est commune à tous les indicateurs. Deux paliers sont utilisés pour les 10% des valeurs les plus faibles et les 10% des valeurs les plus élevées. Les valeurs restantes sont regroupées dans 5 paliers couvrants des intervalles de même largeur. Cette méthode est appliquée à l'ensemble des valeurs à l'exception des zéros redondants.

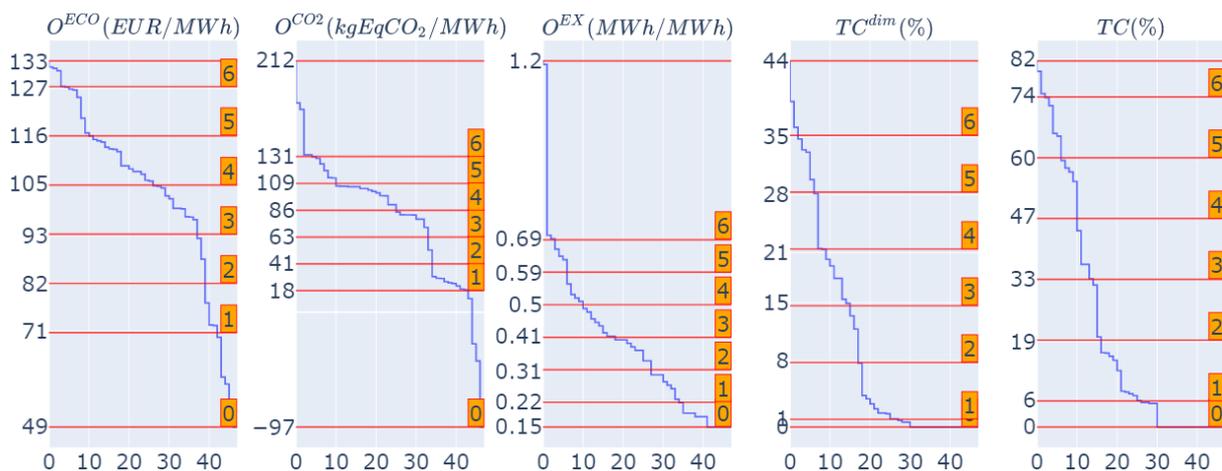


Figure V-31: Paliers de discrétisation des valeurs des principaux indicateurs

Cette discrétisation permet la construction de la Figure V-32, laquelle est interprétée ci-après.

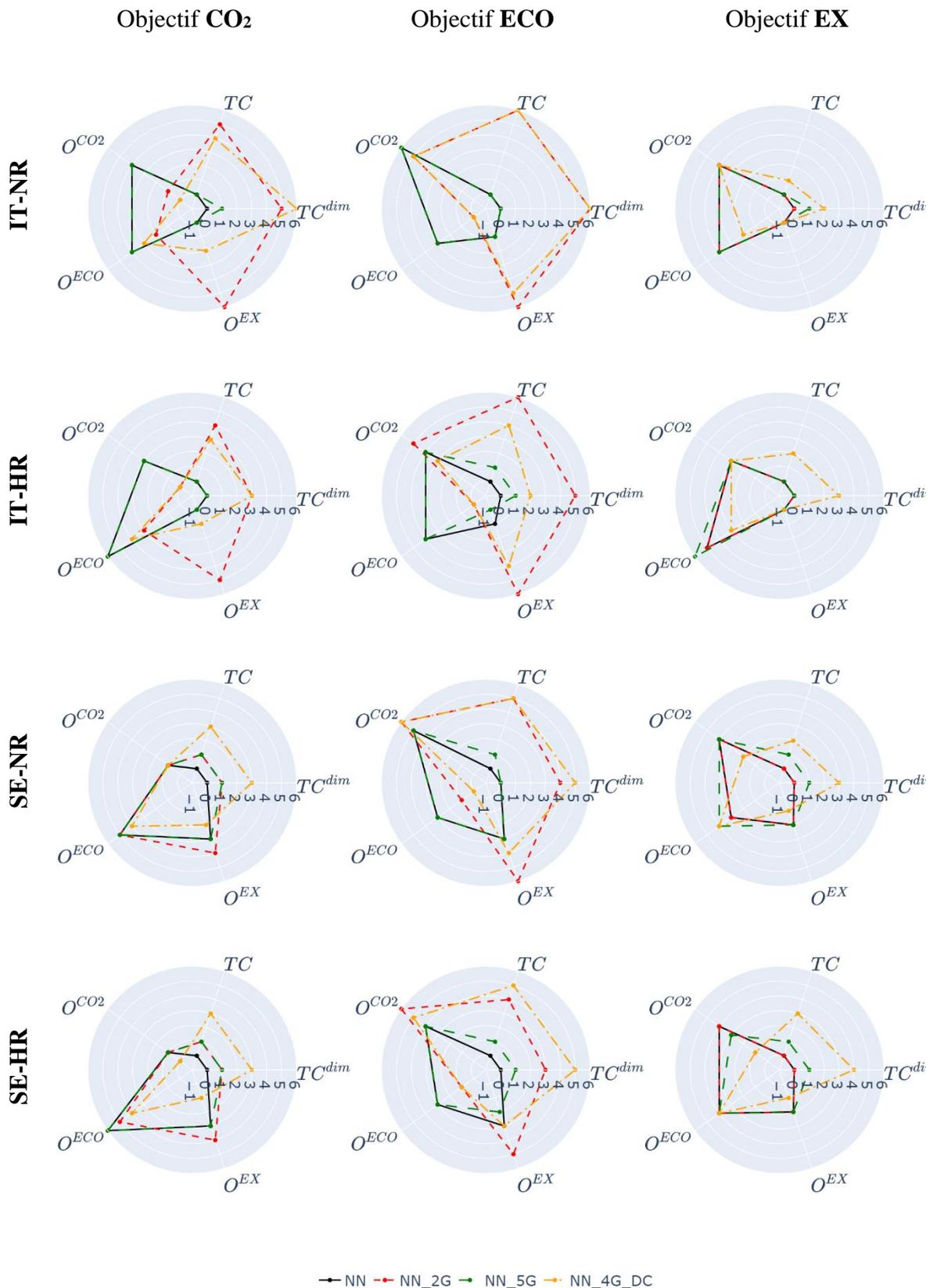


Figure V-32: Valeurs discrétisées des indicateurs principaux, par problème considéré

Le fait que l'architecture NN_5G (code ligne pointillés verts) soit souvent confondue avec l'architecture NN (code ligne pleine noire) traduit que les équipements 5GDHC ne permettent que rarement de meilleures performances que les équipements NN. Les mauvaises

performances de NN_5G s'expliquent en partie par une faible quantité de chaleur fatale industrielle disponible. En particulier, la quantité modélisée de chaleur fatale à la température 25°C (IEH_1) est faible en comparaison aux systèmes réels ; c'est pourtant ce niveau de température qui profiterait spécialement à l'architecture 5GDHC qui est la seule à pouvoir la valoriser en échange passif. Une autre explication réside dans la faible simultanéité des besoins en chaleur et en froid impliquant un mauvais équilibre local des demandes et donc un recours à des capacités en centrale CPP et aux pompes de réseau fortement consommatrices ($p_{SFH,Pump_{5GDHC}} = p_{MFH,Pump_{5GDHC}} = 5\%$).

L'architecture NN_2G présente des performances inférieures à NN_4G_DC. En effet, 4GDH bénéficie de toutes les solutions technologiques 2GDH, avec en prime un réseau plus basse température et donc une valorisation accrue de la chaleur fatale industrielle. La contrainte financière de la seconde infrastructure de réseau DC est allégée par la subvention du coût d'investissement des réseaux et la possibilité de recourir à des équipements individuels (architecture NN).

Dans l'ensemble, on remarque que les solutions des optimisations exergétiques sont décentralisées, i.e. composants NN seulement, à l'exception de l'architecture NN_4G_DC. Les solutions des optimisations économiques sont plutôt centralisées. Les solutions des optimisations CO₂ sont plutôt centralisées en Italie et plutôt décentralisées en Suède.

V.4.3 Par contexte technico-économique

Chaque couple (pays, scénario de rénovation) définit une situation technico-économique. La considération supplémentaire d'une architecture et d'une fonction objectif spécifiques ne change pas la structure du système mais les réponses apportées aux demandes qu'il exprime. On étudie ici pour chaque cas (pays, scénario de rénovation, fonction objectif) l'architecture la plus performante.

V.4.3.1 Couple (IT, NR)

Le cas (IT, NR) est celui de l'Italie en scénario de non rénovation thermique. Le Tableau V-18 expose pour chaque fonction objectif la meilleure architecture et la valeur des indicateurs de performance de cette architecture.

Tableau V-18: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR)

Fonction objectif	Architecture	Indicateur				
		O^{CO_2} (kgEqCO ₂ /MWh)	O^{ECO} (€/MWh)	O^{EX} (MWh/MWh)	TC^{dim} (%)	TC (%)
CO ₂	NN_4G_DC	-27	98	0.40	36	60
ECO	NN_2G	125	49	1.2	44	82
EX	NN_4G_DC	102	88	0.18	12	17

Le Tableau V-18 révèle que l'architecture NN_4G_DC est la meilleure sauf dans une optique de limitation du coût de l'énergie, pour laquelle NN_2G est préférée. On remarque par ailleurs que la minimisation du coût dégrade largement les performances CO₂ et exergétique (seconde ligne Tableau V-18).

Le mix énergétique annuel pour chaque fonction objectif est présenté par la Figure V-33. Dans cette figure, un signe négatif témoigne d'un import d'énergie par le système tandis qu'une valeur positive décrit un export, conformément à la définition du mix énergétique donnée en Equation V.24. Pour rappel, la chaleur fatale industrielle est modélisée dans le système par des composants *Load*, i.e. une puissance décrite par une série temporelle. Les températures des vecteurs *IEH* associés sont données par le Tableau V-7.

On constate que le gaz naturel est une solution économique (2^{ème} ligne en Figure V-33) mais à faible performance exergetique (3^{ème} ligne). Son usage dans une optique de réduction des émissions totales de CO₂ (1^{ère} ligne) passe par l'utilisation d'une unité de cogénération de 101 MW associé à l'export d'électricité. Le problème (CO₂, NN_4G_DC) fait également usage d'une cogénération biomasse, limité par les deux contraintes d'import de biomasse en énergie (250 GWh/an) et en puissance (200 MW).



Figure V-33: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR)

A l'image du mix énergétique, il est intéressant de regarder la répartition des coûts dans le total O^{ECO} (Figure V-34). Dans cette figure, le coût total mentionné en titre de l'axe des abscisses est calculé comme la somme des valeurs absolues des coûts de chaque catégorie.

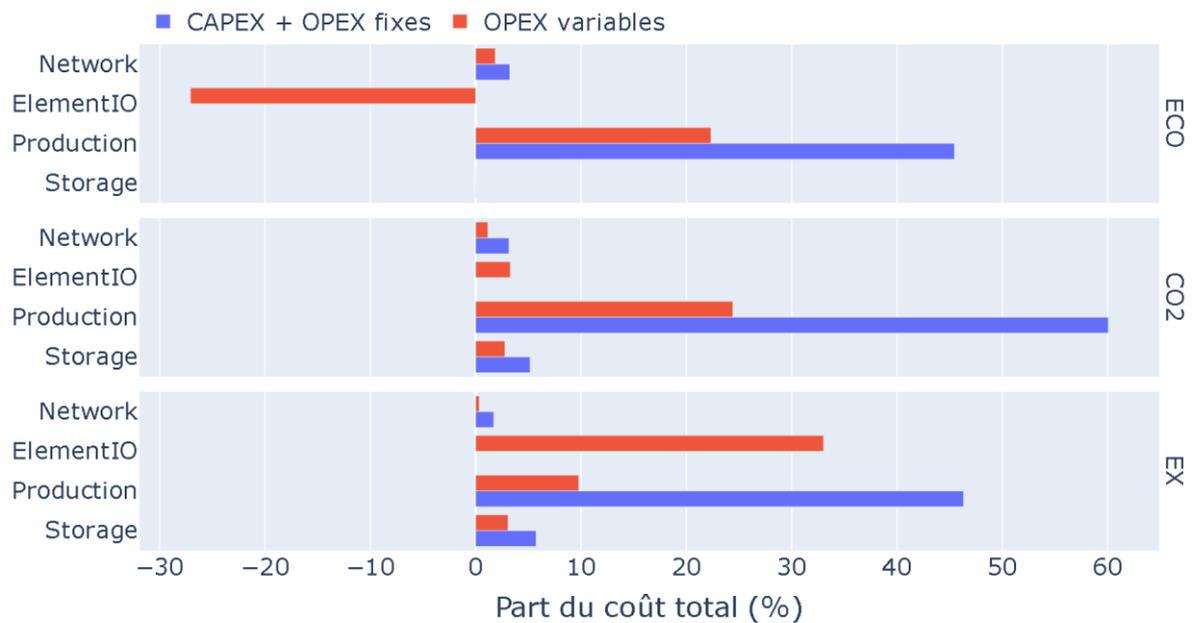


Figure V-34: Répartition des coûts de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (IT, NR)

La majorité des coûts concerne l’investissement et l’entretien des équipements de production. Les faibles coûts réseaux s’expliquent par la subvention du coût d’investissement. En objectif économique, la revente de l’électricité issue d’unités de cogénération génère suffisamment de revenus pour plus que compenser les autres coûts *ElementIO*.

Enfin l’utilisation des réseaux de distribution renseignent sur les contraintes opérationnelles prises en compte par les équipements. L’examen du cas (Exergie, NN_4G_DC) (3^{ème} ligne dans le Tableau V-18) est réalisé en traçant les puissances reçues par le réseau 4GDH au niveau de chaque bâtiment, SFH et MFH, en fonction du temps (Figure V-35). Les monotones de ces puissances sont tracées en Figure V-36. Les deux bâtiments, SFH et MFH, ont recours au réseau pour leurs demandes en ECS et chauffage. En hiver, la puissance nécessaire est produite en centrale CPP notamment par la décharge du stockage long terme (Figure V-37), qui est rechargé en été par le champ solaire. Le bâtiment MFH, d’avantage que le bâtiment SFH, a recours pour ses demandes de pointe à des PAC individuelles.

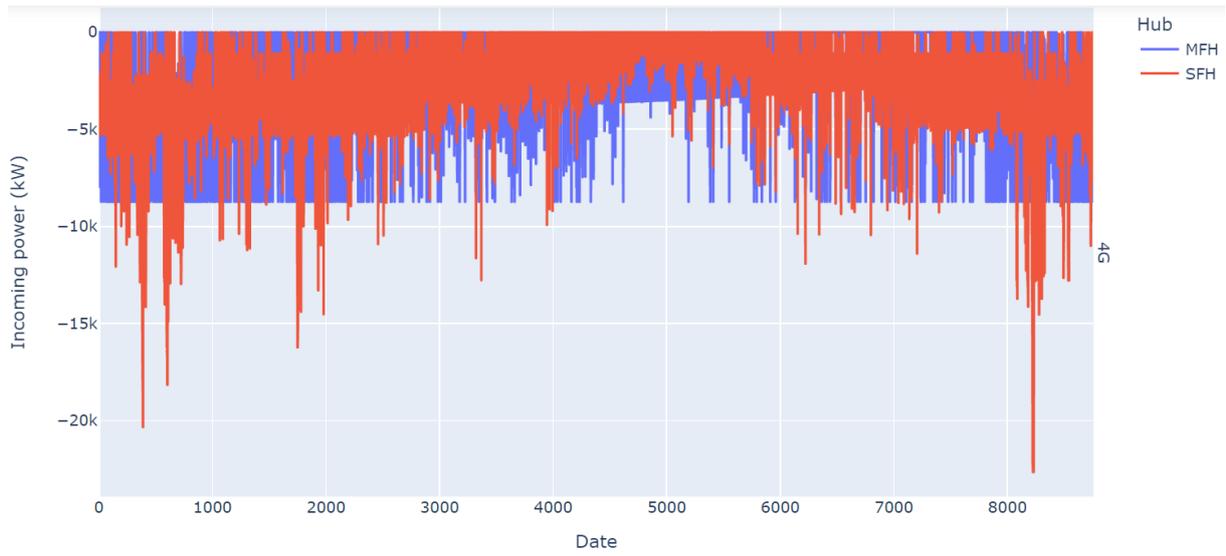


Figure V-35: Puissance circulant sur le réseau 4GDH
objectif exergie – (IT, NR)

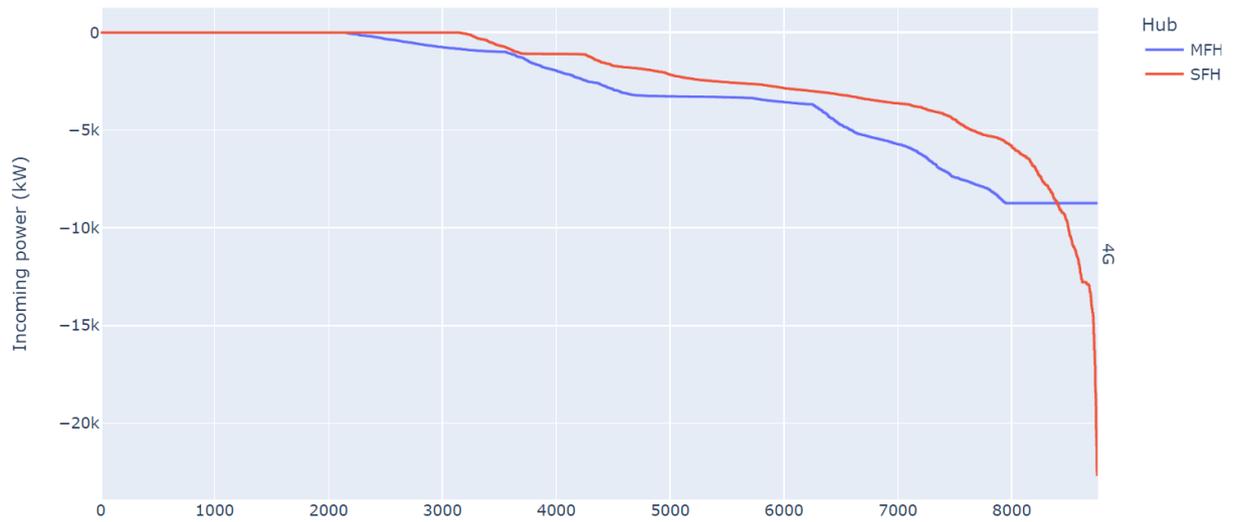


Figure V-36: Monotone de la puissance circulant sur le réseau 4GDH
objectif exergie – (IT, NR)

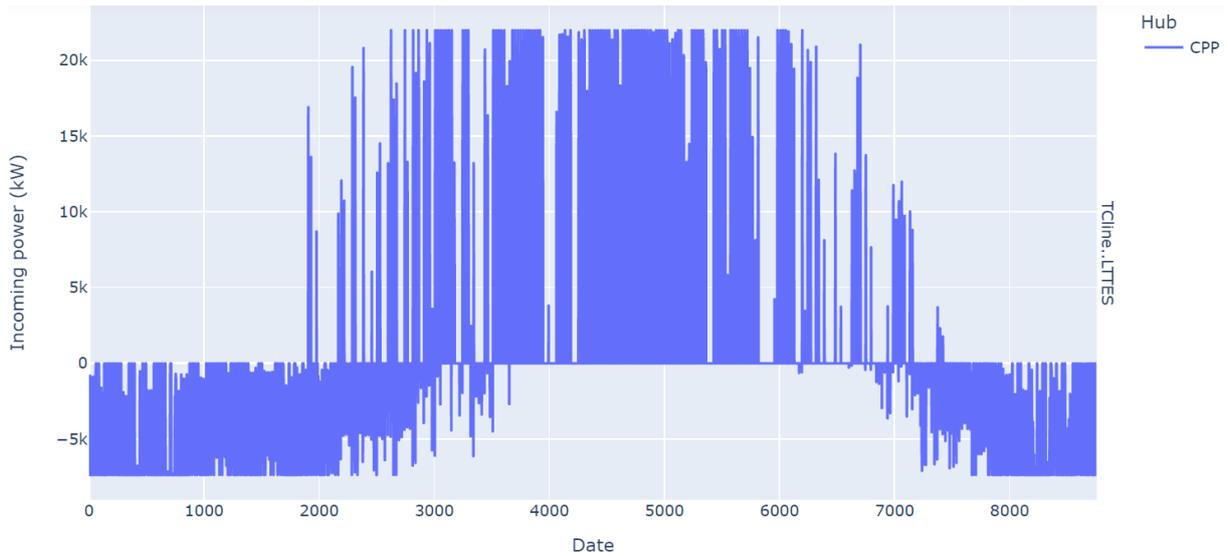


Figure V-37: Puissance reçue par le stockage de chaleur long terme objectif exergie – (IT, NR)

Le réseau de froid DC est lui utilisé en objectif économique. Il est intéressant de noter l'usage en centrale CPP de climatiseurs à absorption en production de base pour compenser les pertes thermiques réseau toute l'année (Figure V-38). Un de ces climatiseurs est alimenté par la chaleur fatale industrielle de plus haute température, IEH₄. L'autre repose sur la chaleur produite par une cogénération de 2.2 MW électrique. Cette cogénération est une cogénération gaz (non visible en Figure V-38).

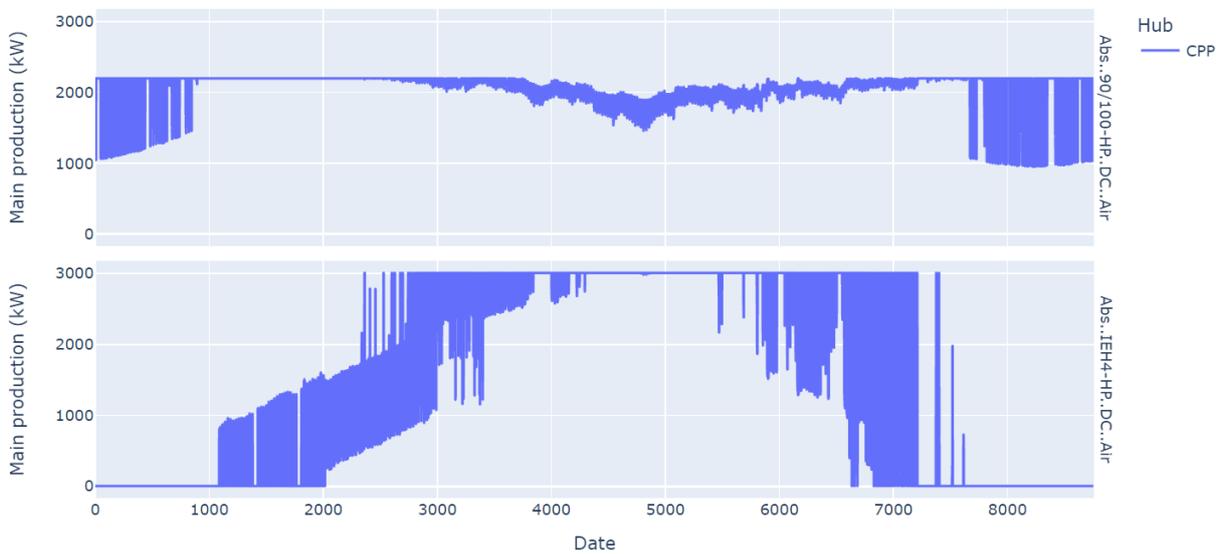


Figure V-38: Climatiseurs à absorption en centrale CPP – objectif économique – (IT, NR)

V.4.3.2 Couple (IT, HR)

Le cas (IT, HR) est celui de l'Italie en scénario de haute rénovation thermique. Le Tableau V-19 expose pour chaque fonction objectif la meilleure architecture et la valeur des indicateurs de performance de cette architecture.

Tableau V-19: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique par fonction objectif – (IT, HR)

Fonction objectif	Architecture	Indicateur				
		O^{CO_2} (kgEqCO ₂ /MWh)	O^{ECO} (€/MWh)	O^{EX} (MWh/MWh)	TC^{dim} (%)	TC (%)
CO2	NN_4G_DC	-97	106	0.27	20	44
ECO	NN_2G	113	50	1.19	30	79
EX	NN	82	127	0.15	0	0

Concernant l'optimisation exergetique (ligne 3 du Tableau V-19), toutes les architectures montrent des performances proches, en utilisant des solutions fortement décentralisées. Les architectures NN_2G et NN_4G_DC sont néanmoins moins couteuse que NN car mettent à profit des échangeurs de chaleur en sous-stations pour couvrir l'appel de pointe ECS, contrairement à NN qui déploie des chaudières à gaz. Cette solution centralisée en capacité uniquement est rentable seulement du fait que le coût réseau dépend de l'énergie annuelle transportée.

Le mix énergétique suit les mêmes tendances qu'en scénario de non rénovation thermique (Figure V-39). Il en va de même pour la répartition des coûts.



Figure V-39: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique par fonction objectif – (IT, HR)

On peut noter une forte utilisation du réseau 2GDH en été en optimisation sur critère économique. La Figure V-40 montre la puissance reçue par le réseau au niveau de la centrale CPP.

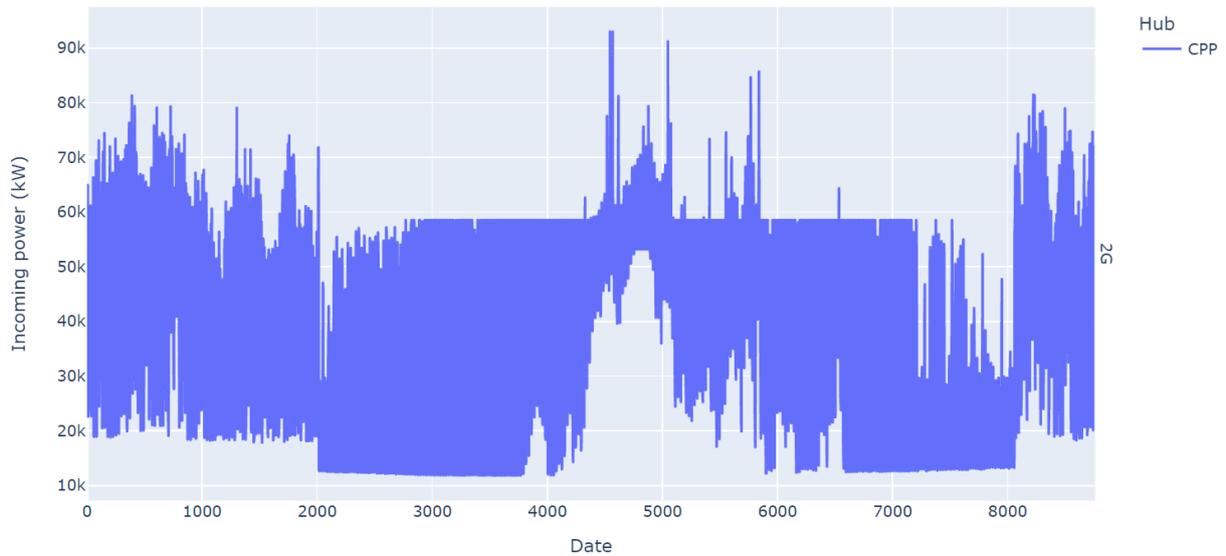


Figure V-40: Puissance circulant sur le réseau 2GDH
objectif économique – (IT, HR)

Cette puissance alimente un climatiseur à absorption dans les bâtiments SFH et MFH. La demande du bâtiment MFH est couverte en pointe par un climatiseur à compression. La Figure V-41 montre les puissances produites par ces deux équipements. Concernant les climatiseurs à absorption, la puissance de référence est celle à l'évaporateur. Le climatiseur à compression est lui facturé comme une PAC, i.e. référence au condenseur.

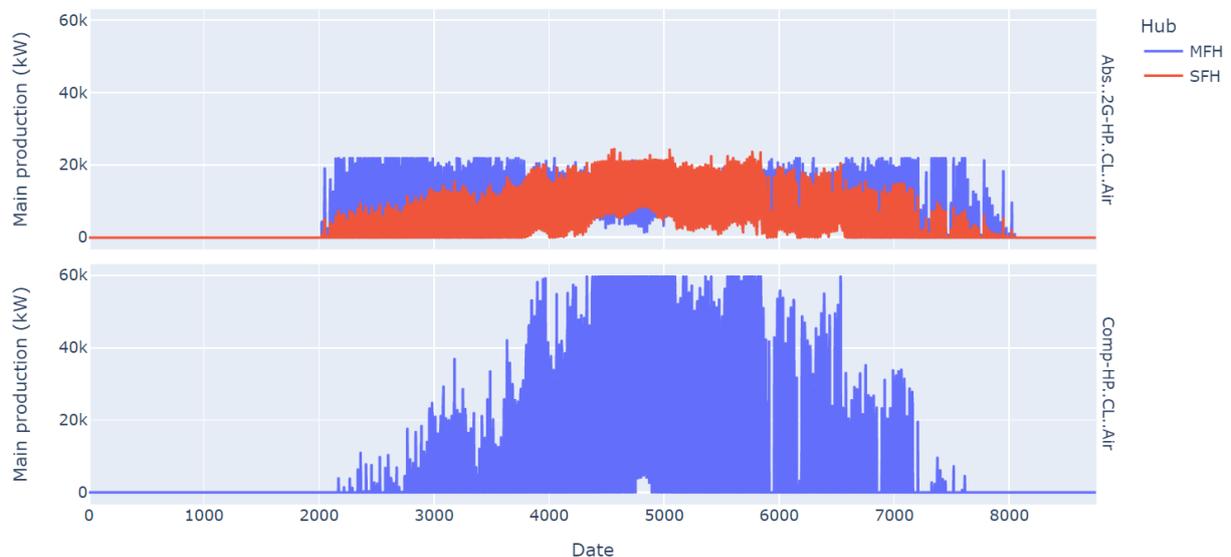


Figure V-41: Satisfaction de la demande en climatisation au niveau bâtiment
objectif économique – (IT, HR)

V.4.3.3 Couple (SE, NR)

Le cas (SE, NR) est celui de la Suède en scénario de non rénovation thermique. Le Tableau V-20 expose pour chaque fonction objectif la meilleure architecture et la valeur des indicateurs de performance de cette architecture.

Tableau V-20: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, NR)

Fonction objectif	Architecture	Indicateur				
		O^{CO_2} (kgEqCO ₂ /MWh)	O^{ECO} (€/MWh)	O^{EX} (MWh/MWh)	TC^{dim} (%)	TC (%)
CO2	NN_4G_DC	19	107	0.34	15	33
ECO	NN_4G_DC	171	70	0.56	33	74
EX	NN_4G_DC	53	108	0.30	18	32

Une fois de plus, l'architecture NN_4G_DC montre de bonnes performances pour chaque fonction objectif. Contrairement à l'Italie, les unités de cogénération sont peu profitables du point de vue CO₂ du fait d'un faible contenu carbone de l'électricité du mix suédois. Elles sont moins profitables économiquement également du fait d'un coût faible de l'électricité mais élevé du gaz. Le système compte néanmoins sur une cogénération biomasse de 50 MW en objectif CO₂ et 84 MW en objectif exergetique. Le mix énergétique présenté en Figure V-42 en témoigne.

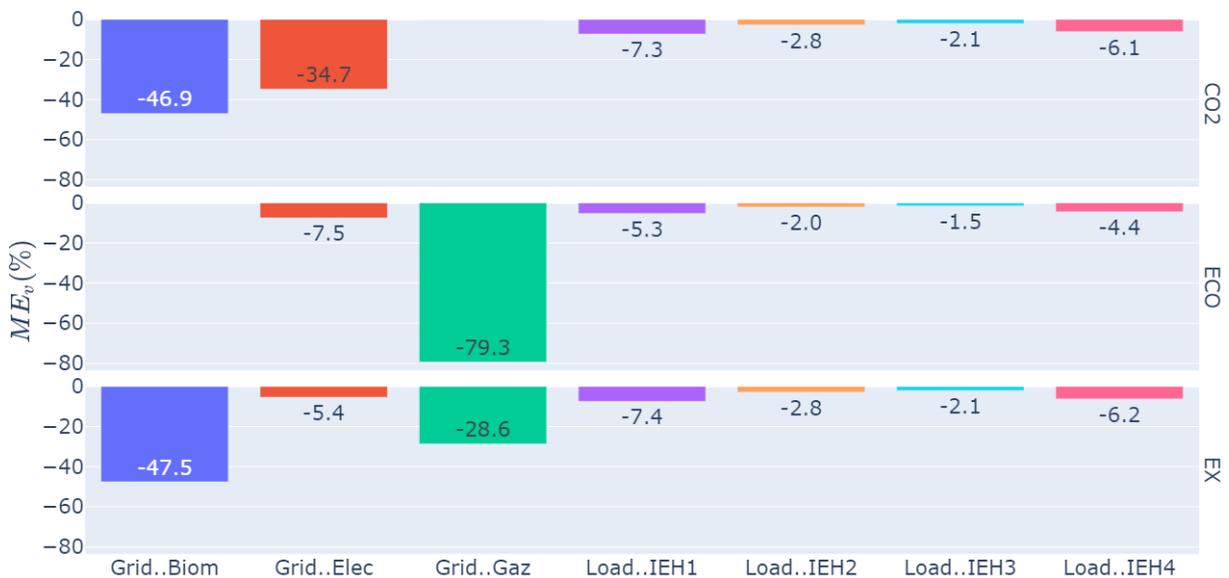


Figure V-42: Mix énergétique de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, NR)

Le climat suédois est tel que les bâtiment SFH et MFH peu performants thermiquement doivent avoir fréquemment recours à une solution d'appoint pour leur demande en chauffage (partie V.2.2.1.2). Deux appoints sont possibles, à savoir une chaudière électrique ou une chaudière gaz. En optimisation exergetique, le gaz est légèrement meilleur que l'électricité ce qui provoque le choix d'une chaudière gaz en complément de la PAC sur air et de l'échangeur réseau (Figure V-43). La chaudière électrique est préférée en optimisation CO₂.

