



HAL
open science

Étude des technologies de l'hydrogène-énergie appliquées aux bâtiments à faible impact carbone

Mathieu Patin

► **To cite this version:**

Mathieu Patin. Étude des technologies de l'hydrogène-énergie appliquées aux bâtiments à faible impact carbone. Autre. Université Bourgogne Franche-Comté, 2024. Français. NNT : 2024UBFCD038 . tel-04960517

HAL Id: tel-04960517

<https://theses.hal.science/tel-04960517v1>

Submitted on 21 Feb 2025

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THESE DE DOCTORAT DE L'ETABLISSEMENT UNIVERSITE BOURGOGNE FRANCHE-COMTE

PREPAREE A L'UNIVERSITE DE FRANCHE-COMTE

Ecole doctorale n°37

Sciences Physiques pour l'Ingénieur et Microtechniques

Doctorat en Énergétique

Par

M. PATIN Mathieu

Étude des technologies de l'hydrogène-énergie
appliquées aux bâtiments à faible impact carbone

Thèse présentée et soutenue à Belfort, le 5 décembre 2024.

Composition du Jury :

M. Lemort Vincent	Professeur des Universités, Université de Liège	Président du jury
M. Clause Marc	Professeur des Universités, INSA Lyon	Rapporteur
M. Sareni Bruno	Professeur des Universités, INP-Toulouse	Rapporteur
M. Bouvenot Jean-Baptiste	Maître de Conférences, INSA Strasbourg	Examineur
Mme. Péra Marie-Cécile	Professeure des Universités, Université de Franche-Comté	Examinatrice
Mme. Bégot Sylvie	Professeure des Universités, Université de Franche-Comté	Directrice de thèse
M. Gustin Frédéric	Maître de Conférences, Université de Franche-Comté	Co-encadrant de thèse
Mme. Lepiller Valérie	Maître de Conférences, Université de Franche-Comté	Co-encadrante de thèse

Remerciements

Je souhaite premièrement remercier ma directrice de thèse, Mme. Sylvie Bégot pour de m'avoir accompagné tout au long de cette aventure. Son expérience, sa disponibilité et ses nombreux conseils avisés ont été déterminants tout au long de ces années de recherche. Je tiens également à exprimer ma gratitude envers à mes co-encadrants de thèse, M. Frédéric Gustin et Mme. Valérie Lepiller. Leur expertise, et leur bienveillance ont grandement contribué à la réussite de ce travail.

Au terme de ce travail de thèse, je tiens également à exprimer ma profonde gratitude envers l'ensemble des membres de mon jury pour le temps qu'ils ont consacré à évaluer ce travail et pour leurs précieux commentaires. Je remercie M. Marc Clausse et M. Bruno Sareni pour avoir accepté le rôle de rapporteurs. Le temps que vous avez consacré à l'évaluation de ce travail, ainsi que la pertinence de vos remarques, ont grandement contribué à enrichir et améliorer la qualité de ce manuscrit. Ces remerciements s'étendent également à M. Jean-Baptiste Bouvenot, M. Vincent Lemort et Mme. Marie-Cécile Péra, pour leurs précieux échanges en tant qu'examineurs, qui ont enrichi la discussion scientifique de cette thèse.

Je tiens à remercier chaleureusement l'ensemble de mes collègues et collaborateurs, qui ont enrichi cette expérience par leurs échanges scientifiques stimulants, leur soutien et leur camaraderie. Enfin, je ne saurais terminer ces remerciements sans adresser ma profonde gratitude à mes proches, amis et famille, pour leur soutien indéfectible tout au long de cette aventure. À eux, je dois une grande part de cette réussite. Merci pour votre confiance et votre amour.

Titre : Étude des technologies de l'hydrogène-énergie appliquées aux bâtiments à faible impact carbone

Mots clés : Hydrogène-énergie, Bâtiments passifs, Cogénération, Optimisation multi-objectifs, Modélisation de charge résidentielle, Analyse de cycle de vie

Résumé : Le bâtiment est un des secteurs les plus énergivores au niveau mondial. Pour répondre à la demande des bâtiments résidentiels de manière décarbonée, l'énergie photovoltaïque est couramment utilisée. Cependant, le déphasage temporel entre la production photovoltaïque et la demande des habitations entraîne des périodes de surproduction. Le travail présenté ici cherche à estimer le potentiel des systèmes hydrogène-énergie pour rentabiliser ce surplus d'énergie.

Pour cela, un modèle pouvant modéliser des profils de charge électrique, thermique et de production photovoltaïque cohérents, continus et variés est implémenté, paramétré et amélioré. À partir de ce modèle, des charges sont générées pour des habitations actuelles et à faible impact carbone (passives). Ce programme est couplé avec une modélisation de système multi-énergies pouvant simuler le comportement énergétique et dynamique de ces composants pour plusieurs échelles, architectures et usages de l'hydrogène. Enfin, des critères énergétiques, économiques et environnementales (à travers les émissions sur le cycle de vie) issus de la modélisation

sont utilisés dans une optimisation pour étudier les performances de chaque cas d'études et les tendances de dimensionnement du système multi-énergies.

Dans le cadre de notre étude, les résultats montrent que les performances sont variables selon les critères observés, l'architecture étudiée et le mix énergétique du réseau auquel il est raccordé. Sur l'utilisation de l'hydrogène produit pour fournir de l'électricité et de la chaleur (power-to-power), le système se démarque par l'énergie renouvelable qu'il apporte, mais n'est pas compétitif en termes de coût et d'émission avec le réseau électrique français. Cependant, du côté des émissions sur le cycle de vie, le système est viable pour la majorité des mix énergétiques européens. Pour la production d'hydrogène pour de la vente (power-to-gas), l'hydrogène produit n'est pas compétitif économiquement, sans aide financière, alors qu'en terme d'émission sur le cycle de vie, la production peut concurrencer différents usages (transport, industrie, etc.). Enfin, quand utilisé en tant que source d'énergie pour le chauffage, l'hydrogène doit avoir été produit de façon fortement décarbonée pour concurrencer les pompes à chaleur.

Title : Hydrogen energy technologies for low-carbon buildings

Keywords : Hydrogen-energy, Passive buildings, Combined heat and power, Multi-objective optimization, Residential load modeling, Life cycle assessment

Abstract : Buildings are one of the world's most energy-intensive sectors. Photovoltaic energy is widely used to generate low-carbon power for residential buildings. However, the time lag between photovoltaic production and housing demand leads to periods of overproduction. The present work seeks to estimate the potential of hydrogen systems to capture this surplus energy.

To this end, a model capable of modeling consistent, continuous and varied electrical, thermal and photovoltaic load profiles is implemented, parameterized and improved. Based on this model, loads are generated for current and low-carbon (passive) housing. This program is coupled with a multi-energy system model capable of simulating the energetic and dynamic behavior of these components for several scales, architects and uses of hydrogen. The energy, economic and environmental (through life-cycle emissions) performances resulting from the modeling are used in an optimization

to study the performance of each case study and the sizing trends of the multi-energies system.

In our study, the results show that performance varies according to the criteria observed, the architecture studied and the energy mix of the network to which it is connected. When it comes to using the hydrogen produced to supply electricity and heat (power-to-power), the system stands out for the renewable energy it provides, but is not competitive in terms of cost and emissions with the French electricity grid. However, in terms of life-cycle emissions, the system is viable for most European energy mixes. For the production of hydrogen for sale (power-to-gas), the hydrogen produced is not economically competitive without financial support. However, in terms of life-cycle emissions, production can compete with various uses (transport, industry, etc.). Finally, when used as an energy source for heating, hydrogen needs to be highly decarbonized to compete with heat pumps.

Table des matières

Remerciements	I
Table des matières	III
Table des illustrations.....	VII
Liste des tableaux	XIII
Nomenclature.....	XV
Introduction.....	1
Chapitre I : Revue de littérature.....	4
I.1 Introduction.....	4
I.2 Systèmes multi-énergies basés sur l'hydrogène dans la littérature	4
I.2.1 Utilisation de la chaleur de la pile à combustible.....	4
I.2.2 Architecture des systèmes dans la littérature.....	7
I.2.3 Choix issus de la littérature	14
I.3 Modélisation de charge électrique résidentielle.....	21
I.3.1 Choix du type de méthodologie adapté	21
I.3.2 Choix du modèle adapté	23
I.4 Modélisation de charge thermique résidentielle	29
I.4.1 Choix du type de méthodologie adapté	29
I.4.2 Choix du modèle adapté	30
I.4.2.1 Forme et taille du réseau	30
I.4.2.2 Paramétrage	33
I.4.2.3 Modèle du CREST	34
I.5 Conclusion	35
Chapitre II : Génération de profils de charges résidentielles.....	36
II.1 Introduction.....	36
II.2 Implémentation, amélioration et paramétrage du modèle du CREST.....	37
II.2.1 Modélisation du climat.....	37
II.2.1.1 Fonctionnement initial du modèle.....	37
II.2.1.2 Modification du modèle	40
II.2.2 Modélisation de la production photovoltaïque	43
II.2.2.1 Fonctionnement initial du modèle.....	43

II.2.2.2	Modification du modèle	45
II.2.3	Modélisation du comportement des habitants	46
II.2.3.1	Fonctionnement initial du modèle	46
II.2.3.2	Modification du modèle	48
II.2.4	Modélisation de l'éclairage	51
II.2.4.1	Fonctionnement initial du modèle	51
II.2.4.2	Modification du modèle	53
II.2.5	Modélisation des appareils électriques.....	55
II.2.5.1	Fonctionnement initial du modèle	55
II.2.5.2	Modification du modèle	56
II.2.6	Modélisation de la demande d'eau chaude	61
II.2.6.1	Fonctionnement initial du modèle	61
II.2.6.2	Modification du modèle	63
II.2.7	Modélisation du chauffage et climatisation.....	65
II.2.7.1	Fonctionnement initial du modèle	65
II.2.7.1.2.	Contrôle du chauffage et.....	67
II.2.7.2	Modification du modèle	69
II.3	Usages du modèle de génération de profils.....	80
II.3.1	Génération de profils.....	80
II.3.1.1	Génération de profils divers et indépendants	80
II.3.1.2	Génération de charge de quartier	90
II.3.2	Potentiel prospectif du modèle.....	102
II.3.2.1	Modélisation du partage d'énergie photovoltaïque	103
II.3.2.2	Nouveau climat	107
II.3.2.3	Voiture électrique.....	110
II.4	Conclusion	118
Chapitre III : Modélisation d'un système multi-énergies et stratégies opérationnelles.....		119
III.1	Introduction.....	119
III.2	Modèles de composants	119
III.2.1	Électrolyseur.....	119
III.2.2	Pile à combustible	120
III.2.3	Comportement dynamique des systèmes à hydrogène	122

III.2.4 Batterie	124
III.3 Architecture.....	125
III.3.1 Système au niveau du quartier.....	125
III.3.1.1 Stockage d'énergie avec réseau de chaleur	125
III.3.1.2 Stockage d'énergie avec bâtiment central	129
III.3.1.3 Vente hydrogène pour l'application transport	129
III.3.2 Système complet au niveau de l'habitation	131
III.3.2.1 Stockage d'énergie	131
III.3.2.2 Importation d'hydrogène	132
III.4 Stratégies de commande.....	133
III.4.1 Gestion du stockage de l'énergie	133
III.4.2 Gestion du déstockage de l'énergie	135
III.4.3 Vente hydrogène transport.....	139
III.4.4 Importation d'hydrogène	139
III.5 Fonctions objectifs	140
III.5.1 Performances énergétiques	140
III.5.2 Performances économiques.....	142
III.5.3 Performances environnementales	145
III.6 Couplage du modèle	148
III.7 Conclusion	149
Chapitre IV : Optimisation multi-objectifs d'un système multi-énergies basé sur l'hydrogène	151
IV.1 Introduction	151
IV.2 Méthode d'optimisation	152
IV.3 Stockage d'énergie basé sur l'hydrogène (Power-to-Power)	153
IV.3.1 Optimisation du stockage d'énergie au niveau du quartier avec réseau de chaleur	153
IV.3.1.1 Cas du quartier britannique simplifié.....	153
IV.3.1.2 Cas du quartier français passif	161
IV.3.1.3 Cas du quartier français actuel.....	168
IV.3.1.4 Impact des paramètres influents sur les résultats	174
IV.3.1.5 Étude selon la stratégie de commande.....	191
IV.3.2 Optimisation du stockage d'énergie avec bâtiment central	198
IV.3.2.1 Comparaisons à configurations identiques.....	198

IV.3.2.2 Optimisation multi-objectifs de l'architecture avec bâtiment central	200
IV.3.3 Optimisation du stockage d'énergie au niveau de l'habitation	203
IV.4 Génération d'hydrogène pour l'application transport (Power-to-Gas)	211
IV.4.1 Optimisation multi-objectifs de l'architecture vente d'hydrogène	212
IV.4.2 Impact des facteurs de conversions.....	217
IV.5 Importation d'hydrogène.....	222
IV.6 Conclusion	230
Conclusion et perspectives.....	232
Bibliographie	237
Annexe A. Paramètres thermiques de la maison passive.....	255
Annexe B. Émissions de CO ₂ sur le cycle de vie dans la littérature	258
Annexe C. Analyse de sensibilité du modèle de systèmes multi-énergies.....	264
Annexe D. Configuration des systèmes dans le front de Pareto en fonction du cas d'étude	270
Annexe E. Tarif et teneur en carbone des réseaux électriques de l'Union européenne	284
Annexe F. Représentativité de la sélection des habitations.....	286

Table des illustrations

Figure I-1 : Système de réutilisation de la chaleur dans une turbine (issus de [8])	5
Figure I-2 : Système de réutilisation de la chaleur pour améliorer l'efficacité d'une pile à combustible (issue de [13])	5
Figure I-3 : Système de production de froid utilisant la chaleur émise par une pile à combustible (issue de [15])	6
Figure I-4 : Système de micro-cogénération basé sur une pile à combustible (issus de [7])	7
Figure I-5 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'importation de gaz naturel (issus de [20])	8
Figure I-6 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque (issus de [16])	10
Figure I-7 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque et éolienne (issus de [30])	12
Figure I-8 : Système de cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque à l'échelle du quartier (issus de [36])	14
Figure I-9 : Catégorie de modèles de génération de profils de charge électrique résidentielle proposée par Grandjean et al. [47]	22
Figure I-10 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Armstrong et al. [44]	24
Figure I-11 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Widén et Wäckelgård [52]	27
Figure I-12 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Richardson et al. [54]	29
Figure I-13 : Réseaux RC des modèles étudiés par Berthou et al. (issus de [58])	31
Figure I-14 : Réseaux RC des normes ISO 13790 (a) et VDI 6007 (b) (issus de [59])	32
Figure I-15 : Réseaux RC des modèles étudiés par Reynders et al. (issus de [61])	33
Figure I-16 : Réseaux RC utilisé par la partie thermique du modèle du CREST (issus de [63])	35
Figure II-1 : Irradiances avec un ciel dégagé et avec couverture nuageuse.....	39
Figure II-2 : Comparaison des profils de températures générées	41
Figure II-3 : Comparaison du rayonnement mesuré et généré	42
Figure II-4 : Ajustement de la fonction des températures moyennes de référence	42
Figure II-5 : Exemple de profil de température annuel généré.....	43
Figure II-6 : Irradiation sur un panneau incliné de 40° et orienté Sud	45
Figure II-7 : Production PV avec et sans impact de la température du panneau.....	46
Figure II-8 : Probabilité de "l'état" d'un habitant occupant son logement seul en semaine, a) données TUS b) données générées.....	50
Figure II-9 : Probabilité du nombre de fois où l'habitation est laissée vacante dans la journée	51
Figure II-10 : Consommation d'éclairage en fonction du facteur de calibration	54
Figure II-11 : Charge d'éclairage d'une habitation modélisée sur une semaine	55
Figure II-12 : Évolution de la probabilité de l'activité « regarder la télévision » un jour de week-end	56
Figure II-13 : Charge électrique pour un ensemble d'appareils électriques	56

Figure II-14 : Distribution de probabilité pour le volume d'eau consommé par événement de consommation d'eau.....	62
Figure II-15 : Distribution de probabilité pour la température de consigne du ballon d'eau chaude ..	63
Figure II-16 : Variation saisonnière de la consommation d'eau chaude selon le modèle de température de l'eau du réseau	65
Figure II-17 : Probabilités d'être ON résultant de la chaîne de Markov (issus de [63])	67
Figure II-18 : Fonctionnement des signaux d'horloge et de thermostat.....	68
Figure II-19 : Distribution des consignes de chauffage (issus de [63])	68
Figure II-20 : Représentation Pleiades® de la maison modélisée	70
Figure II-21 : Comparaison de la température intérieure pour les deux modèles.....	74
Figure II-22 : Évolution annuelle de la température de l'enveloppe	75
Figure II-23 : Décomposition des différences de besoins de chauffages dues à la configuration	76
Figure II-24 : COP de la pompe à chaleur (données issues de [85])	78
Figure II-25 : EER de la pompe à chaleur (données issues de [85]).....	78
Figure II-26 : Charge de climatisation générée avec le modèle reparamétré.....	79
Figure II-27 : Fréquence d'allumage lors de la période de chauffage.....	80
Figure II-28 : Schéma de la méthodologie de génération de profils divers et indépendants	83
Figure II-29 : Dispersion de la moyenne journalière de l'irradiation (données synthétiques représentées sous la forme d'un graphique en boîte avec les quartiles médians et le contour)	84
Figure II-30 : Dispersion de la température moyenne journalière (données synthétiques représentées sous forme de graphique en boîte avec les quartiles médians et les contours).....	85
Figure II-31 : Dispersion des profils de production PV par rapport à PVGIS	85
Figure II-32 : Dispersion de la consommation d'électricité en fonction du nombre d'habitants (moyenne pour les données de l'ADEME et médiane pour les données synthétique).....	86
Figure II-33 : Dispersion des profils de consommation d'eau chaude	87
Figure II-34 : Dispersion de la consommation thermique en fonction du type d'isolation	89
Figure II-35 : Consommation horaire des pompes à chaleur sur une semaine d'hiver	91
Figure II-36 : Puissance électrique (hors chauffage) dans le quartier français passif	92
Figure II-37 : Répartition des étiquettes DPE dans les maisons en France [88].....	93
Figure II-38 : Consommation horaire thermique du quartier actuel sur une semaine d'hiver.....	96
Figure II-39 : Comparaison entre la charge électrique moyenne et individuelle.....	97
Figure II-40 : Fonctions de répartition pour les habitations sélectionnées et sur le quartier passif	99
Figure II-41 : Consommation mensuelle pour les habitations sélectionnées et sur l'ensemble du quartier passif.....	99
Figure II-42 : Fonctions de répartition pour les habitations sélectionnées et sur le quartier actuel..	101
Figure II-43 : Consommation mensuelle pour les habitations sélectionnées et sur l'ensemble du quartier passif.....	101
Figure II-44 : Autoconsommation PV avec et sans partage d'énergie entre les habitations du quartier passif en fonction de la surface de panneaux	104
Figure II-45 : Partage de la production de 5 m ² de PV entre les habitations du quartier passif (classé par consommation d'électricité annuelle)	104

Figure II-46 : Autoconsommation PV avec et sans partage d'énergie entre les habitations du quartier actuel.....	105
Figure II-47 : Partage de la production de 5 m ² de PV entre les habitations du quartier actuel (classé par consommation d'électricité annuelle)	106
Figure II-48 : Taux d'autoconsommation pour le quartier passif avec 1 profil d'irradiation pour le quartier et 1 profil par habitation.	107
Figure II-53 : Température intérieure pour l'année de référence de la région de Zadar (Croatie)	108
Figure II-49 : Distribution des distances de trajets quotidiens en voiture (intervalles de 10 km)	112
Figure II-50 : Distribution des horaires d'arrivée des derniers trajets en voiture (intervalles de 10 minutes)	112
Figure II-51 : Charge électrique du quartier passif sur une journée de semaine en hiver selon la proportion de voitures électriques	115
Figure II-52 : Charge électrique du quartier sur une semaine avec une optimisation des profils de charge des véhicules électriques avec minimisation : a) sans optimisation, b) coût électricité, c) puissance charge maximale, d) puissance électrique maximale journalière e) écart à la moyenne hebdomadaire f) écart à la moyenne journalière	117
Figure III-1 : Efficacité du système électrolyse sur la plage d'utilisation.....	120
Figure III-2 : Efficacité d'un système pile à combustible PEM (30kW), adapté de [102]	122
Figure III-3 : Efficacité d'un système pile à combustible PEM (3kW), adapté de [103]	122
Figure III-4 : Exemple de schéma de fonctionnement dynamique de l'électrolyseur.....	123
Figure III-5 : Architecture du système de stockage à l'échelle du quartier.....	126
Figure III-6 : Répartition de l'énergie dans la boucle de stockage hydrogène	127
Figure III-7 : Efficacité du cycle de stockage hydrogène dans la littérature, données tirées de [113] .	127
Figure III-8 : Diagramme détaillé du système	128
Figure III-9 : Architecture du système de stockage avec bâtiment central.....	129
Figure III-10 : Architecture du système de production d'hydrogène pour le transport	131
Figure III-11 : Architecture du système de stockage individuel	132
Figure III-12 : Architecture du système avec importation d'hydrogène	133
Figure III-13 : Commande de stockage a) priorité à la batterie b) priorité à l'électrolyseur (EC)	134
Figure III-14 : Fonctionnement du stockage de l'énergie selon la stratégie priorité à la batterie.....	135
Figure III-15 : Fonctionnement du stockage de l'énergie selon la stratégie priorité à l'électrolyseur	135
Figure III-16 : Commande de déstockage a) priorité à la batterie b) priorité à la pile à combustible	137
Figure III-17 : Déstockage d'énergie du système selon la stratégie priorité à la batterie.....	137
Figure III-18 : Déstockage d'énergie du système selon la stratégie priorité à la pile à combustible ..	138
Figure III-19 : Déstockage d'énergie du système avec pilotage de la pile sur la demande de chaleur	139
Figure III-20 : Teneur en carbone du réseau électrique dans 4 pays européens	148
Figure III-21 : Schéma de la modélisation des performances du système multi-énergies.....	150
Figure IV-1 : Schéma de l'optimisation basé sur la simulation.....	151
Figure IV-2 : Front de Pareto (cas britannique simplifié)	156
Figure IV-3 : Équilibre de charge pour l'optimum de coût en mai (cas britannique simplifié)	158

Figure IV-4 : Équilibre de charge pour l'optimum d'émission sur 3 semaines types (cas britannique simplifié).....	158
Figure IV-5 : Performances économiques en fonction de la taille des composants (cas britannique simplifié).....	160
Figure IV-6 : Performances environnementales en fonction de la taille des composants (cas britannique simplifié).....	160
Figure IV-7 : Front de Pareto coût-émission (cas français passif)	162
Figure IV-8 : Front de Pareto coût, émission et fraction d'énergie renouvelable (cas français passif)	163
Figure IV-9 : Équilibre de charge pour l'optimum d'énergie renouvelable sur 3 semaines types (cas français passif).....	164
Figure IV-10 : Représentation radar des configurations étudiées et de leurs performances	167
Figure IV-11 : Équilibre de charge pour la configuration TOPSIS sur 3 semaines types (cas français passif)	167
Figure IV-12 : Équilibre de charge pour la configuration GRA sur 3 semaines types (cas français passif)	168
Figure IV-13 : Comparaison des performances des systèmes entre les deux quartiers (mêmes configurations)	171
Figure IV-14 : Front de Pareto coût, émission et fraction d'énergie renouvelable (cas français actuel)	172
Figure IV-15 : Fonctionnement de l'optimum d'énergie renouvelable sur une nuit d'hiver (cas français actuel).....	173
Figure IV-16 : Vue du front de Pareto coté économique- ENR pour 4 types de réseaux européens..	176
Figure IV-17 : Vue du front de Pareto côté environnemental-ENR pour 4 types de réseaux européens	178
Figure IV-18 : Évolution des performances environnementales en fonction de la teneur moyenne du réseau (GB-99-ENR).....	180
Figure IV-19 : Évolution des performances environnementales et d'énergie renouvelable de la configuration sélectionnée (GB-75-ENR)	182
Figure IV-20 : Évolution des performances environnementales du Front de Pareto du cas britannique selon le type de mix énergétiques européen (groupé par 5 % de fraction d'énergie renouvelable) .	182
Figure IV-21 : Évolution des performances économiques en fonction de la teneur moyenne du réseau (GB-75-ENR).....	183
Figure IV-22 : Évolution des performances économiques et d'énergie renouvelable de la configuration sélectionnée (GB-75-ENR)	184
Figure IV-23 : Évolution des performances économiques du Front de Pareto (cas britannique) selon le mix énergétique européen (groupé par 5 % de fraction d'énergie renouvelable)	185
Figure IV-24 : Réductions des coûts des composants nécessaires pour rendre le système compétitif économiquement	187
Figure IV-25 : Répartition des coûts du système par composants pour les configurations du front de Pareto (classé par fraction d'énergie renouvelable).....	187

Figure IV-26 : Réductions des émissions sur le cycle de vie des composants nécessaire pour rendre le système compétitif environnementalement	190
Figure IV-27 : Répartition des émissions du système par composants pour les configurations du front de Pareto (classé par fraction d'énergie renouvelable)	190
Figure IV-28 : Front de Pareto économique-fraction ENR spécifiant les stratégies des points non dominés	192
Figure IV-29 : Front de Pareto environnemental-fraction ENR spécifiant les stratégies des points non dominés	193
Figure IV-30 : Front de Pareto 3D spécifiant les stratégies des points non dominés	194
Figure IV-31 : Représentation radar des 4 configurations apportant 95 % d'énergie renouvelable ..	195
Figure IV-32 : Front de Pareto 3D spécifiant les stratégies des points non dominés (quartier actuel)	197
Figure IV-33 : Consommation thermique du bâtiment central.....	198
Figure IV-34 : Comparaison des performances des systèmes entre deux architectures (réseaux et chaleur et bâtiment central)	200
Figure IV-35 : Front de Pareto pour l'architecture avec un bâtiment centralisé	201
Figure IV-36 : Fonctionnement de l'optimum d'énergie renouvelable en hiver (cas bâtiment central)	203
Figure IV-37 : Front de Pareto pour le cas système de stockage individuel	205
Figure IV-38 : Comparaison des performances des systèmes entre les deux échelles (système central et systèmes individuels)	206
Figure IV-39 : Configuration 80 % d'énergie renouvelable en été (cas centralisé)	209
Figure IV-40 : Configuration 80 % de fraction d'énergie renouvelable en été (cas répartis, 5 habitations, de la plus consommatrice d'énergie à la moins)	210
Figure IV-41 : Demande d'électricité aux réseaux électriques pour les configurations 80 % d'énergie renouvelable.....	210
Figure IV-42 : Comparaison des Fronts de Pareto pour la vente d'hydrogène selon la répartition des véhicules.....	213
Figure IV-43 : Production journalière d'hydrogène avec l'optimum environnemental (2040)	214
Figure IV-44 : Comparaison des configurations dans les fronts de Pareto (cas vente d'hydrogène) .	216
Figure IV-45 : Teneur en carbone de l'hydrogène produit.....	217
Figure IV-46 : Prix de vente de l'hydrogène pour une rentabilité économique sur 20 ans	218
Figure IV-47 : Réduction de coût sur le photovoltaïque et l'électrolyseur nécessaire pour obtenir un coût d'hydrogène donné.....	219
Figure IV-48 : Évolution des performances économiques et environnementales selon le mix énergétique considéré (répartition 100 % électrique).....	221
Figure IV-49 : Évolution des heures d'inconfort annuel en fonction de la puissance de la pile	223
Figure IV-50 : Évolution des heures d'inconfort annuelle en fonction de la durée de la phase de démarrage de la pile à combustible	224
Figure IV-51 : Performance économique de la cogénération basée sur l'hydrogène et de la pompe à chaleur (hydrogène "vert" moyen).....	226

Figure IV-52 : Performance environnementale de la cogénération basée sur l'hydrogène et de la pompe à chaleur (hydrogène vert moyen).....	227
Figure IV-53 : Évolution du ratio de performance économique du système cogénération (FC) et de la pompe à chaleur (PàC)	229
Figure IV-54 : Évolution du ratio de performance environnementale du système cogénération (FC) et de la pompe à chaleur (PàC)	230
Figure D-1 : Moyenne des valeurs absolue des effets élémentaires pour chaque paramètre	268
Figure D-2 : Écart type des effets élémentaires pour chaque paramètre.....	268
Figure D-3 : Moyenne des valeurs absolue des effets élémentaires pour chaque paramètre, avec un intervalle restreint sur les tailles des composants	269
Figure D-4 : Écart type des effets élémentaires pour chaque paramètre, avec un intervalle restreint sur les tailles des composants.....	269
Figure E-1 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût CO ₂)	270
Figure E-2 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO ₂ , fraction)	272
Figure E-3 : Cas français quartier actuel stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO ₂ , fraction)	273
Figure E-4 : Cas Royaume-Uni quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO ₂ , fraction)	275
Figure E-5 : Cas Allemagne quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO ₂ , fraction)	276
Figure E-6 : Cas Pologne quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO ₂ , fraction)	278
Figure E-7 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, pilotage de la pile sur la demande de chaleur (coût, CO ₂ , fraction).....	279
Figure E-8 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, priorité aux systèmes hydrogène (coût, CO ₂ , fraction)	281
Figure E-9 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, priorité à l'électrolyseur pour la charge et la batterie pour la décharge (coût, CO ₂ , fraction).....	282
Figure E-10 : Cas français bâtiment central quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (CO ₂ , fraction).....	283
Figure G-1 : Comparaison des performances calculées avec 5 habitations et le quartier complet dans le cas du quartier passif	286
Figure G-2 : Comparaison des Fronts de Pareto avec des tailles de composant unique et variable entre les 5 habitations	287
Figure G-3 : Tailles maximales, minimales et médianes parmi les 5 systèmes de chaque configuration du front de Pareto	288
Figure G-4 : Comparaison des performances calculées avec 5 habitations et avec le quartier complet dans le cas du quartier actuel	289

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Résumé des systèmes multi-énergies de la littérature	18
Tableau II-1 : Paramètres du modèle PV	46
Tableau II-2 : États du modèle de comportement pour 2 habitants.....	47
Tableau II-3 : Matrice de transition à 8h pour deux habitants le week-end.....	48
Tableau II-4 : Occupation effective	52
Tableau II-5 : Durée d'allumage des ampoules	53
Tableau II-6 : Répartition des technologies d'ampoules [77]	53
Tableau II-7 : Résumé des caractéristiques des appareils électriques.....	58
Tableau II-8 : Consommation annuelle par usage (en kWh)	61
Tableau II-9 : Température moyenne mensuelle de l'eau froide.....	65
Tableau II-10 : Type d'habitation utilisée	81
Tableau II-11 : Paramètres de variation entre les profils	81
Tableau II-12 : Consommation annuelle moyenne de chauffage et de climatisation	88
Tableau II-13 : Diagnostic de performance énergétique pour chaque type de bâtiment selon le type de chauffage.....	89
Tableau II-14 : Consommation d'électricité annuelle moyenne par habitation dans le quartier français passif.....	91
Tableau II-15 : Répartition des bâtiments dans le quartier actuel.....	95
Tableau II-16 : Consommation d'énergie annuelle moyenne par habitation dans le quartier français actuel	95
Tableau II-17 : Caractéristiques des habitations sélectionnées (quartier passif)	100
Tableau II-18 : Caractéristiques des habitations sélectionnées (quartier actuel).....	102
Tableau II-21 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier français passif avec climat futur	109
Tableau II-22 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier français actuel avec climat futur	110
Tableau II-19 : Caractéristiques des véhicules électriques les plus vendus en Europe (Mai 2024)	113
Tableau II-20 : Consommation liée au véhicule électrique selon la proportion dans le parc automobile, estimée sur 100 modélisation annuelle par proportion	114
Tableau III-1 : Paramètres dynamiques des systèmes à hydrogène	124
Tableau III-2 : Paramètres du modèle de batterie	125
Tableau III-3 : paramètres des coûts d'investissement.....	143
Tableau III-4 : paramètres des émissions sur le cycle de vie des composants.....	146
Tableau IV-1 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier britannique	154
Tableau IV-2 : paramètres des coûts d'investissement dans le cas simplifié	154
Tableau IV-3 : paramètres d'émission dans le cas simplifié.....	155
Tableau IV-4 : Tailles des optimums mono-objectif et une configuration sélectionnée (cas britannique simplifié).....	157

Tableau IV-5 : Tailles des optimums mono-objectif (cas français passif).....	163
Tableau IV-6 : Tailles des configurations sélectionnées (cas français passif).....	166
Tableau IV-7 : Tailles des optimums mono-objectif (cas français actuel)	173
Tableau IV-8 : Tailles des optimums économiques selon le type de réseau (cas quartier passif)	176
Tableau IV-9 : Configurations rentables avec la plus haute fraction ENR selon le type de réseau (cas quartier passif)	177
Tableau IV-10 : Optimum environnemental selon le type de réseau (cas quartier passif).....	179
Tableau IV-11 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 99 % (FR-99-ENR)	188
Tableau IV-12 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 75 % (FR-75-ENR)	188
Tableau IV-13 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 50 % (FR-50-ENR)	188
Tableau IV-14 : Résumé des différentes stratégies de commande et de leurs présences dans les deux fronts de Pareto	193
Tableau IV-15 : Tailles des configurations apportant 95 % d'énergie renouvelable selon le type commande.....	195
Tableau IV-16 : Tailles des optimums mono-objectif (cas bâtiment central)	202
Tableau IV-17 : Tailles des configurations sélectionnées (cas bâtiment central)	202
Tableau IV-18 : Tailles des configurations pour 80 % de fraction d'énergie renouvelable selon architecture	209
Tableau IV-19 : Paramètres en fonction des répartitions de véhicules	212
Tableau IV-20 : Tailles des optimums environnementaux (vente hydrogène)	213
Tableau IV-21 : Émission de CO ₂ équivalent économisé par kilogramme d'hydrogène produit	221
Tableau IV-22 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier britannique	225
Tableau B-1 : Composition des murs extérieurs	255
Tableau B-2 : Composition du plancher extérieur	255
Tableau B-3 : Composition de la toiture.....	255
Tableau B-4 : Composition des murs intérieurs porteurs	256
Tableau B-5 : Composition des murs intérieurs de cloison.....	256
Tableau B-6 : Composition du plancher intérieur	256
Tableau B-7 : Inventaire des fenêtres	256
Tableau B-8 : Inventaire des ponts thermiques	257
Tableau C-1 : Émission sur le cycle de vie de systèmes pile à combustible dans la littérature	258
Tableau C-2 : Émission sur le cycle de vie de systèmes électrolyseur dans la littérature.....	259
Tableau C-3 : Émission sur le cycle de vie du réservoir d'hydrogène dans la littérature.....	259
Tableau C-4 : Émission sur le cycle de vie de la batterie dans la littérature	260
Tableau C-5 : Émission sur le cycle de vie des panneaux PV dans la littérature	261
Tableau D-1 : Incertitudes sur les paramètres et limites utilisés pour l'analyse de sensibilité	266
Tableau F-1 : Moyenne annuelle du tarif, de la teneur en carbone et de la fraction d'énergie renouvelable de l'électricité dans les réseaux électriques de l'Union européenne	284

Nomenclature

Symboles

A	Angle (°)
Azi	Azimut (°)
C	Capacité thermique ($J.K^{-1}$)
c	Capacité thermique massique ($J.kg^{-1}.K^{-1}$)
Co	Coût (€)
Conso	Consommation ($m^3.h^{-1}$ ou W)
Decl	Déclinaison (°)
Dif	facteur de diffusivité
E	Equation du Temps (min)
Em	Émission de gaz à effet de serre ($kgCO_2\acute{e}q$)
Eng	Energie (kWh)
ϵ	Ecart
Flag	Drapeau
fract	Fraction
FS	Indicateur de Finkelstein-Schafer
G	Gain (€ ou $kgCO_2\acute{e}q$)
H	Coefficient de déperditions thermique ($W.K^{-1}$)
I	Irradiance ($W.m^{-2}$)
Id	Indicateur
L	Facteur d'échelle
Lat	Latitude (°)
Long	Longitude (°)
m	Masse (kg)
\dot{m}	Débit massique ($kg.min^{-1}$)
M	Masse molaire ($kg.mol^{-1}$)

Mer	Meridien (°)
Mul	Multiplicateur solaire (m ²)
N	Nombre de compresseurs
η	Efficacité ou rendement
Nb	Nombre
Obj	Objectif (% , € ou kgCO ₂ éq)
Occ	Occupation
Opti	Epaisseur Optique
P	Puissance (W)
Pr	Proportion
Press	Pression (Pa)
Proba	Probabilité
Q	Energie contenue dans la batterie (kWh)
r	Ratio
R	Constante universelle des gaz parfaits (J.K ⁻¹ .mol ⁻¹)
Réfléc	Réfectivité du sol
rnd	Nombre aléatoire entre 0 et 1
S	Taille (kW, kWh ou m ²)
Su	Surface (m ²)
t	Temps (min)
T	Température (°C)
\dot{T}	Variation de température (°C.min ⁻¹)
Tarif	Tarif de l'électricité (€.kWh ⁻¹)
tx	Taux
W	Travail mécanique (J)
w	Pondération
X	Variable
Z	Facteur de compressibilité

λ	Coefficient de température de l'efficacité (%.°C ⁻¹)
μ	Moyenne des valeurs absolues des effets élémentaires
σ	Écart type des effets élémentaires
δ	Ecart
Δt	Pas de temps (min)
γ	Indice adiabatique de l'hydrogène

Indices

absorb	Absorbé
air	Air intérieur
amb	Ambient
As	Altitude solaire
bal	Ballon
bm	Bande morte
chauf	Chauffage
clim	Climatisation
cogen	Cogénération
compo	Composant
creuse	Heures creuses
d	Jour
dem	Demande
disc	Actualisation
e	Extérieur
eco	Economique
elec	Electrique
elem	Elémentaire
envi	Environnemental
et	Extraterrestre

f	Froid
h	Horaire
hab	Habitation
horiz	Horizontal
i	Intérieur
ide	Idéal
init	Initial
inves	Investissement
Is	Incidence solaire
isen	Isentropique
max	Maximum
min	Minimum
moy	Moyenne
p	Paroi
pleine	Heures pleines
prod	Production
rad	Radiateur
ramp	Pente
ref	Référence
rempl	Remplacement
renew	Renouvelable
rest	Restant
s	Solaire
sys	Système
ther	Thermique
type	Type de chauffage
uplift	Rehaussement

Abréviations

ACV	Analyses de Cycle de Vie
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
BAT	BATterie
CDF	Fonction de répartition
COP	Coefficient de performance
CRE	Commission de la régulation de l'énergie
CREST	Centre for Renewable Energy Systems Technology
CRF	Facteur de récupération du capital
CTSM-R	Continuous Time Stochastic Modelling-R
DOD	Profondeur de décharge
DPE	Diagnostic de performance énergétique
EC	Electrolyseur
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EER	Ratio d'efficacité énergétique
ENR	Énergie renouvelable
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
FC	Pile à combustible
FUCA	Faire un Choix Adéquat
GRA	Gray Relational Analysis
HETUS	Harmonised European Time Use Surveys
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques
ISO	Organisation internationale de normalisation
LINMAP	Linear Programming Technique for Multidimensional Analysis of Preference
MBE	Mean Bias Error
MILP	Optimisation linéaire en nombres entiers
NA	Non applicable
NOCT	Température nominale d'opération

O&M	Opération et Maintenance
PàC	Pompe à chaleur
PATH	PAver le chemin de la Transition vers l'Hydrogène énergie
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PEM	Membrane échangeuse de protons
PV	Photovoltaïque
RC	Résistances Capacités
RE	Réglementation environnementale
RMSE	Racine de l'erreur quadratique moyenne
RT	Réglementation thermique
SOC	État de charge
STD	Simulation Thermique Dynamique
TOPSIS	Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution
TUS	Time of Use Survey
VBA	Visual Basic for Applications
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Introduction

Le dérèglement climatique est un phénomène aux enjeux planétaires pour lequel une réaction rapide et internationale devient de plus en plus pressante. Le réchauffement planétaire, estimé à environ 1,1 °C en moyenne par rapport aux niveaux préindustriels, est principalement causé par les émissions de gaz à effet de serre provenant des activités humaines [1]. Les conséquences possibles sont nombreuses : augmentation de l'apparition d'événements météorologiques extrêmes (sécheresse, inondations, cyclones, feux de forêt, etc.), perte de biodiversité animale et végétale, montée des eaux, réduction de la production agricole, augmentation de la mortalité par stress thermique, diminution des réserves d'eau douce, etc. En France, les effets du réchauffement global se font ressentir, les 10 années les plus chaudes depuis le début du XX^e siècle sont toutes situées après 2000 et 9 après 2010 [2].

En conséquence, les considérations climatiques prennent une importance accrue dans les cadres politiques prospectifs. Initiés lors des sommets sur le climat (Kyoto, Copenhague, Paris...), les plans d'action se concentrent principalement sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans cette idée, l'Europe s'est engagée à une réduction de 55 % de ses émissions nettes d'ici 2030 et à rendre juridiquement contraignante la neutralité climatique d'ici 2050 [3]. Pour atteindre ces objectifs, une réduction importante des émissions des gaz à effet de serre dans l'ensemble des secteurs d'activités est nécessaire.

Le secteur du bâtiment est l'une des activités les plus énergivores au niveau mondial, représentant 30 % de la consommation finale d'énergie mondiale [4]. Cette consommation d'énergie se retranscrit en 9,8 Gt de CO₂ équivalent en 2022, soit 26 % des émissions du secteur de l'énergie. En particulier, le secteur résidentiel représentait 62 % de ces émissions en 2022. Ce constat est étendu à la France où le bâtiment représente le premier poste de consommation d'énergie avec environ 44 % de la consommation française finale, dont 65 % pour le résidentiel et 35 % pour le tertiaire (commerce, administration...) [5], ce qui se transcrit en 18 % des émissions nationales de gaz à effet de serre [6]. La réponse aux enjeux du changement climatique doit donc passer par une réduction dans ce secteur, à la fois par une réduction de la consommation et par une diminution de l'utilisation de sources d'énergie à forte teneur en carbone.

Diverses solutions énergétiques sont à l'étude à l'échelle mondiale pour répondre à la demande des bâtiments de manière décarbonée. Entre autres, l'énergie photovoltaïque, les panneaux solaires thermiques, les pompes à chaleur, les chaudières à biogaz, les réseaux de chaleur de nouvelle génération ou les systèmes de récupération de la chaleur fatale. Parmi ces solutions, la production d'énergie photovoltaïque est parmi celles les plus couramment considérées, car cette technologie est bien adaptée au milieu résidentiel en raison des grandes surfaces de toiture généralement non utilisées.

Cependant, la production énergétique de ces systèmes est déphasée temporellement par rapport à la demande en énergie des bâtiments. En effet, les panneaux photovoltaïques (PV) produisent majoritairement en journée alors que la demande d'énergie des bâtiments résidentiels est plus grande le matin et le soir. De plus, le premier secteur de consommation d'énergie d'un bâtiment français est le chauffage, dont la demande est la plus grande en hiver lorsque les panneaux solaires produisent le moins d'énergie en raison notamment des journées plus courtes, de la position plus basse du soleil et de la plus fréquente couverture nuageuse. Cette énergie ne permet donc pas de couvrir seule la totalité de demandes d'énergie des bâtiments.

De nombreuses solutions de stockage d'énergie sont étudiées dans le but de combler ces écarts journaliers et saisonniers. Il existe entre autres le stockage électrochimique (batterie), le stockage chimique (hydrogène, biogaz), le stockage mécanique (gravitationnel, inertiel, air comprimé), le stockage thermique (chaleur sensible, chaleur latente, thermochimique) ou encore le stockage électrique (supercapacités). Le travail présenté ici se concentre sur les systèmes de stockage d'énergie basés sur l'hydrogène dans le cadre résidentiel.

Le surplus d'électricité produit par les panneaux photovoltaïques (journée, été), est utilisé dans un électrolyseur (EC) pour produire à partir d'eau (H_2O) de dihydrogène (H_2) et de l'oxygène (O_2). L'hydrogène ainsi produit est stocké et peut être ensuite utilisé pour différents usages. Dans un système multi-énergies, c'est-à-dire un système fournissant plusieurs types d'énergie (électrique, thermique, etc.), l'hydrogène peut servir à produire de l'énergie (power-to-power). En utilisant par exemple une pile à combustible (FC), ce type de système multi-énergies peut fournir de l'électricité ainsi que de la chaleur aux bâtiments pendant les périodes de sous-production photovoltaïque (nuit, hiver). L'hydrogène produit peut également être vendu pour être utilisé dans d'autres secteurs (power-to-gas). Par exemple dans le secteur du transport, l'hydrogène peut être utilisé pour remplacer l'essence utilisée par les véhicules (véhicule particulier, mobilité lourde, transport en commun, etc.).

L'objectif global de l'étude est de comparer sur plusieurs critères (énergétique, émissions sur le cycle de vie et économiques), différents types d'intégration (architecture et dimensionnement, gestion des flux d'énergie, etc.), d'échelles (habitation, quartier) et de performances thermiques d'habitations (faibles, moyennes, maisons passives), dans le but d'identifier si des usages pertinents l'hydrogène-énergie existent dans le cadre résidentiel.

L'étude présentée dans ce manuscrit s'inscrit dans le cadre du projet de recherche académique « PAver le chemin de la Transition vers l'Hydrogène énergie » (PATH). Ce projet vise à la mise au point d'un simulateur pour les écosystèmes à hydrogène dans la filière basse température et l'évaluation de la rentabilité et de la valeur ajoutée de ces technologies grâce à des études de cas en Bourgogne Franche-Comté.

Le manuscrit de la thèse est séparé en 4 chapitres. Dans le premier chapitre, une revue de la littérature du domaine est menée afin d'identifier les lacunes que l'étude présente peut compléter, ainsi que les acquis sur lesquelles l'étude peut s'appuyer. Le chapitre deux présente l'implémentation et le paramétrage du modèle de génération de profils de charge électrique et thermique résidentielles ainsi

que de son potentiel prospectif d'application avec l'estimation de charges futures (climat futur, nouveaux usages). Le chapitre trois décrit la modélisation du système multi-énergies avec stockage d'hydrogène, à travers la simulation du comportement de ses composants, la stratégie de commande et les différentes architectures considérées ainsi que l'évaluation de ses performances énergétiques, environnementales et économiques. Dans le chapitre quatre, le dimensionnement du système multi-énergies est effectué, à l'aide d'un algorithme d'optimisation multi-objectifs, pour différentes architectures et différentes échelles afin de conclure sur la compétitivité du système et les usages pertinents de l'hydrogène-énergie en milieu résidentiel. Un chapitre conclusion et perspectives vient terminer ce manuscrit.

Chapitre I : Revue de littérature

I.1 Introduction

Le but de cette revue de littérature est d'observer quels types de systèmes existent et seraient adaptés à notre étude ainsi que d'identifier des lacunes dans la littérature que l'étude pourrait permettre de combler. De plus, cette revue de littérature va permettre d'identifier les modèles et outils sur lesquels s'appuyer pour la suite de l'étude. Dans un premier temps, la revue de littérature se consacre aux systèmes multi-énergies basés sur l'hydrogène et appliqués aux cas des bâtiments. Dans un deuxième temps, ce sont les travaux sur les modélisations des charges résidentielles électriques puis thermiques qui sont étudiés.

I.2 Systèmes multi-énergies basés sur l'hydrogène dans la littérature

Un système multi-énergies basé sur l'hydrogène peut être constitué de plusieurs manières. Dans la littérature une multitude de systèmes sont proposés, dimensionnés et évalués. Pour relever les architectures de systèmes existantes et les comparer, une étude est effectuée.

I.2.1 Utilisation de la chaleur de la pile à combustible

Les piles à combustible ont tendance à émettre une grande quantité de chaleur en fonctionnement. On peut estimer qu'environ 50% de l'énergie utilisée est transformée en électricité et 50% en perte de chaleur [7]. Une première considération est donc de savoir quelle est la meilleure manière pour récupérer et valoriser cette chaleur.

La réutilisation des pertes thermiques des piles à combustible est un sujet de recherche étendu. De nombreuses solutions existent et font l'objet d'études récentes. L'une d'entre elles consiste à utiliser la chaleur générée comme source pour un deuxième système de génération d'énergie. Zhao et al. étudient notamment le couplage d'une pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEM) avec un cycle organique de Rankine [8]. Dans leur système, la chaleur perdue par la PEMFC sert de source de chaleur pour le cycle thermodynamique générant de l'électricité supplémentaire à travers une turbine. Le second système de génération d'électricité est directement connecté au réseau de refroidissement de la pile comme illustré sur la Figure I-1. Ce dispositif de récupération de chaleur améliore l'efficacité globale du système jusqu'à 5 %. Ce type de système couramment discuté dans la littérature repose généralement sur des cycles de Rankine organique [9, 10] ou de générateurs thermoélectriques [11, 12].

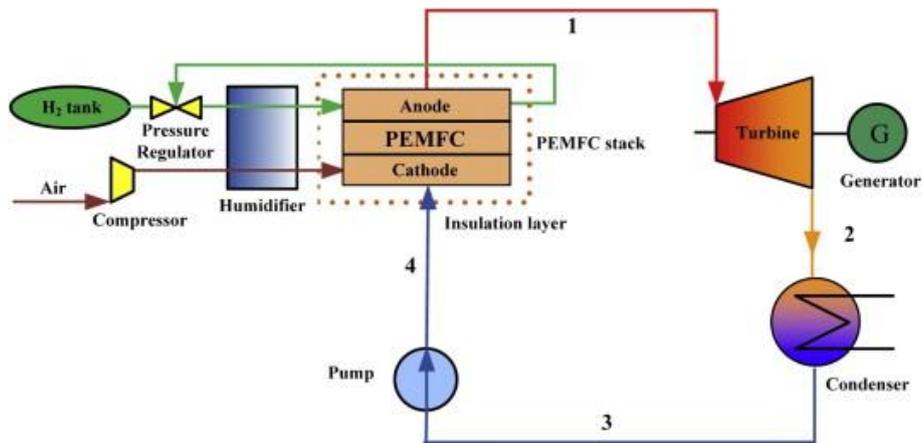


Figure I-1 : Système de réutilisation de la chaleur dans une turbine (issus de [8])

D'autres études se concentrent sur la récupération de la chaleur pour améliorer l'efficacité de la pile à combustible en elle-même. C'est le cas de Nguyen et al. qui utilisent la chaleur générée pour améliorer les performances en climat froid [13]. Dans les climats froids, le préchauffage de l'air en entrée est nécessaire pour réduire la probabilité de formation de glace. Le système proposé réutilise la chaleur générée par la pile à combustible à cette fin pour améliorer les performances du système lors des fonctionnements avec de l'air à basse température. Au lieu de se reposer totalement sur une source de chaleur électrique pour préchauffer l'air, un échangeur est utilisé pour récupérer la chaleur des gaz sortant de la pile et ainsi réchauffer l'air en entrée (Figure I-2). Les résultats de leurs études indiquent que cette technique permet d'augmenter la production d'électricité de 30 % par rapport aux systèmes utilisant une source de chaleur externe. Le préchauffage des gaz d'entrée peut également permettre d'améliorer l'efficacité de la pile à combustible. Cela est mis en avant par Mohamed et Kamil qui observent une augmentation de la puissance maximale entre 8 et 10 % avec préchauffage des gaz d'entrés par récupération de la chaleur de la pile [14].

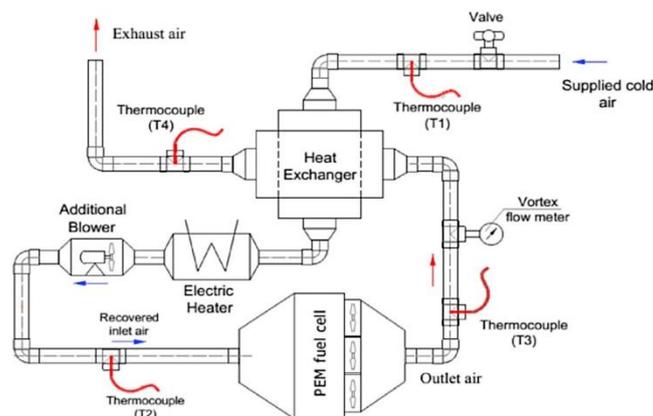


Figure I-2 : Système de réutilisation de la chaleur pour améliorer l'efficacité d'une pile à combustible (issue de [13])

Dans les régions avec des climats chauds, la chaleur excédentaire peut également servir à répondre aux besoins de refroidissement. Par exemple, Lambert et al. combinent des piles à combustible avec un système de refroidissement par adsorption [15]. La chaleur de la pile à combustible est utilisée pour assister un cycle de stockage/déstockage d'ammoniac utilisée pour dans un système frigorifique. La chaleur apportée permet la désorption d'ammoniac et de chlorure de baryum, l'ammoniac liquide est stocké pour être ensuite réassocié avec le chlorure de baryum pour extraire la chaleur du bâtiment. Dans le système proposé, les piles à combustible génèrent du froid à la fois directement via une pompe à chaleur et indirectement en fournissant de la chaleur au réacteur thermochimique (Figure I-3), ce qui améliore le COP du système de refroidissement global. Dans le cas de logement situé dans un climat tropical, les systèmes d'adsorption, aidés par la chaleur de la pile à combustible, répondent à 53 % des besoins de refroidissement. La méthode la plus commune pour générer du froid à partir de la chaleur de la pile à combustible est la production par absorption [16, 17, 18]. Cependant, il est également possible de générer de l'électricité avec cette chaleur et d'utiliser cette électricité pour générer du froid, Qin et al. utilisent cette démarche pour produire du froid par effet thermoélectrique [19].

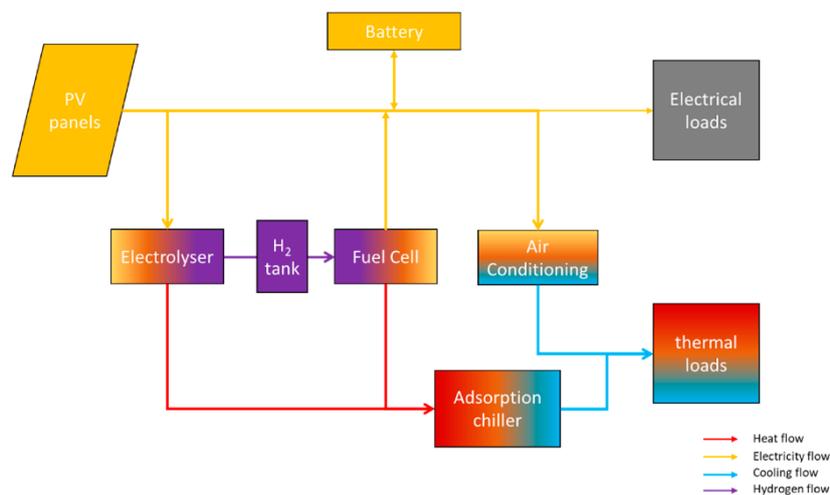


Figure I-3 : Système de production de froid utilisant la chaleur émise par une pile à combustible (issue de [15])

Enfin, une utilisation courante de la chaleur résiduelle des piles à combustible est la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération). Elle consiste à utiliser la chaleur résiduelle directement pour répondre à des besoins de chauffage local. Les systèmes de cogénération existent en différentes tailles, pour de petites applications comme dans le cas d'un bâtiment ou d'un petit groupe de bâtiments, ces types de systèmes sont dits de micro-cogénération. Un exemple de fonctionnement d'un système de micro-cogénération résidentiel basé sur une pile à combustible est illustré sur la Figure I-4 issus des travaux de Ou et al. [7]. Dans ce système, la chaleur produite est directement prélevée du système de refroidissement avec un échangeur de chaleur.

Dans les applications résidentielles, la cogénération et la micro-cogénération sont particulièrement intéressantes en raison de l'importance des besoins de chaleur pour le chauffage des espaces et l'eau chaude dans les bâtiments. Pour cette raison, la micro-cogénération basée sur les piles à combustible sera donc choisie dans notre étude pour rentabiliser la production de chaleur de la pile à combustible.

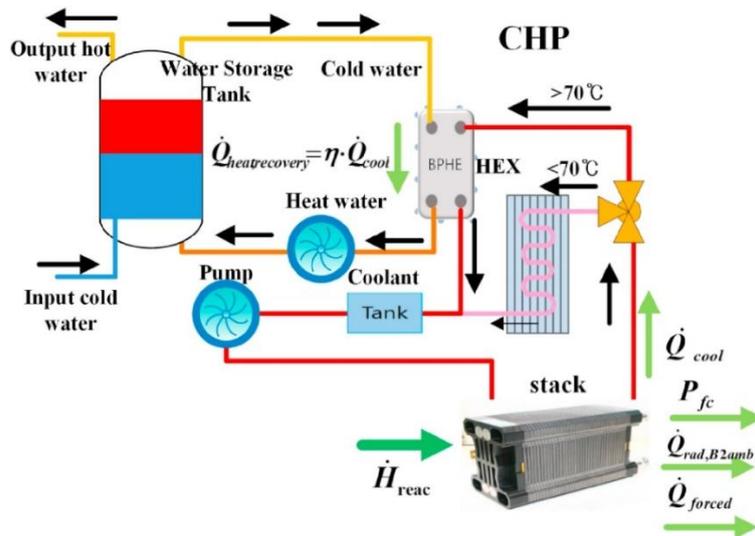


Figure I-4 : Système de micro-cogénération basé sur une pile à combustible (issus de [7])

I.2.2 Architecture des systèmes dans la littérature

La micro-cogénération à base de piles à combustible peut être alimentée en premier lieu par du gaz naturel. Ce gaz naturel peut être soit injecté directement dans la pile à combustible soit d'abord transformé en hydrogène avant injection. Maleki et al. étudient un système PV/éolien/FC connecté au réseau pour une maison en Iran [20] (Figure I-5). Ils modélisent le système avec et sans récupération de chaleur et avec et sans stockage de chaleur. À l'aide d'algorithmes génétiques et d'optimisation par essais particuliers, ils optimisent les facteurs économiques pour chaque cas et concluent que le système semble plus prometteur avec la récupération de chaleur, mais sans stockage de chaleur. En comparant les performances des deux méthodes d'optimisation méta-heuristiques utilisées, ils soulignent également que l'algorithme génétique est plus performant que l'optimisation particulière en essai.

Mahlia et Chan suivent une approche similaire et effectuent une analyse des coûts d'une micro-cogénération basée sur le gaz naturel pour une maison déconnectée du réseau électrique en Malaisie [21]. Le système se compose d'une pile à combustible qui, dans l'un des deux cas étudiés, est associée à une batterie. Ils optimisent le système en fonction de son coût total actualisé à l'aide du logiciel commercial Homer®. Ils constatent une réduction de la consommation comprise entre 30 et 40 % grâce au système pile à combustible. Les auteurs concluent également que le système est plus performant avec la batterie pour absorber la surproduction électrique de la pile à combustible.

À l'échelle d'un quartier, Tooryan et al. ont étudié un micro-réseau PV/FC/BAT/chaudière pour répondre à la demande d'électricité, de chaleur et de froid d'un quartier de 300 à 500 habitations [18]. La pile à combustible est à la fois alimentée par du gaz naturel provenant d'un réseau et de biogaz issus de la fermentation de déchets organiques. Le système est optimisé à l'aide d'un algorithme particulier en essai basé sur le coût total du système. Les émissions liées à la combustion du gaz naturel sont également estimées, mais non utilisées dans l'optimisation. Une réduction significative de la consommation de gaz est obtenue grâce au système, 6,2 % en utilisant les déchets des habitants et

26,7 % en utilisant les déchets de la municipalité. Les auteurs relèvent que lorsque la chaleur résiduelle de la pile à combustible est utilisée les émissions de CO₂ sont réduites de manière importante, environ 47 %.

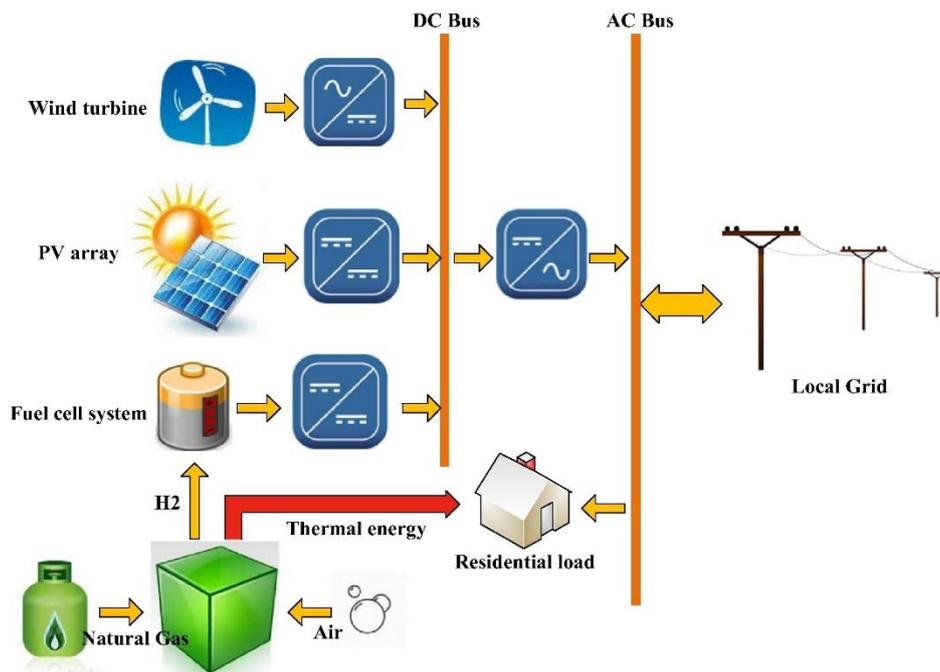


Figure I-5 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'importation de gaz naturel (issus de [20])

Cependant, ces systèmes reposent toujours sur une source d'énergie fossile, le gaz naturel. Pour se détacher de cette source d'énergie et ainsi améliorer les performances des systèmes en termes d'émission de gaz à effet de serre, des systèmes importants de l'hydrogène sont également étudiés. Chang et al. étudient les performances de ce type de système pour une maison située dans le nord de la Chine [22]. Le système est simulé dans MATLAB/Simulink® à l'aide de profils de charge horaires. Leurs résultats indiquent un rendement global de 81 % pour le système. Comme dans les travaux de Mahlia et Chan, les auteurs testent les performances avec et sans batterie pour récupérer la surproduction électrique et constatent un net avantage à l'utilisation d'une batterie.

Dans les cas précédents, le gaz combustible nécessaire à la micro-cogénération est importé. Cela n'est souvent pas possible surtout lorsque de l'hydrogène est utilisé comme source d'énergie en raison en autres de sa forte volatilité et de sa faible densité énergétique volumique à basse pression. Cependant, il est également possible de produire l'hydrogène localement. Ceci est particulièrement utile pour les applications isolées ou pour essayer de réduire davantage l'impact carbone en améliorant la pénétration des énergies renouvelables comme dans le cas de notre étude.

Hosseini et al. étudient l'efficacité énergétique et exergetique d'un système de micro-cogénération pour répondre à la demande d'une maison unifamiliale canadienne déconnectée du réseau électrique [16]. Les systèmes utilisent l'électricité excédentaire produite par le PV pendant la journée dans un électrolyseur pour produire de l'hydrogène à partir d'eau. L'hydrogène est ensuite utilisé dans un

système de tri-génération (électricité, chaleur et froid) basé sur une pile à combustible pour répondre à la demande d'une habitation. Le système proposé est illustré sur la Figure I-6. Les composants du système sont dimensionnés pour répondre à la demande totale de la maison représentée par un profil horaire moyen, et une efficacité énergétique de 55,7 % est calculée.

Toutes les études produisant de l'hydrogène localement ne considèrent pas comme intéressant de rentabiliser la chaleur de la pile à combustible. Par exemple Mohammed et al. modélisent un système de production PV couplé avec une production d'hydrogène pour le stockage sans cogénération pour répondre à la demande électrique d'un laboratoire [23]. Le système est dimensionné par optimisation linéaire en nombres entiers (MILP) utilisant 2 objectifs le coût total système pour l'aspect économique et la fiabilité du système (probabilité de perte de l'approvisionnement), pour l'aspect technique. Un indicateur environnemental est également calculé, mais n'est pas utilisé pour l'optimisation du système. Les résultats obtenus indiquent que le système n'est pas intéressant économiquement, mais permet une bonne fiabilité et des gains environnementaux intéressants.