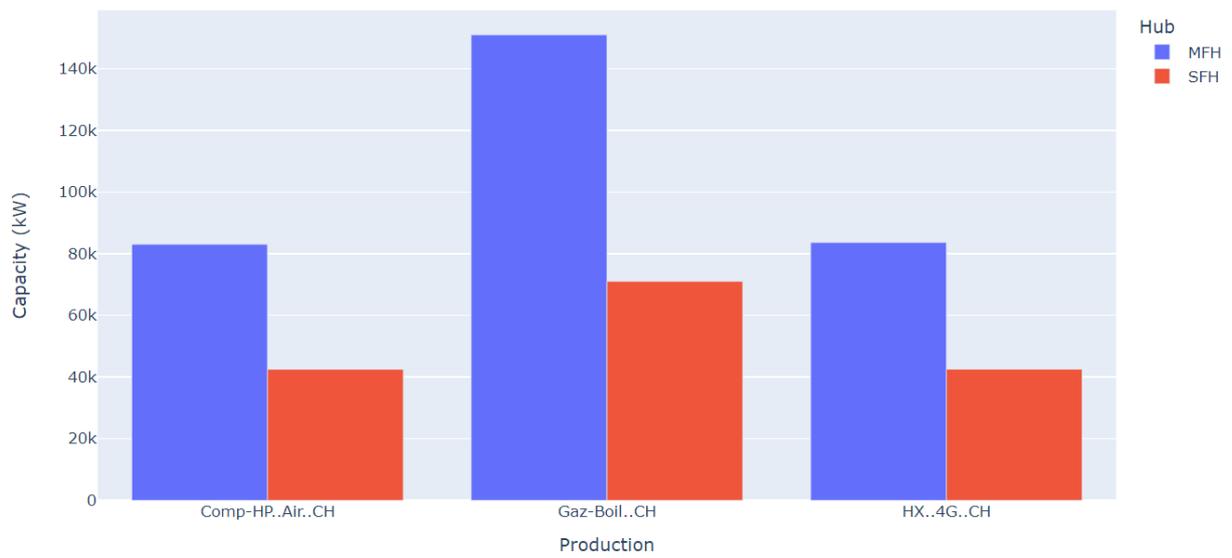


Figure V-43: Dimensionnement des composants de chauffage dans les bâtiments SFH et MFH – objectif exergétique – (SE, NR)

V.4.3.4 Couple (SE, HR)

Le cas (SE, HR) est celui de la Suède en scénario de haute rénovation thermique. Le Tableau V-21 expose pour chaque fonction objectif la meilleure architecture et la valeur des indicateurs de performance de cette architecture.

Tableau V-21: Valeurs d'indicateurs de la meilleure architecture thermique – par fonction objectif – (SE, HR)

Fonction objectif	Architecture	Indicateur				
		O^{CO_2} (kgEqCO ₂ /MWh)	O^{ECO} (€/MWh)	O^{EX} (MWh/MWh)	TC^{dim} (%)	TC (%)
CO2	NN_4G_DC	12	108	0.28	18	36
ECO	NN_4G_DC	131	72	0.49	35	66
EX	NN_4G_DC	22	115	0.26	22	36

On peut noter en Suède comme en Italie la tendance selon laquelle la rénovation des bâtiments, i.e. passage de $r = NR$ à $r = HR$, induit une performance exergétique meilleure, quel que soit la fonction objectif. Les mêmes conclusions ne peuvent pas facilement être tirées pour les émissions CO₂, dont le compte est artificialisé par l'usage de la cogénération.

Contrairement aux deux autres objectifs, la solution en objectif économique a recours au RDF, comme c'est le cas pour (SE, NR) et (IT, NR) en optimisation économique. Le froid est produit en centrale CPP par un climatiseur sur air et utilisé par le bâtiment SFH, tandis que la performance économique dicte à MFH d'avoir recours à un climatiseur individuel. La production en centrale est aidée par le stockage court-terme, dont l'état de charge, en kg, est donné en fonction du temps par la Figure V-44. Sa capacité maximale de 3000m³ équivaut à une réserve énergétique de seulement 17.4 MWh, du fait du faible écart entre les températures réseau ($T_{DC}^F = 4^\circ C$, $T_{DC}^C = 9^\circ C$).

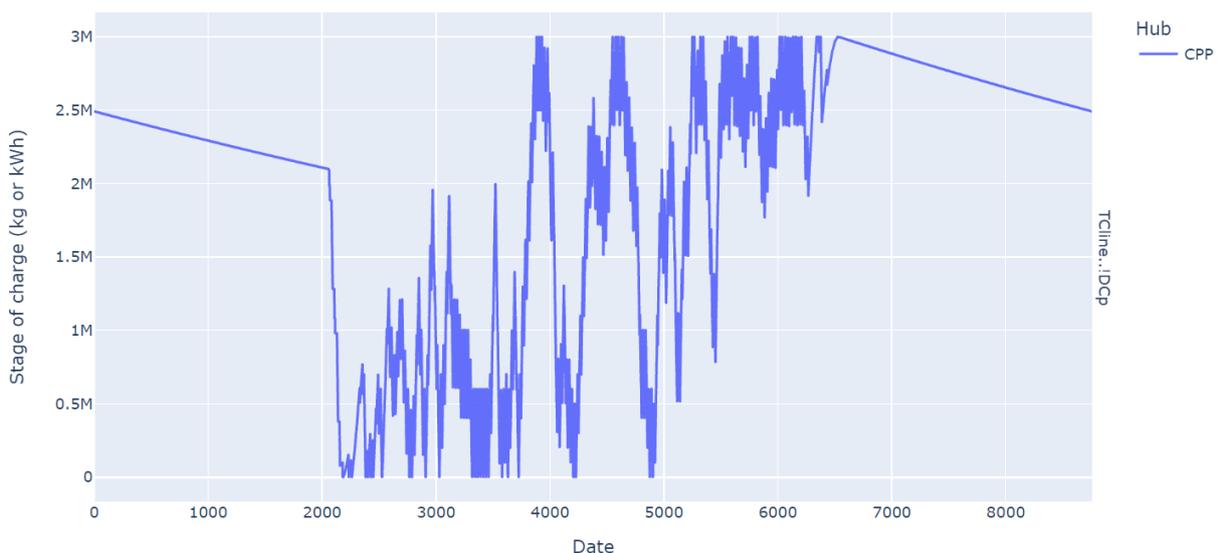


Figure V-44: Etat de charge du stockage froid court-terme en centrale CPP objectif économique – (SE, HR)

Outre la satisfaction de la demande en climatisation, le stockage est utilisé pour compenser les gains thermiques du réseau, lequel doit par hypothèse être maintenu à température toute l'année.

Ces gains sont négatifs pendant une partie de l'hiver, et par conséquent annulés, du fait d'une température du sol inférieure à celle du réseau. La Figure V-45 montre l'évolution de ces gains thermiques dans le temps. Elle peut être comparée à la Figure V-46 donnant la demande en climatisant des bâtiments MFH et SFH.

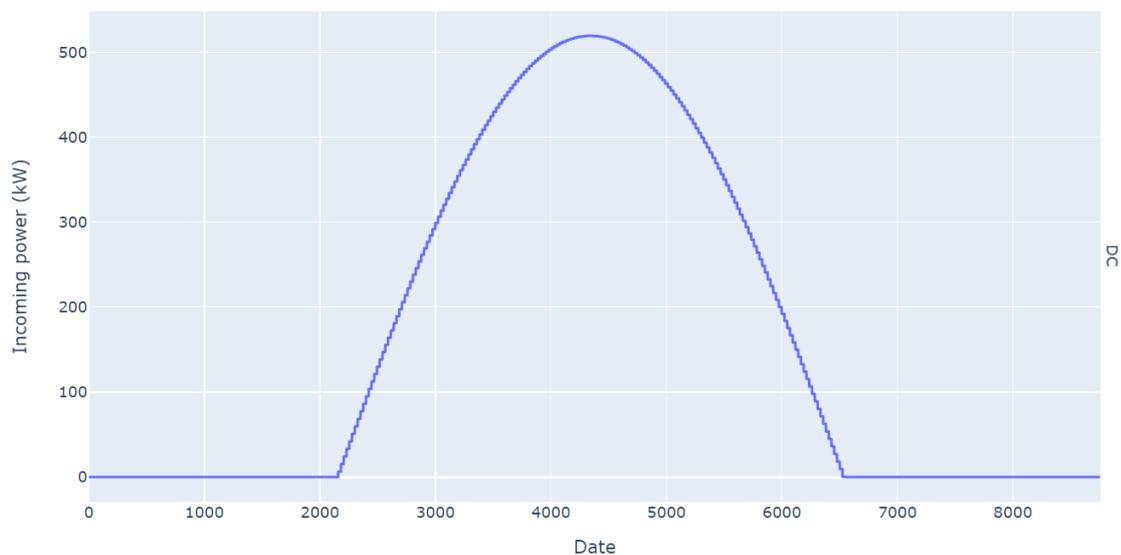


Figure V-45: Pertes thermiques du réseau DC objectif économique – (SE, HR)

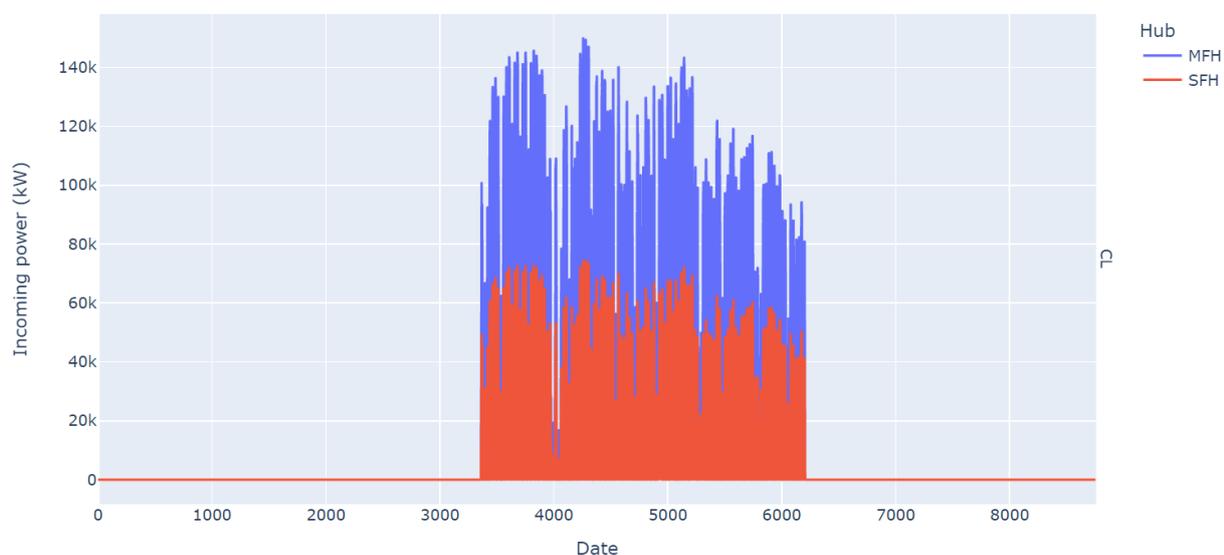


Figure V-46: Demande en climatisation des deux bâtiments SFH et MFH (SE, HR)

V.4.4 Conclusion

Les résultats de l'optimisation des 48 problèmes considérés montrent le fort potentiel de l'architecture NN_4G_DC dans les contextes ciblés. Pour autant, les solutions technologiques déployées au sein de cette architecture dépendent des conditions technico-économiques et de la fonction objectif retenue. Outre le potentiel de recherche de la meilleure architecture au sens d'un objectif donné, ces résultats soulignent l'importance d'inclure dans des études de ce type une pluralité de composants pour révéler les synergies multi-vecteurs.

Cette étude, dans sa totalité, implique plus de 20 vecteurs énergétiques, 50 composants *Production*, 6 composants *Storage* et 4 composants *Network*. L'opération annuelle du système génère de nombreux résultats. L'Annexe III.5 présente les dimensionnements des composants *Production* et *Storage* ainsi que les facteurs de charge des composants *Network* afin de compléter les visualisations présentées ici.

Le travail présenté dans ce chapitre va faire l'objet d'une publication scientifique dans le journal *Energy* (Henrik Lund, 2022), intitulée *Optimization framework for evaluating urban thermal systems potential*. La publication est actuellement sous-statut *under review*. Elle comporte des éléments de contextualisation de l'étude issus des chapitres II, III et IV.

V.5 Critiques

Cette partie présente les limites intrinsèques imputables aux problèmes définis (aspect modèle, partie V.2) et à la méthodologie générale d'optimisation des architectures thermiques (aspect méthodologie, Chapitre II). Un bilan de l'exploitation possible de l'étude est également présenté.

V.5.1 Perspectives d'amélioration

V.5.1.1 Modèle

La définition des systèmes physiques retenus présuppose des niveaux de température de différents vecteurs thermiques ainsi que des voies de stockage et conversion de ces vecteurs. Ces choix reposent sur l'hypothèse de « systèmes réels moyens », i.e. ils sont effectués dans le but de décrire un système vraisemblable. Pour autant, la diversité des systèmes au sein d'une même famille technologique (i.e. architecture thermique) est telle que l'opération de moyenne peut perdre du sens lorsqu'elle est appliquée à des contextes réellement différents, comme c'est le cas en considérant l'Italie et la Suède. Du point de vue économique, malgré une partie de cette différence traduite par les tarifs de l'électricité et du gaz naturel, la subvention de l'investissement réseau à hauteur de 75% est une hypothèse forte qui bien que vraisemblable dans le cas français (ADEME, 2020b) mériterait d'être précisée pour l'Italie et la Suède. Un manque important réside dans la non considération de la réglementation locale, notamment celle concernant la promotion des énergies renouvelables ou de récupération. Dans le cas de l'Italie, Lazzeroni et al. (Lazzeroni, 2019) exposent notamment la complexité de la loi applicable aux unités de cogénération pour profiter de réduction sur le gaz naturel les alimentant, avec des contraintes portant sur la part de la demande thermique finale couverte par l'unité en question. Du point de vue technique, le manque principal concerne la variabilité de la longévité des composants selon leur régime d'opération. Par ailleurs, des hypothèses spécifiques comme celle d'une surface maximale de champ solaire (ici 50 000 m²) ou d'un volume de stockage long terme (500 000 m³) devraient être dépendantes de l'emplacement géographique du système considéré.

On note également que l'étude implique des réseaux thermiques de générations différentes mais modélisées selon une approche similaire, i.e. en considérant deux lignes et un coût de pompage appliqué au niveau *hub*. Or l'architecture 5GDHC est différente des trois autres (2GDH, 4GDH, DC) du fait de sa bidirectionnalité en énergie. En pratique, un réseau 5GDHC réel est tel que les demandes en chaleur et en froid s'équilibrent localement d'un bâtiment à l'autre, si bien que la répartition spatiale du travail de pompage est fortement dépendante de la localisation de ces bâtiments d'une part et de la simultanéité des demandes d'autre part (Bilardo et al., 2021). L'assignation d'une pompe à un nombre limité de bâtiments du fait de l'agrégation spatiale ne traduit donc pas exactement les systèmes réels. Une deuxième limite pénalisant l'architecture 5GDHC concerne la faible disponibilité de chaleur fatale basse température. En effet, la chaleur fatale considérée est issue de sources industrielles. Or les sources urbaines de chaleur fatale basse température sont nombreuses et sous-exploitées du fait d'un manque de réglementation et d'une difficulté de contractualisation. Nielsen et al. (Nielsen et al., 2020) projettent par exemple que plus de 70 TWh/an seront accessibles aux RDC français en 2050, soit presque trois fois la quantité de chaleur actuellement livrée par les réseaux existants (*Les réseaux de chaleur et de froid. Chiffres clés, analyses et évolution (2020)*, 2020). Le fait qu'une partie de cette chaleur relève d'une demande existante en climatisation (ex : chaleur au condenseur des

rayons froids des supermarchés) révèle un potentiel synergétique chaud-froid valorisable par des solutions centralisées conventionnelles. La chaleur restante est notamment issue des stations de métro et du système de collecte des eaux usées, i.e. deux postes spécifiquement exploitables par un réseau 5GDHC du fait de leur forte décentralisation. Une voie d'adaptation du modèle actuel de spatialisation pour le rendre profitable au réseau 5GDHC serait de considérer un 4^{ème} hub, raccordé à la centrale CPP et aux bâtiments, hébergeant le potentiel de chaleur fatale urbaine basse température. Soit CPP₂ ce hub. La nuance avec une situation où cette chaleur serait disponible en centrale CPP plutôt que CPP₂ est que l'énergie transportée de CPP₂ aux bâtiments n'est pas soumise aux pertes thermiques. C'est effectivement le cas dans un système réel dont les sources de chaleur fatale sont régulièrement réparties dans l'aire urbaine. Les pertes de charge s'appliqueraient elles aux deux segments, CPP-CPP₂ et CPP₂-bâtiments. La Figure V-47 permet de visualiser ces considérations.

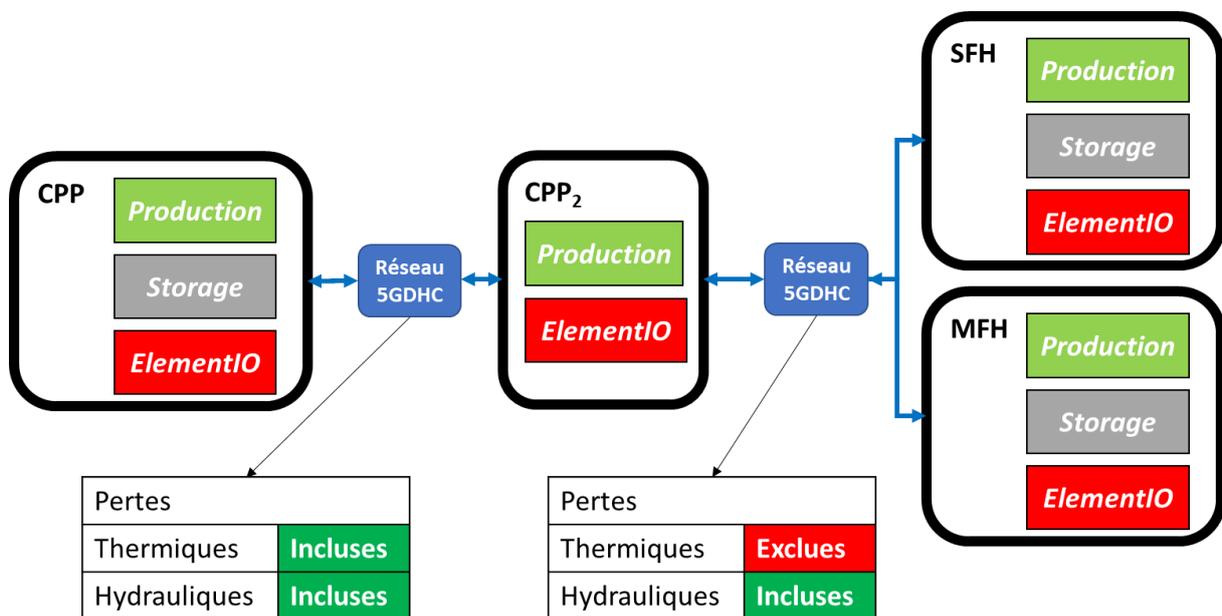


Figure V-47: Système énergétique adapté au réseau 5GDHC

Une troisième limite commune à tous les problèmes considérés est l'absence de facturation du coût de raccordement des usagers à un réseau thermique. Ce coût tend dans les systèmes réels à rendre financièrement moins intéressant la connexion des bâtiments individuels SFH. Pour rappel le modèle de simplification spatiale rend impossible la considération de coûts fixes (partie III.1.5, Chapitre III). Un palliatif serait de considérer des coûts associés à l'échangeur réseau au niveau bâtiment différents pour SFH et MFH (Tableau III-4, Tableau III-5), comme c'est déjà le cas pour les PAC réseau à absorption et à compression.

Enfin, les coûts de l'électricité et du gaz naturel, qui déterminent largement le coût total du système (contributions positives ou négatives dues à l'usage d'unités de cogénération), sont particulièrement incertains (partie I.5.3, Chapitre I). Leur usage – sans quantification des incertitudes associées – dans un modèle PLNE déterministe (dont la solution est entièrement tributaire du paramétrage d'entrée) rend difficile la généralisation des résultats. Il en va de même pour d'autres paramètres dont l'évolution dans les années à venir est incertaine, comme par exemple le contenu carbone de l'électricité achetée sur le réseau national.

V.5.1.2 Méthodologie

Toute étude d'architecture est contrainte par les limites de la méthodologie de définition des systèmes énergétiques introduite en Chapitre II. On précise deux de ces limites contraignant particulièrement les systèmes étudiés.

V.5.1.2.1 Pilotage opérationnel linéaire

La première limite est celle du manque de contraintes opérationnelles des composants *Production*, et dans une moindre mesure des composants *Storage*. Ces contraintes, dont l'implémentation requiert des variables entières indexées sur le temps, sont omises pour alléger la complexité du problème et par compatibilité avec l'approche en support temporel réduit. Parmi les caractéristiques des systèmes réels négligées dans cette approche on peut lister les rampes de montée et descente en puissance, les durées minimale d'arrêt (maintenance de l'équipement) et de fonctionnement (notamment pour prévenir la fatigue de l'équipement) et les performances en charge partielle (Cuisinier et al., 2021). Wirtz et al. (Wirtz et al., 2021) quantifient l'importance de considérer un haut niveau de détail de modélisation PLNE, concernant l'opération et le dimensionnement de systèmes énergétiques multi-vecteurs. Ils étudient à cet effet cinq aspects de modélisation concernant les équipements de stockage et production du système, à savoir des coûts d'investissements dépendants de la capacité installée (linéarisation par morceaux), la multiplicité d'instances du même équipement, une contrainte sur la charge partielle minimale, une efficacité variable selon la charge partielle et des coûts de démarrage. Ils concluent que la considération d'efficacité dépendante de la charge est la priorité pour rendre compte d'un système vraisemblable, au prix d'une durée d'optimisation largement augmentée en comparaison avec le cas PL.

Concernant les performances en charge partielle, Cecchinato (Cecchinato, 2010) a étudié expérimentalement le COP des climatiseurs eau-air à compresseur à spirale, en fonction du facteur de charge instantané, appelé ici FCI. Lorsque le FCI est supérieur à environ 25%, les mesures expérimentales relevées par Cecchinato montrent que le COP est distant au plus de 20% de sa valeur nominale, i.e. considéré un rendement constant pour $FCI \geq 25\%$ ne cause par une grande erreur en opération. Le fait que le cas $FCI < 25\%$ n'ait pas été étudié par l'auteur suggère qu'un tel fonctionnement est soit irréaliste, soit possible mais en performances fortement dégradées. On cherche dans la présente étude les situations pour lesquelles les PAC fonctionnent à $FCI < 25\%$. On définit le FCI d'un composant *Production* p dans le *hub* h à l'instant t par l'Equation V.25. C'est un paramètre calculé a posteriori, qui implique deux variables de décision.

$$FCI_{h,p}(t) = 100 \times \frac{F_{h,p}^P(t)}{F_{h,p}^{dim,P}} \quad V.25$$

On calcule l'indicateur FCI de toutes les PAC de tous les *hubs* pour les 48 problèmes confondus, soit 119 séries temporelles de 8760 valeurs d'opération. En ne gardant que les FCI positifs, l'ensemble comprend 1.04 millions de valeurs. Parmi ces valeurs 21% sont inférieures à $FCI_{h,p}(t) = 25\%$. Ainsi environ 1/5^{ème} des consignes d'opération de PAC dans le système sont relativement invraisemblables. Dans un système réel, ces appels de puissance seraient remplacés par une alternance d'appels de forte amplitude (i.e. FCI plus élevé) et d'arrêts de la

machine, dans l'hypothèse de l'existence soit d'une flexibilité sur la demande soit d'un moyen de stockage.

En réitérant l'étude pour les unités de cogénération (respectivement les chaudières), il s'avère que celles-ci fonctionnent 27% du temps (respectivement 48%) en dessous d'une charge inférieure à $FCI_{h,p}(t) = 25\%$.

V.5.1.2.2 Portée de la comptabilité des émissions CO₂

Les émissions CO₂ comptabilisée dans le système sont celles portées par les vecteurs énergétiques, à travers le facteur d'émission $CC_v(t)$. Ces émissions font partie du *scope 1* de comptabilité en ce qui concerne le gaz naturel et la biomasse et du *scope 2* en ce qui concerne l'électricité (*Stratégie Nationale Bas Carbone*, 2020). Ce faisant, toutes les contributions du *scope 2* sont intégrées dans l'analyse car le système réel équivalent à la modélisation n'échange aucune autre énergie carbonée non primaire avec l'extérieur. A contrario, il manque dans le *scope 1* la comptabilité des émissions dues aux fuites de fluide frigorigène des PAC. Dans l'étude menée, les PAC à compression utilisent de l'ammoniac de PRG nul, tout comme l'eau des PAC à absorption LiBR/H₂O. On se livre néanmoins à une estimation de l'ordre de grandeur de ces émissions par fuite.

Soit une PAC à compression p de facteur de charge annuel $FC_{h,p}$, de capacité $F_{h,p}^{dim,P}$ et de COP $\eta_{h,p} = 4$. Si le facteur d'émissions de l'électricité est CC_{elec} , l'Equation V.26 donne la quantité annuelle de GES associée à l'opération de la PAC p .

$$CO_{2h,p}^{op} = 8760 \times FC_{h,p} \times \frac{F_{h,p}^{dim,P}}{\eta_{h,p}} \times CC_{elec} \quad V.26$$

On considère des données constructeur de PAC de la marque Carrier. Il s'agit de 24 appareils air-eau, réversibles, d'une puissance de 40 à 190 kW et de fluide frigorigène R410A (gamme 30RQS) (Carrier, 2019). L'analyse de ces données révèle une masse moyenne de fluide réfrigérant de 250g par kilowatt de puissance thermique installée ($R^2 = 0.8304$). Soit $m_p^{dim,refri} = 0.25 \text{ kg/kW}$. Dans le même temps, le PRG du R410a vaut $PRG_p = 1924 \text{ kgEqCO}_2/\text{kg}$ (Myhre et al., 2013). Hwang (Hwang, 2021) suppose que 75% du fluide frigorigène d'une PAC fuit pendant sa durée de vie, à raison de 4% par an et 15% en fin de vie. L'Equation V.27 donne les émissions imputables aux fuites sous ces conditions.

$$CO_{2h,p}^{fuites} = 0.75 \times m_p^{dim,refri} \times F_{h,p}^{dim,P} \times PRG_p \quad V.27$$

On étudie le quotient $\frac{CO_{2h,p}^{fuites}}{CO_{2h,p}^{op}}$ donné par l'Equation V.28 et simplifié en Equation V.29 dans une forme semi numérique.

$$\frac{CO_{2h,p}^{fuites}}{CO_{2h,p}^{op}} = \frac{0.75 \times m_p^{dim,refri} \times PRG_p \times \eta_{h,p}}{8760 \times FC_{h,p} \times CC_{elec}} \quad V.28$$

$$\frac{CO_{2h,p}^{fuites}}{CO_{2h,p}^{op}} = \frac{1.65 \times 10^{-1}}{FC_{h,p} \times CC_{elec}} \quad V.29$$

L'expression V.29 est tracée en Figure V-48 pour quelques valeurs de $CF_{h,p}$ et les contenus carbone CC_{elec} retenus dans l'étude.

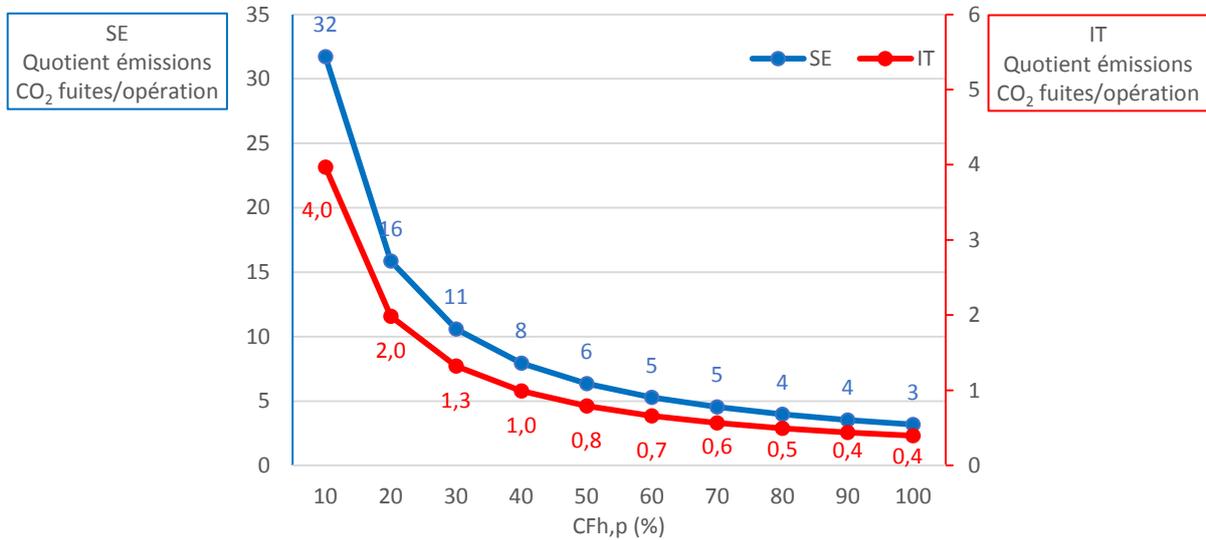


Figure V-48: Quotient des émissions carbone dues aux fuites de réfrigérant rapportée à celles dues à l'opération

En Italie, les émissions dues aux fuites de réfrigérant sont supérieures à celles dues à la consommation d'électricité pour un facteur de charge inférieur à 40%. En Suède, cette situation n'est jamais atteinte du fait d'un contenu carbone faible de l'électricité.

En conclusion, la contribution des fuites de fluide frigorigène des PAC dans le bilan carbone total serait loin d'être négligeable en considérant des machines à haut PRG.

V.5.2 Opportunités

L'étude actuelle couvre l'Italie et la Suède. Or la base de données Tabula recense les typologies de bâtiments résidentiels de 19 autres pays européens, et les bases PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*, 2022) et Eurostat (*Eurostat*, 2022) ont elles aussi cette portée. Cette étude pourrait donc être dans un premier temps généralisée sans modification profonde de modèle ou d'implémentation logicielle. La considération d'autres bâtiments, dans un autre climat et selon d'autres coûts de l'énergie mettrait à l'épreuve le résultat temporaire énonçant que l'architecture NN_4G_DC est la plus performante.

Dans un second temps, une analyse de sensibilité plus générale peut être menée. Les paramètres prioritaires à inclure dans cette analyse sont d'abord les valeurs de *plot ratio* et proportions associées aux bâtiments SFH et MFH lors de la définition de la ville. L'Equation V.8 montre en effet que la densité linéaire d'un réseau thermique dépend uniquement de ces données. Or cette densité définit l'importance relative des pertes thermiques et dans une moindre mesure le coût d'investissement du réseau. Il a aussi été souligné en partie V.5.1 l'importance de la répartition en température de la chaleur fatale industrielle, ce paramètre doit donc être exploré. Enfin, les incitations ou pénalités financières à l'usage de certains composants peut être modélisé au-delà de la réduction du coût d'investissement réseau.

CONCLUSION GENERALE

Les demandes thermiques des bâtiments représentent une part importante du total de l'énergie finale consommée dans le monde et des émissions CO₂ associées. Dans le même temps, les énergies fossiles de manutention simple et de hauts potentiels exergétiques (pétrole, gaz naturel) se raréfient. Plus généralement, l'utilisation d'énergie fossile est proscrite pour atténuer le dérèglement climatique ; ce dérèglement même qui cause l'augmentation des demandes en climatisation à l'échelle mondiale.

Dans ce contexte contraint, il est nécessaire de pouvoir déterminer les meilleures solutions technologiques permettant de répondre à ces demandes thermiques. Les synergies inter-vecteurs sont multiples, en particulier au sein des réseaux thermiques. Les débusquer requiert une approche centrée à la fois sur le service rendu (la satisfaction de la demande) et les objectifs visés (décarbonation à moindre coût, valorisation des ENR&R). Cette thèse s'est alors attachée à définir une méthodologie générique d'optimisation du dimensionnement d'architectures thermiques par leur opération.