Ancona et al. optimisent un système de production PV couplé à une batterie et du stockage par production d'hydrogène pour répondre à des besoins thermiques, mais sans considérer de cogénération [24]. Seule la production électrique de la pile à combustible est rentabilisée et produit de la chaleur à travers une pompe à chaleur. Le dimensionnement est effectué uniquement sur la taille des composants pile à combustible et électrolyseur pour 5 scénarios de tailles de batteries. L'optimisation s'effectue en testant toutes les combinaisons possibles de tailles de composant. Les combinaisons sont évaluées en fonction de la part d'énergie photovoltaïque qu'elles permettent d'absorber, l'objectif étant de maximiser cet indicateur. L'étude aboutie à un système avec une pile à combustible de 4 kW et un électrolyseur de 3,7 kW couplés à une batterie de 36 kWh. Ce système permet une production annuelle de 87,5 kg d'hydrogène permettant une production de 1159 kWh thermique et une utilisation de l'énergie photovoltaïque entre 30 et 40 %.

Mansir et al. étudient un système de production de chaleur, d'électricité et de froid basé sur l'énergie photovoltaïque ainsi qu'un stockage hydrogène pour répondre à la demande d'un bâtiment résidentiel dans 3 villes américaines [25]. Cependant comme dans le cas précédent, la chaleur de la pile à combustible n'est pas prise en compte. La production de chaleur est effectuée uniquement avec sur une chaudière gaz et une turbine à gaz, avec cogénération sur la turbine. Deux systèmes différant sur la méthode production de froid (par absorption ou par compression) sont modélisés dans le logiciel TRNSYS®. Puis les deux systèmes sont comparés sur leurs coûts et sur la quantité d'émission de CO₂ produite par la consommation de gaz naturel. Les résultats indiquent que la production de froid par absorption permet de meilleures performances économiques et environnementales. De plus, les résultats indiquent que le système a de moins bonnes performances dans les climats chauds et humides.

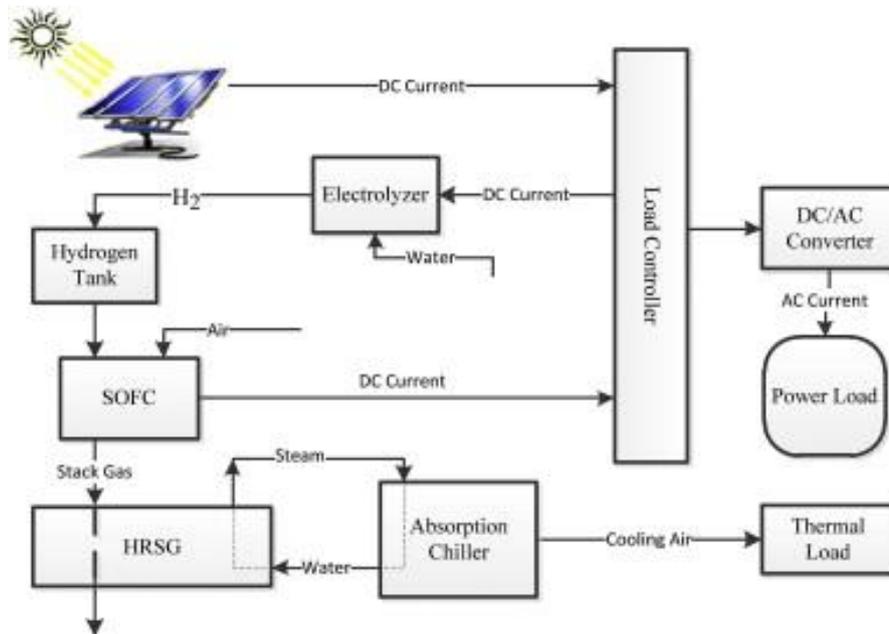


Figure I-6 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque (issus de [16])

Dans le secteur résidentiel, l'énergie photovoltaïque est le plus souvent utilisée pour les systèmes de micro-cogénération avec production locale d'hydrogène en raison de la facilité d'installer cette énergie renouvelable sur un bâtiment. Cependant, il existe également des études considérant l'énergie éolienne en tant que seconde source d'électricité renouvelable pour alimenter un électrolyseur.

Ainsi, Monforti Ferrario et al. étudient le dimensionnement optimal d'un système de micro-réseaux (sans cogénération) basé sur des panneaux photovoltaïques et une éolienne pour alimenter un immeuble de 14 appartements en Espagne [26]. Plusieurs designs du système sont optimisés suivant un algorithme d'optimisation par essais particuliers basé sur le coût total du système ainsi que son efficacité globale et la sécurité d'approvisionnement de l'énergie. Les résultats pour différents designs sont comparés et il en ressort que l'hybridation stockage batterie avec un stockage hydrogène est avantageux par rapport au stockage hydrogène seul concernant la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Cependant, cela amène des fortes augmentations du coût du système et des réductions de son efficacité globale. Dans le cas de l'hybridation, leurs résultats indiquent que la priorité de la commande doit être donnée à la batterie pour obtenir de meilleures performances économiques.

Kilic et Altun étudient un système de production d'électricité basé sur l'énergie photovoltaïque et éolienne couplées avec un stockage sous forme d'hydrogène (sans cogénération) ou de batterie et un générateur diesel en secours [27]. Le système a pour objectifs de répondre à la charge d'un bâtiment représenté par des charges horaires de maximum (10 kW) situé au climat de 3 villes turques. L'étude énergétique du système est développée sous TRNSYS. Plusieurs configurations sont modélisées et sélectionnées en utilisant la méthode Taguchi basé sur le coût actualisé de l'énergie et les émissions annuelles du système dû au générateur diesel. Leur conclusion indique que la batterie a de meilleures performances que le stockage hydrogène, mais son stockage plus faible entraîne une grande

consommation de diesel. Le stockage hydrogène permet de bons gains sur les émissions, mais est moins économique que le diesel seul.

Babatunde et al. comparent 4 configurations d'un système pour répondre à la demande d'une résidence au Nigeria, une configuration PV avec stockage batterie, une configuration PV et éolien avec stockage batterie, une configuration PV avec stockage batterie et par hydrogène et finalement une configuration avec PV, éolien et stockage batterie et par hydrogène [28]. Aucune des configurations ne considère de cogénération sur la pile à combustible. Le dimensionnement des configurations est effectué avec le logiciel Homer® en se basant sur le coût total actualisé. Puis les différentes configurations sont comparées avec 6 critères, trois économiques (coût d'investissement total, coût total actualisé, coût de l'énergie), deux techniques (déficit de charge et surplus d'énergie) et un environnemental (émission de NOx en opération). Les résultats de l'étude multicritères, indiquent que la configuration avec PV et batterie est la plus performante économiquement, mais que quand plus de critères sont pris en compte la configuration PV et éolien avec stockage batterie et hydrogène prédomine.

Dufo-López et Bernal-Agustín proposent un système avec production photovoltaïque et éolienne pour répondre à la demande d'une ferme déconnectée du réseau électrique en Espagne [29]. Ces énergies renouvelables sont assistées par un stockage batterie et par hydrogène sans cogénération ainsi qu'un générateur diesel de secours. Le système est optimisé par deux algorithmes méta-heuristique, un algorithme évolutionnaire multi-objectifs pour le dimensionnement du système et un algorithme génétique pour le contrôle. Le système est dimensionné suivants 3 objectifs, le coût total actualisé du système, les émissions de CO₂ émises par le générateur diesel et la part de la charge que le système ne peut fournir sur l'année. Le dimensionnement a tendance à maximiser les sources renouvelables (PV et éolien) en raison du fort coût du diesel considéré. En revanche, le système hydrogène est assez peu présent dans les configurations obtenues. Les auteurs observent que l'optimisation utilise quand le système hydrogène est présent, une stratégie donnant la priorité de commande à la batterie.

Dans les travaux de Khalid et al. une étude est menée pour un système reposant également sur un mix solaire éolien, cependant cette fois-ci la chaleur de la pile est utilisée en cogénération [30] (Figure I-7). L'étude cherche à répondre à la charge d'un immeuble canadien en utilisant 100% d'énergie renouvelable. L'optimisation du système basée sur l'aspect économique est effectuée à l'aide du logiciel Homer®. Le système obtenu est composé d'un électrolyseur de 40 kW remplissant un réservoir de 40 kgH₂ pour une pile à combustible de 15 kW. Pour ce dimensionnement, un coût de l'énergie assez important de 0,862 \$.kWh⁻¹ est estimé.

Cikatić Šanić et Barbir dimensionnent un système se basant sur l'énergie photovoltaïque et éolienne pour répondre à la demande d'électricité, de chaleur et de froid d'une habitation en Croatie [31]. Les énergies renouvelables intermittentes sont accompagnées d'un stockage par batterie et par hydrogène avec ici également utilisation de la chaleur résiduelle de la pile à combustible pour de la cogénération. La chaleur émise par la pompe à chaleur lors de la génération de froid, est également utilisée pour la production d'eau chaude. Le système est dimensionné avec le logiciel Homer® en se basant sur le coût actualisé du système. Le système est comparé avec un système utilisant uniquement pour le stockage des batteries et un générateur diesel en secours. Les résultats obtenus indiquent que

grâce au stockage hydrogène le système peut se passer de générateur diesel et que la taille des batteries nécessaire est divisée par quatre. Les auteurs notent que malgré une grande différence en efficacité entre la batterie et le stockage hydrogène (28% contre 81 % sur l'aspect électrique) seuls 10 % d'énergies renouvelables supplémentaire sont nécessaire avec le stockage hydrogène.

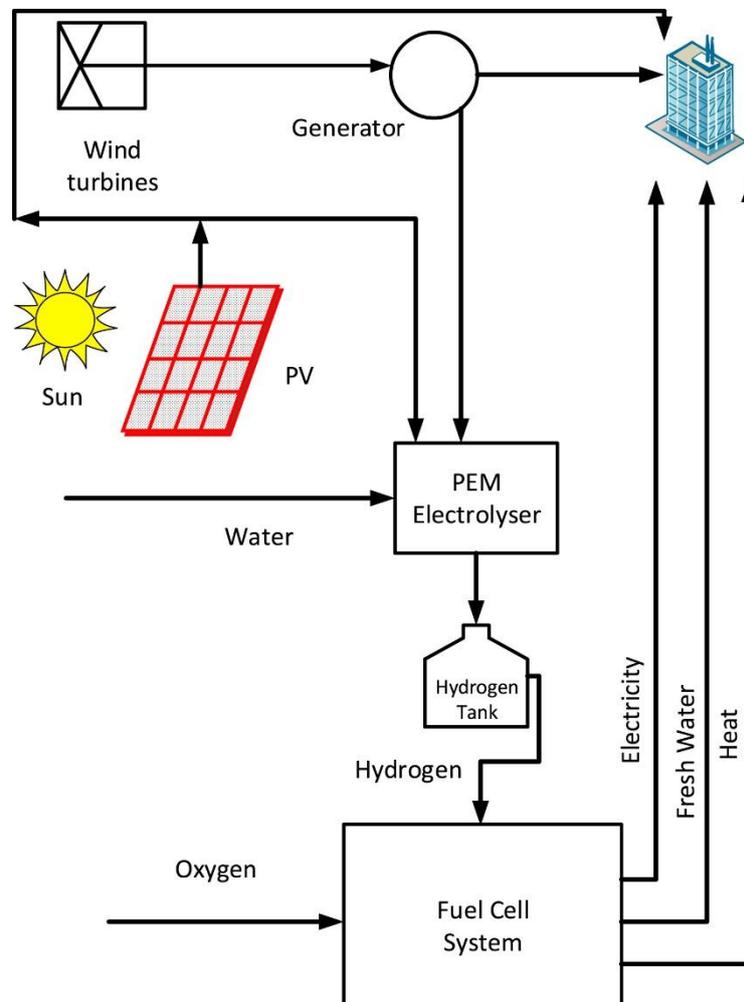


Figure I-7 : Système de micro-cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque et éolienne (issus de [30])

À l'échelle du quartier, l'utilisation de la chaleur perdue est plus compliquée, car la pile à combustible et les habitations sont plus éloignées l'une de l'autre. Certaines études sur les systèmes à hydrogène à l'échelle du quartier ne prennent donc en compte que la production électrique de la pile à combustible.

Par exemple, Ghenai et al. qui étudient un système PV/EC/FC pour la charge totale de 150 maisons dans une région désertique [32]. L'hydrogène utilisé ici est en partie produit localement avec l'excédent de production photovoltaïque, mais aussi importé si nécessaire. Le système est optimisé en comparant les performances économiques de différentes combinaisons de composants de taille fixe, et trouve un optimum avec des piles à combustible de 750 kW et un électrolyseur de 250 kW avec

900 kg de stockage d'hydrogène. Ce système répond à la charge annuelle à un coût de l'énergie de 0,145 \$/kWh, ce qui montre une bonne compétitivité par rapport aux systèmes énergétiques traditionnels.

D'autres auteurs ne tiennent pas compte de la chaleur produite par la pile à combustible, mais utilisent de l'hydrogène produit localement. Arsalis et al. modélisent un système PV/EC/FC répondant aux besoins annuels totaux en électricité et en chauffage [33]. Ils utilisent des données horaires correspondant à une charge variant de 1 à 100 maisons et étudient les performances économiques d'un système de taille fixe. Le coût de l'énergie obtenu est de 0,216 €/kWh, ce qui laisse entrevoir des perspectives intéressantes pour le stockage de l'énergie à base d'hydrogène à l'échelle du quartier.

Guo et al. étudient un système photovoltaïque avec un stockage hydrogène pour un petit ensemble de 3 bâtiments résidentiels [34]. Sur les 3 bâtiments, deux produisent de l'énergie photovoltaïque alors que le dernier stocke la surproduction des deux autres sous forme d'hydrogène. Le cœur de l'étude se situe dans cette asymétrie entre bâtiments et comment l'énergie est échangée entre les bâtiments. Le dimensionnement du système est effectué par optimisation convexe basée sur le coût du système ainsi que le risque de détérioration. L'évolution du dimensionnement est évaluée selon l'appétence au risque considéré (aversion au risque, neutralité au risque). Les résultats indiquent que, quelle que soit l'appétence au risque, un avantage est trouvé aux échanges d'électricité entre le bâtiment avec production PV et celui avec stockage. Cependant, les 2 bâtiments avec production PV n'échangent de l'énergie directement que dans le cas de neutralité au risque.

Xu et al. ont travaillé sur la stratégie de répartition des flux énergétiques dans un quartier connecté au réseau électrique comprenant de la production PV et stockage hydrogène pour répondre à la demande des habitations ainsi que des véhicules électriques et hydrogène du quartier [35]. L'optimisation des flux s'effectue par optimisation linéaire avec comme indicateurs économiques le coût d'opération attendu du système combiné avec le déficit prévu. La stratégie obtenue permet bien de réduire les coûts de fonctionnement tout en assurant l'équilibre énergétique dans le système.

Grâce à un réseau de chaleur urbain, il est possible d'utiliser la cogénération à l'échelle d'un quartier. Gabrielli et al. ont étudié un petit quartier de 24 bâtiments comprenant des maisons et des bâtiments commerciaux/bureaux [36, 37] (Figure I-8). En utilisant 2 critères, le coût et les émissions de CO₂, les auteurs dimensionnent par optimisation linéaire en nombres entiers les tailles des composants. Leurs résultats montrent que la meilleure configuration pour le critère de CO₂ consiste en un système PV/BAT/EC/FC, mais que les systèmes à hydrogène ne sont pas aussi performants pour le critère de coût. Cela souligne l'importance de l'analyse des émissions pour étudier pleinement les avantages que propose de ce type de système.

Mustafa et al. proposent un système basé sur la production PV avec stockage par batterie et hydrogène pour répondre à la demande de 100 habitations en Arabie Saoudite [38]. Le système est soutenu si besoin par le réseau électrique ainsi qu'un générateur diesel et une chaudière diesel. La production de chaleur et d'électricité de la pile sont rentabilisées ainsi que sa production d'eau. Le système est dimensionné sur un indicateur économique en utilisant le logiciel Homer®. Les aspects environnementaux sont étudiés à travers une pénalité économique pour chaque tonne de gaz à effet

de serre émise. Les conclusions de l'étude sont que le système n'est pas compétitif avec les paramètres actuels (taux d'intérêt et les pénalités d'émission), mais peut le devenir si les émissions de CO₂ sont plus fortement pénalisées. Pour toutes les configurations étudiées, au maximum 58 % de la consommation est fournie par l'énergie solaire. Il est noté que la viabilité économique des panneaux photovoltaïques est particulièrement sensible aux taux d'intérêt.

Des systèmes avec des échelles supérieures à celle du quartier sont également étudiés dans la littérature. Par exemple, El-Emam et al. présentent un système avec production PV et stockage batterie ou hydrogène permettant d'apporter 64,3 % de la demande électrique de la ville de El-Mostakbal en Egypte [39]. De manière similaire, Mohammed et al. proposent un système déconnecté du réseau électrique basé sur la production PV avec stockage hydrogène pour répondre aux besoins de la ville de Brest en France [40]. Pour une autre ville française, Basnet et al. optimisent un système de production PV et éolien pour répondre à la charge de la ville de Dijon tout en produisant de l'hydrogène pour les transports en commun [41].

À une échelle plus grande, Samy et al. effectuent une optimisation techno-économique basée sur des algorithmes méta-heuristiques d'un système PV avec stockage hydrogène pour une région égyptienne isolée du réseau électrique [42]. À une échelle similaire, Han et al. dimensionnent avec Homer® un système PV avec stockage batterie et hydrogène pour fournir la demande électricité résidentielle d'une île entière ainsi que la demande de transport [43].

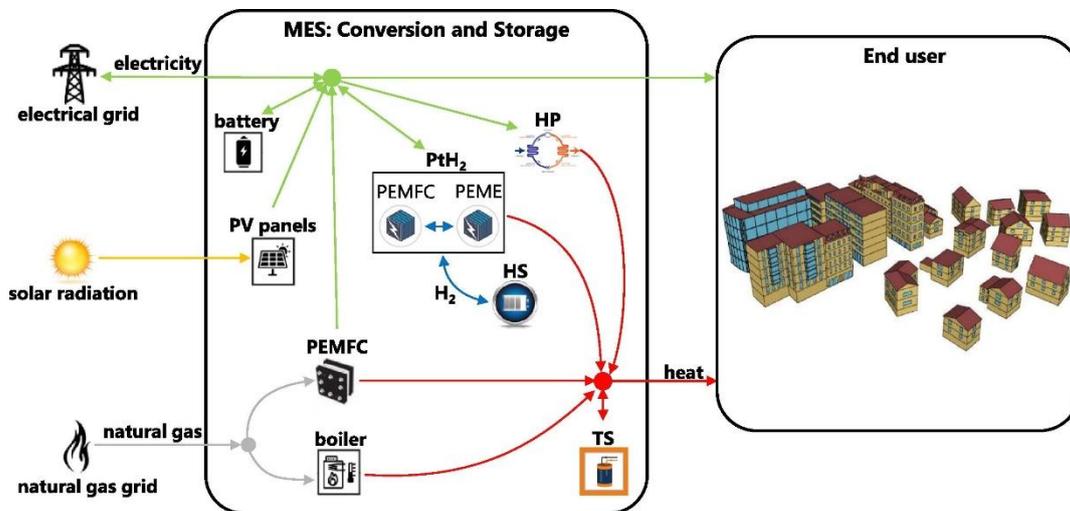


Figure I-8 : Système de cogénération hydrogène basé sur l'énergie photovoltaïque à l'échelle du quartier (issus de [36])

I.2.3 Choix issus de la littérature

À partir de l'étude de la littérature sur les systèmes multi-énergies résidentiels à base d'hydrogène effectué dans la section précédente, une étude générale est menée dans le but d'identifier les lacunes dans la littérature et donc l'opportunité de recherche, ainsi que pour définir les types de systèmes, les architectures et les échelles à étudier. Les références citées et leurs caractéristiques principales sont résumées dans le Tableau I-1.

Même si un certain nombre de références utilisent l'énergie éolienne [26, 27, 28, 29, 30, 31, 41], elle est rarement utilisée seule et reste moins présente dans la littérature que l'énergie photovoltaïque. De plus, comme évoquée précédemment, elle est complexe à intégrer dans un contexte résidentiel urbain et sera donc plus généralement utilisée dans un contexte réseau ou micro-réseau. Pour ces raisons, il est choisi de se baser sur l'énergie photovoltaïque et plus précisément le potentiel photovoltaïque domestique offert par la toiture des habitations.

Plusieurs études relèvent l'intérêt d'assister le système multi-énergies basé sur l'hydrogène par une batterie, soit pour récupérer la surproduction électrique de la pile à combustible dans des systèmes de cogénération [21, 22], mais également pour faire office de stockage alternatif en soutien du stockage hydrogène notamment pour des durées de charge décharge plus courtes (journalière) [24, 26, 28, 31, 37]. Ce choix sera donc ici également fait.

Les travaux de Guo et al. présentés dans la section précédente illustrent l'importance de modéliser l'asymétrie de charge et de production PV entre les bâtiments. Un modèle de charge résidentielle pouvant modéliser la diversité des usages domestiques entre les habitations du quartier peut donc être intéressant à la fois pour bien saisir les besoins de stockage et le partage d'énergie, mais également pour effectuer des études d'off-design du système.

Du côté de l'algorithme d'optimisation utilisé, plusieurs méthodes se retrouvent dans la littérature. Les formulations algébriques des systèmes multi-énergies sont utilisées notamment pour effectuer des optimisations linéaires ou linéaires en nombres entiers (MILP) [23, 34, 35, 37, 41]. Pour des systèmes complexes, une représentation linéaire du système est souvent difficile à formuler. Les autres méthodes et notamment les optimisations méta-heuristiques [18, 20, 26, 29, 42], par hiérarchisation de configuration [24, 25, 27] et avec Homer [21, 28, 30, 31, 38, 39, 40, 43] peuvent être rassemblées sous la catégorie des optimisations basées sur la simulation. Dans ce type d'optimisation, le modèle est simulé pour un ensemble de valeurs fixes des variables d'optimisation, la simulation fournit un ensemble de valeurs pour les fonctions objectifs et selon la réponse de la simulation l'optimisation propose de nouvelles valeurs des variables d'optimisation jusqu'à la convergence vers un optimum. Ce type d'approche permet d'optimiser des systèmes quelle que soit leur complexité. Cependant, plus la simulation est complexe, plus son temps d'exécution augmente et donc plus l'optimisation prend du temps et de la ressource de calcul. De plus, ces méthodes n'assurent pas d'obtenir l'optimum global. Étant donnée la complexité du système considéré dans l'étude présente, une approche basée sur la simulation est ici choisie.

Dans toutes les études présentées dans le Tableau I-1, la charge des bâtiments n'est considérée que comme une donnée d'entrée de la modélisation, découplée du fonctionnement du système. Ceci implique que les systèmes multi-énergies n'ont aucune influence sur le comportement thermique des bâtiments. Il peut donc être intéressant d'étudier ce couplage. Dans le cas d'un système basé sur l'hydrogène, cela peut permettre entre autres d'observer si la dynamique des systèmes (allumage, extinction, etc.) peut avoir un impact sur le confort des habitants. Cela peut également permettre d'étudier l'usage de la production thermique de la pile à combustible (pour du chauffage ou eau chaude) et l'impact de cet usage sur la thermique du bâtiment. Cependant, cela requiert un modèle

thermique de bâtiment rapide à exécuter pour que le temps de calcul reste suffisamment court pour permettre l'optimisation du système.

Au niveau de la résolution temporelle utilisée, la majorité des études utilise des pas de temps horaire [16, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 29] [31, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 40, 41, 42]. Cependant, un pas de temps trop grand peut diminuer la précision des résultats. Armstrong et al. illustrent l'impact de la résolution à travers un système de cogénération alimentant une habitation [44]. Pour le même bâtiment, la part d'électricité exportée variera de 24% pour une résolution d'une heure à 30% pour une résolution de 5 minutes. Cela montre l'attention particulière qui doit donc être apportée au choix de la résolution temporelle utilisée. Certaines études utilisent un pas de temps plus court : 30 minutes pour Ghenai et Bettayeb [32], 10 minutes pour Lambert et al. [15], 6 minutes pour Maleki et al. [20] et 3 minutes pour Kilic et Altun (charge domestique horaire) [27]. Une étude avec une résolution temporelle de quelques minutes semble donc possible et apporte des résultats plus précis. Cependant, le modèle de bâtiment ainsi que le modèle du système multi-énergies doivent être rapides à exécuter pour permettre une simulation annuelle avec une résolution temporelle aussi basse.

Une autre lacune de la littérature porte sur le choix de l'échelle et des architectures des systèmes. En effet, la plupart des études ne modélisent qu'une seule échelle, un bâtiment [16, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28] [29, 30, 31], un petit groupe de bâtiments [45], un quartier [18, 32, 35, 37, 38], une ville [39, 40, 41] ou une région [42, 43]. Certaines références considèrent une échelle variable : de 1, 20 et 100 habitations pour Arsalis et al. [33] et de 300 la première année à 500 habitations pour Tooryan et al. [18]. Cependant dans ces deux cas, l'architecture reste identique entre les échelles. Il est logique qu'un système pour un quartier ne soit pas conçu et dimensionné de la même manière qu'un système dans une maison unifamiliale. La gestion de la chaleur, les efficacités des composants, le nombre de composants seront tous différents. De plus pour répondre au même besoin, le nombre de systèmes doit être augmenté quand l'échelle est réduite, un système au niveau du quartier fournissant 100 habitations par exemple doit être comparé à 100 systèmes répartis dans les habitations. Plusieurs questions ne peuvent être traitées sans une étude multi-échelles et multi-architectures. Le stockage par hydrogène est-il plus économique, écologique et efficace à l'échelle de l'île que pour une maison unifamiliale ? Est-il plus économique, écologique et efficace d'utiliser la production d'hydrogène pour fournir de l'énergie au bâtiment ou pour le transport ? Quels sont les différents moyens d'utiliser la chaleur générée par cogénération ? Est-il plus intéressant de produire de l'hydrogène sur place ou de l'importer ? Ce type d'étude requiert également une modélisation efficace du système et des bâtiments pour pouvoir à la fois modéliser rapidement un grand nombre de bâtiments dans le cas d'un système centralisé et un grand nombre de systèmes énergétiques dans le cas de systèmes répartis dans les habitations.

Une dernière lacune est que les impacts environnementaux des systèmes sur le cycle de vie ne sont que rarement utilisés pour le dimensionnement des systèmes. Certaines études estiment ce type d'indicateur, mais ne les utilisent pas comme objectifs pour une optimisation [18, 23]. Les études d'optimisation mono-objectif se concentrent-elles souvent sur des critères économiques tels que le coût total actualisé des systèmes ou le coût de l'énergie [18, 20, 21, 30, 31, 34, 35, 38, 39, 40] [42, 43]. Un indicateur économique peut inclure l'impact environnemental, par le biais de réintégration des

externalités (taxe carbone, coût de la pollution, etc.) [38]. Une optimisation multi-objectifs peut combiner des critères économiques avec des critères techniques/énergétique (probabilité de perte de charge, manque de production, énergie renouvelable utilisée, etc.) [23, 26, 28, 29] ou des critères environnementaux (émissions de gaz à effet de serre, émissions de NOx, utilisation des sols, consommation d'eau...) [25, 27, 28, 29, 37, 41]. Cependant pour les études citées, ces impacts ne sont considérés qu'à travers la phase de fonctionnement du système (émissions évitées en fournissant une énergie à faible teneur en carbone, NOx généré, réduction du diesel utilisé, etc.). Ceci tend à favoriser les systèmes de grande taille sans prendre en compte les impacts négatifs que ces systèmes créent lors des autres phases de de leur cycle de vie (l'extraction des matériaux, l'assemblage, le transport, le démantèlement, etc.). Une analyse du cycle de vie prend en compte ces impacts, ce qui pénalise les systèmes surdimensionnés. Cependant, dans la littérature étudiée, les résultats de ce type d'étude ne sont pas utilisés pour l'optimisation de système multi-énergies résidentiel basé sur l'hydrogène.

L'étude de la littérature sur les systèmes multi-énergies résidentiels basés sur l'hydrogène indique qu'un système utilisant la surproduction photovoltaïque pour produire de l'hydrogène par électrolyse, dans le but de fournir de l'électricité et de la chaleur par cogénération pendant les périodes de faible irradiation, est pertinent. Pour innover par rapport à la littérature existante, notre étude doit prendre en compte l'impact du système sur les bâtiments, être multi-échelles et multi-architectures, avoir une haute résolution temporelle et optimiser le système à la fois sur ces performances économiques, mais également sur son impact environnemental sur l'entièreté de son cycle de vie.

Tableau I-1 : Résumé des systèmes multi-énergies de la littérature

Référence	Source d'énergie	Cogénération	Pas de temps	Échelle	Optimisation	Critère d'optimisation	Commentaire
Dufo-López et Bernal-Agustín (2008) [29]	PV, éolien et importation diesel	Non	1 h	Ferme (14 MWh.an ⁻¹)	Méta-heuristique (évolutionniste, génétique)	Économique, environnemental et énergétique	Coût total, émission CO ₂ en opération et charge non satisfaite
Mahlia et Chan (2011) [21]	Importation gaz naturel et réseau	Oui	1 h	1 habitation	Homer	Économique	
Hosseini et al. (2013) [16]	PV	Oui	1 h	1 habitation	Non	NA	Analyse énergétique et exergetique
Mohammed et al. (2014) [40]	PV	Non	1 h	1 ville	Homer	Économique	
Khalid et al. (2016) [30]	PV et éolien	Oui	Non spécifié	1 immeuble	Homer	Économique	Pas de temps entre 1min et 1h dans Homer® [46]
Maleki et al. (2017) [20]	Importation gaz naturel et réseau	Oui	6 min	1 habitation	Méta-heuristique (essaim de particules et génétique)	Économique	
Arsalis et al. (2018) [33]	PV et Importation H ₂	Non	1 h	1-100 habitations	Non	NA	
Gabrielli et al. (2018) [37]	PV, Importation gaz et réseau	Oui	1 h	24 bâtiments	MILP	Économique et environnemental	
Samy et al. (2019) [42]	PV	Non	1 h	1 région	Méta-heuristique (Pollinisation des Fleurs)	Économique	

Référence	Source d'énergie	Cogénération	Pas de temps	Échelle	Optimisation	Critère d'optimisation	Commentaire
Han et al. (2019) [43] Ghenai et Bettayeb (2019) [32]	PV	Non	Non spécifier	1 île	Homer	Économique	Pas de temps entre 1min et 1h dans Homer® [46]
Chang et al. (2019) [22]	Importation H ₂	Oui	1 h	1 habitation	Non	NA	150 habitations
Monforti Ferrario et al. (2021) [26]	PV et éolien	Non	1 h	1 immeuble	Méta-heuristique (essaim de particules)	Économique, technique et énergétique	Optimisation sur coût, efficacité et sécurité
Tooryan et al. (2022) [18]	Importation gaz naturel et réseau	Oui	1 h	1 quartier	Méta-heuristique (essaim de particules)	Économique	300-500 habitations
Guo et al. (2022) [34]	PV et réseau	Non	1 h	3 bâtiments	Optimisation convexe	Économique	Coût système et risque de détérioration
Xu et al. (2022) [35]	PV et réseau	Non	1 h	1 quartier	MILP	Économique	Intégration véhicules électriques et hydrogène
Mansir et al. (2022) [25]	PV et importation gaz	Non	1 h	1 bâtiment	Comparaison de 2 configurations	Économique et environnemental	
Cikatić Šanić et Barbir (2022) [31]	PV et éolien	Oui	1 h	1 habitation	Homer	Économique	Tri-génération
Babatunde et al. (2022) [28]	PV et éolien	Non	1 h	1 résidence	Homer	Économique, environnemental et technique	

Référence	Source d'énergie	Cogénération	Pas de temps	Échelle	Optimisation	Critère d'optimisation	Commentaire
El-Emam et al. (2022) [39]	PV et réseau	Non	1 h	1 ville	Homer	Économique	
Mustafa et al. (2023) [38]	PV, diesel et réseau	Oui	1 h	100 habitations	Homer	Économique	Pénalité économique pour les émissions
Kilic et Altun (2023) [27]	PV, éolien et diesel	Non	3 min	1 bâtiment	Méthode Taguchi	Économique et environnemental	Charge domestique horaire
Mohammed et al. (2023) [23]	PV	Non	1 h	1 laboratoire	MILP	Économique et technique	Coût total et fiabilité du système
Ancona et al. (2023) [24]	PV et réseau	Non	1 h	1 bâtiment	Tâtonnement	Énergétique	Optimisation sur la fraction PV utilisée
Basnet et al. (2024) [41]	PV, éolien et réseau	Non	1 h	1 ville	MILP	Économique et environnemental	Emissions de CO ₂ en opération

1.3 Modélisation de charge électrique résidentielle

Comme présenté dans la partie précédente, pour la conception et le dimensionnement de systèmes multi-énergies, les données d'entrées doivent être à haute résolution temporelle pour évaluer les performances dynamiques des systèmes, cohérents pour saisir les écarts entre la production et la consommation d'énergie, continus tout au long de l'année pour évaluer le potentiel de stockage, préétablis et suffisamment variés pour permettre l'analyse d'incertitude et d'off-design.

Dans la littérature, il n'y a pas d'ensemble de données correspondant et disponible en libre accès, adapté au bâtiment à faible impact carbone en Europe. Il est donc nécessaire d'identifier un modèle étant capable de modéliser ce type de profil de charge résidentielle électrique et thermique.

1.3.1 Choix du type de méthodologie adapté

De nombreuses techniques existent pour simuler la courbe de charge électrique d'une habitation. Les modèles varient par leurs précisions, leurs demandes en données d'entrée, leurs complexités ou encore la qualité des résultats. Le but de cette revue est de présenter synthétiquement différents modèles pouvant avoir un intérêt dans le cadre d'une étude de performance d'un système multi-énergies.

Dans la littérature, trois catégories de modèles sont différenciées, ceux dits top-down, ceux dits bottom-up et les méthodes hybrides [47, 48]. Les modèles top-down sont basés sur des données macroscopiques, à échelle nationale, régionale ou locale. Ces données sont ensuite décomposées selon différents paramètres socio-économiques (taux d'emploi, revenu...) ou technique (température de consigne, équipement...) pour redescendre à l'échelle du bâtiment. Les modèles bottom-up, à l'inverse partent eux des différentes caractéristiques du bâtiment pour remonter à la courbe de charge totale d'un bâtiment, puis par agrégation à celle d'un quartier, d'une ville ou d'un pays. Finalement, les méthodes dites hybrides se basent à la fois sur des données macroscopiques et microscopiques et sont développées lorsque les deux paradigmes précédents ne permettent pas de répondre à la problématique.

Les modèles top-down peuvent manquer de la précision requise pour les simulations de systèmes énergétiques au niveau des bâtiments individuels, ce qui est primordial pour l'évaluation des systèmes multi-énergies individuels [45]. De plus, les approches top-down peuvent difficilement maintenir la cohérence entre les différents profils, ce qui est également crucial pour l'évaluation des systèmes multi-énergies, en particulier pour la modélisation de l'énergie photovoltaïque en milieu urbain. Par exemple, une diminution du rayonnement solaire peut entraîner une augmentation simultanée de la demande d'énergie (pour l'éclairage) et une diminution de la production photovoltaïque locale, ce qui se traduit par un écart soudain entre la production et la demande d'énergie. Il est essentiel de saisir ces écarts pour évaluer le potentiel des technologies de stockage de l'énergie. De surcroît, les modèles top-down peuvent difficilement faire de la prédiction sur les évolutions futures de courbes de charge, car ils sont basés sur l'accès massif à des données d'utilisation de puissance. Estimer l'impact d'une modification des appareils (ex. meilleure efficacité) semble plus aisé avec les modèles bottom-up. Pour ces raisons, les modèles top-down ne semblent pas en mesure de générer les profils de charge

électrique nécessaires à l'évaluation de la performance des systèmes multi-énergies pour des bâtiments à faible impact carbone. Les modèles bottom-up seraient donc les mieux à même de répondre à la problématique présente.

3 types de modèles bottom-up sont identifiés dans les travaux de Grandjean et al. [47] :

- Les modèles statistiques aléatoires qui se basent sur des schémas de comportement réels et les modifient de manière aléatoire pour créer une diversité,
- Les modèles probabilistes empiriques qui se basent sur des données réelles de comportement des habitants pour créer des lois de probabilité simulant le comportement des habitants,
- Enfin les modèles à base d'enquêtes d'emploi du temps qui utilisent des données sur l'activité des habitants pour construire des schémas de comportement probabiliste.

Des modèles multiagents existent également, mais simulent le comportement idéal et logique des habitants qui n'est pas toujours un comportement réaliste [49].

Parmi ces types de modèles, ceux basés sur les enquêtes d'emplois du temps sont couramment utilisés pour l'évaluation de systèmes énergétiques dans le bâtiment et sont donc choisis pour la suite de l'étude. Cependant, de nombreux modèles de ce type existent, le premier ayant été développé par Pratt et al. en 1989 [50]. Dans la partie suivante, différents modèles utilisant ce paradigme seront comparés pour sélectionner le mieux adapté à l'étude présente.

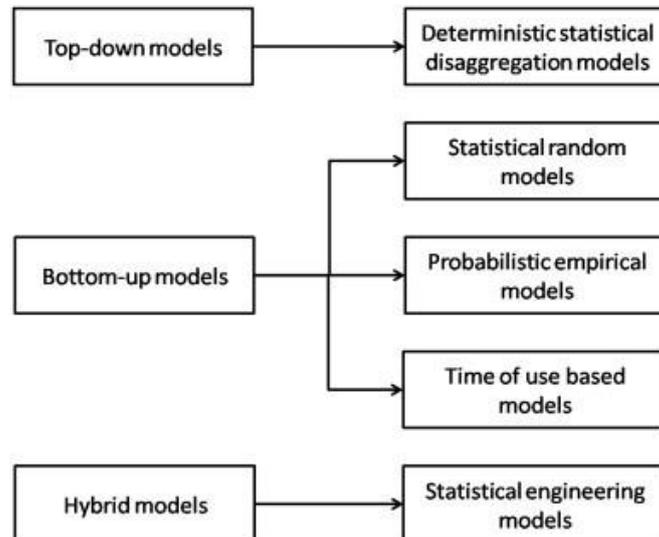


Figure I-9 : Catégorie de modèles de génération de profils de charge électrique résidentielle proposée par Grandjean et al. [47]

1.3.2 Choix du modèle adapté

Les enquêtes d'emplois du temps sont des jeux de donnée statistiques contenant les activités journalières de particuliers. Ce type de jeu de données est construit grâce à des comptes-rendus rédigés par les habitants (souvent uniquement ceux âgés de plus de 10 ans). Pendant toute la durée de l'étude, généralement 2 jours, un en semaine et un jour en week-end, les participants notent dans un cahier à un intervalle donné une description des différentes activités qu'ils effectuent. Ce type d'étude est très difficile et onéreux à mettre en place. Des enquêtes de ce type sont organisées dans toute l'Europe sous la forme du « Harmonised European Time Use Surveys (HETUS) ». En France, elles sont organisées tous les 10-12 ans par l'INSEE, la dernière datant de 2009-2010. Les modèles de génération de charge électrique utilisent ces données pour reproduire des emplois du temps synthétiques puis en estimant la charge électrique que ce planning génère, le profil de charge de l'habitation.

Le modèle développé par Armstrong et al. utilise ce type de fichier pour produire des profils de charges électriques hors chauffage de maisons unifamiliales canadiennes [44]. Les courbes sont créées sur 3 ans avec une résolution de 5 minutes. Ce modèle est particulièrement d'intérêt pour l'étude présente, car l'objectif final est similaire. En effet, le travail s'inscrivait dans l'Annexe 42 d'un programme de recherche de l'IEA intitulé « The Simulation of Building-Integrated Fuel Cell and Other Cogeneration Systems (COGEN-SIM) » et avait pour but de fournir des données de consommation pouvant être utilisées pour des modèles utilisant des systèmes de cogénération à hydrogène.

Les courbes de charge sont construites à partir de trois types de données pour chaque secteur d'utilisation considéré :

- les objectifs de consommation annuelle issue des données de Ressource naturelle Canada sont utilisés pour générer 3 consommations types dites basse, moyenne et haute consommation,
- les caractéristiques des appareils issus des mesures du Centre canadien des technologies résidentielles, des normes canadiennes et de divers guides d'achat de Ressource naturelle Canada,
- les courbes de probabilités des moments d'utilisation directement repris des travaux de Pratt et al. [50].

Les profils de charge pour chaque secteur sont créés en combinant les probabilités de moment d'utilisation et des caractéristiques des appareils pour chaque secteur. Les objectifs de consommation annuelle sont utilisés pour tester les résultats et entraînent de nouvelles itérations avec modulation des probabilités d'activation en cas de désaccord (Figure I-10). La validation du modèle est effectuée en comparaison avec des mesures sur 4 maisons canadiennes (deux basses et deux moyennes consommations). Les auteurs observent une bonne similarité en termes de consommation annuelle. Cependant, les courbes simulées présentent une variation temporelle plus marquée que les mesures.

Une simulation d'un système de cogénération est effectuée avec les données simulées ainsi que mesurées dans le but d'observer la différence entre les résultats obtenus avec les deux types de données. Sur les deux valeurs étudiées (réduction de gaz à effet de serre et l'amélioration de

l'efficacité), les profils mesurés et simulés donnent des résultats similaires et mèneraient à des conclusions similaires, ce qui permet de justifier l'utilisation de données générées en l'absence de mesures existantes.

Ce modèle présente cependant certaines limitations. Premièrement, aucune distinction n'est faite entre les différents jours de la semaine (jour de semaine et week-end) ce qui rend difficile la génération de profils annuels continus et cohérents. De plus, l'éclairage suit 3 différentes courbes selon la saison : hiver, été et saisons intermédiaires et n'est donc pas lié à un profil d'irradiation solaire annuelle. L'irradiation solaire n'étant pas pris en compte pour la modélisation de l'éclairage il est compliqué de coupler ce modèle avec un modèle de production photovoltaïque. Les données pour les moments d'utilisation sont issues d'une référence bibliographique assez ancienne ce qui peut amener à une représentation non adaptable et datée des usages de la période et de la zone géographique étudiées.

Cette étude illustre l'intérêt d'utiliser un modèle basé sur les enquêtes d'emplois du temps pour estimer les performances d'un système multi-énergies. Cependant, bien que construit pour répondre à des problématiques similaires à celle de la présente étude, le modèle n'est pas sélectionné pour la suite de l'étude en raison des limitations évoquées ci-dessus.

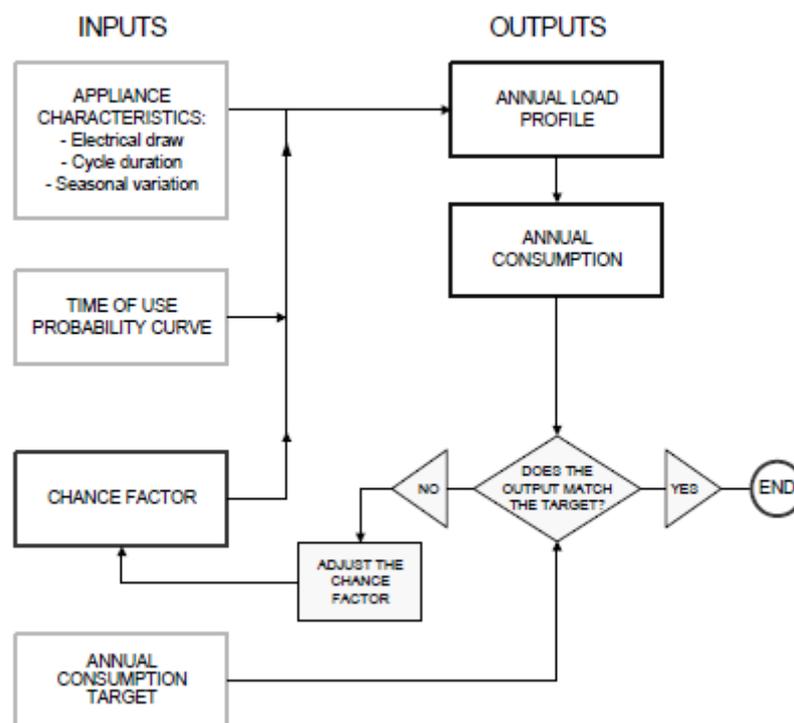


Figure I-10 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Armstrong et al. [44]

Widén et al. développent un modèle visant à simuler des courbes de charge type associées à la consommation des appareils électriques ainsi que la consommation d'eau chaude d'habitations suédoises [51]. Ces courbes ayant une résolution de 5 à 60 minutes peuvent ensuite être utilisées dans des logiciels de simulation de système énergétique notamment photovoltaïque.

Dans ce modèle, les activités effectuées par les habitants sont directement tirées d'une enquête d'emplois du temps datant de 1996. La consommation associée à chaque activité est ensuite estimée suivant 5 régimes d'utilisation (charge après activité, charge pendant activité, charge après l'activité, charge début d'activité et charge dépend de la luminosité). La demande associée à chaque activité est calculée avec les performances moyennes estimées sur un ensemble d'équipements présents dans les habitations suédoises et associés à chaque activité étudiée.

Les résultats du modèle sont comparés à deux jeux de données datant de 2006-2007 au niveau individuel et agrégés pour validation. Au niveau des profils individuels, des différences ponctuelles sont observées, dues aux erreurs de remplissage des carnets dans les enquêtes d'emplois du temps. Cependant, les tendances générales ainsi que les pics de demandes sont correctement reproduits. Au niveau des profils agrégés, une bonne cohérence du modèle est observée même si des disparités sont relevées notamment sur la charge nocturne en raison du manque de certains appareils ainsi que sur la charge des appareils numériques en raison de l'âge des données d'entrée (1996).

Un des défauts majeurs de ce modèle et que les profils de charge générés sont déterministes, car directement générés à partir des études d'emploi du temps. Pour résoudre ce problème, une seconde version du modèle est développée par Widén et Wäckelgård [52]. Les modèles possèdent un grand nombre de points communs. La différence majeure provient du fait que les données d'emploi du temps ne sont ici plus utilisées directement pour modéliser le comportement des habitants. À la place les données servent à déterminer des probabilités de transition qui serviront d'entrée pour un modèle à base de chaîne de Markov. Le modèle permet ainsi d'obtenir des profils stochastiques et non plus déterministes. La résolution du modèle est également améliorée diminuant jusqu'à 1 minute. En revanche, contrairement au précédent, ce modèle ne simule plus les consommations d'eau chaude.

Le modèle utilise le principe des chaînes de Markov pour simuler de manière aléatoire le comportement de chaque habitant. L'habitant simulé alterne entre plusieurs états s'apparentant à différentes activités (s'absenter, dormir, cuisiner, laver la vaisselle, etc.). La transition entre activités se simule par une probabilité de transitions d'état qui détermine à chaque pas de temps si l'individu passe d'une activité à une autre. Elle est basée sur un jeu de données d'emploi du temps et est calculée à chaque intervalle de temps. Les probabilités de transition sont ainsi variables dans le temps ce qui permet de simuler la propension des habitants à effectuer certaines tâches à des heures données. Du fait des propriétés des chaînes de Markov, les probabilités sont également dépendantes de l'état précédent, par exemple une personne endormie à 2h du matin a moins de chance d'être actif au pas de temps suivant qu'une personne déjà éveillée.

Du côté des profils de charge associée à l'activité, le modèle est également amélioré. De manière similaire au modèle précédent, un schéma de consommation est affecté à chaque secteur de consommation. Cependant les schémas utilisés ici sont plus complexes et sont spécifiques à chaque secteur (puissance variable pendant l'activité, puissance de stand-by). La démarche pour l'éclairage est développée dans un article à part entière [53]. Synthétiquement, l'éclairage est considéré comme constant quand l'habitant est endormi ou hors de l'habitation et sinon varie incrémentalement en fonction de l'irradiation. Pour les appareils autres, une charge constante est ajoutée, basée sur la différence entre la demande modélisée et la charge annuelle moyenne mesurée. Le partage des

activités entre habitants est également implémenté. Pour certaines activités, un appel de puissance de base, quel que soit le nombre d'utilisateurs concourant est considéré et pour d'autre la puissance augmente avec le nombre d'utilisateurs. Le fonctionnement du modèle est illustré sur la Figure I-11.

Pour valider les résultats, deux jeux de données sont à nouveau utilisés. Le modèle présente toujours de bonnes correspondances avec les courbes mesurées. L'aspect aléatoire permet de produire des courbes présentant une bonne diversité similaire à des données réelles. De plus, certains problèmes relevés dans la première étude sont moins visibles, ainsi les charges induites par l'utilisation d'ordinateur et par les appareils divers sont mieux représentées.

Le fait que toutes les activités soient comprises dans une chaîne de Markov permet une bonne considération de la succession d'activité, mais rend compliqué la considération d'activité en parallèle. En effet, dans une chaîne de Markov la variable étudiée, ici l'activité des habitants, ne peut être que dans un seul état à la fois. Dans ce modèle, un habitant ne peut donc pas écouter la radio en faisant la vaisselle. Un défaut de la méthode est donc qu'elle ne peut pas prendre en compte cette simultanéité des activités hors éclairage. De plus, dans une chaîne de Markov avec comme état les différentes activités des habitants, les probabilités des activités dépendent les unes des autres. Ceci rend complexe l'ajout de nouveaux usages. En effet, pour ajouter une activité, il est nécessaire de modifier l'ensemble des probabilités de transitions. De la même manière, les profils de charge associés à chaque activité incluent la charge de plusieurs appareils électriques, ce qui rend complexe l'ajout ou la modification d'un seul appareil. Du côté des résultats, là où la version précédente du modèle sous-estimait la charge nocturne, elle est maintenant surestimée. Ceci est dû au fait de considérer les charges diverses comme constantes, créant ainsi une charge constante trop importante et donc une grande consommation la nuit. Cela peut être problématique pour l'étude présente. En effet, la taille du stockage énergétique nécessaire sera directement liée à la charge dans les heures sans ensoleillement. Pour ces raisons, ce modèle n'est donc pas choisi pour générer les profils de charge électrique.

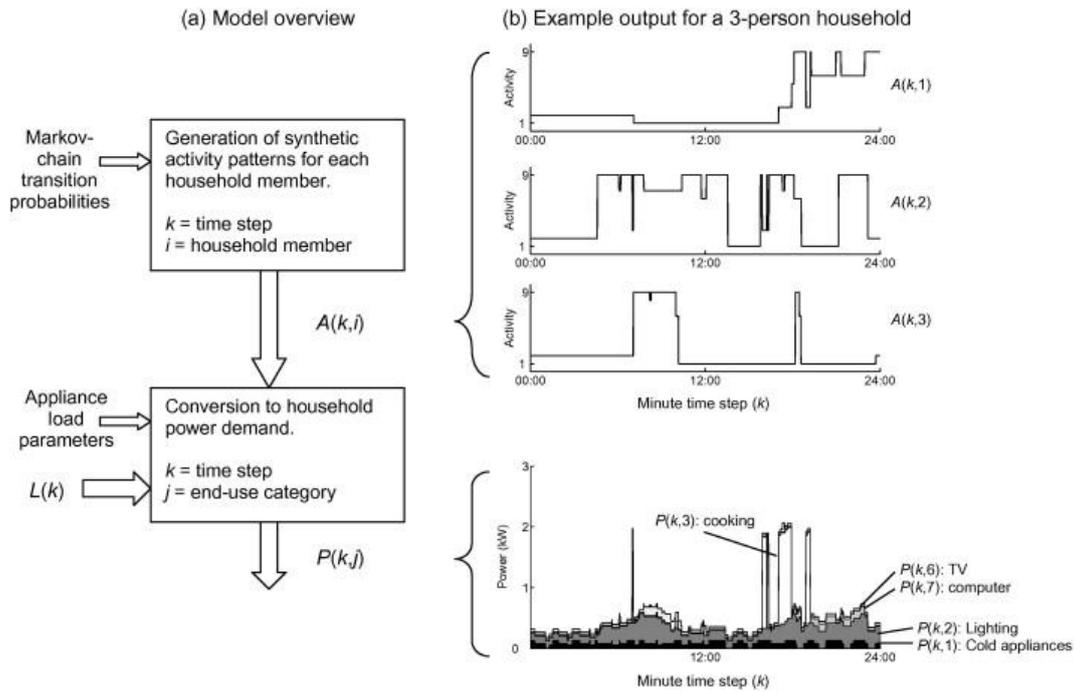


Figure I-11 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Widén et Wäckelgård [52]

Au sein du Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST) de l'université de Loughborough, Richardson et al. ont également construit un modèle basé sur des chaînes de Markov. Le but était de produire des courbes de charge type pour des habitations au Royaume-Uni, pouvant être utilisées pour la simulation de systèmes énergétiques (PV, micro-cogénération) [54]. Ces auteurs ont relevé également l'importance d'avoir un pas de temps assez court pour bien prendre en compte les variations de la charge, et optent donc pour une résolution de 1 minute. Le modèle fonctionne de manière similaire au précédent même si plusieurs différences peuvent être relevées.

Une démarche se basant également sur le principe des chaînes de Markov est utilisée pour stochastiquement générer des profils de charge électrique. Cependant la chaîne de Markov est ici utilisée pour représenter uniquement la présence des habitants et pas leurs activités. Les activités sont quant à elles estimées dans un second temps par des distributions de probabilité discrètes dépendant du pas de temps et du nombre d'habitants présents. De cette manière, le partage des activités est directement modélisé à travers l'augmentation de la probabilité d'activité avec le nombre d'habitants actifs. De plus, ne pas intégrer l'activité dans la chaîne de Markov permet d'intégrer la simultanéité des activités. Contrairement au modèle de Widén et Wäckelgård, dans ce modèle les activités sont tirées indépendamment les unes des autres, en théorie toutes les activités peuvent donc être effectuées en même temps.

De plus, les auteurs notent qu'il est naturel que certaines personnes vivant ensemble suivent des plannings similaires, les différentes activités des habitants ne sont pas indépendantes et sont même fortement corrélées. Ainsi, la probabilité de passer de 0 habitant actif à 2 sera plus grande que celle calculée en les considérant séparément. Pour prendre en compte ce phénomène, les comportements

de chaque habitant ne sont pas déterminés séparément par une chaîne de Markov, à la place une seule chaîne de Markov régit le nombre d'habitants présents dans l'habitation.

Les probabilités d'activation des activités sont utilisées pour calculer les probabilités d'activation de chaque appareil électrique de l'habitation. La charge des différents appareils est ensuite concaténée pour former la charge totale de l'habitation (Figure I-12). Cette désagrégation de chaque appareil permet contrairement à l'étude précédente d'observer l'impact de chaque appareil séparément et donc de plus facilement actualiser les consommations et d'ajouter de nouveaux appareils. Cependant, elle demande donc de spécifier un plus grand nombre de caractéristiques pour fonctionner.

Le modèle est validé en comparaison avec 22 habitations situées à Loughborough (Royaume-Uni). Des similitudes entre les courbes simulées et mesurées sont observées, avec des pics de charge similaires ainsi qu'une répartition jour-nuit équivalente. Les courbes de demande étant simulées statistiquement une comparaison directe n'est pas adaptée. Une étude statistique est donc effectuée. Les moyennes annuelles sur les deux ensembles sont extrêmement similaires, ce qui est dû au fait que le modèle est calibré sur ce paramètre. Une distribution similaire des puissances est également observée.

Cependant, les résultats indiquent une sous-représentation de la variation mensuelle de la charge électrique. Ce qui s'explique, car les variations saisonnières des profils de charges ne sont pas prises en compte, seule la baisse de la consommation d'éclairage est considérée à travers la baisse de l'irradiation solaire en hiver. De plus, le modèle ne représente pas les comportements extrêmes, c'est-à-dire les absences continues (vacances, habitation secondaire, etc.) et l'occupation continue.

Une amélioration de la partie occupation du modèle est publiée par McKenna et al. [55], en partie pour pallier le problème des cas extrêmes, mais surtout dans le but de créer un modèle d'occupation pouvant être utilisé comme base pour générer des profils de charge thermique en plus d'électrique. Pour cela, le modèle doit être en mesure de distinguer entre les habitants présents, mais pas actifs (sommeil) et les habitants absents, car cela a un impact sur les gains thermiques générés dans le bâtiment. Dans ce but, la chaîne de Markov du modèle d'occupation est modifiée pour inclure 4 états par habitant : présent-actif ou présent-inactif, ainsi qu'absent-actif ou absent-inactif. Pour la question des cas extrêmes, un facteur de rehaussement est utilisé pour forcer une certaine proportion d'habitations dans un état d'occupation constante. Selon les auteurs, le manque d'habitation, en absence constante n'est pas un problème dans le cas de modélisation de demande énergétique.

Le modèle amélioré est de nouveau validé. Les probabilités d'occupation modélisées sont comparées entre celles obtenues avec 1702 données d'enquête emploi du temps. Sur 1000 simulations, une erreur quadratique moyenne inférieure à 1 % est observée. Une étude spécifique sur la durée des états est également effectuée et sur 5000 simulations, une erreur encore inférieure à 1 % est observée. Un modèle similaire considérant le comportement des habitants séparément est utilisé pour illustrer l'importance de saisir les interactions entre les habitants. L'erreur quadratique moyenne est plus importante dans ce cas illustrant l'importance de considérer ces interactions.

Le modèle développé par le CREST possède plusieurs avantages pour la présente étude. Premièrement, il est pensé pour s'intégrer avec un modèle thermique et de production photovoltaïque ainsi que pour estimer la consommation des systèmes énergétiques de bâtiment. Ceci implique que le modèle ne

requière que peu d'adaptation pour répondre aux objectifs de notre étude. Deuxièmement, il est développé en Visual Basic for Applications (VBA) dans un fichier Microsoft Excel librement téléchargeable et open source. Cet aspect open source permet de se concentrer sur le paramétrage, l'amélioration du modèle ainsi que sur le couplage avec le modèle de système multi-énergies plutôt que sur l'implémentation initiale du modèle. Pour ces raisons, le modèle développé par le CREST est choisi pour servir de base à la méthode de génération de profil énergétique résidentiel développé. Son fonctionnement sera décrit en détail dans le Chapitre II.

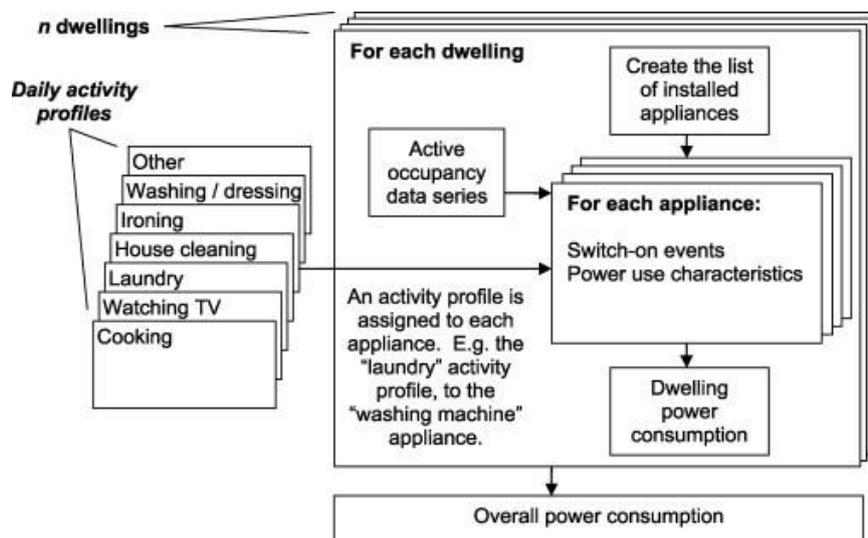


Figure I-12 : Schéma de fonctionnement du modèle développé par Richardson et al. [54]

I.4 Modélisation de charge thermique résidentielle

I.4.1 Choix du type de méthodologie adapté

De manière similaire à la modélisation de charge électrique, les modèles thermiques peuvent être distingués en modèles top-down, bottom-up et hybride. Pour les raisons évoquées dans la section I.3 les modèles bottom-up semblent ici être les mieux adaptés pour répondre à la problématique de notre étude. De nombreux modèles bottom-up pour la génération de charge de chauffage existent dans la littérature. Ils peuvent être classés en trois catégories : les méthodes dites « boîte noire », « boîte blanche », et « boîte grise ». Les modèles « boîte noire » aussi dits statistiques utilisent des données historiques pour générer les profils de charge sur la base d'un nouvel ensemble d'entrées telles que les caractéristiques du bâtiment, l'occupation et les conditions météorologiques. Les techniques utilisées comprennent la régression linéaire, les machines à vecteurs de support et les réseaux neuronaux [56]. Toutefois, les approches de type boîte noire sont limitées à l'extrapolation des données existantes et ne peuvent pas générer des profils sans données existantes. Ces méthodes sont donc complexes à mettre en place ici en raison du peu de données existantes sur les bâtiments à faible impact carbone.

À l'inverse, les modèles à boîte blanche, également appelés modèles physiques, utilisent les propriétés physiques des bâtiments pour calculer les échanges thermiques entre les différentes zones du bâtiment et avec l'environnement extérieur. Les logiciels commerciaux de simulation thermique dynamique (STD), couramment utilisés pour des simulations de boîte blanche sont EnergyPlus, TRNSYS, Pléiades et Dymola. Cependant, les modèles boîtes blanches demandent une connaissance avancée de l'ensemble des caractéristiques du bâtiment. De plus, leur complexité entraîne des temps de calcul très importants pour la simulation d'un grand nombre d'habitations comme nécessaires pour une étude d'un quartier.

Des approches dites boîtes grises ou hybrides sont généralement développées quand les deux types précédents ne conviennent pas. Elles représentent une jonction entre les modèles dits boîtes blanches et les modèles dits boîtes noires. Ces méthodes apportent l'avantage des modèles boîtes noires d'être rapides à exécuter et celui des modèles boîtes blanches d'être issus de la physique du bâtiment. Dans le cas des simulations énergétiques de quartier, les modèles de type réseaux résistances capacités (RC) équivalentes d'ordre réduit sont souvent utilisés. Li et al. [57] relèvent dans la littérature 5 catégories d'utilisation de ce type de modèles : l'étude de la dynamique thermique, l'estimation de charge de chauffage/climatisation, le contrôle et la gestion de système de thermique, l'intégration des bâtiments dans la gestion du réseau et la modélisation de quartier [57]. Ces usages sont similaires aux objectifs de l'étude présente et ce type de modèle est donc choisi pour la suite de l'étude. Cependant comme pour les modèles basés sur les enquêtes d'emplois du temps, de nombreux modèles de ce type existent et seront étudiés dans la section suivante.

1.4.2 Choix du modèle adapté

Dans les réseaux RC d'ordre réduit, comme pour de nombreux modèles boîtes blanches basés sur des analogies électriques, les bâtiments sont représentés sous la forme de réseaux de résistances/conductances et de capacités. La différence pour les modèles boîtes grises est que les résistances et les capacités dans le système ne correspondent pas directement aux résistances et capacités thermiques des différents éléments du système (mur, air, système de chauffage). À la place, elles cherchent à représenter de manière globale les phénomènes d'échange thermique dans le système. Le nombre d'éléments dans le circuit est ainsi fortement réduit. Les modèles se différencient par le nombre d'éléments et la forme du réseau ainsi que les méthodes de paramétrage [57].

Comme évoqué dans la section précédente le modèle du CREST, choisi pour la modélisation de la charge électrique résidentielle, inclut également un modèle thermique de bâtiment. Ce modèle est basé sur un réseau RC d'ordre réduit et pourrait donc convenir à l'étude présente. Ceci permettrait d'avoir des modèles thermiques et électriques de bâtiment directement couplés ensemble et open-source sur lesquels baser la suite de l'étude. Cependant, le modèle doit tout de même être comparé à la littérature du domaine avant de valider ce choix.

1.4.2.1 Forme et taille du réseau

Du côté de la forme du réseau, Berthou et al. ont cherché à identifier la taille de réseaux la mieux adaptée pour la simulation de bâtiments de bureaux [58]. Les auteurs commencent par relever de la littérature qu'un modèle d'ordre 2 (c'est-à-dire contenant 2 capacités) semble être le minimum pour

obtenir des résultats exploitables. Puis en partant d'un modèle simple du second ordre, les auteurs comparent les performances pour la prédiction de charge de chauffage et de climatisation de 4 modèles réduits de type RC de plus en plus complexes (R4C2, R6C2, R6C3, R7C3).