Définition d'un modèle pour la comparaison d'architectures

L'objectif de cette première phase était de définir une méthodologie de dimensionnement des équipements de production, stockage et distribution de l'énergie thermique en vue de la satisfaction des demandes. Cette méthodologie devait être de faible complexité algorithmique et compatible avec les technologies fréquemment rencontrées dans les systèmes réels.

Le formalisme de la PLNE s'est avéré adapté pour déterminer le dimensionnement à l'optimalité. Le système d'intérêt est opéré à cet effet pendant un an et se donne comme priorité la satisfaction de la demande thermique. Ses performances en termes énergétique et d'émission de GES sont mesurées sur cette période d'opération tandis que l'ensemble des coûts sont actualisés sur la durée de vie du système.

L'aisance de modélisation et la généricité sont atteintes par l'usage de quelques composants seulement dont la diversité reflète l'hétérogénéité des architectures thermiques réelles. La performance numérique est atteinte par l'absence dans les modèles de variables entières indexées sur le temps. Des modèles de PAC, chaudières, unités de cogénération, centrales solaires et stockages thermiques cohabitent avec un modèle de réseau de distribution thermique. L'ensemble des composants communiquent entre eux par bilans de puissance sur des vecteurs énergétiques dont les propriétés sont des paramètres du modèle (température, contenu carbone et exergétique). Ces composants sont regroupés dans des *hubs* localisés dans l'espace et qui sont consommateurs et/ou producteurs d'énergie.

La méthodologie d'optimisation a été implémentée via un langage orienté objet (Python 3) et une API haut niveau de déclaration de modèle PLNE (Docplex, IBM). La disponibilité de tous les flux énergétiques inter-composants en phase d'analyse de résultats permet une démarche itérative sélection-résolution pour déterminer le meilleur compromis technologique, étant donné un contexte technico-économique.

Adaptation d'un modèle de prédiction de demandes thermiques résidentielles

La définition de profils de demande est un prérequis à l'étude de systèmes énergétiques. La majorité des demandes thermiques en milieu urbain sont celles en chauffage, ECS et climatisation et proviennent des bâtiments résidentiels et tertiaires. La détermination de séries temporelles au pas horaire, en puissance, pour toutes ces demandes, représente un pan important de ce travail de thèse.

L'approche retenue fut centrée sur les demandes des bâtiments résidentiels en Europe. La base de données européennes Tabula, qui recense les typologies de centaines de bâtiments selon des critères d'âge, de taille et de performance thermique, présente un modèle de demande en chauffage. Ce modèle énergétique à l'échelle annuelle fut adapté en modèle en puissance au pas horaire, puis étendu pour traiter la demande en climatisation. La prise en compte des apports solaires (et internes) de chaleur en sus des échanges à travers les parois du bâtiment permet une définition sur mesure des demandes étant donné un profil météorologique complet. L'inertie thermique du bâtiment est ignorée au profit d'une création rapide de profils temporels. La demande en ECS à l'échelle du bâtiment est caractérisée par un foisonnement fort. C'est pourquoi elle fut traitée distinctivement en opération (énergie) et en dimensionnement (capacité).

Bien que la méthode soit généralisable à tout bâtiment de caractéristiques thermiques connues (essentiellement coefficient d'échange global et surfaces vitrées), l'exploitation de la seule base Tabula permet la définition en moins de 3 min des profils de demandes de plus de 1700 bâtiments européens types. De plus, les demandes en chauffage prédites par le modèle Tabula et ce nouveau modèle sont similaires à l'échelle annuelle, malgré une légère sous-estimation par la nouvelle méthode. L'interprétabilité d'une telle comparaison est limitée dans la mesure où chaque modèle dépend d'un paramétrage météorologique de nature différente.

Application à un cas d'étude européen

Les pays européens sont tels qu'ils cumulent à la fois une expérience des RDC et des demandes existantes ou à venir en climatisation. Ils constituent plus généralement un ensemble hétérogène (climatiquement, économiquement) qui est connu car déjà étudié par des projets de recherche sous l'impulsion de l'Union Européenne. Ils définissent donc une référence pour l'application de la méthodologie d'optimisation des architectures thermiques.

La satisfaction de demandes résidentielles en milieu urbain fut étudiée dans le cas de deux pays (Italie, Suède) et deux scénarios de performance thermique des bâtiments (pas de rénovation, haut niveau de rénovation). Quatre architectures thermiques fréquemment rencontrées en Europe ont été successivement déployées sur chacun de ces quatre cas. Leur dimensionnement selon les trois critères économiques, exergetiques et d'émissions CO₂ a confirmé que les technologies optimales dépendent du contexte à l'étude. En particulier, les architectures 4GDH et DC ressortent comme pertinentes selon les trois critères de performance lorsque l'exploitation des unités de cogénération est favorable et que la chaleur fatale est disponible. Le faible équilibrage des demandes en chaleur et en froid ainsi que le manque de chaleur fatale décentralisée ont desservi l'architecture 5GDHC qui n'a pas fait ses preuves dans les cas

étudiés. Dans de nombreux cas de cette étude, la double considération des solutions individuelles et collectives dans l'atteinte de l'optimum conforte la raison d'être des systèmes réels hybrides.

Le déploiement de ce cas d'étude a nécessité d'étendre la portée de l'outil d'optimisation des architectures à la ville entière, et donc requit une diminution de sa complexité algorithmique. La localisation des demandes dans l'espace définit essentiellement une longueur de réseau de distribution thermique, laquelle est relativement indépendante du nombre de bâtiments raccordés au réseau. Ce constat a été exploité pour réduire le nombre de *hubs* dans le système énergétique équivalent au système réel, et donc réduire le nombre de composants et la taille du problème PLNE. Une deuxième réduction de complexité fut permise par la réduction du nombre de pas de temps décrivant le problème annuel, lequel fut environ diminué par deux. Lors de cette phase, la continuité des contraintes d'opération des équipements, et en particulier de celles de stockage, était conservée. L'erreur sur la fonction objectif économique engendrée par la réduction était estimée à moins de 0.5%. Plus généralement, trois méthodes de sélection des pas de temps pour la réduction de la complexité temporelle de problèmes presque linéaires furent introduites. Deux d'entre elles s'intéressent à l'information portée par les différentes séries temporelles paramètres du problème.

PERSPECTIVES

Le modèle présente des défauts identifiés...

La faible complexité algorithmique du modèle d'optimisation des architectures est atteinte au prix d'une perte de vraisemblance sur l'opération des composants. Une analyse post-exécution du cas d'étude du Chapitre V a en effet montré que des contraintes sur le fonctionnement des composants à charge partielle auraient été limitantes. Plus généralement, il est constaté que l'opération réalisée des composants n'est pas toujours compatible avec leur réalité physique, laquelle est contrainte par des rampes en montée et en descente de puissance ou encore des durées minimales d'arrêt et de fonctionnement. La première méthode pour plus de réalisme d'opération consiste à rendre compte de ces contraintes. Avec, pour chaque composant, au moins autant de variables binaires qu'il y a de pas temps dans la période d'opération considérée, le problème PLNE obtenu serait démesurément plus lourd si ce n'est insolvable. La mise en conformité de ces contraintes avec la méthode de réduction du support temporel, qui apparaît alors comme un compromis complexité-réalisme, est un sujet d'étude à part entière. Il mériterait d'être creusé, à l'image du travail similaire mené par Cuisinier et al. dans un cadre plus large de gestion des horizons temporels en optimisation (Cuisinier, 2021). En opposition, il est déjà avéré que la méthode de réduction de la complexité spatiale n'est pas compatible avec ces binaires d'opération, notamment concernant les puissances minimales de fonctionnement des composants. La seconde vision sur ce réalisme d'opération des composants consiste à considérer que l'excès de flexibilité accordé aux systèmes modélisés est en réalité effectivement apporté par des modalités de stockage d'énergie. Ce stockage peut prendre la forme de composants dédiés (stockage effectif), d'inertie thermique stockée en distribution (stockage virtuel) ou encore de flexibilité sur la satisfaction de la demande.

Une deuxième limite majeure de la méthodologie d'optimisation est l'absence de considération d'une situation initiale de dimensionnement des architectures thermiques. Soit un territoire exprimant des demandes thermiques à satisfaire pendant plusieurs dizaines d'années. Le modèle actuel suppose le remplacement des installations de production, stockage et distribution de l'énergie en place à l'année zéro d'existence du système. Cela a d'importantes conséquences en optimisation sur critère économique, tandis que celles sur critère CO₂ ou exergétique y sont indifférentes. En effet, des composants existants à l'état initial présentent une valeur économique résiduelle altérant le calcul long terme des performances économiques. Cela mène par exemple au remplacement implicite de composants installés peu avant l'année zéro, i.e. des composants partiellement amortis économiquement et dont la durée de vie est encore longue. Cette situation est d'autant plus invraisemblable lorsqu'elle implique la présence à l'année zéro de composants à fortes longévités, intensifs en coûts d'investissement mais extensifs en coûts d'opération, telles par exemple les unités de cogénération. Plus spécifiquement, le remplacement total de grandes infrastructures récentes de réseaux thermiques sans même une valorisation des tranchées existantes est irréaliste vu les contraintes exercées par de tels travaux sur le milieu urbain.

... mais permet néanmoins de guider efficacement l'utilisateur vers des choix technologiques pertinents

Des modèles des principaux composants d'architectures thermiques (production, stockage et distribution) et des profils de demandes résidentielles (chauffage, climatisation, ECS) permettent de caractériser la majorité des associations technologiques réelles dans des contextes variés. Les limitations énoncées précédemment invitent certes à nuancer les résultats détaillés de l'opération des systèmes. Mais le dimensionnement partiellement vérifié de systèmes simples (partie II.3.1, Chapitre II) et un cas d'étude semblable aux systèmes réels (Chapitre V) montrent la validité, en tendance comme en ordre de grandeur, des synergies inter-composants suggérées par les résultats d'optimisation.

Par ailleurs, la restriction de l'étude au cas résidentiel en milieu urbain n'est pas une limitation de l'outil. En effet, tout système énergétique dont les acteurs physiques présentent des composants de stockage ou production d'énergie peut être adapté au formalisme du *hub* énergétique. Aussi, les demandes des bâtiments tertiaires pourraient être déterminées suivant une méthodologie similaire à celle définie en complément de la base de données Tabula. En sus d'une typologie de bâtiment spécifique (coefficient d'échange global, surfaces vitrées), la considération de gains internes non constants et de températures de confort variables selon les jours ouvrés permettrait d'approcher de manière vraisemblable les demandes réelles du secteur tertiaire. En réalité, l'aspect limitant de modélisation des demandes tertiaires est d'avantage la multiplicité des activités associées ainsi que leur représentativité dans le milieu urbain.

Enfin, l'outil d'optimisation des architectures thermiques, le code de définition des demandes résidentielles Tabula et l'ensemble du cas d'étude présenté en Chapitre V font l'objet d'une publication *open source* (Annexe II.4). Du point de vue pratique, ce partage permet d'une part une utilisation de l'outil par des utilisateurs novices et d'autre part un enrichissement de celui-ci par les utilisateurs experts. Cet enrichissement peut être logiciel et mathématique (correction d'erreurs logicielles, meilleure formulation des problèmes PLNE) ou physique (définition de nouveaux modèles de composants). Du point de vue scientifique, il s'agit d'abord de rendre aisée et rapide par la communauté des réseaux thermiques la validation de résultats existants ou l'étude entière de systèmes. Il s'agit aussi d'inciter la généralisation du partage *open source* de modèles dont le code est, dans une certaine mesure, facile à utiliser et évolutif.

I. ANNEXE I : MODELES PLNE DE COMPOSANTS

I.1 Introduction

Pour chaque famille de composant, plusieurs modèles PLNE décrivent les technologies fréquemment rencontrées dans les systèmes réels. Ces modèles sont présentés ici à travers leurs variables de décision, leurs contraintes opérationnelles et leur contribution à la fonction objectif économique définie en partie II.2.3.6 (Chapitre II). Les fonctions objectif CO₂ et exergétiques ne concernent que les composants *ElementIO*, et les contributions associées sont données par les équations II.4, II.5, II.6 et II.8.

La formulation présentée ici est celle associée à un support temporel complet $[1, n]$, pour lequel le pas de temps dt est constant. La partie III.2.4 (Chapitre III) précise comment adapter les contraintes opérationnelles à un support temporel réduit.

Une partie de la définition de chaque modèle est commune à tous les modèles de la famille et définie en parties « Modélisation commune ». Chaque modèle complète ces éléments par une modélisation propre.

Certaines contraintes redondantes sur les bornes inférieures et supérieures sont nécessaires dans l'implémentation logicielle retenue.

Les paramétrages de chaque composant, lorsqu'ils ne sont pas précisés, sont propres au problème énergétique considéré.

I.2 Production

I.2.1 Modélisation commune

Soit un composant *Production* p installé dans un *hub* h .

I.2.1.1 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
$F_{h,p,v}^P$	Puissance reçue par p sur le vecteur v en provenance de l'interface du hub h	Continue	Oui	kW	$[-\infty, +\infty]$
$X_{h,p}^P$	Statut de l'utilisation de p dans le hub h	Binaire	Non	<i>N. D.</i>	$\{0,1\}$
$F_{h,p}^{dim,P}$	Capacité de dimensionnement de p dans le hub h	Continue	Non	kW	$[0, +\infty]$
$F_{h,p}^P$	Puissance de référence de p dans le hub h	Continue	Oui	kW	$[0, +\infty]$
$nb_{h,p}^P$	Multiplicateur de composant.	Entière	Non	<i>N. D.</i>	$[1, +\infty]$

I.2.1.2 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
$nb_{h,p}^{BI,P}, nb_{h,p}^{BS,P}$	Bornes inférieure et supérieure du multiplicateur de composant	<i>N. D.</i>	1, 1	$[1, +\infty]^2$
$F_{h,p}^{dim,P}$	Capacité de dimensionnement paramétrée	<i>kW</i>	Paramètre non précisé	$[0, +\infty]$
$F_{h,p}^{BI,dim,P}, F_{h,p}^{BS,dim,P}$	Bornes inférieure et supérieure de la capacité de dimensionnement	<i>kW</i>	0, $+\infty$	$[0, +\infty]^2$
$CAPEX_p$	Coût d'investissement	€/kW	Dépendant de <i>h</i>	$[0, +\infty]$
$OPEX_{F_p}$	Coût fixe de maintenance	%CAPEX /an	Dépendant de <i>h</i>	$[0,100]$
$OPEX_{V_p}$	Coût variable de maintenance	€/kWh	Dépendant de <i>h</i>	$[0, +\infty]$
N_p	Durée de vie de <i>h</i>	Années	Dépendant de <i>h</i>	$[0, +\infty]$
r_p	Taux d'actualisation	%/an	*Dépendant de <i>h</i>	$[0,100]$

* Concernant le taux d'actualisation r_p , on note que la fonction objectif économique définie par les équations II.9, II.10, II.11 et II.12 mentionne un taux unique r^{ECO} commun à tous les composants. L'unicité du taux permet de rapporter le coût total **ECO** (Equation II.9) à la demande Q^{EXT} pour définir la fonction objectif **O^{ECO}**. En prenant **ECO** comme fonction objectif à la place de **O^{ECO}**, ce taux peut varier d'un composant à l'autre. En pratique, l'usage d'un taux propre à chaque composant plutôt qu'un taux commun à tout le système permet de refléter les différents niveaux de maturité technologique (ADEME, IN NUMERI, ENERDATA, 2020).

I.2.1.3 Contraintes

$$nb_{h,p}^P \leq nb_{h,p}^{BS,P} \quad I.1$$

Si $F_{h,p}^{P,dim}$ est précisé :

$$F_{h,p}^{dim,P} = F_{h,p}^{dim,P} \times nb_{h,p}^P \quad I.2$$

$$X_{h,p}^P = 1 \quad I.3$$

Sinon :

$$nb_{h,p}^P \times F_{h,p}^{BI,dim,P} \leq F_{h,p}^{dim,P} \leq nb_{h,p}^P \times F_{h,p}^{BS,dim,P} \quad I.4$$

$$nb_{h,p}^{BI,P} \times X_{h,p}^P \leq nb_{h,p}^P \quad 1.5$$

$$nb_{h,p}^P \leq nb_{h,p}^{BS,P} \times X_{h,p}^P \quad 1.6$$

$$F_{h,p}^P(t) \leq F_{h,p}^{dim,P} \quad 1.7$$

Dans les équations I.5 et I.6, M est un nombre très grand.

I.2.1.4 Contribution objectif économique

L'Equation II.11 définit la contribution à la fonction objectif via les variables $VAR_{c,h}^{dim}$ et $VAR_{c,h}$ dont l'équivalent dans le cas de la famille *Production* est donné par les équations I.8 et I.9.

$$VAR_{c,h}^{dim} = F_{h,p}^{dim,P} \quad 1.8$$

$$VAR_{c,h} = \sum_t F_{h,p}^P(t) \times \Delta t \quad 1.9$$

I.2.2 Chaudière

Le modèle décrit ici couvre le cas des chaudières gaz, biomasse et électrique. D'autres carburants pourraient être utilisés, par exemple le fioul, en définissant une efficacité $\eta_{h,p}(t)$ appropriée.

I.2.2.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1	Vecteur gaz, biomasse ou électrique	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 $= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	Vecteur thermique par paire – réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t)$	Ecart de température entre v_2^{ent} et les gaz de combustion (gaz et biomasse seulement)	K	2	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}(t)$	Efficacité thermique	–	Dépendant de v_1	$[0, +\infty]$

I.2.2.2 Prétraitement

Si v_1 est de type électrique, l'efficacité est constante et unitaire :

$$\eta_{h,p}(t) = 1 \quad I.10$$

Si v_1 est de type gaz ou biomasse, l'efficacité est définie en référence au pouvoir calorifique inférieur en fonction de la température de v_2^{ent} . Soit $T^*(t) = T_{v_2^{ent}}(t) + \Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t) - 273$ la température des gaz de combustion de la chaudière, en °C.

- L'efficacité de la chaudière gaz condensation est donnée par l'Equation I.11.

$$\eta_{h,p}(t) = \begin{cases} 10^{-2} \times \left(-\frac{T^*(t)}{25.6} + 100.3 \right) & \text{si } T^*(t) > 56 \\ 10^{-2} \times \left(-\frac{T^*(t)^2}{183.7} + \frac{T^*(t)}{7.8} + 108.1 \right) & \text{si } T^*(t) \in [20, 56] \\ 1.0848 & \text{si } T^*(t) < 20 \end{cases} \quad I.11$$

L'expression I.11 est issue de deux régression (linéaire, quadratique) de données graphiques introduites par (Energie Plus Le Site, 2007) et visible en Figure I-1. Ce rendement dépend du ratio d'excès d'air pour la combustion, de valeur 1.2. Le gaz utilisé est de type H.

Contenu retiré en vue du respect du droit d'auteur

Figure I-1: Rendement sur pouvoir calorifique inférieur d'une chaudière à condensation, selon le carburant, pour un coefficient d'excès d'air 1.2.

© Architecture et Climat – Faculté d'architecture, d'ingénierie architecturale, d'urbanisme (LOCI) – Université catholique de Louvain (Belgique) (Energie Plus Le Site, 2007)

- L'efficacité de la chaudière biomasse condensation est donnée par l'Equation I.12.

$$\eta_{h,p}(t) = \begin{cases} 0.765 & \text{si } T^*(t) > 68 \\ 10^{-2} \times \left(-\frac{T^*(t)^2}{66.1} + \frac{T^*(t)}{1.22} + 91.8 \right) & \text{si } T^*(t) \in [20,68] \\ 1.021 & \text{si } T^*(t) < 20 \end{cases} \quad I.12$$

L'expression I.12 est issue de deux régression (constante, quadratique) d'une lecture graphique de (*Generation of electricity and district heating*, 2020). Elle est valable pour un vecteur biomasse de type granulés bois à 5% d'humidité. Ce rendement dépend du ratio d'excès d'air pour la combustion, de valeur 1.3.

I.2.2.3 Contraintes

$$F_{h,p,v_2}^P(t) = \eta_{h,p}(t) \times F_{h,p,v_1}^P(t) \quad I.13$$

$$F_{h,p}^P(t) = F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.14$$

$$F_{h,p,v_1}^P(t) \geq 0 \quad I.15$$

$$F_{h,p,v_2}^P(t) \geq 0 \quad I.16$$

I.2.3 Cogénération

Les centrales de cogénération peuvent suivre trois modes de production.

En mode *back-pressure*, la production de chaleur est strictement proportionnelle à la production électrique. En mode *by-pass*, la production de chaleur est décorrélée de la production électrique, avec le ratio électrique/chaleur majoré par celui du mode *back-pressure* (favorable à la production de chaleur). En mode *extraction-condensing*, la production de chaleur est décorrélée de la production électrique, avec le ratio électrique/chaleur minoré par celui du mode *back-pressure* (favorable à la production électrique). La Figure I-2 rend explicites ces trois modes. Elle est extraite de (Dahl, Brun, Andresen, 2019) et utilise des notations différentes mais similaires à celles adoptées ici. On peut placer sur ces schémas tout point de fonctionnement caractérisé par une puissance thermique (axe des abscisses) et électrique (axe des ordonnées).

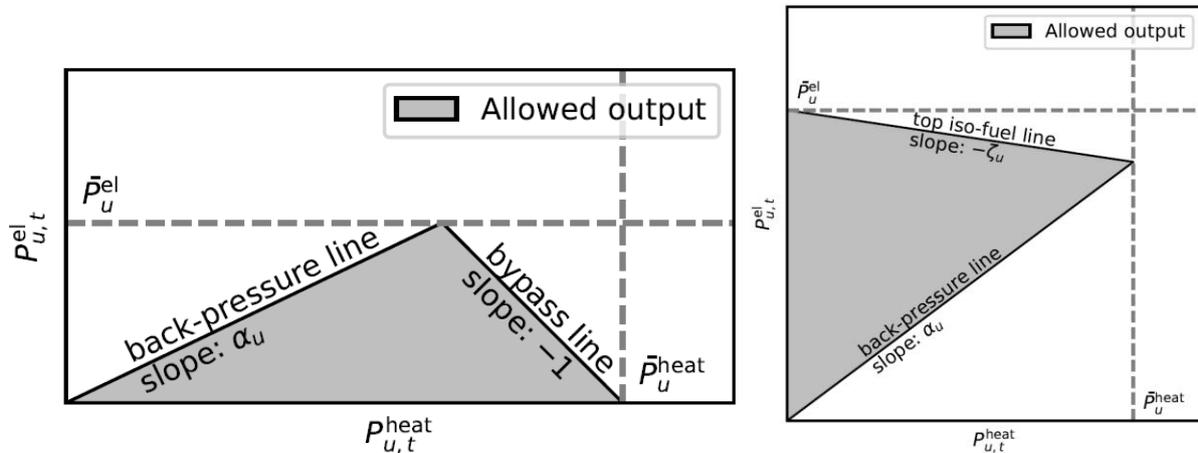


Figure I-2: Illustration du mode *by-pass* (à gauche) et du mode *extraction-condensing* (à droite)

Issu de (Dahl, Brun, Andresen, 2019), diffusé avec permission.

Les modes *back-pressure* et *extraction-condensing* sont caractérisés par un rendement thermique identique à celui de la chaudière introduit en Annexe I.2.2.

I.2.3.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1	Vecteur gaz, biomasse	N.D.	N.D.	N.D.
v_2	Vecteur électrique	N.D.	N.D.	N.D.
v_3	Vecteur thermique par paire – réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
$= (v_3^{ent}, v_3^{sor})$				
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t)$	Ecart de température entre v_3^{ent} et les gaz de combustion	K	2	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}^{v_2}$	Efficacité électrique	–	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}^{v_3}(t)$	Efficacité thermique	–	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$\alpha_{h,p}$	Ratio électricité/chaleur défini sur la ligne <i>back-pressure</i>	–	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$\beta_{h,p}$	Production électrique marginale (mode <i>by-pass</i>)	–	Dépendant de p	$[0, +\infty]$

$\xi_{h,p}$	Production électrique marginale (mode <i>extraction- condensing</i>)	–	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
-------------	--	---	---------------------	----------------

I.2.3.2 Prétraitement

Les paramètres $\eta_{h,p}^{v_2}, \eta_{h,p}^{v_3}(t), \alpha_{h,p}, \beta_{h,p}, \xi_{h,p}$ dépendent de la technologie considérée (cycle combiné, cycle simple, etc...). Concernant $\eta_{h,p}^{v_3}(t)$, on utilise l'Equation I.11 si v_1 est de type gaz et l'Equation I.12 si v_1 est biomasse.

Pour les autres paramètres, deux jeux de paramétrage considérés dans cette thèse sont présentés par le Tableau I-1.

Tableau I-1: Paramétrages des deux composants Cogénération utilisés

	$\eta_{h,p}^{v_2}$	$\alpha_{h,p}$	$\beta_{h,p}$	$\xi_{h,p}$
Granulés bois – extraction-condensation	0.46	0.75	N.D.	0.15
Gaz naturel – extraction-condensation – cycle combiné	0.55	1.7	N.D.	0.15

I.2.3.3 Contraintes

En mode *back-pressure*:

$$-F_{h,p,v_2}^P(t) = \alpha_{h,p} \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.17$$

$$\eta_{h,p}^{v_2} \times F_{h,p,v_1}^P(t) = -F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.18$$

En mode *extraction- condensing*:

$$-F_{h,p,v_2}^P(t) \geq \alpha_{h,p} \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.19$$

$$-F_{h,p,v_2}^P(t) \leq F_{h,p}^{dim,P}(t) - \xi \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.20$$

$$\eta_{h,p}^{v_2} \times \eta_{h,p}^{v_3}(t) \times F_{h,p,v_1}^P(t) = \xi \times F_{h,p,v_3}^P(t) - F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.21$$

En mode *by-pass*:

$$-F_{h,p,v_2}^P(t) \leq \alpha_{h,p} \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.22$$

$$-F_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \leq \beta_{h,p} \times \left(\left(\frac{1}{\beta_{h,p}} + \frac{1}{\alpha_{h,p}} \right) \times F_{h,p}^{dim,P} - F_{h,p,v_3}^P(\mathbf{t}) \right) \quad 1.23$$

$$F_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) = \frac{\alpha_{h,p}}{\eta_{h,p}^{v_2} \times (\beta_{h,p} + \alpha_{h,p})} \times (\beta_{h,p} \times F_{h,p,v_3}^P(\mathbf{t}) - F_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t})) \quad 1.24$$

$$F_{h,p}^P(\mathbf{t}) = -F_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \quad 1.25$$

$$F_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) \geq 0 \quad 1.26$$

$$F_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \leq 0 \quad 1.27$$

$$F_{h,p,v_3}^P(\mathbf{t}) \geq 0 \quad 1.28$$

I.2.4 Tour aéroréfrigérante

La tour aéroréfrigérante est un composant qui facilite l'échange entre deux vecteurs thermiques par une consommation électrique.

I.2.4.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1	Vecteur �lectrique	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 ou v_2	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire,	N.D.	N.D.	N.D.
$= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	refroidi			
v_3 ou v_3	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire,	N.D.	N.D.	N.D.
$= (v_3^{ent}, v_3^{sor})$	réchauffé			
$\eta_{h,p}(t)$	Consommation électrique en proportion de la puissance thermique dissipée	–	*0.0275	$[0, +\infty]$

* La consommation électrique pourrait être définie en fonction des températures dans un modèle plus avancé. La valeur $\eta_{h,p}(t) = 0.0275$ provient d'une source CEA, valide pour une puissance de plusieurs kW .

I.2.4.2 Contraintes

Soit S un signe tel que $S = -1$ si v_3 est un vecteur thermique et $S = 1$ si v_3 est un vecteur thermique par paire.

$$F_{h,p,v_1}^P(t) \geq 0 \quad I.29$$

$$F_{h,p,v_2}^P(t) \geq 0 \quad I.30$$

$$F_{h,p,v_1}^P(t) = \eta_{h,p}(t) \times F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.31$$

$$F_{h,p}^P(t) = F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.32$$

$$S \times F_{h,p,v_3}^P(t) \geq 0 \quad I.33$$

$$F_{h,p,v_2}^P(t) = S \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.34$$

I.2.5 Echangeur de chaleur

I.2.5.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1 $= (v_1^{ent}, v_1^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, refroidi	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 $= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
$\eta_{h,p}(t)$	Rendement thermique	–	*0.95	[0, 1]

* Le rendement thermique pourrait être défini en fonction des températures dans un modèle plus avancé.

I.2.5.2 Contraintes

Soit S un signe tel que $S = -1$ si v_2 est un vecteur thermique et $S = 1$ si v_2 est un vecteur thermique par paire.

$$F_{h,p,v_1}^P(t) \geq 0 \quad I.35$$

$$S \times F_{h,p,v_2}^P(t) \geq 0 \quad I.36$$

$$S \times F_{h,p,v_2}^P(t) = \eta_{h,p}(t) \times F_{h,p,v_1}(t) \quad I.37$$

$$F_{h,p}^P(t) = S \times F_{h,p,v_2}(t) \quad I.38$$

I.2.6 Pompe à chaleur à compression

La PAC à compression prélève des calories d'un vecteur thermique pour les rejeter sur un autre, en consommant de l'électricité au compresseur.

I.2.6.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1	Vecteur électrique	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 ou v_2 $= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, refroidi	N.D.	N.D.	N.D.
v_3 ou v_3 $= (v_3^{ent}, v_3^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t)$	Ecart de température minimal entre v_2 et le fluide réfrigérant, dans l'évaporateur	K	3	$[0, +\infty]$
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t)$	Ecart de température minimal entre v_3 et le fluide réfrigérant, dans le condenseur	K	3	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}(t)$	Efficacité (COP)	—	Modèle de COP issu de (JENSEN J. et al., 2018)	$[0, +\infty]$

I.2.6.2 Prétraitement

Le COP $\eta_{h,p}(t)$ introduit dans Jensen et al. (JENSEN J. et al., 2018) est fonction des températures des vecteurs v_2 et v_3 (dépendant du problème), de deux paramètres décrivant le compresseur (laissés à leur valeur par défaut proposée dans (JENSEN J. et al., 2018)) et du fluide de la PAC. Le fluide retenu est l'ammoniac pour son PRG nul. Ceci est en cohérence avec la volonté européenne [24] et mondiale de diminuer le recours aux gaz fluorés dont le PRG est important.

Lorsque v_2 (respectivement v_3) est un vecteur thermique simple, sa température $T_{v_2}(t)$ est fictivement scindée en $T_{v_2^{ent}}(t)$ et $T_{v_2^{sor}}(t)$ (respectivement $T_{v_3^{ent}}(t)$ et $T_{v_3^{sor}}(t)$) selon l'Equation I.39 (respectivement I.40), pour satisfaire aux exigences du modèle de Jensen et al. qui exploite un couple de température à l'évaporateur (respectivement au condenseur). Dans cette équation, $\epsilon = 10^{-4}$ est une très petite valeur strictement positive.

$$T_{v_2^{sor}}(t) = T_{v_2^{ent}}(t) - \epsilon \quad I.39$$

$$T_{v_3^{sor}}(t) = T_{v_3^{ent}}(t) + \epsilon \quad I.40$$

Par ailleurs, le modèle de Jensen et al. utilise une valeur commune pour $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t)$ et $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t)$. Le modèle est légèrement adapté pour dissocier ces valeurs et laisser plus de flexibilité de modélisation quant au fluide utilisé en v_1 et v_2 . Typiquement, une

PAC sur air peut se modéliser avec une valeur de pincement plus élevée, pour traduire un échange thermique moins efficace.

Enfin, la PAC doit pouvoir fonctionner lorsque le COP n'est pas défini ou n'a pas de sens physique. En particulier, le mode échangeur est atteint lorsque la température à l'évaporateur $T_{v_2^{sor}}(t)$ excède la température au condenseur $T_{v_3^{sor}}(t)$. Dans ces conditions, ces températures sont localement redéfinies selon les équations I.41 et I.42 pour définir un COP positif.

$$T_{v_2^{sor}}(t) \leftarrow \begin{cases} \frac{1}{2} \times (T_{v_2^{sor}}(t) + T_{v_3^{sor}}(t)) & \text{si } T_{v_2^{sor}}(t) > T_{v_3^{sor}}(t) \\ T_{v_2^{sor}}(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad I.41$$

$$T_{v_3^{sor}}(t) \leftarrow \begin{cases} \frac{1}{2} \times (T_{v_2^{sor}}(t) + T_{v_3^{sor}}(t)) & \text{si } T_{v_2^{sor}}(t) > T_{v_3^{sor}}(t) \\ T_{v_3^{sor}}(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad I.42$$

La Figure I-3 présente le COP $\eta_{h,p}$ pour quelques valeurs typiques de températures, sachant $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t) = 3K$, $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t) = 3K$, v_2 et v_3 des vecteurs thermiques. Chaque sous-figure de la Figure I-3 correspond à une valeur $T_{v_2^{sor}}$ spécifique.