Le premier modèle est composé de deux capacités : une pour l'enveloppe et une pour l'intérieur, ainsi que de 4 résistances, 2 représentant les mouvements d'air (ventilation et infiltration) et 2 représentant les transferts à travers l'enveloppe et à l'intérieur du bâtiment. Le modèle est ensuite légèrement complexifié avec l'introduction des gains solaires dans le gain radiatif interne du bâtiment (à travers les fenêtres). Dans le troisième modèle, une distinction dans la réponse de l'air intérieur et du mobilier est effectuée. Pour cela, une nouvelle capacité représentant le mobilier intérieur est insérée au niveau des gains radiatifs internes. Dans le dernier modèle, c'est l'enveloppe qui est séparée en deux blocs avec chacun une capacité et une résistance. Les 4 schémas sont représentés sur la Figure I-13.

Dans un premier temps, les résultats des différents modèles sont comparés et il en ressort que le modèle R6C2 semble être le mieux adapté. En effet, bien qu'il ne donne pas les meilleurs résultats, il est souvent proche sur les critères utilisés (somme des écarts avec la référence et erreur relative) alors que les autres modèles ont des performances irrégulières en chauffage et en refroidissement. Le modèle R6C3 n'apporte que des améliorations marginales alors que le modèle R7C2 est très performant en chauffage, mais pas en refroidissement. Ils observent également que les modèles type RC semblent donner de meilleurs résultats pour les périodes de grande demande de chauffage/climatisation (étés, hivers et beaucoup moins bien pour les périodes de mi saison). Cependant, cette étude porte sur des bâtiments tertiaires et les résultats ne peuvent pas être directement translatés pour les bâtiments résidentiels.

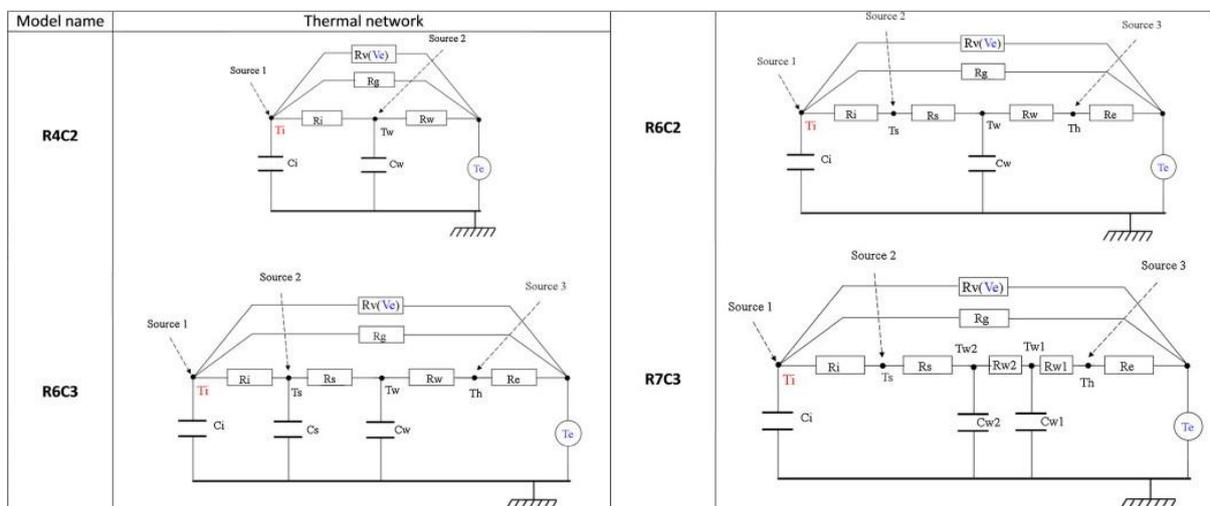


Figure I-13 : Réseaux RC des modèles étudiés par Berthou et al. (issus de [58])

Vivian et al. comparent le modèle de l'ancienne norme ISO 13790 de 2008 (R5C1) avec celui de la directive allemande VDI 6007 (R7C2) [59]. Le modèle ISO est constitué d'une seule capacité ainsi que de 2 résistances pour les échanges à travers les murs, une pour les échanges à travers les fenêtres, une

pour l'échange convectif interne et la dernière résistance est variable pour représenter la ventilation (Figure I-14a). Le modèle allemand diffère par la séparation des composants adiabatiques (paroi donnant sur un espace chauffé) et non adiabatiques (paroi extérieures) (Figure I-14b). En revanche, les fenêtres sont ici considérées comme faisant partie des murs extérieurs. Les auteurs observent que le modèle ISO semble avoir des difficultés pour l'estimation de la charge de climatisation. Ils concluent ainsi que le modèle du second ordre apporte une meilleure précision. Lauster et al. suivent la même démarche avec un modèle relativement similaire dans le but d'effectuer des simulations dynamiques thermiques d'un quartier et leurs conclusions sont également que le modèle avec deux capacités (second ordre) semble être plus performant [60].

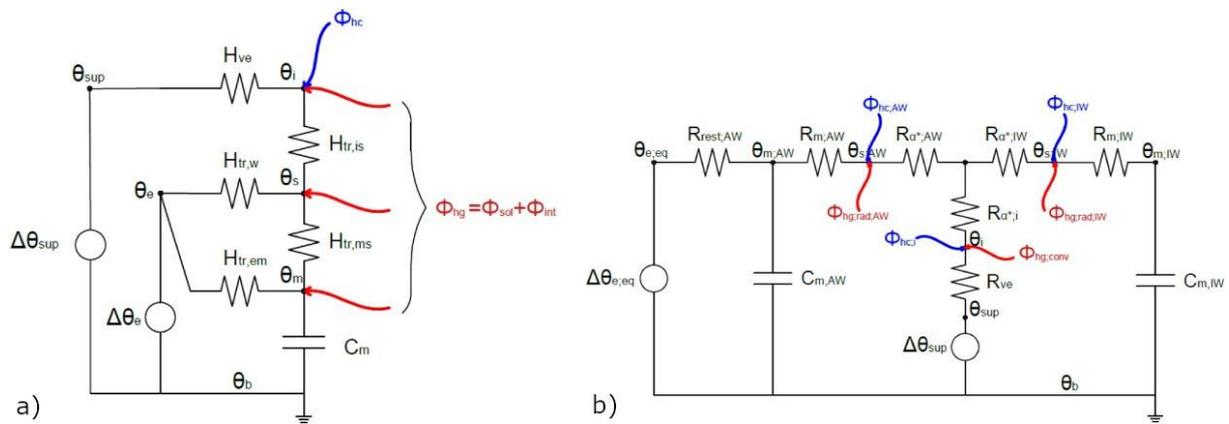


Figure I-14 : Réseaux RC des normes ISO 13790 (a) et VDI 6007 (b) (issus de [59])

Reynders et al. cherchent un modèle boîte grise adapté à la simulation d'habitations belges dans le but d'améliorer la commande prédictive de leurs consommations [61]. Pour cela, des modèles d'ordres 1 à 5 sont testés (R1C1, R3C2, R4C3, R6C4 et R8C5), voir Figure I-15. Dans le premier modèle, l'ensemble du bâtiment est représenté par une seule capacité et une résistance. Le modèle est ensuite pas à pas complexifié. D'abord l'air intérieur et le reste du bâtiment sont séparés en rajoutant deux résistances et une capacité. Une distinction supplémentaire entre l'enveloppe et les murs intérieurs est ensuite effectuée pour passer au troisième ordre. Enfin pour le quatrième et le cinquième ordre, une différenciation pour les transferts thermiques respectivement à travers le toit et par le sol est effectuée. Les erreurs quadratiques moyennes obtenues sont inférieures à 1°C pour tous les modèles sauf celui du premier ordre et celui du cinquième ordre. Pour le modèle de cinquième ordre les auteurs indiquent que les plus grandes erreurs seraient dues au surapprentissage.

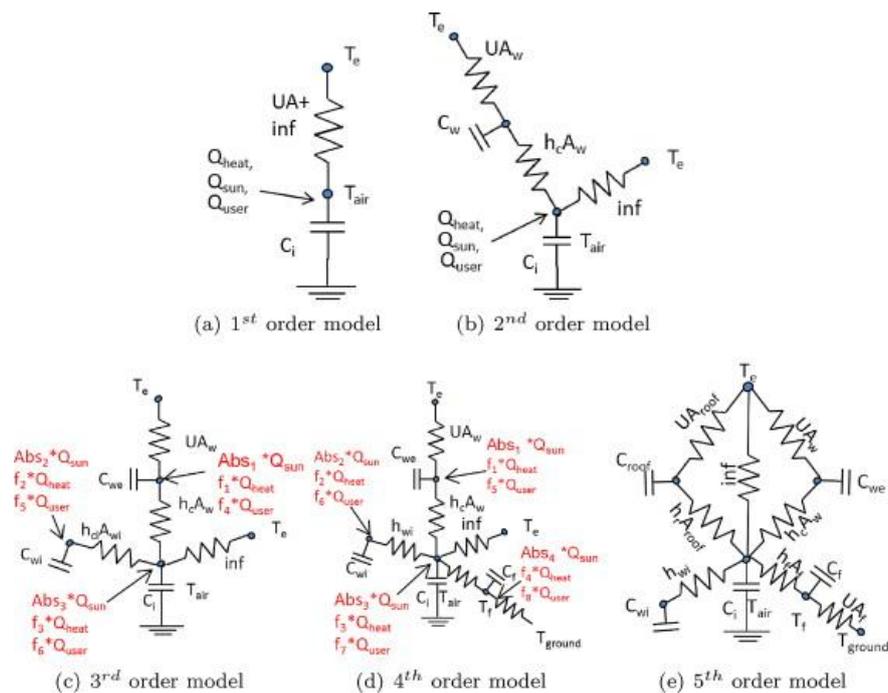


Figure I-15 : Réseaux RC des modèles étudiés par Reynders et al. (issus de [61])

I.4.2.2 Paramétrage

Du côté du paramétrage des modèles, plusieurs méthodes existent. Premièrement, les valeurs des résistances et des capacités peuvent être directement tirées des caractéristiques du bâtiment. C'est le cas pour la norme ISO 13790 [62]. L'ensemble des paramètres sont calculés en utilisant les caractéristiques physiques du bâtiment plus des coefficients fournis par la norme.

Une autre manière de procéder plus commune est d'ajuster les paramètres du réseau RC pour que leur réponse corresponde au profil voulu. Ces profils peuvent être issus de mesures du comportement du bâtiment (température, flux de chaleur, charge chauffage/climatisation, etc.). Cependant, cela demande un suivi du bâtiment et des mesures précises et extensives. Comme cela n'est pas toujours possible, un recours à des modèles boîtes blanches (STD) pour la calibration est souvent nécessaire. De plus, cette méthode a l'avantage de pouvoir être appliquée à des bâtiments non existants et ainsi permettre d'effectuer des études prospectives. Ce dernier point est particulièrement pertinent pour l'étude présente.

Un exemple de ce type de démarche est effectué par Berthou et al., qui paramètrent leurs modèles en se basant sur une simulation du bâtiment STD avec le logiciel TRNSYS [58]. Quatre mois sont simulés : deux en hiver et deux en été. Pour chaque période, le premier mois est utilisé pour entraîner le modèle et le second pour le valider. La méthode d'optimisation des points intérieurs est utilisée pour ajuster les paramètres. La fonction objectif utilisée est la multiplication de la somme des erreurs sur la température intérieure avec la somme des erreurs sur la puissance de chauffage/climatisation. Leurs modèles sont testés pour une simulation sur une année complète. Deux types de paramétrage sont comparés : un cas avec un paramétrage unique sur 2 semaines en janvier et un cas avec un

paramétrage réeffectué chaque mois sur les deux premières semaines. Au vu des résultats, les auteurs concluent que la première méthode semble la plus pertinente.

Reynders et al. paramètrent également leurs modèles en utilisant des données issues de simulations boîte blanche, mais avec la bibliothèque IDEAS dans Modelica [61]. Deux maisons unifamiliales représentant des niveaux d'isolation très bas et très haut sont simulées. Les profils de température intérieure ainsi que les flux de chaleurs sont extraits des simulations et sont utilisés d'abord séparément puis ensemble pour le paramétrage. Cinq périodes de paramétrages sont comparées : environ 7, 14 ou 28 jours en février, 80 jours entre avril et juin ou 110 jours entre mai et juin. Les auteurs observent que les périodes de plus de 30 jours créent des problèmes plus prononcés de surapprentissage. Ils relèvent également que le paramétrage utilisant à la fois la température intérieure et les flux de chaleur permet de meilleurs résultats et est nécessaire pour les modèles d'ordre 4 et 5.

I.4.2.3 Modèle du CREST

Comme évoqué précédemment, ce modèle inclut une partie thermique simulant la charge de chauffage ainsi que la charge de climatisation pour des habitations unifamiliales en Inde ou au Royaume-Uni [63, 64]. Le modèle est créé dans l'idée d'avoir un modèle demandant des données d'entrées similaires au modèle électrique. Le réseau RC est de type R4C3 (Figure I-16). Le modèle thermique présenté est un modèle boîte grise comportant 3 capacités représentant respectivement l'inertie thermique de l'enveloppe du bâtiment, de l'air à l'intérieur et celle des appareils de chauffage. Les 3 conductances représentent les transferts de l'air ambiant vers l'enveloppe du bâtiment puis vers l'air intérieur et enfin vers/ depuis les appareils de chauffage. Une quatrième conductance est utilisée pour simuler les pertes associées au mouvement d'air (ventilation et infiltration).

La détermination des paramètres est effectuée par ajustement des paramètres grâce à la méthode statistique, Continuous Time Stochastic Modelling-R (CTSM-R). Les données utilisées comme référence sont issues de simulation complète des habitations type boîte blanche utilisant le logiciel ESP-r. Trois maisons individuelles représentatives du parc immobilier ont été modélisées sur 11 jours en janvier avec deux types d'isolation, une considérée comme classique et une améliorée. Un ensemble de 6 archétypes de bâtiment est ainsi créé.

La validation du modèle se fait d'abord par rapport aux données utilisées pour l'ajustement des paramètres. La température intérieure est comparée pour les deux modèles, en fixant un gain de chauffage similaire. L'erreur moyenne quadratique observée varie selon les bâtiments et est comprise entre 0,71 et 1,03 °C. Les auteurs notent que le modèle ne diverge pas par rapport aux données de calibration même sur un grand intervalle de temps.

Dans l'ensemble, ce modèle présente une forme/taille (ordre 2) et une méthode de paramétrage (ajusté avec boîte blanche) qui semble en accord avec la littérature du domaine. Comme évoqué, en début de section, une implémentation de ce modèle couplé avec le modèle de charge électrique choisi dans la I.3 est disponible en open-source. Ce modèle est donc choisi pour la suite de l'étude, car cohérent avec la littérature et adapté au besoin de l'étude présente.

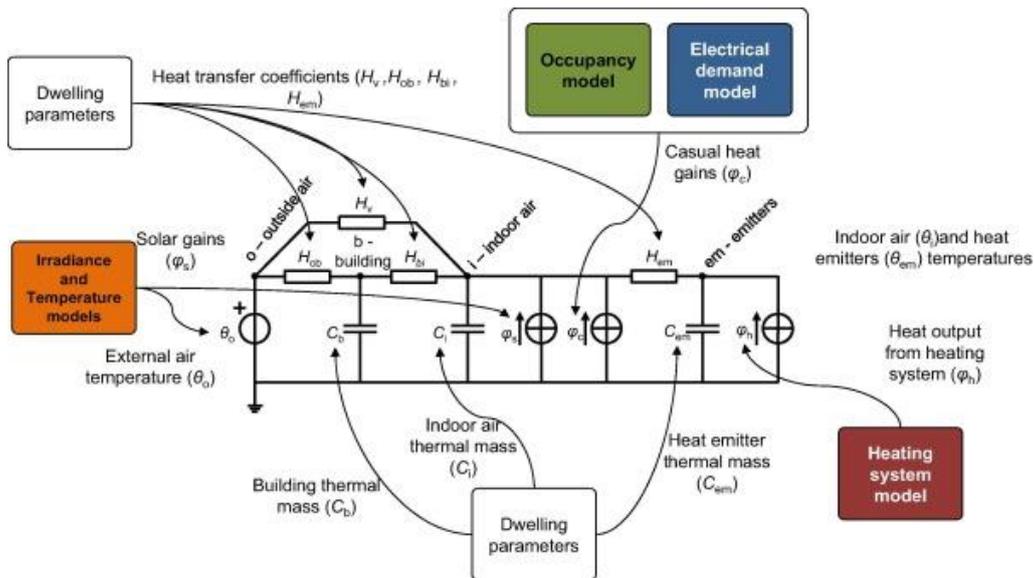


Figure I-16 : Réseaux RC utilisé par la partie thermique du modèle du CREST (issus de [63])

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, des choix basés sur la littérature ont été effectués au niveau du système multi-énergies ainsi que de la génération de profils électriques et thermiques résidentiels. Dans un premier temps, l'examen de la littérature sur les systèmes multi-énergies résidentiels basés sur l'hydrogène montre qu'un système valorisant la surproduction photovoltaïque pour produire de l'hydrogène est pertinent. Pour innover par rapport aux travaux existants, l'étude doit :

- évaluer l'impact du système sur les bâtiments,
- être multi-échelles et multi-architectures,
- offrir une haute résolution temporelle,
- optimiser non seulement ses performances économiques, mais aussi son impact environnemental sur l'ensemble de son cycle de vie.

L'étude de la littérature montre également que, pour la conception et le dimensionnement de systèmes multi-énergies, les données d'entrées doivent être à haute résolution temporelle, cohérentes, continues et variées. Pour générer ce type de profils de charge électrique et thermique, il a été choisi d'utiliser comme base le modèle du CREST couramment utilisé dans la littérature.

Dans la suite de l'étude, nous allons commencer l'implémentation et le paramétrage des méthodes choisies puis les utiliser pour générer des résultats jugés comme innovants vis-à-vis de la littérature.

Chapitre II : Génération de profils de charges résidentielles

II.1 Introduction

Le modèle de demande domestique CREST déjà brièvement décrit dans le chapitre revue de littérature est ici utilisé comme base pour créer la méthode de génération de profils. Conçu à l'origine comme un modèle d'occupation domestique, il a depuis évolué vers un modèle de demande d'électricité. Les améliorations ultérieures ont incorporé une composante thermique, englobant le chauffage et, plus récemment, la climatisation [65, 54, 66, 63, 64]. Le modèle est disponible sous la forme d'un code VBA à source ouverte [64].

Le modèle produit des courbes de charge qui sont à la fois cohérentes et en haute résolution temporelle. Cohérentes, car tous les profils sont interdépendants, ce qui signifie, par exemple, que lorsque l'irradiation solaire diminue, une baisse de la production photovoltaïque et une augmentation de la demande liée à l'éclairage et au chauffage des locaux se produisent simultanément. La haute résolution est définie par un échantillonnage des données à la minute, ce qui permet une prise en compte plus précise de la dynamique des profils, des bâtiments et des composants du système.

Cependant, le modèle du CREST actuel ne simule qu'un jour à la fois, ce qui entraîne des discontinuités entre les jours consécutifs lors de la construction des profils annuels. De plus, comparé aux langages de programmation scientifique conventionnels, l'environnement de code VBA peut présenter des performances plus lentes, ce qui se traduit par des temps d'exécution prolongés pour des simulations annuelles. De surcroît, le modèle ne représente ni la zone géographique (France), ni le type de bâtiment souhaité (bâtiment à faible impact carbone).

Le modèle est réimplémenté et modifié pour permettre :

- Une simulation continue pour une période de temps donnée (hebdomadaire, mensuelle, annuelle),
- Un temps d'exécution plus rapide, grâce à un changement d'environnement de programmation (Matlab®) et à des changements structurels (vectorisation),
- Une modélisation plus fine de la couverture nuageuse pour capturer les tendances météorologiques mensuelles,
- Variation plus continue de la température au cours de l'année,
- Modélisation photovoltaïque plus complexe pour inclure la dépendance à la température,
- Fonction flexible d'étalonnage de l'éclairage permettant de s'aligner dynamiquement sur une consommation spécifique,
- Traitement de la probabilité conditionnelle pour les taux de possession des appareils,

- Plus grande variation temporelle de la demande d'eau chaude grâce à la variation de l'entrée d'eau froide,
- Inclusion du gain radiatif solaire sur l'enveloppe du bâtiment,
- Variation de l'utilisation des volets par la variation du gain radiatif solaire interne,
- Cohérence entre les horaires d'occupation et de chauffage des habitations,
- Profils de charges de climatisation plus stables, même pour les systèmes de climatisation à haute puissance.

La procédure de paramétrage du modèle pour la ville de Belfort est présentée en détail ainsi que l'ajout d'un bâtiment à faible consommation. De plus le modèle est mis à jour avec des données plus récentes, notamment pour l'introduction d'appareils multimédias, et corrigé si nécessaire. La méthodologie complète et le processus de paramétrage sont présentés dans la suite de ce chapitre. Les sections II.2.1 à II.2.7 seront consacrées au fonctionnement du modèle ainsi qu'au paramétrage. Puis les sections II.3.1 et II.3.2 seront consacrées à l'utilisation du modèle pour respectivement générer des profils et étudier les évolutions futures des charges de quartier résidentiel. Le contenu de ce chapitre à fait l'objet d'une publication dans le journal Energy and Buildings [67].

II.2 Implémentation, amélioration et paramétrage du modèle du CREST

II.2.1 Modélisation du climat

II.2.1.1 Fonctionnement initial du modèle

Le modèle du CREST génère statistiquement, à partir de données historiques un profil journalier d'irradiation solaire et de température extérieure. Pour l'irradiation solaire, le modèle est décrit dans les travaux de Richardson et Thomson [66] et pour la température extérieure dans les travaux de McKenna et Thomson [63].

Pour générer le profil d'irradiation solaire, le programme calcule en premier lieu un profil d'irradiation pour un ciel complètement clair et le module ensuite avec un profil de couverture nuageuse. Pour l'irradiation du ciel dégagé, le calcul est effectué pour une position géographique (latitude, longitude, méridien) en un jour donnés. Pour chaque minute de la journée, l'angle d'altitude solaire (équation (II-5)) est calculé à partir de l'angle horaire (équation (II-4)) modulé par les décalages dus à l'excentricité de l'orbite terrestre (équation (II-1)), l'inclinaison du globe (équation (II-1)) et la déclinaison du soleil (équation (II-3)). Cet angle est utilisé avec l'épaisseur optique de l'atmosphère (équation (II-7)) pour estimer la proportion de l'irradiation solaire extraterrestre (équation (II-6)) atteignant le sol (sans couverture nuageuse) (équation (II-8)).

$$E = 9,87\sin(2B) - 7,53\cos(B) - 1,5\cos(B) \quad (\text{II-1})$$

Avec :

$$B = \frac{360}{364}(\text{jour} - 81) \quad (\text{II-2})$$

$$\text{Decl} = 23,45 \sin\left(\frac{360(\text{jour} - 100)}{365,25}\right) \quad (\text{II-3})$$

$$A_h = 15 \left(12 - \left(\text{heure} + \frac{\text{minute}}{60} + \frac{4(\text{Long} - \text{Mer}) + E}{60} \right) \right) \quad (\text{II-4})$$

$$A_{As} = \text{asin}(\cos(\text{Lat})\cos(\text{Decl})\cos(A_h) + \sin(\text{Lat})\sin(\text{Decl})) \quad (\text{II-5})$$

$$I_{et} = 1367 \left(1 + 0,034 \cos\left(\frac{360 \text{ jour}}{365,25}\right) \right) \quad (\text{II-6})$$

$$\text{Opti} = 0,174 + \left(0,035 \cos\left(360 \frac{\text{jour}}{365}\right) \right) \quad (\text{II-7})$$

$$\begin{cases} A_{As} > 0 \rightarrow I_{ciel,dégagé,direct} = I_{et} \times e^{\frac{-\text{Opti}}{\sin(A_s)}} \\ A_{As} \leq 0 \rightarrow I_{ciel,dégagé,direct} = 0 \end{cases} \quad (\text{II-8})$$

$$I_{horiz,direct} = I_{ciel,dégagé,direct} \times \text{indice}_{clarté} \times \sin(A_s) \quad (\text{II-9})$$

L'effet de la couverture de nuages sur cette valeur est estimé à l'aide d'un coefficient de clarté. Un indice de clarté de 1 correspond à un ciel complètement dégagé et donc une irradiation non modulée. À l'inverse, un indice de 0 correspond à un ciel complètement couvert et donc à une irradiation solaire résultante nulle. Pour estimer cet indice et son évolution à travers la journée, une chaîne de Markov est utilisée. Cette chaîne est régie par une matrice de transition 101 X 101 contenant les probabilités de transition pour chaque état de l'indice avec une résolution de 1%. À chaque pas de temps, la couverture nuageuse est déterminée statistiquement en fonction de la couverture au pas de temps précédent. Une fois le profil obtenu sur la journée, il est multiplié avec le profil d'irradiation ciel clair pour obtenir le profil d'irradiation solaire horizontal direct journalier (équation (II-9)). La Figure II-1 illustre le passage entre un profil généré d'irradiation pour un ciel dégagé et un profil prenant en compte la couverture nuageuse.

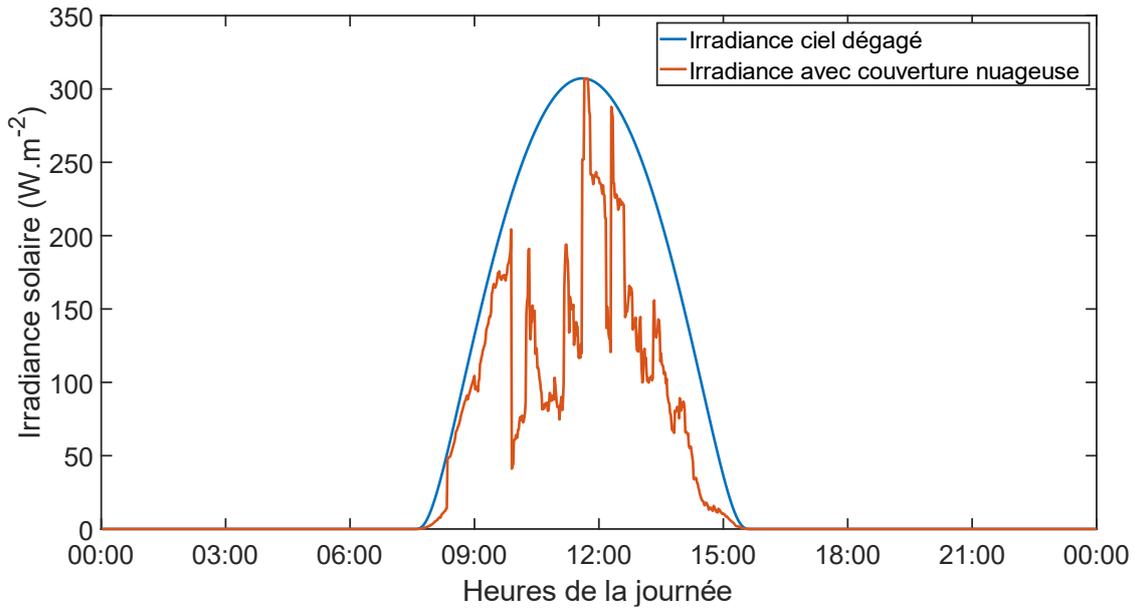


Figure II-1 : Irradiances avec un ciel dégagé et avec couverture nuageuse

Pour la température extérieure, le modèle utilise un modèle autorégressif et moyenne mobile basé sur les températures moyennes pour déterminer la température sur une journée donnée. Une fois la moyenne déterminée, la somme des irradiances solaires sur la journée est utilisée pour estimer la valeur minimale et maximale de la température sur la journée à partir de valeurs de références mensuelles. La température minimale correspond à celle du lever du soleil et la température maximale à la minute où le ratio de la somme de l'irradiation au sol avec la somme de l'irradiation extraterrestre est maximum (équation (II-10)). Entre ces deux valeurs, l'évolution de la température est régie par l'irradiation solaire la journée (équation (II-11) et (II-12)) et par la couverture nuageuse la nuit (équation (II-13)).

$$r(t) = \frac{\sum_{n=1}^t(I(n))}{\sum_{\text{lever soleil}}^t(I_{et})} \quad (\text{II-10})$$

$$\text{pour } t_{\text{lever soleil}} < t < t_{T_{\max}} \quad T(t) = T_{\min} + (T_{\max} - T_{\min}) \frac{r(t)}{r_{\max}} \quad (\text{II-11})$$

$$\text{pour } t_{T_{\max}} < t < t_{\text{coucher soleil}} \quad T(t) = T_{\max} - 1,7(T_{\max} - T_{\min}) \frac{(r_{\max} - r(t))}{r_{\max}} \quad (\text{II-12})$$

pour $t < t_{\text{lever soleil}}$ ou $t > t_{\text{coucher soleil}}$

$$T(t) = T(t - 1) - \left(\text{ramp} - 0,025 \left(\text{indice}_{\text{clarté, moy nuit}} - \text{indice}_{\text{clarté}}(t) \right) \right) \quad (\text{II-13})$$

Avec :

$$ramp = \frac{T_{coucher\ soleil} - T_{min}}{t_{min} - t_{coucher\ soleil}} \quad (II-14)$$

$$indice_{clarté, moy\ nuit} = \frac{\sum_{nuit}(indice_{clarté})}{t_{lever} - t_{coucher}} \quad (II-15)$$

II.2.1.2 Modification du modèle

Lors de la réimplémentation du modèle climatique, certaines modifications ont dû être effectuées. En effet, le modèle fonctionne uniquement sur une journée et ne peut donner de valeurs continues sur une durée déterminée. Les générations de profils sont donc modifiées pour que les jours ne soient plus indépendants les uns des autres.

Pour le rayonnement solaire, le calcul de l'irradiation ciel dégagé est gardé identique, mais exécuté en boucle pour le nombre de jours nécessaires, qui sont ensuite concaténés. Pour l'indice de clarté, la chaîne de Markov tourne simplement en série pour chaque minute de la période.

Cependant pour tenir compte de la complexité des variations de la couverture nuageuse tout au long de l'année, le modèle est amélioré par l'utilisation de 12 matrices de transition, chacune spécifique à un mois. Ce raffinement tient compte du fait que certains mois sont plus propices aux journées nuageuses que d'autres. L'utilisation de matrices mensuelles permet d'atténuer le problème de la surestimation de l'irradiation solaire pendant les mois d'hiver et de sa sous-estimation pendant les mois d'été. Cette correction est particulièrement évidente dans les profils de production photovoltaïque, qui ont tendance à être considérablement surestimés en janvier et en décembre dans le modèle du CREST.

Dans le cas de la température, des modifications supplémentaires sont nécessaires. En l'état, le modèle utilise la température du lever du soleil (température minimale) au jour J pour déterminer la baisse de température pendant la soirée et la matinée du jour J. Ceci crée une cohérence entre la température à la première et dernière minute de la journée, mais une incohérence entre 2 jours successifs. Cette incohérence peut être réglée en utilisant la température au lever du soleil du jour J+1 pour déterminer l'évolution de la température de la nuit entre J et J+1. La différence dans les profils de températures générées en lançant le modèle initial deux fois et le modèle réimplémenté pour une durée de deux jours est illustrée sur la Figure II-2. La discontinuité à minuit est fortement visible avec le modèle initial sur 2 journées indépendantes.

De plus, le modèle original utilise des températures minimales, moyennes et maximales de références mensuelles, ce qui entraîne des changements brusques de comportement d'un mois à l'autre. Pour résoudre ce problème, le modèle utilise désormais des fonctions sinusoïdales pour créer des transitions quotidiennes plus douces.

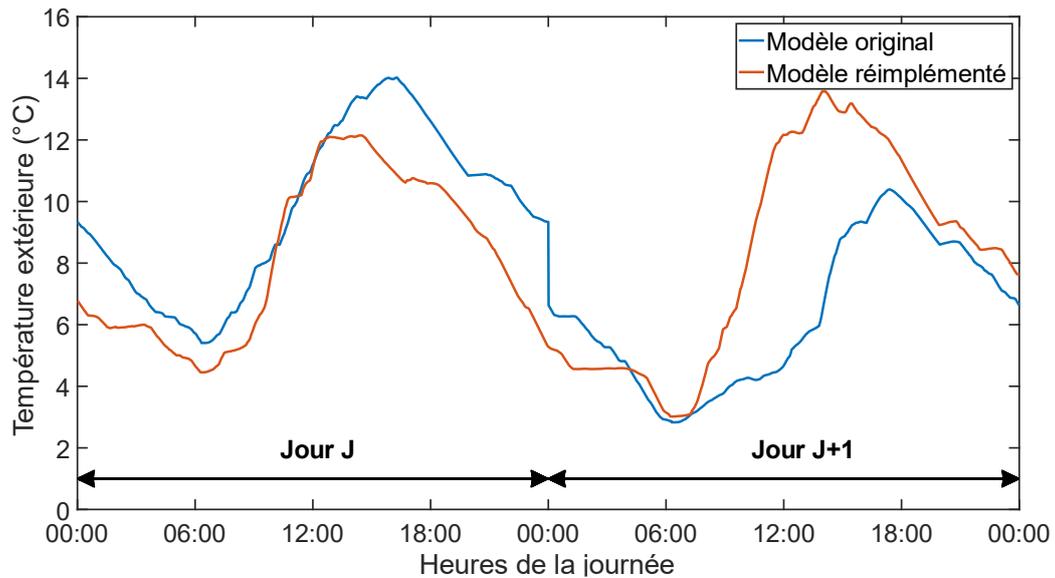


Figure II-2 : Comparaison des profils de températures générées

Le reparamétrage du modèle climatique utilise des données climatiques basées sur la ville de Belfort. Dans la partie irradiation solaire, seule la modélisation de la couverture nuageuse nécessite une modification. En effet, la modélisation initiale de l'irradiation en ciel clair prend déjà en compte la possibilité de modifier la position géographique (longitude, latitude, méridien).

La modification de la couverture nuageuse passe par la création d'une nouvelle matrice de transition régissant la chaîne de Markov. Pour cela, la démarche utilisée est similaire à celle utilisée dans le modèle initial et est développée dans les travaux de Richardson et Thomson [66]. Un profil d'irradiation solaire réel est divisé par le profil d'irradiation ciel dégagé pour estimer à chaque pas de temps l'indice de couverture nuageuse. Ces indices sont ensuite réunis en 101 intervalles avec une résolution de 1%. Finalement, la matrice est générée en calculant pour chaque état la fréquence de transition vers les 101 états.

Pour effectuer cette démarche, des données météo issues de la station météo du laboratoire FEMTO-ST/FCLAB à Belfort sont utilisées. Les données du profil d'irradiation à la minute de 2015 à 2021 sont séparées par 12 ensembles pour chaque mois. Avec ces nouvelles matrices, le modèle donne une moyenne de $1211 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ de rayonnement solaire, similaire à la moyenne de la station de $1199 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$. Cette moyenne peut également être comparée aux données d'Open-Meteo qui donnent de 2000 à 2022 une moyenne de $1244 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour Belfort [68, 69, 70, 71]. La Figure II-3 met ainsi en évidence la variation mensuelle ainsi que l'avantage d'utiliser des matrices mensuelles au lieu d'annuelles.

Le paramétrage des températures est effectué en modifiant les moyennes journalières de référence, à l'aide de données issues d'Open-Meteo [68, 69, 70, 71]. De ces données, les températures moyennes journalières sur 23 ans ont été extraites, ce qui a permis l'ajustement de trois fonctions sinusoïdales (Figure II-4). Ces fonctions sont ensuite utilisées pour servir de référence minimale, maximale et

moyenne au modèle reparamétré pour générer des profils stochastiques de température extérieure, un exemple de profil pouvant être généré est illustré sur la Figure II-5. Avec ce paramétrage une température moyenne de 10,48°C est obtenue contre 10,51 °C pour les données Open-Meteo de 2000 à 2022 [68, 69, 70, 71].

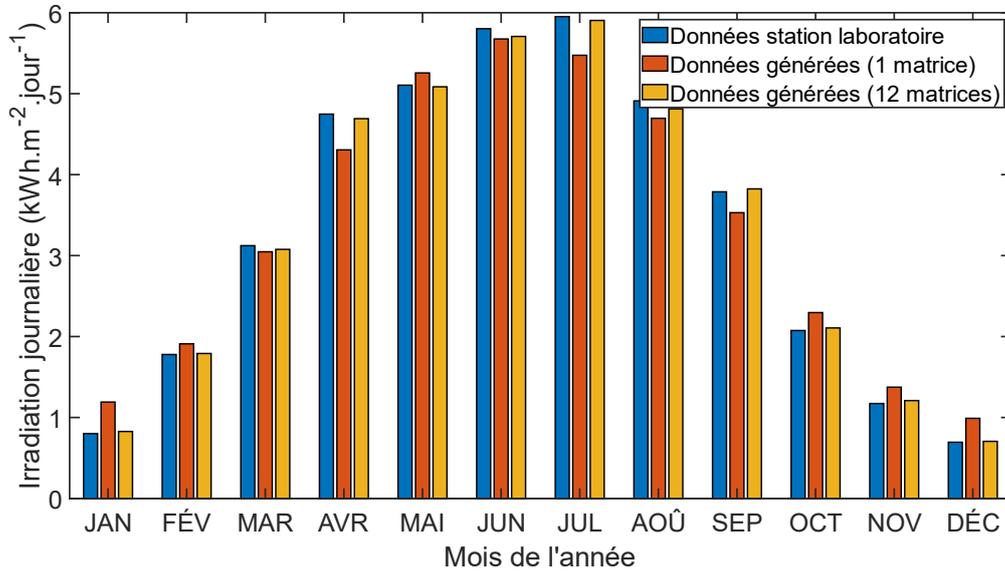


Figure II-3 : Comparaison du rayonnement mesuré et généré

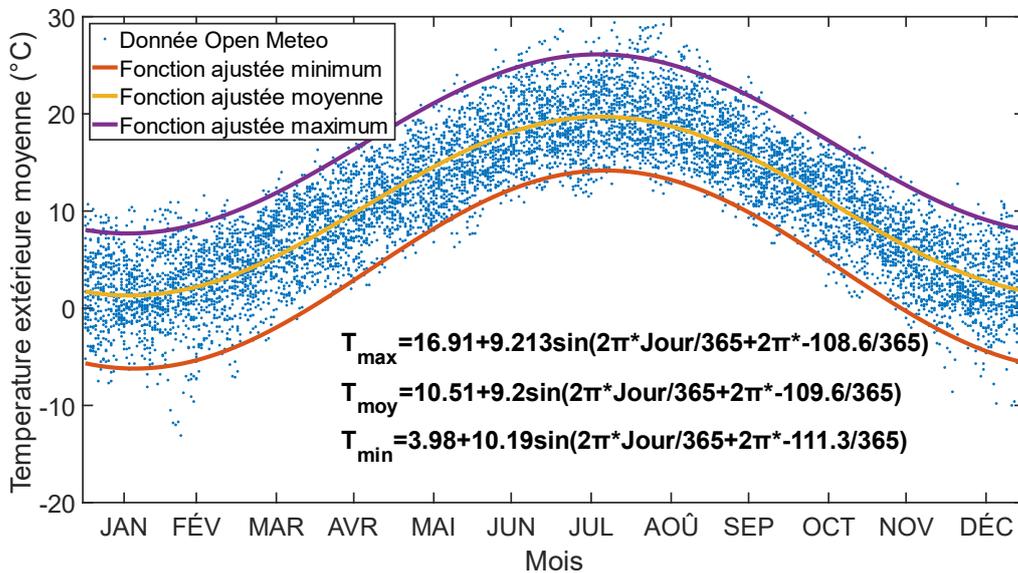


Figure II-4 : Ajustement de la fonction des températures moyennes de référence

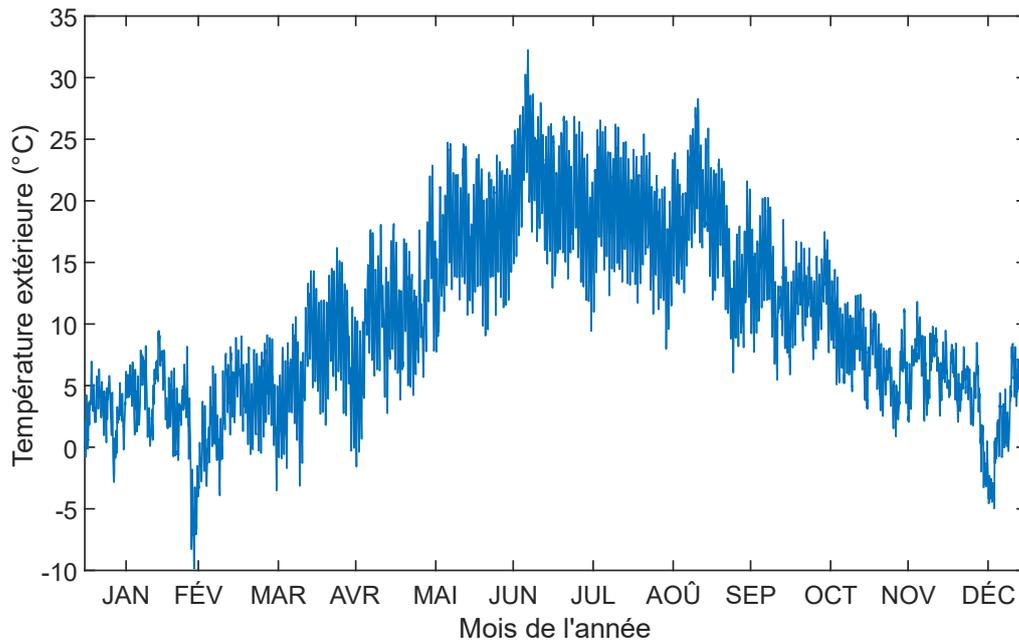


Figure II-5 : Exemple de profil de température annuel généré

II.2.2 Modélisation de la production photovoltaïque

II.2.2.1 Fonctionnement initial du modèle

Le modèle du CREST inclut une modélisation de l'autoproduction d'électricité par panneaux photovoltaïques (PV). Le fonctionnement du modèle est décrit en détail dans les travaux de Richardson et Thomson [66]. Le module PV utilise les résultats d'irradiance du module climat pour calculer l'irradiance incidente sur le panneau solaire selon son inclinaison et son orientation.

Pour cela, il est nécessaire de calculer l'angle solaire d'incidence sur le panneau (équation (II-16)), angle qui permet de déterminer l'irradiation incidente directe sur le panneau (équation (II-18)). L'irradiation incidente diffuse (équation (II-19)) est estimée à l'aide de la diffusivité du ciel (équation (II-20)) et l'irradiation incidente réfléchie (équation (II-21)) avec l'indice de réflectivité du sol (Réflec), ici égal à 0,2.

Une fois ces trois valeurs estimées, l'irradiation incidente totale sur le panneau pour un ciel dégagé est calculée par leur somme (équation (II-22)). Comme évoqué dans la section II.2.1 l'irradiation ciel dégagé est finalement modulé par l'indice de clarté pour estimer l'irradiation incidente totale (équation (II-23)). La Figure II-6 illustre le type de profil annuel obtenu et le compare à la moyenne sur 22 ans pour un même panneau issu de données Open-Meteo (pour Belfort) [68, 69, 70, 71]. Finalement la puissance émise par le panneau (équation (II-24)) est estimée pour une irradiation donnée avec l'efficacité du panneau et sa surface.

$$A_{I_s} = a \cos \left(\cos(A_{A_s}) \cos(Az_{i_s} - Az_{i_p}) \sin(PV) + \sin(A_{A_s}) \cos(A_{PV}) \right) \quad (\text{II-16})$$

Avec A_{PV} et Azi_{PV} l'angle d'inclinaison et l'azimut du panneau PV et Azi_s l'azimut solaire déterminé par :

$$Azi_s = a \sin \left(\frac{\cos(Decl) \sin(A_h)}{\cos(A_{As})} \right) \quad (II-17)$$

$$I_{PV,ciel,dégagé,direct} = I_{ciel,dégagé,direct} \times \cos(A_{Is}) \quad (II-18)$$

$$I_{PV,ciel,dégagé,diffuse} = I_{ciel,dégagé,direct} \times Dif_{ciel} \frac{1 + \cos(A_{PV})}{2} \quad (II-19)$$

Avec Dif_{ciel} le facteur de diffusivité du ciel définie pour un jour donnée par :

$$Dif_{ciel} = 0,095 + \left(0,04 \sin \left(\frac{360(jour - 100)}{365} \right) \right) \quad (II-20)$$

$$I_{PV,ciel,dégagé,réfléchie} = \frac{I_{horiz}}{\sin(A_{As})} (\sin(A_{As}) + Dif_{ciel}) Réflec \frac{1 - \cos(A_{PV})}{2} \quad (II-21)$$

$$I_{PV,ciel,dégagé} = (I_{PV,ciel,dégagé,direct} + I_{PV,ciel,dégagé,diffuse} + I_{PV,ciel,dégagé,réfléchie}) \quad (II-22)$$

$$I_{PV} = I_{PV,ciel,dégagé} \times indice_{clarté} \quad (II-23)$$

$$P_{PV} = I_{PV} \times \eta_{PV} \times Su_{PV} \quad (II-24)$$

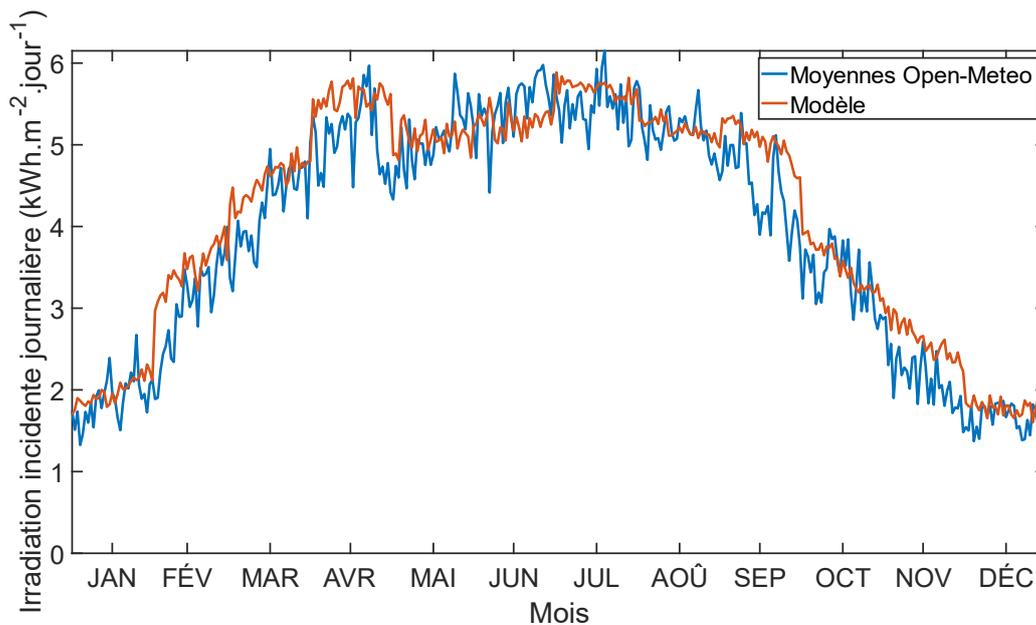


Figure II-6 : Irradiation sur un panneau incliné de 40° et orienté Sud

II.2.2.2 Modification du modèle

Comme pour les autres modules, le module PV est modifié pour pouvoir fonctionner sur une durée variable au lieu d'une seule journée. Le modèle prend maintenant en compte les pertes dans l'onduleur à travers un coefficient de pertes fixe et égal à 5%. De plus, l'estimation de la puissance pour une irradiation donnée est légèrement complexifiée pour prendre en compte l'effet de la température du panneau sur son rendement. Pour cela, le modèle développé par Arsalis et al. est utilisé [33].

Pour l'aspect thermique, la température du panneau est estimée en utilisant sa température nominale d'opération (NOCT) et ses performances dans la condition de référence fournies par le constructeur (équation (II-25)). Cette estimation de la température est ensuite utilisée pour moduler le rendement du panneau (équation (II-26)) avec son coefficient de température pour le rendement au point maximum de fonctionnement (λ_{PV}). La Figure II-7 illustre la différence entre les deux approches sur un profil de production PV journalier.

Les 3500 profils de production PV présentent une production PV annuelle moyenne de 223 kWh.m⁻². Avec PVGIS pour un panneau en silicium à Belfort une valeur de 211 kWh.m⁻² est obtenue [41] (en prenant uniquement en compte les pertes dans l'onduleur).

Cependant ce modèle est toujours limité. Du côté thermique, le modèle ne prend pas en compte les effets de la vitesse du vent ainsi que la dynamique thermique du panneau sur la journée. De plus, un certain nombre de pertes inhérentes aux panneaux photovoltaïques sont négligées, entre autres : les pertes dans les câbles, à l'ombrage, à la couverture de neige, à la couverture de poussière...

$$T_{PV}(t) = \frac{I_{PV}(t)}{I_{ref}} \left(1 - \frac{\eta_{PV,ref}}{0,9} \right) (T_{p,NOCT} - T_{amb,NOCT}) + T_{amb} \quad (II-25)$$

$$\eta_{PV} = \eta_{PV,ref} \left(1 + \frac{\lambda_{PV}}{100} (T_{PV} - T_{amb,NOCT}) \right) \quad (II-26)$$

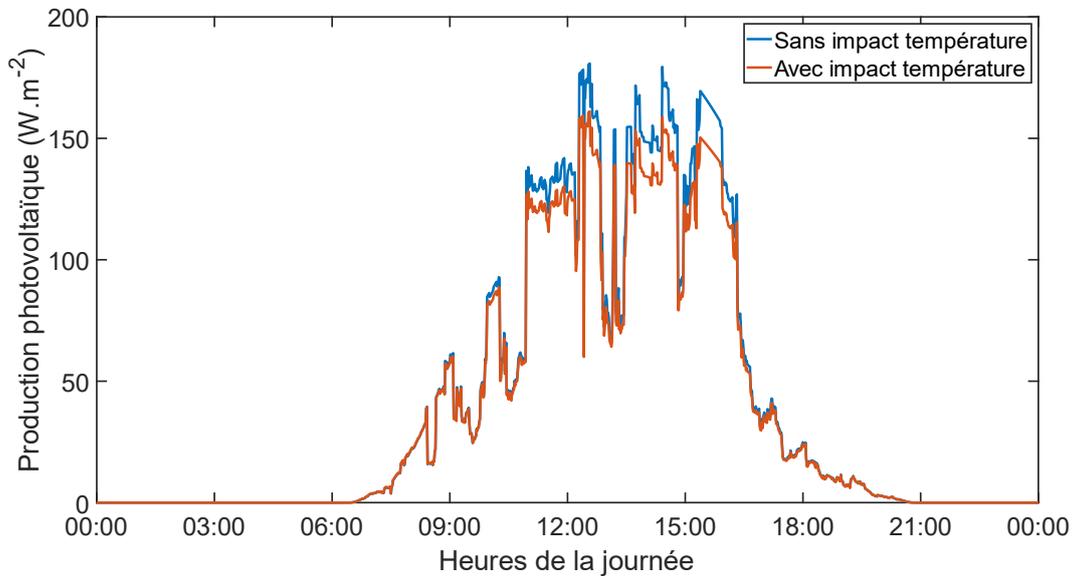


Figure II-7 : Production PV avec et sans impact de la température du panneau

Tableau II-1 : Paramètres du modèle PV

Paramètre	Valeur	Référence
Surface	À optimiser	
Rendement de référence	16,9%	[16]
Inclinaison	40°	
Azimut	Sud	
Coefficient de température	-0,38% °C ⁻¹	[16]

II.2.3 Modélisation du comportement des habitants

II.2.3.1 Fonctionnement initial du modèle

Le modèle électrique est basé sur la modélisation de l'occupation du bâtiment. En effet, la majorité des appareils électriques de l'habitation n'est utilisée que lorsque le bâtiment est occupé. Un premier modèle créé par le CREST et modélisant la présence des habitants est décrit dans les travaux de Richardson et al. [65]. Ce modèle est amélioré et complexifié dans McKenna et al. [55] pour modéliser les phases actives et inactives (sommeil) des habitants.

Comme pour la modélisation de la couverture nuageuse, la modélisation du comportement est basée sur le principe des chaînes de Markov. La chaîne régit à la fois le nombre d’habitants présents et le nombre d’habitants actifs. Ces deux valeurs sont combinées pour former les différents états de la chaîne, comme illustré dans le Tableau II-2. Ainsi, la présence/activité des habitants à un instant donné dépend uniquement de leur présence/activité au pas de temps précédent.

Dans un premier temps, l’état initial est déterminé statistiquement avec les probabilités de chaque état à minuit. À partir de ce départ, pour chaque intervalle de 10 minutes de la simulation, l’état précédent est utilisé pour sélectionner l’ensemble des probabilités de transition correspondantes. Ensuite, un tirage est effectué pour déterminer l’état suivant avec les probabilités. Le modèle procède ainsi de manière itérative pour l’ensemble de la période simulée.

Les matrices de transition sont paramétrées à l’aide de données issues d’études comportementales de type emploi du temps (Time of Use Survey (TUS)) (voir section I.3.2). Une des limites de ce type d’approche est que les cas extrêmes d’occupation ne sont pas représentés dans les profils produits (occupation constante et aucune occupation). Pour résoudre ce problème, les auteurs du modèle utilisent un paramètre de rehaussement pour forcer une proportion des bâtiments en occupation constante. Avant la modélisation de l’occupation, si le bâtiment est tiré comme devant être occupé constamment, les probabilités sont modifiées pour empêcher toute transition vers un état avec aucun habitant présent.

Tableau II-2 : États du modèle de comportement pour 2 habitants

État	Description
00	0 présent et 0 actif
01	0 présent et 1 actif
02	0 présent et 2 actifs
10	1 présent et 0 actif
11	1 présent et 1 actif
12	1 présent et 2 actifs
20	2 présents et 0 actif
21	2 présents et 1 actif
22	2 présents et 2 actifs

Comme évoqué dans la section I.3.2, la particularité de ce modèle est que la matrice porte sur le nombre d’habitants présents/actifs au total dans l’habitation et pas sur la présence/activité d’un unique habitant qui serait indépendant des autres. La taille de la matrice de transition augmente ainsi avec le nombre total d’habitants, soit une taille égale au nombre d’habitants plus un au carré, jusqu’à

une taille de 36*36 pour 5 habitants. Un exemple de matrice de transition pour un pas de temps de 10 minutes est proposé dans le Tableau II-3.

De plus, là où la probabilité de passer d'un ciel complètement clair à un ciel partiellement nuageux peut être considérée comme identique quelle que soit l'heure de la journée, la probabilité qu'un habitant endormi se réveille est drastiquement différente entre 2h et 7h du matin. Le comportement des habitants étant ainsi fortement dépendant de l'heure, une matrice de transition différente pour chaque tranche de 10 minutes est nécessaire, soit 144 matrices sur la journée. Ces probabilités évoluent également entre les jours de semaine et les week-ends. Deux ensembles de matrices représentent donc ces jours types. Ceci correspond dans l'ensemble à 288 matrices de 16 à 1296 probabilités (selon le nombre d'habitants).

Tableau II-3 : Matrice de transition à 8h pour deux habitants le week-end

		État au pas de temps suivant (08:10)								
		00	01	02	10	11	12	20	21	22
État actuel (08:00)	00	0,822	0,089	0,089	0	0	0	0	0	0
	01	0	0,857	0,143	0	0	0	0	0	0
	02	0	0,015	0,954	0	0	0,031	0	0	0
	10	0	0	0	0,731	0,209	0,060	0	0	0
	11	0	0	0	0,006	0,789	0,168	0	0,025	0,012
	12	0	0	0,034	0	0	0,898	0	0	0,068
	20	0	0	0	0	0	0	0,800	0,156	0,044
	21	0	0	0,002	0	0,039	0,010	0,034	0,670	0,245
	22	0	0	0,020	0	0,003	0,063	0,009	0,014	0,891

II.2.3.2 Modification du modèle

Pour passer d'une modélisation à la journée à une modélisation sur une période donnée, les matrices doivent être retravaillées. Les chaînes de Markov sont exécutées sur la durée spécifiée. Cependant, pour maintenir une alternance entre 5 jours types semaine et 2 jours types week-end, les matrices sont concaténées sous la forme d'une matrice semaine composée du nombre approprié de chaque type de jour. Le programme effectue une boucle sur cette matrice tous les 7 jours.

Comme évoqué ci-dessus, les matrices de transition sont paramétrées à l'aide de données issues d'enquêtes sur l'emploi du temps. Au Royaume-Uni, elles sont conduites par NatCen et disponibles via

le UK Data Service [72]. En France, elles sont organisées tous les 10-12 ans par l'INSEE [73] et sont accessibles via le réseau Quetelet.

Idéalement, le modèle serait reparamétré avec les données françaises pour correspondre entièrement au cas d'étude. Cependant, la structure de l'étude faite par l'INSEE ne permet pas de reproduire la démarche du paramétrage utilisé pour la création du modèle. En effet, dans le cas français, uniquement un habitant par logement est sélectionné pour remplir un carnet [74]. Ces données ne permettent pas d'avoir d'informations sur le comportement global dans le logement et sur la manière dont les habitants interagissent entre eux, ce qui est nécessaire au paramétrage du modèle qui a besoin de ces informations pour que les probabilités incluent les effets de groupe. La probabilité réelle que deux personnes quittent leur logement en même temps est plus importante qu'elle n'apparaîtrait avec l'étude de 2 comportements indépendants rassemblés, puisque ces deux habitants effectuent généralement certaines activités ensemble. Le reparamétrage est ainsi effectué avec les données du Royaume-Uni et s'apparente donc à une mise à jour avec les données les plus récentes, avec un passage de données datant de 2003 à 2015.

Les données consistent en 16 533 carnets provenant de 4 230 logements. Dans chaque carnet l'activité et l'emplacement des habitants sont consignés sur la journée avec une résolution de 10 minutes. Dans un premier temps, les logements sont classés par le nombre d'habitants ayant rempli le carnet (comme dans le modèle initial) et suivant le jour d'étude (semaine ou week-end). Un logement avec 4 habitants mais seulement 2 carnets est répertorié comme un logement avec 2 habitants [65].

Dans un second temps, les "états" des logements sont définis en comptant dans les carnets le nombre d'habitants ayant remplis dans la catégorie emplacement « à la maison » et le nombre ayant rempli des activités autres que « sommeil ». Une fois le nombre de logements dans un état connu, les probabilités de transitions pour cet état sont calculées en observant les états de ces mêmes logements au pas de temps suivant. Cela permet d'obtenir une des lignes de la matrice. La démarche est répétée pour chaque état pour calculer la matrice complète. Puis, cette méthode est appliquée à chaque pas de temps pour chaque catégorie de logement et de jour (semaine ou week-end) pour obtenir les 1 440 matrices ($144 \times 5 \times 2$). La Figure II-8 permet de comparer les probabilités de présence et d'activité d'une personne habitant seule dans les données statistiques et dans les profils générés.

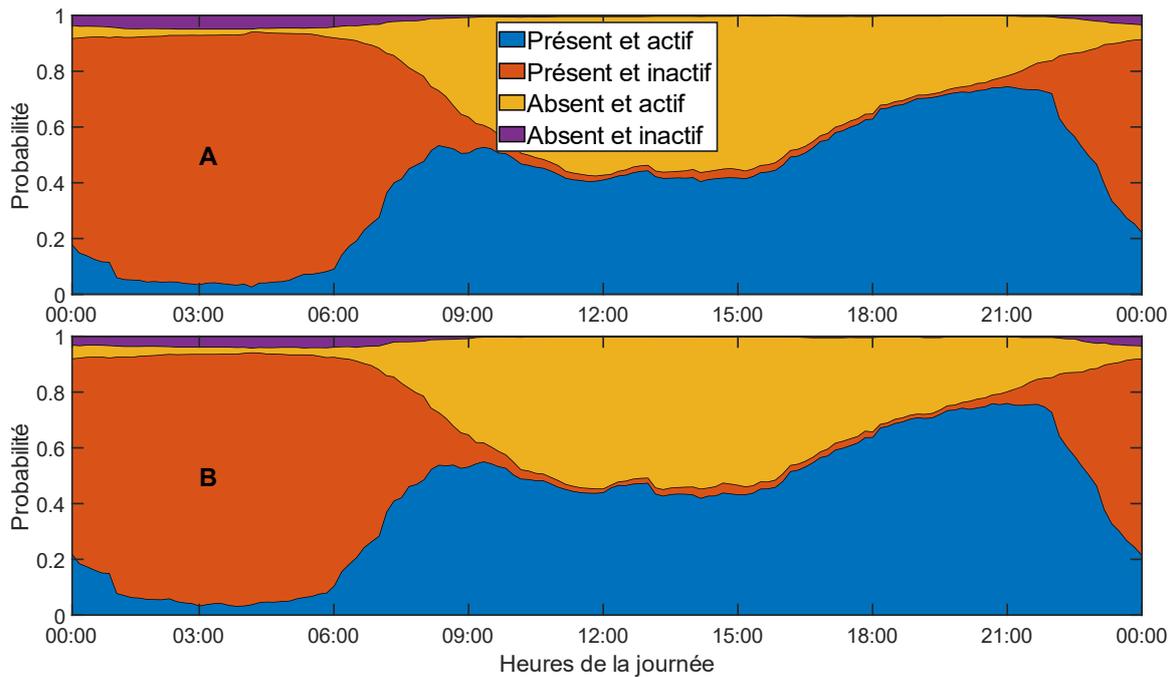


Figure II-8 : Probabilité de "l'état" d'un habitant occupant son logement seul en semaine, a) données TUS b) données générées

Pour recréer la matrice d'états initiaux, la fréquence de chaque état à minuit est directement calculée suivant le nombre d'habitants et les 2 journées types (week-end et semaine). Pour calculer le coefficient à appliquer pour rehausser le nombre d'habitations occupées en continu, la proportion de cette occurrence ($Pr_{données}$) est mesurée dans le cahier (pour un nombre d'habitants et pour un type de jour donné). Puis cette proportion est comparée avec celle générée sans rehaussement ($Pr_{sans,uplift}$) et le coefficient de rehaussement est défini pour compenser l'écart avec l'équation (II-27) issue des travaux McKenna et Thomson [55]. La Figure II-9 illustre la différence faite par le facteur de rehaussement sur l'occupation du bâtiment.

$$Pr_{uplift} = \frac{Pr_{données} - Pr_{sans,uplift}}{1 - Pr_{sans,uplift}} \quad (II-27)$$

La distribution de probabilité du nombre d'habitants est modifiée pour représenter les bâtiments français. Pour cela, l'étude de l'INSEE sur la taille des ménages est utilisée [75].

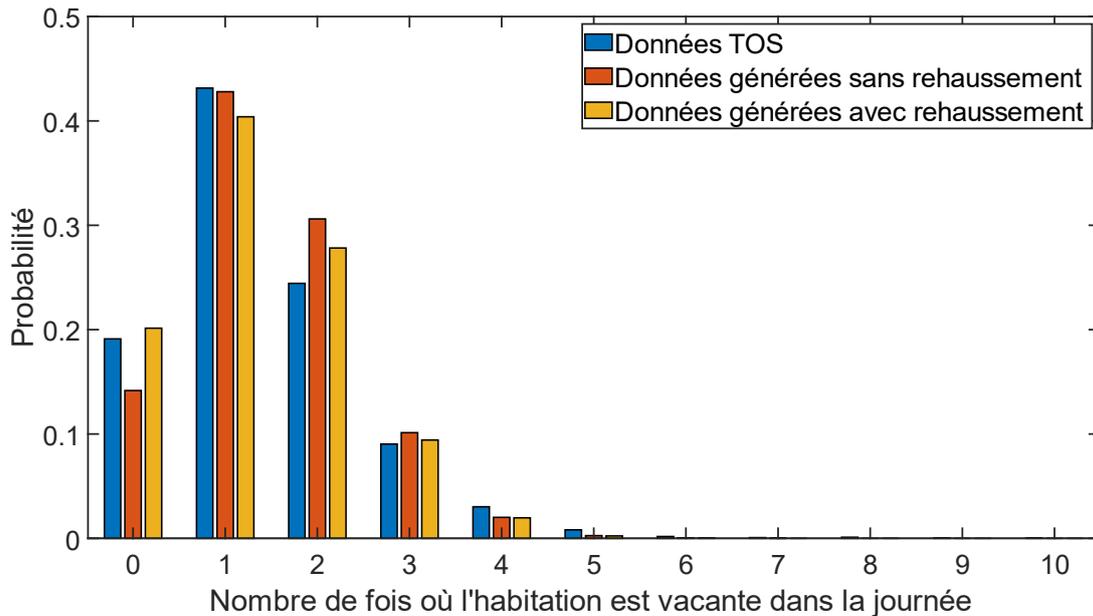


Figure II-9 : Probabilité du nombre de fois où l'habitation est laissée vacante dans la journée

II.2.4 Modélisation de l'éclairage

II.2.4.1 Fonctionnement initial du modèle

La modélisation de la consommation de l'éclairage fut un des premiers modules développés lors de la création du modèle. Son fonctionnement détaillé peut être trouvé dans les travaux de Richardson et al. [76]. Dans un premier temps, le module se base sur une liste de configurations d'ampoules pour assigner les appareils d'éclairage à un bâtiment. Cent configurations types contenant le nombre et la puissance des ampoules dans l'habitation ont été générées. Pour cela, le nombre d'ampoules pour les configurations a été déterminé par une loi normale. Ensuite, chaque ampoule s'est vue assigner une technologie (LED, CFL...) et une puissance basée sur la puissance moyenne de la technologie sélectionnée. Lors de l'initialisation d'un bâtiment, un tirage est effectué pour lui assigner une configuration parmi les cents.