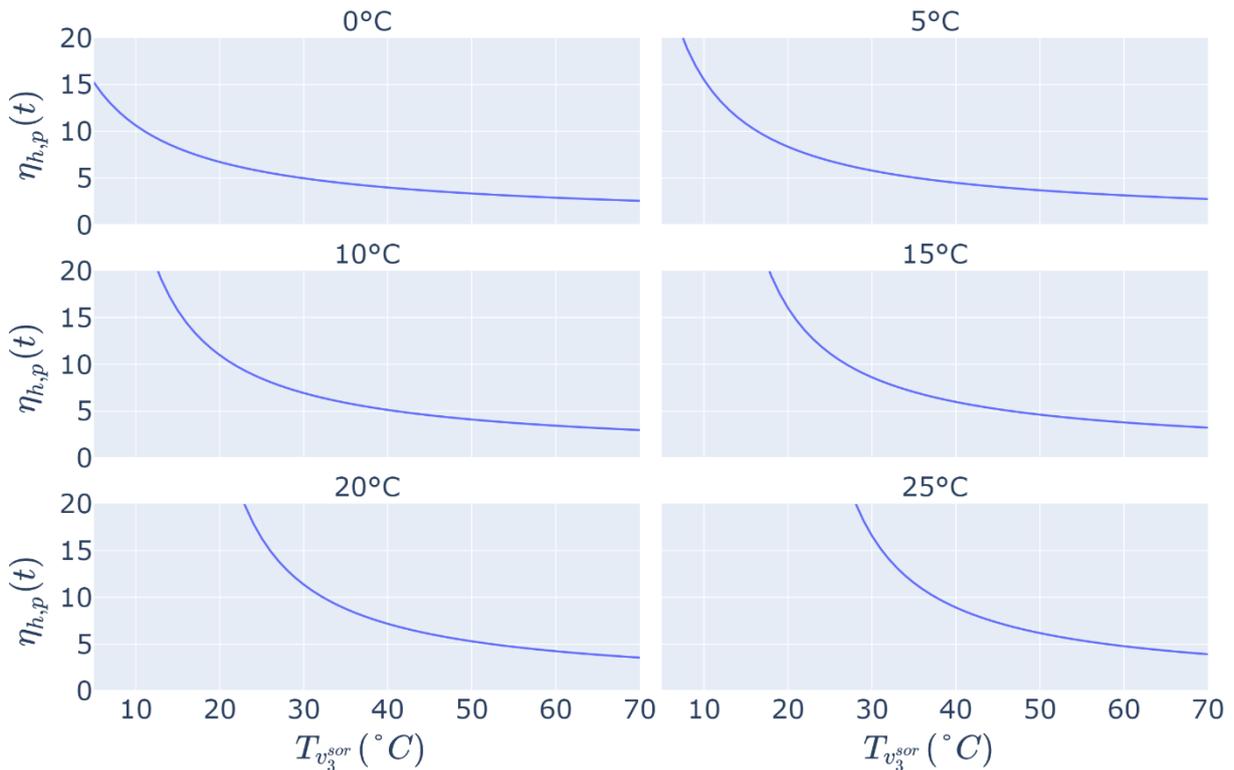


Figure I-3: COP du climatiseur à compression

I.2.6.3 Contraintes

Soit S un signe tel que $S = -1$ si v_3 est un vecteur thermique et $S = 1$ si v_3 est un vecteur thermique par paire.

L'Equation I.46 définit la puissance de référence comme celle au condenseur, mais une convention évaporateur peut être choisie au cas par cas. Pour rappel, cette puissance de référence définissant les coûts, la choisir au condenseur plutôt qu'à l'évaporateur implique un coût augmenté pour le même service rendu, vu l'Equation I.45 qui lie la puissance électrique aux deux puissances thermiques.

$$S \times F_{h,p,v_3}^P(t) \geq 0 \quad I.43$$

$$F_{h,p,v_3}^P(t) = S \times \eta_{h,p}(t) \times F_{h,p,v_1}^P(t) \quad I.44$$

$$F_{h,p,v_1}^P(t) = S \times F_{h,p,v_3}^P(t) - F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.45$$

$$F_{h,p}^P(t) = S \times F_{h,p,v_3}^P(t) \quad I.46$$

$$F_{h,p,v_1}^P(t) \geq 0 \quad I.47$$

$$F_{h,p,v_2}^P(t) \geq 0 \quad I.48$$

I.2.7 Pompe à chaleur à absorption

La PAC à absorption prélève des calories d'un vecteur thermique pour les rejeter sur un autre, en consommant de la chaleur haute température au générateur et de l'électricité pour les circuits de pompage.

I.2.7.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1 $= (v_1^{ent}, v_1^{sor})$	Vecteur thermique par paire, refroidi	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 ou v_2 $= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, refroidi	N.D.	N.D.	N.D.
v_3 ou v_3 $= (v_3^{ent}, v_3^{sor})$	Vecteur thermique ou Vecteur thermique par paire, réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
v_4	Vecteur électrique	N.D.	N.D.	N.D.
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t)$	Ecart de température minimal entre v_2 et le fluide réfrigérant, dans l'évaporateur	K	3	$[0, +\infty]$
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t)$	Ecart de température minimal entre v_3 et le fluide réfrigérant, dans le condenseur	K	3	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}(t)$	Efficacité thermique (COP)	—	Modèle de COP issu de (Boudéhenn et al., 2016)	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}^{v_4}(t)$	Consommation électrique en proportion de l'énergie prélevée sur v_2	—	0.026	$[0, +\infty]$

I.2.7.2 Prétraitement

Un modèle de COP similaire à celui développé par Boudéhenn et al. (Boudéhenn et al., 2016), de source CEA, est utilisé pour le couple absorbant/réfrigérant $H_2O/LiBr$. Ce couple est retenu car caractérise souvent les PAC à absorption à froid positif (Altamirano, Pierrès, Stutz, 2019). Le modèle de COP est adapté selon les mêmes modalités que celui de la PAC à compression. Il fait intervenir la température d'entrée au générateur, $T_{v_1^{ent}}(t)$.

La Figure I-4 présente le COP $\eta_{h,p}$ pour quelques valeurs typiques de températures, sachant $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_2}(t) = 3K$, $\Delta T_{h,p}^{pinc,v_3}(t) = 3K$, v_2 et v_3 des vecteurs thermiques. Chaque sous-figure de la Figure I-4 correspond à une valeur $T_{v_2^{sor}}$ spécifique. $T_{v_1^{ent}}$ est la température d'entrée du fluide alimentant le générateur.

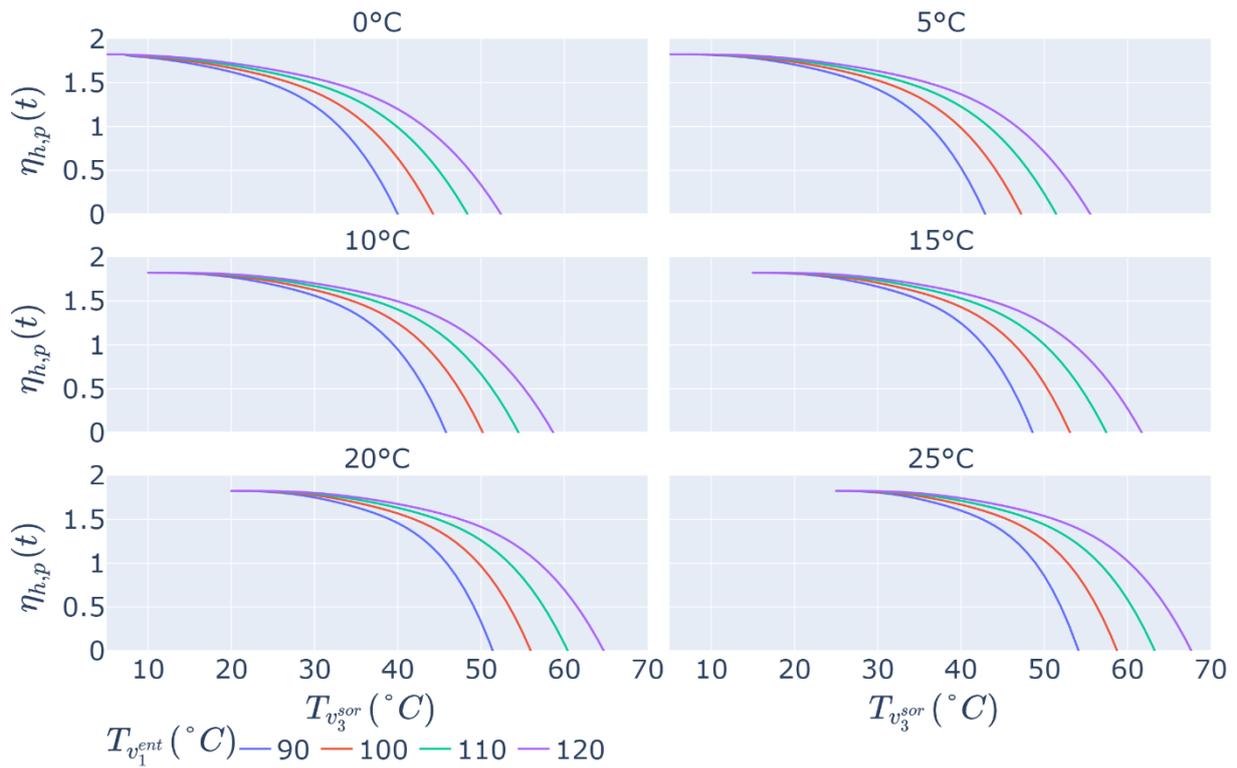


Figure I-4: COP du climatiseur à absorption

I.2.7.3 Contraintes

Les contraintes I.43 à I.48 sont communes à la PAC à absorption. L'Equation I.80 est nécessaire en supplément.

$$F_{h,p,v_4}^P(t) = \eta_{h,p}^{v_4}(t) \times F_{h,p,v_2}^P(t) \quad I.49$$

I.2.8 Pompe de réseau de distribution

Le composant pompe simule consommation électrique nécessaire à la compensation des pertes de charge d'un réseau thermique par une consommation électrique lors de la conversion d'un vecteur basse pression vers son homologue haute pression. La modélisation est proche de celle de la tour aéroréfrigérante (étant donné qu'il s'agit d'une conversion de vecteurs, électriquement aidée) mais s'en distingue par la possible bidirectionnalité de la pompe.

L'expression des pertes de charges régulières et singulières dans un système réel est une fonction non linéaire du débit massique. Son adaptation à la méthodologie consiste à considérer une consommation électrique annuelle proportionnelle à l'énergie thermique annuelle transportée sur le réseau, soit typiquement une valeur de l'ordre de 0.5% (Buffa et al., 2019). Ce rapport de proportionnalité est adapté à chaque instant t , au lieu d'une agrégation annuelle.

I.2.8.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1	Vecteur électrique	N.D.	N.D.	N.D.
v_2 $= (v_2^{ent}, v_2^{sor})$	Vecteur thermique par paire	N.D.	N.D.	N.D.
v_3 $= (v_3^{ent}, v_3^{sor})$	Vecteur thermique par paire	N.D.	N.D.	N.D.
$\eta_{h,p}(t)$	Consommation électrique en proportion de l'énergie thermique pompée	–	0.005	$[0, +\infty]$

I.2.8.2 Contraintes

Les contraintes sont exprimées avec des variables $F_{h,p,v_2}^P(t)$ et $F_{h,p,v_3}^P(t)$ possiblement négatives – malgré le statut de vecteurs thermiques par paire de v_2 et v_3 – ce qui reste compatible avec le problème conformément à ce qui est expliqué en partie II.2.3.4 (Chapitre II).

$$F_{h,p,v_1}^P(t) \geq 0 \quad 1.50$$

$$F_{h,p}^P(t) = F_{h,p,v_1}^P(t) \quad 1.51$$

$$F_{h,p,v_2}^P(t) = -F_{h,p,v_3}^P(t) \quad 1.52$$

Si pompe unidirectionnelle:

$$F_{h,p,v_2}^P(t) \geq 0 \quad 1.53$$

$$F_{h,p,v_3}^P(t) \leq 0 \quad 1.54$$

$$\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) = \eta_{h,p}(\mathbf{t}) \times \mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \quad I.55$$

Si pompe bidirectionnelle, le signe de l'énergie pompée $\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t})$ ou $\mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t})$ est inconnu, mais la consommation électrique $\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t})$ doit être positive.

$$\mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \in [-\infty, +\infty] \quad I.56$$

$$\mathbf{F}_{h,p,v_3}^P(\mathbf{t}) \in [-\infty, +\infty] \quad I.57$$

$$\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) \geq \eta_{h,p}(\mathbf{t}) \times \mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \quad I.58$$

$$\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) \geq -\eta_{h,p}(\mathbf{t}) \times \mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t}) \quad I.59$$

En pratique, dans le cas d'une pompe bidirectionnelle en optimisation économique, les équations I.58 et I.59 deviennent l'Equation I.60 du fait que $\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t})$ soit contraint par $\mathbf{F}_{h,p}^{dim,P}$ qui contribue à la fonction objectif (vu l'Equation I.51).

$$\mathbf{F}_{h,p,v_1}^P(\mathbf{t}) = \eta_{h,p}(\mathbf{t}) \times |\mathbf{F}_{h,p,v_2}^P(\mathbf{t})| \quad I.60$$

En optimisations CO₂ ou exergie, l'équivalence entre les équations I.58 et I.59 d'une part et I.60 de l'autre est atteinte seulement si l'approvisionnement du vecteur électrique v_1 par le *hub* h engendre une entrée de CO₂ ou d'exergie dans le système.

I.2.8.3 Contribution objectif économique

Les contributions à la fonction objectif économique sont identiques à celles de la modélisation commune. On remarque que la modélisation adoptée sous-estime la capacité maximale de pompage (supérieure à $\mathbf{F}_{h,p}^P(\mathbf{t})$, Equation I.7) en comparaison aux systèmes réels, ce qui sous-estime le coût d'investissement. Les coûts variables sont eux du bon ordre de grandeur.

I.2.9 Solaire thermique plan

Le composant solaire thermique plan transforme une irradiation solaire paramétrée en de la chaleur, en prenant en compte les pertes thermiques du fluide et des panneaux avec l'air.

Dans un système réel, les panneaux se refroidissent la nuit accusant un retard de production le matin. Le même phénomène est observé en journée lorsque le temps se couvre momentanément.

Dans le modèle proposé, les deux types de perte sont implémentés en supposant que les panneaux sont en permanence à température nominale. Mais pour ne pas contraindre le système énergétique global à réchauffer le champ solaire lorsque l'irradiation n'est pas suffisante pour compenser les pertes (typiquement la nuit), toute production négative du champ est convertie en production nulle (fonction maximum de l'Equation I.64).

I.2.9.1 Variables de décision

En supplément des variables de la modélisation commune des composants productions, le composant solaire thermique utilise la surface totale de panneaux $A_{h,p}^P$ (m^2). $A_{h,p}^P$ caractérise le dimensionnement du champ (i.e. ce qui est payé) et fait le lien avec la puissance produite (i.e. la puissance utile) (Equation I.65). Cette variable continue n'est pas indexée sur le temps.

I.2.9.2 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v_1 $= (v_1^{ent}, v_1^{sor})$	Vecteur thermique par paire, réchauffé	N.D.	N.D.	N.D.
$T^{air}(t)$	Température de l'air	K	—	$[0, +\infty]$
$I^A(t)$	Irradiation globale par unité de surface.	kW/m^2	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$\Delta T_{h,p}^{pinc,v_1}(t)$	Ecart de température entre v_1 et le fluide circulant dans les panneaux	K	3	$[0, +\infty]$
$Q_{1h,p}^{pertes}(t)$	Pertes thermiques du fluide circulant dans les panneaux	kW	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$Q_{2h,p}^{pertes}(t)$	Pertes thermiques des panneaux	kW	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,p}$	Rendement optique à incidence nulle	—	Dépendant de p	$[0, 1]$
a_1	Coefficient de pertes thermiques d'ordre 1	$kW/(m^2 \cdot K)$	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
a_2	Coefficient de pertes thermiques d'ordre 2	$kW/(m^2 \cdot K^2)$	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
a_5	Capacité thermique effective des panneaux	$kWh/(m^2 \cdot K)$	Dépendant de p	$[0, +\infty]$
$A_{h,p}^{BS,P}$	Surface maximale de panneaux pouvant être installée	m^2	*Dépendant de p	$[0, +\infty]$

*Dans le cas d'un bâtiment issu de la base de données Tabula, la superficie $A_{h,p}^{BS,P}$ est prise comme la moitié de la surface de toiture totale, laquelle est la somme des attributs A_{Roof_1} et A_{Roof_2} de la base.

L'irradiation globale $I^A(t)$ est celle reçue par une surface orientée de telle sorte à ce que production annuelle soit maximale. Le modèle de production utilisé dans cette phase de prétraitement est associée à la base de données PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*, 2022), mais n'est pas propre à la production photovoltaïque.

Les propriétés $\eta_{h,p}$, a_1 , a_2 et a_5 sont propres à chaque panneau solaire thermique. Une base de données de référence est la base associée au label Solar Keymark. Cette base recense la fiche technique d'homologation des panneaux commercialisés (The Solar Keymark, 2021).

I.2.9.3 Prétraitement

On suppose que le raccordement hydraulique n'est pas direct, i.e. le fluide qui circule dans les panneaux est distinct de celui utilisé par le reste du système énergétique. Ainsi, les calculs thermiques portent sur la température moyenne, entre la ligne froide à température $T_{v_1^{ent}}(t) + \Delta T_{h,p}^{pinc,v_1}(t)$ et la ligne chaude à température $T_{v_1^{sor}}(t) + \Delta T_{h,p}^{pinc,v_1}(t)$. Cette température moyenne du champ solaire est donnée par l'Equation I.61.

$$T^*(t) = \frac{T_{v_1^{ent}}(t) + T_{v_1^{sor}}(t)}{2} + \Delta T_{h,p}^{pinc,v_1}(t) \quad I.61$$

L'Equation I.62 donne les pertes thermiques du fluide, qui sont conservées instantanées.

$$Q_{1h,p}^{pertes}(t) = a_{1h,p} \times (T^*(t) - T^{air}(t)) + a_{2h,p} \times (T^*(t) - T^{air}(t))^2 \quad I.62$$

L'Equation I.62 donne les pertes thermiques des panneaux, qui sont moyennées sur l'année (i.e. $Q_{2h,p}^{pertes}(t)$ est constant). Avec n la longueur du support temporel, i.e. le nombre de pas de temps t .

$$Q_{2h,p}^{pertes}(t) = a_{5h,p} \times \frac{\sum_{t \in [1,n]} (T^*(t) - T^{air}(t))}{n \times \Delta t} \quad I.63$$

L'Equation I.64 donne la production solaire par unité de surface de panneaux.

$$Q_{h,p}(t) = \max(\eta_{h,p} \times I^A(t) - Q_{1h,p}^{pertes}(t) - Q_{2h,p}^{pertes}(t), 0) \quad I.64$$

I.2.9.4 Contraintes

Quatre contraintes sont définies en complément de la modélisation commune.

$$F_{h,p,v_1}^P(t) = Q_{h,p}(t) \times A_{h,p}^P \quad I.65$$

$$F_{h,p}^{dim,P} = \max_t (Q_{h,p}(t)) \times A_{h,p}^P \quad I.66$$

$$F_{h,p}^P(t) = F_{h,p,v_1}^P(t) \quad I.67$$

$$A_{h,p}^P \leq A_{h,p}^{BS,P} \quad I.68$$

I.2.9.5 Contribution objectif économique

Exceptionnellement, le coût investissement $CAPEX_p$ s'exprime en €/m² (eu lieu de kW/m²) et s'applique à la surface du champ solaire $A_{h,p}^P$ (au lieu de la capacité maximale de production $F_{h,p}^{dim,P}$). Ceci est visible en Equation I.69. Le coût variable est inchangé (Equation I.9).

$$VAR_{c,h}^{dim} = A_{h,p}^P \quad I.69$$

I.3 Storage

Deux modèles de composant spécifient la famille de composants *Storage*. Ils se distinguent par le type de vecteur stocké, mais ont une modélisation presque identique. Soit un composant *Storage* s installé dans un hub h .

I.3.1 Modélisation commune

I.3.1.1 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
$F_{h,s}^S$	Puissance reçue par s en provenance de l'interface du hub h	Continue	Oui	kW	$[-\infty, +\infty]$
$X_{h,s}^S$	Statut de l'utilisation de s dans le hub h	Binaire	Non	N.D.	$\{0,1\}$
$E_{h,s}^{dim,S}$	Capacité de dimensionnement de s dans le hub h	Continue	Non	kWh ou kg	$[0, +\infty]$
$E_{h,s}^S$	Etat de charge de s dans le hub h	Continue	Oui	kWh ou kg	$[0, +\infty]$
$nb_{h,s}^S$	Multiplicateur de composant	Entière	Non	N.D.	$[1, +\infty]$

I.3.1.2 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
$nb_{h,s}^{BI,S}, nb_{h,s}^{BS,S}$	Bornes inférieure et supérieure du multiplicateur de composant	$N. D.$	1, 1	$[1, +\infty]^2$
$E_{h,s}^{dim,S}$	Capacité de dimensionnement paramétrée	de kWh ou kg	Paramètre non précisé	$[0, +\infty]$
$E_{h,s}^{BI,dim,S}, E_{h,s}^{BS,dim,S}$	Bornes inférieure et supérieure de la capacité de dimensionnement	kWh ou kg	0, $+\infty$	$[0, +\infty]^2$
$\Delta t_{h,s}$	Durée de charge ou décharge complète	h	Dépendant de s	$[0, +\infty]$
$\eta_{h,s}$	Taux de conservation de l'état de charge (différence à 1 du taux de pertes)	h^{-1}	Dépendant de s	$[0,1]$
$CAPEX_s$	Coût d'investissement	€/kWh ou €/kg	Dépendant de s	$[0, +\infty]$
$OPEX_{F_s}$	Coût fixe de maintenance	%CAPEX /an	Dépendant de s	$[0,100]$
N_s	Durée de vie de h	Années	Dépendant de s	$[0, +\infty]$
r_s	Taux d'actualisation	%/an	Dépendant de s	$[0,100]$

I.3.1.3 Contraintes

$$\mathbf{nb}_{h,s}^S \leq \mathbf{nb}_{h,s}^{BS,S} \quad 1.70$$

Si $E_{h,s}^{dim,S}$ est précisé :

$$\mathbf{E}_{h,s}^{dim,S} = \mathbf{nb}_{h,s}^S \times E_{h,s}^{dim,S} \quad 1.71$$

$$\mathbf{X}_{h,s}^S = 1 \quad 1.72$$

Sinon :

$$E_{h,s}^{BI,dim,S} \times \mathbf{nb}_{h,s}^S \leq \mathbf{E}_{h,s}^{dim,S} \leq E_{h,s}^{BS,dim,S} \times \mathbf{nb}_{h,s}^S \quad 1.73$$

$$\mathbf{nb}_{h,s}^{BI,S} \times \mathbf{X}_{h,s}^S \leq \mathbf{nb}_{h,s}^S \quad 1.74$$

$$\mathbf{nb}_{h,s}^S \leq \mathbf{nb}_{h,s}^{BS,S} \times \mathbf{X}_{h,s}^S \quad 1.75$$

$$\mathbf{E}_{h,s}^S(t) \leq \mathbf{E}_{h,s}^{dim,S} \quad 1.76$$

I.3.1.4 Contribution objectif économique

L'Equation II.11 définit la contribution à la fonction objectif via les variables $\mathbf{VAR}_{c,h}^{dim}$ et $\mathbf{VAR}_{c,h}$ dont l'équivalent dans le cas de la famille *Storage* est donné par les équations I.77 et I.78. On remarque en particulier que la famille *Storage* n'utilise pas d'OPEX variable.

$$\mathbf{VAR}_{c,h}^{dim} = \mathbf{E}_{h,s}^{dim,S} \quad 1.77$$

$$\mathbf{VAR}_{c,h} = 0 \quad 1.78$$

I.3.2 Stockage non thermique

Ce composant décrit un stockage d'énergie avec dimensionnement en énergie (*kWh*). Cela concerne les vecteurs électrique, gaz et biomasse.

I.3.2.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
<i>v</i>	Vecteur non thermique	N.D.	N.D.	N.D.

Pour rappel, étant donné qu'un seul vecteur est utilisé par le composant, la nomenclature *v* n'est pas utilisée dans les variables et paramètres propres au stockage *s*.

I.3.2.2 Contraintes

L'Equation I.79 borne la puissance maximale de charge ou décharge du stockage en fonction de sa capacité de dimensionnement.

$$-\frac{E_{h,s}^{dim,S}}{\Delta t_{h,s}} \leq F_{h,s}^S(t) \leq \frac{E_{h,s}^{dim,S}}{\Delta t_{h,s}} \quad I.79$$

Les équations I.80 et I.81 formulent le bilan d'état de charge du stockage à chaque pas de temps, avec une contrainte de continuité de l'état de charge entre le dernier et le premier pas de temps.

$$\forall t \in [1, n - 1], E_{h,s}^S(t + 1) = \eta_{h,s} \times E_{h,s}^S(t) + \Delta t \times F_{h,s}^S(t) \quad I.80$$

$$E_{h,s}^S(1) = \eta_{h,s} \times E_{h,s}^S(n) + \Delta t \times F_{h,s}^S(n) \quad I.81$$

I.3.3 Stockage thermique thermocline

L'implémentation du stockage thermocline suppose une parfaite stratification des températures dans le stockage. Les deux températures impliquées sont portées par un vecteur thermique en paire.

En pratique, ce composant est similaire dans sa modélisation à la juxtaposition de deux stockages mono-vecteur (Annexe I.3.2) avec une contrainte de complémentarité des états de charge. Cette contrainte est implicite en utilisant un vecteur thermique par paire.

Le stockage est dimensionné en masse (kg), ce qui est équivalent à un dimensionnement en énergie vu la stratification en température parfaite considérée. La capacité thermique massique du fluide stocké, c^m , intervient dans les bilans en puissance. Par défaut, cette capacité vaut $c^m = 4200J/(kg.K) \simeq 1.17 \times 10^{-3} kWh/(kg.K)$.

I.3.3.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v $= (v^{ent}, v^{sor})$	Vecteur thermique par paire	N.D.	N.D.	N.D.

Pour rappel, étant donné qu'un seul vecteur est utilisé par le composant, la nomenclature v n'est pas utilisée dans les variables et paramètres propres au stockage s .

Dans le cas de l'installation d'un stockage thermocline en local technique d'un bâtiment consommateur b , la borne supérieure de la capacité de dimensionnement $E_{h,s}^{BS,dim,S}$ (masse en kg) peut être définie en fonction du nombre de logements nb_b^{loge} du bâtiment b , comme précisé par l'Equation I.82, avec $h = b$. Cette corrélation est issue d'une régression de données de modélisation pour différentes tailles de bâtiment, présentées par Braas et al. (Braas et al., 2020).

$$E_{h,s}^{BS,dim,S} = 15.5 \times nb_b^{loge} + 156 \quad I.82$$

I.3.3.2 Contraintes

Les équations I.83 et I.84 bornent la puissance maximale de charge ou décharge du stockage en fonction de sa capacité de dimensionnement. Pour ce modèle de stockage, $E_{h,s}^{dim,S}$ s'exprime en kg (tandis que $F_{h,s}^S(t)$ est toujours puissance en kW).

$$-c_v^m(t) \times |T_{v^{sor}}(t) - T_{v^{ent}}(t)| \times \frac{E_{h,s}^{dim,S}}{\Delta t_{h,s}} \leq F_{h,s}^S(t) \quad I.83$$

$$F_{h,s}^S(t) \leq c_v^m(t) \times |T_{v^{sor}}(t) - T_{v^{ent}}(t)| \times \frac{E_{h,s}^{dim,S}}{\Delta t_{h,s}} \quad I.84$$

Les équations I.85 et I.86 forment le bilan d'état de charge du stockage à chaque pas de temps, avec une contrainte de continuité de l'état de charge entre le dernier et le premier pas de temps.

Lorsque la variable $F_{h,s}^S(t)$ est positive, le stockage s se remplit du vecteur v^{ent} et se vide du vecteur v^{sor} selon l'exact même débit. Ainsi, quand le stockage s est plein, i.e. d'état de charge $E_{h,s}^S(t)$ égal à sa capacité $E_{h,s}^{dim,S}$, il est rempli du vecteur v^{ent} . Il y a donc du sens à déclarer un vecteur v refroidi pour un stockage de chaleur et réchauffé pour un stockage froid, bien que ce ne soit pas requis par le modèle.

$$\forall t \in [1, n - 1],$$

$$E_{h,s}^S(t + 1) = \eta_{h,s} \times E_{h,s}^S(t) + \frac{\Delta t}{c_v^m(t) \times |T_{v^{sor}}(t) - T_{v^{ent}}(t)|} \times F_{h,s}^S(t) \quad I.85$$

$$E_{h,s}^S(1) = \eta_{h,s} \times E_{h,s}^S(n) + \frac{\Delta t}{c_v^m(t) \times |T_{v^{sor}}(t) - T_{v^{ent}}(t)|} \times F_{h,s}^S(n) \quad I.86$$

En pratique, le sens physique d'une thermocline à deux températures en stratification parfaite est perdu en considérant que la température des vecteurs v^{ent} ou v^{sor} peut varier d'un pas de temps à l'autre. Plus exactement, une contrainte nécessaire sur v est que ce vecteur thermique par paire présente un écart de température constant (Equation I.87).

$$\forall t, |\Delta T_v(t)| = |T_{v^{sor}}(t) - T_{v^{ent}}(t)| = |T_{v^{sor}}(1) - T_{v^{ent}}(1)| \quad I.87$$

Soit l'exemple d'un stockage de chaleur. Si la contrainte I.87 n'est pas observée le stockage peut gagner en masse sur le vecteur chaud (i.e. être chargé) à un instant t_1 tel que $|\Delta T_v(t_1)|$ est faible (i.e. faible puissance $F_{h,s}^S(t_1)$ nécessaire) et perdre en masse sur le vecteur chaud (i.e. déchargé) à t_2 tel que $|\Delta T_v(t_2)|$ est élevé (i.e. grande puissance $F_{h,s}^S(t_2)$ générée). Cette situation n'est pas réaliste car le bilan $F_{h,s}^S(t_1) + F_{h,s}^S(t_2) = 0$ n'est pas respecté (omission de $\eta_{h,s}$ pour l'exemple).

I.4 ElementIO

Deux modèles de composants spécifient cette famille. Le composant ‘Connexion libre’ (i.e. *Grid*) est l’expression la plus générale d’une fourniture ou d’une injection d’énergie par le système avec l’extérieur. Le composant ‘Charge’ (i.e. *Load*) spécifie ces échanges selon un profil temporel contraint, de signe libre. Soit un composant *ElementIO* e installé dans un *hub* h .

I.4.1 Modélisation commune

I.4.1.1 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
$F_{e,h}^{EXT}$	Puissance reçue par e en provenance de l’interface du hub h	Continue	Oui	kW	$[-\infty, +\infty]$
$X_{e,h}^{EXT}$	Statut de l’utilisation de e dans le hub h	Binaire	Non	N.D.	$\{0,1\}$

I.4.1.2 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v	Vecteur de tout type	N.D.	N.D.	N.D.
$CC_e(t)$	Facteur d’émission de e associé au vecteur v	$kgEqCO_2 / kWh$	Dépendant de e	$[-\infty, +\infty]$
$\theta_v(t)$	Contenu exergetique du vecteur v	–	Dépendant de v	$[0,1]$
$OPEX_{V_e}(t)$	Coût d’achat et de vente avec l’extérieur du système, associé au vecteur v	$€/kWh$	Dépendant de e	$[-\infty, +\infty]$
$TCB_e(t)$	Taxe carbone de e associée au vecteur v	$€/kgEqCO_2$	Dépendant de e	$[-\infty, +\infty]$
r_p	Taux d’actualisation	$\%/an$	Dépendant de e	$[0, 100]$

Les paramètres relatifs à la comptabilité CO₂ et économique ($CC_e(t)$, $TCB_e(t)$, $OPEX_{V_e}(t)$) sont spécifiques au composant *ElementIO* e , i.e. dépendent du point d’injection ou d’approvisionnement en le vecteur v .

A l’inverse, le contenu exergetique du vecteur v est considéré comme une donnée intrinsèque portée par v .

I.4.1.3 Contraintes

$$-M \times X_{e,h}^{EXT} \leq F_{e,h}^{EXT}(t) \leq M \times X_{e,h}^{EXT} \quad I.88$$

I.4.1.4 Contribution objectif économique

L'Equation II.11 définit la contribution à la fonction objectif via les variables $VAR_{c,h}^{dim}$ et $VAR_{c,h}$ dont l'équivalent dans le cas de la famille *ElementIO* est donné par les équations I.89 et I.90.

$$VAR_{c,h}^{dim} = 0 \quad I.89$$

$$VAR_{c,h} = \sum_t (TCB_e(t) \times CC_e(t) + OPEX_{V_e}(t)) \times F_{h,e}^{EXT}(t) \times \Delta t \quad I.90$$

En particulier, aucun dimensionnement et coût associé n'intervient dans la modélisation des composants *ElementIO*. Cela revient à supposer que la valeur des échanges énergétiques réside dans le volume et non dans le maximum. En pratique, et en particulier en ce qui concerne le gaz naturel et l'électricité, on constate qu'une part des factures énergétiques prend la forme d'un abonnement fixe destiné à financer les infrastructures de distribution utilisées. Cette limitation pourrait facilement être corrigée dans une version future du composant.