Une fois la configuration assignée, l'allumage de chaque ampoule est modélisé en se basant sur le profil d'irradiance, les profils d'occupation et des facteurs de calibration et d'usage. Concernant la prise en compte de l'irradiance, cette dernière est comparée avec un seuil défini à l'initialisation du bâtiment par une loi normale de moyenne 60 W.m^{-2} et un écart type de 10 W.m^{-2} . Les ampoules ne seront allumées que si l'irradiance est inférieure à ce seuil. Cependant, un tirage avec une chance d'occurrence de 5 % est effectué pour contourner ce test dans le but de simuler l'éclairage dans des zones peu lumineuses de l'habitation (toilettes, cellier...).

La seconde condition à l'allumage d'une ampoule est la présence d'occupants actifs dans l'habitation. En plus d'être une condition, le nombre d'habitants influence également la probabilité d'allumage des ampoules. En effet, plus le nombre d'habitants présents et actifs est grand, plus le nombre d'ampoules utilisées sera important. Cependant, la corrélation n'est pas directe. Le nombre d'ampoules utilisées

lorsque 1 seul habitant est présent et actif n'est pas 5 fois moins important que lorsque 5 habitants sont présents. Pour modéliser cela, des valeurs d'occupation effective sont utilisées. Ainsi une occupation de 5 correspond uniquement à une occupation effective de 2,094 et donc une augmentation de la probabilité d'activation d'un facteur d'environ 2. L'ensemble des valeurs d'occupation effective sont décrites dans le Tableau II-4.

Enfin, deux paramètres de pondération et de calibration sont utilisés. Pour chaque ampoule, un facteur de pondération est assigné pour représenter la différence d'usage entre les ampoules. Ainsi, les ampoules dans les pièces de vie sont plus utilisées que les autres. Ce facteur est assigné avec la fonction $-\ln(x)$ avec x la valeur d'un tirage entre 0 et 1. Pour le facteur de calibration, une valeur de 0,008154 a été déterminée en comparant les résultats du modèle avec la consommation moyenne d'éclairage annuelle au Royaume-Uni. La probabilité d'allumage pour une ampoule donnée est ainsi définie par l'équation (II-28).

$$Proba_{act} = flag_I \times Occ_{effective} \times facteur_{usage\ relative} \times facteur_{calibration} \quad (II-28)$$

Cette probabilité est testée en comparaison à un tirage aléatoire à chaque pas de temps pour déterminer l'allumage de l'ampoule étudiée. Une fois une ampoule allumée, elle reste allumée pour une durée déterminée par un tirage en deux temps. D'abord, un tirage est effectué pour déterminer l'intervalle parmi 9 intervalles de probabilités égales (Tableau II-5). Puis un second tirage est effectué pour déterminer la valeur exacte dans cet intervalle (équation (II-29)). Durant la simulation, si le nombre d'habitants présents et actifs devient nul, l'ensemble des ampoules sont éteintes.

Tableau II-4 : Occupation effective

Nombre d'occupants présents et actifs	Occupation effective
0	0
1	1
2	1,528
3	1,694
4	1,983
5	2,094

Tableau II-5 : Durée d'allumage des ampoules

Probabilité	Valeur minimale (minute)	Valeur maximale (minute)
1/9	1	1
1/9	2	2
1/9	3	4
1/9	5	8
1/9	9	16
1/9	17	27
1/9	28	49
1/9	50	91
1/9	92	259

$$Durée = rnd * (max - min) + min \quad (II-29)$$

II.2.4.2 Modification du modèle

Pour recréer un ensemble de configurations d'ampoules correspondant au bâtiment étudié, il est nécessaire de suivre la démarche utilisée dans le modèle initial. Pour cela, un tirage par loi normale, avec une moyenne de 31,1 ampoules [77] et un écart type identique à celui du modèle initial (4,43 ampoules), est utilisé pour estimer le nombre d'ampoules dans les 100 configurations. Puis, chaque ampoule est associée à une technologie en utilisant la répartition des technologies issue d'une étude de l'ADEME [77] (Tableau II-6). La puissance moyenne de chaque technologie est estimée en se basant sur la répartition de la puissance moyenne par logement et sur la répartition de nombre moyen d'ampoules par logement (Équation (II-30)).

$$P_{LED,moy} = \frac{P_{LED,total}}{Nb_{LED,total}} = \frac{0,14 \times P_{total}}{0,48 \times Nb_{ampoule}} = 6,9 \quad (II-30)$$

Tableau II-6 : Répartition des technologies d'ampoules [77]

Technologie	Proportion dans l'habitat	Proportion de la puissance	Puissance moyenne par ampoule (W)
LED	48%	14 %	6,9
Halogène	28%	54 %	45,6
Incandescence	9%	20 %	52,9
Fluorescentes	15%	12 %	18,5
Moyenne par logement	31,1 ampoules	733 W	

Une fois les configurations reparamétrées, le facteur de calibration est également recalibré pour correspondre à la consommation moyenne de l'éclairage en France. Une valeur de référence de 1,7 kWh.m⁻².an⁻¹ est utilisée [77]. Pour éviter de calibrer le modèle pour une surface donnée, il a été choisi, plutôt que d'utiliser la démarche du modèle initial, de calculer pour un intervalle de facteur de

calibration donnée les valeurs de consommation correspondantes. Puis une régression avec un polynôme du troisième degré est utilisée pour estimer la valeur du facteur de calibration en fonction de la consommation annuelle cible (Figure II-10). Pour une maison de 114 m², la charge annuelle cible est de 193,8 kWh.an⁻¹ et le facteur de calibration calculé est 0,003744. Ce facteur permet d'obtenir sur les 100 maisons testées une charge annuelle moyenne de 208,5 kWh.an⁻¹. Le type de profil de charge obtenu est illustré sur la Figure II-11.

Une des limitations identifiables de cette approche est qu'elle ne prend pas en compte la taille de l'habitation dans le nombre et la puissance des ampoules, puisqu'il est complexe de recalibrer le modèle pour une nouvelle consommation annuelle cible. Une maison de grande surface aura ici en moyenne le même nombre d'ampoules qu'une plus petite.

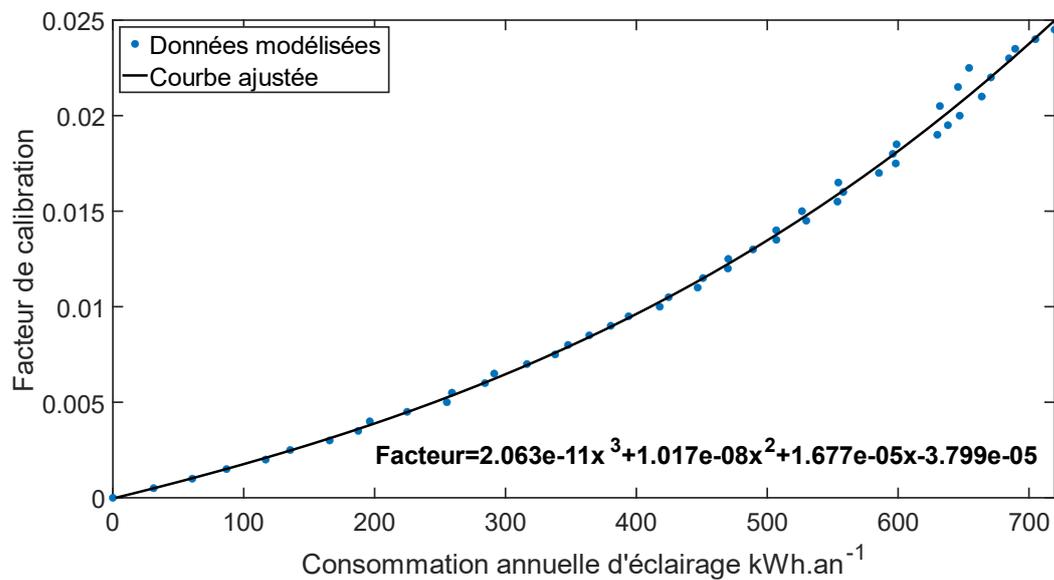


Figure II-10 : Consommation d'éclairage en fonction du facteur de calibration

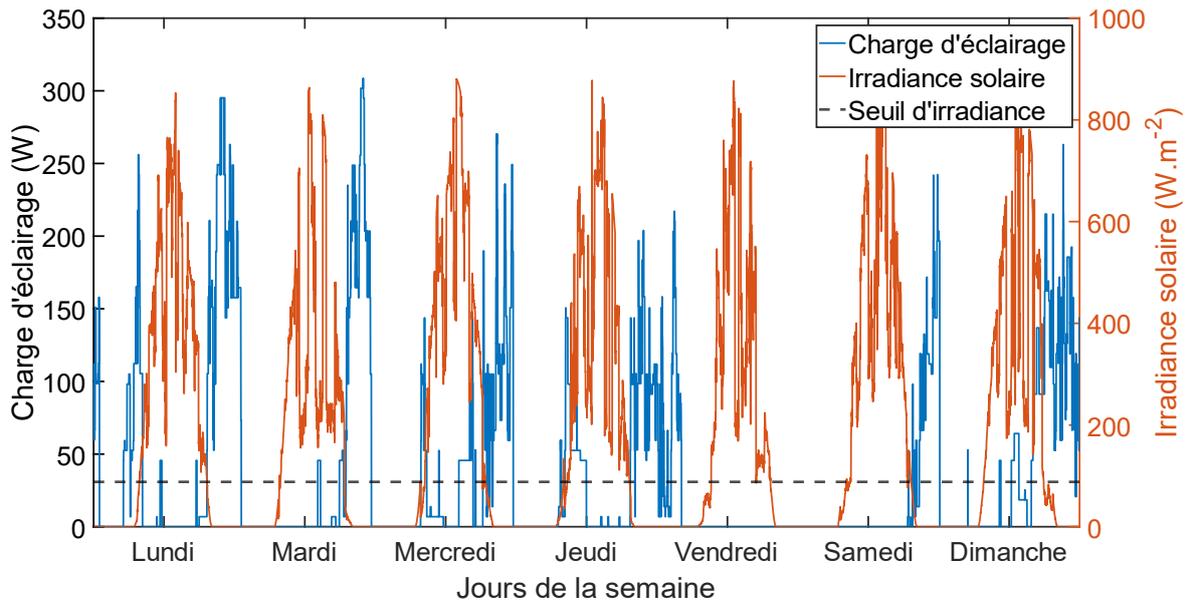


Figure II-11 : Charge d'éclairage d'une habitation modélisée sur une semaine

II.2.5 Modélisation des appareils électriques

II.2.5.1 Fonctionnement initial du modèle

La modélisation de la charge des appareils électriques est au centre du module électrique du modèle du CREST et est présentée de manière extensive dans les travaux de Richardson et al. [54]. Son fonctionnement peut être résumé en 3 étapes.

- Associer de manière stochastique à un bâtiment un ensemble d'appareils électriques,
- Déterminer les périodes d'utilisation pour chaque appareil,
- Associer à ces périodes d'utilisation une charge électrique.

Pour associer un ensemble d'appareils électriques à un bâtiment, il est nécessaire de définir une liste d'appareils pouvant être présents dans les habitations. Pour chaque appareil, une probabilité de possession est définie à partir de statistiques.

Ensuite, pour chaque appareil, les périodes d'utilisation doivent être modélisées. Pour la majorité des appareils, l'utilisation dépend fortement du comportement des habitants. Pour chaque activité, sa fréquence est extraite des statistiques d'emploi du temps (TUS) en fonction de la période de la journée, du nombre d'habitants présents et actifs et du type de jour (semaine ou week-end). La Figure II-12 représente le profil de l'activité « regarder la télévision » le week-end en fonction du nombre d'occupants actifs et présents. La probabilité d'activité est combinée avec un facteur de calibration, basé sur la consommation moyenne annuelle de l'appareil, pour permettre au modèle de correspondre aux données de consommation d'électricité de référence de l'appareil.

Une fois allumé, l'appareil reste allumé pour une durée déterminée par des valeurs de références issues d'études. Une puissance supposée constante est utilisée pour associer aux durées d'allumage une consommation. Ces valeurs sont déterminées grâce à des lois normales basées sur des valeurs

issues d'études sont utilisées. La Figure II-13 représente, pour un nombre limité d'appareils, le type de profil obtenu par le modèle.

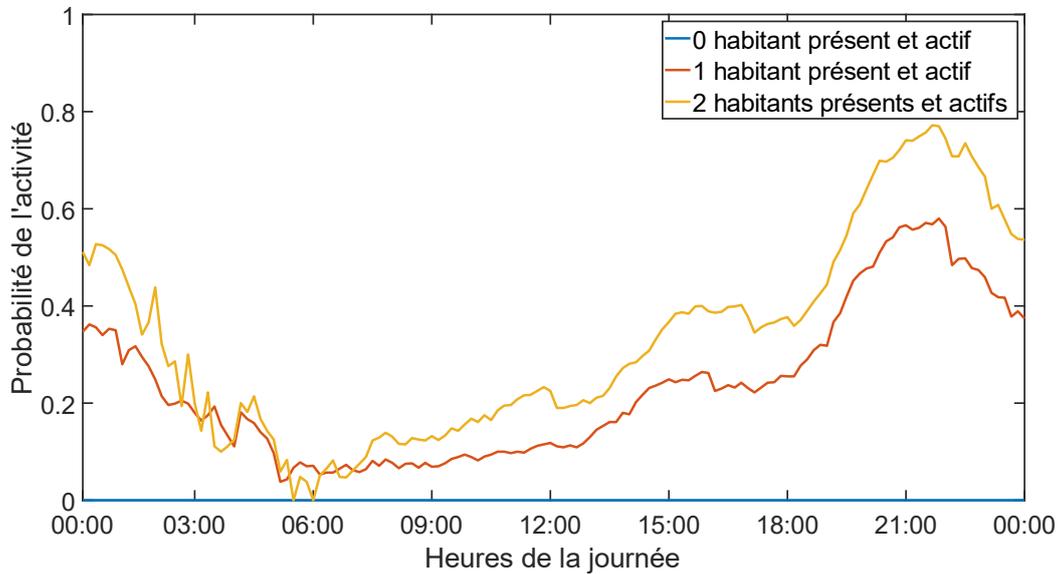


Figure II-12 : Évolution de la probabilité de l'activité « regarder la télévision » un jour de week-end

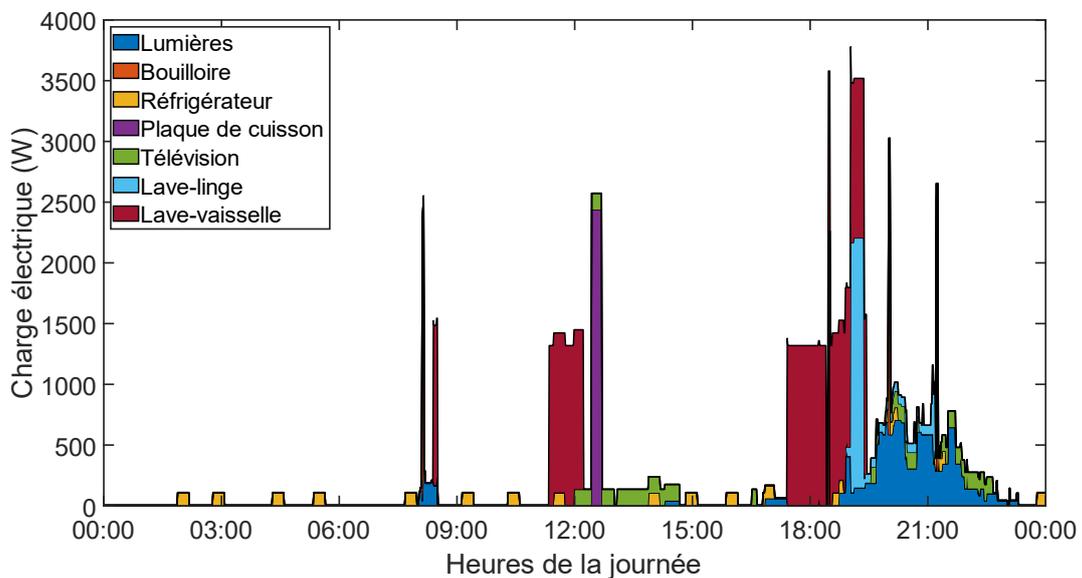


Figure II-13 : Charge électrique pour un ensemble d'appareils électriques

II.2.5.2 Modification du modèle

Le modèle d'appareils électriques reposant sur une boucle itérative, l'allongement de la durée de simulation se fait uniquement en prolongeant cette boucle. Cependant, il convient de veiller à maintenir l'alternance de 5 jours de semaine et 2 jours de week-end pour les probabilités d'activités.

Reparamétriser le module appareils électriques est nécessaire pour saisir les modifications profondes d'utilisation, de consommation et de possession des appareils électriques, notamment en raison de l'amélioration de l'efficacité des appareils et la multiplication d'appareils numériques [78]. Ce reparamétrage demande des données extensives sur la possession et l'usage de ces appareils en France. Pour cela, 3 études portant sur des sujets similaires, mais avec différents niveaux de précision sont utilisées. Une étude issue de l'INSEE [79], une issue de Gifam un regroupement de marques d'électroménager [80] et une issue de l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) [77].

L'étude de l'INSEE est l'étude avec le plus grand échantillon (environ 16 000 foyers). Cependant, le résultat porte sur un nombre limité d'appareils électroménagers et informatiques (réfrigérateur, lave-linge, télévision, téléphone...) et ne peut donc pas fournir seul l'ensemble des données nécessaires. L'étude de Gifam porte sur un échantillon plus réduit (environ 6 500 foyers), mais présente des informations plus détaillées contenant un ensemble d'appareils plus important. Quant à l'étude de l'ADEME, elle porte uniquement sur 101 foyers, mais fournit des détails non seulement sur la possession d'appareils, mais également sur leurs usages et les consommations associées. En cas de redondance d'informations, les études avec l'échantillon le plus large sont utilisées en premier dans le modèle reparamétré. Les probabilités de possession extraites peuvent être trouvées dans le Tableau II-7.

L'étude de l'ADEME étudie la consommation d'électricité de 101 ménages et la désagrège par appareils électriques. Cette étude servira donc de base à la création de la liste d'appareils électriques. L'étude sépare les appareils par usage. Pour chaque section, l'étude spécifie les appareils correspondants et leurs consommations, les données considérées sont résumées dans le Tableau II-7.

Certaines précisions peuvent être faites sur les données. Les appareils de froid s'activent automatiquement et ne dépendent ni d'une activité spécifique ni de la présence des habitants. Pour le cas de la télévision, le fonctionnement du modèle est modifié pour mieux correspondre aux données mesurées dans l'étude. Auparavant les trois téléviseurs étaient considérés comme identiques (même probabilité de présence et même consommation), ils sont maintenant distingués pour représenter la différence d'utilisation entre une télévision principale et une télévision secondaire. La probabilité présentée représente donc la probabilité d'avoir une seconde télévision sachant que la première est présente. Comme pour les télévisions, un nombre d'ordinateurs supérieur à 1 est pris en compte (1 à 3 pour les portables et 1 à 2 pour les fixes), donc les probabilités affichées sont donc également des probabilités composées. Cependant, contrairement aux télévisions, les ordinateurs sont considérés comme ayant des consommations identiques entre le premier et les suivants. Une charge constante avec une consommation annuelle de 50 kWh est également ajoutée pour modéliser la section « Divers usage à puissance constante » de l'étude de l'ADEME.

Les appareils trop peu présents ou avec des consommations trop faibles ne sont pas considérés pour (disque dur, friteuse, plancha, lecteur d'étiquettes, etc.). Plusieurs sections sont également négligées car représentant une trop grande diversité d'appareils et des consommations trop faibles (bricolage, piscine, sécurité, santé, loisir, mobilité électrique...).

Dans l'ensemble, les données de puissance et de durée d'activation sont soit issues de données des études, soit calculées à partir du nombre de cycles annuels et de leurs durées, soit reprises directement du modèle initial ou supposées. Les puissances de veille sont déterminées selon les règles issues de la directive européenne sur les Écodesign [81] : pour les appareils électroménagers, 1 W si l'appareil affiche des informations en continu (heure, état...) et 0,5 W sinon. Pour les appareils informatiques connectés, 8 W si l'appareil a une fonction réseau et 3 W sinon. Aucune puissance de veille ne sera prise en compte pour les appareils communément débranchés après utilisation (aspirateur, fer à repasser).

Tableau II-7 : Résumé des caractéristiques des appareils électriques

Appareil	Activité associée	Probabilité de possession	Durée moyenne de l'activation (minute)	Puissance moyenne (W)	Consommation annuelle moyenne (kWh.an ⁻¹)
Réfrigérateur	Automatique	1,00	18	200	344
Congélateur	Automatique	0,56	22	300	288
Cave à vin	Automatique	0,09	18	200	193
Lave-linge	Lessive	0,96	138	222	101
Lave-vaisselle	Cuisiner	0,61	82	714	162
Sèche-linge	Lessive	0,34	97	1017	301
TV 1	Multimédia	0,95	73	70	189
TV 2	Multimédia	0,44	73	70	58
Récepteur TV	Automatique	0,90	13	13	87
Console de jeux	Multimédia	0,66	162	52	103
Hi-Fi et enceinte	Multimédia	1,00	60	100	25
Box Internet	Automatique	0,86	1315	12	97
Ordinateur portable 1	Multimédia	0,82	193	19	22
Ordinateur portable 2	Multimédia	0,28	193	19	22
Ordinateur portable 3	Multimédia	0,35	193	19	22
Ordinateur fixe 1	Multimédia	0,33	234	76	123
Ordinateur fixe 2	Multimédia	0,18	234	76	123
Téléphone portable ou tablette	Occupation	0,96	60	5	3
Imprimante	Multimédia	0,83	4	355	12
Cuisinière électrique	Cuisiner	0,34	3	1000	164
Plaque de cuisson	Cuisiner	0,67	16	1265	138
Four encastré	Cuisiner	0,56	51	919	146
Four posable	Cuisiner	0,27	51	371	59
Micro-ondes	Cuisiner	0,89	30	1250	39
Multicuseur	Cuisiner	0,38	51	101	16
Bouilloire	Cuisiner	0,62	3	2000	49

Machine à café	Cuisiner	0,97	3	1000	28
Aspirateur	Ménage	0,82	20	2000	9
Fer à repasser	Repasser	0,59	30	1000	27
Divers constants	Automatique	1,00	Constant	5	48
Ventilation	Automatique	1,00	1253	32	241

En plus de caractériser les appareils, il est nécessaire de mettre à jour les schémas d'activités pour correspondre aux données de comportement des habitants (cf. partie II.2.3). Pour cela, les données d'emplois du temps (TUS) utilisées pour modéliser la présence et le sommeil des habitants sont réutilisées. Dans chaque foyer ayant répondu à l'étude, l'activité et la localisation de chaque habitant sont étudiées pour identifier si l'une des activités étudiées est effectuée par au moins un habitant présent dans l'habitation.

Les différentes activités dans les données pouvant correspondre sont regroupées sous 6 catégories : cuisiner, faire le ménage, laver son linge, repasser, gérer son hygiène/santé, et activités multimédia (télévision, ordinateur, radio, etc.). Une fois, le nombre d'habitations dans lesquelles l'activité étudiée est effectuée connu pour un nombre d'occupants actifs et présents, un pas de temps et pour un type de jour (semaine ou week-end), la probabilité correspondante dans la matrice d'activité peut être recalculée.

Avec la matrice d'activité recalculée et la liste des appareils électriques recréée, il est possible de modéliser la charge électrique française. Une modélisation sur 100 bâtiments donne une charge totale annuelle moyenne de 2074 kWh. La moyenne de l'ADEME sur un échantillon de 101 habitations est de 2163 kWh. Cette comparaison désagrégée par secteur de consommation est visible dans le Tableau II-8.

On observe que la consommation de certaines sections est surestimée. Dans la catégorie cuisine, les probabilités de possession utilisées incluent les appareils à gaz, mais il a été choisi de modéliser des bâtiments plus récents où il est supposé que tous ces appareils ont été remplacés par des équivalents électriques. Ce choix entraîne une surestimation de la consommation électrique des habitations dans cette section mais correspond à une évolution possible des bâtiments vers une plus faible consommation de gaz naturel. Dans la catégorie « Hygiène/entretien », le taux de possession utilisé pour le fer à repasser (59% sur 16000 habitations) est deux fois supérieur à celui dans les données de l'ADEME sur 101 habitations. Seul 48% des logements sont équipés d'une ventilation dans l'échantillon de l'ADEME, mais pour les maisons individuelles 82% en possèdent. Il a été choisi de réhausser cette valeur jusqu'à 100% pour respecter les normes de ventilation maintenant imposées au bâtiment avec les réglementations thermique RT2012 et environnementale RE2020 [82].

À l'opposé, certaines sections sont sous-estimées, comme la catégorie extérieure, qui est fortement impactée par la présence de deux piscines enterrées sur 101 bâtiments. Ces piscines ont une consommation très importante (estimée à 2667 kWh.an⁻¹), mais sont également rarement présentes (4% en France selon l'ADEME). De manière similaire, la consommation de la section mobilité électrique est fortement impactée par la présence dans une habitation d'une voiture électrique avec une forte

consommation (2782 kWh.an⁻¹). En France, le taux de possession d'une voiture électrique par des particuliers est estimé à 0,03 % en 2015 et 1,2 % en 2023 [83]. Le cas des voitures électriques sera étudié en détail dans la section II.3.2.3. Dans l'ensemble, une grande partie des secteurs de consommations les plus faibles n'est pas modélisée, car elle représente une trop grande variété d'appareils électriques.

Cette consommation électrique annuelle peut également être comparée au niveau national avec les données d'Enerdata [78]. Ces données relèvent une consommation d'énergie en France pour les appareils électriques hors cuisine de 1780 kWh en 2000 et 2281 kWh en 2021, contre 1714 kWh modélisés et 1864 kWh dans l'étude de l'ADEME. Cette augmentation de 28 % de la consommation dans ces dernières années s'explique par une augmentation de la charge des petits appareils électriques due à la multiplication d'appareils de ce type dans le bâtiment. Cette augmentation est toutefois contrebalancée par une diminution drastique de la consommation pour les grands appareils, expliquée par une amélioration de leurs performances énergétiques. Cela peut expliquer la différence avec les données modélisées et celle mesurées par l'ADEME, qui étudie la charge désagrégée par appareil et donc peut difficilement observer l'ensemble des petites charges. Pour les appareils de cuisine, une consommation annuelle d'énergie de 799 kWh contre 360 kWh est modélisée. Cette différence peut s'expliquer par la différence entre une consommation d'électricité dans les données de l'ADEME à consommation d'énergie dans les données Enerdata. En effet, la consommation d'énergie inclut également les appareils à gaz, appareils ayant des efficacités différentes et donc des profils de consommation différents des appareils de cuisine électriques.

Tableau II-8 : Consommation annuelle par usage (en kWh)

Usage	Étude de l'ADEME sur 101 habitations [77] (kWh.an ⁻¹)	Modèle moyennes sur 100 habitations (kWh.an ⁻¹)
Froid	535	540
Audiovisuel	328	380
Lavage et séchage	308	315
Cuisine	299	360
Informatique	191	166
Non suivi	189	0
Ventilation	114	241
Extérieur	89	0
Divers constants	49	48
Mobilité électrique	28	0
Loisirs/Bricolage	16	0
Sécurité	6	0
Hygiène/entretien	6	24
Santé	2	0
Autres	3	0
Total	2163	2074

II.2.6 Modélisation de la demande d'eau chaude

II.2.6.1 Fonctionnement initial du modèle

Le ballon d'eau chaude est modélisé par un système RC consistant en sa capacité thermique (C_{bal}) et son coefficient de déperditions avec l'air intérieur (H_{perte}), son fonctionnement est décrit en détail dans les travaux de McKenna et Thomson [63]. Ce modèle définit la variation de la température du ballon (\dot{T}_{bal}) soumise au débit de demande d'eau chaude (\dot{m}_{dem}), aux échanges avec l'air et aux gains apportés par le système de chauffage ($P_{chauf,eau}$) (équation (II-31)).

La modélisation de la demande d'eau chaude repose sur les mêmes principes que l'utilisation des appareils électriques. Dans ce cas-ci, les appareils électriques sont remplacés par quatre sources de consommation d'eau chaude et deux activités de consommation d'eau chaude sont considérées. Trois sources sont liées à l'activité soins et hygiène : lavabo, douche et baignoire, et une source est liée à l'activité cuisine : l'évier. Comme pour les appareils électriques, la probabilité de déclenchement d'un événement de consommation d'eau chaude est déterminée par la demande de référence (ici journalière) et la demande induite par l'événement.

La particularité de la modélisation de l'eau chaude est que le volume total prélevé durant l'utilisation est déterminé par des lois de Poisson, illustrées sur la Figure II-14. La durée d'utilisation est ensuite calculée en divisant ce volume par le débit moyen de la source d'eau (robinet ou pommeau de douche).

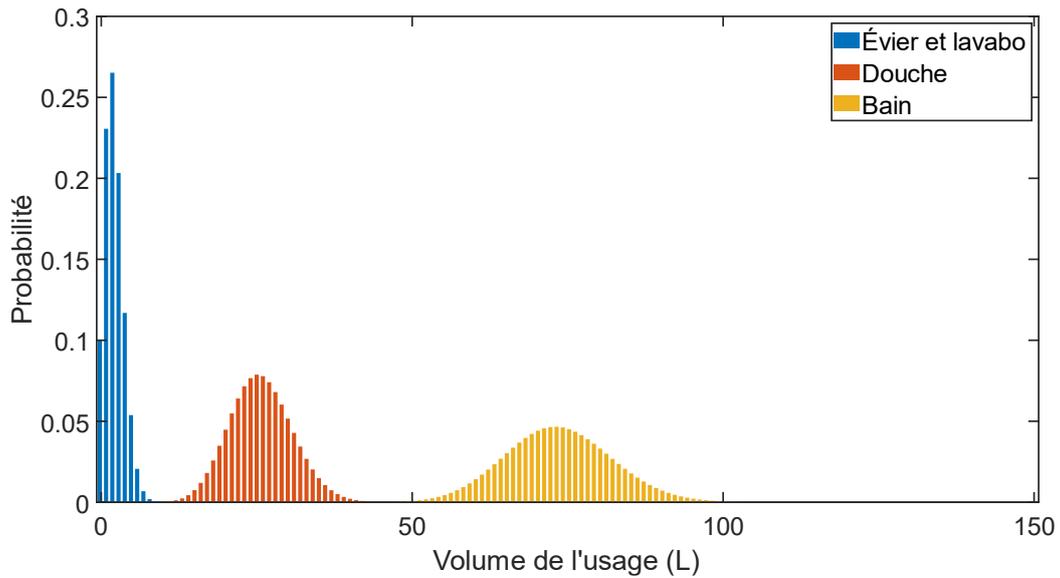


Figure II-14 : Distribution de probabilité pour le volume d'eau consommé par événement de consommation d'eau

Une fois les profils de demande d'eau chaude modélisés, ils sont transformés en profils de chaleur prélevée au ballon avec la capacité thermique de l'eau (c_{eau}) et introduits dans la modélisation du ballon d'eau chaude. La quantité de chaleur perdue est proportionnelle à la différence entre la température de l'alimentation en eau froide ($T_{eau,froid}$) et la température de l'eau dans le ballon (T_{bal}).

Les pertes avec l'air extérieur sont calculées à travers le coefficient de déperditions et la différence de température entre le ballon et l'air intérieur du bâtiment (T_{int}). Pour les deux types de pertes thermiques (demande et pertes vers l'air intérieur), le facteur déterminant est la température du ballon, fortement dépendante de la consigne. Le choix de la température de consigne se fait par tirage dans une distribution discrète (Figure II-15).

$$C_{bal}\dot{T}_{bal} = P_{chauf,eau} - H_{perte}(T_{bal} - T_i) - c_{eau}\dot{m}_{dem}(T_{bal} - T_{eau,f}) \quad (II-31)$$

La puissance de chauffage fournie au ballon d'eau chaude est contrôlée par deux signaux. Le signal d'horloge, qui est toujours ON sauf pour un nombre aléatoire de minutes entre 1 et 30 au début de la simulation, pour générer une diversité entre les bâtiments. Le deuxième signal est lié au thermostat. Lorsque ce signal est ON, il reste ON tant que la température dans le ballon ne dépasse pas à la température de consigne plus la bande morte (5 °C). À l'inverse, si le signal est OFF, il ne passe ON que si la température est inférieure à la température de consigne moins la bande morte. L'état initial est simplement déterminé en comparant la température de consigne et la température du ballon. La puissance de chauffage fournie au ballon est non nulle seulement dans le cas où les deux signaux de contrôle sont ON (Figure II-18).

Dans le cas où le ballon d'eau chaude est considéré comme chauffé, la puissance nécessaire pour atteindre la consigne est calculée avec l'équation (II-32). Cette puissance de chauffage représente la puissance idéale dont le ballon aurait besoin pour atteindre directement sa consigne au pas de temps.

Elle est ensuite modulée par la puissance pouvant être fournie par le système de chauffage considéré avant d'être injectée dans l'équation (II-31).

$$P_{\text{chauf,eau,ide}} = C_{\text{bal}}(T_{\text{consigne}} - T_{\text{bal}}) + H_{\text{perte}}(T_{\text{bal}} - T_i) + c_{\text{eau}}\dot{m}_{\text{dem}}(T_{\text{bal}} - T_{\text{eau,f}}) \quad (\text{II-32})$$

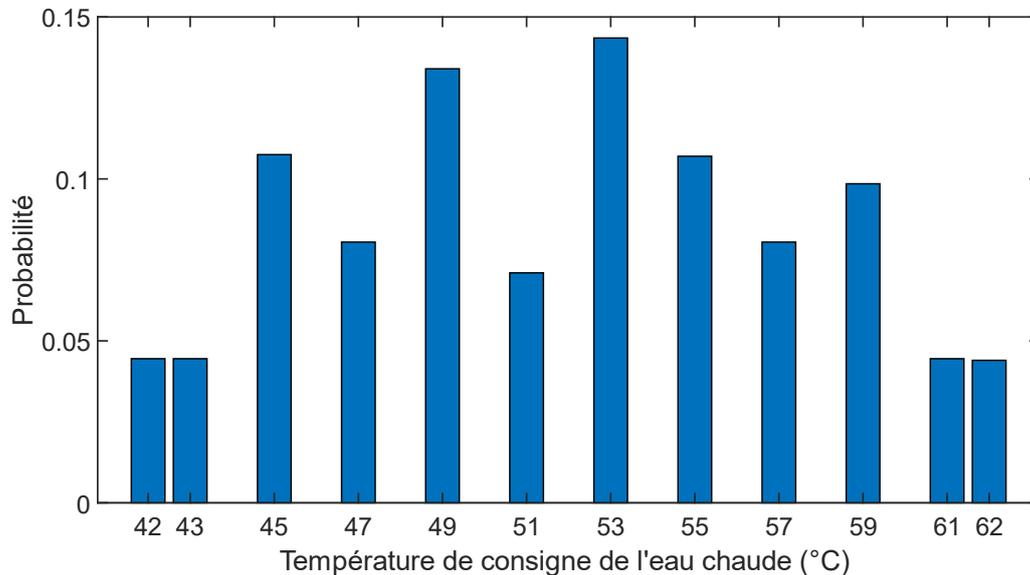


Figure II-15 : Distribution de probabilité pour la température de consigne du ballon d'eau chaude

II.2.6.2 Modification du modèle

Comme pour la modélisation des appareils électriques, le prolongement de la durée de simulation s'effectue en rallongeant la boucle d'activation des événements de prélèvement d'eau chaude, tout en veillant à bien utiliser les probabilités d'activité correspondant aux jours de semaine ou de week-end selon le pas de temps considéré.

Pour un reparamétrage complet du modèle, 5 modifications seraient nécessaires : modifier les températures de consigne, modifier la probabilité de présence des sources de consommation (douche, baignoire...), modifier le débit de ces sources, modifier les volumes des événements de consommation d'eau (loi de Poisson) et modifier les références de consommation journalière. Cependant, peu de données sur les habitudes de consommations en eau chaude sont disponibles.

Une étude sur les besoins d'eau chaude sanitaire en France donne une consommation moyenne de 56 litres par personne à 40°C [84]. Ceci correspond, en prenant un nombre d'habitants moyen de 2,15, à 120,4 litres par habitation. Étant donné que cette valeur est proche de la moyenne initiale du modèle (119,6 litres) et par manque de données françaises, il a été choisi de conserver les paramètres du modèle. De la même manière que pour la charge d'éclairage, une limitation de cette approche est que cette charge de référence n'est pas adaptable à l'initialisation des bâtiments ce qui permettrait de mieux correspondre au nombre réel d'habitants. En revanche, l'utilisation des sources de

consommation d'eau chaude sera cependant modulée par l'augmentation de la fréquence des activités associées.

Cependant, alors que le modèle du CREST calcule la consommation de chaleur liée à l'eau chaude à partir de la température du ballon d'eau chaude, la consommation dans les données françaises est donnée pour une température fixe (40°C). Il est donc nécessaire de modifier le fonctionnement du modèle pour prendre en compte cette différence. L'équation (II-31) devient (II-33).

$$C_{bal}\dot{T}_{bal} = H_{perte}(T_i - T_{bal}) - c_{eau}\dot{m}_{demande}(40 - T_{eau,froid}) + P_{chauf,eau} \quad (II-33)$$

Le modèle initial utilise une température de l'entrée d'eau froide fixe à 10°C, il est choisi de faire varier cette température en fonction du mois. Pour cela, des moyennes et des écarts types mensuels sont utilisés (Tableau II-9 tiré de [84]). Pour chaque jour, les valeurs de référence mensuelles correspondantes sont sélectionnées et un tirage par loi normale est effectué pour assigner la température d'eau froide.

Une des limites de l'approche du modèle initial est qu'une fois le signal de chauffage ON, le système fournit la puissance nécessaire jusqu'à la valeur exacte de la température de consigne. La limite haute ($T_{consigne} + T_{bm}$) n'est donc jamais dépassée et le signal de thermostat reste définitivement sur ON une fois allumé. Le ballon d'eau chaude est donc chauffé sur l'ensemble de l'année à une faible puissance correspondant à la puissance thermique perdue vers l'air intérieur. La solution implémentée pour corriger cela est de calculer la puissance de chauffage nécessaire avec comme objectifs la puissance de consigne additionnée à la bande morte (équation (II-34)).

$$P_{chauf,eau,ide} = C_{bal}(T_{consigne} + T_{bm} - T_{bal}) + H_{perte}(T_{bal} - T_i) + c_{eau}\dot{m}_{dem}(40 - T_{eau,froid}) \quad (II-34)$$

Une fois ces modifications implémentées, une demande thermique moyenne annuelle de 1795 kWh.an⁻¹ (sur 500 profils) est calculée pour l'eau chaude. Cette demande annuelle est comparable à la demande annuelle de 1676 kWh.an⁻¹ mesurée par l'ADEME sur 57 ballons à effet Joule [77]. La variation saisonnière induite par la variation de la température de l'eau froide est testée en utilisant le coefficient de saisonnalité (consommation journalière divisée par la consommation annuelle moyenne). Dans la Figure II-16, les coefficients saisonniers obtenus sont comparés aux données de l'ADEME ainsi qu'aux données obtenues en utilisant une température constante (avec 100 tirages). La variation saisonnière est mieux évaluée qu'avec le modèle à température d'entrée constante, cependant, la diminution de la consommation d'eau chaude en été est encore sous-estimée, vraisemblablement, car le changement de comportement en été n'est pas pris en compte (douche plus froide, etc.).

Une limitation restant dans le modèle est qu'en France certains ballons sont contrôlés différemment en fonction des heures creuses ou pleines, ce qui ne peut pas être pris en compte ici. Cela a pour impact de répartir la charge thermique associée à la demande d'eau chaude au même instant que la demande pour l'eau chaude elle-même, là où dans le cas réel la charge thermique sera située juste après l'instant de passage des heures pleines vers les heures creuses.

Tableau II-9 : Température moyenne mensuelle de l'eau froide

Mois	Moyennes et écart type
Janvier	11 ± 2°C
Février	11 ± 2°C
Mars	12 ± 2°C
Avril	15 ± 2°C
Mai	17 ± 3°C
Juin	19 ± 3°C
Juillet	21 ± 3°C
Août	21 ± 3°C
Septembre	20 ± 3°C
Octobre	17 ± 3°C
Novembre	15 ± 2°C
Décembre	12 ± 2°C

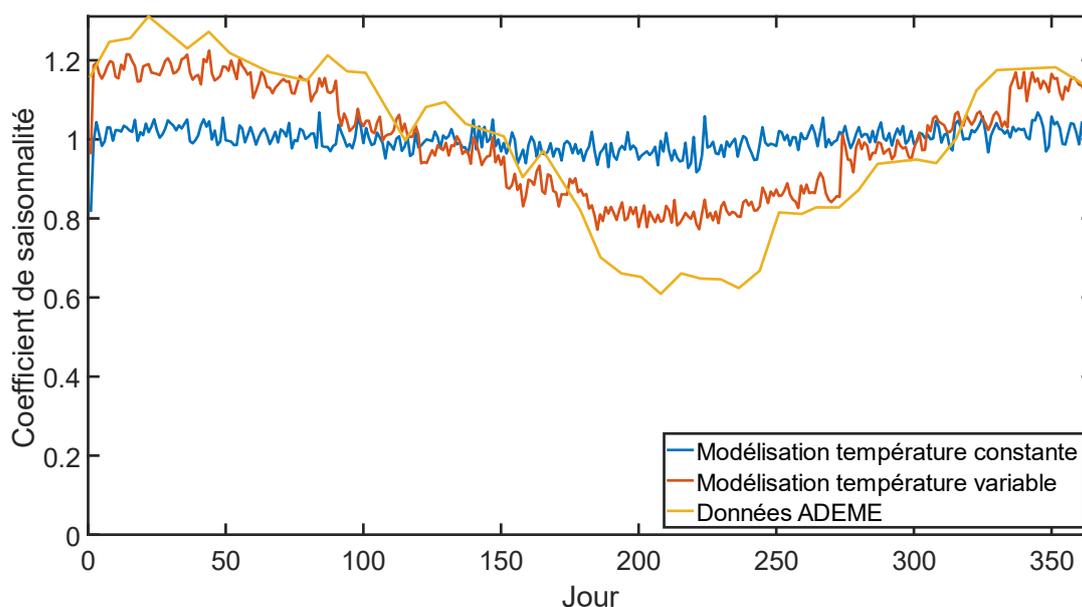


Figure II-16 : Variation saisonnière de la consommation d'eau chaude selon le modèle de température de l'eau du réseau

II.2.7 Modélisation du chauffage et climatisation

II.2.7.1 Fonctionnement initial du modèle

II.2.7.1.1. Modélisation de la température de l'habitation

Le modèle est d'abord décrit pour la partie chauffage dans les travaux de McKenna et Thomson [63] puis pour la partie climatisation dans les travaux de Barton et al. [64]. Ce module se base, comme

évoqué dans la partie précédente, sur un modèle équivalent RC, un réseau de résistances et de capacités qui régit l'évolution de la température du bâtiment soumis à la génération de chaleur interne et aux sollicitations externes. Chaque minute de la simulation, cette température, avec le module de contrôle du chauffage et de la climatisation, permet d'estimer la quantité de chaleur à fournir ou à absorber pour maintenir les bâtiments à la température souhaitée. Une fois les profils de besoin thermique calculés, ils sont transformés en demande d'électricité ou de gaz naturel par les caractéristiques des systèmes de chauffage et de climatisation.

Le modèle RC est composé de 3 capacités représentant respectivement le comportement dynamique de l'enveloppe du bâtiment, de l'air intérieur et des appareils de chauffage/climatisation. Il comprend également 3 coefficients de déperditions pour représenter les transferts de l'air ambiant extérieur, vers l'enveloppe du bâtiment, puis vers l'air intérieur et enfin vers/depuis les appareils de chauffage/climatisation. Un quatrième coefficient simule les pertes associées au mouvement de l'air (ventilation et infiltration). Quatre sources/puits de chaleur représentent respectivement les échanges avec la température extérieure, les gains solaires, les gains de chaleur interne (habitants, appareils, éclairage et pertes du ballon d'eau chaude) et le chauffage ou la climatisation.

La Figure I-16 représente le réseau RC, les résistances thermiques sont ici représentées ici par leur inverse : le coefficient de déperditions noté H. Les équations régissant les variations de température sont l'équation (II-35) pour la température de l'enveloppe du bâtiment (T_p), l'équation (II-36) pour la température intérieure (T_i), et les équations (II-38) et (II-39) pour respectivement les températures des émetteurs de chauffage (T_{rad}) et de climatisation (T_{clim}).

$$C_p \dot{T}_p = H_{e,p}(T_e - T_p) + H_{p,i}(T_i - T_p) \quad (II-35)$$

$$C_i \dot{T}_i = H_{p,i}(T_p - T_i) + H_v(T_e - T_i) + H_{rad}(T_{rad} - T_i) + H_{clim}(T_{clim} - T_i) + H_{perte}(T_i - T_{bal}) + P_{interne} + Mul_s I \quad (II-36)$$

Avec :

$$P_{interne} = P_{occupation} + P_{éclairage} + P_{appareil} \quad (II-37)$$

$$C_{rad} \dot{T}_{rad} = H_{rad}(T_i - T_{rad}) + P_{chauf,air} \quad (II-38)$$

$$C_{clim} \dot{T}_{clim} = H_{clim}(T_i - T_{clim}) + P_{clim} \quad (II-39)$$

II.2.7.1.2. Contrôle du chauffage et de la climatisation

À partir de la température intérieure du bâtiment, le module de contrôle du chauffage et de la climatisation détermine les puissances nécessaires au maintien du confort. Comme pour l'eau chaude, le chauffage et la climatisation sont contrôlés par 2 signaux : un signal de thermostat et un signal d'horloge. L'allumage des systèmes de chauffage et de climatisation nécessite que leurs deux signaux soient ON simultanément.

Pour les signaux d'horloge, les profils sont déterminés par deux chaînes de Markov. Comme pour le comportement des habitants, une matrice de probabilité différente est utilisée pour chaque tranche de 30 minutes de la journée et pour chaque type de jour (semaine ou week-end). Les états initiaux sont déterminés par un tirage sur une distribution discrète, avec une probabilité de 10% d'être ON en semaine et de 9% en week-end pour le chauffage, et toujours de 90% d'être ON pour la climatisation. Le chauffage est allumé en moyenne 10 heures par jour. Les probabilités de ce signal d'être ON résultant de la chaîne sont illustrées sur la Figure II-17.

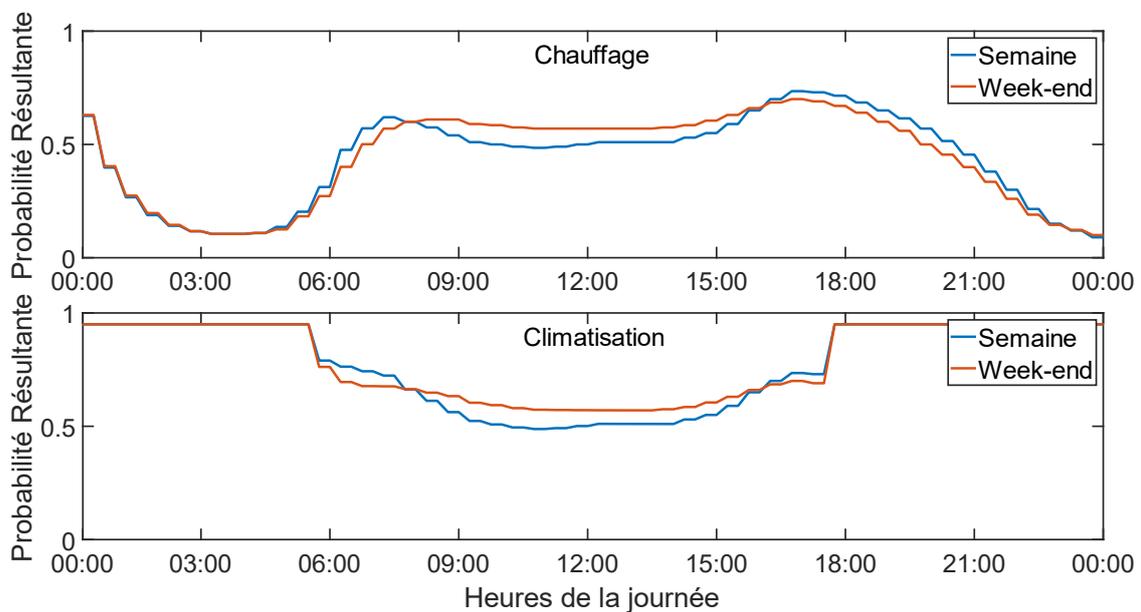


Figure II-17 : Probabilités d'être ON résultant de la chaîne de Markov (issus de [63])

Le signal de thermostat est l'assemblage de deux thermostats : l'un qui contrôle la température de l'air intérieur et l'autre qui contrôle la température des émetteurs. Le signal utilise le même système d'hystérésis que pour l'eau chaude, avec une bande morte de 2 °C pour l'air intérieur et de 5 °C pour les émetteurs. Dans le cas du chauffage, tant pour les émetteurs que pour l'air intérieur, les thermostats restent ON tant que la température ne dépasse pas la température de consigne plus la bande morte, et restent OFF tant que la température ne passe pas en dessous de la consigne moins la bande morte. À l'inverse pour la climatisation, les signaux de thermostats restent ON tant que la température ne passe pas en dessous de la consigne moins la bande morte, et restent OFF tant que la température ne dépasse pas la consigne plus la bande morte. Le signal de thermostat n'est ON que si les deux signaux, air intérieur et émetteur, sont ON (Figure II-18).

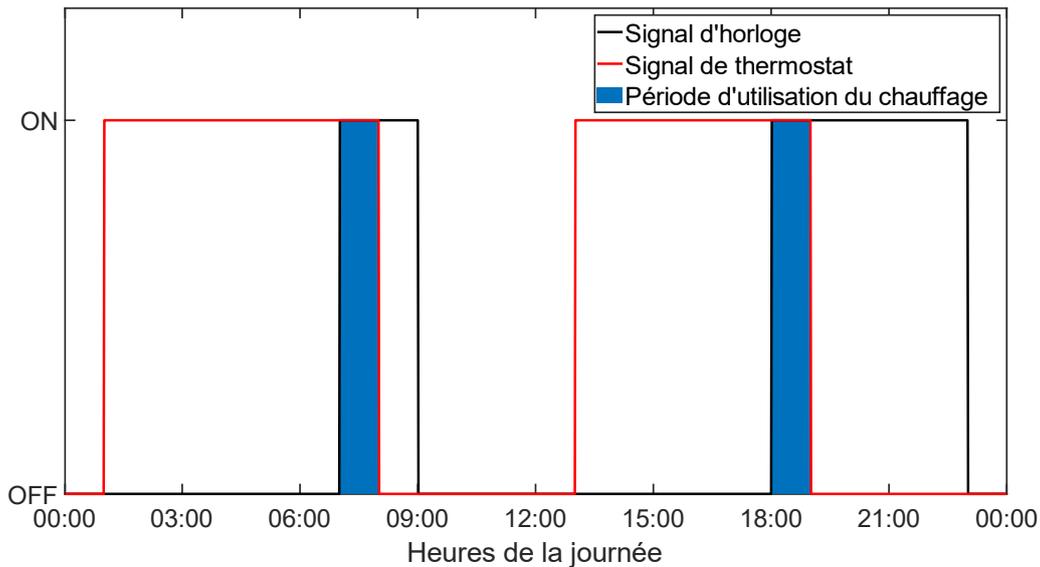


Figure II-18 : Fonctionnement des signaux d'horloge et de thermostat

Les températures de consigne de chauffage pour l'air intérieur sont déterminées de manière stochastique dans une distribution discrète. La distribution est visible sur la Figure II-19. Pour la climatisation la consigne de l'air intérieur est prise 5 °C au-dessus de celle du chauffage. Les températures de consigne pour les émetteurs sont identiques dans tous les bâtiments : 50 °C pour le chauffage et 0 °C pour la climatisation.

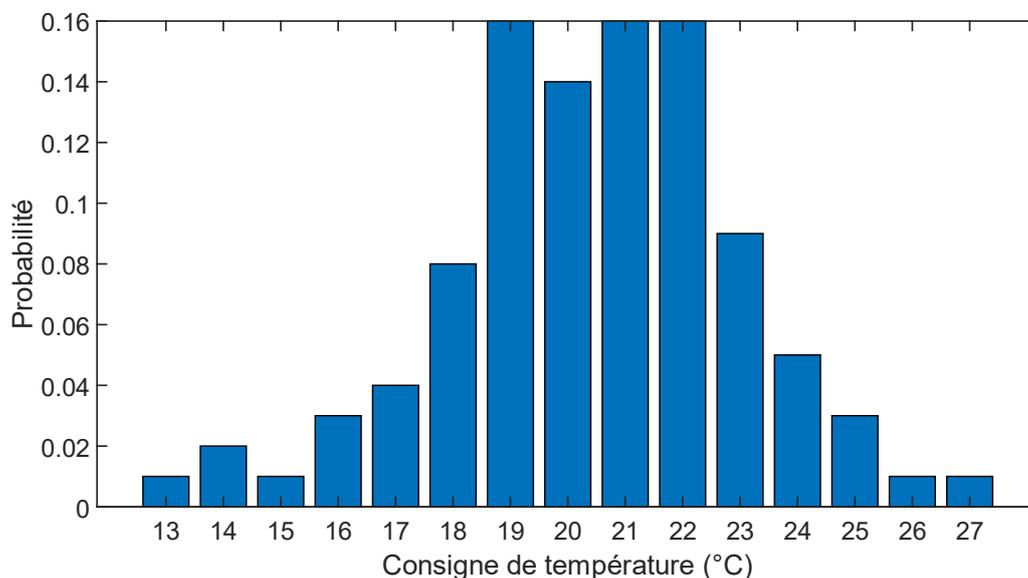


Figure II-19 : Distribution des consignes de chauffage (issus de [63])

Une fois l'allumage du système de chauffage ou de climatisation décidé, il est nécessaire de calculer la puissance thermique nécessaire pour atteindre la consigne des émetteurs avec plus ou moins la bande morte du thermostat. Pour cela, l'équation (II-40) permet de déterminer la puissance de chauffage nécessaire pour atteindre la consigne, et l'équation (II-41) pour la climatisation. Ces puissances idéalement nécessaires sont ensuite modulées par la puissance que peuvent réellement fournir les systèmes de chauffage et de climatisation. Comme le système de chauffage sert aussi à répondre à la demande d'eau chaude, la puissance fournie sera donc également limitée par la puissance déjà utilisée

pour l'eau. Une fois leurs températures cibles atteintes, les émetteurs échangent progressivement de la chaleur avec l'air intérieur à travers les équations vues précédemment ((II-36), (II-38) et (II-39)).

$$P_{chauf,air,ideal} = C_{rad}(T_{consigne} + T_{bm} - T_{rad}) + H_{rad}(T_{rad} - T_i) \quad (II-40)$$

$$P_{clim,ideal} = C_{clim}(T_{consigne} - T_{bm} - T_{clim}) + H_{clim}(T_{clim} - T_i) \quad (II-41)$$

Finalement, quand la chaleur fournie ou prélevée à l'émetteur est connue, la dernière étape est de calculer la consommation nécessaire. Pour cela, les caractéristiques des systèmes sont utilisées. Pour le cas du chauffage, deux types de systèmes sont considérés : électrique ou gaz naturel. Dans les deux cas, la consommation est déterminée avec l'équation (II-42). La seule différence est que la consommation correspond soit à une puissance électrique soit à un débit de gaz. À cette consommation s'ajoute la puissance du système qui correspond à la puissance de pompe de circulation si le système fonctionne et la puissance de veille sinon. Pour la climatisation seule, deux valeurs de charges sont possibles soit la charge de consommation nominale si le système fonctionne soit la puissance de veille.

$$Conso = Conso_{nominal} \frac{P_{chauf}}{P_{max,chauf}} \quad (II-42)$$

Une des limites du modèle est qu'il utilise le même système de création de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude, ce qui est pertinent pour les systèmes de chauffage au gaz mais ne permet pas de décrire l'ensemble des systèmes utilisés dans les habitations. De plus, pour le contrôle du chauffage, les auteurs du modèle notent qu'en raison du manque de données, ils ont simplifié la modélisation [63]. Ainsi les profils générés pour le signal d'horloge ne sont pas liés au modèle d'occupation et sont donc parfois incohérents avec celui-ci. Une maison peut donc être chauffée entre 10h et midi, alors que les habitants ne sont présents que de 8h à 10h.

II.2.7.2 Modification du modèle

II.2.7.2.1. Modélisation de la température de l'habitation

Pour reparamétrer le modèle thermique, il est nécessaire de modifier les valeurs caractéristiques du bâtiment (résistance, capacités) ainsi que des systèmes de chauffage et de climatisation. Le passage vers une simulation à l'année s'effectue, de manière similaire aux autres modules, par une augmentation de la durée des boucles de simulation. Une différence majeure dans l'implémentation des modèles thermiques (bâtiment et système de chauffage/climatisation et leurs contrôles) intervient lorsque plusieurs habitations sont simulées dans la même exécution. Au lieu de travailler sur chaque bâtiment successivement, il est maintenant choisi de vectoriser leurs modélisations pour améliorer la vitesse d'exécution.

Du côté du bâtiment, la démarche utilisée est similaire à celle qui a servi au paramétrage du modèle initial. Ainsi, une simulation complexe du bâtiment type boîte blanche est effectuée et les résultats (profil de température intérieure, charge de chauffage) sont utilisés pour identifier les paramètres du modèle RC de bâtiment.

La modélisation boîte blanche s'effectue avec le logiciel de simulation Pléiades®. L'utilisation du logiciel impose de spécifier, les différents composants du bâtiment. Notre simulation se base sur une maison individuelle située à proximité de Dijon. Les informations relatives à l'architecture et à la composition de l'habitation sont fournies par le cabinet d'architecture et d'urbanisme Topoïein Studio. L'habitation a obtenu une certification Passivhaus délivrée par l'institut Passivhaus, ce qui correspond bien au type de bâtiment à faible impact carbone souhaité.

L'habitation est composée d'un rez-de-chaussée et d'un étage dans lesquels se répartissent environ 114 m² de surface habitable. Le rez-de-chaussée contient le séjour, la cuisine, la salle de bain, les toilettes, le cellier et une chambre. L'étage est composé pour moitié par un vide sur le séjour et pour l'autre moitié par deux pièces habitables. La toiture asymétrique de l'habitation présente 56,3 m² de surface orientée sud et 38,5 m² orientés nord. Une représentation de l'habitation est illustrée sur la Figure II-20. Le bâtiment est représenté comme une seule zone thermique pour être en cohérence avec le modèle réduit.



Figure II-20 : Représentation Pleiades® de la maison modélisée

L'isolation de l'habitation est assurée par de la laine de verre, de la cellulose et du polyuréthane. La composition complète des parois extérieures et intérieures peut être trouvée dans l'O avec les Tableau A-1 à Tableau A-6. En plus des résistances des composants, des résistances thermiques d'échanges superficiels surface sont considérées à 0,13 m².K.W⁻¹ pour les faces intérieures et à 0,04 m².K.W⁻¹ entre les faces extérieures et l'ambiance extérieure.

Pour la plupart des parois, des transferts à travers les éléments structurels de l'ossature bois sont considérés. Les coefficients linéiques de transmission thermique sont estimés grâce aux valeurs de la bibliothèque Pléiades®. Conformément aux schémas des parois fournis, dans les murs extérieurs, deux types de chevrons sont présents, un tous les 60 centimètres et un tous les 90 centimètres. Concernant

la toiture, une poutre est considérée tous les 60 centimètres. Dans le plancher intérieur et dans les murs intérieurs porteurs, un chevron est considéré tous les 60 centimètres.

L'habitation possède 10 fenêtres pour une surface vitrée totale de 21,1 m². L'inventaire et les caractéristiques des fenêtres peuvent être trouvés dans le Tableau A-7. Les transferts à travers les éléments structurels sont identifiés à partir de la bibliothèque de Pléiades®. Une porte d'entrée et six portes intérieures sont également prises en compte.

Les ponts thermiques ont déjà été calculés par le cabinet d'architecte Topoiein Studio pour la certification passive house en utilisant le logiciel THERM®. Les résultats sont directement réutilisés. L'inventaire complet des ponts thermiques utilisés dans la simulation est présenté dans le Tableau A-8.

L'ensemble des pièces est chauffé avec une consigne de 20 °C. Les plannings de chauffage respectent la méthode de calcul Th-BCE : allumage de 18h à 9h les jours ouvrés standard, de 14h à 9h les mercredis et toute la journée le week-end. Une semaine de vacances hors du bâtiment est considérée au milieu de l'été et pour le Nouvel An durant lesquels le chauffage est réduit à 7°C. La consigne de climatisation est de 28°C et les plannings sont similaires au chauffage. La seule différence est que la climatisation est réduite à 30°C au lieu d'être éteinte lors des périodes d'absence.

Les valeurs de gains internes sont également basées sur les règles de calcul Th-BCE. Cela correspond pour la puissance dissipée à une valeur de 5,7 W.m⁻² lors de présence active et de 1,14 W.m⁻² le reste du temps. La présence active est considérée de 6h à 9h et de 18h à 21h les jours ouvrés standard, de 6h à 9h et de 14h à 21h les mercredis et de 6h à 21h le week-end. Pour les gains dus à l'occupation, une valeur de 0,022 occupant par mètre carré pour l'occupation active, 0,016 occupant par mètre carré pour l'occupation passive et nulle lors des absences (vacances ou travail), avec un occupant correspondant à 90 W en période de repos et 63 W en période de sommeil. Pour l'éclairage, une illumination de 200 lux est considérée de 7h à 8h les jours ouvrés et de 7h à 21h les week-ends.

Sur l'ensemble des fenêtres équipées de volets, un scénario d'occultation inspiré de celui déclaré pour la certification Passivhaus est utilisé. Il a pour but de simuler l'augmentation de la résistance thermique des fenêtres la nuit estimée à 0,25 m².K.W⁻¹ ainsi que la réduction des gains solaires. Une occultation spécifique est considérée pour les jours d'été, car elle est nécessaire pour ce type de bâtiment avec une grande inertie thermique et une surface vitrée importante. Hors été, une occultation de 100% (fermeture complète des volets) est considérée de 20h à 7h. Pour la période d'été (du 6 mai au 23 septembre), l'occultation est de 100% de 22h à 6h et de 65% de 7h à 21h. Cette occultation permet de réduire grandement la charge de climatisation.

L'habitation est ventilée par une ventilation double flux avec une efficacité de 89%. Cette ventilation permet un renouvellement d'air de 0,3 volume par heure pour une consommation de 0,28 Wh.m⁻³. L'échangeur de la ventilation est contourné si la température intérieure dépasse la température extérieure, si la température extérieure dépasse les 20 °C durant la période de chauffage ou 12 °C et si la température intérieure dépasse 19 °C durant la période de chauffage ou 24 °C sinon. Un débit d'infiltration de 1,7 m³.h⁻¹.m⁻² sous 4 Pa est considéré. Une surventilation nocturne de 0,14 volume par heure pour la période estivale est modélisée.

La météo utilisée pour la simulation sous Pléiades® provient des normes RT2012 [82] pour la zone climatique H1b à laquelle appartient Belfort. Ce fichier météo est modulé par le logiciel Pléiades® pour une altitude de 358 m correspondant à Belfort. La température moyenne sur l'année est de 10,9 °C avec un minimum de -7,1 °C et un maximum de 32,8 °C.

Le bâtiment est modélisé sur une année entière avec une résolution temporelle à la minute. Une consommation de chauffage annuelle de 1561 kWh est estimée soit 13,7 kWh.m⁻² et une consommation de climatisation de 58 kWh soit 0,51 kWh.m⁻². Le bâtiment semble bien respecter les normes de la maison passive fixées à 15 kWh.m⁻².an⁻¹.