Pour rappel, les fonctions objectif CO₂ et exergetique sont définies exclusivement par les composants *ElementIO* et ce via les équations II.4, II.5, II.6 et II.8.

I.4.2 Connexion libre (*Grid*)

Aucun paramètre, variable de décision, contrainte ou contribution à la fonction objectif n'est nécessaire en supplément de la modélisation commune.

I.4.3 Charge (*Load*)

I.4.3.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
$st(t)$	Profil de puissance contraignant e	kW	Dépendant de e	$[-\infty, +\infty]$

I.4.3.2 Contraintes

$$st(t) - M \times (1 - \mathbf{X}_{e,h}^{EXT}) \leq \mathbf{F}_{e,h}^{EXT}(\mathbf{t}) \leq st(t) + M \times (1 - \mathbf{X}_{e,h}^{EXT}) \quad I.91$$

Pour information, l'Equation I.91 associée à l'Equation I.88 équivaut à l'Equation I.92.

$$st(t) \times \mathbf{X}_{e,h}^{EXT} \leq \mathbf{F}_{e,h}^{EXT}(\mathbf{t}) \leq st(t) \times \mathbf{X}_{e,h}^{EXT} \quad I.92$$

I.5 Network

La famille *Network* implémente des composants permettant l'échange d'énergie entre hubs selon des connexions prédéfinies ou à définir. Ces composants se distinguent par leur contribution à la fonction objectif économique et leur mode d'application des pertes énergétiques de distribution.

I.5.1 Modélisation commune

Soit un composant *Network* n impliquant des *hubs* regroupés dans l'ensemble HB_n .

I.5.1.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
$dist(h_1, h_2)$	Distance entre les <i>hubs</i> h_1 et h_2	km	Dépendant de n	$[0, +\infty]$
$statut(h_1, h_2)$	Statut de la connexion du <i>hub</i> h_1 vers le <i>hub</i> h_2	N.D.	Non connecté	N.D.
$F_{h_1, h_2, n}^{BI, SYS}, F_{h_1, h_2, n}^{BS, SYS}$	Bornes inférieure et supérieure de la puissance transitant du <i>hub</i> h_1 vers le <i>hub</i> h_2	kW	$0, +\infty$	$[0, +\infty]^2$
$CAPEX_n$	Coût d'investissement	$€/km$	Dépendant de n	$[0, +\infty]$
$OPEX_{F_n}$	Coût fixe de maintenance	$\%CAPEX/an$	Dépendant de n	$[0, 100]$
N_n	Durée de vie de n	Années	Dépendant de h	$[0, +\infty]$
r_n	Taux d'actualisation	$\%/an$	Dépendant de n	$[0, 100]$

La distance $dist(h_1, h_2)$ utilisée par défaut est la distance Manhattan. Soit h_1 et h_2 de coordonnées respectives dans le plan (x_{h_1}, y_{h_1}) et (x_{h_2}, y_{h_2}) , cette distance est donnée par l'Equation I.93. L'usage de la distance Manhattan s'inscrit dans une logique de suivi des routes et chemin existants qui souvent maillent le milieu urbain à la manière d'un quadrillage régulier. Ceci est notamment envisagé par Morvaj et al. (Morvaj, Evins, Carmeliet, 2016) dans leur problème d'optimisation. Si elle est redéfinie, la distance $dist$ doit être telle que $dist(h_1, h_2) = dist(h_2, h_1)$.

$$dist(h_1, h_2) = |x_{h_2} - x_{h_1}| + |y_{h_2} - y_{h_1}| \quad I.93$$

Le statut entre h_1 et h_2 peut prendre cinq valeurs qui sont données par le Tableau I-2. Ce statut est une donnée paramétrique. Après optimisation, ce statut prend une valeur parmi « Connexion » ou « Pas de connexion ». Une connexion de h_1 vers h_2 autorise le transfert de puissance de h_1 vers h_2 mais ne qualifie pas la connexion de h_2 vers h_1 .

Notons dans le Tableau I-2 qu'une connexion existante (ligne 2) rend possible sans le forcer un échange énergétique. La détermination d'une liaison par l'optimiseur (lignes 3, 4 et 5) implique la détermination de la liaison opposée (de h_2 vers h_1).

Tableau I-2: Nature de la liaison entre deux *hubs*

Nature de liaison de h_1 vers h_2	Décision à la charge de l'optimiseur	Energie émise par h_1 vers h_2	Concerne la liaison de h_2 vers h_1
Pas de connexion	Non	Impossible	Faux
Connexion (anglais : <i>Connection</i>)	Non	Possible	Faux
Connexion requise dans une direction au moins – à déterminer (anglais : <i>Optim one way min</i>)	Oui	Possible	Vrai
Connexion possible dans une direction au plus – à déterminer (anglais : <i>Optim one way max</i>)	Oui	Possible	Vrai
Connexion possible dans les deux directions – à déterminer (anglais : <i>Optim two ways</i>)	Oui	Possible	Vrai

Un exemple de topologie est présenté par la Figure I-5. Notons que la position des *hubs* est requise pour déterminer les pertes énergétiques lors du transport sur les réseaux de distribution. Elles sont traduites dans le problème d'optimisation. Le choix est fait d'assigner une position (x, y) aux *hubs* au niveau réseau afin d'introduire une flexibilité dans l'usage des distances relatives réelles, d'un réseau à l'autre.

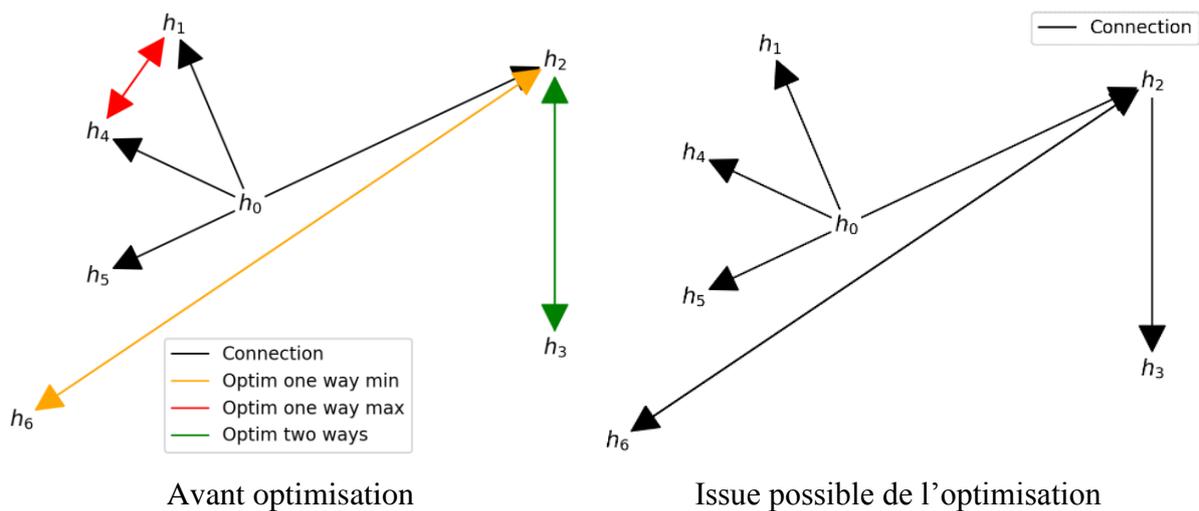


Figure I-5: Exemple de réseau de distribution.

A gauche, avant optimisation. A droite, une issue possible d'optimisation.

I.5.1.2 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
--------------	-------------	------	----------------------	-------	---------

$F_{h,n}^{SYS}$	Puissance reçue par n en provenance de l'interface du hub h .	Continue	Oui	kW	$[-\infty, +\infty]$
$X_{h,n}^{SYS}$	Statut de la connexion du hub h à n .	Binaire	Non	N.D.	$\{0,1\}$
$F_{h_1,h_2,n}^{SYS}$	Puissance transitant du hub h_1 vers le hub h_2	Continue	Non	kW	$[-\infty, +\infty]$
$X_{h_1,h_2,n}^{SYS}$	Statut de la connexion du hub h_1 vers le hub h_2	Binaire	Non	N.D.	$\{0,1\}$
$Y_{h_1,h_2,n}^{SYS}$	Statut de la connexion entre le hub h_1 et le hub h_2	Binaire	Non	N.D.	$\{0,1\}$
L_n^{SYS}	Longueur du réseau	Discrète	Non	km	$[0, +\infty]$

$X_{h_1,h_2,n}^{SYS}$ et $Y_{h_1,h_2,n}^{SYS}$ diffèrent par le fait que $Y_{h_1,h_2,n}^{SYS}$ en prend pas en compte la direction de la connexion (h_1 vers h_2 ou h_2 vers h_1).

I.5.1.3 Contraintes

Soient $h_1 \in HB_n$ et $h_2 \in HB_n$ deux hubs différents considérés par le réseau n . On remarquera que $n \in NT_{h_1}$ et $n \in NT_{h_2}$.

En pratique, pour tout instant t , seule une variable parmi $F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t)$ et $F_{h_2,h_1,n}^{SYS}(t)$ est déclarée dans le problème. Par simplicité de description dans ce document, on considère néanmoins les deux avec la contrainte I.94.

$$F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) = -F_{h_2,h_1,n}^{SYS}(t) \quad I.94$$

Par ailleurs, l'Equation I.94 précise l'impossibilité qu'une puissance circule de h_1 vers h_2 en même temps qu'une autre puissance va de h_2 vers h_1 .

Le même type de raisonnement est adopté pour $Y_{h_1,h_2,n}$ et $Y_{h_2,h_1,n}$ avec la contrainte I.95.

$$Y_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) = Y_{h_2,h_1,n}^{SYS}(t) \quad I.95$$

Les contraintes I.96 et I.97 bornent la puissance transitant entre h_1 et h_2 lorsque la connexion existe. Lorsque la connexion est inexistante, la contrainte I.97 affirme que la puissance transportée ne peut être que négative, i.e. de h_2 vers h_1 , si elle n'est pas nulle.

$$F_{h_1,h_2,n}^{BI,SYS}(t) - M \times (1 - X_{h_1,h_2,n}^{SYS}) \leq F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) \quad I.96$$

$$F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) \leq F_{h_1,h_2,n}^{BS,SYS}(t) \times X_{h_1,h_2,n}^{SYS} \quad I.97$$

Si statut(h_1, h_2) est « pas de connexion » :

┆

$$X_{h_1,h_2,n}^{SYS} = 0 \quad I.98$$

Si statut(h_1, h_2) est « connexion » :

$$X_{h_1, h_2, n}^{SYS} = 1 \quad I.99$$

Si $statut(h_1, h_2)$ est « connexion possible dans une direction au plus »:

$$X_{h_1, h_2, n}^{SYS} + X_{h_2, h_1, n}^{SYS} \leq 1 \quad I.100$$

Si $statut(h_1, h_2)$ est « connexion requise dans une direction au moins »:

$$X_{h_1, h_2, n}^{SYS} + X_{h_2, h_1, n}^{SYS} \geq 1 \quad I.101$$

La variable d'état $Y_{h_1, h_2, n}^{SYS}$ décrit le raccordement dans une direction ou l'autre des *hubs* h_1 et h_2 (équations I.102 et I.103).

$$0.5 \times (X_{h_1, h_2, n}^{SYS} + X_{h_2, h_1, n}^{SYS}) \leq Y_{h_1, h_2, n}^{SYS} \quad I.102$$

$$Y_{h_1, h_2, n}^{SYS} \leq X_{h_1, h_2, n}^{SYS} + X_{h_2, h_1, n}^{SYS} \quad I.103$$

Soit $h_1 \in HB_n$ un *hub* considéré par le réseau n . Soit $Y_{h_1, n}^{SYS}$ la variable intermédiaire décrivant les connexions qui concernent h_1 (Equation I.104). Les contraintes I.105 et I.106 lient l'état des connexions entre h_1 et les autres *hubs* à la connexion de h_1 au réseau.

$$Y_{h_1, n}^{SYS} = \sum_{h_2 \in HB_n, h_2 \neq h_1} Y_{h_1, h_2, n}^{SYS} \quad I.104$$

$$X_{h_1, n}^{SYS} \leq Y_{h_1, n}^{SYS} \quad I.105$$

$$Y_{h_1, n}^{SYS} \leq (\text{card}(HB_n) - 1) \times X_{h_1, n}^{SYS} \quad I.106$$

I.5.2 Réseau non thermique

Ce composant spécifie la modélisation commune à la famille *Network* et caractérise un réseau transportant de l'énergie non thermique.

I.5.2.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v	Vecteur électrique ou gaz naturel	N.D.	N.D.	N.D.
η_n	Pertes énergétique par unité de distance, en proportion de l'énergie transportée (électricité seulement).	%/km	Dépendant de n	[0,1]
h_n^{REF}	Hub d'application des pertes. Assimilé à la centrale de production.	N.D.	Dépendant de n	N.D.

I.5.2.2 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
$F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}$	Valeur absolue de la puissance transitant entre les <i>hubs</i> h_1 et h_2	Continue	Non	kW	[0, +∞]

I.5.2.3 Contraintes

Soit h_1 un *hub* considéré par le réseau ($h_1 \in HB_n$) tel que h_1 ne soit pas le *hub* de référence h_n^{REF} . L'Equation I.107 précise le bilan entre la puissance échangée par h_1 et celles transitant sur les branches du réseau connectées à h_1 . Si h_1 émet de la puissance vers le *hub* voisins h_2 alors $F_{h_1, h_2, n}^{SYS}(\mathbf{t})$ est positif. Si h_1 est émetteur net (tous *hubs* h_2 confondus) alors $F_{h_1, n}^{SYS}(\mathbf{t})$ est positif, ce qui est cohérent avec la convention précisée en partie II.2.3.4 (Chapitre II).

$$F_{h_1, n}^{SYS}(\mathbf{t}) = \sum_{\substack{h_2 \\ h_1 \neq h_2}} F_{h_1, h_2, n}^{SYS}(\mathbf{t}) \quad I.107$$

Le bilan I.117 ne fait intervenir aucune pertes de distribution. En effet, l'application des pertes sur chaque branche du réseau impliquant deux *hubs* n'est pas possible du fait que le signe des pertes dépend de la direction du flux entre ces deux *hubs*, laquelle direction est inconnue dans le cas général. L'introduction de variables binaires analogues à $X_{h_1, h_2, n}^{SYS}$ mais indexées sur le temps permettrait de dépasser cette limitation, au prix d'une complexité algorithmique trop grande pour plus de quelques *hubs*.

Pour pallier ce problème, les pertes de distribution sont appliquées au *hub* de référence h_n^{REF} par l'Equation I.108. Cette équation ne peut être satisfaite que si h_n^{REF} peut se connecter au réseau. Notons que cela ne contraint pas pour autant le réseau à être connexe.

$$F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t) = \frac{\eta_n}{2 \times 100} \sum_{h_1, h_2} dist(h_1, h_2) \times F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t) + \sum_{\substack{h_2 \\ h_n^{REF} \neq h_2}} F_{h_n^{REF}, h_2, n}^{SYS}(t) \quad I.108$$

En pratique, pour tout instant t , seule une variable parmi $F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t)$ et $F_{h_2, h_1, n}^{abs, SYS}(t)$ est déclarée dans le problème. Par simplicité de description dans ce document, on considère néanmoins les deux avec la contrainte I.109.

$$F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t) = F_{h_2, h_1, n}^{abs, SYS}(t) \quad I.109$$

Une formulation sans variable binaire est retenue pour définir $F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t)$ comme la valeur absolue de $F_{h_1, h_2, n}^{SYS}(t)$. Cette formulation est valide dès lors que l'existence de pertes de distribution dégrade la valeur de la fonction objectif. Cette formulation est donnée à tout instant t et pour tous $hubs$ h_1 et h_2 dans HB_n par les équations I.110 et I.111.

$$F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t) \geq -F_{h_1, h_2, n}^{SYS}(t) \quad I.110$$

$$F_{h_1, h_2, n}^{abs, SYS}(t) \geq F_{h_1, h_2, n}^{SYS}(t) \quad I.111$$

I.5.2.4 Contribution objectif économique

L'Equation II.11 définit la contribution à la fonction objectif via les variables $VAR_{c,h}^{dim}$ et $VAR_{c,h}$ dont l'équivalent pour ce composant est donné par les équations I.112 et I.113. En particulier, aucun coût variable $OPEX_{V_n}$ n'est défini (Equation I.113).

$$VAR_c^{dim} = L_n^{SYS} \quad I.112$$

$$VAR_c = 0 \quad I.113$$

On définit la longueur du réseau L_n^{SYS} par l'Equation I.114. Notons que cette définition suggère que le même coût est payé qu'une connexion entre deux $hubs$ soit effective dans un sens, dans l'autre ou dans les deux. Le facteur $\frac{1}{2}$ empêche le double comptage.

$$L_n^{SYS} = \frac{1}{2} \sum_{\substack{h_1, h_2 \\ h_1 \neq h_2}} dist(h_1, h_2) \times Y_{h_1, h_2, n}^{SYS} \quad I.114$$

I.5.3 Réseau thermique

Ce composant spécifie la modélisation commune à la famille *Network* et caractérise un réseau transportant de l'énergie thermique.

Les températures du réseau peuvent être variables dans le temps mais demeurent des paramètres, conformément aux propriétés du vecteur thermique porté par le réseau. Ainsi, ce modèle ne considère pas l'inertie thermique du réseau associée aux variations de température de ses conduites. Par ailleurs à chaque instant, les températures sont identiques en chaque *hub* du réseau.

Ce modèle repose sur l'usage d'un *hub* de référence h_n^{REF} qui représente une centrale de production. Un tel *hub* permet l'application des pertes thermique de distribution (Equation I.118) car le signe des échanges de puissance qui y ont lieu est connu.

I.5.3.1 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
v $= (v^{ent}, v^{sor})$	Vecteur thermique par paire.	N.D.	N.D.	N.D.
U_n	Coefficient de pertes thermiques par unité de longueur.	$W/(K.m)$	0.7	$[0, +\infty]$
$T^{terre}(t)$	Température du sol où sont installées les conduites du réseau.	K	Kusuda et al. (Kusuda, Achenbach, 1965)	$[0, +\infty]$
$Q_n^{L,pertes}(t)$	Pertes thermiques de distribution par unité de longueur.	kW/km	Dépendant de n	$[-\infty, +\infty]$
h_n^{REF}	Hub d'application des pertes et coûts variables. Assimilé à la centrale de production.	N.D.	Dépendant de n	N.D.
$OPEX_{V_n}$	Coût variable de maintenance	$€/kWh$	Dépendant de h	$[0, +\infty]$

Kusuda et al. (Kusuda, Achenbach, 1965) proposent un modèle de température en fonction des caractéristiques du sol et de la température de l'air $T^{air}(t)$. Appliqué à une profondeur d'un mètre, ce modèle est adapté à l'étude des réseaux thermiques.

I.5.3.2 Prétraitement

Les pertes thermiques sont fonction de la température moyenne du réseau. Par ailleurs, le signe de ces pertes dépend dans son application de si le vecteur v est refroidi ou réchauffé. Le tout est précisé par les équations I.115 et I.116.

Si v est refroidi:

$$Q_n^{L,pertes}(t) = -U_n \times \left(T^{terre}(t) - \frac{T_{vent}(t) + T_{vsor}(t)}{2} \right) \quad I.115$$

Sinon:

$$Q_n^{L,pertes}(t) = U_n \times \left(T^{terre}(t) - \frac{T_{vent}(t) + T_{vsor}(t)}{2} \right) \quad I.116$$

I.5.3.3 Contraintes

Soit h_1 un *hub* considéré par le réseau ($h_1 \in HB_n$) tel que h_1 ne soit pas le *hub* de référence h_n^{REF} . L'Equation I.117 précise le bilan entre la puissance échangée par h_1 et celles transitant sur les branches du réseau connectées à h_1 .

$$F_{h_1,n}^{SYS}(t) = \sum_{\substack{h_2 \\ h_1 \neq h_2}} F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) \quad I.117$$

Le bilan I.117 ne fait intervenir aucune pertes thermiques. En effet, l'application des pertes sur chaque branche du réseau impliquant deux *hubs* (comme pour le réseau non thermique spécifié en Annexe I.5.2) n'est pas possible du fait que le signe des pertes thermiques dépend de la direction du flux entre ces deux *hubs*, laquelle direction est inconnue dans le cas général. L'introduction de variables binaires analogues à $X_{h_1,h_2,n}^{SYS}$ mais indexées sur le temps permettrait de dépasser cette limitation, au prix d'une complexité algorithmique trop grande pour plus de quelques *hubs*.

Pour pallier ce problème, les pertes thermiques sont appliquées au *hub* de référence h_n^{REF} par l'Equation I.118. Cette équation ne peut être satisfaite que si h_n^{REF} peut se connecter au réseau. Notons que cela ne contraint pas pour autant le réseau à être connexe.

$$F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t) = Q_n^{L,pertes}(t) \times L_n^{SYS} + \sum_{\substack{h_2 \\ h_n^{REF} \neq h_2}} F_{h_n^{REF},h_2,n}^{SYS}(t) \quad I.118$$

I.5.3.4 Contribution objectif économique

La contribution à l'Equation II.11 présente un coût variable $OPEX_{V_n}$ appliqué à l'énergie annuelle reçue ou envoyée sur le réseau par le *hub* de référence h_n^{REF} (Equation I.120).

$$VAR_c^{dim} = L_n^{SYS} \quad I.119$$

$$VAR_c = \sum_t \left| F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t) \right| \times \Delta t \quad I.120$$

La valeur absolue dans la somme de l'Equation I.120 est nécessaire afin que VAR_c soit positive. Elle couvre le cas général, y compris celui du réseau bidirectionnel où le *hub* h_n^{REF} envoie ou

soutire de l'énergie sur le réseau selon le pas de temps t . L'introduction d'une valeur absolue à chaque pas de temps t engendre la création d'autant de variables binaires par le solveur (non explicité ici). Ces variables n'alourdissent pas le problème car sont seulement utilisées pour évaluer la fonction objectif, i.e. aucune contrainte opérationnelle n'y a recours.

I.5.4 Réseau thermique HRE

Le composant ‘réseau thermique HRE’ adapte et implémente certaines idées du projet *HRE* présentées par Persson et al. (Persson et al., 2019). Il est adapté au cas où un seul *hub* fait office de centrale de production sur un réseau de taille connue.

Ce composant hérite de la modélisation commune mais redéfinit certains aspects.

I.5.4.1 Variables de décision

Nomenclature	Description	Type	Indexée sur le temps	Unité	Domaine
d_n	Diamètre moyen des conduites	Continue	Non	m	$[0, +\infty]$
$Q_{h_n^{REF},n}^{L,SYS}$	Densité énergétique linéaire	Continue	Non	GJ/m	$[0, +\infty]$
$CAPEX_n$	Coût d’investissement	Continue	Non	$€/km$	$[0, +\infty]$

I.5.4.2 Paramètres

Nomenclature	Description	Unité	Valeur par défaut	Domaine
$v = (v^{ent}, v^{sor})$	Vecteur thermique par paire	N.D.	N.D.	N.D.
U_n	Coefficient de pertes thermiques par unité de longueur	$W/(K.m)$	0.7	$[0, +\infty]$
L_n^{SYS}	Longueur du réseau	km	Dépendant de n	$[0, +\infty]$
$T^{terre}(t)$	Température du sol où sont installées les conduites du réseau	K	Kusuda et al. (Kusuda, Achenbach, 1965)	$[0, +\infty]$
$Q_n^{L,pertes}(t)$	Pertes thermiques de distribution par unité de longueur	kW/km	Dépendant de n	$[-\infty, +\infty]$
h_n^{REF}	Hub d’application des pertes et coûts variables. Assimilé à la centrale de production.	N.D.	Dépendant de n	N.D.
$OPEX_{V_n}$	Coût variable de maintenance	$€/kWh$	Dépendant de h	$[0, +\infty]$

La longueur du réseau L_n^{SYS} est un paramètre, elle ne dépend pas de l’état de connexion entre chaque couple de *hubs*.

I.5.4.3 Prétraitement

Les équations I.115 et I.116 sont communes à ce modèle.

I.5.4.4 Contraintes

Soit h_1 un *hub* considéré par le réseau ($h_1 \in HB_n$) tel que h_1 ne soit pas le *hub* de référence h_n^{REF} . L'Equation I.117 précise le bilan entre la puissance échangée par le h_1 et celles transitant sur les branches du réseau connectées à h_1 .

$$F_{h_1,n}^{SYS}(t) = \sum_{\substack{h_2 \\ h_1 \neq h_2}} F_{h_1,h_2,n}^{SYS}(t) \quad I.121$$

Les pertes thermiques sont appliquées au *hub* de référence h_n^{REF} par l'Equation I.118. La multiplication des pertes thermiques par $X_{h_n^{REF},n}^{SYS}$ lève la contrainte de compensation des pertes appliquée au hub de référence h_n^{REF} dans le cas où il n'échange avec le réseau aucune puissance utile.

$$F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t) = Q_n^{L,pertes}(t) \times L_n^{SYS} \times X_{h_n^{REF},n}^{SYS} + \sum_{\substack{h_2 \\ h_n^{REF} \neq h_2}} F_{h_n^{REF},h_2,n}^{SYS}(t) \quad I.122$$

I.5.4.5 Contribution objectif économique

Le réseau thermique HRE n'hérite pas de la modélisation du réseau thermique en terme de définition des coûts. En particulier, l'Equation II.11 est légèrement adaptée pour considérer un coût d'investissement $CAPEX_n$ qui est fonction de l'énergie annuelle échangée par le hub de référence avec le réseau (Equation I.123). La multiplication de $CAPEX_n$ avec la longueur de réseau L_n^{SYS} justifie la considération de L_n^{SYS} comme un paramètre plutôt que comme une variable de décision. Les coûts variables considérés sont identiques à ceux du composant Réseau thermique (Equation I.124).

$$VAR_c^{dim} = CAPEX_n \quad I.123$$

$$VAR_c = \sum_t |F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t)| \times \Delta t \quad I.124$$

Le coût d'investissement $CAPEX_n$ dépend du diamètre moyen des conduites du réseau (équations I.125 et I.126).

$$\begin{aligned} & -M \times (1 - X_{h_n^{REF},n}^{SYS}) \\ \leq CAPEX_n - 10^3 \times & \left(212 + 4464 \times \sqrt{\frac{50}{\min_t (|T_{vent}(t) - T_{vsor}(t)|)}}} \times d_n \right) \\ & \leq M \times (1 - X_{h_n^{REF},n}^{SYS}) \end{aligned} \quad I.125$$

$$-M \times X_{h_n^{REF},n}^{SYS} \leq CAPEX_n \leq M \times X_{h_n^{REF},n}^{SYS} \quad I.126$$

La fonction racine de l'Equation I.125 permet une adaptation de l'expression générale prévue pour des RDC de 2^{ème} ou 3^{ème} génération (écart de température entre les deux lignes d'environ 50K) à tout type de réseau. Les constantes 212 €/m et 4464€/m² qualifient le prix des conduites.

Le diamètre moyen du réseau dépend de la densité énergétique linéaire selon l'Equation I.127. Cette Equation fait intervenir une fonction maximum et donc une variable binaire. De même, la fonction logarithmique est approximée par une fonction continue par morceaux sur deux segments (domaine de définition : [1.5,15], en GJ/m), soit deux variables binaires (D'Ambrosio, Lodi, Martello, 2010).

$$d_n = \max\left(0.02, 0.0486 \times \ln\left(Q_{h_n^{REF},n}^{L,SYS}\right) + 0.0007\right) \quad I.127$$

La densité énergétique linéaire est calculée en considérant les échanges réalisés par le hub h_n^{REF} (Equation I.128), à l'instar du calcul des coûts variables. Le facteur de conversion utilisé en Equation I.124 permet de passer des kWh aux GJ.

$$Q_{h_n^{REF},n}^{L,SYS} = \frac{3600}{1e6} \times \frac{1}{L_n^{SYS}} \times \Delta t \times \sum_t |F_{h_n^{REF},n}^{SYS}(t)| \quad I.128$$

I.6 Contraintes additionnelles

Les composants décrits en annexes I.2, I.3, I.4 et I.5 font tous intervenir une variable binaire d'état, à savoir $X_{h,p}^P$ (*Production*), $X_{h,s}^S$ (*Storage*), $X_{e,h}^{EXT}$ (*ElementIO*) et $X_{h,n}^{SYS}$ (*Network*). Des contraintes utilisant ces binaires peuvent contraindre, au besoin, le nombre de composants utilisés dans le modèle. Un exemple est donné ci-après.

Soit un *hub* h . Soit $p_1 \in PD_h$ et $p_2 \in PD_h$ deux composants *Production* de h . L'Equation I.129 stipule qu'au plus un composant parmi p_1 et p_2 peut être installé.

$$X_{h,p_1}^P + X_{h,p_2}^P \leq 1 \quad I.129$$

La première utilité de ces contraintes est de préciser que les demandes exprimées par les *hubs* (composants *Load* hérités de *ElementIO*) doivent obligatoirement être satisfaites. Par exemple, soit un *hub* h présentant des composants *Load* e_1, e_2, e_3 . Alors les équations I.130, I.131 et I.132 doivent être ajoutées comme contraintes au modèle.

$$X_{h,e_1}^{EXT} = 1 \quad I.130$$

$$X_{h,e_2}^{EXT} = 2 \quad I.131$$

$$X_{h,e_3}^{EXT} = 3 \quad I.132$$

Similairement, une variable commune aux quatre familles de composants est la variable d'interface, à savoir $F_{h,p,v}^P$ (*Production*), $F_{h,s}^S$ (*Storage*), $F_{e,h}^{EXT}$ (*ElementIO*) et $F_{h,n}^{SYS}$ (*Network*). Cette variable peut être contrainte en puissance ou en énergie annuelle. Par exemple, soit un *hub* h raccordé électriquement à l'extérieur du système par un composant *Grid* (hérité de *ElementIO*) e . La contrainte I.133 limite l'électricité importée par le *hub* à 100 MW à chaque pas de temps. La contrainte I.134 limite l'électricité exportée à 5 GWh/an.

$$\forall t, F_{e,h}^{EXT}(t) \geq -1 \times 10^5 \quad I.133$$

$$\sum_t F_{e,h}^{EXT}(t) \times dt \leq 5 \times 10^6 \quad I.134$$

II. ANNEXE II : IMPLEMENTATION LOGICIELLE DE L'OUTIL D'OPTIMISATION

II.1 Choix de plateformes

Le langage Python 3 (Van Rossum, Drake, 2009) est retenu pour ses possibilités d'interaction et d'édition de code à la volée, du fait de sa nature interprétable en mode script. Le développement orienté objet est particulièrement adapté au regroupement de composants en *hubs*, et cette fonctionnalité peut être assurée en Python 3.

La définition des problèmes PLNE est réalisée avec l'interface *Docplex* de IBM (*IBM® Decision Optimization CPLEX® Modeling for Python, 2022*). Ces problèmes sont résolus avec le solveur *Cplex 20.1* (*Release notes for CPLEX 20.1.0, 2021*) ou exportés (par exemple dans un fichier d'extension *.lp) pour résolution avec un autre solveur.

La Figure II-1 résume les différentes briques logicielles utilisées dans l'outil.

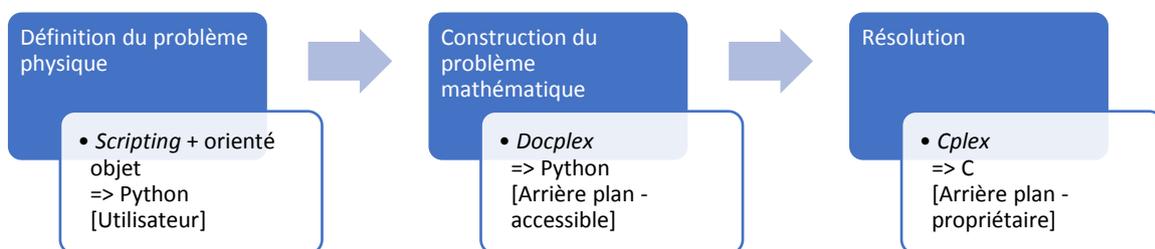


Figure II-1: Couches logicielles impliquées dans la résolution avec l'outil d'un problème énergétique

II.2 Structure logicielle

Un diagramme de classe est présenté en Figure II-2. Il est scindé en trois parties pour plus de lisibilité (Figure II-3, Figure II-4 et Figure II-5).

On y distingue plusieurs grands groupes. Le premier groupe est celui des vecteurs thermiques, héritant de la classe *Element*. Suivent ensuite les modèles de composants *Production*, *Storage*, *ElementIO* et *Network* (partie II.2.2, Chapitre II) qui sont stockés dans des instances de la classe *Hub*. La classe *MILPModel* regroupe des *hubs* et gère l'optimisation du problème. Les classes descendantes de *ResultsIO* permettent l'export et la concaténation de résultats.

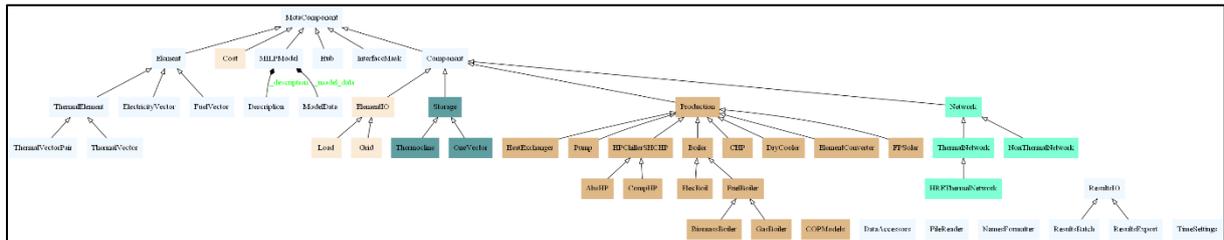


Figure II-2: Diagramme de classe complet.

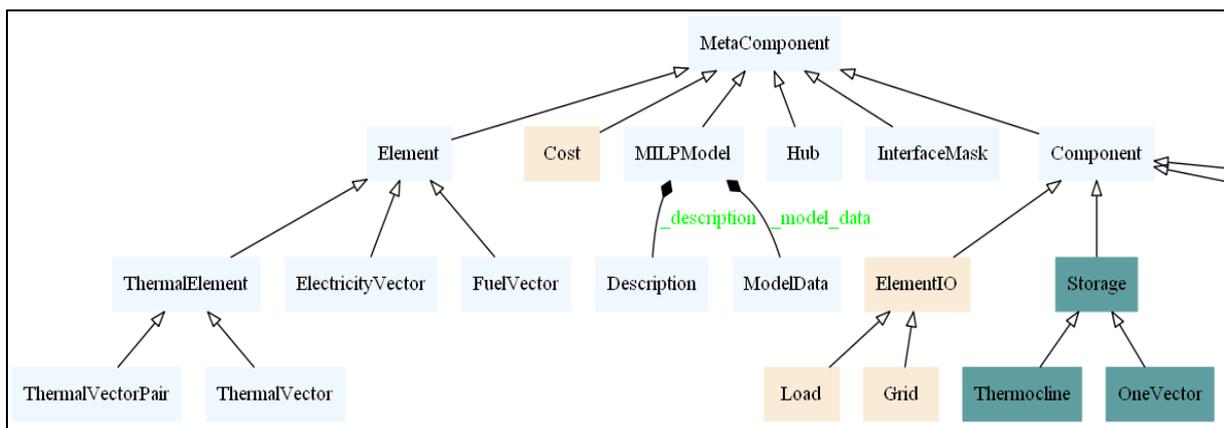


Figure II-3: Diagramme de classe – partie 1

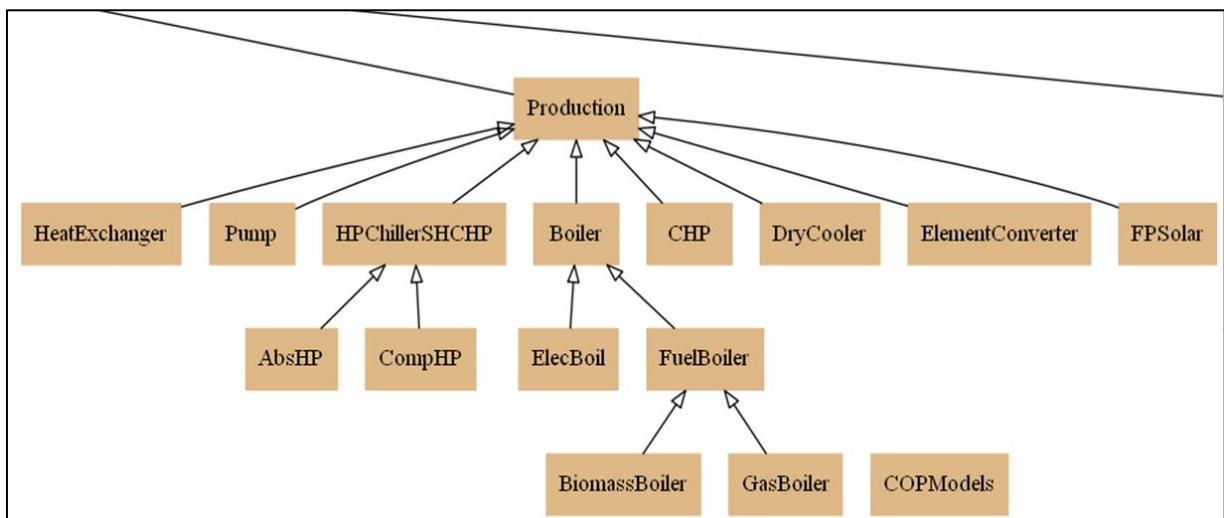


Figure II-4: Diagramme de classe – partie 2

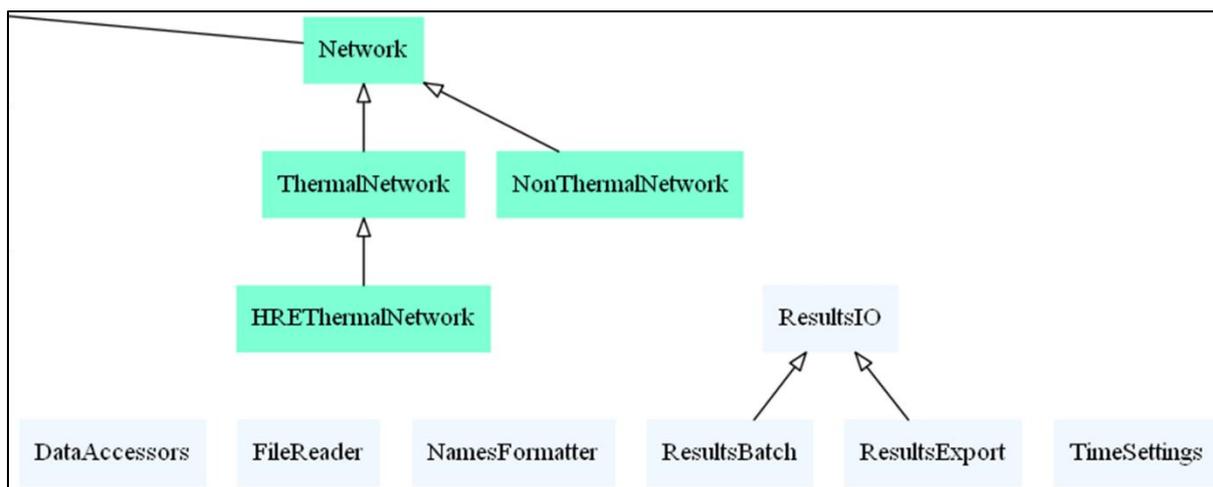


Figure II-5: Diagramme de classe – partie 3

II.3 Procédure de définition des problèmes

La procédure typique de définition d'un problème est donnée par la Figure II-6. Cette procédure reflète le processus de réflexion mené par quelqu'un voulant modéliser un système énergétique réel.

1. La première étape consiste à considérer les vecteurs énergétiques impliqués dans le système, ce qui questionne les températures des vecteurs thermiques.
2. La modélisation des acteurs énergétiques, y compris consommateurs exprimant des demandes, est ensuite réalisée par la déclaration de *hubs* et leur positionnement dans l'espace.
3. Des composants *Network* reliant ces *hubs* sont paramétrés selon les connexions du système réel. Il s'agit des connexions effectivement constatées (statut « Connexion » ou « Pas de connexion », Tableau I-2, Annexe I.5.1) ou de celles possibles (statuts à déterminer du Tableau I-2).
4. Finalement, les équipements de production et de stockage, ainsi que l'approvisionnement en sources d'énergie exogènes au système, sont caractérisés *hub* par *hub* par des composants *Production*, *Storage* et *Grid*.

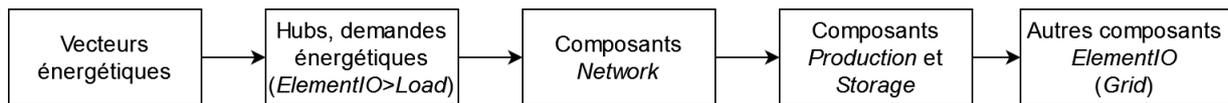


Figure II-6: Ordre conseillé de déclaration du problème physique

II.4 Partage du code

La publication des éléments logiciels est réalisée sur la plateforme *GitHub* (*GitHub: Where the world builds software*, 2022), laquelle est basée sur le système de versionnage *Git*.

La licence retenue est la licence Apache License V2.0. Elle permet la modification et distribution du contenu sous licence, avec citation de l'auteur et à condition de spécifier les changements apportés à la copie originelle. Elle ne contraint pas la distribution à être réalisée selon la même licence.

L'outil d'optimisation des architectures thermiques introduit en Chapitre II et enrichi en partie III.2 constitue un package *Python* appelé TAMOS, pour *Thermal Architectures Modelling and Optimization Software*.

Le dépôt de code est accessible à l'adresse <https://github.com/BNerot/tamos>.

L'outil de création de profils de demandes thermiques résidentielles introduit en Chapitre IV constitue un package *Python* appelé TDMAT, pour *Thermal Demand Model adapted From Tabula*.

Le dépôt de code est accessible à l'adresse <https://github.com/BNerot/tdmat>.

III. ANNEXE III : DONNEES DU CAS D'ETUDE

III.1 Données météorologiques

Les données météorologiques de Rome (IT) et Stockholm (SE) sont présentées par la Figure III-1. Il s'agit des monotones au pas horaire des profils temporels annuels de la température de l'air extérieur, de la température du sous-sol prise à 1m de profondeur et de l'irradiation solaire reçue par un plan dont l'orientation maximise la production solaire annuelle.



Figure III-1: Données météorologique

III.2 Demandes thermiques

Les figures ci-dessous présentent la demande thermique tous bâtiments confondus (SFH, MFH) en termes d'énergie annuelle (Figure III-2), de puissance maximale annuelle (Figure III-3) et de facteur de charge annuel (Figure III-4). Les lignes tracées en pointillés témoignent du ratio entre les demandes en chauffage et en climatisation.

La demande en ECS, non représentée, est identique en termes énergétique quel que soit le système considéré. Celle-ci vaut 42.9 GWh/an . Elle diffère selon les pays en termes de puissance maximale (et donc de facteur de charge), vu la contrainte de dimensionnement ECS dépendante du nombre de logements par bâtiments (Equation IV.38, Chapitre IV).

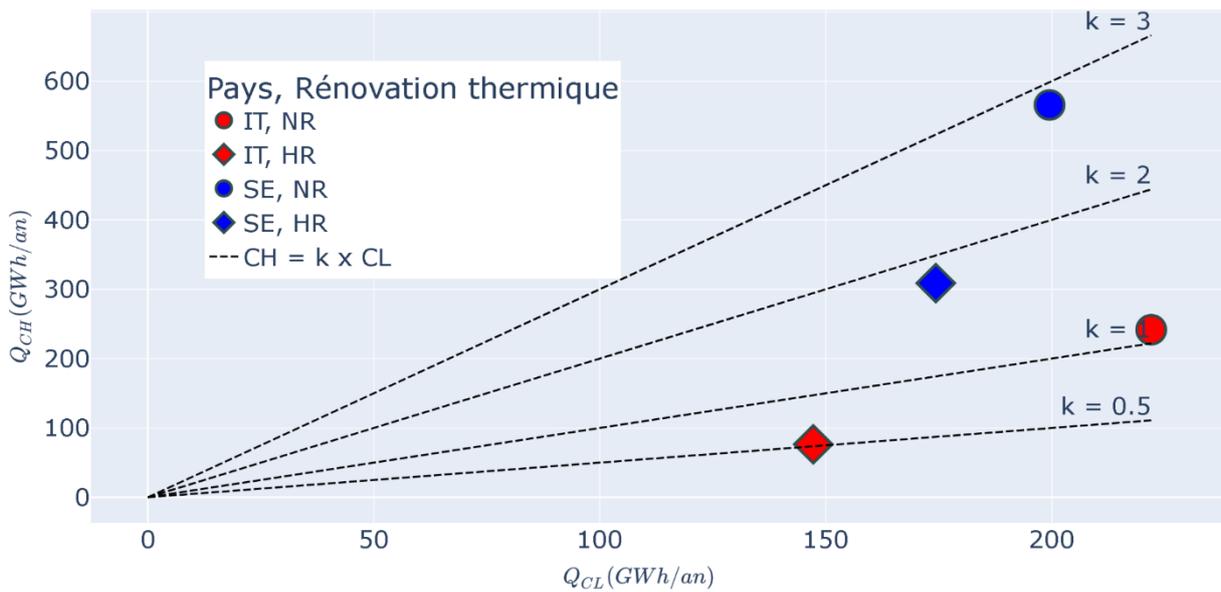


Figure III-2: Demandes en chauffage et climatisation des systèmes étudiés – énergie annuelle

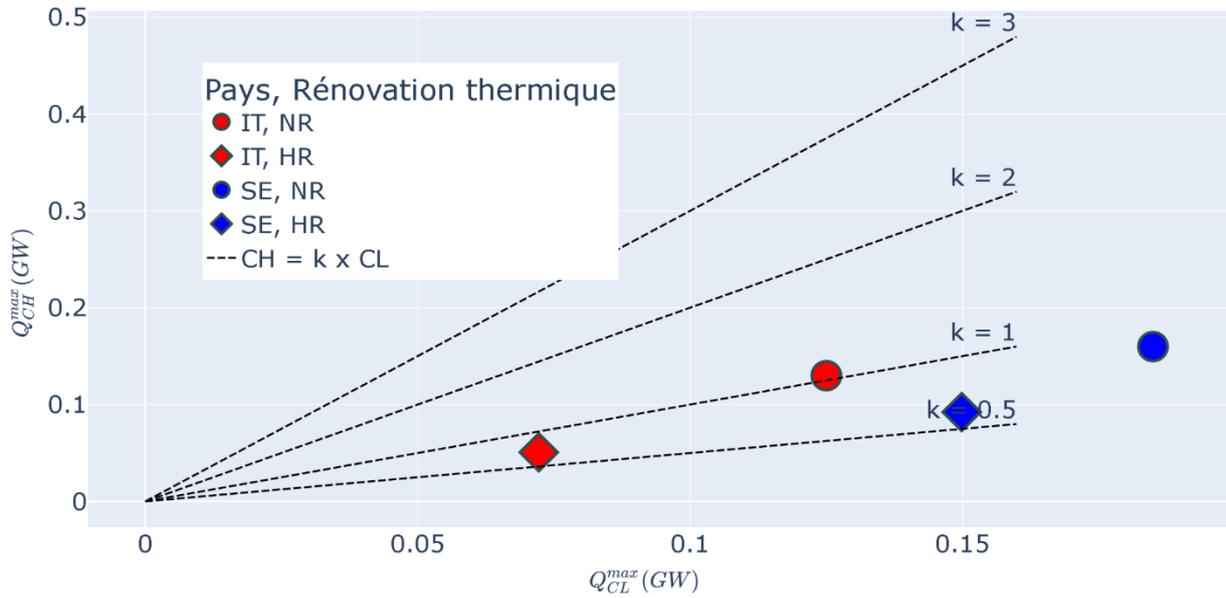


Figure III-3: Demandes en chauffage et climatisation des systèmes étudiés – puissance annuelle maximale

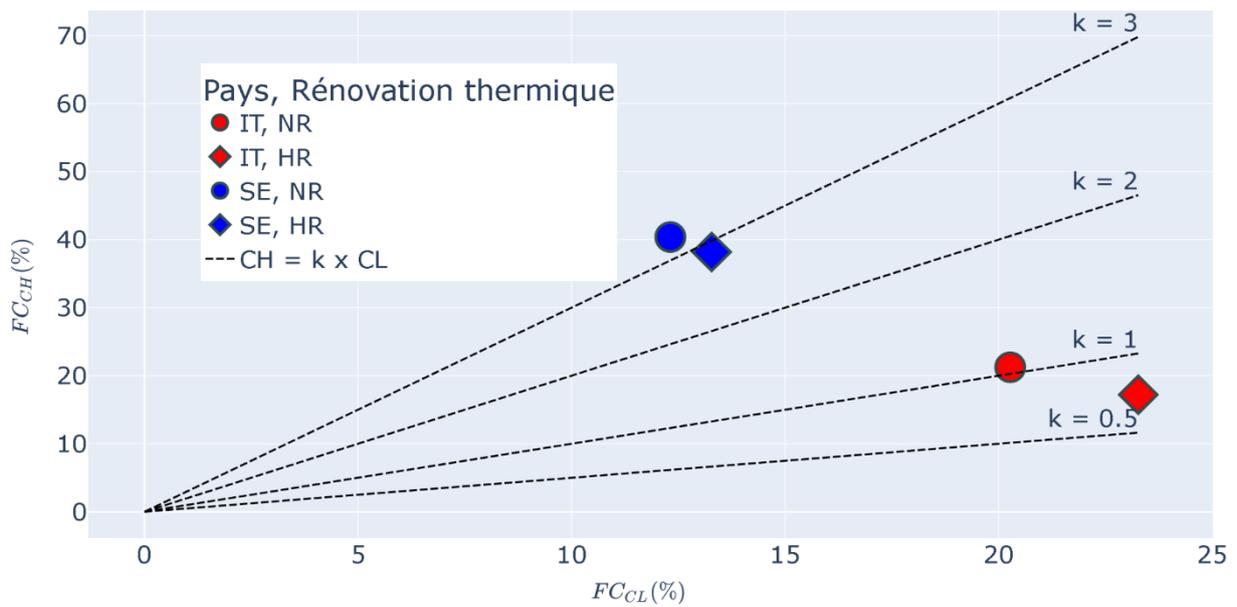


Figure III-4: Demandes en chauffage et climatisation des systèmes étudiés – facteur de charge annuel

III.3 Justification des limites énergétiques de biomasse disponible

La quantité de biomasse disponible dans le système décrit en partie V.2.2.2.1 (Chapitre V) peut être comparée à la consommation des centrales biomasses existantes. La centrale de cogénération Biomax équipant le RDC de la métropole de Grenoble est alimentée en biomasse à hauteur d'environ 220 GWh/an . Cet approvisionnement, réalisé sous forme de plaquettes forestières (et non de granulés), provient d'un disque de rayon 100 km autour de la centrale (CCIAG, 2020).

On peut aussi vérifier la validité de cette limite en la passant à l'échelle nationale. Le système à l'étude couvre une surface thermique $A^{SYS} = A_{SFH}^{SYS} + A_{MFH}^{SYS} = 4.3 \text{ km}^2$. Dans le but de définir une population desservie équivalente, on suppose une surface de 70 m^2 par logement. Dans le cas spécifique français, l'ADEME définit un logement standard comme un T3 occupé par 2.1 personnes en moyenne (ADEME, COSTIC, 2016). Par ailleurs, l'INSEE dénombre 67.8 millions d'habitants en France au 1^{er} janvier 2022 (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques, 2022). Lors du passage à l'échelle nationale, le membre de droite de la contrainte V.14 exercée sur le système devient $\frac{67.8 \times 70}{4.3 \times 2.1} \times (-2.5 \times 10^8) = -132 \text{ TWh/an}$. En pratique, l'IEA précise que l'approvisionnement français en bois énergie valait 121 TWh en 2019 (IEA – International Energy Agency, 2022). Quant au potentiel maximal théorique, le projet européen BioBoost donne une estimation d'environ 202 TWh/an . Notons que ce dernier calcul est approximatif car relève de l'agrégat de données régionales lues à partir d'un système d'information géographique (BioBoost, 2013). Un résumé de toutes ces grandeurs est donné par le Tableau III-1.

Tableau III-1: Différentes quantification du potentiel de biomasse si passage à l'échelle nationale dans le cas français

Passage à l'échelle nationale de l'Equation V.14	Approvisionnement effectif en biomasse solide (source : IEA)	Potentiel théorique de biomasse solide (source : BioBoost)
132 TWh/an	121 TWh/an	202 TWh/an

Notons que le passage à l'échelle de l'Equation V.14 ne concerne que la demande résidentielle alors que les données IEA et estimation BioBoost concernent tous les secteurs d'activité. De la même manière, la biomasse énergie consommée par la centrale Biomax couvre des usages tertiaires et résidentiels. Au final, la valeur 250 GWh/an semble être une borne supérieure cohérente de la biomasse annuelle disponible.

III.4 Paramètres technico-économiques des composants

III.4.1 CPP

III.4.1.1 Production

Le Tableau III-2 présente les propriétés économiques des composants *Production* en centrale CPP. Les paramètres se rapportent à l'Annexe I.2.

Tableau III-2: Paramétrage des composants *Production* du hub CPP.
 a) Manque de données b) Associé à une tour aéroréfrigérante de coûts nuls.
 c) La surface maximale de panneaux est $A_{CPP,p}^{BS,P} = 50000m^2$.

Nom	Nomenclature	$CAPEX_p$ $\left(\frac{\text{€}}{kW} \text{ ou } \frac{\text{€}}{m^2}\right)$	$OPEX_{Fp}$ (%CAPEX/an)	$OPEX_{Vp}$ (€/MWh)	N_p (années)	Source
Chaudière gaz condensation	<i>Gaz-Boil</i> ^{v2}	60	3.25	1.1	25	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020)
Chaudière biomasse condensation	<i>Biom-Boil</i> ^{v2}	710	4.59	1.98	25	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020, p. 184)
Cogénération gaz	<i>Gaz-CHP</i> ^{v3}	900	3.33	4.5	25	(Dahl, Brun, Andresen, 2019)
Cogénération biomasse	<i>Biom-CHP</i> ^{v3}	2000	2.85	2	40	(Dahl, Brun, Andresen, 2019)
PAC à compression air-eau ou eau-air	<i>Comp-HP</i> ^{v3 b)} _{v2}	860	2.32	1.7	25	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020)
PAC à compression eau-eau	<i>Comp-HP</i> ^{v3} _{v2}	1240	0.16	2.7	25	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020)
PAC à absorption	<i>Abs</i> ^{v1} - <i>HP</i> ^{v3 b)} _{v2}	560	0.36	1	25	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020, p. 311)
Solaire thermique plan	<i>STh</i> ^{v1 c)}	187	0.04	0.21	30	(<i>Generation of electricity and district heating</i> , 2020, p. 371)
Echangeur de chaleur	<i>HEX</i> ^{v2} _{v1}	100	0	1.5	40	(<i>Energy transport</i> , 2020)
Pompe de réseau	<i>Pump</i>	90	0 ^{a)}	0 ^{a)}	10 ^{a)}	(<i>Energy transport</i> , 2020)

III.4.1.2 Storage

Le Tableau III-3 présente les propriétés économiques des composants *Storage* en centrale CPP. Les paramètres se rapportent à l'Annexe I.3. Dans cette étude, le stockage long terme $TCLine_{LTES}$ concerne seulement l'architecture 4GDH. Les températures du vecteur LTTES sont données en partie V.2.3.1.2 (Chapitre V).

Tableau III-3: Paramétrage des composants *Storage* du *hub* CPP.

a) Adaptation des données pour le modèle.

Nom	Nomenclature	Paramètres techniques			Paramètres économiques			Source
		$\Delta t_{CPP,s}$ (h)	$\eta_{CPP,s}$ (%/h)	$E_{h,s}^{BI,dim,S} = E_{h,s}^{BS,dim,S}$ (m^3)	$CAPEX_s$ ($\text{€}/m^3$)	$OPEX_{F_s}$ (%CAPEX/an)	N_s (années)	
Stockage long terme type <i>tank</i>	$TCLine_v$	60	0.0834	3e3	173	0.29	40	(Energy storage, 2020)
Stockage long terme type <i>fosse</i>	$TCLine_v$	968	0 ^{a)}	500e3	26.2	0.52	20	(Energy storage, 2020)

III.4.2 SFH/MFH

III.4.2.1 Production

Le Tableau III-4, respectivement Tableau III-5, présente les propriétés économiques des composants *Production* du *hub* MFH, respectivement SFH. Les paramètres se rapportent à l'Annexe I.2.

Tableau III-4: Paramétrage des composants *Production* du *hub* MFH.

a) Si PAC air-eau ou eau –air, associée à une petite tour aéroréfrigérante de coûts nuls.

b) La surface maximale de panneaux est donnée par en Annexe I.2.9.2.

Nom	Nomenclature	$CAPEX_p$ $\left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \text{ ou } \frac{\text{€}}{\text{m}^2}\right)$	$OPEX_{Fp}$ (%CAPEX/an)	$OPEX_{Vp}$ (€/MWh)	N_p (années)	Source
Chaudière gaz condensation	<i>Gaz-Boil</i> ^{v₂}	61.5	2.72	0	25	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
Chaudière électrique	<i>Elec-Boil</i> ^{v₂}	644	0.05	0	30	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
PAC à compression	<i>Comp-HP</i> ^{v₃a)} _{v₂}	352.5	1.17	0.47	20	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
PAC à absorption	<i>Abs</i> ^{v₁} - <i>HP</i> ^{v₃a)} _{v₂}	332	0.36	1	25	CEA
Solaire thermique plan	<i>STh</i> ^{v₁b)}	405	0.48	0	25	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
Echangeur de chaleur	<i>HEX</i> ^{v₂} _{v₁}	265	0	1.5	40	(Energy transport, 2020)

Tableau III-5: Paramétrage des composants *Production* du hub SFH

Nom	Nomenclature	$CAPEX_p$ $\left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \text{ ou } \frac{\text{€}}{\text{m}^2}\right)$	$OPEX_{Fp}$ (%CAPEX/an)	$OPEX_{Vp}$ (€/MWh)	N_p (années)	Source
Chaudière gaz condensation	<i>Gaz-Boil</i> ^{v₂}	310	6.61	0	20	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
Chaudière électrique	<i>Elec-Boil</i> ^{v₂}	967	0.83	0	30	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
PAC à compression	<i>Comp-HP</i> ^{v₃a)} _{v₂}	940	2.96	0	18	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
PAC à absorption	<i>Abs</i> ^{v₁} - <i>HP</i> ^{v₃a)} _{v₂}	1458	0.36	1	25	CEA
Solaire thermique plan	<i>STh</i> ^{v₁b)}	600	1.89	0	25	(Heating installations, 2018, p. 36- 37)
Echangeur de chaleur	<i>HEX</i> ^{v₂} _{v₁}	265	0	1.5	40	(Energy transport, 2020)

III.4.2.2 Storage

Le Tableau III-6 présente les propriétés économiques des composants *Storage* dans les *hubs* SFH/MFH. Les paramètres se rapportent à l'Annexe I.3.

Tableau III-6: Paramétrage des composants *Storage* des hubs SFH et MFH.
a) Adaptation des données pour le modèle.

Nom	Nomenclature	Paramètres techniques			Paramètres économiques			Source
		$\Delta t_{CPP,s}$ (h)	$\eta_{CPP,s}$ (%/h)	$E_{h,s}^{BS,dim,S}$ (m^3)	$CAPEX_s$ ($\text{€}/m^3$)	$OPEX_{F_s}$ (%CAPEX/an)	N_s (années)	
Stockage long terme type <i>tank</i>	$TClinc_v$	1 ^{a)}	2.1	Equation I.82 (Annexe I.3.2)	14280	4.07	30	(<i>Energy storage</i> , 2020)

III.4.3 Résumé Production

Les Tableau III-2, Tableau III-4 et Tableau III-5 présentent toutes les données requises pour calculer les paramètres γ_{1p} et γ_{2p} qui permettent une lecture simple du coût actualisé en fonction de la capacité installée $F_{h,p}^{dim,P}$ et de l'énergie annuelle $F_{h,p}^P$ (équations II.13, II.14, II.15, Chapitre II) (sachant $N^{ECO} = 40 \text{ ans}$ et $r^{ECO} = 3.5\%$). La Figure III-5 place chaque équipement de production selon ses paramètres γ_{1p} et γ_{2p} . Le composant solaire thermique *STh* est ignoré car sa variable de dimensionnement n'est pas une puissance mais une surface de panneaux, ce qui rend la comparaison avec d'autres composants impossible. Les pompe de réseau *Pump* et tour aéroréfrigérante *DRC* sont également ignorées. Les coûts des vecteurs énergétiques consommés ne sont pas inclus dans γ_{2p} . Enfin, on rappelle que les coûts CHP portent sur la production électrique seule.

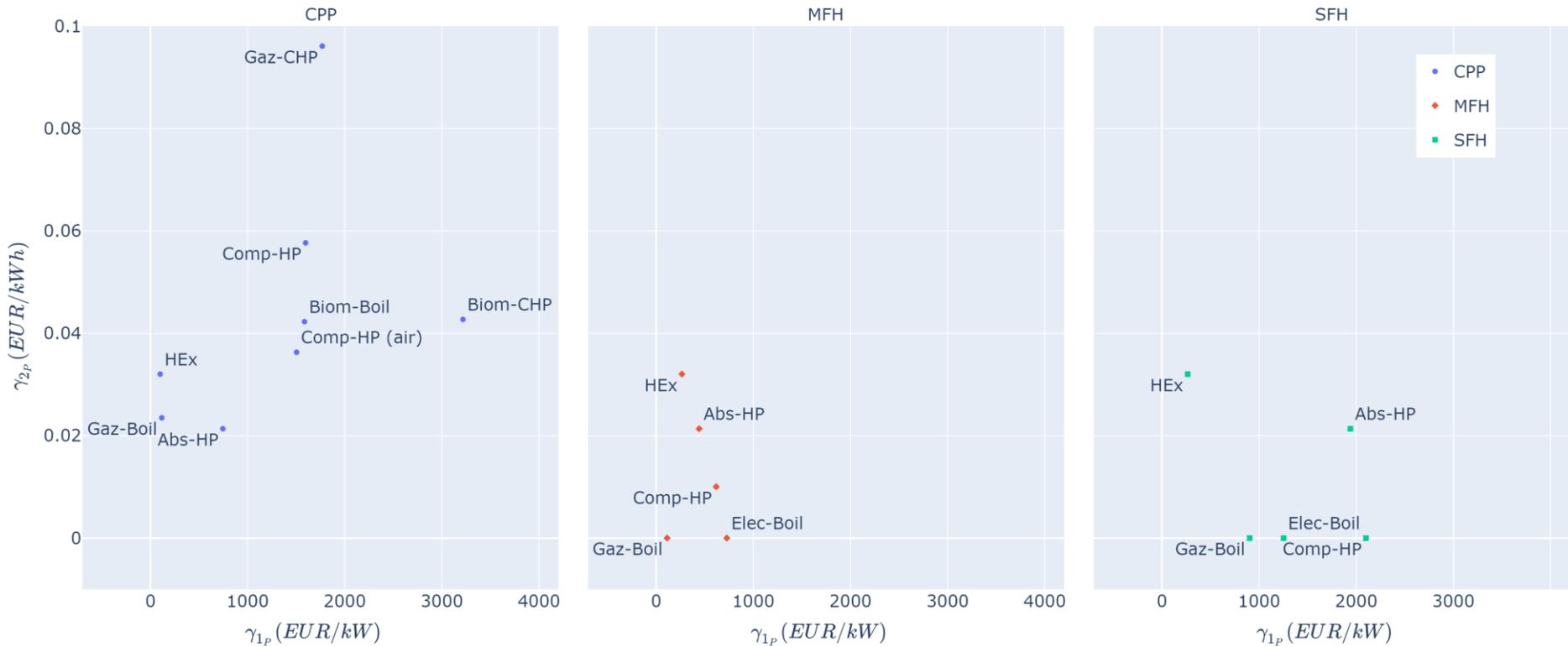


Figure III-5: Visualisation comparative du coût actualisé des principaux composants Production

III.5 Coûts réseaux des architectures retenues

Soit n un réseau thermique. Soit $Q_{CPP,n}^{SYS} = Q_{CPP,n}^{L,SYS} \times L_n^{SYS}$ l'énergie annuelle échangée par le hub CPP avec le réseau n . $Q_{CPP,n}^{L,SYS}$ est définie par l'Equation I.128 (Annexe I.5.4). Pour rappel, $Q_{CPP,n}^{SYS}$ est du même ordre de grandeur que les demandes thermiques mais différent du fait des pertes de conversion au niveau bâtiment et des pertes de distribution du réseau. La Figure III-6 présente le coût réseau actualisé $FC_2(n)$ (Equation 1.11, Chapitre II) rapporté à $Q_{CPP,n}^{SYS}$, en fonction de $Q_{CPP,n}^{SYS}$, après application de la subvention de 75%. Ce coût diffère d'une architecture à l'autre du fait de températures d'opération différentes (Equation I.125, Annexe I.5.4). En Figure III-6, des ruptures de pente sont causées par la présence de la fonction maximum dans l'expression du coût réseau et par la linéarisation par morceau de la fonction logarithme (Equation I.127, Annexe I.5.4).