Le comportement du bâtiment sert de base pour reparamétriser le modèle réduit, pouvant être exécuté plus rapidement et être couplé au reste du modèle. Le modèle RC est soumis aux mêmes sollicitations que la simulation sous Pléiades®, les résultats des deux modèles sont comparés et les paramètres RC permettant d'obtenir les meilleures concordances sont identifiés.

Avant de commencer l'optimisation du réseau RC, la détermination du facteur de multiplication solaire A_s est effectuée. Pour cela, le rayonnement de la station du fichier météo est comparé avec les gains solaires internes au bâtiment à travers l'ensemble des surfaces vitrées. Cependant, en raison du scénario d'occultation, ce facteur varie fortement entre la période estivale et le reste de l'année. Pour modéliser cela, le facteur A_s est séparé en deux une valeur $M_{s,hiver}$ et $M_{s,été}$. Ces deux facteurs sont identifiés en minimisant, avec le solveur Matlab® fmincon, les fonctions objectifs des équation (II-43) et équation (II-44) basées sur la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE). Des valeurs respectivement de 6,8753 m² et 1,7264 m² sont obtenues.

$$Obj = \sqrt{\frac{\sum_{t \in \text{hiver}} (I_{\text{intérieur}}(t) - I_{\text{météo}}(t) * Mul_{s,hiver})^2}{\text{Nombre de pas de temps en hiver}}} \quad (\text{II-43})$$

$$Obj = \sqrt{\frac{\sum_{t \in \text{été}} (I_{\text{intérieur}}(t) - I_{\text{météo}}(t) * Mul_{s,été})^2}{\text{Nombre de pas de temps en été}}} \quad (\text{II-44})$$

Pour tenter d'augmenter la précision du modèle, un facteur d'irradiation sur l'enveloppe du bâtiment est ajouté. Une approche similaire à celle développée par Berthou et al. est utilisée [58]. Une source supplémentaire est ajoutée dans le modèle RC au niveau de l'intérieur du bâtiment. La valeur de la source est estimée de manière similaire à celle de l'irradiance arrivant directement à l'intérieur du bâtiment ; c'est-à-dire à travers un facteur de multiplication solaire $M_{s,\text{extérieur}}$ en m² transformant la valeur de l'irradiance solaire en W.m⁻² en gain par rayonnement en W. L'équation de l'évolution de la température interne à l'enveloppe du bâtiment (II-35) devient l'équation (II-45). L'identification du facteur s'effectue comme précédemment en minimisant l'équation (II-46) et une valeur de 3,9045 m² est obtenue.

$$C_p \dot{T}_p = H_{ep}(T_e - T_p) + H_{pi}(T_i - T_p) + Mul_{s,extérieur} I \quad (II-45)$$

$$Obj = \sqrt{\frac{\sum_t (I_{extérieur}(t) - I_{meteo}(t) * Mul_{s,extérieur})^2}{\text{Nombre de pas de temps dans l'année}}} \quad (II-46)$$

L'optimisation des autres paramètres du modèle réduit est effectuée avec l'outil d'optimisation Multistart de Matlab® qui permet d'utiliser en parallèle, pour plusieurs points de départ, le solveur non linéaire fmincon (méthode des points intérieurs). Les profils Pléiades® d'irradiance solaire, de température extérieure, gains internes (éclairage, occupation, puissance dissipée), de charge de chauffage/climatisation servent de sollicitation au modèle réduit. Le profil de température interne sert lui de comparaison.

La température intérieure modélisée par Pléiades® est comparée à celle générée par le modèle réduit à travers la racine de l'erreur quadratique moyenne qui servira de fonction objective à minimiser, équation (II-47). La température sur les 16 premières semaines de la simulation Pléiades® est utilisée pour le paramétrage.

$$Obj = \sqrt{\frac{\sum_t (T_{Pléiade}(t) - T_{réduit}(t))^2}{\text{Nombre de pas de temps}}} \quad (II-47)$$

Une fois l'optimisation effectuée, les valeurs des coefficients de déperditions sont identifiées à $1,7 \times 10^7 \text{ W.K}^{-1}$ pour H_{ep} (entre l'extérieur et l'enveloppe) $32,6 \text{ W.K}^{-1}$ pour H_{bi} (entre l'enveloppe et l'intérieur), $66,8 \text{ W.K}^{-1}$ pour H_v (entre l'extérieur et l'intérieur par la ventilation). Pour les capacités thermiques, les valeurs identifiées sont de $3,0 \times 10^{14} \text{ J.K}^{-1}$ pour la capacité de l'enveloppe et $4,3 \times 10^7 \text{ J.K}^{-1}$ pour la capacité de l'air intérieur.

Pour ces valeurs, le modèle présente sur les 16 semaines d'apprentissage une RMSE de $0,7724 \text{ °C}$ et un biais moyen (MBE) de $0,0376 \text{ °C}$ (équation (II-48)). En comparaison avec les 6 bâtiments inclus dans le modèle initial du CREST, les auteurs rapportent une RMSE entre $0,71$ et $1,03 \text{ °C}$ et des MBE entre $-0,034$ et $0,0246 \text{ C}$. Sur l'ensemble des données modélisées sous Pléiades®, une RMSE de $0,98 \text{ °C}$ et une MBE de $-0,08 \text{ °C}$ sont identifiées. Une comparaison entre les profils de température intérieure obtenus avec le modèle Pléiades® et le modèle réduit peut être trouvée sur la Figure II-21.

$$MBE = \frac{\sum_t (T_{Pléiade}(t) - T_{réduit}(t))}{\text{Nombre de pas de temps}} \quad (II-48)$$

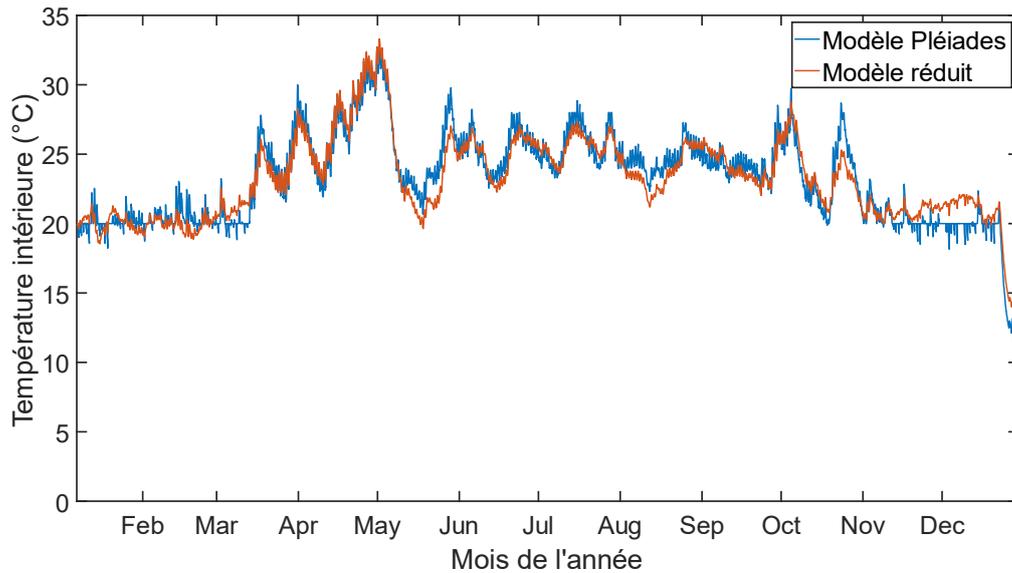


Figure II-21 : Comparaison de la température intérieure pour les deux modèles

Ces paramètres peuvent être comparés au modèle initial. Cependant, il est important de noter que les paramètres de ce type de modèle après optimisation ne représentent pas directement les phénomènes physiques d'échange thermique. Le réseaux RC ont des valeurs en cohérence entre elles pour que les courbes de température soient le plus proches possible du modèle Pléiades. Par exemple, le coefficient de déperdition et la capacité thermique H_{ep} et C_p sont tous deux élevés car se compensant numériquement pour générer la courbe de température de l'enveloppe. Ce problème pourrait être réglé en paramétrant sur les flux de chaleur en plus de la température intérieure [61]. Le paramètre de ventilation est légèrement inférieur à celui du modèle initial pour une habitation de 130 m^2 ($73,6 \text{ W.K}^{-1}$). Le facteur de multiplication solaire est légèrement supérieur, cela s'explique par la grande surface vitrée du bâtiment ($21,1 \text{ m}^2$). La différence majeure entre ces paramètres et ceux du modèle initial est que la capacité thermique de l'enveloppe et les conductivités associées sont différentes. Cela résulte du fait que le bâtiment passif échange assez peu à travers son enveloppe avec l'air extérieur. En effet, dans la simulation complète, le comportement thermique de l'habitation est déterminé en grande partie par les apports solaires intérieurs, les gains internes et la ventilation, et assez peu par les échanges conductifs à travers l'enveloppe, ce qui se traduit dans le modèle réduit.

Une conséquence de cela est que le nœud intérieur d'enveloppe du bâtiment subit de très faibles variations journalières de température, comme illustré sur la Figure II-22, contrairement au bâtiment du modèle initial. Cette différence fait en sorte que l'initialisation de la température de l'enveloppe prend une plus grande importance dans le cas présent. Là où la valeur utilisée dans le bâtiment du CREST est basée sur le maximum entre 16 °C et la température extérieure en été, il est maintenant choisi de travailler avec une valeur de référence variable au cours de l'année basée sur une fonction sinusoïdale avec une variation de $\pm 0,5 \text{ C}$. Par exemple, si la simulation commence le 1^{er} janvier, cette température initiale varie entre $10,3\text{-}11,3 \text{ °C}$ et entre $9,75\text{-}10,75 \text{ °C}$ si la simulation commence le 15 avril.

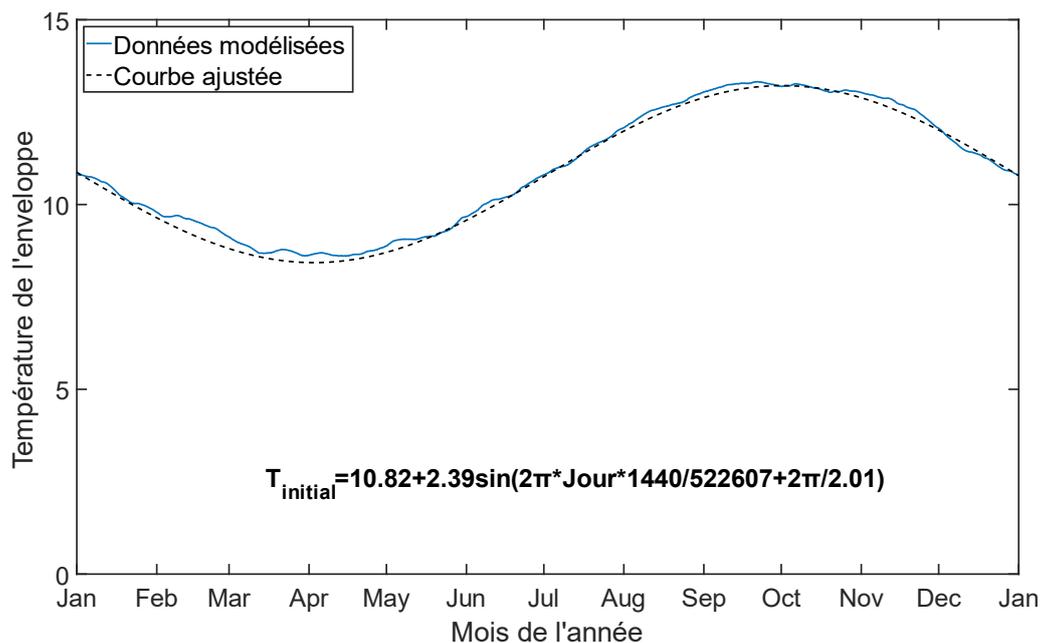


Figure II-22 : Évolution annuelle de la température de l'enveloppe

Placé dans les mêmes conditions que le modèle Pléiade® (météo, gain interne, consigne de température...), le modèle donne une consommation de chauffage annuelle de 13,4 kWh.m⁻².an⁻¹ et une consommation de climatisation de 1,3 kWh.m⁻².an⁻¹ (consommation sur 100 habitations avec le même climat). Ces consommations sont similaires à celles calculées par le logiciel Pléiades®. Une fois le module thermique introduit avec le reste du modèle, ces consommations deviennent respectivement 19,9 kWh.m⁻².an⁻¹ et 0,202 kWh.m⁻².an⁻¹. La différence pour le chauffage décomposée par changement d'environnement est illustrée la Figure II-23. Les principales sources de changement sont les consignes de chauffage variables dans le modèle (Figure II-19), mais fixes à 20 °C dans Pléiades® ainsi que les gains internes. Dans le modèle, les gains internes sont définis à l'aide des modules d'occupation (II.2.3), d'éclairage (II.2.4), appareil électrique (II.2.5) et eau chaude (II.2.6) là où Pléiades® utilise des valeurs fixes réglementaires décrites ci-dessus.

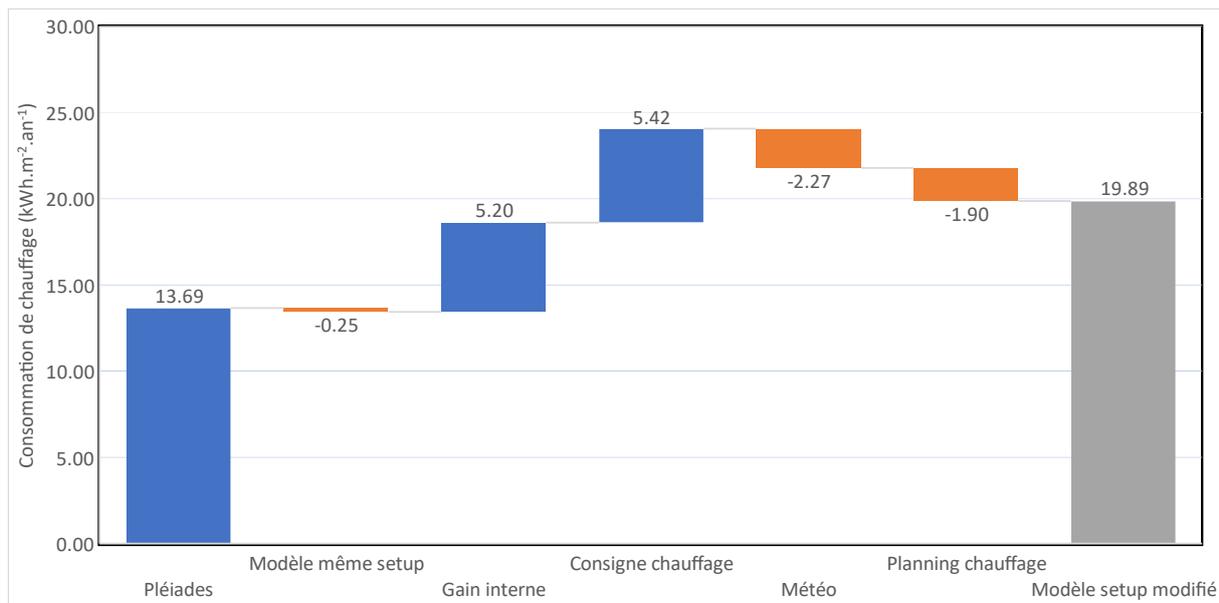


Figure II-23 : Décomposition des différences de besoins de chauffages dues à la configuration

A posteriori, il est possible de vérifier l'intérêt d'ajouter les gains solaires sur l'enveloppe, en modélisant 100 bâtiments avec et sans gains solaires sur l'enveloppe. Pour rappel, avec les gains les consommations de chauffage et de climatisation sont respectivement de 19,9 kWh.an⁻¹ et 0,202 kWh.m⁻².an⁻¹. Sans les gains, la consommation de chauffage n'est changée qu'à la marge (de 10⁻⁴) et la climatisation diminue à 0,203. L'impact semble donc faible.

En revanche, le scénario d'occultation a un impact important sur la charge du bâtiment. Sans modification du gain solaire interne, le bâtiment voit sa consommation de climatisation fortement augmenter jusqu'à 11,64 kWh.m⁻².an⁻¹. Cette forte consommation s'explique par la très grande surface vitrée. Sans réduction des apports solaires et donc sans gestion des volets par les habitants, la température du bâtiment augmente fortement en été même pour une température extérieure maximale de 25 °C. Il est également possible de noter que dans ce cas, la demande annuelle de chauffage baisse par entraînement.

Une limitation du modèle pour la modélisation de la charge de climatisation est qu'il ne permet pas de modifier le paramètre lié à la ventilation pour simuler la surventilation nocturne en été. Une amélioration possible serait de modifier la valeur de ce paramètre lorsque la température intérieure dépasse la température extérieure. Une autre limite est que, étant donnée la forte asymétrie entre la consommation de chauffage et de climatisation, il a été choisi de paramétrer le modèle sur les 16 premières semaines de l'année, incluant ainsi la fin de l'hiver et le printemps, mais pas l'été. Même s'il est difficile d'agrandir la période utilisée pour l'apprentissage en raison du temps d'exécution de l'optimisation, dans les cas où la charge de climatisation est plus importante, cela peut être intéressant. Il serait également possible de travailler sur deux périodes séparées, même si cela entraînerait de nouvelles problématiques de continuité.

II.2.7.2.2. Contrôle du chauffage et de la climatisation

La gestion des systèmes de chauffage a été adaptée pour correspondre aux besoins du nouveau bâtiment. Tout d'abord, il est choisi d'ajouter, au système déjà présent dans le modèle (chaudière électrique, chaudière gaz, etc.), un nouveau système pour le chauffage et l'eau chaude : une pompe à chaleur de puissance 4,2 kW (à 0 °C, avec une température de source chaude de 55 °C). Cette puissance maximale est inférieure à celle utilisée dans le modèle initial pour la chaudière gaz (21,75 kW) afin de refléter la demande plus faible du bâtiment passif. De plus, la possibilité d'utiliser une pompe à chaleur demande de pouvoir modifier la valeur d'efficacité du chauffage en fonction de la température extérieure, pour modéliser le fonctionnement réel du coefficient de performance (COP) d'une pompe à chaleur. Pour cela, des données d'un appareil commercial sont utilisées pour ajuster une courbe de variation en fonction de la température extérieure [85]. Les performances et la courbe sont illustrées sur la Figure II-24. Une autre différence apparente avec le modèle initial est qu'en fonction de la température extérieure, la pompe n'aura pas la même puissance maximale délivrable.

De manière similaire, la climatisation peut être désormais assurée par une pompe à chaleur avec une puissance maximale de 4,2 kW (à 32 °C) et un ratio d'efficacité énergétique (EER) variable. Les données utilisées et la courbe ajustée se trouvent sur la Figure II-25. En raison de la faible inertie des émetteurs de froid, il arrive parfois dans le modèle initial, pour les cas où la puissance de climatisation est grande, que le système de climatisation s'allume et s'éteigne chaque minute. Pour éviter ce comportement, il a été choisi de ne plus utiliser le signal de thermostat lié aux émetteurs de froid et à la place de seulement utiliser celui basé sur la température de l'air intérieur. En cohérence, le calcul de la puissance de climatisation nécessaire ne prend maintenant plus en compte la bande morte de l'émetteur, l'équation (II-41) devient donc l'équation (II-49). Le nouveau comportement est illustré sur la Figure II-26.

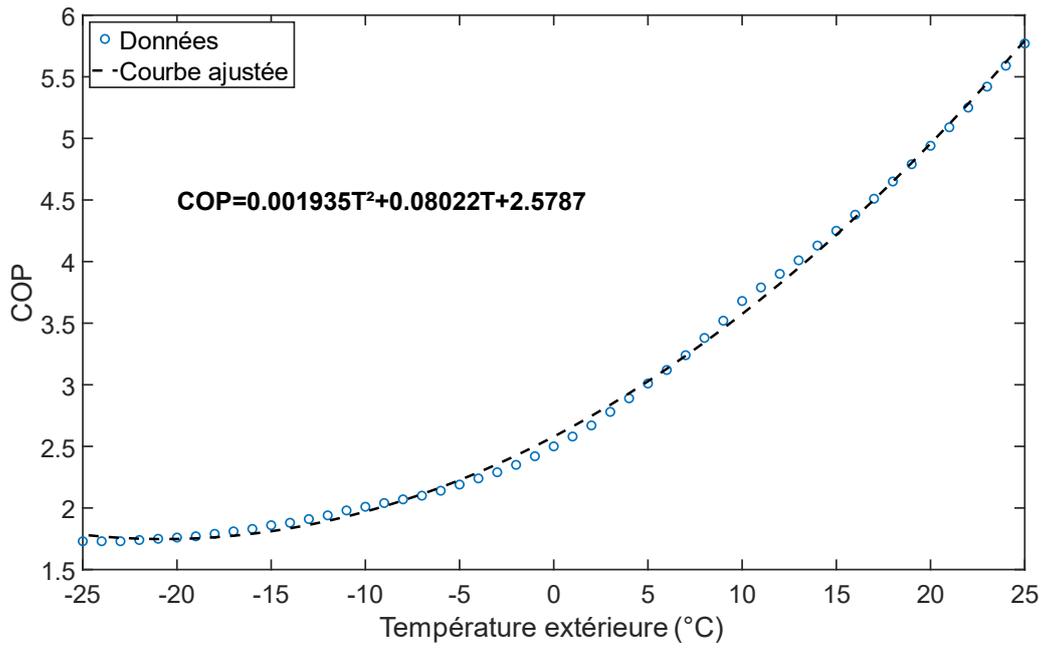


Figure II-24 : COP de la pompe à chaleur (données issues de [85])

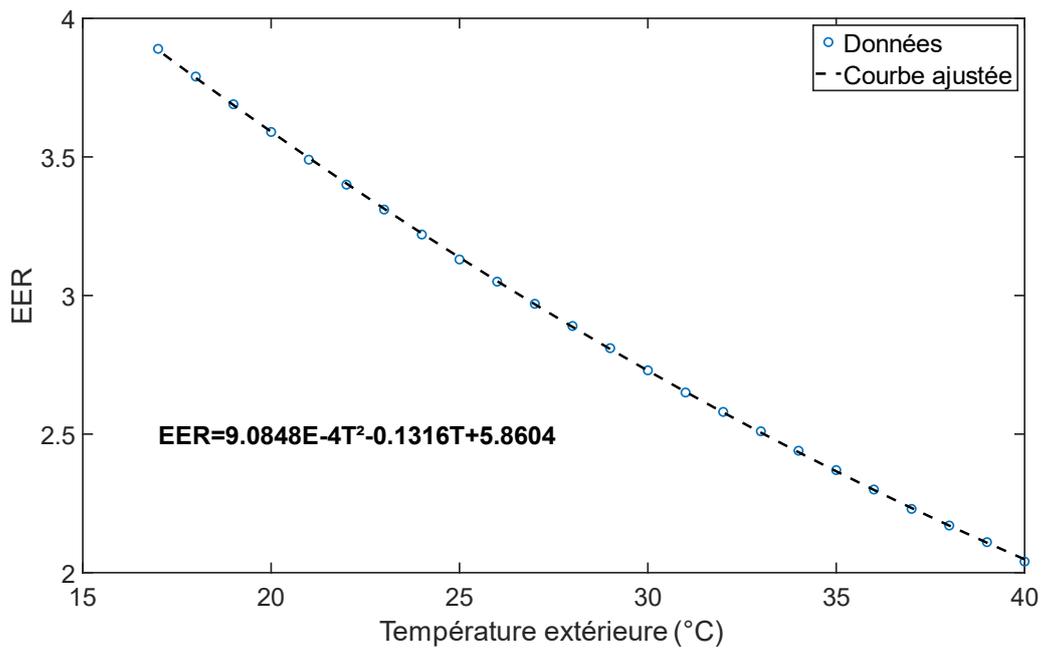


Figure II-25 : EER de la pompe à chaleur (données issues de [85])

$$P_{clim,ideal} = C_{clim}(T_{consigne} - T_{clim}) + H_{clim}(T_{clim} - T_i) \quad (II-49)$$

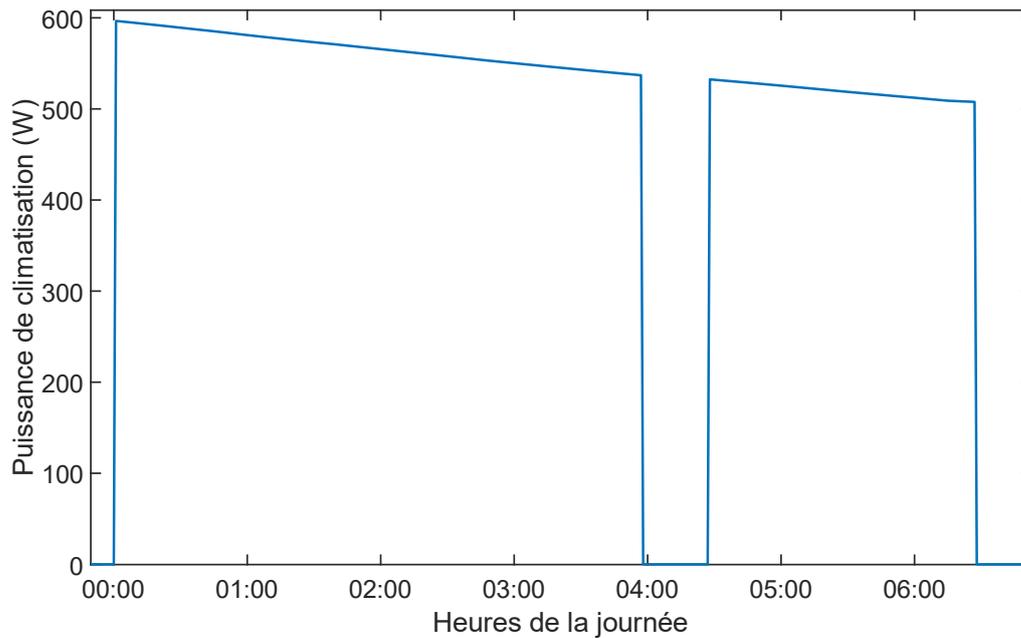


Figure II-26 : Charge de climatisation générée avec le modèle reparamétré

La partie contrôle des systèmes de chauffage et de climatisation est également modifiée. Pour la partie chauffage, la consigne moyenne en France est de 20,8 °C contre 20,45 °C dans le modèle initial [86]. Il est cependant choisi par manque de données de conserver la distribution de consigne illustrée sur la (Figure II-19). La consigne de climatisation, prise à 5°C au-dessus de la consigne de chauffage dans le modèle initial, est maintenant calculée avec une loi normale arrondie à l'entier, avec une moyenne de 28 °C et un écart type de 2,5 °C. Ce tirage est comparé à la température de chauffage pour ne jamais lui être inférieur ou égal.

Le signal d'horloge du chauffage est maintenant relié à la modélisation de la présence en suivant 3 schémas : chauffage toujours allumé (schéma 1), chauffage éteint en absence d'habitant (schéma 2) et chauffage baissé en absence (schéma 3). Ces trois schémas représenteraient respectivement 17,6 %, 27,50 % et 54,90 % des habitations [86]. À l'initialisation du contrôle du système de chauffage, un tirage est effectué pour déterminer à quel schéma correspond le bâtiment. En fonction du schéma tiré et du profil de présence, le profil d'horloge sur l'année est déterminé. Dans le cas où la température est baissée lors des absences, la température de consigne est réduite de 5 °C. La probabilité d'allumage du signal d'horloge est illustrée sur la Figure II-27. Le schéma de chauffage sélectionné a un fort impact sur la charge du bâtiment. Par exemple, si les 100 bâtiments sont tous au même schéma, la charge devient : 22,725 kWh.m⁻².an⁻¹ pour le premier schéma, 19,214 kWh.m⁻².an⁻¹ pour le deuxième schéma et 19,208 kWh.m⁻².an⁻¹, pour le troisième schéma. Il a également été envisagé de baser le signal d'horloge sur la présence active des habitants (éteindre lors des phases de sommeil), mais étant donné la grande inertie thermique du bâtiment passif, les temps de chauffe résultants sont trop faibles pour assurer le confort thermique. Le signal d'horloge pour la climatisation n'est pas modifié et reste régi par la chaîne de Markov du modèle initial. En cohérence avec Pléiades® dans le modèle reparamétré

le chauffage est toujours éteint du 6 mai au 23 septembre, à l'inverse la climatisation n'est pas utilisée du 23 septembre au 6 mai.

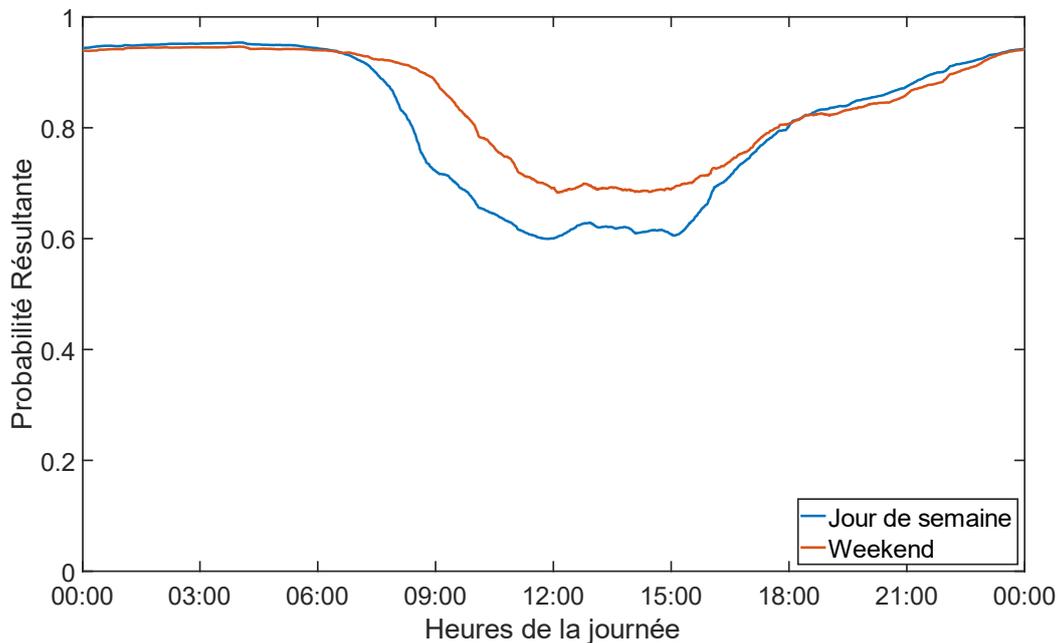


Figure II-27 : Fréquence d'allumage lors de la période de chauffage

II.3 Usages du modèle de génération de profils

II.3.1 Génération de profils

II.3.1.1 Génération de profils divers et indépendants

En utilisant le modèle paramétré pour la ville de Belfort (France), 3500 profils annuels avec un pas de temps de 1 minute sont générés (500 pour chaque type de maison) en utilisant une simulation type Monte Carlo. Les données générées comprennent le profil météorologique : température et rayonnement solaire, le profil de charge : électricité, chauffage des locaux, eau chaude et climatisation, ainsi que les profils de production photovoltaïque. Sur les 3500 profils, les 7 archétypes de maison unifamiliale sont représentés 500 fois (6 archétypes du modèle initial du CREST plus l'archétype passif). Les caractéristiques des 7 archétypes sont résumées dans le Tableau II-10. Les consommations de chauffage et de climatisation sont étudiées en tant que consommation thermique générique (avant efficacité des systèmes de chauffage).

Dans chaque module de la génération de profils charge domestique, divers facteurs sont incorporés pour générer une diversité dans les profils. Les sources de variation décrites dans les sections précédentes sont résumées dans le Tableau II-11. Le modèle introduit de la diversité entre les habitations (nombre d'habitants, propriétés du bâtiment, température de consigne, programmes de chauffage, appareils électriques possédés, etc.) et de la diversité temporelle (clarté du ciel, température extérieure, mise en marche, cycle des appareils électriques, etc.).

La méthodologie complétée pour paramétrer le modèle et générer les 3500 profils est résumée dans la Figure II-28. Selon le cas d'utilisation, différentes parties de la méthodologie sont nécessaires. Un chercheur qui souhaite uniquement évaluer le potentiel d'un système énergétique peut utiliser directement l'ensemble de données ouvertes (<https://dx.doi.org/doi:10.25666/DATAUBFC-2024-05-03>). Pour générer de nouveaux profils, l'utilisateur doit également modifier les données d'entrée de l'algorithme Matlab® disponible librement en ligne (hal.science/hal-04574032). Si l'étude de cas doit être modifiée, l'ensemble du processus de paramétrage doit être refait. Enfin, pour améliorer la méthodologie, chaque partie de la procédure doit être étudiée.

Tableau II-10 : Type d'habitation utilisée

Identifiant archétype	Type d'habitation	Type d'isolation	Surface de plancher (m ²)
1	Maison individuelle	Isolation standard du CREST	136
2	Maison individuelle	Isolation améliorée du CREST	136
3	Maison jumelée	Isolation standard du CREST	87
4	Maison jumelée	Isolation améliorée du CREST	87
5	Maison mitoyenne	Isolation standard du CREST	58
6	Maison mitoyenne	Isolation améliorée du CREST	58
7	Maison individuelle	Isolation type passive	114

Tableau II-11 : Paramètres de variation entre les profils

Paramètre	Modèle	Commentaires
Clarté du ciel	Chaîne de Markov	
Température extérieure moyenne journalière	Moyenne mobile autorégressive	
Variation maximale autour de la température moyenne	Distribution normale	Basé sur l'irradiation cumulée
Nombre d'habitants	Distribution discrète	1 à 5 (basé sur [87])
Comportement des habitants	Chaîne de Markov	Occupation et activité
Nombre et type d'ampoules	Sélection de configuration	À partir de 100 configurations
Allumage des ampoules	Tirage simple par ampoule	En fonction de l'irradiance
Durée d'allumage des ampoules	Tirage à double probabilité	9 plages également probables
Propriété des appareils électriques	Tirage simple par appareil	
Allumage des appareils électriques	Tirage simple par appareil	En fonction du temps
Durée du cycle des appareils	Distribution normale	
Propriété des appareils d'eau chaude	Tirage simple par appareil	

Allumage des appareils eau chaude	Tirage simple par appareil	En fonction du temps
Consommation des appareils	Distribution discrète	Loi de Poisson
Température de consigne de l'eau chaude	Distribution discrète	Entre 42 °C et 62 °C
Température de l'eau froide	Distribution normale	En fonction du mois
Température pour le chauffage des espaces	Distribution discrète	Entre 13 °C et 27 °C
Programme de chauffage des locaux	Assignation de pattern	
Température de consigne pour la climatisation	Distribution normale	Supérieur à celui du chauffage
Programme de climatisation	Chaîne de Markov	
Propriétés du bâtiment	Assignation d'archétype	Parmi 7 archétypes

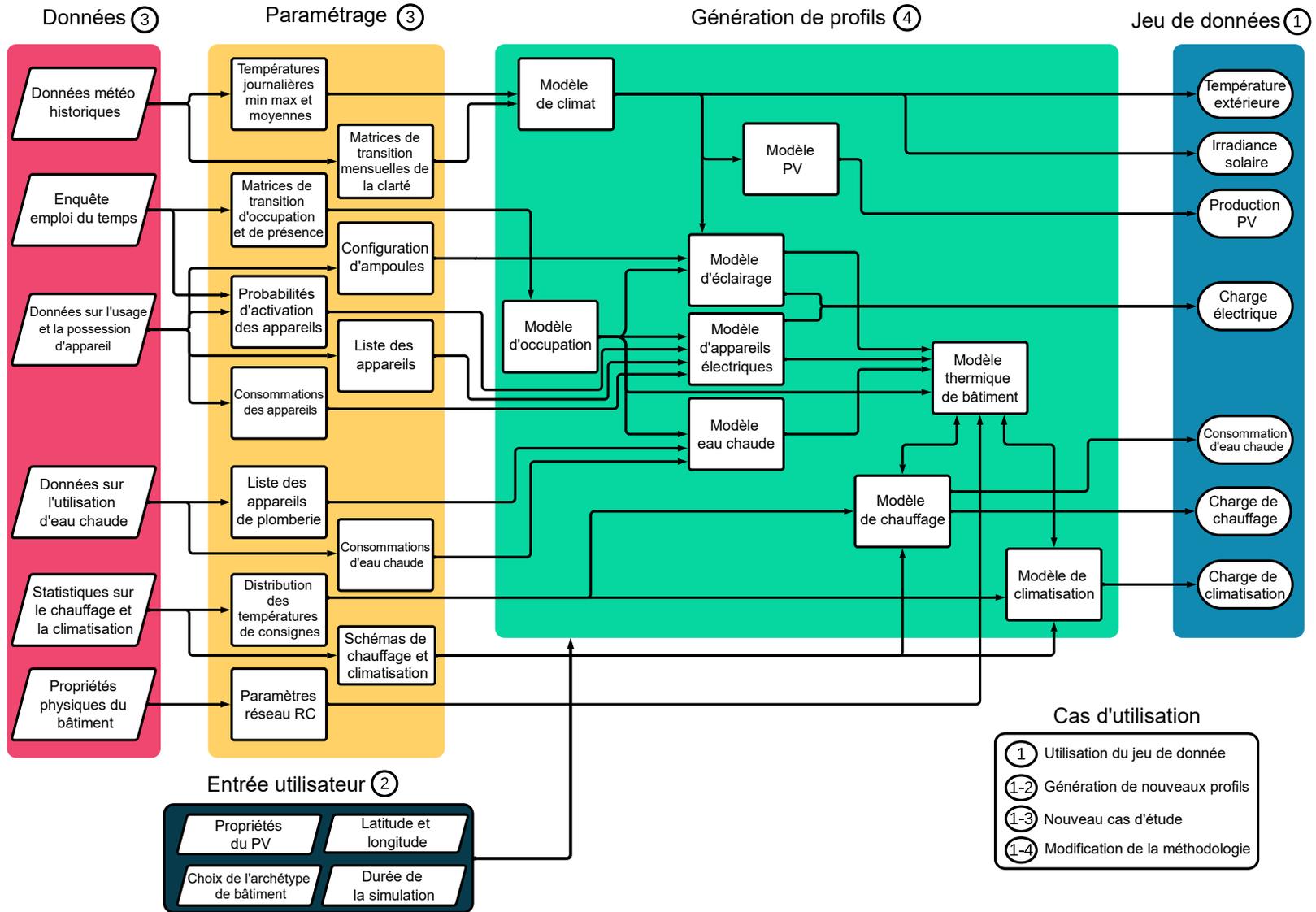


Figure II-28 : Schéma de la méthodologie de génération de profils divers et indépendants

Pour le modèle météorologique, la variation du rayonnement global horizontal (GHI) moyen journalier est illustrée à la Figure II-29 par 365 diagrammes en boîte. La comparaison avec les données d'Open-Meteo pour Belfort de 2000 à 2022 permet d'observer que la variation synthétique du profil correspond à la variation mesurée [68, 69, 70, 71]. De même, la variation des températures journalières moyennes peut être observée dans la Figure II-30. Dans ce cas également, les valeurs quotidiennes moyennes reproduisent le profil de température typique ainsi que les valeurs extrêmes. Le modèle est donc bien capable de reproduire la variation des conditions climatiques pour une région spécifique. En outre, contrairement à la méthode originale CREST, on n'observe pas d'écarts abrupts entre les mois dans les profils de température.

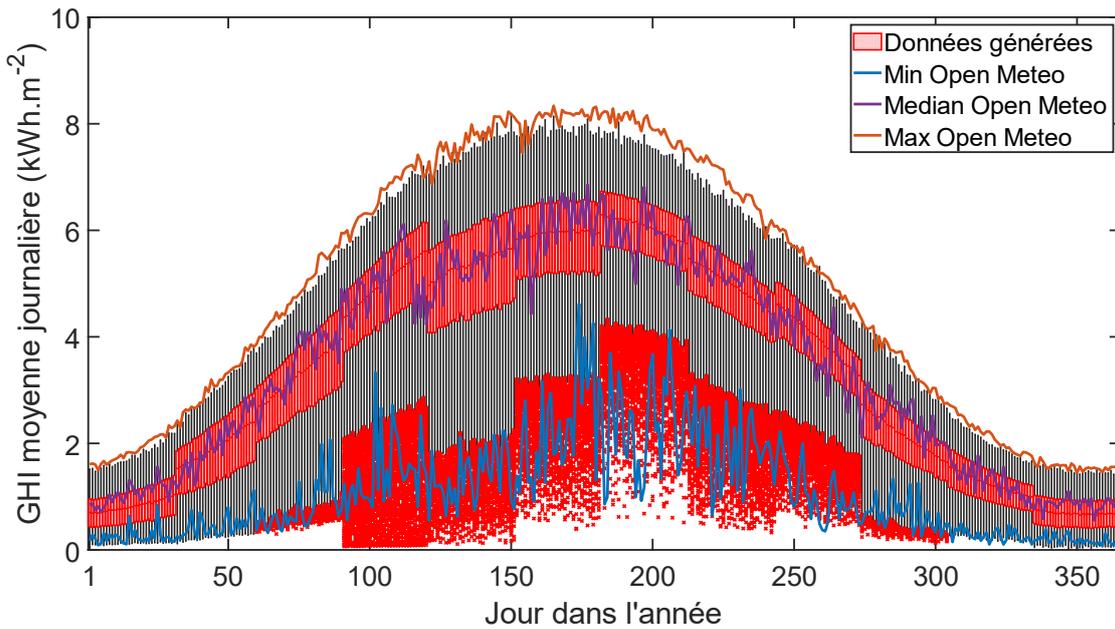


Figure II-29 : Dispersion de la moyenne journalière de l'irradiation (données synthétiques représentées sous la forme d'un graphique en boîte avec les quartiles médians et le contour)

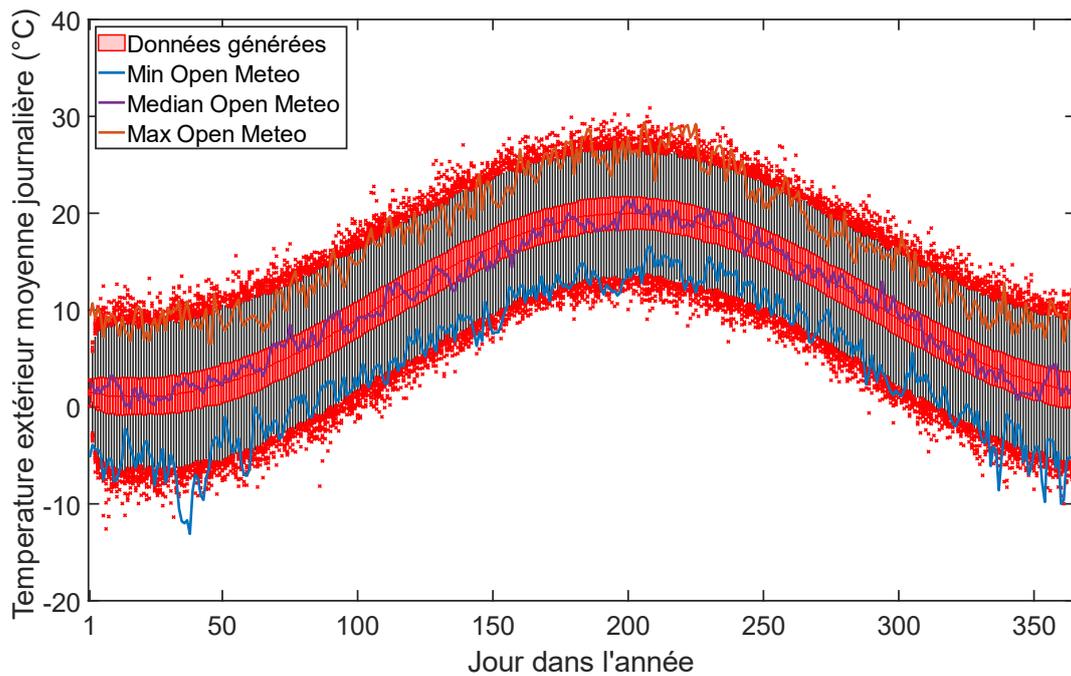


Figure II-30 : Dispersion de la température moyenne journalière (données synthétiques représentées sous forme de graphique en boîte avec les quartiles médians et les contours)

La dispersion de la production mensuelle de PV est comparée, dans la Figure II-31, avec PVGIS ainsi qu'avec les profils obtenus avec la méthode CREST (sur 3500 exécutions). Dans l'ensemble, la dispersion due aux variations annuelles estimées par l'outil PVGIS est bien reproduite dans les profils. L'utilisation de matrices à 12 mois pour la modélisation de la clarté présente un avantage certain, en particulier pour les mois d'hiver où la production est fortement surestimée avec la méthode CREST.

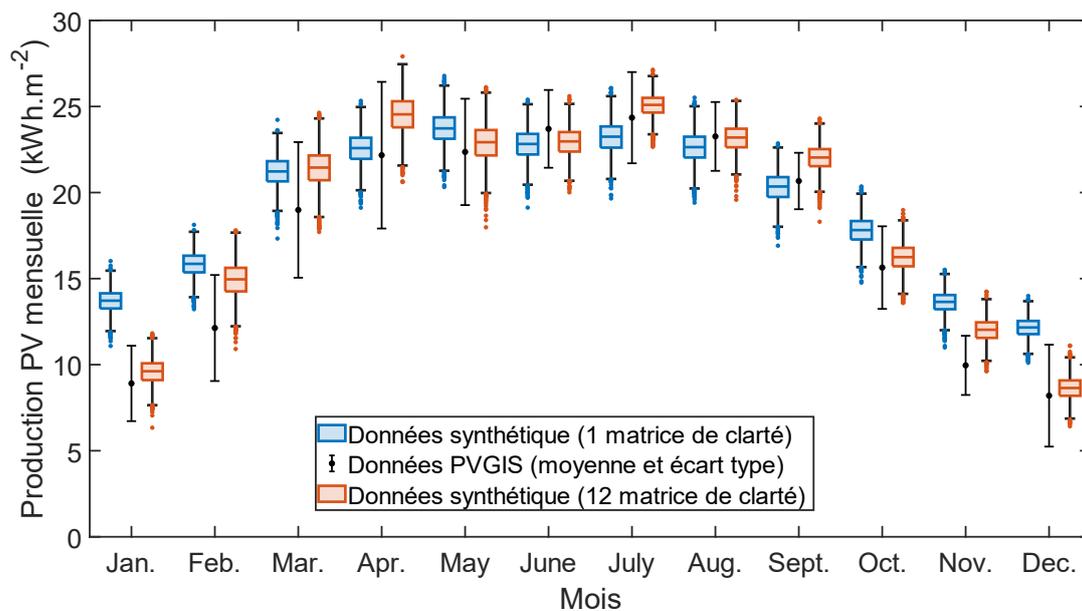


Figure II-31 : Dispersion des profils de production PV par rapport à PVGIS

Les profils de consommation d'électricité peuvent être distingués en fonction du nombre d'habitants, de la possession des appareils/ampoules et de la surface de plancher. La possession génère des variations grâce aux valeurs de référence annuelles énumérées dans le Tableau II-7 et la surface de plancher grâce à la consommation de référence de l'éclairage $1,8 \text{ kWh.m}^{-2}$. Le nombre d'habitants introduit une variation par la fréquence d'utilisation des appareils et de l'éclairage. Cependant, cette variation est plus difficile à déduire directement des données d'entrée. La dispersion de la consommation d'électricité en fonction du nombre d'habitants est illustrée à la Figure II-32. On peut y observer que la consommation se stabilise après 3 habitants en raison du partage des appareils. La dispersion est comparée à l'étude ADEME utilisée en entrée (101 logements) et une dispersion correspondante est observée [77]. Cette comparaison permet de valider la capacité du modèle à reproduire les variations réelles de la consommation d'électricité en fonction du nombre d'habitants.

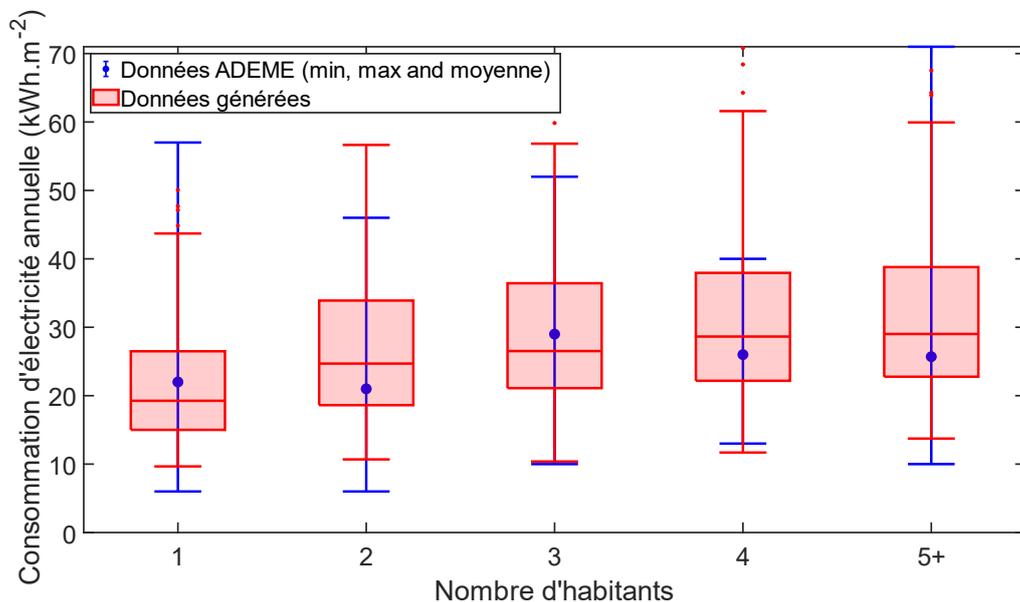


Figure II-32 : Dispersion de la consommation d'électricité en fonction du nombre d'habitants (moyenne pour les données de l'ADEME et médiane pour les données synthétique)

La Figure II-33 compare les profils de consommation thermique d'eau chaude générés avec les mesures de l'ADEME (pour un réservoir d'eau à effet Joule) [30]. La dispersion autour de la médiane est bien représentée, mais les valeurs extrêmes ne sont pas entièrement prises en compte. L'une des raisons de cet écart est que dans les mesures de l'ADEME, certains logements ne consommaient pas d'eau chaude, et la demande thermique mesurée correspondait uniquement aux pertes statiques. Cela ne se reflète pas dans les données synthétiques, où chaque maison utilise son réservoir d'eau chaude sanitaire. De plus, dans la présente étude, le volume du ballon d'eau chaude sanitaire (ECS) est fixé à 125 L, alors que dans les mesures, les volumes varient de 15 L à 300 L.

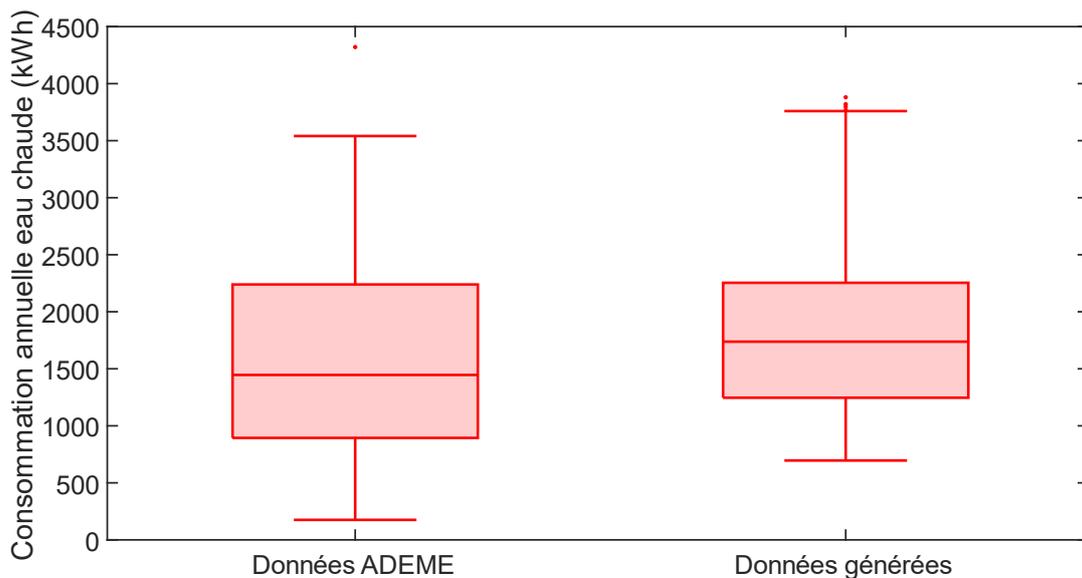


Figure II-33 : Dispersion des profils de consommation d'eau chaude

Les profils de consommation de chauffage et de climatisation se différencient principalement par les températures de consigne, les types d'isolation et les modes de chauffage. En ce qui concerne les modes de chauffage, la consommation annuelle moyenne de chauffage est de $84,5 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour les maisons chauffées en permanence, de $77,1 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour celles dont le chauffage est réduit pendant les absences et de $79,6 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour celles dont le chauffage est éteint pendant les absences. Les consignes de température ont également un impact significatif sur la consommation, la consommation annuelle moyenne de chauffage variant de $34,2 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour les maisons dont la consigne est inférieure à 15°C à $112,2 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour les consignes supérieures à 25°C . Inversement, la consommation annuelle de climatisation varie de $20,3 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour les maisons dont le point de consigne est inférieur à 23°C à $0,53 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$ pour les points de consigne supérieurs à 33°C .

En ce qui concerne les types d'isolation, les valeurs annuelles pour chaque type de maison sont résumées dans le Tableau II-12. Avec ces consommations annuelles moyennes de chauffage et de climatisation, chaque type de bâtiment peut être associé à des certificats de performance énergétique selon les règles de classement françaises [82]. Cependant, la consommation d'énergie associée à ces besoins thermiques dépend du type de système énergétique utilisé pour y répondre. Le Tableau II-13 résume les différents labels pour 5 combinaisons de systèmes de chauffage et d'ECS, la climatisation étant toujours assurée par des pompes à chaleur. L'étiquette varie de A à E et aucun type de maison ne correspond à l'étiquette F ou G. Seule la maison passive parvient à obtenir une étiquette A lorsqu'elle utilise des systèmes de chauffage efficaces. En raison du facteur de conversion de 2,3 entre l'énergie finale et l'énergie primaire pour l'électricité [82], les étiquettes les plus mauvaises correspondent à l'utilisation de systèmes électriques inefficaces (radiateur et réservoir d'eau chaude sanitaire à effet Joule). Même si les chaudières à gaz sont pénalisées par les critères d'émission de

carbone, cela ne compense pas la pénalité que subissent les systèmes électriques, due au facteur de conversion entre énergie primaire et finale.

La diversité des consommations en fonction du type d'isolation est illustrée sur la Figure II-34. Des maisons unifamiliales avec une consommation annuelle de chauffage inférieure à 183 kWh.m⁻².an⁻¹ sont représentées dans l'ensemble de profils générés. L'introduction d'un archétype de bâtiment avec une isolation thermique plus faible pourrait compléter l'ensemble de données pour représenter les maisons les moins performantes du parc immobilier. L'archétype de la maison passive peut ne pas avoir du tout besoin de chauffage comme avoir des besoins similaires aux archétypes moins isolés, en fonction de la gestion du chauffage (points de consigne, calendrier, etc.), soulignant l'importance de prendre en compte les variations dans la gestion du chauffage pour le dimensionnement du système multi d'énergie. Compte tenu du climat relativement froid de Belfort, la plupart des maisons ont une consommation de climatisation faible ou inexistante. De plus, les maisons où la demande de climatisation est la plus importante (isolation améliorée) sont des archétypes du modèle CREST et n'utilisent donc pas les scénarios d'utilisation des volets pour atténuer la température intérieure en été. Ces différences de climatisation soulignent également l'importance de tenir compte des variations dans la gestion de la température intérieure des habitants. Dans la plupart des cas, les besoins de climatisation sont suffisamment faibles pour que les habitants n'investissent pas dans un système de climatisation.

Tableau II-12 : Consommation annuelle moyenne de chauffage et de climatisation

Identifiant de l'archétype	Charge de chauffage (kWh.m⁻².an⁻¹)	Charge de climatisation (kWh.m⁻².an⁻¹)
1	119	0,55
2	60	3,34
3	114	3,38
4	72	10,39
5	98	3,63
6	70	7,81
7	20	0,18

Tableau II-13 : Diagnostic de performance énergétique pour chaque type de bâtiment selon le type de chauffage

Identifiant archétype	PAC pour le chauffage et l'ECS	PAC pour le chauffage et effet Joule pour l'ECS	PAC pour l'ECS et radiateurs électriques pour le chauffage	Radiateur électrique pour le chauffage et effet Joule pour l'ECS	Chaudière à gaz pour le chauffage des locaux et l'ECS
1	C	C	E	E	D
2	B	B	C	D	C
3	C	C	E	E	D
4	B	C	D	D	C
5	C	D	E	E	D
6	C	C	D	E	D
7	A	A	B	B	C

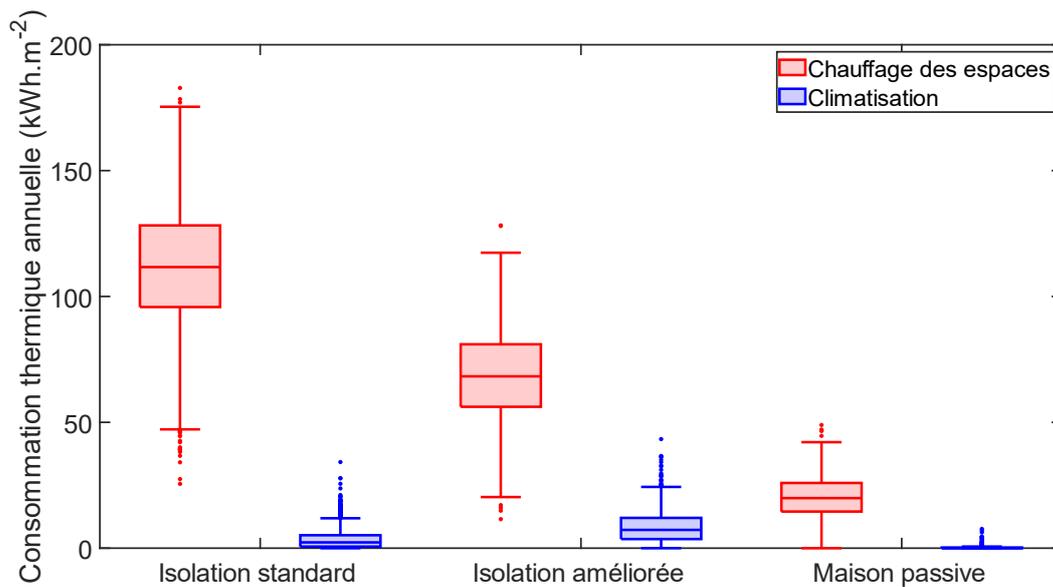


Figure II-34 : Dispersion de la consommation thermique en fonction du type d'isolation

II.3.1.2 Génération de charge de quartier

Dans le cas de l'étude d'un quartier, chaque maison est soumise à des conditions météorologiques similaires. Ce type de configuration peut être obtenu avec le modèle en exécutant une seule fois le module météo et en appliquant les résultats d'irradiation solaire et de température extérieure à toutes les habitations du quartier. Comme évoqué précédemment, les profils de charges et de production sont déjà cohérents entre eux (une baisse de luminosité impacte la production PV ainsi que la consommation de chauffage et d'éclairage). Utiliser des profils de climat similaire permet également de rendre les profils entre les habitations cohérents (une baisse de température impacte l'ensemble des systèmes de chauffage simultanément).

II.3.1.2.1. Quartier passif

La maison individuelle passive dont la modélisation est décrite dans la section II.2.7.2.1 représente un archétype de bâtiment très faiblement consommateur en énergie. Ce type de bâtiment est encore rare en France. Cependant dans le cas d'un écoquartier futur, il peut être attendu que les habitations présentent des performances similaires à celle-ci.

Dans le but d'analyser la consommation d'un quartier de ce type, une étude de 100 habitations utilisant le modèle thermique de la maison passive est simulée. Les habitations sont dans leur intégralité chauffées par des pompes à chaleur 4,2 kW, le COP des pompes est décrit sur la Figure II-24. Ces systèmes plus performants que les systèmes communément installés en France permettent également de représenter la charge d'un écoquartier futur. Les habitations sont toutes climatisées avec des systèmes 4,2 kW avec les performances illustrées sur la Figure II-25.

La charge de quartier est maintenant simulée sur cette répartition de paramètres, ce qui donne les consommations d'énergie annuelle reportées sur le Tableau II-14. La consommation des 100 habitations est de 367 MWh par an. Les consommations liées aux appareils électriques, la cuisine et l'éclairage ne sont que légèrement inférieures, comme évoqué précédemment (voir section II.2.5.2). La consommation de chauffage, d'eau chaude et de climatisation sont en revanche fortement inférieures aux données nationales de plus d'un ordre de grandeur. Ces différences sont attendues en raison de la haute performance thermique des bâtiments et des systèmes de chauffage.

La charge de chauffage de l'espace est la valeur où la différence est la plus visible. Cette consommation représentant environ 70 % de la charge des habitations actuelles, cette forte diminution de la demande entraîne une réduction globale de la consommation des habitations de 77,7 %. La consommation thermique horaire est illustrée sur la Figure II-35. La cohérence entre la demande de chauffage y est apparente, la baisse de température entraîne une augmentation du chauffage simultanée dans l'ensemble des habitations. De manière similaire, la puissance électrique appelée par le quartier sur une journée (hors chauffage) est illustrée sur la Figure II-36. Ici la corrélation est plus difficile à observer, en effet la majorité de la demande dépend du comportement des habitants qui est indépendant entre les habitations. Il est cependant possible d'observer en milieu de journée une augmentation de la charge d'éclairage dans l'ensemble des habitations dû à la diminution de l'irradiance solaire du quartier.