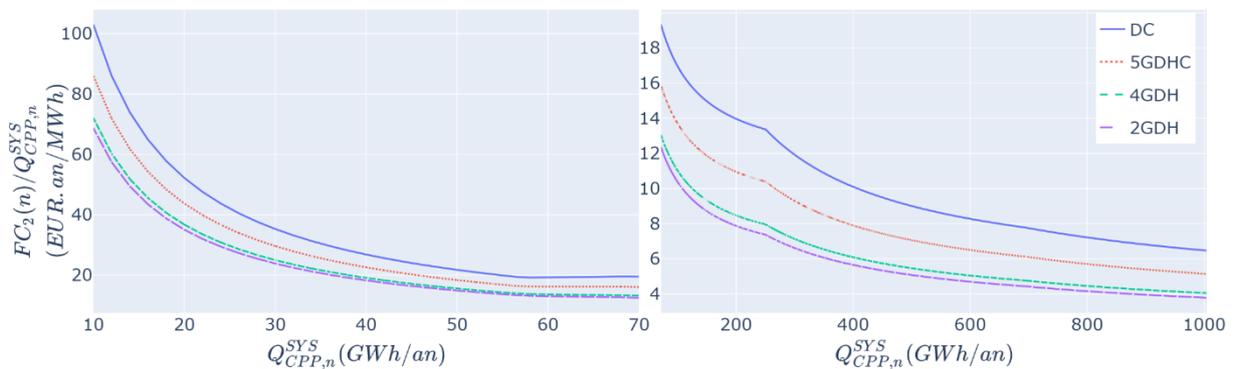


Figure III-6: Coût réseau actualisé, par architecture.

IV. ANNEXE IV : RESULTATS DETAILLES DU CAS D'ETUDE

IV.1 Dimensionnement des composants *Production*

On présente ici les dimensionnement des composants *Production*, en *MW*, pour chaque problème du cas d'étude. Les valeurs sont associées à une échelle de couleur de sorte à ce que les grandes capacités soient teintées de rouge.

	IT - NR			IT - HR			SE - NR			SE - HR		
Abs..!90/100-HP..!DCp..Air	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abs..!IEH-HP..!DCp..Air	0	3	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0
Abs..!IEH-HP..!IEH..!4Gp	4	0	4	2	0	2	8	8	8	5	5	5
Biom-CHP..!Elec..!4Gp	92	0	0	51	0	0	50	0	84	52	0	71
Comp-HP..!DCp..Air	0	53	0	0	0	0	0	101	0	0	86	0
Comp-HP..!Air..!ECS	0	0	10	0	0	22	31	5	48	30	7	52
Comp-HP..!Air..!CH	4	0	148	3	21	67	125	0	126	71	22	72
Comp-HP..!CL..!Air	216	161	216	115	115	115	330	225	330	254	170	254
Comp-HP..!IEH..!4Gp	1	0	2	0	0	1	3	3	3	2	2	2
Comp-HP..!LTES..!4Gp	8	0	10	5	0	14	23	0	41	15	0	41
Elec-Boil..!CH	0	0	0	0	0	0	144	0	0	56	0	0
Gaz-Boil..!4Gp	0	99	10	0	13	0	0	140	0	0	116	0
Gaz-Boil..!ECS	144	180	141	144	181	133	116	167	114	117	164	110
Gaz-Boil..!CH	1	47	18	0	20	0	4	112	222	1	30	93
Gaz-CHP..!Elec..!4Gp	101	88	0	1	38	0	0	0	0	0	0	0
Gaz-CHP..!Elec..!90/100	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HX..!4G..!ECS	422	454	414	421	453	410	397	448	381	397	449	381
HX..!4G..!CH	182	140	22	67	28	3	93	128	126	94	109	98
HX..!4Gp..!LTES	2	0	22	2	0	22	27	0	28	23	0	23
HX..!CL..!DC	0	41	0	0	0	0	0	84	0	0	71	0
HX..!IEH..!4Gp	2	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
STh..!4Gp	8	0	26	10	0	26	24	0	24	24	0	24
STh..!ECS	22	0	22	20	0	22	23	0	23	23	0	23
	CO2	ECO	EX									

Figure IV-1: Dimensionnement des composants *Production* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_4G_DC

	IT - NR			IT - HR			SE - NR			SE - HR		
Abs..2G-HP..CL..Air	8	75	0	2	46	0	9	91	0	5	60	0
Biom-CHP..Elec..!2Gp	70	0	0	49	0	0	25	0	0	22	0	0
Comp-HP..Air..!ECS	0	0	20	0	0	20	25	8	39	30	8	42
Comp-HP..Air..CH	29	0	177	5	0	66	125	4	125	71	25	72
Comp-HP..CL..Air	205	121	216	113	60	115	320	221	330	248	185	254
Elec-Boil..!ECS	0	0	0	0	0	0	1	0	0	5	0	0
Elec-Boil..CH	0	0	0	0	0	0	208	0	0	115	0	0
Gaz-Boil..!2Gp	0	129	0	0	34	0	1	208	0	0	127	0
Gaz-Boil..!ECS	143	180	545	142	180	546	122	164	505	118	164	502
Gaz-Boil..CH	1	39	10	0	17	4	3	52	240	2	31	140
Gaz-CHP..Elec..!2Gp	130	197	0	19	93	0	0	0	0	0	0	0
HX..2G..!ECS	423	454	0	423	454	0	396	449	0	391	449	0
HX..2G..CH	166	148	0	65	53	0	29	189	0	23	109	0
HX..!EH..!2Gp	2	2	0	1	1	0	4	4	0	2	2	0
STh..!ECS	22	0	22	22	0	22	23	0	23	23	0	23
	CO2	ECO	EX									

Figure IV-2: Dimensionnement des composants *Production* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_2G

	IT - NR			IT - HR			SE - NR			SE - HR		
Abs..IEH-HP..5Gp..Air	4	0	4	2	2	2	1	0	9	5	5	5
Abs..IEH-HP..Air..!5Gp	0	0	0	0	0	0	9	0	9	3	0	5
Comp-HP..5G..!ECS	32	0	29	34	12	33	18	1	29	17	14	30
Comp-HP..5G..CH	8	0	8	3	0	3	16	12	17	7	4	8
Comp-HP..5Gp..Air	0	0	0	0	17	0	0	0	0	3	68	0
Comp-HP..Air..!ECS	17	13	17	20	7	20	22	13	37	23	8	39
Comp-HP..Air..CH	179	66	179	67	27	67	110	63	115	64	38	70
Comp-HP..CL..!5G	26	0	22	0	0	0	13	2	21	0	0	0
Comp-HP..CL..Air	198	216	198	101	86	101	318	328	315	236	169	241
Elec-Boil..!ECS	0	0	0	0	0	0	7	0	0	11	0	0
Elec-Boil..CH	0	0	0	0	0	0	224	0	0	130	0	0
Gaz-Boil..!ECS	516	619	520	512	604	513	498	604	477	493	586	475
Gaz-Boil..CH	0	122	0	0	42	0	2	228	232	2	136	132
HX..CL..!5G	0	0	0	26	29	25	0	0	0	18	71	25
HX..IEH..!5Gp	5	0	5	3	3	3	11	11	11	6	6	6
STh..!ECS	22	0	22	22	0	22	23	0	23	23	0	23
	CO2	ECO	EX									

Figure IV-3: Dimensionnement des composants *Production* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_5G

	IT - NR			IT - HR			SE - NR			SE - HR		
Comp-HP..Air..!ECS	23	13	23	23	13	23	29	14	47	34	14	48
Comp-HP..Air..CH	184	66	185	69	27	69	125	64	126	71	41	72
Comp-HP..CL..Air	216	216	216	115	115	115	330	330	330	254	254	254
Elec-Boil..!ECS	0	0	0	0	0	0	18	0	0	20	0	0
Elec-Boil..CH	0	0	0	0	0	0	237	0	0	139	0	0
Gaz-Boil..!ECS	542	619	543	542	619	543	496	603	497	490	603	496
Gaz-Boil..CH	3	122	2	1	42	1	4	240	240	1	140	140
STh..!ECS	22	0	22	22	0	22	23	0	23	23	0	23
	CO2	ECO	EX									

Figure IV-4: Dimensionnement des composants *Production* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN

IV.2 Usage des composants *Storage*

L'énergie annuelle déchargée depuis les composants *Storage*, en *GWh/an*, est donnée par les figures ci-après.



Figure IV-5: Energie annuelle déchargée des composants *Storage* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_4G_DC

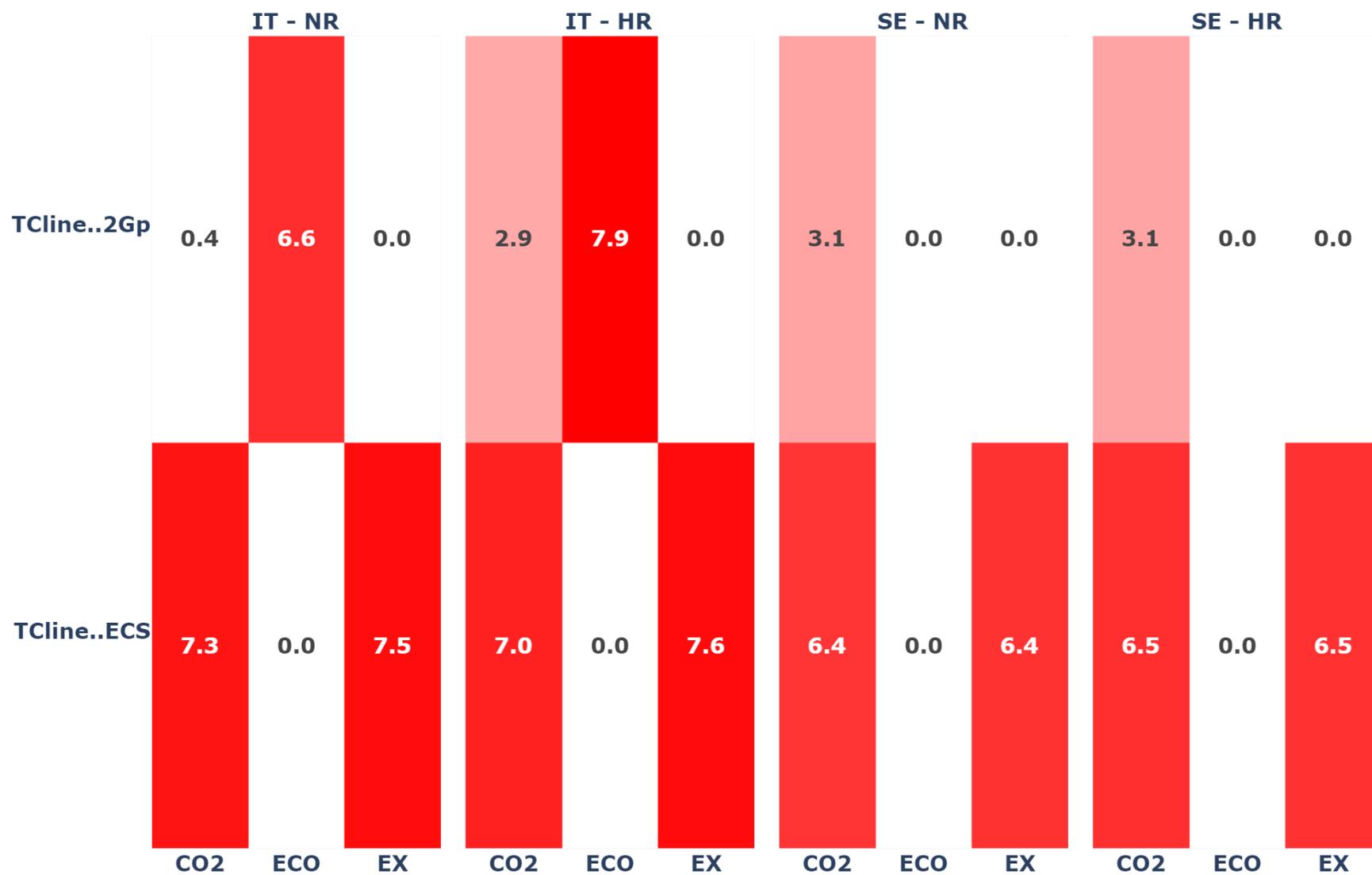


Figure IV-6: Energie annuelle déchargée des composants *Storage* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_2G

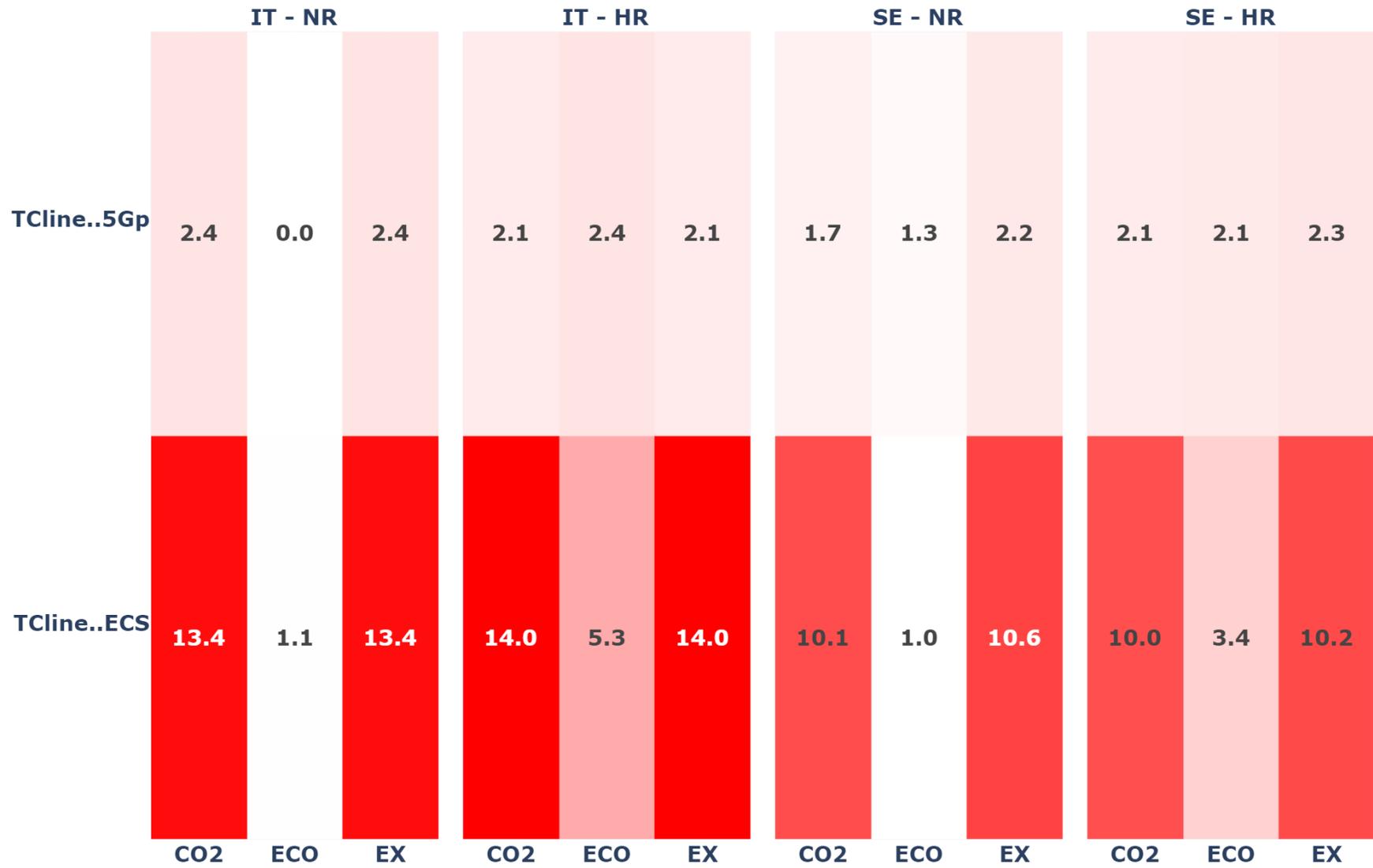


Figure IV-7: Energie annuelle déchargée des composants *Storage* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_5G

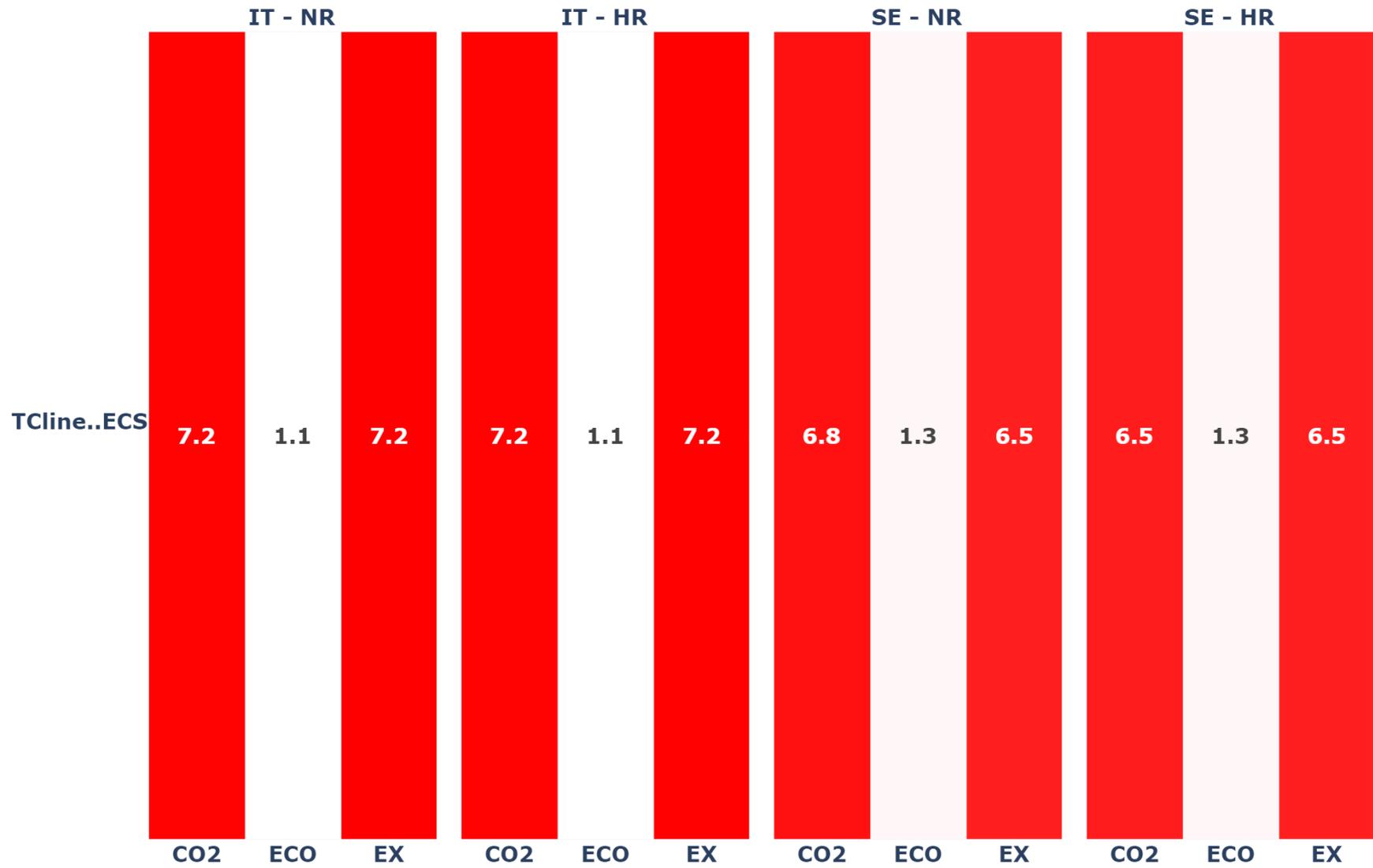


Figure IV-8: Energie annuelle déchargée des composants *Storage* en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN

IV.3 Facteurs de charges des composants *Network*

Un réseau thermique est caractérisé par des puissances injectées et soutirées au niveau des *hubs* connectés à ce réseau. On définit le facteur de charge du réseau n au niveau du *hub* h par l'Equation IV.1. Notons l'usage de la valeur absolue de la puissance $F_{h,n}^{SYS}(t)$ qui permet de traiter les soutirages comme les injections de puissance, particulièrement dans le cas de l'architecture 5GDHC. Les figures ci-après donnent $FC_{h,n}$ en centrale de production CPP.

$$FC_{h,n} = \frac{\sum_t |F_{h,n}^{SYS}(t)| \times \Delta t}{\max_t (|F_{h,n}^{SYS}(t)|) \times \sum_t \Delta t} \quad \text{IV.1}$$

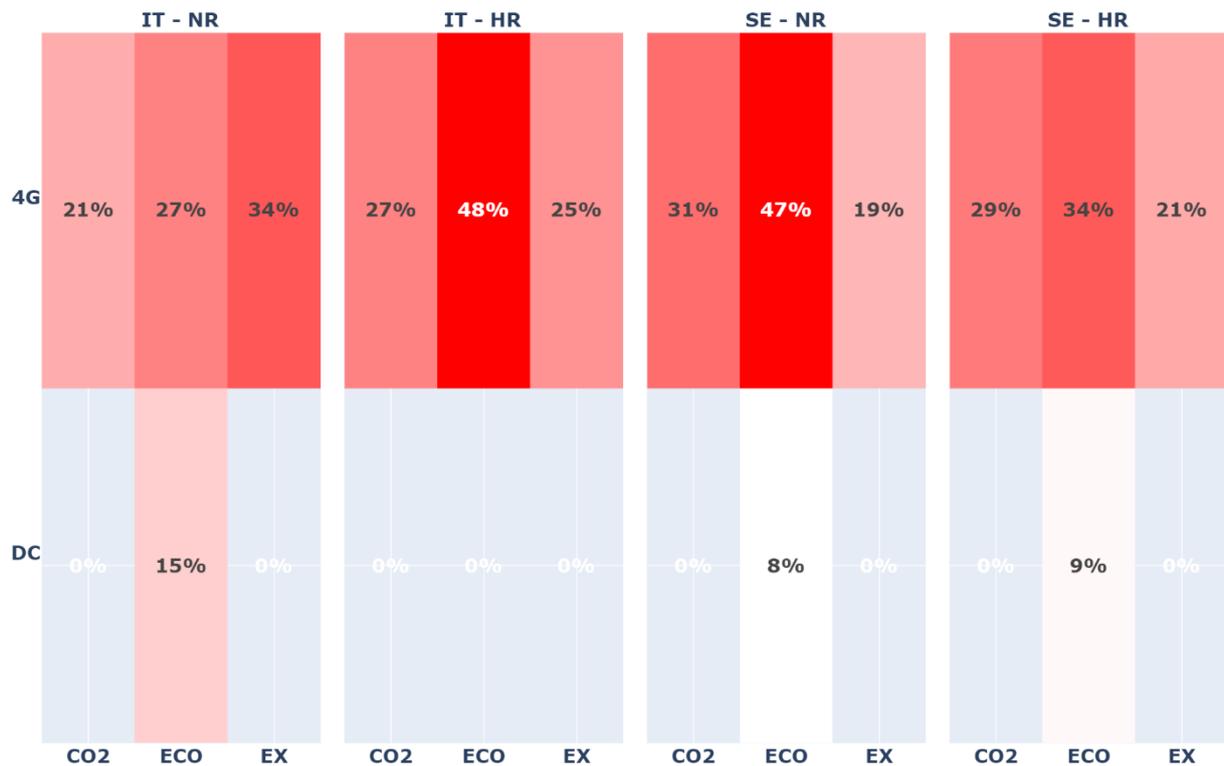


Figure IV-9: Facteur de charge annuel des composants *Network* en centrale CPP en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_4G_DC

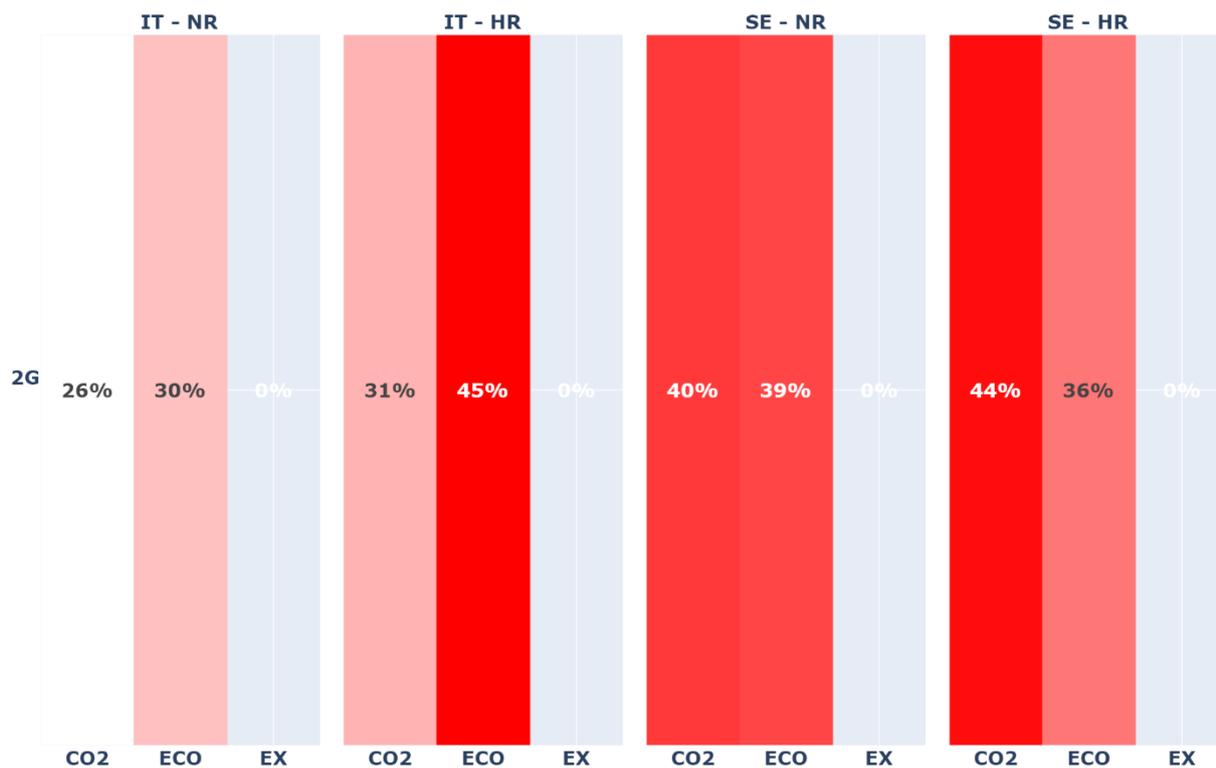


Figure IV-10: Facteur de charge annuel des composants *Network* en centrale CPP en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_2G

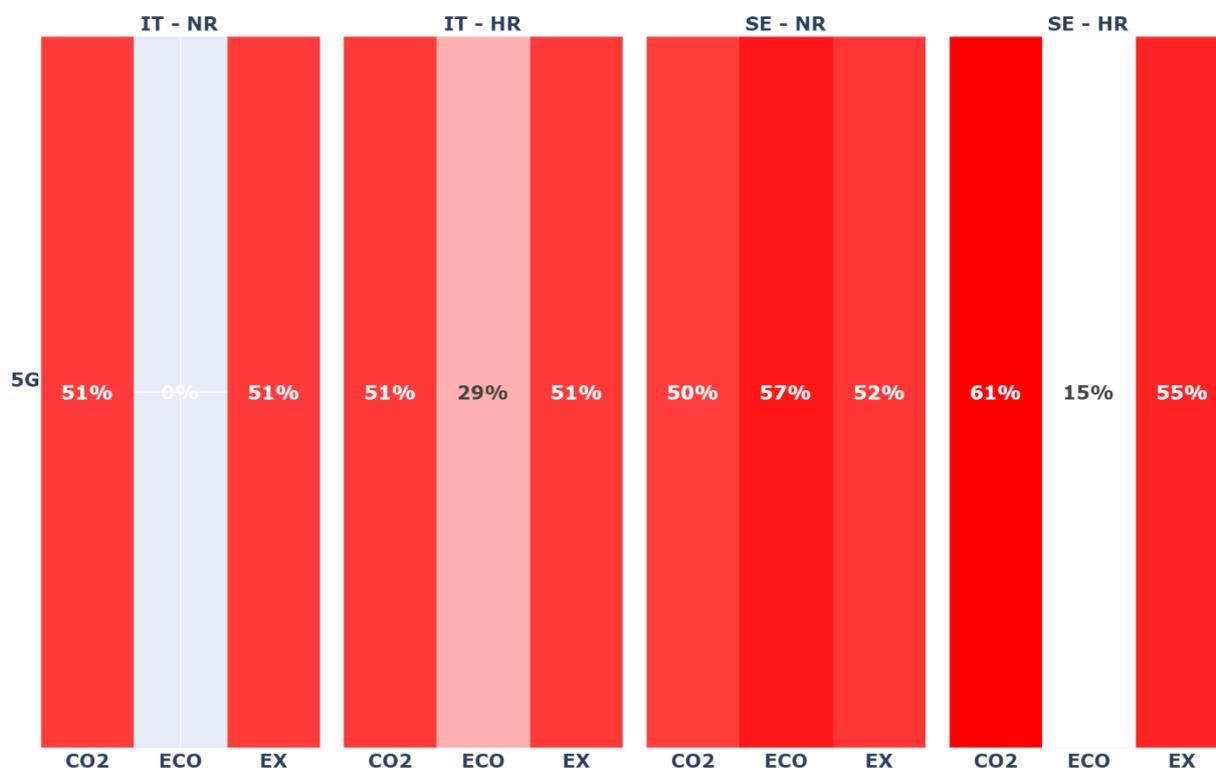


Figure IV-11: Facteur de charge annuel des composants *Network* en centrale CPP en fonction du couple (pays, scénario de rénovation) et de la fonction objectif – architecture NN_5G

BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, 2017. *Pompe à Chaleur électrique* [en ligne]. 2017. [Consulté le 20 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/172-pompe-a-chaaleur-pac-electrique.html>
- ADEME, 2018. *Enquête sur le prix de vente de la chaleur en 2016*. ADEME. Série économique.
- ADEME, 2020a. Centre de ressources sur les bilans de gaz à effet de serre. *Site Bilans GES* [en ligne]. décembre 2020. [Consulté le 25 mai 2020]. Disponible à l'adresse : <https://www.bilans-ges.ademe.fr/>
- ADEME, 2020b. Le Fonds Chaleur, l'outil essentiel pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans la production de chaleur. *Le Fonds Chaleur* [en ligne]. 2020. [Consulté le 5 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://fondschaleur.ademe.fr/>
- ADEME, 2022. Les réseaux de chaleur. [en ligne]. 16 février 2022. [Consulté le 12 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://expertises.ademe.fr/energies/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/transport-lenergie/reseaux-chaaleur>
- ADEME et COSTIC, 2016. *Les besoins d'eau chaude sanitaire en habitat individuel et collectif* [en ligne]. ADEME. Clés pour agir. Disponible à l'adresse : <https://librairie.ademe.fr/urbanisme-et-batiment/2360-besoins-d-eau-chaude-sanitaire-en-habitat-individuel-et-collectif-les.html>
- ADEME, IN NUMERI, CARPENÈ, L. et HAEUSLER, L., 2019. *Réseaux de chaleur et de froid, état des lieux de la filière*. ADEME. Expertises.
- ADEME, IN NUMERI, ENERDATA, 2020. 010895 : *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France - données 2019*. ADEME. Faits et chiffres.
- ALTAMIRANO, Amín, PIERRÈS, Nolwenn Le et STUTZ, Benoit, 2019. Review of small-capacity single-stage continuous absorption systems operating on binary working fluids for cooling: Theoretical, experimental and commercial cycles. *International Journal of Refrigeration*. 1 octobre 2019. Vol. 106, pp. 350- 373. DOI 10.1016/j.ijrefrig.2019.06.033.
- ANDREW MARSH, 2018. Psychrometric Chart. [en ligne]. 30 octobre 2018. [Consulté le 13 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <http://andrewmarsh.com/software/psychro-chart-web/>
- APOSTOLOU, Matthildi, 2018. *Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés* [en ligne]. phdthesis. Université Paris sciences et lettres. [Consulté le 24 juin 2021]. Disponible à l'adresse : <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02274400>
- AUTRET, Erwan et ROGAUME, Yann, 2011. Production de chaleur à partir de bois - Émissions atmosphériques. Notions de base. . avril 2011. N° BE8750 V1, pp. 18.
- BARTOLOZZI, Irene, RIZZI, Francesco et FREY, Marco, 2017. Are district heating systems and renewable energy sources always an environmental win-win solution? A life cycle assessment case study in Tuscany, Italy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 1 décembre 2017. Vol. 80, pp. 408- 420. DOI 10.1016/j.rser.2017.05.231.
- BECK, Hylke E., ZIMMERMANN, Niklaus E., MCVICAR, Tim R., VERGOPOLAN, Noemi, BERG, Alexis et WOOD, Eric F., 2018. Present and future Köppen-Geiger climate classification maps at 1-km resolution. *Scientific Data*. 30 octobre 2018. Vol. 5, n° 1, pp. 180214. DOI 10.1038/sdata.2018.214.

BEST, Robert E., REZAZADEH KALEHBASTI, P. et LEPECH, Michael D., 2020. A novel approach to district heating and cooling network design based on life cycle cost optimization. *Energy*. 1 mars 2020. Vol. 194, pp. 116837. DOI 10.1016/j.energy.2019.116837.

Bilan énergétique de la France pour 2019, 2021. [en ligne]. Ministère de la transition écologique et solidaire. [Consulté le 14 juillet 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2019>

BILARDO, Matteo, SANDRONE, Federico, ZANZOTTERA, Guido et FABRIZIO, Enrico, 2021. Modelling a fifth-generation bidirectional low temperature district heating and cooling (5GDHC) network for nearly Zero Energy District (nZED). *Energy Reports* [en ligne]. 1 juin 2021. [Consulté le 14 septembre 2021]. DOI 10.1016/j.egy.2021.04.054. Disponible à l'adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721002729>

BIOBOOST, 2013. D1.2 : *The feedstock potential assessment for EU-27 + Switzerland in NUTS-3* [en ligne]. [Consulté le 29 août 2022]. Disponible à l'adresse : https://www.bioboost.eu/uploads/files/bioboost_d1.2_iung_feedstock_potential_vers1_0-final.pdf

BOUDÉHENN, François, BONNOT, Sylvain, DEMASLES, Hélène, LEFRANÇOIS, Florent, PERIER-MUZET, Maxime et TRICHÉ, Delphine, 2016. Development and Performances Overview of Ammonia-water Absorption Chillers with Cooling Capacities from 5 to 100 kW. *Energy Procedia*. 1 juin 2016. Vol. 91, pp. 707- 716. DOI 10.1016/j.egypro.2016.06.234.

BRAAS, Hagen, JORDAN, Ulrike, BEST, Isabelle, OROZALIEV, Janybek et VAJEN, Klaus, 2020. District heating load profiles for domestic hot water preparation with realistic simultaneity using DHWcalc and TRNSYS. *Energy*. 15 juin 2020. Vol. 201, pp. 117552. DOI 10.1016/j.energy.2020.117552.

BUFFA, Simone, COZZINI, Marco, D'ANTONI, Matteo, BARATIERI, Marco et FEDRIZZI, Roberto, 2019. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 1 avril 2019. Vol. 104, pp. 504- 522. DOI 10.1016/j.rser.2018.12.059.

CANDAS, Victor, 2000. Confort thermique. . 2000. pp. 17.

CARRIER, 2019. *Catalogue 2019/2020 chauffage, ventilation et climatisation*. 2019.

CASISI, M., BUORO, D., PINAMONTI, P. et REINI, M., 2019. A comparison of different district integration for a distributed generation system for heating and cooling in an urban area. *Applied Sciences (Switzerland)*. 2019. Vol. 9, n° 17. DOI 10.3390/app9173521. Scopus

CCIAG, 2020. Tout savoir sur le nouveau site de production BIOMAX. [en ligne]. 2020. [Consulté le 29 août 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.chauffage-urbain-grenoble.fr/3820-biomax-tout-savoir-sur-le-nouveau-site-de-production.htm>

CECCHINATO, Luca, 2010. Part load efficiency of packaged air-cooled water chillers with inverter driven scroll compressors. *Energy Conversion and Management*. 1 juillet 2010. Vol. 51, n° 7, pp. 1500- 1509. DOI 10.1016/j.enconman.2010.02.008.

COSTIC, 2002. *Plancher chauffant rafraîchissant: résidentiel, petit tertiaire*. Paris : Société d'éditions du bâtiment et des travaux publics. ISBN 978-2-9517414-7-8.

CUISINIER, Etienne, 2021. *Méthodes de modélisation et d'optimisation technico-économique pour la planification de systèmes multi-énergies* [en ligne]. These de doctorat. Université Grenoble Alpes. [Consulté le 24 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.theses.fr/2021GRALI105>

CUISINIER, Etienne, BOURASSEAU, Cyril, RUBY, Alain, LEMAIRE, Pierre et PENZ, Bernard, 2021. Techno-economic planning of local energy systems through optimization models: a survey of current methods. *International Journal of Energy Research*. 2021. Vol. 45, n° 4, pp. 4888- 4931. DOI 10.1002/er.6208.

DAHL, Magnus, BRUN, Adam et ANDRESEN, Gorm B., 2019. Cost sensitivity of optimal sector-coupled district heating production systems. *Energy*. 1 janvier 2019. Vol. 166, pp. 624- 636. DOI 10.1016/j.energy.2018.10.044.

D'AMBROSIO, Claudia, LODI, Andrea et MARTELLO, Silvano, 2010. Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models. *Operations Research Letters*. 1 janvier 2010. Vol. 38, n° 1, pp. 39- 46. DOI 10.1016/j.orl.2009.09.005.

DENG, J., WANG, R. Z. et HAN, G. Y., 2011. A review of thermally activated cooling technologies for combined cooling, heating and power systems. *Progress in Energy and Combustion Science*. 1 avril 2011. Vol. 37, n° 2, pp. 172- 203. DOI 10.1016/j.peccs.2010.05.003.

Dymola - Dassault Systèmes®, 2022. [en ligne]. Disponible à l'adresse : <https://www.3ds.com/products-services/catia/products/dymola/>

ENERGIE PLUS LE SITE, 2007. Chaudières à condensation [chauffage]. *Energie Plus Le Site* [en ligne]. 25 septembre 2007. Disponible à l'adresse : <https://energieplus-lesite.be/techniques/chauffage10/chauffage-a-eau-chaude/chaudieres-a-condensation/>

Energy storage, 2020. [en ligne]. Danish Energy Agency. [Consulté le 14 janvier 2021]. Technology data. Disponible à l'adresse : <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>

Energy transport, 2020. [en ligne]. Danish Energy Agency. [Consulté le 28 novembre 2020]. Technology data. Disponible à l'adresse : <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-catalogue-transport-energy-co2>

EnergyPlus, 2022. [en ligne]. [Consulté le 22 juillet 2022]. Disponible à l'adresse : <https://energyplus.net/>

ENTSOE, 2022. Transparency Platform restful API - User guide. [en ligne]. 2022. [Consulté le 22 février 2021]. Disponible à l'adresse : https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/web%20api/Guide.html

ESSER, Anke, SENFUSS, Frank et AMANN, Christof, 2016. *Final report Evaluation of primary energy factor calculation options for electricity* [en ligne]. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Disponible à l'adresse : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_report_pef_eed.pdf

EU Buildings Factsheets, 2017. *Energy - European Commission* [en ligne]. [Consulté le 15 avril 2022]. Disponible à l'adresse : https://ec.europa.eu/energy/eu-buildings-factsheets_en

EUROHEAT & POWER, 2006. 2 : *Ecoheatcool - The European Cold Market - Final Report* [en ligne]. Brussels. [Consulté le 23 juillet 2021]. Disponible à l'adresse : https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/02/Ecoheatcool_WP2_Web.pdf

Eurostat, 2022. [en ligne]. [Consulté le 1 décembre 2020]. Disponible à l'adresse : <https://ec.europa.eu/eurostat/en/data/database>

EVELOY, Valerie et AYOU, Dereje, 2019. Sustainable District Cooling Systems: Status, Challenges, and Future Opportunities, with Emphasis on Cooling-Dominated Regions. *Energies*. 13 janvier 2019. Vol. 12, n° 2, pp. 235. DOI 10.3390/en12020235.

FAHLÉN, Elsa, TRYGG, Louise et AHLGREN, Erik O., 2012. Assessment of absorption cooling as a district heating system strategy – A case study. *Energy Conversion and Management*. 1 août 2012. Vol. 60, pp. 115- 124. DOI 10.1016/j.enconman.2012.02.009.

FEIDT, Renaud, 2017. Réseaux de froid urbain - Réseaux de distribution. . 2017. pp. 30.

Fraîcheur de Paris, 2022. [en ligne]. [Consulté le 14 juillet 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.fraicheurdeparis.fr/>

FRÖLING, Morgan, HOLMGREN, Camilla et SVANSTRÖM, Magdalena, 2004. Life cycle assessment of the district heat distribution system. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 1 mars 2004. Vol. 9, n° 2, pp. 130- 136. DOI 10.1007/BF02978572.

FRÖLING, Morgan et SVANSTRÖM, Magdalena, 2005. Life Cycle Assessment of the District Heat Distribution System - Part 2: Network Construction (11 pp). *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 1 novembre 2005. Vol. 10, n° 6, pp. 425- 435. DOI 10.1065/lca2004.12.195.

GEIDL, Martin, KOEPEL, Gaudenz, FAVRE-PERROD, Patrick, KLOCKL, Bernd, ANDERSSON, Goran et FROHLICH, Klaus, 2007. Energy hubs for the future. *IEEE Power and Energy Magazine*. janvier 2007. Vol. 5, n° 1, pp. 24- 30. DOI 10.1109/MPAE.2007.264850.

Generation of electricity and district heating, 2020. [en ligne]. Danish Energy Agency. [Consulté le 28 novembre 2020]. Technology data. Disponible à l'adresse : <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>

GIRAUD, Loic, 2016. *Modélisation dynamique et gestion avancée de réseaux de chaleur*. Grenoble : Université Grenoble Alpes.

GitHub: Where the world builds software, 2022. *GitHub* [en ligne]. [Consulté le 3 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://github.com/>

GUELPA, Elisa et VERDA, Vittorio, 2019. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. *Applied Energy*. 15 octobre 2019. Vol. 252, pp. 113474. DOI 10.1016/j.apenergy.2019.113474.

Guide dimensionnement ECS habitat, 2019. . ADEME. Guide technique.

HEAT ROADMAP EUROPE, 2016. D3.2 : *Space Cooling Technology in Europe* [en ligne]. [Consulté le 18 août 2022]. Disponible à l'adresse : https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.2.pdf

HEAT ROADMAP EUROPE, 2017a. 6.1 : *EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050* [en ligne]. [Consulté le 21 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2020/01/HRE4_D6.1-Future-fuel-price-review.pdf

HEAT ROADMAP EUROPE, 2017b. D3.1 : *Profile of heating and cooling demand in 2015* [en ligne]. [Consulté le 18 août 2022]. Disponible à l'adresse : https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.1.pdf

Heating installations, 2018. [en ligne]. Danish Energy Agency. [Consulté le 7 décembre 2020]. Technology data. Disponible à l'adresse : <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants>

HENRIK LUND, 2022. Energy. [en ligne]. 2022. [Consulté le 13 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.sciencedirect.com/journal/energy/about/aims-and-scope>

HODENCQ, Sacha, BRUGERON, Mathieu, FITÓ, Jaume, MORRIET, Lou, DELINCHANT, Benoit et WURTZ, Frédéric, 2021. OMEGAAlpes, an Open-Source Optimisation Model Generation Tool to Support Energy Stakeholders at District Scale. *Energies*. 18 septembre 2021. Vol. 14, n° 18, pp. 5928. DOI 10.3390/en14185928.

HWANG, Yunho, 2021. Heat pump systems with low GWP refrigerants. [en ligne]. 13th IEA Heat Pump Conference, Korea. 26 avril 2021. Disponible à l'adresse : <https://heatpumpingtechnologies.org/annex54/wp-content/uploads/sites/63/2021/05/1-annex54workshopieahpcoperatinagent.pdf>

IBM® Decision Optimization CPLEX® Modeling for Python, 2022. [en ligne]. [Consulté le 13 mai 2020]. Disponible à l'adresse : <http://ibmdecisionoptimization.github.io/docplex-doc/index.html>

IEA – International Energy Agency, 2022. *IEA* [en ligne]. [Consulté le 21 janvier 2021]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org>

INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ETUDES ECONOMIQUES, 2020. Définition - Unité urbaine. [en ligne]. 9 décembre 2020. [Consulté le 5 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1501>

INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ETUDES ECONOMIQUES, 2021. 37,2 millions de logements en France au 1er janvier 2021 - Insee Focus - 254. [en ligne]. septembre 2021. [Consulté le 16 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/5761272>

INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ETUDES ECONOMIQUES, 2022. Insee - National Institute of Statistics and Economic Studies. [en ligne]. 2022. [Consulté le 29 août 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.insee.fr/en/accueil>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018. *The Future of Cooling: Opportunities for energy efficient air conditioning* [en ligne]. Paris : IEA. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019. Industrial heat demand by temperature range, 2018. *IEA* [en ligne]. 2019. [Consulté le 5 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/industrial-heat-demand-by-temperature-range-2018>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020. Efficiency ratings of available AC units by regional metric. *IEA* [en ligne]. 16 octobre 2020. [Consulté le 10 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/efficiency-ratings-of-available-ac-units-by-regional-metric>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a. Heating. *IEA* [en ligne]. 2021. [Consulté le 20 septembre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org/reports/heating>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021b. District heat production by selected region and heat delivered by sector, 2000-2020. *IEA* [en ligne]. 3 novembre 2021. [Consulté le 12 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea.org/reports/district-heating>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022. International Energy Agency Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling. [en ligne]. 2022. [Consulté le 12 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.iea-dhc.org/home>

IPCC (éd.), 2021. *Summary for Policymakers*. 2021. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA : Cambridge University Press.

JANGSTEN, M., KENSBY, J., DALENBÄCK, J. -O. et TRÜSCHEL, A., 2017. Survey of radiator temperatures in buildings supplied by district heating. *Energy*. 15 octobre 2017. Vol. 137, pp. 292- 301. DOI 10.1016/j.energy.2017.07.017.

JENSEN J., K., OMMEN, T., REINHOLDT, L. et ET AL., 2018. *Heat pump COP, part 2: generalized COP estimation of heat pump processes*. [en ligne]. 2018. International Institute of Refrigeration (IIR). [Consulté le 11 janvier 2021]. Disponible à l'adresse : http://iifiir.org/clientBookline/service/reference.asp?INSTANCE=EXPLOITATION&OUTPUT=PORTAL&DOCID=IFD_REFDOC_0023704&DOCBASE=IFD_REFDOC_EN&SETLANGUAGE=EN

JORDAN, Ulrike, VAJEN, Klaus et KASSEL, Universität, 2005. DHWcalc: PROGRAM TO GENERATE DOMESTIC HOT WATER PROFILES WITH STATISTICAL MEANS FOR USER DEFINED CONDITIONS. *ISES Solar World Congress, Orlando (US)*. 12 août 2005. pp. 6.

KOUHIA, Mikko, LAUKKANEN, Timo, HOLMBERG, Henrik et AHTILA, Pekka, 2019. Evaluation of design objectives in district heating system design. *Energy*. 15 janvier 2019. Vol. 167, pp. 369- 378. DOI 10.1016/j.energy.2018.10.170.

KUSUDA, T et ACHENBACH, P.R., 1965. Earth temperature and thermal diffusivity at selected stations in the United States. . juin 1965. pp. 236.

LAZZERONI, Paolo, 2019. Design of a polygeneration system with optimal management for a dhc network. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* [en ligne]. 20 juin 2019. Vol. 22. [Consulté le 29 novembre 2019]. DOI 10.5278/ijsepm.2450. Disponible à l'adresse : <https://journals.aau.dk/index.php/sepm/article/view/2450>

Le Bilan Carbone® de Paris 2018, 2020. [en ligne]. [Consulté le 18 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.paris.fr/pages/le-bilan-carbone-de-paris-2018-7479>

Le défi climatique des villes: Vers des métropoles françaises alignées avec l'Accord de Paris, 2018. [en ligne]. WWF France. [Consulté le 18 mai 2022]. Disponible à l'adresse : https://www.wwf.fr/sites/default/files/doc-2018-07/20180731_Etude-defi-climatique-villes.pdf

Les réseaux de chaleur et de froid. Chiffres clés, analyses et évolution (2020), 2020. [en ligne]. France : SNCU. Disponible à l'adresse : <https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2019/12/SNCU-Rapport-Global-2019-Restitution-enquete-r%C3%A9seaux.pdf>

LEURENT, Martin, 2018. Cost-benefit analysis of district heating systems using heat from nuclear plants in seven European countries. . 2018. pp. 19.

LOGA, Tobias, STEIN, Britta et DIEFENBACH, Nikolaus, 2016. TABULA building typologies in 20 European countries—Making energy-related features of residential building stocks comparable. *Energy and Buildings*. 15 novembre 2016. Vol. 132, pp. 4- 12. DOI 10.1016/j.enbuild.2016.06.094.

LUND, Henrik, ØSTERGAARD, Poul Alberg, CHANG, Miguel, WERNER, Sven, SVENDSEN, Svend, SORKNÆS, Peter, THORSEN, Jan Eric, HVELPLUND, Frede, MORTENSEN, Bent Ole Gram, MATHIESEN, Brian Vad, BOJESEN, Carsten, DUIC, Neven, ZHANG, Xiliang et MÖLLER, Bernd, 2018. The status of 4th generation district heating: Research and results. *Energy*. 1 décembre 2018. Vol. 164, pp. 147- 159. DOI 10.1016/j.energy.2018.08.206.

LUND, Henrik, WERNER, Sven, WILTSHIRE, Robin, SVENDSEN, Svend, THORSEN, Jan Eric, HVELPLUND, Frede et MATHIESEN, Brian Vad, 2014. 4th Generation District Heating (4GDH):

Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*. 15 avril 2014. Vol. 68, pp. 1- 11. DOI 10.1016/j.energy.2014.02.089.

MA, Weiwu, FANG, Song, LIU, Gang et ZHOU, Ruoyu, 2017. Modeling of district load forecasting for distributed energy system. *Applied Energy*. 15 octobre 2017. Vol. 204, pp. 181- 205. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.07.009.

MARQUANT, Julien F., BOLLINGER, L. Andrew, EVINS, Ralph et CARMELIET, Jan, 2018. A new combined clustering method to Analyse the potential of district heating networks at large-scale. *Energy*. 1 août 2018. Vol. 156, pp. 73- 83. DOI 10.1016/j.energy.2018.05.027.

MEHLERI, Eugenia D., SARIMVEIS, Haralambos, MARKATOS, Nikolaos C. et PAPAGEORGIOU, Lazaros G., 2012. A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level. *Energy*. 1 août 2012. Vol. 44, n° 1, pp. 96- 104. DOI 10.1016/j.energy.2012.02.009.

MÉTÉO-FRANCE, 2020a. *Les nouvelles projections climatiques de référence DRIAS 2020 pour la métropole* [en ligne]. Disponible à l'adresse : <http://www.drias-climat.fr/document/rapport-DRIAS-2020-red3-2.pdf>

MÉTÉO-FRANCE, 2020b. Pic de chaleur : pourquoi fait-il plus chaud en ville ? [en ligne]. 31 juillet 2020. [Consulté le 10 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://meteofrance.com/actualites-et-dossiers/actualites/climat/pic-de-chaleur-pourquoi-fait-il-plus-chaud-en-ville>

MÖLLER, Bernd, WIECHERS, Eva, PERSSON, Urban, GRUNDAHL, Lars et CONNOLLY, David, 2018. Heat Roadmap Europe: Identifying local heat demand and supply areas with a European thermal atlas. *Energy*. 1 septembre 2018. Vol. 158, pp. 281- 292. DOI 10.1016/j.energy.2018.06.025.

MORVAJ, Boran, EVINS, Ralph et CARMELIET, Jan, 2016. Optimising urban energy systems: Simultaneous system sizing, operation and district heating network layout. *Energy*. 1 décembre 2016. Vol. 116, pp. 619- 636. DOI 10.1016/j.energy.2016.09.139.

MUNEER, T., 1990. Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology*. 1 novembre 1990. Vol. 11, n° 4, pp. 153- 163. DOI 10.1177/014362449001100405.

MYHRE, Gunnar, SHINDELL, Drew, BRÉON, François-Marie, COLLINS, William, FUGLESTVEDT, Jan, HUANG, Jianping, KOCH, Dorothy, LAMARQUE, Jean-François, LEE, David, MENDOZA, Blanca, NAKAJIMA, Teruyuki, ROBOCK, Alan, STEPHENS, Graeme, ZHANG, Hua, AAMAAS, Borgar, BOUCHER, Olivier, DALSSØREN, Stig B, DANIEL, John S, FORSTER, Piers, GRANIER, Claire, HAIGH, Joanna, HODNEBROG, Øivind, KAPLAN, Jed O, MARSTON, George, NIELSEN, Claus J, O'NEILL, Brian C, PETERS, Glen P, PONGRATZ, Julia, RAMASWAMY, Venkatachalam, ROTH, Raphael, ROTSTAYN, Leon, SMITH, Steven J, STEVENSON, David, VERNIER, Jean-Paul, WILD, Oliver, YOUNG, Paul, JACOB, Daniel, RAVISHANKARA, A R et SHINE, Keith, 2013. 5 : *Chapter 8 AR5*. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. IPCC.

NADAL, A., RUBY, A., BOURASSEAU, C., RIU, D. et BERENQUER, C., 2020. Accounting for techno-economic parameters uncertainties for robust design of remote microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2020. Vol. 116. DOI 10.1016/j.ijepes.2019.105531. Scopus

NÉROT, B., LAMAISON, N., BAVIÈRE, R., LACARRIÈRE, B. et MABROUK, M. T., 2021. Techno-economic relevance of absorption chillers to enhance existing 3GDH. *Energy Reports*. 1 octobre 2021. Vol. 7, pp. 282- 293. DOI 10.1016/j.egyr.2021.08.144.

- NIELSEN, Steffen, HANSEN, Kenneth, LUND, Rasmus et MORENO, Diana, 2020. Unconventional Excess Heat Sources for District Heating in a National Energy System Context. *Energies*. janvier 2020. Vol. 13, n° 19, pp. 5068. DOI 10.3390/en13195068.
- PERSSON, Camilla, FRÖLING, Morgan et SVANSTRÖM, Magdalena, 2006. Life Cycle Assessment of the District Heat Distribution System. Part 3: Use Phase and Overall Discussion (10 pp). *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 1 novembre 2006. Vol. 11, n° 6, pp. 437- 446. DOI 10.1065/lca2005.08.225.
- PERSSON, U., MÖLLER, B. et WERNER, S., 2014. Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. *Energy Policy*. 1 novembre 2014. Vol. 74, pp. 663- 681. DOI 10.1016/j.enpol.2014.07.015.
- PERSSON, Urban et WERNER, Sven, 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*. 1 mars 2011. Vol. 88, n° 3, pp. 568- 576. DOI 10.1016/j.apenergy.2010.09.020.
- PERSSON, Urban, WIECHERS, Eva, MÖLLER, Bernd et WERNER, Sven, 2019. Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. *Energy*. 1 juin 2019. Vol. 176, pp. 604- 622. DOI 10.1016/j.energy.2019.03.189.
- Photovoltaic Geographical Information System, 2022. [en ligne]. [Consulté le 5 juin 2020]. Disponible à l'adresse : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/tools.html
- POTTIER, Antonin, COMBET, Emmanuel, CAYLA, Jean-Michel, DE LAURETIS, Simona et NADAUD, Franck, 2021. Qui émet du CO₂ ? Panorama critique des inégalités écologiques en France: *Revue de l'OFCE*. 3 février 2021. Vol. 169, n° 5, pp. 73- 132. DOI 10.3917/reof.169.0073.
- REDA, Ibrahim et ANDREAS, Afshin, 2004. Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*. 1 janvier 2004. Vol. 76, n° 5, pp. 577- 589. DOI 10.1016/j.solener.2003.12.003.
- REHFELDT, Matthias, FLEITER, Tobias et TORO, Felipe, 2018. A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. *Energy Efficiency*. juin 2018. Vol. 11, n° 5, pp. 1057- 1082. DOI 10.1007/s12053-017-9571-y.
- Release notes for CPLEX 20.1.0, 2021. *IBM* [en ligne]. [Consulté le 27 juillet 2022]. Disponible à l'adresse : <https://prod.ibmdocs-production-dal-6099123ce774e592a519d7c33db8265e-0000.us-south.containers.appdomain.cloud/docs/en/icos/20.1.0?topic=2010-release-notes-cplex>
- SAVVIDIS, Georgios et HUFENDIEK, Kai, 2018. Variable Time Resolution in LP Electricity Market and Investment Models. In : *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. juin 2018. pp. 1- 5.
- SCHÜTZ, Thomas, SCHRAVEN, Markus Hans, FUCHS, Marcus, REMMEN, Peter et MÜLLER, Dirk, 2018. Comparison of clustering algorithms for the selection of typical demand days for energy system synthesis. *Renewable Energy*. 1 décembre 2018. Vol. 129, pp. 570- 582. DOI 10.1016/j.renene.2018.06.028.
- sEEnergies, 2021. *sEEnergies* [en ligne]. [Consulté le 5 mai 2021]. Disponible à l'adresse : <https://www.seenergies.eu/>
- SOLTERO, V. M., CHACARTEGUI, R., ORTIZ, C. et VELÁZQUEZ, R., 2018. Potential of biomass district heating systems in rural areas. *Energy*. 1 août 2018. Vol. 156, pp. 132- 143. DOI 10.1016/j.energy.2018.05.051.

Stratégie Nationale Bas Carbone, 2020. [en ligne]. Ministère de la transition écologique et solidaire. [Consulté le 22 février 2021]. Disponible à l'adresse : <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>

THE SHIFT PROJECT, 2020a. The Shift Data Portal. [en ligne]. 2020. [Consulté le 10 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://theshiftdataportal.org/>

THE SHIFT PROJECT, 2020b. *Déclin de l'approvisionnement de l'UE en pétrole d'ici 2030* [en ligne]. The Shift Project. Disponible à l'adresse : <https://theshiftproject.org/article/ue-declin-approvisionnements-petrole-2030-etude/>

THE SOLAR KEYMARK, 2021. Database. *solarkeymark.eu* [en ligne]. 2021. [Consulté le 10 octobre 2022]. Disponible à l'adresse : <https://solarkeymark.eu/database/>

TILAGONE, Richard et LECOINTE, Bertrand, 2014. Gaz naturel – Énergie fossile. *Véhicule et mobilité du futur*. juillet 2014. N° BM2591 V1, pp. 11. DOI 10.51257/a-v2-bm2591.

TUNZI, Michele, RUYSSCHAERT, Matthieu, SVENDSEN, Svend et SMITH, Kevin Michael, 2020. Double Loop Network for Combined Heating and Cooling in Low Heat Density Areas. *Energies*. 20 novembre 2020. Vol. 13, n° 22, pp. 6091. DOI 10.3390/en13226091.

UNFCCC, 2015. The Paris Agreement. [en ligne]. 2015. [Consulté le 10 mai 2022]. Disponible à l'adresse : <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012. Commercial Reference Buildings. *Energy.gov* [en ligne]. 2012. [Consulté le 1 juillet 2022]. Disponible à l'adresse : <https://www.energy.gov/eere/buildings/commercial-reference-buildings>

VAN ROSSUM, Guido et DRAKE, Fred L., 2009. *Python 3 Reference Manual*. Scotts Valley, CA : CreateSpace. ISBN 1-4414-1269-7.

WALTHER, Edouard, 2018. Modélisation du confort dans les espaces ouverts et semi-ouverts. *La construction responsable* [en ligne]. juillet 2018. [Consulté le 24 août 2022]. DOI 10.51257/a-v1-c8120. Disponible à l'adresse : <https://www.techniques-ingenieur.fr/doi/10.51257/a/v1/c8120>

WERNER, Sven, 2017. International review of district heating and cooling. *Energy*. octobre 2017. Vol. 137, pp. 617- 631. DOI 10.1016/j.energy.2017.04.045.

WIRTZ, Marco, HAHN, Maria, SCHREIBER, Thomas et MÜLLER, Dirk, 2021. Design optimization of multi-energy systems using mixed-integer linear programming: Which model complexity and level of detail is sufficient? *Energy Conversion and Management*. juillet 2021. Vol. 240, pp. 114249. DOI 10.1016/j.enconman.2021.114249.

XIE, Zichan, XIANG, Yutong, WANG, Dengjia, KUSYY, Oleg, KONG, Weiqiang, FURBO, Simon et FAN, Jianhua, 2021. Numerical investigations of long-term thermal performance of a large water pit heat storage. *Solar Energy*. 1 août 2021. Vol. 224, pp. 808- 822. DOI 10.1016/j.solener.2021.06.027.

YANG, Xiaochen et SVENDSEN, Svend, 2018. Ultra-low temperature district heating system with central heat pump and local boosters for low-heat-density area: Analyses on a real case in Denmark. *Energy*. 15 septembre 2018. Vol. 159, pp. 243- 251. DOI 10.1016/j.energy.2018.06.068.

Titre : Etude et optimisation de la production combinée de chaleur et de froid pour réseaux thermiques

Mots clés : méthodologie, dimensionnement, opération, eau chaude sanitaire, Tabula, surface

La raréfaction des énergies fossiles carbonées ainsi que les effets délétères des émissions associées à leur combustion suggèrent la valorisation de sources d'énergies renouvelables, de récupération ou décarbonées pour satisfaire les demandes thermiques des bâtiments. En milieu urbain, de nombreuses technologies centralisées (réseaux thermiques) ou décentralisées (solutions individuelles) peuvent être combinées à cet effet. On parle alors d'architecture thermique.

Cette thèse s'intéresse à la sélection de ces technologies et de leurs synergies selon des critères économique, CO₂ et exergétique. Le modèle mis en œuvre choisit, opère et dimensionne à l'optimalité des équipements modélisés via le formalisme de la Programmation Linéaire en Nombres Entiers. Ce modèle parvient à donner de bons ordres de grandeurs de performance concernant des systèmes urbains de grande taille et de composition technologique variée, le tout selon une complexité algorithmique réduite par une méthode réfléchie.

Dans une première phase, ce travail propose un outil générique d'optimisation mathématique des systèmes énergétiques multi-vecteurs. Les systèmes étudiés consistent en des composants de production, stockage et distribution de l'énergie regroupés en des *hubs* énergétiques. Malgré la presque linéarité des problèmes (bilans énergétiques réalisés en puissance), l'opération annuelle au pas horaire de ces systèmes est de trop haute complexité pour passer à l'échelle urbaine.

Ainsi, une méthode de réduction de la complexité spatiale est développée. A cet effet, les bâtiments consommateurs exprimant des demandes thermiques similaires sont regroupés en un seul *hub*. La complexité temporelle est également réduite en considérant les informations portées par les chroniques temporelles paramètres du modèle. Une deuxième phase de ce travail propose une méthode de définition des demandes thermiques de bâtiments résidentiels. Fondée sur la base de données européenne Tabula, laquelle regroupe plus de 1700 bâtiments, cette méthode adapte au pas horaire un modèle annuel. La considération des propriétés du bâti (hors inertie thermique) et des apports de chaleur solaires et internes permet de définir des profils temporels de chauffage et climatisation.

Le modèle d'optimisation et ces profils de demande sont finalement combinés dans un cas d'étude théorique mais vraisemblable. Un réseau de froid et des réseaux de chaleurs de 2^{ème}, 4^{ème} et 5^{ème} génération sont associés à des équipements individuels de production et stockage d'énergie. La visée de l'étude est la détermination du taux de centralisation optimal et des équipements associés permettant la satisfaction des demandes thermiques. L'adaptabilité de chaque architecture thermique est révélée par la considération de différents scénarios climatiques, techniques et économiques.

Title : Optimization of heat and cold production in district thermal networks

Keywords : methodology, sizing, operation, domestic hot water, Tabula, area

Both the depletion of fossil fuels and the greenhouse gases emitted by the combustion of these fuels make the shift toward renewable energy sources relevant to meet thermal demands of buildings. Many centralized (thermal networks) or decentralized (building scale) equipment can be used together to meet these demands. These define a thermal architecture.

This PhD thesis focuses on the selection of these equipment according to economic, greenhouse effect and exergetical criteria. The suggested model implements the Mixed-Integer Linear Programming formalism to determine the operation and sizing of equipment. It performs well in qualifying the performance of citywide energy systems while maintaining a low computational complexity.

This work first introduces a versatile mathematical optimization tool of multi-energy systems. Energy production, storage and distribution components are gathered into energy hubs. Though the resulting model is almost linear, the computational load associated with full-year operation is too high to fit the city scale. This leads to the development of an approach dedicated to the reduction of the spatial complexity, which key idea is to unite buildings with similar thermal demands in a unique energy hub.

Similarly, considering only relevant information associated with time series parameters tends to reduce the temporal complexity of the problem. This thesis then focus on defining thermal demands of residential buildings. The proposed model relies on the Tabula database – a set of 1700 European building typologies – and transforms an existing prediction model from the annual to the hourly time scale. In this approach, building construction properties, internal and solar heat gains define time profile of space heating and space cooling demands.

The mathematical optimization and thermal demand models are finally combined in a theoretical yet realistic case study. It considers district heating networks of 2nd, 4th and 5th generation, a district cooling network and individual energy storage and production equipment. The study goal is the determination of the optimal centralization rate of energy equipment, given the satisfaction of thermal demands. The way each thermal architecture may adapt to various meteorological, technical and economic context is shown using discrete optimization scenarios.