Tableau II-14 : Consommation d'électricité annuelle moyenne par habitation dans le quartier français passif

Usage	Quartier modélisé	Données nationales, Enerdata (2021) [78]
Appareils électriques	1661 kWh.an ⁻¹	2281 kWh.an ⁻¹
Cuisine	353 kWh.an ⁻¹	799 kWh.an ⁻¹
Éclairage	221 kWh.an ⁻¹	294 kWh.an ⁻¹
Eau chaude	533 kWh.an ⁻¹	1698 kWh.an ⁻¹
Chauffage des espaces	782 kWh.an ⁻¹	11035 kWh.an ⁻¹
Climatisation	7 kWh.an ⁻¹	94 kWh.an ⁻¹
Total	3557 kWh.an⁻¹	16201 kWh.an⁻¹

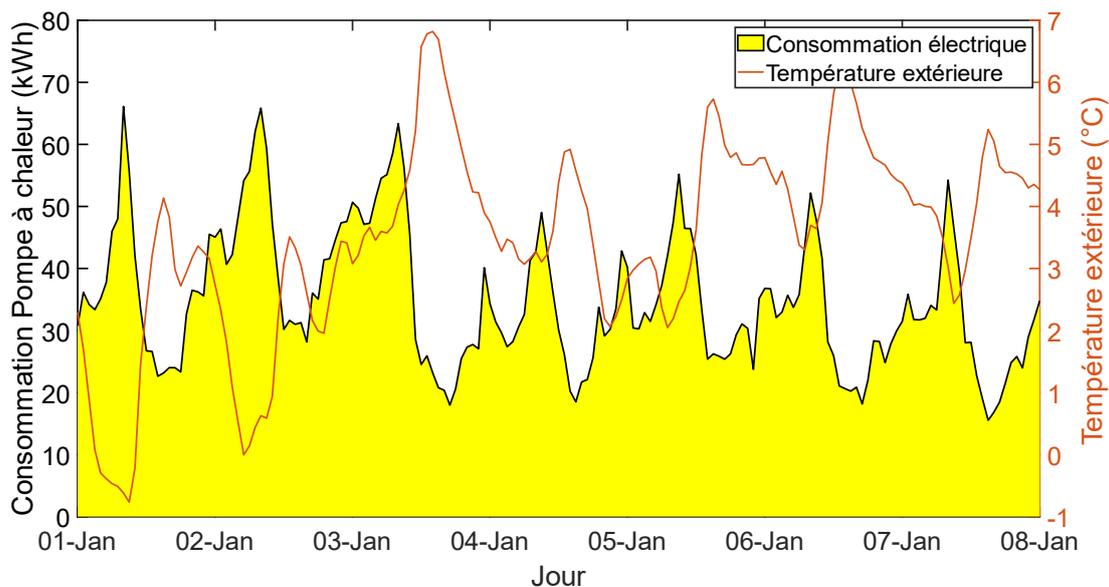


Figure II-35 : Consommation horaire des pompes à chaleur sur une semaine d'hiver

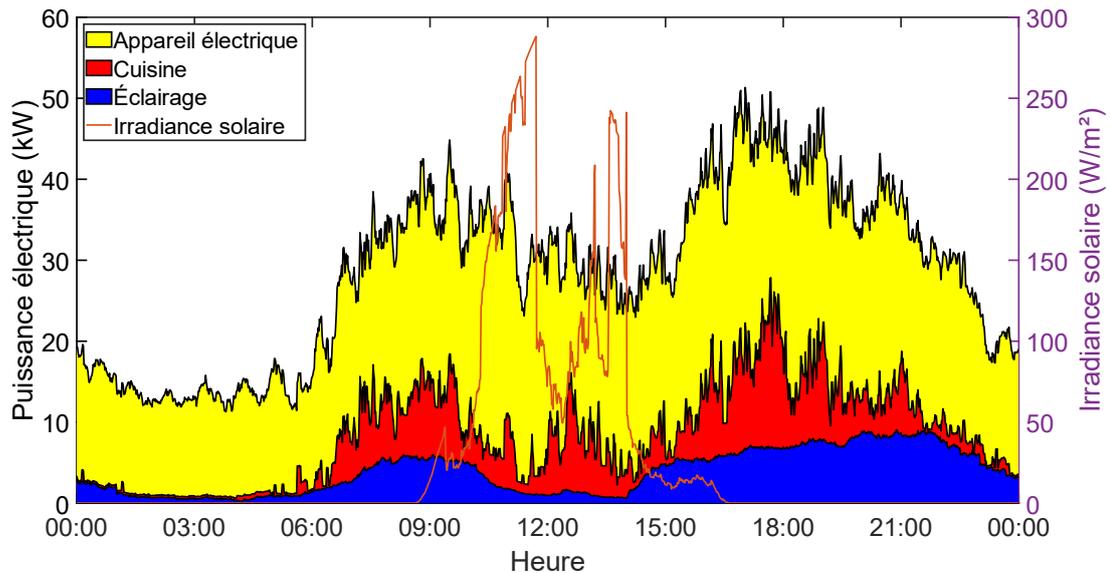


Figure II-36 : Puissance électrique (hors chauffage) dans le quartier français passif

II.3.1.2.2. Quartier actuel

Dans le cas d'un quartier français comme on peut en trouver actuellement, les bâtiments ne possèdent, contrairement au cas précédent pas tous les mêmes propriétés thermiques. Pour générer un quartier avec des caractéristiques similaires à ce qui peut être trouvé actuellement en France une sélection des archétypes thermiques doit donc être effectuée. La sélection des caractéristiques est effectuée en cherchant à s'approcher le plus possible de la moyenne des surfaces des maisons individuelles en France et de la consommation d'énergie annuelle, ainsi qu'à reproduire dans le quartier la répartition des étiquettes Diagnostic de performance énergétique (DPE) et des sources d'énergie utilisées pour le chauffage. Seuls les chauffages utilisant le gaz et électricité sont considérés par simplification, les autres vecteurs énergétiques (pétrole, réseaux urbains, etc.) ne concernant que 20 % des systèmes en France.

Les moyennes sont calculées à partir des données des DPE, rendus publics par l'ADEME [88], soit pour l'ensemble des maisons en France une moyenne de 106,3 m² pour la surface et une consommation d'énergie totale de 213 kWh par an et par mètre carré. Les calculs sont effectués en fusionnant les étiquettes E, F et G, car aucun bâtiment disponible ne possède des étiquettes inférieures à E (voir Tableau II-13). La répartition des étiquettes DPE est issue de la même source pour l'ensemble des habitations en France et est visible sur la Figure II-37. La répartition chauffage gaz, chauffage électrique est effectuée en se basant sur les données du ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires [89]. En prenant en compte uniquement les bâtiments chauffés au gaz ou à l'électricité, on obtient 47 % de gaz et 53 % pour l'électricité.

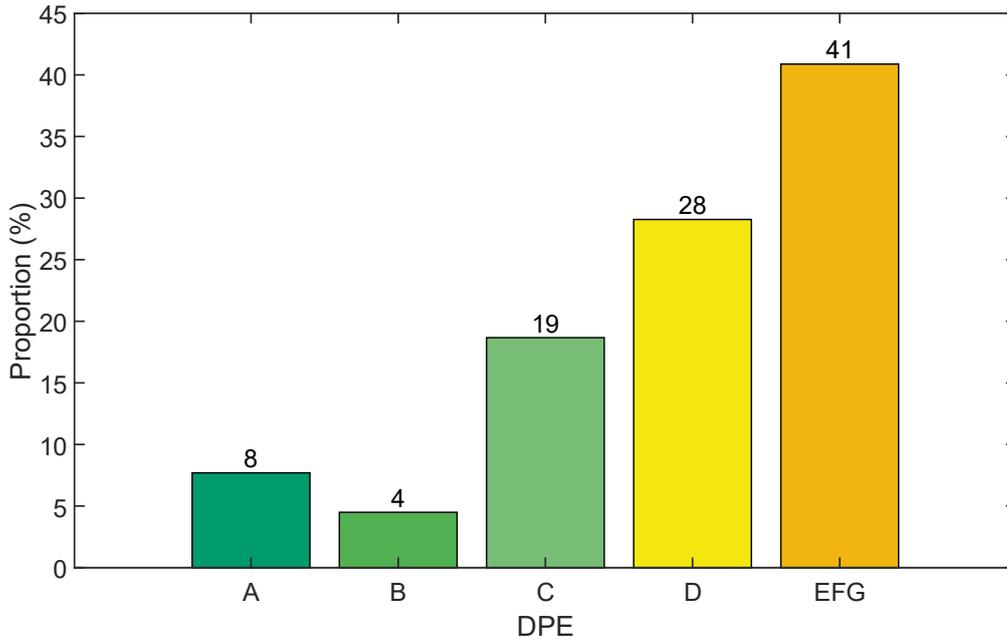


Figure II-37 : Répartition des étiquettes DPE dans les maisons en France [88]

Pour effectuer la sélection dans des types de bâtiment et les types de chauffage composant le quartier, une optimisation linéaire en nombres entiers est effectuée (équation (II-50) à (II-66)). Le but étant de choisir les bons nombres de chaque type de bâtiment (x_{jk}) avec j l'identifiant de l'archétype du bâtiment (voir Tableau II-13) et k le type de chauffage (1 tout pompe à chaleur, 2 tout chauffage électrique et 3 tout chauffage gaz) tout en minimisant l'erreur par rapport aux données nationales de référence sur la surface moyenne (ε_{Su}), la consommation d'énergie (ε_{conso}), la répartition des étiquettes (ε_{DPE}) et la répartition des types de chauffage (ε_{type}).

$$\min (\varepsilon_{Su} + \varepsilon_{conso} + \varepsilon_{DPE} + \varepsilon_{type}) \quad (II-50)$$

Sujet à :

$$x_{jk} \in \mathbb{N} \quad (II-51)$$

$$Su_{ref} - \varepsilon_{Su} \leq \text{moy}(x_{jk}Su_j) \leq Su_{ref} + \varepsilon_{Su} \quad (II-52)$$

$$Conso_{ref} - \varepsilon_{conso} \leq \text{moy}(x_{jk}Conso_{jk}) \leq Conso_{ref} + \varepsilon_{conso} \quad (II-53)$$

$$DPE_A - \varepsilon_{DPE} \leq x_{71} \leq DPE_A + \varepsilon_{DPE} \quad (II-54)$$

$$DPE_B - \varepsilon_{DPE} \leq x_{72} + x_{21} + x_{41} \leq DPE_B + \varepsilon_{DPE} \quad (II-55)$$

$$DPE_C - \varepsilon_{DPE} \leq x_{11} + x_{23} + x_{31} + x_{43} + x_{51} + x_{61} + x_{73} \leq DPE_C + \varepsilon_{DPE} \quad (II-56)$$

$$DPE_D - \varepsilon_{DPE} \leq x_{13} + x_{22} + x_{33} + x_{42} + x_{53} + x_{63} \leq DPE_D + \varepsilon_{DPE} \quad (II-57)$$

$$DPE_{EFG} - \varepsilon_{DPE} \leq x_{12} + x_{32} + x_{52} + x_{62} \leq DPE_{EFG} + \varepsilon_{DPE} \quad (II-58)$$

$$Gaz_{ref} - \varepsilon_{type} \leq \sum_{j=1}^7 x_{j3} \leq Gaz_{ref} + \varepsilon_{type} \quad (II-59)$$

$$Elec_{ref} - \varepsilon_{type} \leq \sum_{j=1}^7 \sum_{k=1}^2 x_{jk} \leq Elec_{ref} + \varepsilon_{type} \quad (II-60)$$

$$\sum_{j=1}^7 \sum_{k=1}^3 x_{jk} = Taille\ quartier \quad (II-61)$$

$$0 \leq x_{jk} \leq Taille\ quartier \quad (II-62)$$

$$0 \leq \varepsilon_{Su} \leq 10 \quad (II-63)$$

$$0 \leq \varepsilon_{conso} \leq 10 \quad (II-64)$$

$$0 \leq \varepsilon_{DPE} \leq 10 \quad (II-65)$$

$$0 \leq \varepsilon_{type} \leq 10 \quad (II-66)$$

En effectuant cette optimisation pour un quartier de 100 habitations, on obtient la répartition dans le Tableau II-15. Avec cette répartition, les erreurs obtenues sont 0,021 m² pour la surface, 0,79 kWh sur la consommation, 4 sur la répartition des étiquettes DPE et 0 sur la répartition des types de chauffage. Dans les habitations avec une isolation passive, la puissance utile de chauffage des systèmes est fixée à 4 kW. En cohérence avec le système de chauffage considéré par le CREST pour les autres bâtiments, une puissance de 21,75 kW est utilisée [64]. Pour les efficacités des systèmes, une efficacité de 0,75 pour le gaz et 1 pour l'électricité sont choisies avec les données du CREST [64]. Les pompes à chaleur utilisent le coefficient de performances variable présenté sur la Figure II-24.

En plus de cette répartition d'enveloppe de bâtiment et de système de chauffage, les systèmes de climatisation sont sélectionnés pour reproduire l'utilisation de climatisation en France. Selon le rapport publié par l'ADEME sur la climatisation dans le résidentiel, 31 % des maisons individuelles en France seraient climatisées avec dans 86% des cas une puissance inférieure à 5 kW [90]. Pour correspondre à ces données, des systèmes de climatisation de 4 kW sont placés aléatoirement dans 31 habitations. La climatisation fonctionne avec le coefficient d'efficacité énergétique variable présenté dans la Figure II-25.

Tableau II-15 : Répartition des bâtiments dans le quartier actuel

Identifiant archétype	PAC pour le chauffage et l'ECS	Radiateur électrique pour le chauffage et effet Joule pour l'ECS	Chaudière à gaz pour le chauffage des locaux et l'ECS
1	0	4	32
2	0	0	0
3	0	36	0
4	1	0	21
5	0	0	0
6	0	0	0
7	5	1	0

La charge de quartier est maintenant simulée sur cette répartition de paramètres. Ce qui donne les consommations d'énergie annuelles reportées sur le Tableau II-16. Dans l'ensemble, le quartier de 100 habitations consomme 1701 MWh d'énergie par an. Les consommations liées aux appareils électriques, la cuisine et l'éclairage ne sont que légèrement modifiées par rapport au quartier précédent. La consommation de chauffage et d'eau chaude est supérieure aux données nationales Enerdata, ce qui peut être expliqué par la différence de population considérée. En effet, les données des DPE utilisés comme référence sont spécifiques aux maisons individuelles alors que les données nationales incluent également les appartements faisant diminuer la consommation annuelle de chauffage et eau chaude par habitation. Dans l'ensemble, un écart relatif de 5 % est observé avec les données Enerdata. La consommation horaire du quartier pour le chauffage et l'eau chaude est illustrée sur la Figure II-38.

Tableau II-16 : Consommation d'énergie annuelle moyenne par habitation dans le quartier français actuel

Usage	Quartier modélisé	Données nationales, Enerdata (2021) [78]
Appareils électriques	1773 kWh.an ⁻¹	2281 kWh.an ⁻¹
Cuisine	319 kWh.an ⁻¹	799 kWh.an ⁻¹
Éclairage	206 kWh.an ⁻¹	294 kWh.an ⁻¹
Eau chaude	1960 kWh.an ⁻¹	1698 kWh.an ⁻¹
Chauffage des espaces	12702 kWh.an ⁻¹	11035 kWh.an ⁻¹
Climatisation	51 kWh.an ⁻¹	94 kWh.an ⁻¹
Total	17011 kWh.an⁻¹	16201 kWh.an⁻¹

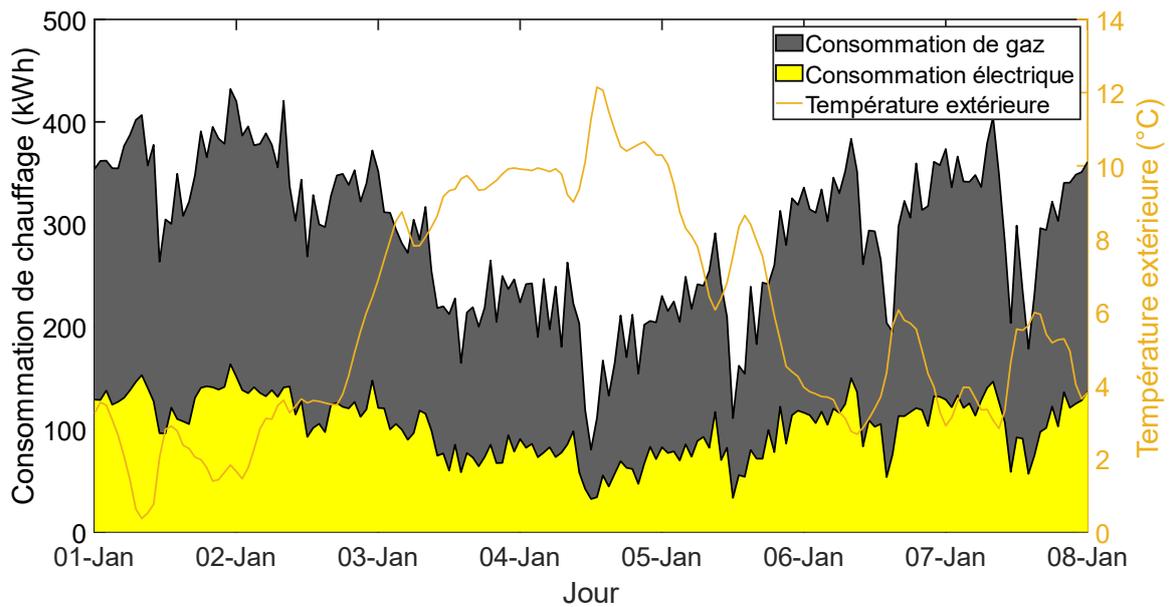


Figure II-38 : Consommation horaire thermique du quartier actuel sur une semaine d'hiver

II.3.1.2.3. Sélection de profils représentatifs du quartier

Pour réduire le temps d'exécution d'une étude de quartier, il peut être nécessaire de réduire le nombre d'habitations étudiées. Une méthode couramment utilisée est l'utilisation de profil moyen. Ce type de profils est simplement obtenu en calculant la moyenne de la consommation des habitations à chaque pas de temps. Cette méthode simple a plusieurs défauts. Entre autres, le profil obtenu est généralement lisse, les variations brusques de charge générées par le modèle seraient donc perdues, comme illustré sur la Figure II-39. De plus l'aspect cohérence entre les profils électriques et thermiques serait également perdu.

Pour pallier cela et conserver les variations de la charge, une sélection de profils types peut être effectuée. Cependant, la sélection ne peut pas être faite de manière aléatoire au risque de ne pas représenter correctement le comportement énergétique du quartier. La sélection d'habitations représentative peut se faire suivant différentes méthodes. La technique utilisée dans la présente étude est similaire à une méthode de littérature couramment utilisée pour la génération de profils météo. Cette méthode est utilisée, entre autres raisons, dans le cas météo, car elle permet de conserver la cohérence entre par exemple le profil de température et d'irradiation ainsi que de bien saisir les variations de température pouvant survenir et pas uniquement les moyennes temporelles. Les problématiques étant similaires, ici la méthode est reproduite pour la sélection d'habitations représentatives.

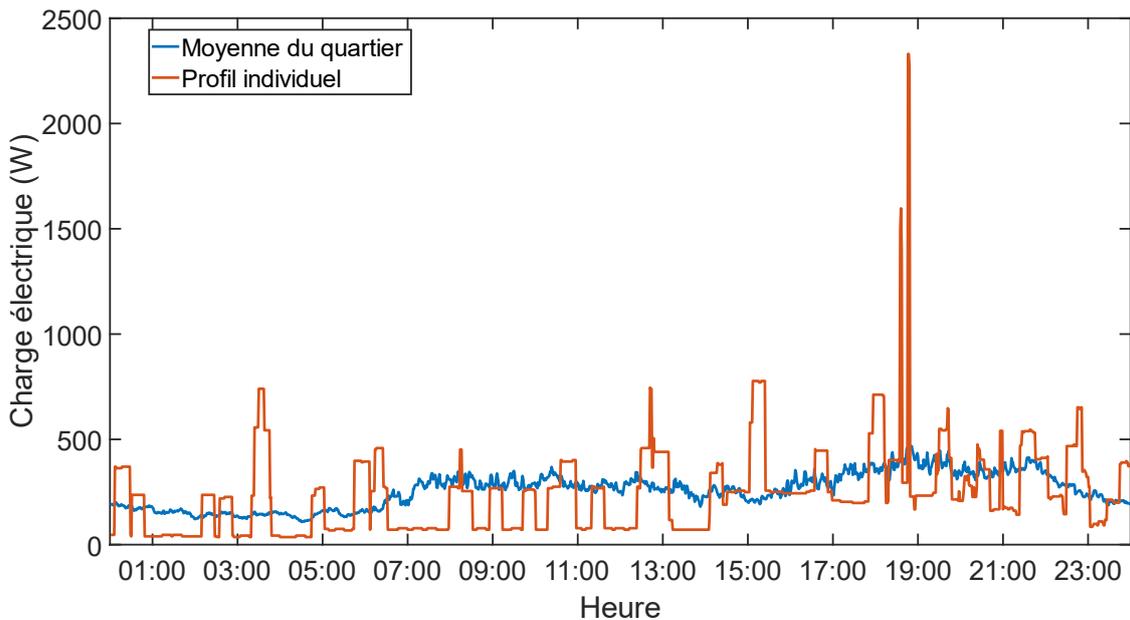


Figure II-39 : Comparaison entre la charge électrique moyenne et individuelle

La méthode, appelée méthode Sandia, est notamment utilisée pour la sélection des profils météo TMY2 couramment utilisés pour les études de système énergétiques [91]. Elle se base principalement sur la différence entre la fonction de répartition (CDF) d'un profil spécifique et la fonction de répartition de l'ensemble des profils. Cette différence est estimée avec l'indicateur de Finkelstein-Schafer (équation (II-67)) [91]. Cet indicateur représente la moyenne de la somme sur chaque valeur j du profil de l'écart entre la CDF du profil spécifique à la valeur x_j et la CDF de l'ensemble des profils. Cet indicateur est calculé pour chaque individu et pour chaque variable (dans le cas météo : température, irradiation, humidité, etc.) et la somme pondérée des indicateurs est utilisée pour classer les individus. Les 5 individus avec les meilleures performances sont sélectionnés. La sélection finale s'effectue par comparaison entre leurs moyennes spécifiques et la moyenne de l'ensemble.

$$FS = \frac{1}{nb} \sum_{j=1}^{nb} \delta_j \quad (\text{II-67})$$

La méthode est reproduite ici avec certaines modifications. Les individus comparés ici sont les habitations et les profils de variables sont les profils de consommation journalière d'électricité, de chauffage, d'eau chaude. La comparaison des moyennes est effectuée sur la consommation d'énergie totale. Cette méthode est utilisée pour sélectionner une seule année météo type, alors que dans notre cas il est souhaité de sélectionner un ensemble d'individus représentatifs. Pour cela, en plus de la sélection basée sur la distance minimale (écart absolu), l'écart relatif entre les CDF est calculé et utilisé pour sélectionner les habitations les plus éloignées positivement et négativement de la CDF globale et les 2 habitations à mi-chemin positivement et négativement (25% et 75%). Cela permet de sélectionner 5 habitations, 1 avec une consommation similaire à l'ensemble du quartier, 2 consommant

respectivement beaucoup plus et beaucoup moins que l'ensemble et 2 à mi-chemin. L'objectif est que ces 5 habitations représentent bien la variété de charges dans le quartier.

L'ensemble des CDF obtenues illustré sur la Figure II-40 pour le quartier passif et Figure II-42 pour le quartier actuel. À partir de ces CDF et en suivant les étapes décrites ci-dessus, 5 habitations sont sélectionnées pour les deux quartiers. Les caractéristiques des habitations sélectionnées sont détaillées dans le Tableau II-17 pour le quartier passif et dans le Tableau II-18 pour le quartier actuel. Une comparaison des consommations mensuelles de ces habitations avec le reste du quartier est visible sur les Figure II-41 pour le quartier passif et Figure II-43 pour le quartier actuel.

Dans le quartier passif, les bâtiments étant de même classe thermique (bâtiment passif) et chauffés par les mêmes types de systèmes (pompe à chaleur), la charge thermique varie peu entre les bâtiments. La sélection est ici donc majoritairement déterminée par la consommation électrique et d'eau chaude. Ces deux facteurs sont fortement influencés par le nombre d'habitants qui est donc pour le quartier passif un facteur déterminant du type de consommation. À l'inverse dans le quartier actuel, la charge de chauffage varie fortement d'une habitation à l'autre en raison des différences d'enveloppe et de performances des systèmes de chauffages. Le type de chauffage et d'enveloppe influe donc ici fortement sur la sélection des habitations. Il est cependant possible d'observer que la consommation électrique et d'eau chaude suit tout de même la logique décroissante entre les bâtiments sélectionnés.

Les quartiers réduits à 5 habitations ne seront utilisés que quand la charge d'exécution des optimisations est trop grande, notamment dans les cas où un système multi-énergies est présent dans chaque habitation. La représentativité des profils sur le cas de l'optimisation d'un système multi-énergies sera discutée à la suite de son utilisation dans l'Annexe F.

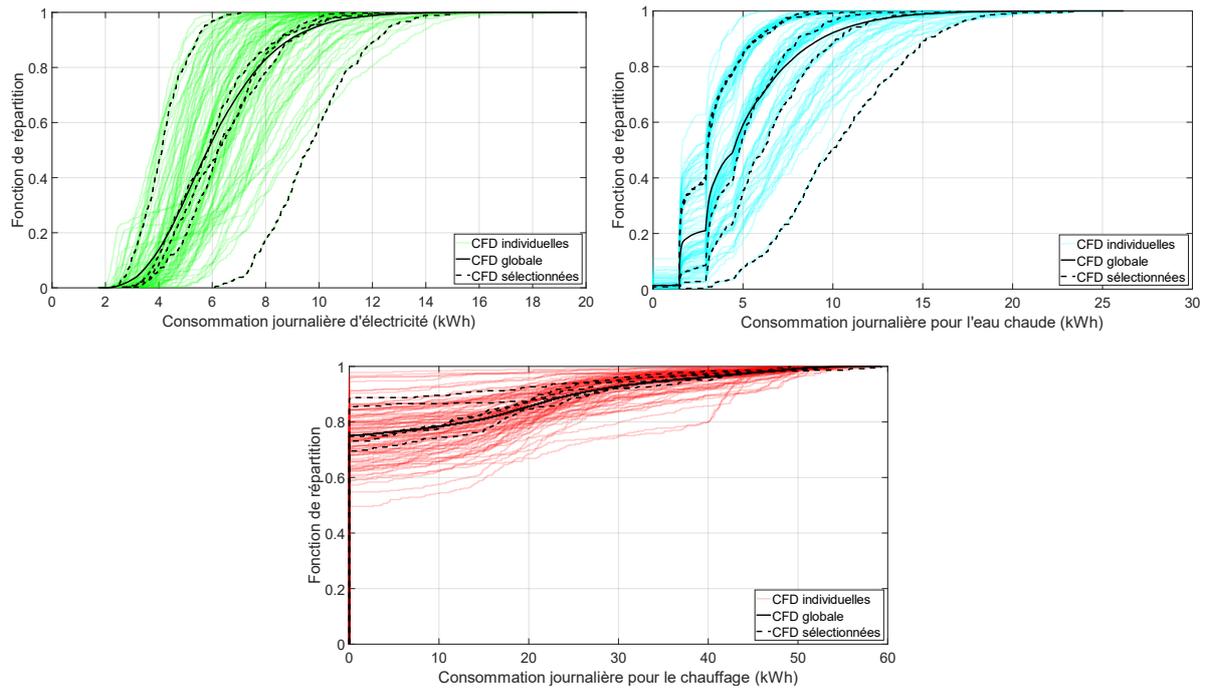


Figure II-40 : Fonctions de répartition pour les habitations sélectionnées et sur le quartier passif

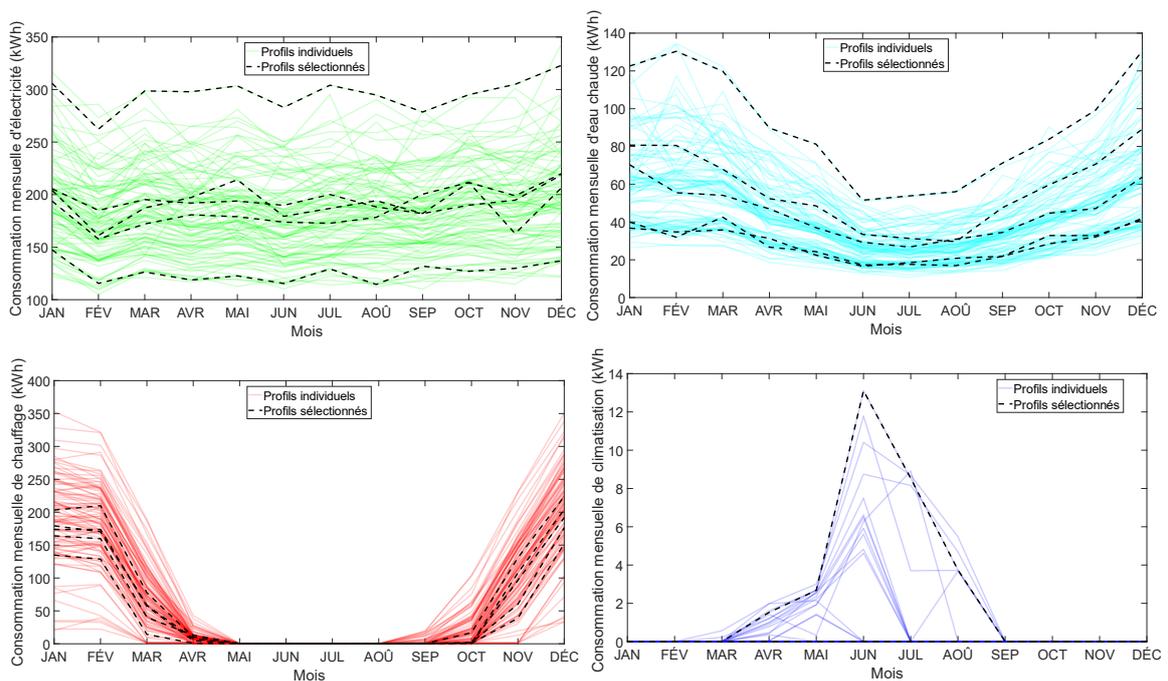


Figure II-41 : Consommation mensuelle pour les habitations sélectionnées et sur l'ensemble du quartier passif

Tableau II-17 : Caractéristiques des habitations sélectionnées (quartier passif)

Caractéristiques	1	2	3	4	5
Nombre d'habitants	5	3	2	1	1
Archétype de bâtiment	7	7	7	7	7
Type de chauffage	Pompe à chaleur				
Puissance de chauffage (kW)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Schéma de chauffage ¹	3	2	3	3	1
Thermostat chauffage (°C)	22	22	20	19	16
Thermostat eau chaude (°C)	45	57	57	51	49
Type de climatisation	Pompe à chaleur				
Puissance de climatisation (kW)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Thermostat climatisation (°C)	26	29	30	27	30
Consommations					
Électriques (kWh.an ⁻¹)	3551	2335	2337	2189	1515
Eau chaude (kWh.an ⁻¹)	1082	687	540	343	340
Chauffage des espaces (kWh.an ⁻¹)	615	877	730	696	470
Climatisation (kWh.an ⁻¹)	105	0	0	0	0
Consommation totale (kWh.an⁻¹)	5353	3899	3607	3228	2325

1 : chauffage toujours allumé (schéma 1), chauffage éteint en absence d'habitant (schéma 2) et chauffage baissé en absence (schéma 3)

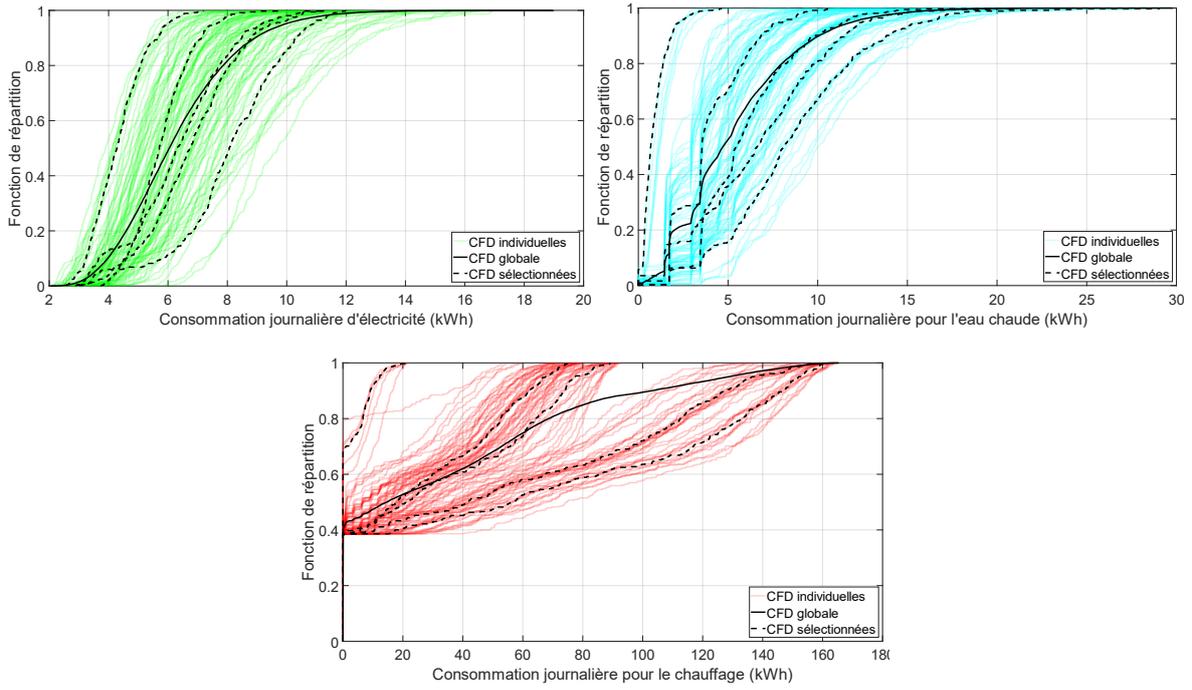


Figure II-42 : Fonctions de répartition pour les habitations sélectionnées et sur le quartier actuel

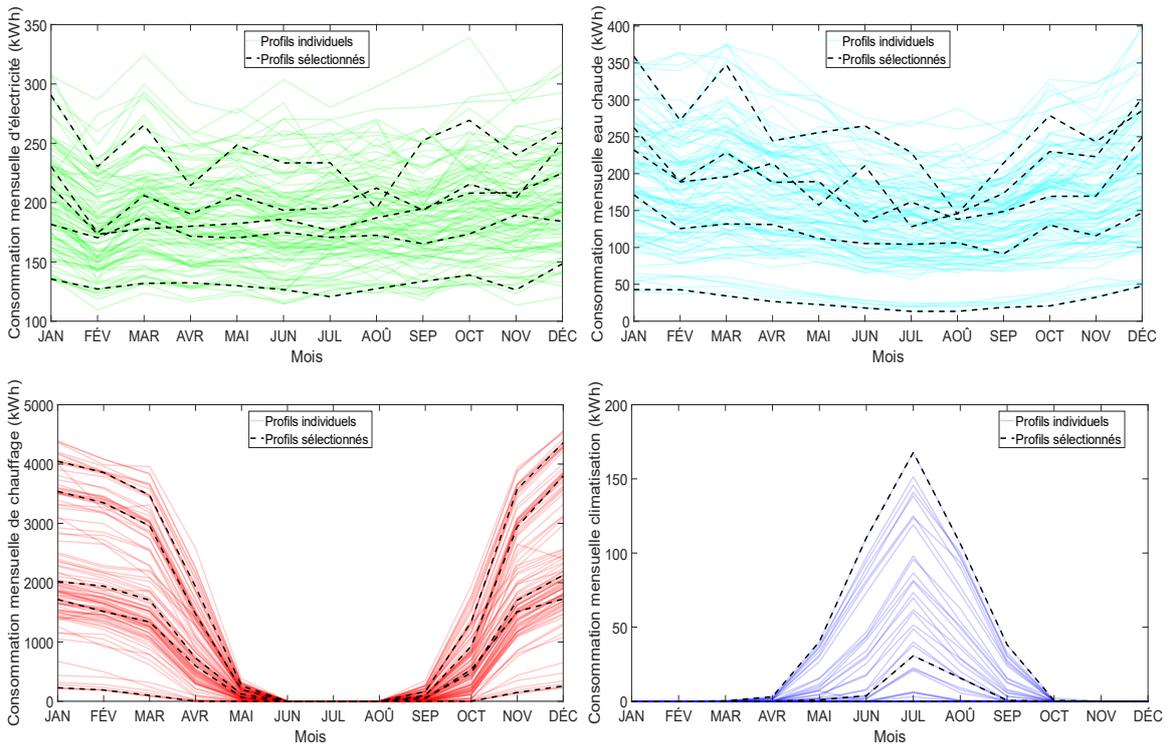


Figure II-43 : Consommation mensuelle pour les habitations sélectionnées et sur l'ensemble du quartier passif

Tableau II-18 : Caractéristiques des habitations sélectionnées (quartier actuel)

Caractéristiques	1	2	3	4	5
Nombre d'habitants	4	2	4	1	1
Archétype de bâtiment	1	1	3	4	7
Type de chauffage	Chaudière gaz	Chaudière gaz	Chaudière électrique	Chaudière gaz	Pompe à chaleur
Puissance de chauffage (kW)	21,75	21,75	21,75	21,75	4,2
Schéma de chauffage ¹	1	3	1	2	3
Thermostat chauffage (°C)	22	20	21	23	20
Thermostat eau chaude (°C)	53	57	49	59	42
Type de climatisation	Sans climatisation	Pompe à chaleur	Sans climatisation	Pompe à chaleur	Sans climatisation
Puissance de climatisation (kW)	0	4,2	0	4,2	0
Thermostat climatisation (°C)	NA	28	NA	26	NA
Consommations					
Électrique (kWh.an ⁻¹)	2936	2472	2313	2111	1579
Eau chaude (kWh.an ⁻¹)	3139	2198	2431	1472	333
Chauffage des espaces (kWh.an ⁻¹)	23010	19270	10882	9048	926
Climatisation (kWh.an ⁻¹)	0	52	0	467	0
Consommation totale (kWh.an⁻¹)	29085	23992	15626	13098	2838

1 : chauffage toujours allumé (schéma 1), chauffage éteint en absence d'habitant (schéma 2) et chauffage baissé en absence (schéma 3)

II.3.2 Potentiel prospectif du modèle

Le modèle peut être utilisé pour étudier les évolutions des charges domestiques. Le but de cette dernière partie est de présenter des cas d'études illustrant l'intérêt de la méthodologie de génération de profils résidentiels, cohérents, continus et divers.

II.3.2.1 Modélisation du partage d'énergie photovoltaïque

Chaque habitation du quartier peut produire sa propre énergie photovoltaïque, en raison du déphasage temporel entre la production PV en journée et le maximum d'appel de charge en soirée et début de matinée, une grande partie de la production PV ne peut être directement consommée par l'habitation (autoconsommation). Pour pallier cela, la production d'électricité en trop est généralement vendue au fournisseur d'énergie. Cependant, les tarifs d'achat sont en baisse constante ces dernières années, les tarifs d'achat de l'électricité PV résidentiel (inférieur à 9kWh) sont passés de 0,43 €.kWh⁻¹ en 2011 à 0,13 €.kWh⁻¹ en 2024 [92, 93].

La revente d'électricité photovoltaïque couplée à de l'autoconsommation devient donc de moins en moins intéressante. Il est donc nécessaire de trouver d'autres alternatives pour ce surplus d'électricité. Une solution possible est de partager la production PV des habitations. En effet, les différences de comportement entre les habitants génèrent des variations fortes entre les profils de charge électrique d'une habitation à l'autre. Cela induit qu'une habitation peut surproduire de l'électricité au même moment où une autre en a besoin. Cette différence peut être utilisée pour augmenter la part de la production photovoltaïque pouvant être rentabilisée localement. Le modèle de génération de charge résidentiel, par la diversité des charges qu'il produit, permet d'estimer le potentiel de ce partage.

Pour les 100 habitations du quartier passif, le profil de production PV est modélisé et comparé aux profils de demande électrique (appareil électrique, éclairage et pompe à chaleur). Cela permet de modéliser la proportion d'autoconsommation PV sans partage d'énergie. Dans un second temps, la même démarche est effectuée avec les profils agrégés de production PV et de demande pour estimer l'autoconsommation avec partage de la production. La proportion de la production PV autoconsommée dans les deux cas est illustrée sur la Figure II-44 pour différentes surfaces de PV. Pour la plupart des surfaces, le gain du partage est clairement visible. L'autoconsommation supplémentaire varie entre 18 MWh et 26,6 MWh selon les surfaces. Acheter cette électricité coûterait entre 3,3 et 4,9 k€ avec un tarif d'achat réglementaire de 0,1841 €.kWh⁻¹ tarif réglementaire heure pleine (7 h à 23 h) [94], alors que revendre cette énergie ne rapporterait entre 2,3 et 3,5 k€ avec un tarif d'achat 0,13 €.kWh⁻¹ (2024) [93]. Cela conduit à une différence d'environ 1000 et 1400 € par an, différence qui ne devrait qu'augmenter avec la diminution progressive des tarifs d'achat de la production photovoltaïque et l'augmentation de coûts de l'électricité.

La répartition de la production PV annuelle est désagrégée par habitations sur la Figure II-45 pour la production photovoltaïque de 5 m² de PV par habitation. Toutes les habitations sauf une voient l'autoconsommation augmenter fortement avec le partage de l'énergie. Les habitations sont classées par consommation annuelle ce qui permet d'observer que moins l'habitation consomme plus elle profite du partage de l'électricité. Dans le cas présent, les habitations sont similaires thermiquement (bâtiment passif) la différence d'une habitation à l'autre n'est pas donc fortement marquée. Pour observer si les résultats évoluent pour des habitations plus différentes les unes des autres la démarche est également effectuée pour le quartier actuel.

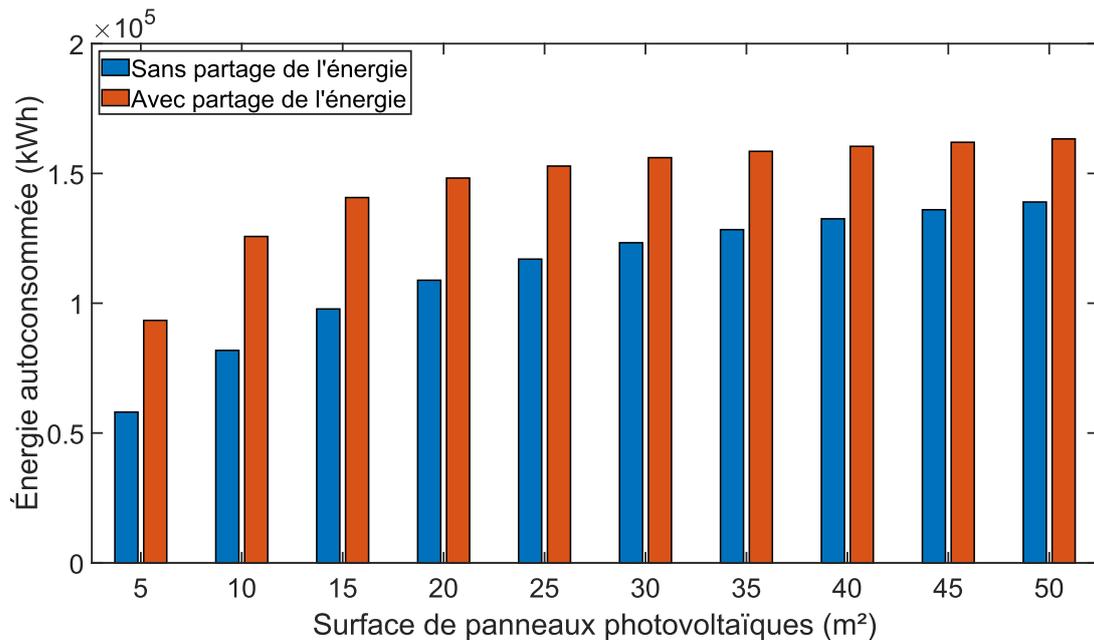


Figure II-44 : Autoconsommation PV avec et sans partage d'énergie entre les habitations du quartier passif en fonction de la surface de panneaux

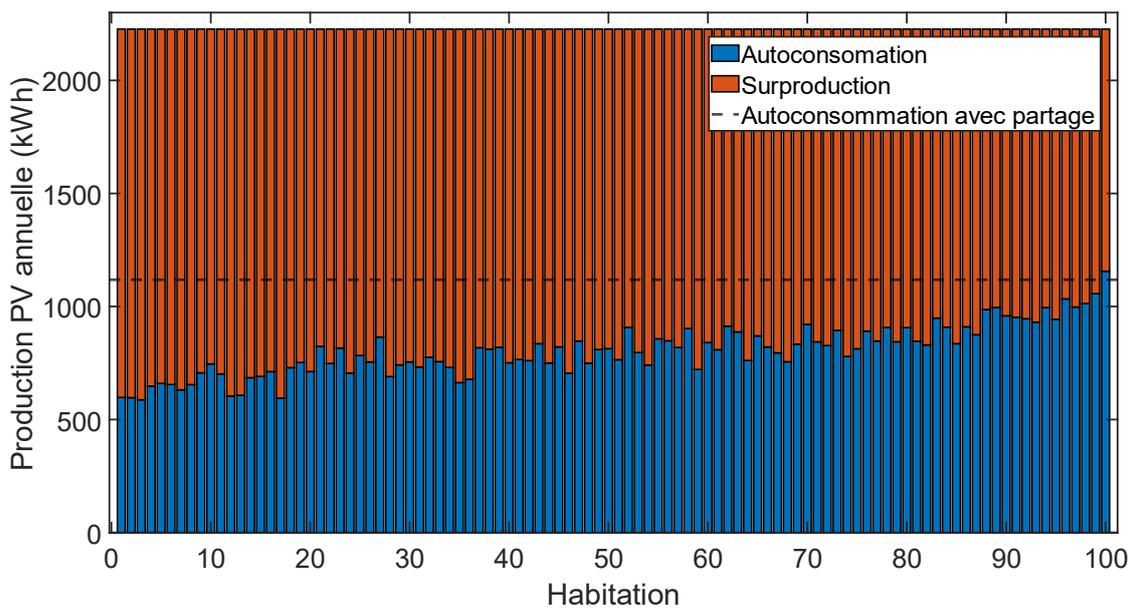


Figure II-45 : Partage de la production de 5 m² de PV entre les habitations du quartier passif (classé par consommation d'électricité annuelle)

L'énergie consommée au niveau du quartier actuel pour différentes surfaces de panneaux PV est illustrée sur la Figure II-46. Les résultats sont similaires, le partage d'énergie apporte un gain significatif pour la plupart des tailles de panneaux. Sans partage de l'énergie, l'autoconsommation est légèrement inférieure pour le quartier actuel. En effet, en raison de l'utilisation de chaudière gaz, certaines habitations ont une consommation électrique plus faible et donc des taux d'autoconsommation également plus faibles. En revanche quand l'énergie est partagée, comme les habitations avec

chauffage électrique (chaudière électrique et pompe à chaleur) ont une consommation plus grande que dans le quartier passif, les énergies autoconsommées sont bien plus élevées.

Pour ce quartier le partage d'électricité permet aux habitations du quartier d'augmenter la consommation d'énergie locale 33,6 à 98 MWh par an. Acheter cette électricité coûterait entre 6,2 et 18 k€ alors que revendre cette énergie ne rapporterait qu'entre 4,4 et 12,7 k€, soit une différence d'environ 1800 à 5300 € par an, différence qui ne devrait qu'augmenter avec la diminution progressive des tarifs d'achat de la production photovoltaïques et l'augmentation de coûts de l'électricité. La répartition de la production PV annuelle est désagrégée par habitations sur la Figure II-49. Dans le cas du quartier actuel pour 5 m² de panneau par habitation toutes les habitations profitent annuellement du partage de la production PV.

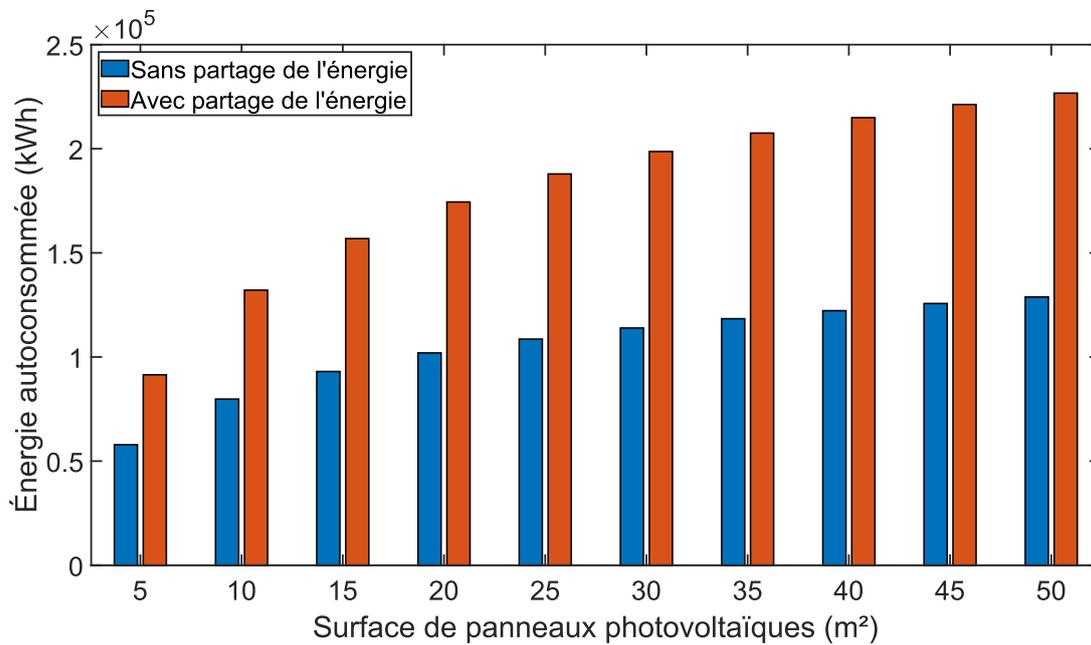


Figure II-46 : Autoconsommation PV avec et sans partage d'énergie entre les habitations du quartier actuel

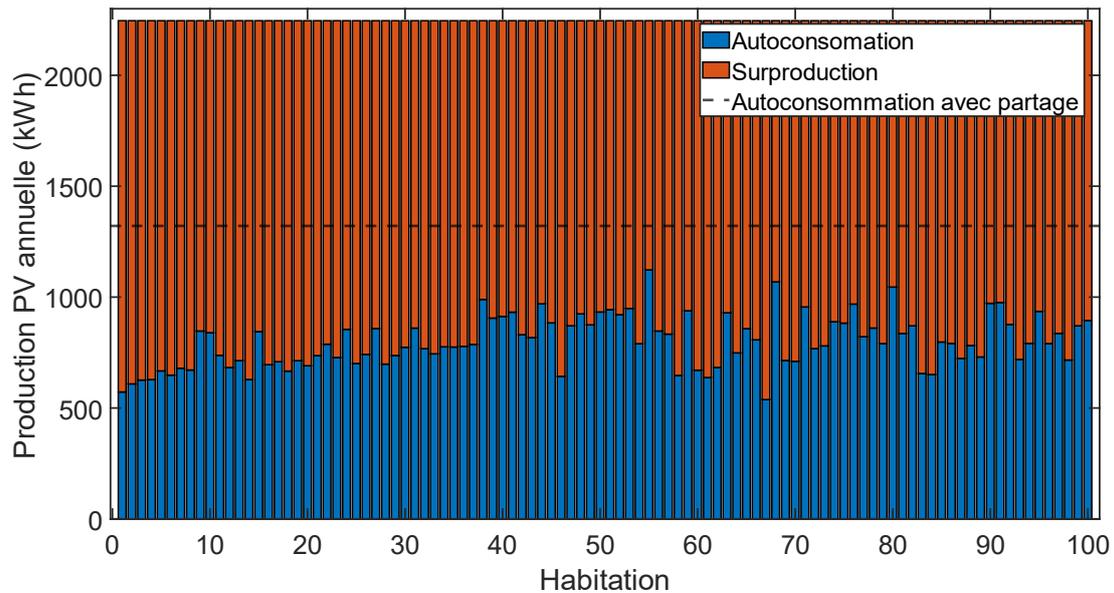


Figure II-47 : Partage de la production de 5 m² de PV entre les habitations du quartier actuel (classé par consommation d'électricité annuelle)

Dans les deux cas précédents, le climat est identique entre chaque habitation du quartier. Par conséquent, le profil de production PV est identique dans chaque bâtiment. Cela a pour effet de limiter les gains qu'apporte le partage d'énergie. En effet, lorsqu'une habitation produit de l'énergie en surplus il est courant que les autres soient également dans le même cas. Pour étudier l'évolution des résultats si les profils d'irradiation solaire sont différents entre les habitations, l'étude est répétée, mais avec 100 profils d'irradiation (1 par habitation). Les taux de la production PV utilisée en autoconsommation obtenue sont comparés aux taux d'autoconsommation pour le quartier passif avec 1 seul profil d'irradiation (Figure II-47). Les taux d'autoconsommation sont supérieurs pour des climats différents. Cela confirme que plus les productions PV sont différentes, plus le fait de partager l'énergie entre habitations est intéressant et montre le potentiel du modèle pour estimer ce gain.

Cependant, ces résultats sont obtenus avec des profils d'irradiations complètement différents. Cela est représentatif d'habitations très éloignées les unes des autres. Sur des habitations proches, les tendances d'irradiation solaire seront identiques, mais différeront à la marge d'habitation en habitation. Dans ce cas, les résultats du modèle devraient être modulés avec les facteurs spécifiques à chaque habitation comme l'ombrage.

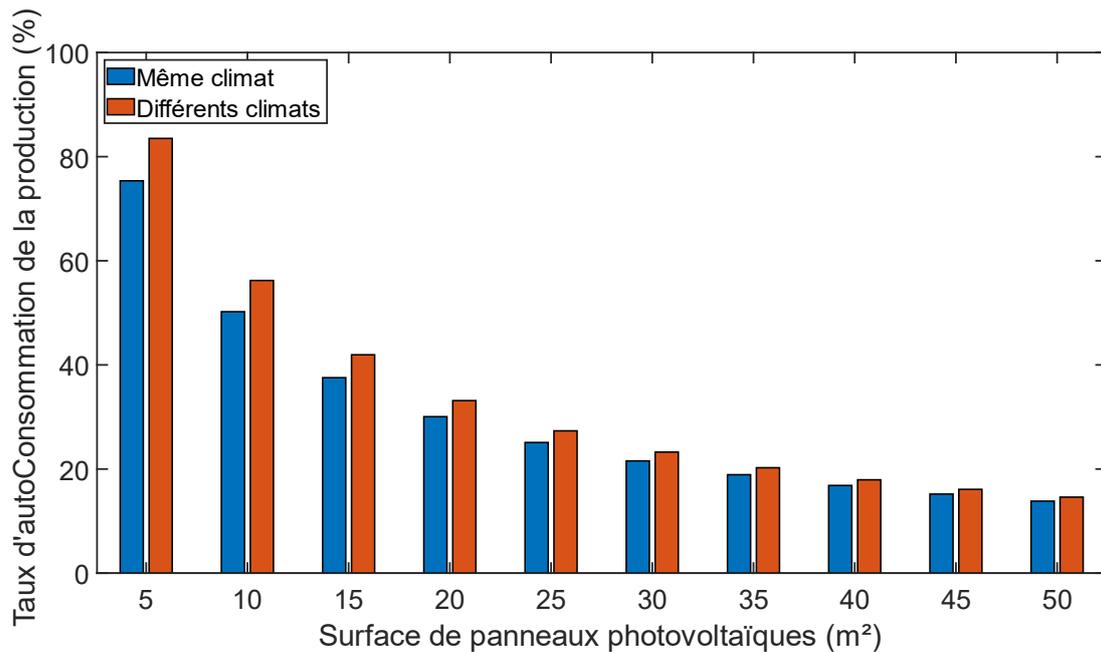


Figure II-48 : Taux d'autoconsommation pour le quartier passif avec 1 profil d'irradiation pour le quartier et 1 profil par habitation.

Dans l'ensemble, le partage d'énergie apporte pour les deux quartiers et toutes les tailles de panneaux PV un gain énergétique significatif aux habitations. De plus, ce gain devient de plus en plus pertinent avec l'évolution actuelle des tarifs d'achat et de revente de l'électricité. Plus les profils de consommation et de production des habitations sont différents, plus les gains sont importants. Le modèle de génération de charge domestique permet par la diversité sur les habitations et sur le climat d'estimer le potentiel de ce partage d'énergie.

II.3.2.2 Nouveau climat

L'aspect bottom-up du modèle de génération de charge résidentielle lui permet également d'effectuer des études prospectives en modifiant les sollicitations auxquelles sont soumises les habitations. Le réchauffement climatique est une autre évolution possible pouvant impacter la charge des bâtiments résidentiels. Fitzpatrick et Dunn apparentent l'évolution du climat par un changement de position géographique [95]. Pour position donnée, le climat futur étant plus chaud il sera donc similaire au climat actuel d'une région plus au sud. Les auteurs appliquent leurs démarches à l'ensemble du globe sur le site internet fitzlab.shinyapps.io. Pour la ville de Belfort, leurs résultats indiquent pour 2080 un climat similaire à celui de la ville de Gornji Kariin en Croatie. Le climat de cette ville sera donc utilisé pour illustrer l'évolution de la charge résidentielle due au réchauffement climatique.

Cependant, la démarche de paramétrisation du modèle demande pour la génération de la matrice de clarté des données météo avec une résolution à la minute (section II.2.1.2). Ces données météo sont compliquées à obtenir. Pour simplifier la démarche, le module météo du programme n'est donc pas utilisé pour générer le climat, mais des profils annuels de température et d'irradiation issus de données d'open-météo sont directement utilisés [68, 69, 70, 71]. Sur l'année 2022 la température moyenne à

Gornji Kariin était de 14,9 °C contre 10,51 °C à Belfort (de 2000 à 2022) et l'irradiation solaire était de 1587 kWh.m⁻² contre 1244 kWh.m⁻² à Belfort (de 2000 à 2022).

Avant d'utiliser le modèle pour générer des profils de charge, il est nécessaire de vérifier que le modèle simplifié (modèle RC) donne toujours des résultats similaires au modèle complet (modèle Pléiades) quand soumis à cette nouvelle zone climatique. Le modèle Pléiades fonctionne avec des climats annuels de référence (TMY, TRY, etc.). Les modèles complets et simplifiés sont testés avec un fichier TMY2 issu de la région de Zadar (Croatie). Une semaine de mise en température des bâtiments est utilisée pour éviter de reparamétrer la température initiale de l'enveloppe (section II.2.7.2.1). Les profils de températures obtenues sont comparés dans la Figure II-49. Avec ces profils, une erreur RMSE de 1,6 °C est estimée soit 0,6 °C de plus que pour le climat utilisé pour la paramétrisation du modèle simplifié. Cette différence de température est induite à la fois par la simplification du modèle ainsi que par la différence dans les gains internes et les plannings de chauffage.

Ce profil de température pour l'année de référence se traduit en une demande de chauffage annuelle 170 kWh.an⁻¹ en moyenne par habitation et une demande de climatisation annuelle de 838 kWh.an⁻¹. Alors que dans le modèle Pléiades la demande est de 118 kWh.an⁻¹ pour le chauffage et 705 kWh.an⁻¹ pour la climatisation. Bien que le modèle simplifié reproduise moins fidèlement le comportement du modèle Pléiades pour ce nouveau climat, il semble toute de même en mesure d'estimer l'évolution des consommations résultant du changement de climat.

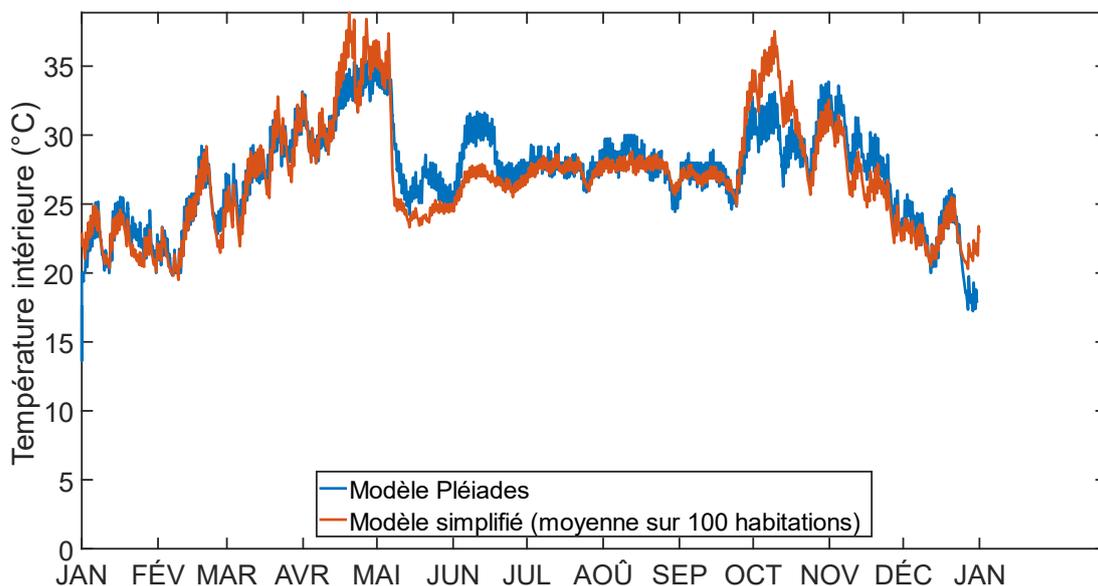


Figure II-49 : Température intérieure pour l'année de référence de la région de Zadar (Croatie)

En utilisant les profils issus des données open-meteo les charges des quartier passif (section II.3.1.2.1) et quartier actuel (II.3.1.2.2) sont recalculées. Dans le cas du quartier passif, les résultats sont résumés dans le Tableau II-19. L'évolution de la demande se caractérise par une forte augmentation de la demande de climatisation et la réduction de la demande de chauffage et eau chaude. Cependant pour

les maisons passives cette évolution a un impact relativement faible sur la demande d'énergie globale, car les demandes de chauffage et de climatisation sont faibles par rapport à la demande des appareils électriques. Il est en revanche possible de noter que la charge de climatisation devient plus importante que celle de chauffage.

En revanche, dans le cas du quartier actuel la consommation de chauffage est prédominante. Pour estimer l'évolution des comportements liée à l'augmentation de la température, l'ensemble de bâtiment est maintenant équipé de climatisation. De plus, les puissances de climatisation sont augmentées à la même valeur que les puissances de chauffage pour assurer le confort thermique. Les résultats sont résumés dans Tableau II-20. Dans ce quartier, la demande de chauffage est réduite d'environ 30 %. À l'inverse la demande de climatisation augmente, mais plus légèrement, ce qui induit une diminution de la charge du quartier.

Dans l'ensemble, le réchauffement du climat induit une diminution de la charge des quartiers par la réduction de la charge de chauffage. Le réchauffement climatique induit également une augmentation de la charge de climatisation, mais cette charge reste faible par rapport à la demande d'énergie pour le cas d'étude. L'évolution semble plus importante pour les habitations faiblement isolées en raison de leurs charges de chauffage bien plus importantes.

Tableau II-19 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier français passif avec climat futur

Usage	Quartier ancien climat	Quartier nouveau climat	Écart relatif
Appareils électriques	1661 kWh.an ⁻¹	1661 kWh.an ⁻¹	0%
Cuisine	353 kWh.an ⁻¹	353 kWh.an ⁻¹	0%
Éclairage	221 kWh.an ⁻¹	185 kWh.an ⁻¹	16%
Eau chaude	533 kWh.an ⁻¹	469 kWh.an ⁻¹	12%
Chauffage des espaces	782 kWh.an ⁻¹	177 kWh.an ⁻¹	77%
Climatisation	7 kWh.an ⁻¹	236 kWh.an ⁻¹	3271%
Total	3557 kWh.an ⁻¹	3081 kWh.an ⁻¹	13%

Tableau II-20 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier français actuel avec climat futur

Usage	Quartier ancien climat	Quartier nouveau climat	Écart relatif (%)
Appareils électriques	1773 kWh.an ⁻¹	1773 kWh.an ⁻¹	0%
Cuisine	319 kWh.an ⁻¹	319 kWh.an ⁻¹	0%
Éclairage	206 kWh.an ⁻¹	189 kWh.an ⁻¹	8%
Eau chaude	1960 kWh.an ⁻¹	1947 kWh.an ⁻¹	1%
Chauffage des espaces	12702 kWh.an ⁻¹	8198 kWh.an ⁻¹	36%
Climatisation	51 kWh.an ⁻¹	886 kWh.an ⁻¹	1637%
Total	17011 kWh.an⁻¹	13303 kWh.an⁻¹	22%

II.3.2.3 Voiture électrique

L'aspect bottom-up du modèle de génération de charge résidentielle lui permet d'effectuer des études prospectives de l'évolution des profils de charge résidentiels en modifiant ou ajoutant de nouveaux usages. Pour illustrer la démarche, une étude est effectuée pour ajouter la charge des véhicules électriques qui a été négligée dans la section II.2.5. L'objectif est de générer un profil de charge associée aux véhicules électriques et de l'ajouter dans la charge des habitations. Cependant, les voitures électriques diffèrent des autres appareils électriques, car la consommation d'énergie qui leur est associée est détachée de leur utilisation. L'appel de charge se produit lorsque la voiture est branchée au réseau électrique et non pas quand le véhicule circule.

La génération de ces profils doit se baser sur des données statiques associées à l'utilisation voiture en France et les caractéristiques des véhicules électriques. Pour l'utilisation de voiture personnelle en France, des données issues de l'enquête mobilité des personnes effectuée par le ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires [96]. Cette étude recense environ 45000 déplacements effectués par plus de 13000 personnes. Cette base de données est utilisée pour créer deux distributions de probabilité discrètes qui seront nécessaires à la création du profil. Premièrement, la distribution de trajets quotidiens générés à partir de la distance totale parcourue en voiture par chaque individu durant la journée est étudiée (Figure II-50), ainsi que la distribution d'heures d'arrivées du dernier trajet quotidien (Figure II-51). Ces distributions sont utilisées pour stochastiquement déterminer respectivement quelle distance a parcouru la voiture sur la journée et à partir de quelle heure de la journée la voiture est dans l'habitation et peut donc commencer à être chargée.

Cette étude permet également de déterminer la proportion de voitures dans les habitations. Les probabilités obtenues sont à environ 20 % de ne pas avoir de voiture, 44,3 % d'avoir une seule voiture, 28,3 % d'avoir deux voitures et 7,5 % d'avoir au moins trois voitures dans l'habitation. Ces probabilités sont utilisées pour effectuer des tirages pour associer à chaque habitation un nombre de véhicules.

Avec ces probabilités, le nombre de véhicules par habitation est déterminé stochastiquement. Puis pour une proportion de véhicules électriques dans le parc automobile donnés, un certain nombre de ces véhicules sont considérés électriques.

Par la suite, des données sur les caractéristiques des véhicules électriques sont nécessaires pour associer aux distances parcourues une consommation d'énergie de la batterie. Pour cela, la base de données de EV-database est utilisée [97]. Cette base rassemble pour un grand nombre de modèles de véhicules électriques leurs caractéristiques. Les caractéristiques utiles dans notre cas sont la capacité de la batterie, la consommation d'électricité du véhicule, la puissance de charge et la vitesse de charge. Ces valeurs sont extraites pour les 16 véhicules les plus vendus en Europe (Mai 2024) [98] (Tableau II-21). Avec ces caractéristiques et les distances de trajet, les quantités d'énergies nécessaires pour recharger les batteries sont calculées. Chaque véhicule électrique est associé, en utilisant les proportions dans les ventes, à un modèle de véhicule.

Dans un premier temps, les véhicules seront considérés comme chargés instantanément lorsque branchés au réseau. Pour un véhicule donné, la démarche est donc la suivante pour chaque jour de l'année :

- Tirage de la distance parcourue,
- Calcul de la capacité restante dans la batterie à l'arrivée,
- Tirage de l'heure d'arrivée définitive dans l'habitation,
- Recharge de la batterie à puissance nominale jusqu'à 100%.

La démarche est répétée pour chaque véhicule électrique et chaque jour de l'année puis agrégée pour créer le profil de consommation d'électricité induit par le véhicule. Finalement, le profil est agrégé avec la charge du quartier pour étudier l'impact des véhicules sur la charge. Avec cette méthodologie, une consommation moyenne annuelle de 2231 kWh par véhicule électrique est calculée. Comme évoqué dans la section II.2.5, l'ADEME a mesuré la consommation annuelle d'une voiture électrique et a obtenu une valeur de 2782 kWh.an⁻¹ [77]. Cette différence peut être due à l'utilisation de modèles de voiture plus récentes, au fait de ne considérer que les trajets quotidiens et pas ceux des vacances, ou une différence de tirage statistique, car l'ADEME n'a mesuré qu'un seul véhicule.

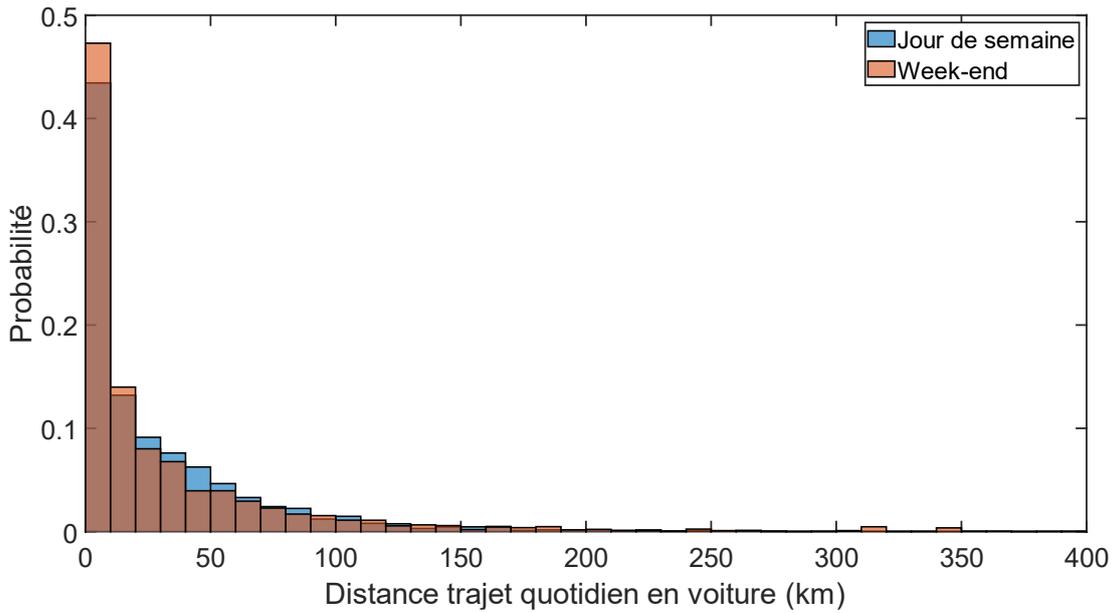


Figure II-50 : Distribution des distances de trajets quotidiens en voiture (intervalles de 10 km)

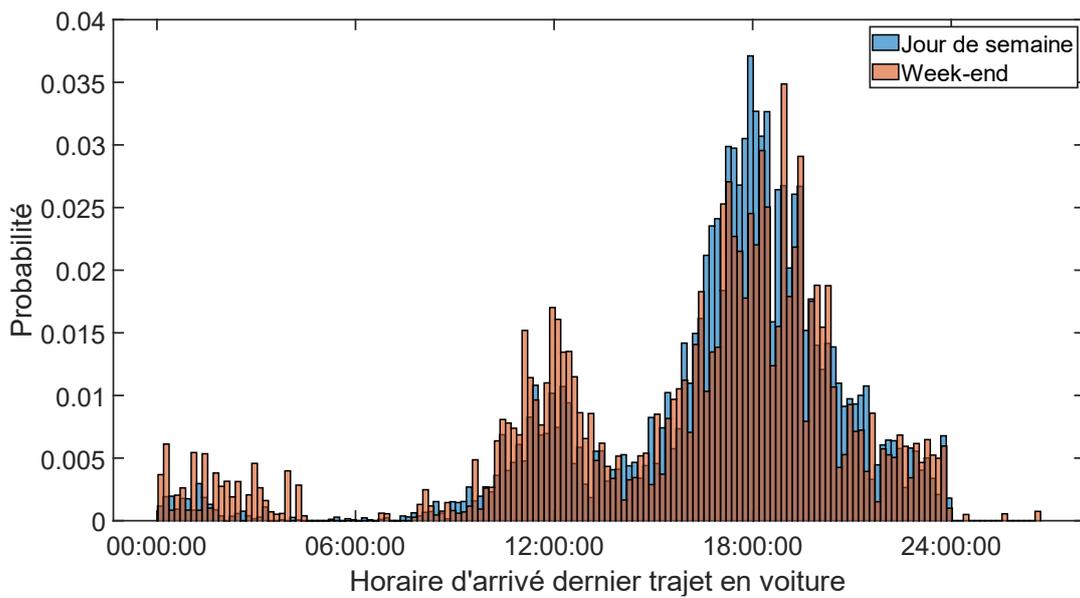


Figure II-51 : Distribution des horaires d'arrivée des derniers trajets en voiture (intervalles de 10 minutes)

Tableau II-21 : Caractéristiques des véhicules électriques les plus vendus en Europe (Mai 2024)

Modèle	Proportion des ventes (2024) [98]	Capacité (kWh) [97]	Consommation (Wh/km) [97]	Puissance de charge (kW) [97]	Vitesse de charge (km/h) [97]	Consommation annuelle estimée (kWh)
Tesla Model Y	13,4	75	172	7,4	36	2292
Volvo EX30	9,8	64	178	7,4	35	2356
Tesla Model 3	9,4	57,5	139	7,4	45	1831
Audi Q4 e-Tron	8,0	77	183	7,4	34	2414
VW ID.4	7,1	77	173	7,4	36	2287
VW ID.3	6,8	59	164	7,4	38	2162
Skoda Enyaq	6,4	77	171	7,4	37	2222
MG 4	6,1	61,7	171	6,6	33	2215
BMW iX1	5,6	64,7	170	7,4	36	2283
Cupra Born	4,5	77	167	7,4	38	2171
BMW i4	4,4	81,3	158	7,4	40	2065
Kia Niro	2,7	64,8	168	7,4	37	2232
Peugeot 208 EV	4,3	46,3	160	7,4	39	2089
Mercedes EQA	4,2	66,5	168	7,4	37	2222
Volvo EX/XC40	3,9	79	198	7,4	31	2641
Hyundai Kona EV	3,5	65,4	168	7,4	37	2217

En 2023, la proportion en France des voitures électriques dans le parc automobile est de 1,2 % [83]. Avec cette proportion assez faible, prendre en compte la charge des véhicules électriques ne modifie que légèrement la charge électrique du quartier. La demande d'électricité supplémentaire est en moyenne de seulement 3,4 MWh soit environ 1 % de la consommation d'énergie du quartier passif. Cependant, la proportion de véhicules électriques augmente fortement d'année en année. La proportion en Europe en 2040 est estimée à 30 % [99]. Pour des proportions allant de 1,2 à 100 %, les résultats moyens obtenus sur 100 simulations annuelles sont résumés dans le Tableau II-22. L'augmentation de la consommation électrique varie de 29 à 273 MWh.an⁻¹. Cela correspond dans le quartier passif à une augmentation de consommation d'énergie totale annuelle de 8,2 à 76,8 % et dans le quartier actuel de 1,7 à 16 %. Dans les deux cas, l'augmentation est importante même pour de faibles proportions de véhicules électriques. Des scénarios prospectifs peuvent donc être générés, par la

méthode présentée, en agrégeant les profils de puissance de charge de véhicules ainsi créés avec ceux du modèle de charge domestique.

Tableau II-22 : Consommation liée au véhicule électrique selon la proportion dans le parc automobile, estimée sur 100 modélisation annuelle par proportion

Proportion (%)	Nombre de voitures électriques	Consommation estimée (MWh.an⁻¹)	Augmentation consommation du quartier passif (%)	Augmentation consommation du quartier actuel (%)
1,2	1,6	3,4	1	0,2
10	13,0	29,1	8,2	1,7
20	25,1	55,8	15,7	3,3
30	37,6	84,1	23,7	4,9
40	50,0	111,5	31,4	6,6
50	61,5	137,5	38,7	8,1
60	73,7	164,5	46,3	9,7
70	86,4	192,5	54,2	11,3
80	97,7	217,8	61,3	12,8
90	111,3	247,8	69,8	14,6
100	122,5	272,8	76,8	16

En plus de l'impact sur la consommation annuelle, les véhicules électriques exacerbent également l'asymétrie journalière de la demande. Les voitures étant le plus souvent chargées en soirée, elles augmentent la charge électrique du quartier déjà très importante le soir. Pour illustrer cette évolution, la charge journalière du quartier passif pour différentes proportions de véhicules électriques dans le parc est illustrée Figure II-52. Il est visible sur ces graphiques que le pic de demande après 18h augmente fortement avec la proportion de véhicules électriques. Dans le cas sans voiture électrique la demande minimale sur la journée est de 38 kW aux alentours de 14h45 h et le maximum de 106 kW vers 7h30 soit une différence d'environ 70 kW. Cet écart augmente fortement avec la proportion de véhicules électriques jusqu'à environ 160 kW d'écart entre la charge minimale et maximale de la journée pour 100% de véhicules électriques.

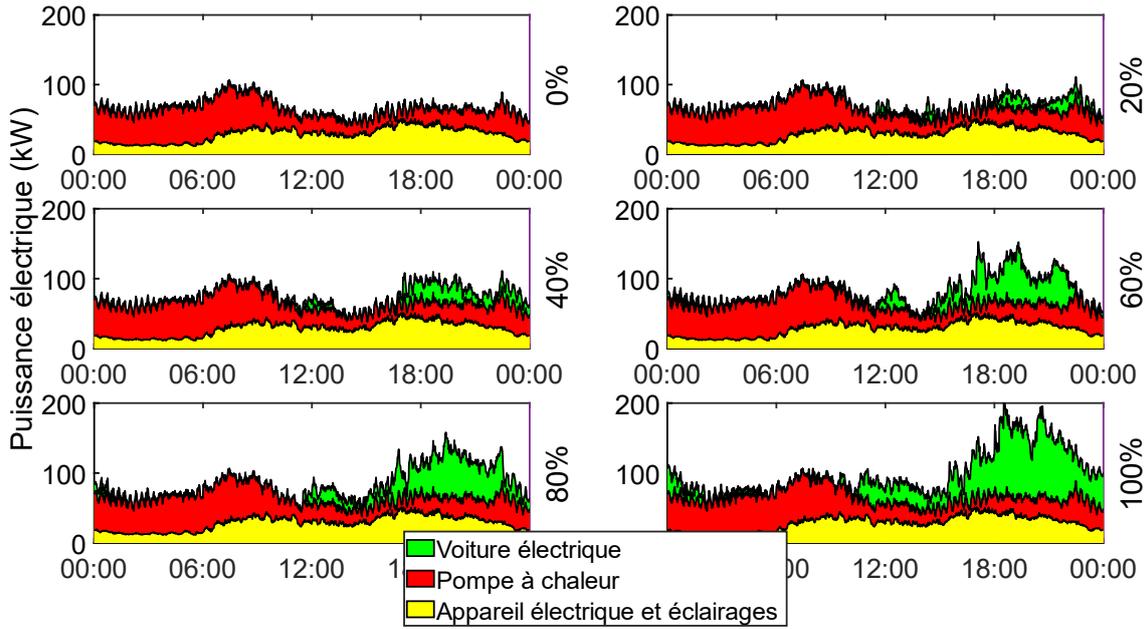


Figure II-52 : Charge électrique du quartier passif sur une journée de semaine en hiver selon la proportion de voitures électriques

L'effet d'augmentation de l'asymétrie de la charge journalière peut être compensé par l'augmentation de l'intelligence des chargeurs des voitures. Si les véhicules peuvent adapter leurs périodes de charge, l'asymétrie peut être réduite en répartissant la demande d'électricité sur la journée. Pour démontrer le potentiel de la méthodologie pour effectuer ce type d'étude, plusieurs optimisations linéaires sont effectuées pour obtenir des profils de charges réparties sur la journée.

Pour une optimisation linéaire, les profils de charge doivent être contraints. Pour un véhicule donné j la puissance de charge de la batterie ($P_{charge,j}$) ne peut pas dépasser la puissance maximale du chargeur du véhicule ($P_{max,j}$) (équation (II-68)). De plus, la batterie ne peut être chargée que lorsque le véhicule est présent dans l'habitation (équation (II-69)). L'état de charge de la batterie (SOC) doit également être contraint, l'état de charge à un pas de temps est régi par l'état au pas de temps précédent plus l'énergie chargée (équation (II-71)). L'état de la batterie doit être au maximum avant le départ possible de l'habitation fixé ici à 6h (équation (II-72)). La consommation du jour d ($Conso_{journalière,j}$) est calculée en fonction des caractéristiques du véhicule et de la distance parcourue.

$$0 \leq P_{charge,j}(t) \leq P_{max,j} \quad (II-68)$$

$$P_{charge,j}(t_{absence}) = 0 \quad (II-69)$$

$$0 \leq SOC_j(t) \leq 1 \quad (II-70)$$

$$SOC_j(t) = SOC_j(t-1) + \frac{\eta_{charge} * P_{charge,j}(t) * \Delta t}{Q_{bat,i}} \quad (II-71)$$

$$SOC_j(t_{départ}) = 1 \quad (II-72)$$

$$SOC_j(t_{arrive}) = \max(0, 1 - Conso_{journaliere,j,d}) \quad (II-73)$$

Avec cet ensemble de contraintes, les profils de charges peuvent être modélisés de nouveau en minimisant différentes fonctions objectifs. Selon l'objectif utilisé, l'allure de la charge sera fortement influencée. Des résultats obtenus sur une semaine avec 5 fonctions objectifs ainsi que sans optimisation (charge de la batterie immédiate) sont illustrés sur la Figure II-53. Le pas de temps est augmenté à 10 minutes pour accélérer les calculs. Le taux de véhicule dans le quartier sera ici considéré à 50%.

Premièrement, un moyen d'éviter la consommation en soirée est de minimiser la consommation d'électricité pour la charge (équation (II-74)). Puisque l'électricité coûte plus cher en soirée (heure pleine) que la nuit (heure creuse), cette optimisation va chercher à limiter la consommation le soir. Cependant avec cet objectif, il n'y a pas d'intérêt à limiter la co-occurrence des puissances de charge qui va être donc fortement diminuée en soirée, mais restera rassemblée en pics de charge. Une autre approche est de minimiser la puissance maximale simultanément utilisée pour la charge de l'ensemble des véhicules (équation (II-75)). À l'inverse, avec cet objectif la charge sera bien répartie sur la période de charge, mais restera importante en soirée.

Des objectifs plus complexes peuvent permettre à la fois de réduire le pic de puissance tout en évitant la charge des véhicules lorsque les habitations consomment le plus (soirée, matin). Pour cela, la consommation d'électricité des bâtiments doit être introduite dans les fonctions objectifs. Cependant en introduisant la consommation du quartier dans le calcul du maximum de puissance électrique, les résultats sur toute la semaine sont fortement influencés par le pic de charge du week-end. Pour éviter cela, le calcul du maximum est séparé en 7 maximums journaliers (équation (II-76)). Avec cet objectif, la puissance de charge est limitée par le pic de puissance de la journée (matin ou soir) ce qui permet de lisser la demande. En revanche, la puissance de charge maximale reste importante, car elle ne cherche qu'à rester inférieure aux pics de consommation des habitations qui est assez important. Une dernière méthode facile à implémenter est de minimiser la somme des écarts de la puissance totale (charge et habitation) avec la moyenne hebdomadaire (équation (II-77)) ou journalière (équation (II-78)). Cette approche permet de répartir la charge sur de plus grande durées, mais apporte des pics plus importants que la minimisation des maximums journaliers.

Ce type d'étude peut être mené grâce à l'aspect bottom-up du modèle et ce pour tous les composants de la charge électrique déjà présents (lumière, machine à laver, chauffe-eau, etc.) ou à ajouter (voitures électriques, piscine, smartphones). Avec une démarche similaire à celle utilisée pour répartir les puissances de charges des voitures, il est également possible d'étudier l'évolution de la charge électrique avec l'amélioration de l'intelligence des appareils électroménagers.

$$\sum_{t=1}^{durée\ voiture} \sum_{j=1} P_{charge,j}(t_{creuse}) * tarif_{creuse} + P_{charge,j}(t_{pleine}) * tarif_{pleine} \quad (II-74)$$

$$\max_{\text{semaine}} \left(\sum_{j=1}^{\text{voiture}} P_{\text{charge},j}(t) \right) \quad (\text{II-75})$$

$$\sum_{d=1}^7 \max_{\text{jour}} \left(\sum_{\text{hab}=1}^{\text{habitation}} P_{\text{elec},\text{hab}}(t) + \sum_{j=1}^{\text{voiture}} P_{\text{charge},j,d}(t) \right) \quad (\text{II-76})$$

$$\sum_{t=1}^{\text{durée}} \frac{|\sum_{\text{hab}=1}^{\text{habitation}} P_{\text{elec},\text{hab}}(t) + \sum_{j=1}^{\text{voiture}} P_{\text{charge},j}(t) - \text{moyenne}|}{\text{durée}} \quad (\text{II-77})$$

$$\sum_{d=1}^7 \sum_{t=1}^{\text{fin jour}} \frac{|\sum_{\text{hab}=1}^{\text{habitation}} P_{\text{elec},\text{hab}}(t) + \sum_{j=1}^{\text{voiture}} P_{\text{charge},j,d}(t) - \text{moyenne}(d)|}{\text{durée}} \quad (\text{II-78})$$

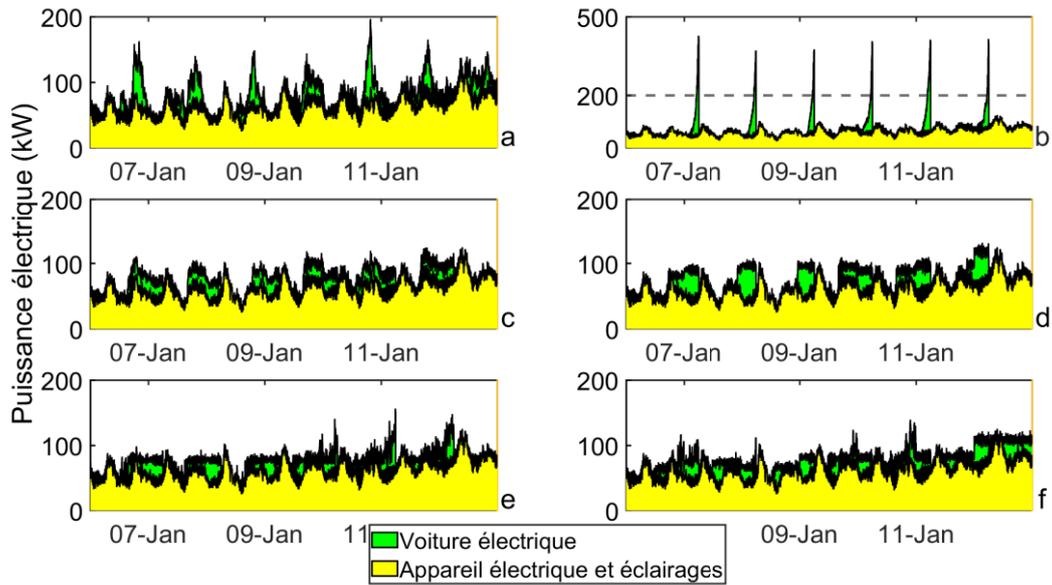


Figure II-53 : Charge électrique du quartier sur une semaine avec une optimisation des profils de charge des véhicules électriques avec minimisation : a) sans optimisation, b) coût électricité, c) puissance charge maximale, d) puissance électrique maximale journalière e) écart à la moyenne hebdomadaire f) écart à la moyenne journalière

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, l'implémentation ainsi que le paramétrage du modèle de génération de charge résidentielle sont présentés. Un modèle couramment utilisé dans la littérature est implémenté dans Matlab® pour réduire les temps d'exécution. Puis ce modèle est amélioré pour pouvoir entre autres, simuler une année entière, complexifier la modélisation PV, introduire plus de saisonnalité, etc. Enfin, le modèle est paramétré pour correspondre à des données plus récentes et centrées sur la France ainsi que pour introduire la modélisation de thermique d'une maison passive. Le programme ainsi obtenu permet de générer des profils de charge qui sont à la fois cohérents et en haute résolution temporelle.

Ce modèle est ensuite utilisé pour générer des charges indépendantes les unes des autres permettant d'étudier les variations générées par les différences entre les habitations (nombre d'habitants et leurs comportements, propriétés du bâtiment, appareils électriques possédés, etc.) et les aléas climatiques (température extérieure et irradiation solaire). Il est aussi utilisé pour générer des charges issues d'habitations soumises au même aléa climatique dans le but de modéliser deux quartiers, un constitué uniquement d'habitations passives et un constitué de différents archétypes d'habitation sélectionnées pour modéliser un quartier français actuel.

Enfin, le potentiel du modèle pour étudier les évolutions futures de la charge résidentielle est étudié à travers différents cas d'étude : le cas d'un quartier où les habitations et leurs productions PV sont interconnectées dans le but d'observer l'avantage de ces échanges d'énergies, le cas d'étude de la charge induite par la présence de voitures électriques dans le quartier et son impact sur le pic de consommation, ainsi que le cas d'étude de l'évolution de la charge résidentielle que pourraient entraîner les changements climatiques anticipés.

Grâce à la simplicité du modèle qui réduit les temps d'exécution ainsi que l'expression vectorisée du modèle thermique qui permet de rapidement modéliser un grand nombre d'habitations, le modèle peut être couplé à une modélisation d'un système énergétique. Cela permet de saisir les interactions entre les systèmes et les bâtiments. Ce potentiel du modèle de génération de charge résidentiel sera utilisé dans la suite de l'étude pour coupler un quartier résidentiel avec un ou plusieurs systèmes multi-énergies basé sur l'hydrogène.

Chapitre III : Modélisation d'un système multi-énergies et stratégies opérationnelles

III.1 Introduction

Pour répondre à la demande des bâtiments de manière décarbonée et décentralisée, la production d'énergie à partir de sources renouvelables est une solution couramment utilisée, en particulier à partir de l'électricité solaire photovoltaïque. Cependant, ces sources d'énergie sont intermittentes et ne peuvent donc pas couvrir à elles seules la totalité de la charge du bâtiment. Pour accompagner ces systèmes, de nombreux systèmes multi-énergies sont étudiés. Le travail présenté dans ce chapitre se concentre sur la modélisation d'un système multi-énergies basé sur l'hydrogène pour les applications résidentielles. Le système peut comprendre une batterie (BAT) et/ou un électrolyseur (EC) pour valoriser le surplus d'électricité produit par les panneaux solaires photovoltaïques (PV) ainsi qu'une pile à combustible (FC) pour produire de la chaleur ainsi que de l'électricité. Le but est ici de modéliser les différents composants du système multi-énergie, de définir les différentes architectures intéressantes, de déterminer des stratégies de commande permettant leur fonctionnement et l'évaluation des performances du système.

III.2 Modèles de composants

Dans le but de permettre l'utilisation du modèle dans un algorithme d'optimisation multi objectifs, la rapidité de calcul est essentielle. Il est donc choisi d'opter pour des modèles simplifiés pour tous les éléments composant le système. Pour cela, la modélisation repose sur l'utilisation des efficacités système, permettant d'englober dans une seule valeur les différentes pertes dans les systèmes ainsi que les consommations des nombreux auxiliaires nécessaires au fonctionnement des composants.

III.2.1 Électrolyseur

L'électrolyseur (EC) est un système de stockage d'énergie utilisant le principe de l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène. Ce système utilise l'électricité en période de surproduction pour permettre la décomposition des molécules d'eau en molécules de dihydrogène et de dioxygène. L'hydrogène peut ensuite être stocké pour être valorisé en période de sous-production.

Le modèle de l'électrolyseur est basé sur les travaux de Ghenai et al [32]. Pour une puissance électrique fournie, le débit massique d'hydrogène correspondant est calculé avec le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du dihydrogène et l'efficacité système de l'électrolyseur via l'équation (III-1).

$$\dot{m}_{H_2,prod} = \frac{\eta_{EC} \times P_{EC}}{PCS_{H_2}} \quad (III-1)$$

L'efficacité système reflète les performances complètes du sous-système et dépend de la technologie ainsi que de sa qualité. De plus, cette efficacité est dépendante du fonctionnement de nombreux auxiliaires, elle peut fortement varier en fonction du point de fonctionnement utilisé. Pour saisir cela, une efficacité variant en fonction du facteur de charge de l'électrolyseur est utilisée. Le facteur de charge est ici défini comme le rapport entre la puissance fournie et la puissance maximale de l'électrolyseur. La fonction considérée est ajustée avec des données issues des travaux de Yue et al [100]. Ces données ainsi que la fonction ajustée sont illustrées sur la Figure III-1.

L'électrolyseur considéré produit de l'hydrogène à une pression de 50 bars. Par conséquent, les pertes d'énergie associées à la compression de l'hydrogène ne sont prises en compte que si le stockage de l'hydrogène est effectué à une pression supérieure à 50 bars.

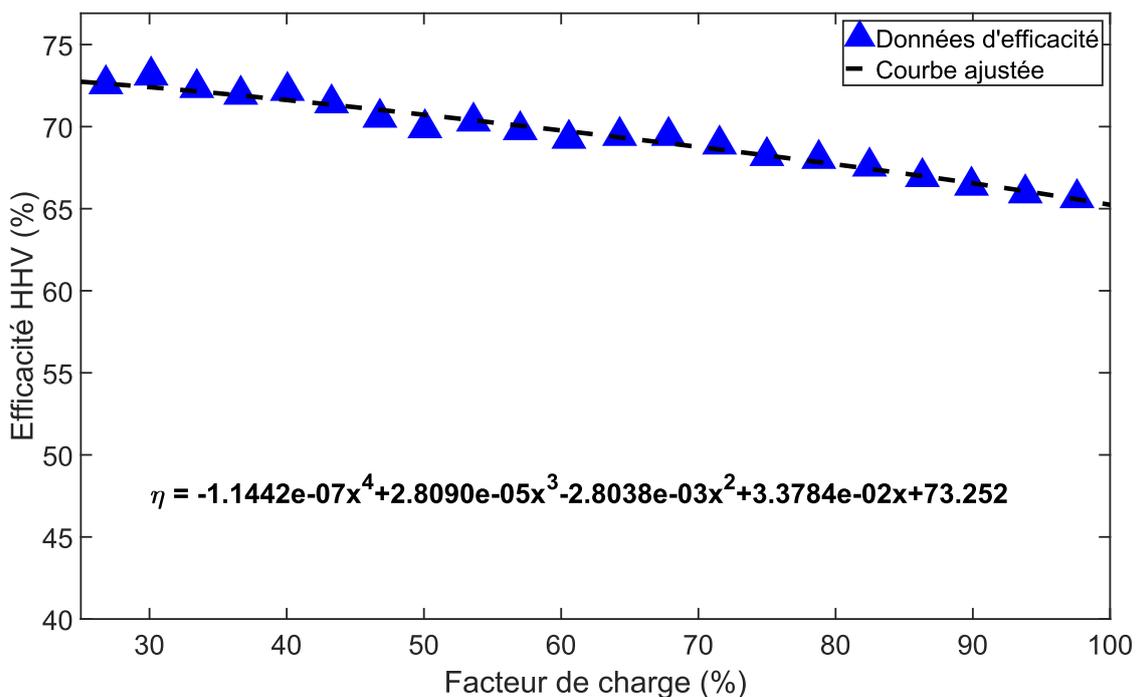


Figure III-1 : Efficacité du système électrolyseur sur la plage d'utilisation

III.2.2 Pile à combustible

La pile à combustible (FC) est un système de production d'électricité. Une pile à combustible combine du dihydrogène avec du dioxygène pour produire de l'électricité et de l'eau. En fonctionnement, une pile à combustible produit en plus de l'électricité une grande quantité de chaleur qui peut être valorisée dans le cas des systèmes de cogénération, tels que présentés ici.

La production d'électricité et de chaleur des piles à combustible est modélisée à l'aide d'une approche similaire à celle de Ranjbar et Kouhi [101]. Pour une puissance électrique cible, la consommation d'hydrogène correspondante est calculée à partir de l'efficacité système électrique de la pile ainsi que le pouvoir calorifique supérieur du dihydrogène avec l'équation (III-2). De manière similaire pour une puissance thermique cible, la consommation d'hydrogène est calculée avec l'équation (III-3). Selon le pilotage du système (demande électrique ou thermique), l'une des équations est utilisée pour déterminer le débit consommé et l'autre pour calculer la puissance fournie par cogénération.

$$\dot{m}_{H_2,cons} = \frac{P_{elec,FC}}{PCS_{H_2} \times \eta_{elec,FC}} \quad (III-2)$$

$$\dot{m}_{H_2,cons} = \frac{P_{ther,FC}}{PCS_{H_2} \times \eta_{ther,FC}} \quad (III-3)$$

De manière similaire à la méthode employée pour l'électrolyseur, une courbe de charge partielle est utilisée pour déterminer le rendement électrique et thermique des piles à combustible pour un facteur de charge donné. Le facteur de charge est ici défini comme le rapport entre la puissance appelée et la puissance maximale de la pile à combustible. Deux courbes de charge issues de la littérature sont utilisées. La première courbe, adaptée des travaux de Corbo et al., correspond à une pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEM) de 30 kW [102]. La seconde, adaptée des travaux de Hwand et Zou, correspond à une pile PEM de 3kW [103]. Les courbes d'efficacité en fonction du facteur de charge électrique sont illustrées sur les Figure III-2 et Figure III-3. Il est aussi possible de travailler avec des efficacités constantes, dans ce cas des données issues du catalogue de technologie du gouvernement danois sont utilisées (efficacité électrique de 42.2% et thermique de 33.8% (PCS)) [104]. Selon la taille et l'architecture considérée, les différentes efficacités seront utilisées. En fonction de la courbe d'efficacité utilisée, le facteur de charge électrique minimum de la pile varie : 13% pour la pile 30 kW, 20 % pour la pile 3 kW et 35% pour le cas à efficacité fixe (voir section III.2.3).

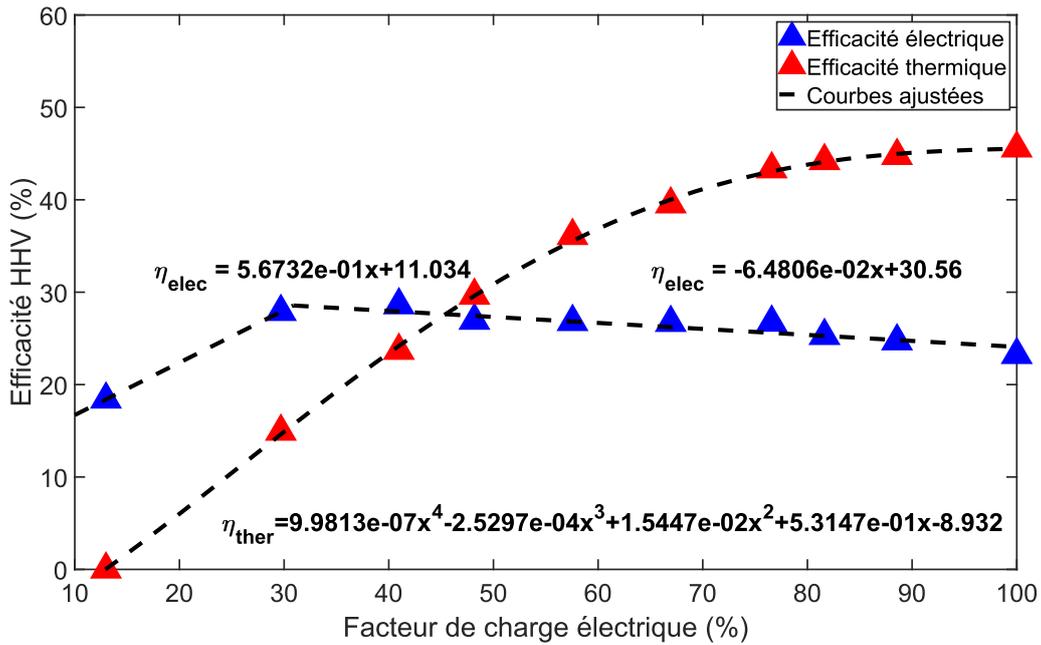


Figure III-2 : Efficacité d'un système pile à combustible PEM (30kW), adapté de [102]

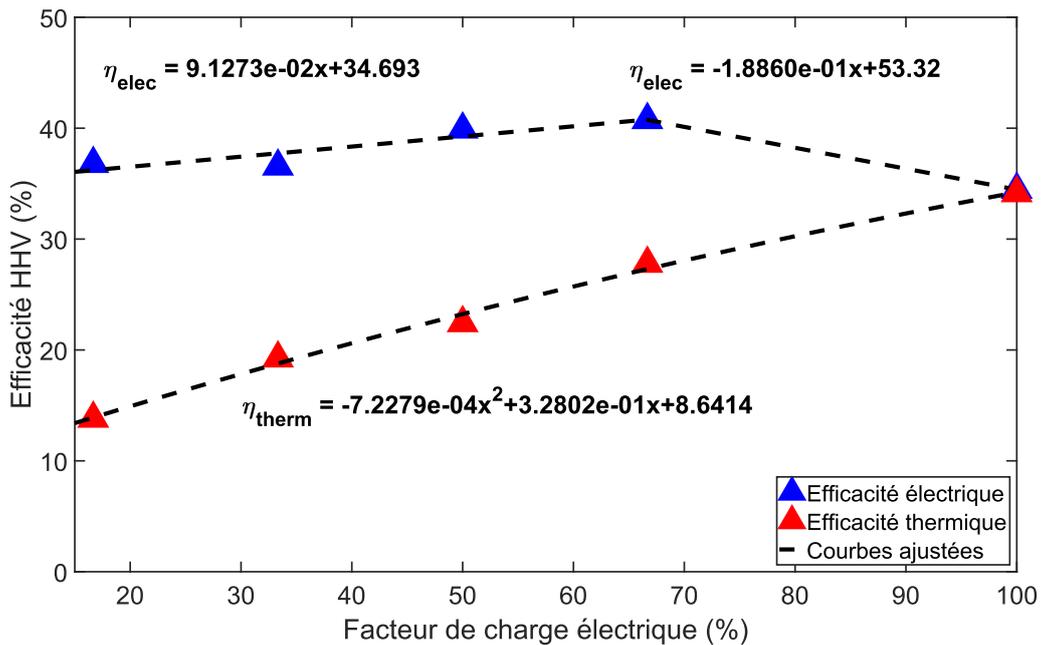


Figure III-3 : Efficacité d'un système pile à combustible PEM (3kW), adapté de [103]

III.2.3 Comportement dynamique des systèmes à hydrogène

En plus de l'estimation des pertes énergétiques dans les systèmes à hydrogène, des contraintes sont appliquées à leurs fonctionnements afin de simuler les limites dynamiques des systèmes réels. Tout d'abord, l'électrolyseur et les piles à combustible ne peuvent fonctionner que dans une gamme de facteurs de charges spécifiques. Si la puissance fournie/nécessaire est trop élevée, ces composants

n'absorbent/fournissent de l'énergie que jusqu'à leurs limites. De même, si la puissance fournie/nécessaire est trop faible, les systèmes ne fonctionneront pas et le réseau électrique ou la batterie devront compenser.

Deuxièmement, la dynamique de l'électrolyseur et des piles à combustible est modélisée en quatre phases : démarrage, fonctionnement, veille et arrêt (Figure III-4). Ces phases introduisent un délai entre le moment où les systèmes sont activés et celui où ils deviennent pleinement opérationnels. Elles limitent la réactivité des systèmes. Cependant, la consommation d'énergie associée n'est pas prise en compte. Le nombre de cycles de démarrage et d'arrêt a un impact négatif sur le vieillissement des systèmes hydrogène [105, 106], mettant en avant l'importance de minimiser les cycles d'arrêt/démarrage. Pour ce faire, un temps de veille d'une heure est utilisé pour l'électrolyseur afin de retarder le cycle d'arrêt au cas où la puissance excédentaire dépasserait à nouveau son seuil minimal.

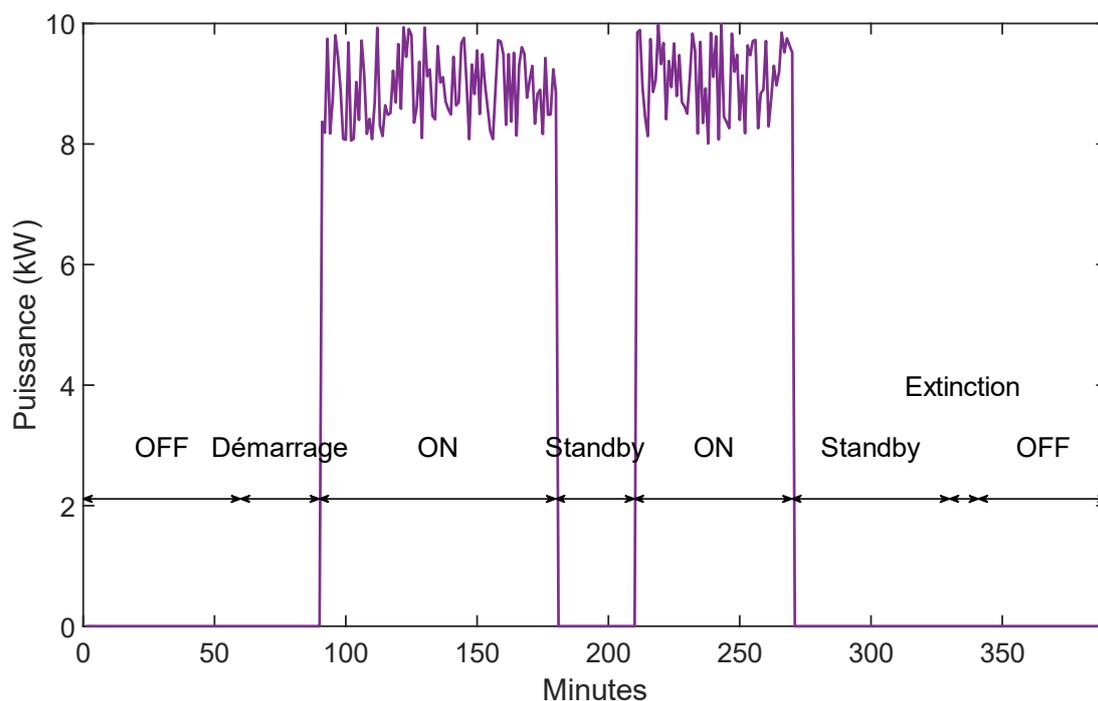


Figure III-4 : Exemple de schéma de fonctionnement dynamique de l'électrolyseur

Pour améliorer la dynamique du système et atténuer l'impact de ces effets sur les performances, les piles à combustible et les électrolyseurs de type PEM ont été choisis. En effet, cette technologie permet une plus grande plage de charge et des cycles de démarrage/arrêt plus courts que les autres technologies commerciales (oxyde solide, alcalin) [107]. De plus, ces technologies présentent une montée en puissance rapide, ce qui leur permet de s'adapter à la charge résidentielle et à la production photovoltaïque toutes deux fortement variables.

Les valeurs, régissant la dynamique des systèmes à hydrogène, sont résumées dans le Tableau III-1. Certaines de ces valeurs peuvent être commentées. Selon la littérature, un électrolyseur PEM peut fonctionner avec des facteurs de charge allant de 0 à 120 % de sa puissance nominale et démarrer en 20 minutes environ [108]. Cependant, pour correspondre à l'électrolyseur de référence, il est choisi de

l'utiliser pour des charges allant de 25 à 100 %, avec une durée d'allumage de démarrage de 30 minutes [100]. Le temps de démarrage choisi pour une pile à combustible (PEM) peut être inférieur à 1 minute [107]. Cependant pour tenir compte de l'inertie thermique du système, une valeur de 5 minutes est choisie.

Tableau III-1 : Paramètres dynamiques des systèmes à hydrogène

Paramètre	Valeur
Électrolyseur gamme de fonctionnement	25-100%
Électrolyseur durée d'allumage	30 minutes
Électrolyseur temps d'extinction	11 minutes
Pile à combustible gamme de fonctionnement ¹	Variable
Pile à combustible durée d'allumage	5 minutes
Pile à combustible temps d'extinction	0 minute

¹Dépend de la courbe d'efficacité utilisée (voir section III.2.2)

III.2.4 Batterie

La batterie sert à stocker et fournir de l'électricité ainsi qu'à équilibrer le système en utilisant sa dynamique et sa flexibilité plus performante que les systèmes hydrogène. Le modèle est basé sur les travaux de Ghenai et Bettayeb avec une modulation de l'efficacité de décharge [109]. L'état de charge (SOC) de la batterie est déterminé à chaque pas de temps en utilisant le SOC précédent et l'énergie chargée et déchargée pendant le pas de temps (équation (III-4)). Pour améliorer la durée de vie de la batterie, la décharge est limitée à une profondeur de décharge (DOD) spécifiée (équation (III-5)). De plus, la puissance maximale de charge et de décharge de la batterie est limitée (équation (III-6) et (III-7)). Les paramètres utilisés sont résumés dans le Tableau III-2.

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) + \frac{\eta_{charge} \times P_{bat,charge} \times \Delta t}{Q_{bat}} - \frac{P_{bat,décharge} \times \Delta t}{\eta_{décharge} \times Q_{bat}} \quad (III-4)$$

$$\begin{cases} SOC_{min} \leq SOC \leq 1 \\ SOC_{min} = (1 - DOD) \end{cases} \quad (III-5)$$

$$0 \leq P_{bat,charge} \leq P_{bat,max} \quad (III-6)$$

$$0 \leq P_{bat,décharge} \leq P_{bat,max} \quad (III-7)$$

Tableau III-2 : Paramètres du modèle de batterie

Paramètre	Valeur	Référence
Efficacité de charge	92 %	[110]
Efficacité décharge	92 %	[110]
Profondeur de décharge	80 %	[110]
Puissance de décharge max	1C	
Puissance de charge max	1C	

III.3 Architecture

Ce type de systèmes multi-énergies peut être utilisé à différentes échelles. En effet, il est possible soit de travailler à l'échelle du quartier complet avec un seul système centralisé interagissant avec l'ensemble des bâtiments ou bien avec un grand nombre de petits systèmes individuels interagissant uniquement avec une habitation chacun. De plus, le système peut apporter différents services au quartier résidentiel. Premièrement, l'utilisation du système multi-énergies peut permettre le stockage d'énergie dans le but d'augmenter la fraction d'énergie photovoltaïque servant au bâtiment. Puis, la génération d'hydrogène peut être utilisée pour des usages de transport permettant de décarboner l'énergie utilisée par les véhicules des habitants. Et finalement, le système peut conduire au remplacement du réseau de gaz actuel par un réseau d'hydrogène pour alimenter des systèmes de chauffage, afin de directement décarboner la consommation des habitations.

III.3.1 Système au niveau du quartier

Quand le système est positionné au niveau du quartier, il permet de stocker et de répartir l'énergie produite par l'ensemble des panneaux photovoltaïques. Il interagit donc simultanément avec les habitations composant le quartier ainsi qu'avec les panneaux photovoltaïques répartis sur l'ensemble des habitations. Cependant, le système étant situé à distance des habitations la production d'énergie doit être acheminé vers celles-ci par des réseaux de distribution d'électricité et de chaleur.

III.3.1.1 Stockage d'énergie avec réseau de chaleur

Dans le cas de l'utilisation d'un réseau de chaleur, le système fournit de l'électricité et de la chaleur aux bâtiments en utilisant la surproduction créée par les panneaux photovoltaïques pendant la journée (power-to-power). La surproduction est absorbée dans deux sous-systèmes de stockage : le sous-système batterie et le sous-système hydrogène. Lors des phases de sous-production, le système fournit de l'électricité à travers la batterie ainsi que de l'électricité et de la chaleur avec la pile à combustible. L'architecture du système est représentée sur la Figure III-5.

Le sous-système de la batterie est simplement composé de la batterie qui est chargée ou déchargée en fonction de l'électricité disponible. Le sous-système hydrogène est plus complexe et se compose de trois sous-systèmes principaux et de leurs auxiliaires. Tout d'abord, l'électrolyseur produit de l'hydrogène qui est stocké dans le réservoir d'hydrogène. Enfin, la pile à combustible l'utilise pour produire de la chaleur et de l'électricité qui sont transmises au bâtiment via un réseau de chaleur et un réseau d'électricité. La Figure III-8 détaille le lien entre les composants et les convertisseurs de puissance et de chaleur utilisés.

Pour la conversion et le transport d'énergies, des pertes supplémentaires doivent être introduites. Pour la partie électrique, les pertes dans chaque convertisseur DC/DC ou DC/AC sont estimées à 5% [111]. Dans la partie thermique, les pertes dans le réseau de chaleur sont estimées à 20 % dans le réseau et à 2% pour la transmission du réseau vers l'habitation [112].

En prenant en compte l'ensemble de ces pertes ainsi que l'efficacité des composants, il est possible de calculer les efficacités des cycles de stockage. Pour la boucle de la batterie, son efficacité de charge et décharge combinées avec les convertisseurs électriques donne une efficacité de cycle de 76,4 % par rapport à la production brute des panneaux solaires (avant conversion DC/DC et DC/AC). La boucle hydrogène étant plus complexe, un plus grand nombre de pertes interviennent et une efficacité de cycle de 38,1 % est obtenue. La Figure III-6 illustre la répartition de l'énergie dans le cycle de stockage par hydrogène. Cette efficacité de 38,1% est comparée dans la Figure III-7 aux données des travaux de Maestre et al., qui ont extrait, de la littérature sur le stockage d'énergie par hydrogène, 40 efficacités de cycle de stockage hydrogène [113].

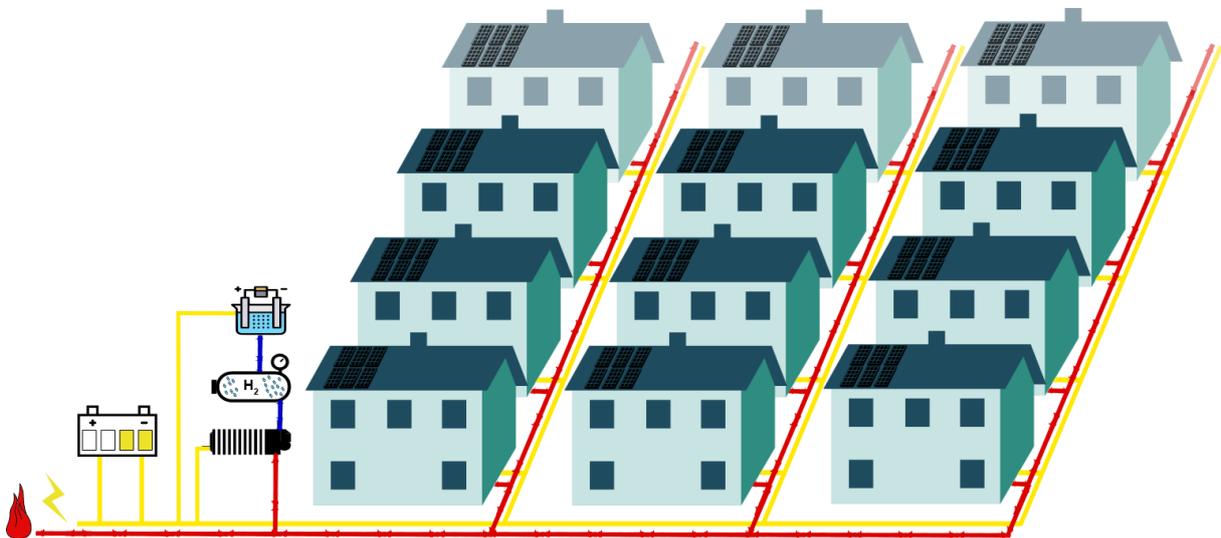


Figure III-5 : Architecture du système de stockage à l'échelle du quartier

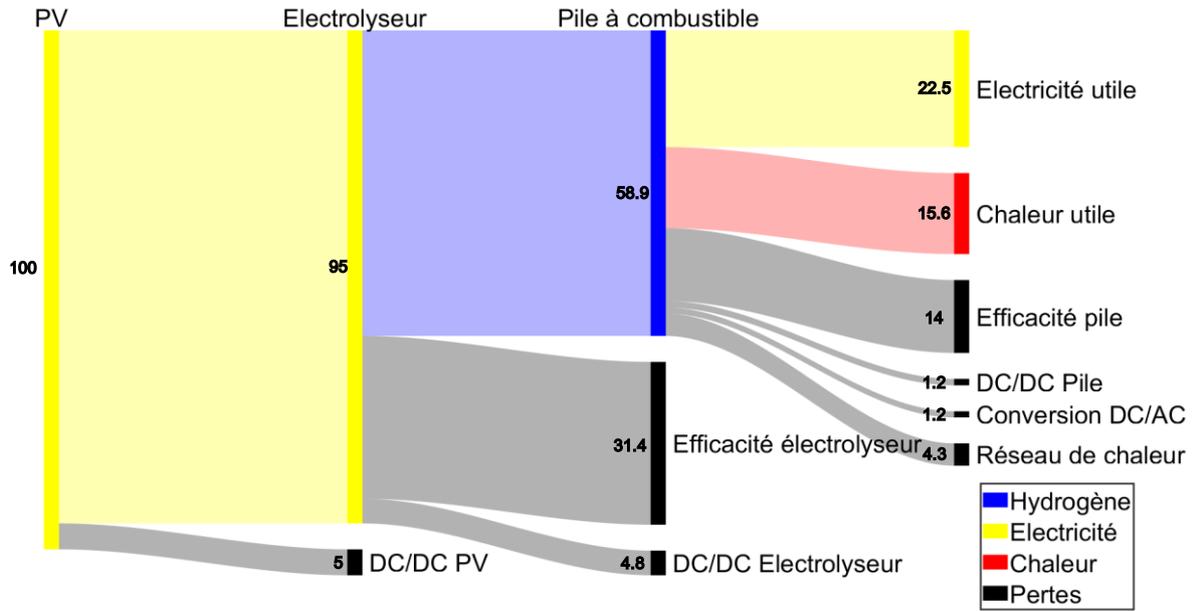


Figure III-6 : Répartition de l'énergie dans la boucle de stockage hydrogène

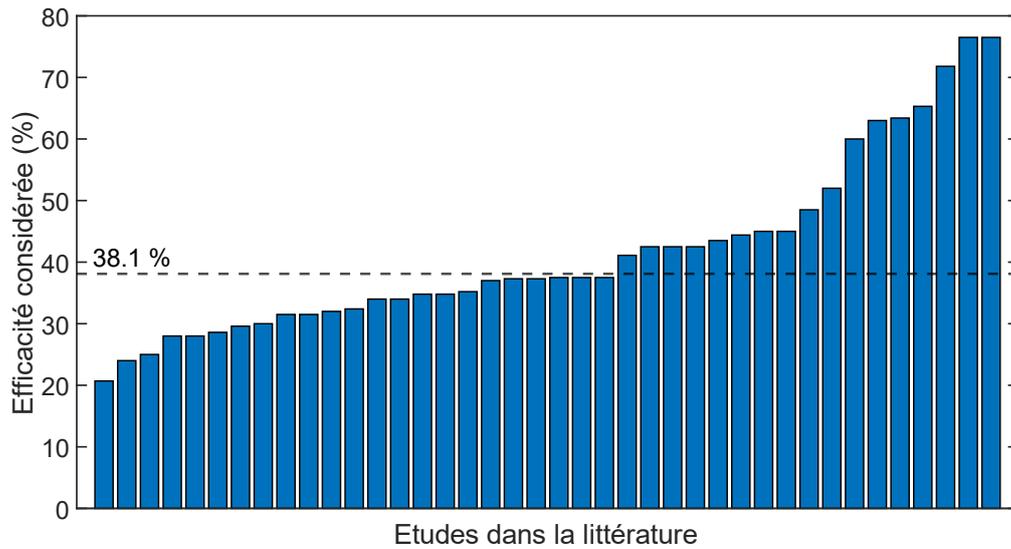


Figure III-7 : Efficacité du cycle de stockage hydrogène dans la littérature, données tirées de [113]

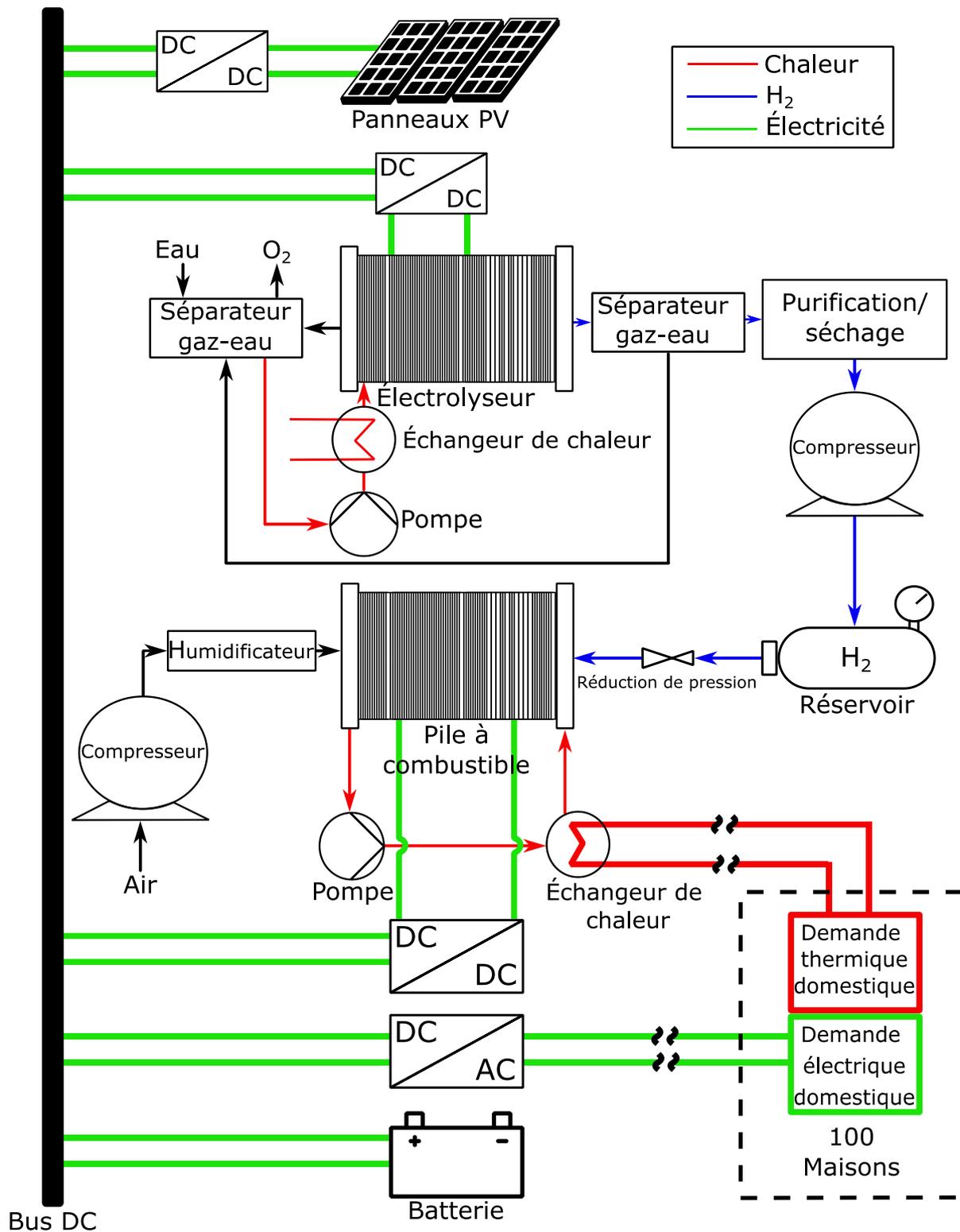


Figure III-8 : Diagramme détaillé du système

III.3.1.2 Stockage d'énergie avec bâtiment central

Dans le cas d'un bâtiment central, le système est similaire au précédent à la différence que la chaleur n'est pas acheminée aux maisons individuelles. À la place, la chaleur est fournie à un bâtiment tertiaire (bureau, magasin, hôpital...) considéré comme proche de la pile à combustible. La différence majeure est que le système n'utilise pas de réseau de chaleur ce qui le rend adapté à la majorité des quartiers français qui n'en sont pas équipés initialement. L'architecture du système est représentée sur la Figure III-9.

Pour modéliser la charge d'un bâtiment tertiaire les profils de charge électrique et thermiques utilisées sont issus des travaux du groupe de recherche Suisse « Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM) » [114]. Dans ce cas-ci, la modélisation du comportement thermique du bâtiment n'est pas couplée avec le système multi-énergies, la charge thermique du bâtiment est uniquement utilisée comme une entrée.

Énergétiquement la différence majeure est l'absence de pertes thermiques liée aux réseaux de chaleur. Ceci permet d'obtenir une meilleure efficacité pour le cycle de stockage hydrogène (42 %). En revanche là où l'ensemble des habitations ont une demande thermique temporellement variable, un bâtiment tertiaire a une charge plus prévisible et plus faible que l'ensemble du quartier ce qui peut amener à ne pas pouvoir rentabiliser la chaleur émise par la pile. En effet, cela est d'autant vrai si la pile est utilisée en soirée, quand les bâtiments tertiaires contrairement aux bâtiments résidentiels n'ont pas besoin de chaleur.



Figure III-9 : Architecture du système de stockage avec bâtiment central

III.3.1.3 Vente hydrogène pour l'application transport

Dans le cas de la "vente d'hydrogène", la production de l'électrolyseur n'est pas utilisée dans une pile à combustible, mais est conservée pour être vendue comme carburant pour des véhicules (power-to-gas). La production photovoltaïque sert toujours à répondre à la demande électrique des habitations

(appareil électrique, lumière, chauffage électrique) et leur production est toujours répartie entre les habitations. En revanche, la surproduction est ici utilisée uniquement pour produire de l'hydrogène. Cet hydrogène est ensuite stocké et compressé pour pouvoir servir de carburant à des véhicules à hydrogène. Le réservoir est considéré comme vidé tous les jours en début de matinée. La totalité de son contenu est retirée et aucune limite n'est donc imposée à la quantité d'hydrogène pouvant être vendue chaque jour. Le système ne possède donc ici pas de composant pour fournir de l'énergie (batterie et pile à combustible). L'architecture du système est représentée sur la Figure III-10.

Pour une application dans le domaine du transport, l'hydrogène doit être compressé à une pression supérieure à celle utilisée pour les applications énergétiques où le volume est une contrainte moins grande. Pour cela, une perte supplémentaire doit être estimée représentant l'énergie consommée par la compression de 50 bars vers 700 bars. La puissance nécessaire est alors calculée avec une démarche similaire à celle des travaux de Khan et al. [115]. Pour un débit d'hydrogène donné (\dot{m}_{H_2}), la puissance du compresseur est calculée à partir du travail isentropique (W_{isen}), de l'efficacité isentropique (η_{isen}) et de l'efficacité du moteur (η_{moteur}). Le travail isentropique est lui calculé pour un ratio de pression donnée ($Press_{sortie}/Press_{entrée}$) avec l'équation (III-9) qui met en jeu la température d'entrée de l'hydrogène ($T_{entrée}$), le facteur de compressibilité (Z), le nombre d'étapes de compression (N), la constante des gaz parfaits (R) et l'indice adiabatique de l'hydrogène (γ). Le facteur de compressibilité est calculé en utilisant le plug-in Excel CoolProp et une valeur de 1,23 est estimée [116]. En supposant un ratio de compressibilité par étape de compression de 3,1 le nombre d'étages nécessaire est de 2. L'efficacité isentropique est fixée à 0,65 et l'efficacité moteur à 0,95 en accord avec les travaux de Parks et al. [117].

$$P_{compresseur} = \frac{W_{isen}}{\eta_{isen}\eta_{moteur}} \times \frac{\dot{m}_{H_2}}{M_{H_2}} \quad (III-8)$$

Avec :

$$W_{isen} = N \times T_{entrée} \times Z \times R \times \frac{\gamma}{\gamma - 1} \left(\left(\frac{Press_{sortie}}{Press_{entrée}} \right)^{\frac{\gamma - 1}{N \times \gamma}} - 1 \right) \quad (III-9)$$



Figure III-10 : Architecture du système de production d'hydrogène pour le transport

III.3.2 Système complet au niveau de l'habitation

Quand le système complet est positionné au niveau de l'habitation, le système n'interagit qu'avec sa production photovoltaïque propre. Il ne peut donc fournir de l'électricité que pour répondre à la demande d'énergie de l'habitation qui lui est rattachée. Toutes les habitations et systèmes multi-énergies fonctionnent indépendamment les unes des autres.

III.3.2.1 Stockage d'énergie

De manière similaire au stockage d'énergie au niveau du quartier, le système fournit de l'électricité et de la chaleur à l'habitation en utilisant la production en surplus des panneaux photovoltaïques. Dans ce cas-ci, aucun acheminement de l'électricité et de la chaleur n'est nécessaire. En contrepartie, chaque bâtiment doit être équipé d'un système de stockage individuel. L'architecture du système est représentée sur la Figure III-11.

Dans cette configuration, le système pile à combustible étant directement situé dans les bâtiments, les pertes thermiques ne sont pas prises en compte. En revanche, les systèmes pile à combustible étant de plus petite taille, des efficacités différentes sont utilisées ici. Des efficacités variables en fonction du facteur de charge sont ainsi utilisées avec comme référence une pile à combustible de 3 kW (voir partie III.2.2). Quand l'électrolyseur et la pile à combustible fonctionnent à puissance nominale, l'efficacité du cycle hydrogène obtenue est de 38,5 %, ce qui est similaire à l'efficacité du système au niveau du quartier.

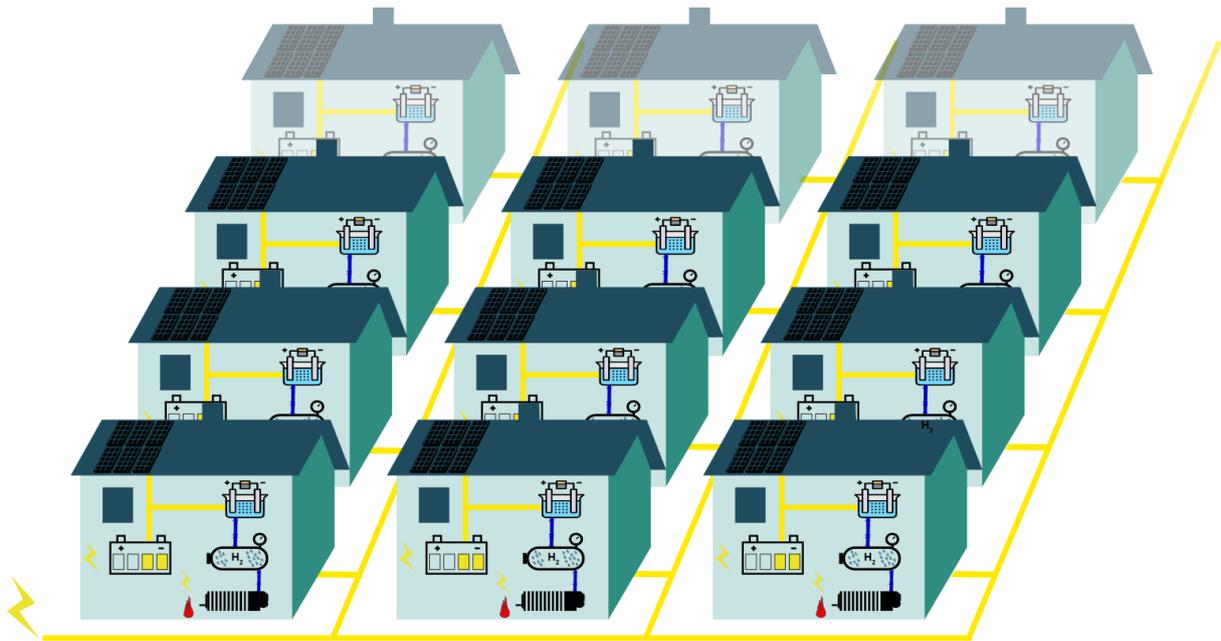


Figure III-11 : Architecture du système de stockage individuel

III.3.2.2 Importation d'hydrogène

Dans le cas d'importation de l'hydrogène, les bâtiments sont reliés à un réseau d'hydrogène qu'ils peuvent utiliser à travers des piles à combustible pour se fournir en électricité et en chaleur. La fonction du système est ici différente. En effet, les systèmes à hydrogène servent uniquement de source d'énergie ; il n'y a plus de stockage. La pile à combustible répond à la demande thermique du bâtiment. L'électricité produite par cogénération par la pile est utilisée ainsi pour répondre à la charge électrique du bâtiment. Il est également possible de conserver la batterie pour absorber le surplus de production électrique. L'architecture du système est représentée sur la Figure III-12.

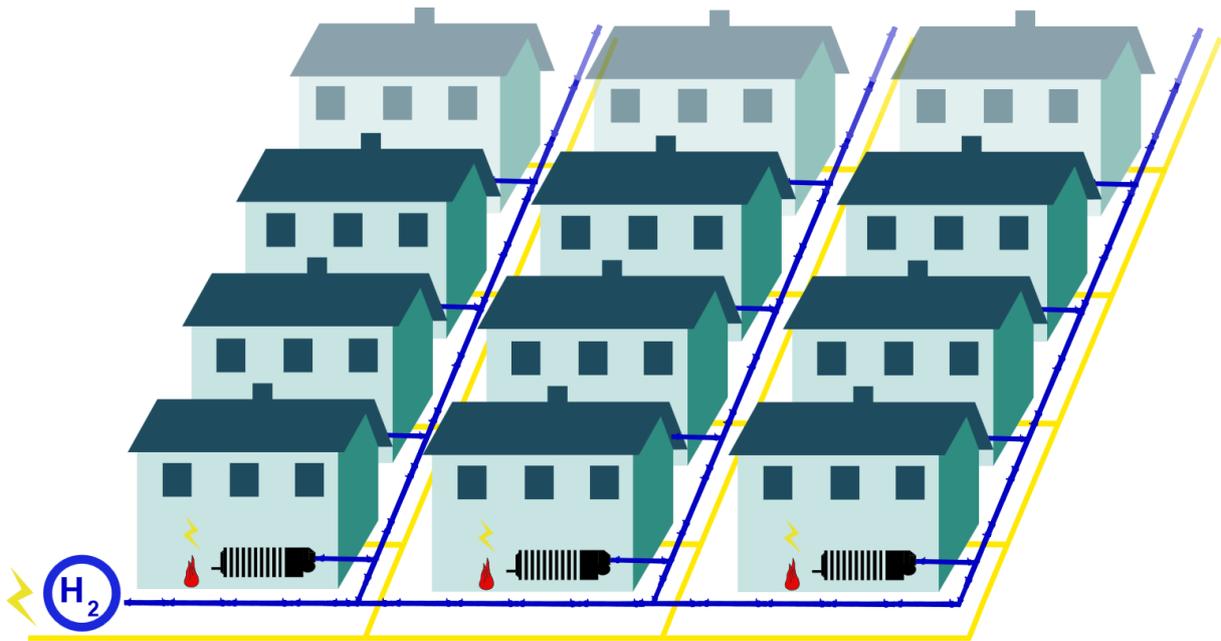


Figure III-12 : Architecture du système avec importation d'hydrogène

III.4 Stratégies de commande

Au niveau des composants, le système nécessite des règles pour déterminer quel composant absorbe ou fournit de l'énergie à un moment donné. Bien que l'étude ne nécessite pas de système de contrôle formel, des stratégies opérationnelles doivent être établies. Pour la stratégie de gestion énergétique, plusieurs approches existent. Deux choix principaux doivent être effectués. Dans un premier temps, le système pouvant répondre à deux demandes simultanées (demande d'électricité et de chaleur) il faut fixer celle à laquelle il répond en priorité. Une autre considération est de déterminer quel composant (pile à combustible, électrolyseur et batterie) réagit en premier lorsque de l'énergie doit être absorbée ou fournie. L'ensemble de ces 3 choix (pilotage, priorité de stockage, priorité de déstockage) forme une stratégie de commande.

III.4.1 Gestion du stockage de l'énergie

Premièrement, les habitations privilégient l'autoconsommation. Par conséquent, l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques est premièrement allouée pour répondre aux besoins des bâtiments. Le système de stockage de l'énergie n'intervient que si la production photovoltaïque surpasse la demande des bâtiments. Lorsque cela arrive, la boucle de stockage (comprenant l'électrolyseur et la batterie) entre en jeu pour stocker l'excédent.

Lorsque la boucle de stockage est sollicitée, il est nécessaire de déterminer quel composant entre la batterie et l'électrolyseur absorbe le surplus d'électricité. Deux stratégies sont implémentées : priorité à la batterie ou priorité à l'électrolyseur.

L'organigramme de la stratégie donnant la priorité à la batterie est présenté sur la Figure III-13a. En général, le système fonctionne en testant la disponibilité des composants. Si les deux composants sont

disponibles, la batterie est prioritaire. Si un composant ne peut à lui seul absorber toute la puissance requise, l'autre composant l'assiste s'il est disponible. Dans les cas où l'énergie ne peut être entièrement absorbée, l'électricité excédentaire est rejetée dans le réseau. Le système s'écarte de ce fonctionnement dans un cas pour atténuer la dynamique du système hydrogène. Lorsque la batterie est presque entièrement chargée (>85%), la moitié de l'électricité est partagée avec l'électrolyseur pour faciliter une transition/un démarrage en douceur. La Figure III-14 illustre un exemple du fonctionnement de la stratégie pour une journée.

L'organigramme de la stratégie donnant la priorité à l'électrolyseur est présenté sur la Figure III-13b. Le comportement est identique pour les deux commandes quand le réservoir d'hydrogène et/ou la batterie sont pleins. Lorsque les deux sont en mesure d'absorber de l'énergie, la priorité revient à l'électrolyseur et la batterie n'intervient que si la puissance est en dehors de la plage de fonctionnement de l'électrolyseur (trop importante ou trop faible). Lors de cette stratégie, également, le système s'écarte de ce fonctionnement dans deux cas pour atténuer la dynamique du système hydrogène. Si l'électrolyseur n'est pas opérationnel (phase de démarrage ou d'extinction), la batterie prend le relais. De plus, l'électrolyseur n'intervient que pour absorber la production photovoltaïque et ne s'allume pas lorsque la pile génère de l'électricité non souhaitée (cf. partie III.4.2). La Figure III-15 illustre sur un exemple le fonctionnement de la stratégie pour une journée.

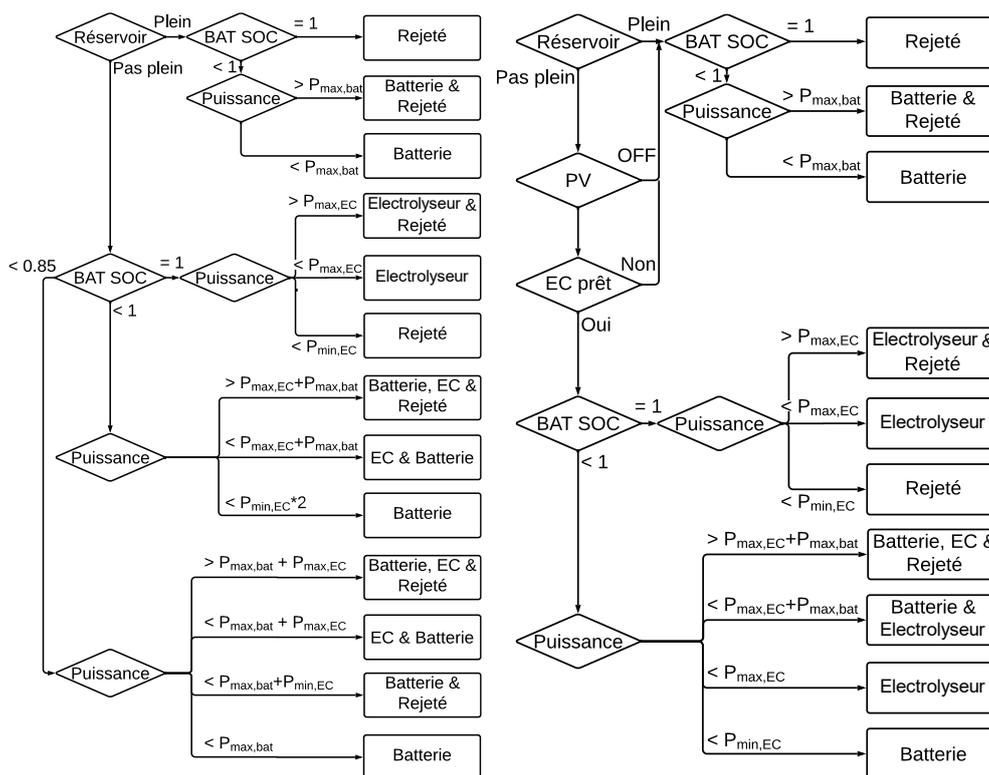


Figure III-13 : Commande de stockage a) priorité à la batterie b) priorité à l'électrolyseur (EC)

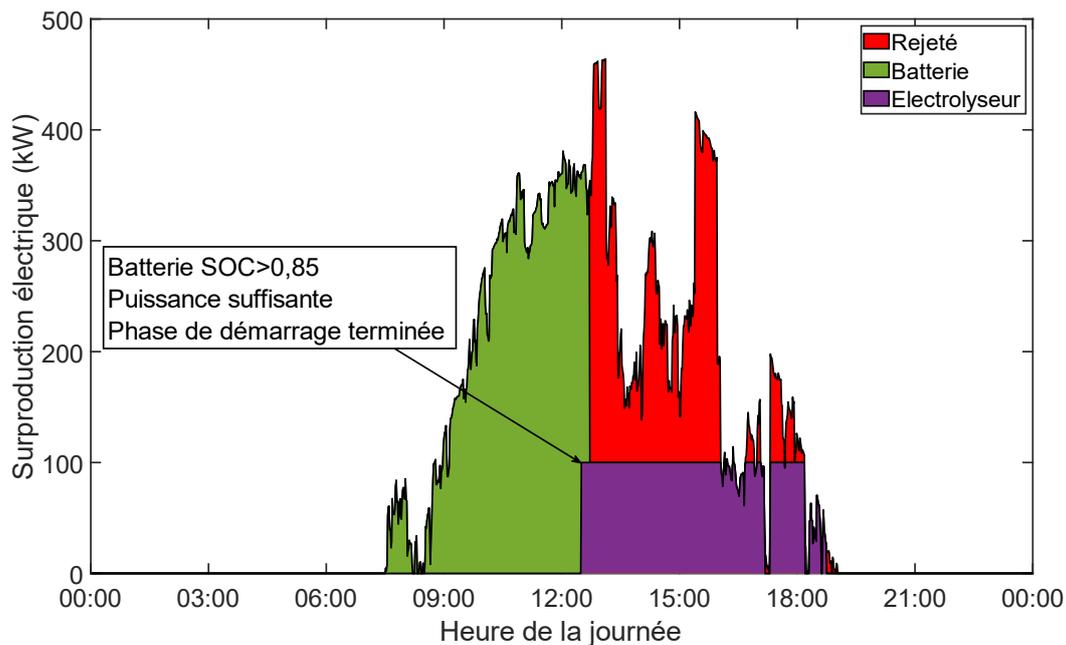


Figure III-14 : Fonctionnement du stockage de l'énergie selon la stratégie priorité à la batterie

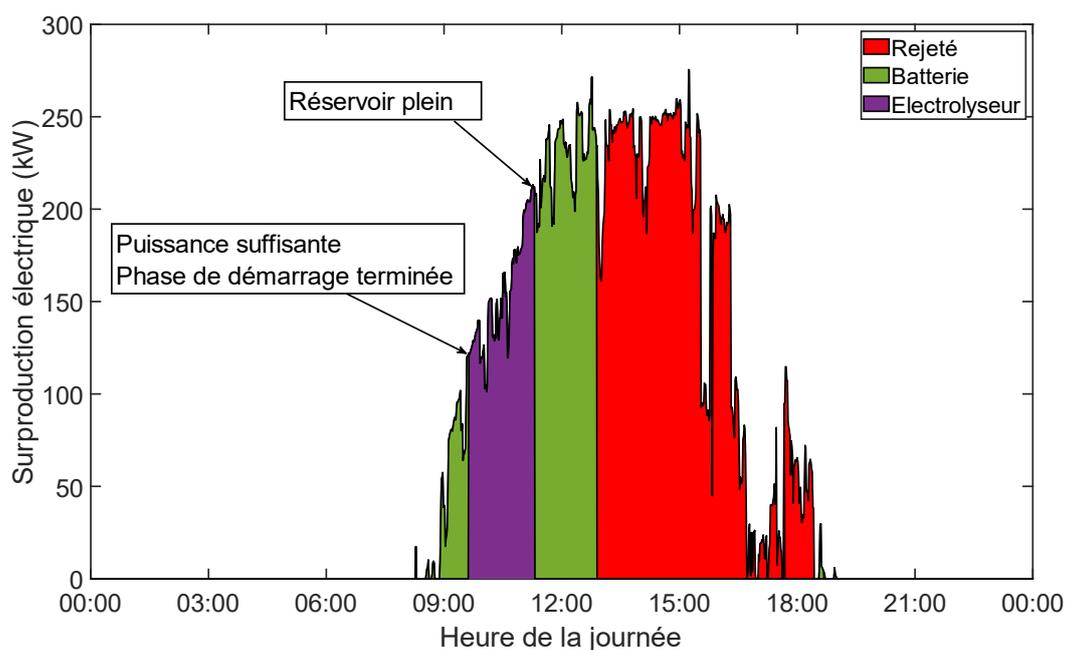


Figure III-15 : Fonctionnement du stockage de l'énergie selon la stratégie priorité à l'électrolyseur

III.4.2 Gestion du déstockage de l'énergie

Lorsque la production photovoltaïque est insuffisante pour répondre à la demande totale des bâtiments, la boucle de déstockage (comprenant la pile à combustible et la batterie) intervient. En cas de demande supérieure à la production locale, l'électricité du réseau électrique national complète le déficit.

Une décision essentielle consiste à choisir si les piles à combustible répondent d'abord aux besoins électriques ou thermiques. En règle générale, les systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) donnent la priorité à la demande de chaleur. Cependant, les recherches de Romdhane et Louahlia-Gualous suggèrent que, pour les PEMFC, un système piloté par la demande électrique donne de meilleurs résultats de réduction des consommations [118].

Dans les deux cas, le système peut produire de l'énergie non immédiatement nécessaire. Dans le cas d'un pilotage sur la demande de chaleur, la production électrique de la pile à combustible non nécessaire peut être stockée dans la batterie. En revanche, pour un pilotage sur la demande électrique, stocker la chaleur peut être plus complexe. Dans l'étude présente, il est choisi dans ce cas d'envoyer cette chaleur au ballon d'eau chaude des bâtiments, si leur température n'est pas déjà trop élevée, et de la rejeter quand cela n'est pas possible. Ceci permet un stockage de la chaleur sans investir dans un composant supplémentaire pour le stockage thermique. Cependant, cette solution ne fonctionne que pour les architectures où la pile à combustible et les ballons d'eau chaude sont connectés.

Dans le cas où la pile est pilotée sur la demande d'électricité, comme pour la stratégie de déstockage, la charge du bâtiment doit être répartie entre les deux composants qui peuvent la fournir (batterie et pile à combustible). Deux stratégies principales sont donc implémentées : priorité à la batterie et priorité à la pile à combustible.

L'organigramme de la stratégie donnant la priorité à la batterie est présenté sur la Figure III-16a. Dans l'ensemble cette stratégie facilite l'utilisation des piles à combustible à une puissance plus proche de la puissance nominale en rechargeant simultanément la batterie, tout en fournissant de l'énergie au bâtiment, ce qui contribue à un meilleur vieillissement des piles à combustible [105]. Elle suit la même logique que dans la partie stockage. Le système fonctionne en testant la disponibilité des composants. Si les deux composants sont disponibles, la batterie est prioritaire. Si un composant ne peut à lui seul fournir toute la puissance requise, l'autre composant l'assiste si possible. Dans les cas où l'énergie ne peut être entièrement fournie, l'électricité manquante est supposée être fournie par le réseau. Le système s'écarte de ce fonctionnement dans un cas pour atténuer la dynamique du système hydrogène. Lorsque la pile à combustible est déjà opérationnelle, elle continue à fonctionner jusqu'à ce que la batterie soit presque pleine (>80%) afin de réduire la fréquence des transitions ON/OFF de la pile à combustible. La Figure III-17 illustre sur un exemple du fonctionnement de la stratégie pour une journée.

L'organigramme de la stratégie donnant la priorité à la pile à combustible est présenté sur la Figure III-16b. Le comportement est identique entre les deux commandes que le réservoir d'hydrogène et/ou la batterie soient vides. En revanche, lorsque les deux sont en mesure d'apporter de l'énergie au bâtiment la priorité vient ici à la pile et la batterie n'intervient que si la puissance à fournir est en dehors de la plage de fonctionnement de la pile à combustible (trop importante ou trop faible). Comme pour la commande de stockage, la batterie prend le relais lorsque la pile n'est pas opérationnelle à cause de sa dynamique plus lente (phase de démarrage, phase d'extinction). La Figure III-18 illustre sur un exemple du fonctionnement de la stratégie pour une journée.

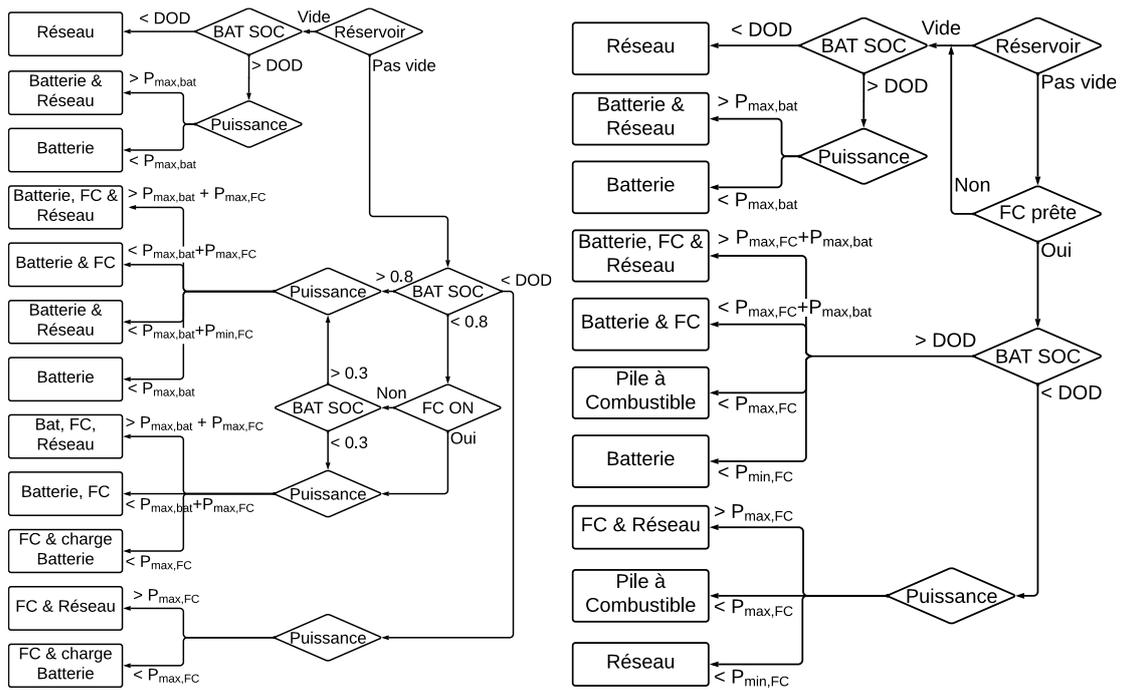


Figure III-16 : Commande de déstockage a) priorité à la batterie b) priorité à la pile à combustible

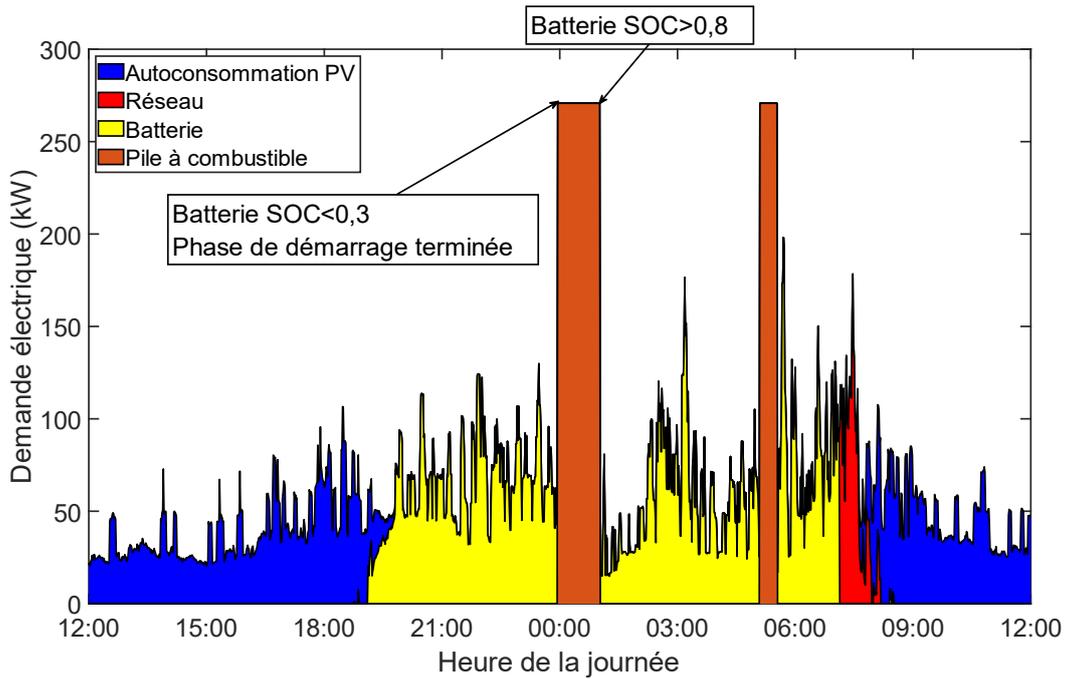


Figure III-17 : Déstockage d'énergie du système selon la stratégie priorité à la batterie

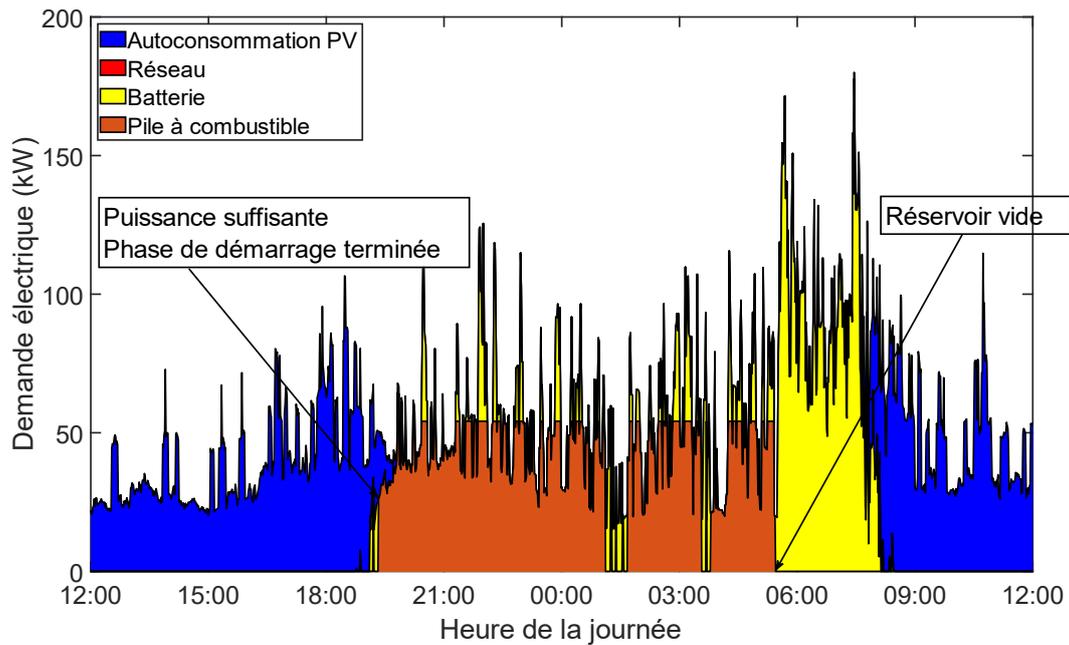


Figure III-18 : Déstockage d'énergie du système selon la stratégie priorité à la pile à combustible

Dans le cas où la pile est pilotée sur la chaleur, la stratégie de commande est plus simple puisqu'aucun composant ne remplit la même fonction. La batterie étant dans ce cas le seul composant à pouvoir répondre directement à la demande d'électricité, la batterie fournit de l'énergie tant que son niveau de charge est supérieur à sa profondeur de décharge. La pile à combustible peut quant à elle fonctionner si le niveau d'hydrogène est suffisant et si la puissance thermique nécessaire est dans sa plage de fonctionnement (Figure III-19). En plus de ces exigences techniques, il est choisi lorsque les systèmes de chauffage sont tous électriques (pompe à chaleur, effet Joule, etc.), de ne pas démarrer la pile si la production d'énergie photovoltaïque ne surpasse pas la demande électrique de l'habitation pour privilégier l'autoconsommation. Cependant si la pile est déjà en fonctionnement quand la tendance consommation, production s'inverse la pile continue à produire tant qu'elle n'a pas fonctionné pendant au moins 3 heures pour éviter les démarrages trop fréquents. Quand la pile produit de l'électricité non utilisable directement, l'électricité est stockée dans la batterie (cf. partie III.4.1).

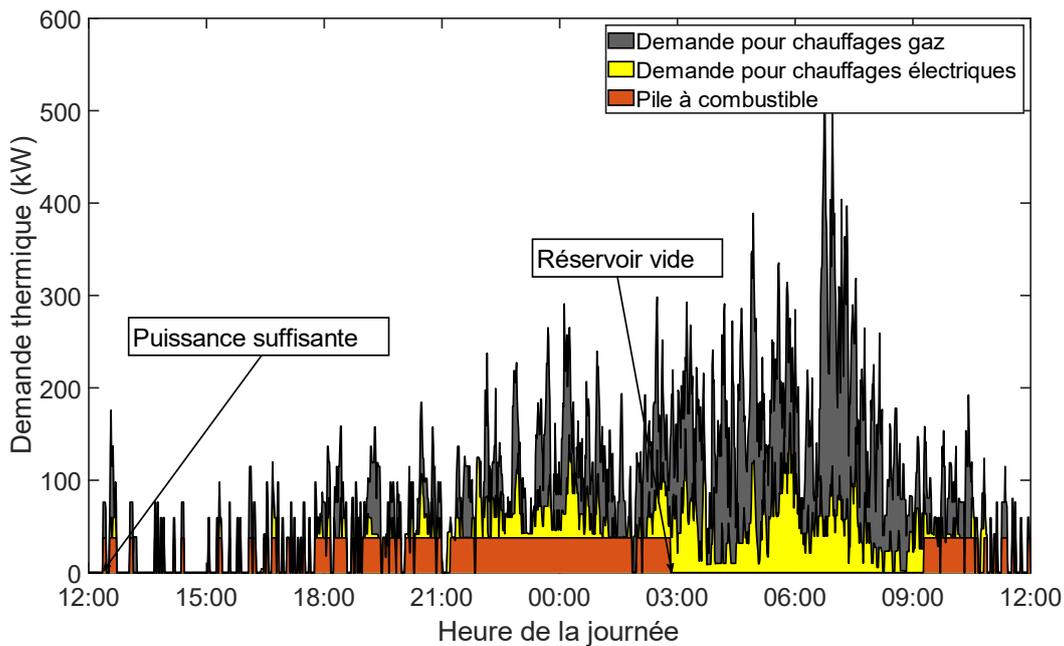


Figure III-19 : Déstockage d'énergie du système avec pilotage de la pile sur la demande de chaleur

III.4.3 Vente hydrogène transport

Dans le cas où le système sert à produire de l'hydrogène pour le secteur du transport seul 2 composants sont présents les panneaux solaires et l'électrolyseur. Le système sert uniquement à absorber la surproduction photovoltaïque pour produire de l'hydrogène. Comme pour les stratégies précédentes il est choisi de privilégier l'autoconsommation. La puissance électrique générée répond donc en premier lieu à la demande électrique des habitations. L'électrolyseur n'est allumé que lorsque les panneaux photovoltaïques surproduisent de l'énergie et que le réservoir d'hydrogène n'est pas plein. La seule exception à cette règle est quand l'électrolyseur est déjà allumé si l'irradiation solaire passe sous sa puissance minimale. Dans ce cas, le réseau électrique national est utilisé pour compenser, jusqu'à 75% de la puissance nécessaire, dans le but d'éviter d'effectuer trop d'arrêts/démarrages du composant.

III.4.4 Importation d'hydrogène

Quand le système utilise de l'hydrogène importé, la commande est également simple, car le système n'est composé que de la pile à combustible et de la batterie. De plus, les piles à combustible ne sont plus connectées à un stockage d'hydrogène, mais à un réseau qui peut l'alimenter en continu. Dans ce cas la pile doit être pilotée par la demande thermique pour assurer le confort thermique des habitants, la pile est donc allumée si un besoin de chaleur est présent dans l'habitation. Si la demande thermique n'est pas accompagnée d'une demande électrique suffisante, le surplus est stocké dans la batterie.

III.5 Fonctions objectifs

Pour une configuration de taille de composants donnée, le système est évalué sur une année complète. Les simulations commencent le 15 avril, considéré comme la fin de la saison de chauffage, correspondant à un moment où le réservoir d'hydrogène est à son minimum (aucun stockage entre les années n'est considéré). À partir de l'évolution du système et des bâtiments sur une année, les performances du système sont évaluées avec les méthodologies présentées dans les sections suivantes dans le but d'effectuer des études d'optimisation.

III.5.1 Performances énergétiques

La première étape pour évaluer le système est de connaître la quantité d'énergie qui est fournie aux bâtiments. Pour ce faire, les bilans de chaleur et d'électricité sont exprimés pour tous les bâtiments à chaque pas de temps.

Tout d'abord, en ce qui concerne la chaleur, seules les piles à combustible produisent directement de l'énergie thermique. Le déficit de puissance est donc le résultat de l'équilibre de puissance entre la demande des 100 bâtiments (chauffage de l'air intérieur et besoin d'eau chaude sanitaire) et la production des piles à combustible (équation (III-10)). Si le reste est positif, cela signifie que les bâtiments consomment plus que ce qui est fourni par la pile. Les appareils de chauffage (chaudière, pompe à chaleur) devront fournir le reste et donc générer une demande d'électricité ou de gaz naturel (équation (III-11) partie positive). Dans ce cas, toute la puissance fournie correspond à la totalité de la puissance de la pile. À l'inverse, s'il y a trop de chaleur produite, cette chaleur sera si possible absorbée dans le ballon d'eau chaude des habitations ou rejetée si ce n'est pas le cas. Dans ce cas, la chaleur utile fournie est donc la somme de la demande des bâtiments (qui est complétement fournie) et la partie de la puissance en trop qui peut être absorbée (équation (III-11) partie négative). Une fois la puissance fournie par la pile à combustible connue, il faut estimer quelle quantité d'énergie aurait dû consommer le système de chauffage pour fournir cette chaleur en absence de la pile. Pour cela la puissance sur le pas de temps est modulée par l'efficacité du système de chauffage. Les efficacités du système de chauffage changent d'une maison à l'autre selon son équipement (chaudière gaz, chaudière électrique, pompe à chaleur). De plus en fonction du système de chauffage cette énergie peut correspondre à une économie d'électricité ou de gaz. Dans les cas, où la chaleur est amenée à un bâtiment centralisé au lieu des maisons individuelles, la chaleur fournie par le système est simplement la plus petite valeur entre la demande du bâtiment à un instant t et la production de la pile à combustible au même moment. Comme dans les habitations, l'énergie correspondant à cette chaleur est modulée par l'efficacité du système de chauffage du bâtiment public.

$$P_{rest,ther} = P_{eau_chaude} + P_{chauffage_espace} - P_{FC,ther} \quad (III-10)$$

$$P_{rest,ther} \begin{cases} \geq 0 \rightarrow P_{fournis,ther} = P_{FC,ther} ; P_{chauffage} = \frac{P_{rest,ther}}{\eta_{chauffage}} \\ < 0 \rightarrow P_{fournis,ther} = P_{eau_chaude} + P_{chauffage_espace} + P_{absorb} ; P_{chauffage} = 0 \end{cases} \quad (III-11)$$

$$Eng_{fournis,ther} = \frac{(P_{fournis,ther}) * \Delta t}{\eta_{chauffage}} \quad (III-12)$$

Pour la partie électrique, tous les composants du système interviennent (panneaux photovoltaïques, électrolyseur, piles à combustible et batterie). La demande électrique des bâtiments est composée de la consommation électrique des appareils, de l'éclairage, de la climatisation et de la charge électrique de chauffage calculée précédemment (équation (III-13)). La demande est comparée aux puissances de production et de stockage des 4 composants pour obtenir le déficit électrique (équation (III-14)). Lorsque le système ne peut pas répondre entièrement à la demande du bâtiment, le réseau électrique est appelé à fournir le reste (équation (III-15) partie positive). En revanche, si la production d'électricité est trop grande pour être stockée, l'électricité est considérée comme rejetée et la puissance tirée du réseau est nulle (équation (III-15) partie négative). L'énergie électrique directement fournie par le système pendant un pas de temps est alors obtenue par la différence entre la demande d'électricité totale du bâtiment et l'énergie fournie par le réseau électrique (équation (III-16)).

$$P_{demand,elec} = P_{appareil} + P_{lumière} + P_{climatisation} + P_{chauffage,elec} \quad (III-13)$$

$$P_{rest,elec} = P_{demand,elec} + P_{bat,charge} + P_{EC} - P_{PV} - P_{FC,elec} - P_{bat,décharge} \quad (III-14)$$

$$P_{rest,elec} \begin{cases} > 0 \rightarrow P_{réseau,elec} = P_{rest,elec} \\ < 0 \rightarrow P_{réseau,elec} = 0 \end{cases} \quad (III-15)$$

$$Eng_{fournis,elec} = (P_{demand,elec} - P_{réseau,elec}) * \Delta t \quad (III-16)$$

Les quantités d'énergie (électrique ou gaz) économisées seront ensuite utilisées pour estimer les performances du système soit à travers les économies qu'elles apportent aux habitations (section III.5.2), soit à travers les émissions de gaz à effet de serre qu'elles évitent (section III.5.3). Elles peuvent également être utilisées pour estimer les performances à travers différents indicateurs énergétiques (fraction de production locale, fraction de production photovoltaïque perdue, etc.). L'indicateur choisi dans l'étude présente est la fraction de consommation renouvelable. Cet indicateur permet de calculer la part de la consommation des habitations qui est fournie par des sources d'énergies renouvelables. Cet indicateur se calcule en divisant la quantité d'énergie provenant de source renouvelable par la consommation totale d'énergie du système (équation (III-17)). La quantité d'énergie provenant de source renouvelable se calcule en additionnant sur l'ensemble de l'année l'énergie thermique et électrique apportées par le système et l'énergie que fournit le réseau électrique modulé par la fraction d'énergie renouvelable dans le réseau électrique français à ce moment de l'année (issus des données d'electricity map [119]).

$$Obj_{eng} = \frac{\sum_{t \in \text{année}} [Eng_{fournis,elec}(t) + Eng_{fournis,ther}(t) + Eng_{réseau}(t) \times frac_{renew}(t)]}{Eng_{demand,total}} \quad (III-17)$$

III.5.2 Performances économiques

Pour la performance économique, il faut déterminer les coûts associés à une taille de système donnée et les comparer avec les gains que le système apporte. La méthodologie utilisée est inspirée des méthodes de calcul du coût net actualisé total utilisées entre autres par le logiciel HOMER® [46].

Pour la partie coûts associés au système, les dépenses sont divisées en 4 parties (équation (III-10)), le coût d'investissement pour l'achat du système (Co_{inves}), le coût de remplacement des composants (Co_{rempl}), le coût de fonctionnement et d'entretien du système ($Co_{O\&M}$) et le coût d'achat d'énergie si nécessaire (Co_{achat}).

Les coûts d'investissement initial pour chaque composant sont calculés à partir de la taille du composant (équation (III-18)). Les méthodes de calcul dépendent du composant étudié. Pour la batterie et les panneaux solaires, les coûts sont déterminés linéairement en fonction du coût unitaire. Pour l'électrolyseur, la pile à combustible et le réservoir d'hydrogène, les investissements sont calculés avec une linéarisation par parties selon la taille, suivant la méthode utilisée par Gabrielli et al. [37]. Cette approche permet de mieux capter la diminution du coût unitaire observé avec l'augmentation de la taille des composants. Dans les cas où une compression jusqu'à 700 bars est nécessaire, des compresseurs doivent être également achetés (1 compresseur par étape de compression cf. section III.3.1.3). Pour les compresseurs une loi de puissance est utilisée pour déterminer le coût d'investissement. Les coûts d'achat des convertisseurs et autres auxiliaires sont inclus dans les coûts des composants associés. Les méthodes de calcul ainsi que les paramètres associés sont résumés dans le Tableau II-1.

En plus des coûts d'investissement intervenant avant la mise en place du système, des dépenses supplémentaires doivent être effectuées tout au long du cycle de vie du système, considéré ici comme de 20 ans. Premièrement, les coûts de remplacement pour les systèmes ne pouvant fonctionner de manière satisfaisante pendant 20 ans doivent être pris en compte. Ces coûts sont calculés à partir des coûts d'investissement multipliés par le facteur d'actualisation à l'année de remplacement (équation (III-19)). Le facteur d'actualisation pour une année donnée est calculé avec le taux d'actualisation réel obtenu avec l'équation (III-23) en considérant un taux d'actualisation nominal ($tx_{disc,réel}$) de 0,09 [120] et un taux d'inflation supposée ($tx_{inflation}$) de 0,014 [121]. En accord avec les données de la littérature, il est choisi de remplacer la pile à combustible ainsi que la batterie après 10 ans de fonctionnement, les autres composants ne sont pas remplacés sur les 20 ans de durée de vie du système [107, 110].

Dans un second temps, les coûts de fonctionnement et maintenance sont pris en compte à travers un pourcentage des coûts d'investissements (équation (III-20)). Ce pourcentage est fixé à 3% des investissements initiaux pour tous les composants sauf la batterie qui ne demande pas de maintenance en correspondance avec l'étude de Gracia et al [110]. Comme pour les coûts de remplacement, ces coûts sont actualisés à chaque année de fonctionnement du système. La somme des facteurs d'actualisation sur la durée de vie du système donne le facteur de récupération du capital (CRF) calculé à partir du taux d'actualisation réel avec l'équation (III-24). Dans cette analyse économique, les

paramètres tels les crédits d'impôt, les coûts d'achat des terrains, les coûts d'installations, etc. ne sont pas pris en compte.

Finalement, si le système requiert l'achat d'énergie pour fonctionner, les coûts associés doivent être également pris en compte. Dans le cas où le système utilise en appoint l'énergie du réseau électrique (ex. vente d'hydrogène pour le transport), les coûts d'achat d'électricité sont variables en fonction de l'évolution de marché. Ils sont estimés selon l'heure dans l'année en utilisant le profil annuel de prix du marché sur l'année 2023 extrait de la base de données du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) [122]. Dans le cas où de l'hydrogène est acheté, des estimations sont faites à partir des travaux de Incer-Valverde et al. soit 4,67 €.kg⁻¹ pour l'hydrogène "vert", 1,39 €.kg⁻¹ pour l'hydrogène "gris" et 2,22 €.kg⁻¹ pour l'hydrogène "rouge" [123]. Dans le cas où le système est utilisé pour du stockage, aucun achat d'énergie n'est nécessaire, le système utilisant uniquement la surproduction photovoltaïque. La démarche pour actualiser ces coûts d'achat d'énergie est la même que pour les coûts de fonctionnement et de maintenance et utilise le facteur de récupération de capital sur la durée de vie du système (équation (III-21)).

Tableau III-3 : paramètres des coûts d'investissement

Composants [référence]	a	b	Transition	Formule
Panneaux PV [110]	1670 €.kWc ⁻¹			$Co = a \times S$
Batterie [110]	550 €.kWh ⁻¹			$Co = a \times S$
Électrolyseur [37]	{2693;1727;1354} €.kW ⁻¹	{0;193200;491600} €	{200;800} kW	$Co = a_n \times S + b_n$
Pile à combustible [37]	{2160;1680;1320} €.kW ⁻¹	{0;384000;960000} €	{800;1600} kW	$Co = a_n \times S + b_n$
Réservoir d'hydrogène [37]	{690;453;363} €.kg ⁻¹	{0;355;15340} €	{1,5;166,5} kg	$Co = a_n \times S + b_n$
Compresseur ¹ [117]	9140 €.kg ⁻¹ .h	0,8		$Co = a \times S^b$

¹ Seulement si la compression à 700 bars est nécessaire (ex. vente hydrogène pour le transport)

$$Co_{inves} = \sum_{j \in compo} [Co_j(S_j)] \quad (III-18)$$

$$Co_{rempl} = \sum_{j \in compo} \left[Co_j(S_j) \times \sum_{an \in \text{année replace}} \left[\frac{1}{(1 + tx_{disc,réel})^{an}} \right] \right] \quad (III-19)$$

$$Co_{O\&M} = \frac{1}{CRF} \sum_{i \in compo} [Co_i(S_i) \times tx_{O\&M,i}] \quad (III-20)$$

$$Co_{achat} = \frac{1}{CRF} \times \sum_{t \in \text{année}} Eng_{acheté}(t) \times Co_{eng}(t) \quad (III-21)$$

$$Co_{total} = Co_{inves} + Co_{rempl} + Co_{O\&M} + Co_{achat} \quad (III-22)$$

Avec :

$$tx_{disc,r\acute{e}el} = \frac{tx_{disc,nominal} - tx_{inflation}}{1 + tx_{inflation}} \quad (III-23)$$

$$CRF = \frac{tx_{disc,r\acute{e}el} \times (1 + tx_{disc,r\acute{e}el})^{dur\acute{e}e\ vie}}{(1 + tx_{disc,r\acute{e}el})^{dur\acute{e}e\ vie} - 1} \quad (III-24)$$

Une fois l'ensemble des coûts associés au système calculé, il est nécessaire d'estimer le gain économique qu'une configuration de composants crée en fournissant de l'électricité et de la chaleur aux bâtiments. Pour cela, les énergies électriques et thermiques fournies aux bâtiments sont exprimées sur l'année simulée suivant la méthodologie décrite dans la section III.5.1. Une fois cette quantité connue pour chaque pas de temps et chaque bâtiment, ces gains d'énergie sont transformés en gain économique à l'aide des coûts de l'énergie utilisée dans le bâtiment au pas de temps spécifique. Pour les gains électriques, les tarifs de l'électricité sont basés sur les contrats d'achat des particuliers, avec comme référence le tarif réglementé pour 2023 issu des données de la Commission de la régulation de l'énergie (CRE). Ceci correspond à un tarif de 0,147 €.kWh⁻¹ en heures creuses (de 23h à 7h du matin) et 0,1841 €.kWh⁻¹ en heures pleines (de 7h à 23h) [94]. Pour les gains de chaleur, le vecteur énergétique dépend des habitations. Dans celle chauffée à l'électricité (pompe à chaleur ou chaudière électrique) les tarifs sont ceux présentés ci-dessus (les tarifs au kilowattheure sont identiques pour des contrats de puissance 6 à 36 kVA). Dans celle chauffée au gaz naturel (chaudière gaz), les tarifs réglementés pour 2023 issus des données de la Commission de la régulation de l'énergie sont utilisés, soit pour une puissance souscrite suffisante pour un usage de chauffage à Belfort un coût fixe tout au long de l'année de 0,105 €.kWh⁻¹ [124]. Comme pour les coûts de fonctionnement et de maintenance, le gain pour l'année simulée est utilisé pour estimer les gains sur l'ensemble de la durée de vie du système à l'aide du facteur de récupération du capital (équation (III-25)).

Dans le cas où le système produit de l'hydrogène pour le transport, les gains associés à cette production doivent être pris en compte. Ce gain est estimé par comparaison avec les coûts des carburants que l'hydrogène remplace. Pour 100 kilomètres, les consommations sont estimées à 0,76 kgH₂ pour un véhicule (Toyota MIRAI) [125], 6,8 L pour un véhicule essence [126] et 19,5 kWh pour un véhicule électrique [97]. Ce qui induit un facteur de conversion de 8,95 litres d'essence économisé par kilogramme d'hydrogène produit pour les véhicules essence et 25,66 kWh par kilogramme pour les véhicules électriques. Les coûts associés sont eux estimés à 1,92 € par litre d'essence (prix moyen en janvier 2023) [127] et 0,147 € par kWh (recharge de nuit à domicile) [94]. Cela induit une économie de 17,18 euros par kilogramme d'hydrogène produit comparé à un véhicule essence et 3,77 comparé au véhicule électrique. Ces valeurs sont utilisées pour calculer le gain économique que la production locale de carburant génère (équation (III-26)). Selon le cas d'étude, la répartition entre les nombres de véhicules électriques et essence peut être amenée à changer (voir section IV.4).

Une fois l'ensemble des gains connu, la performance économique du système peut être estimée avec la différence entre les gains sur la durée de vie du système et les coûts sur cette même durée (équation (III-27)). Cet indicateur sera par la suite utilisé comme fonction objectif des algorithmes d'optimisation.

$$G = \frac{1}{CRF} \sum_{t \text{ année } h \text{ habitation}} \sum [Eng_{fournis,elec}(h, t) \times Co_{eng,elec}(h, t) + Eng_{fournis,ther}(h, t) \times Co_{eng,ther}(h, t)] \quad (III-25)$$

$$G_{vente,H2} = \frac{1}{CRF} \times m_{H2,vendu} \times Co_{vente,H2} \quad (III-26)$$

$$Obj_{eco} = Co_{total} - G - G_{vente,H2} \quad (III-27)$$

III.5.3 Performances environnementales

L'analyse environnementale se base sur un indicateur couramment utilisé pour quantifier la performance environnementale d'un système : les émissions de CO₂ équivalent du système sur son cycle de vie. Cet indicateur permet d'estimer quantitativement le potentiel de réchauffement climatique du système. Pour le calculer, le principe des analyses de cycle de vie (ACV) est utilisé. Ces analyses permettent d'estimer les impacts négatifs du système sur la totalité des étapes de sa vie : extraction des matières premières, fabrication, transport, utilisation, fin de vie, recyclage. Une analyse de ce type se base sur l'inventaire de la totalité des processus élémentaires induit par le système.

Cependant, effectuer des inventaires exhaustifs et rigoureux pour chaque sous-système est extrêmement complexe sans accès à des bases de données commerciales (ecoinvent, GaBi etc.). Il est donc choisi dans l'étude présente de ne pas décomposer le système au-delà de l'échelle du composant (panneau PV, pile à combustible, etc.). Pour chaque composant, des ACV issues de la littérature seront réutilisées.

En revanche, les évaluations du cycle de vie étant moins courantes que les analyses de coûts, les données sur les émissions du cycle de vie sont plus rares que les données sur les coûts, en particulier pour les systèmes à hydrogène. Il peut donc parfois être difficile de trouver des études traitant spécifiquement de la même technologie et du même usage du composant. De plus, les valeurs évoluent drastiquement d'une source à l'autre en fonction de la méthodologie utilisée et du cadre de l'étude d'analyse de cycle de vie. Les tableaux dans l'Annexe B présentent les différentes valeurs pouvant être trouvées dans la littérature.

L'analyse environnementale suit une approche similaire à celle de l'analyse des coûts où la somme des émissions de chaque composant permet d'estimer les émissions sur le cycle de vie du système. Comme dans l'analyse de coût, les émissions des composants ne varient pas linéairement avec la taille. En effet, un composant de grande taille aura des émissions sur le cycle de vie par unité fonctionnelle (puissance, énergie) plus faible qu'un petit système. Cependant, dans le cas des émissions de cycle de vie, toutes les études extraites de la littérature sont effectuées pour une à deux tailles types. Il est donc choisi d'utiliser la méthode présentée par Bahlawan et al. pour extrapoler d'une valeur d'émission les émissions sur l'ensemble de la gamme de taille de composants [128]. Pour une taille donnée, les émissions sont calculées à partir de la taille de référence ($S_{réf}$) et les émissions du composant à cette

taille de référence ($Em_{réf}$) (équation (III-28)). La variation autour de la valeur de référence est imposée par le facteur d'échelle (L). La valeur de ce paramètre est choisie à 0,8 pour la plupart des composants en utilisant le facteur d'échelle observé dans les données de coût utilisées par Gabrielli et al. et repris dans l'étude présente [37]. L'ensemble des panneaux photovoltaïques étant composé de petits modules répartis entre les habitations, il est choisi de faire varier les émissions relatives à ce composant linéairement. Pour le cas du compresseur utilisé pour la vente d'hydrogène, le facteur d'échelle est estimé par ajustement sur les données générées par Vincent Knop [129].

$$Em = Em_{réf} \left(\frac{S}{S_{réf}} \right)^L \quad (III-28)$$

Les paramètres pour calculer les émissions des composants sont résumés dans le Tableau III-4. Comme dans l'analyse de coût, certains composants doivent être remplacés avant la fin de vie du système générant des émissions supplémentaires. Les émissions sur le cycle de vie du système sont estimées en additionnant les émissions de CO₂ équivalent de chaque composant (équation (III-29)).

Tableau III-4 : paramètres des émissions sur le cycle de vie des composants

Composants [référence]	$S_{réf}$	$Em_{réf}$ (kgCO ₂ eq)	L
Panneaux PV [130]	1 kWc	2113 kgCO ₂ eq	1
Batterie [131]	550 kWh	71885 kgCO ₂ eq	0,8
Électrolyseur [132]	998 kW	29341 kgCO ₂ eq	0,8
Pile à combustible [133]	80 kW	2400 kgCO ₂ eq	0,8
Réservoir d'hydrogène [133]	5,5 kg	1590 kgCO ₂ eq	0,8
Compresseur ¹ [129]	1 kg.h ⁻¹	7238 kgCO ₂ eq	0,67

¹ Seulement si la compression à 700 bars est nécessaire (ex. vente hydrogène pour le transport)

Dans le cas de l'analyse environnementale, les gains énergétiques se transcrivent sous la forme d'émissions évitées grâce à la quantité d'énergie fournie. Pour les gains électriques, l'intensité en carbone du réseau électrique national est utilisée. Ce taux de carbone du réseau varie tout au long de l'année en fonction des sources d'énergie utilisées pour générer l'électricité du réseau. Pour estimer les variations temporelles de ce taux, les données d'electricity map pour l'année 2021 sont utilisées [119] (Figure III-20). Pour les gains de chaleur, le vecteur énergétique dépend des habitations. Pour celles chauffées à l'électricité (pompe à chaleur, chaudière électrique), le taux de carbone du réseau est aussi utilisé. Pour celles chauffées au gaz naturel (chaudière gaz), un taux fixe à 0,227 kgCO₂eq.kWh⁻¹ issu des données de la base Carbone de l'ADEME est utilisé [88]. Les gains en émissions calculés sur l'année simulée sont utilisés pour estimer les gains sur l'ensemble de la durée de vie du système (équation (III-30)).

Comme dans l'analyse économique, si le système requiert l'achat d'énergie pour fonctionner, les émissions associées doivent être prises en compte. Dans le cas où le système utilise en appoint

l'énergie du réseau électrique (ex. vente d'hydrogène pour le transport), les émissions d'électricité sont comme pour les émissions évitées estimées avec les données d'electricity map [119]. Dans le cas où de l'hydrogène est acheté, des estimations sont faites à partir des travaux de Incer-Valverde et al. [123].

Dans le cas où le système produit de l'hydrogène pour le transport, les émissions évitées grâce à cette production doivent être prises en compte. La quantité de CO₂ est estimée par comparaison avec les émissions des carburants que l'hydrogène remplace. Les facteurs de conversion sont les mêmes que pour l'étude économique soit 8,95 litres d'essence économisé par kilogramme d'hydrogène produit pour les véhicules essence et 25,66 kWh par kilogramme pour les véhicules électriques (voir section III.5.2). La valeur associée aux émissions de l'essence est de 2,8 kgCO₂eq par litre d'essence [134] et de 0,059 kgCO₂eq par kWh (moyenne annuelle du réseau électrique) [119]. Ceci induit un gain de 25 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène produit comparé à un véhicule essence et 1,5 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène comparé aux véhicules électriques. Ces valeurs sont utilisées pour calculer le gain économique que la production locale de carburant génère. (équation (III-26)). Selon le cas d'étude, la répartition entre le nombre de véhicules électriques et ceux à essence peut être amenée à changer (voir section IV.4).

Une fois l'ensemble des gains connus, la performance du système en matière d'émissions de gaz à effet de serre est calculée par la différence entre les émissions du cycle de vie du système et les émissions qu'il permet d'éviter lors de son fonctionnement (équation (III-32)). Cet indicateur sera par la suite utilisé comme fonction objectif des algorithmes d'optimisation.

$$Em_{sys} = \sum_{i \in compo} [Em_{i,init}(S_i) + Em_{i,rempl}(S_i)] + \sum_{t \in année} Eng_{achat}(t) \times Em_{eng}(t) \quad (III-29)$$

$$Em_{évitée} = 20 \sum_{t \in année} \sum_{h \in habitation} [Eng_{fournis,elec}(h,t) \times Em_{eng,elec}(h,t) + Eng_{fournis,ther}(h,t) \times Em_{eng,ther}(h,t)] \quad (III-30)$$

$$Em_{vente,H2} = H_{2,vendu} \times Em_{carburant} \quad (III-31)$$

$$Obj_{envi} = Em_{sys} - Em_{évitée} - Em_{vente,H2} \quad (III-32)$$

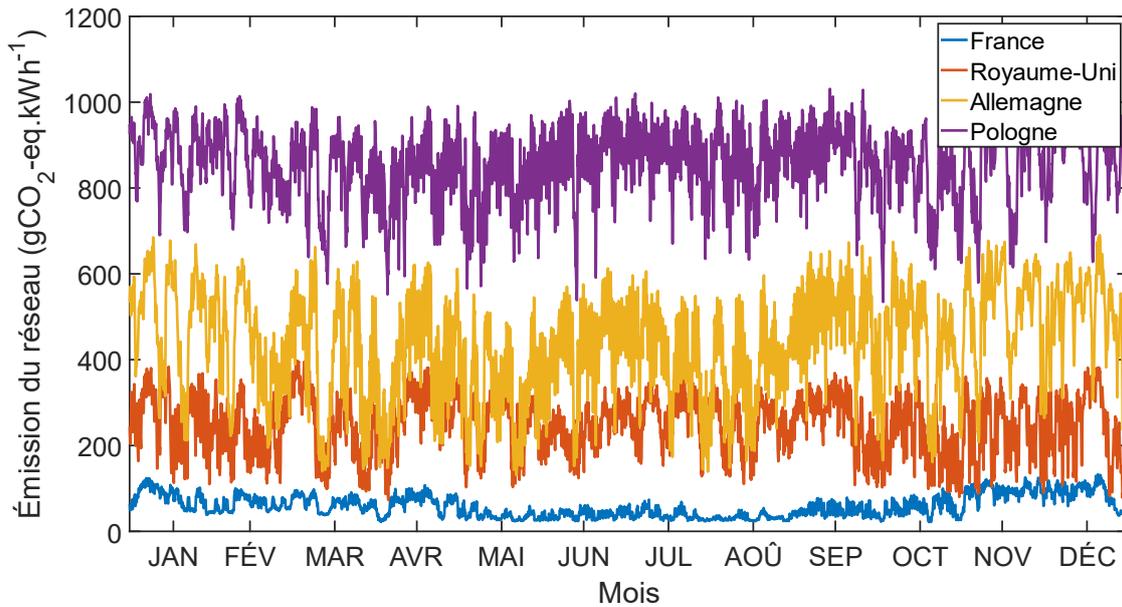


Figure III-20 : Teneur en carbone du réseau électrique dans 4 pays européens

III.6 Couplage du modèle

La modélisation du système multi-énergies présentée dans ce chapitre est couplée avec la modélisation de comportement thermique des habitations présentée dans le Chapitre II. Cet ensemble permet d'effectuer des simulations de systèmes multi-énergies basées sur l'hydrogène dans lesquelles l'impact du système sur la thermique des bâtiments est pris en compte.

Les autres modules du modèle de la génération de charge résidentielle (climat, comportement des habitants, utilisation d'appareils) sont considérés comme indépendants du système multi-énergies et ne feront pas donc l'objet de procédure d'optimisation. Cela permet de réduire les temps de calcul ainsi que d'isoler toutes les parties stochastiques du modèle. Il faut noter que l'initialisation du modèle thermique (tirage des températures de consigne, détermination des schémas de chauffage et climatisation, etc.) est également isolée de la modélisation du système multi-énergies.

Le diagramme de principe de la simulation du modèle est illustré sur la Figure III-21. Ce diagramme général représente le fonctionnement du système pour le cas du stockage d'énergie au niveau du quartier (power-to-power), des modifications sont nécessaires pour les autres architectures. Dans l'architecture de vente d'hydrogène pour le transport, seuls les panneaux PV, l'électrolyseur et le réservoir d'hydrogène sont présents et la quantité d'hydrogène vendue ainsi que la quantité d'électricité achetée aux réseaux doivent être prises en compte dans le calcul des performances. De plus, dans ce cas, la cogénération n'est pas présente et le système n'interagit pas avec le chauffage des bâtiments.

Quand les systèmes sont répartis dans les habitations, la modélisation thermique de chaque bâtiment est faite séparément. Dans le cas où l'hydrogène est importé pour le chauffage, seules la pile à

combustible et la batterie sont présentes dans le bâtiment et il est nécessaire de calculer la quantité d'hydrogène utilisée pour calculer les performances.

La quantité d'informations issue de la simulation peut également varier. Dans le cas d'une optimisation, seules les performances sont gardées en mémoire, mais pour observer le comportement du système il est possible de garder en mémoire un grand ensemble de variables d'état (puissance, température, etc.).

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre la méthodologie de simulation du système multi-énergies est développée. Différentes architectures utilisant les systèmes hydrogène en milieu résidentiel sont présentées ainsi que différentes stratégies de gestion des flux d'énergies. Trois fonctions objectives permettant d'estimer les performances énergétiques, économiques et environnementales du système sont développées. Une analyse de sensibilité des performances du système multi-énergies est également effectuée dans l'Annexe C. Elle permet de mettre en avant l'importance de la valeur du facteur d'échelle sur les performances. Les résultats indiquent également que les performances énergétiques des composants ont de faibles influences sur les résultats relativement aux paramètres économiques et de durée de vie.

Dans la suite du manuscrit, cette simulation de système multi-énergies couplée au comportement thermique des habitations sera utilisée pour optimiser le système et comparer les choix d'architectures ainsi que souligner les tendances de dimensionnement.

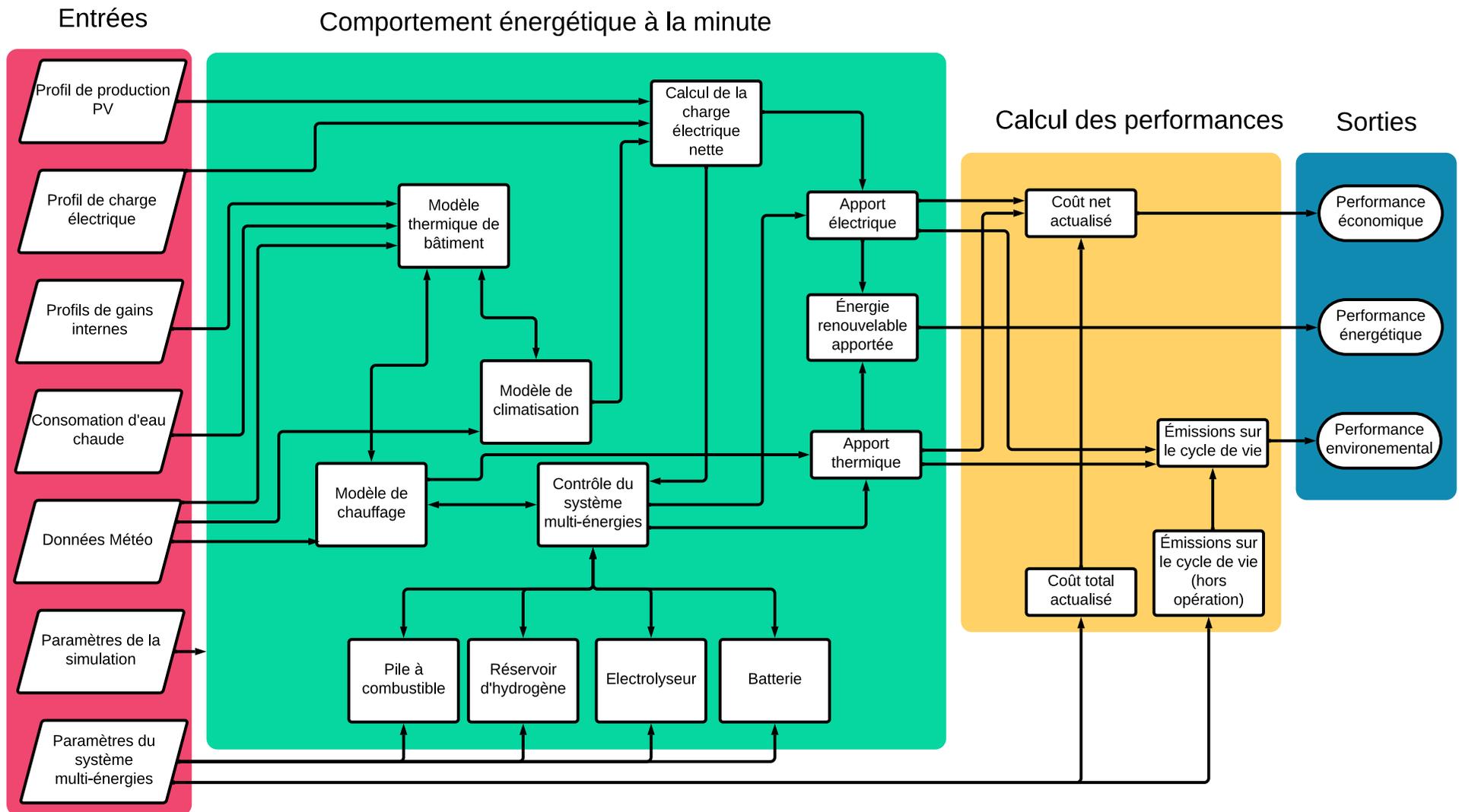


Figure III-21 : Schéma de la modélisation des performances du système multi-énergies

Chapitre IV : Optimisation multi-objectifs d'un système multi-énergies basé sur l'hydrogène

IV.1 Introduction

Pour étudier et comparer les performances des différentes échelles, architectures et usages de l'hydrogène, le modèle décrit dans le Chapitre III est maintenant utilisé dans une optimisation multi-objectifs basée sur la simulation. Dans ce type d'optimisation, un algorithme d'optimisation soumet au modèle de simulation un ensemble de valeurs pour les variables d'état. À partir de ces valeurs, la simulation revoit les performances correspondantes. En fonction des performances, l'algorithme d'optimisation estime les valeurs pour l'itération suivante. Ce processus continue jusqu'à ce que les critères de convergence soient satisfaits. Une représentation schématique du processus est illustrée sur la Figure IV-1. Le système sera étudié pour les différentes architectures présentées dans la section III.3, dans un premier temps les architectures centralisées au niveau du quartier puis les architectures réparties dans les habitations.

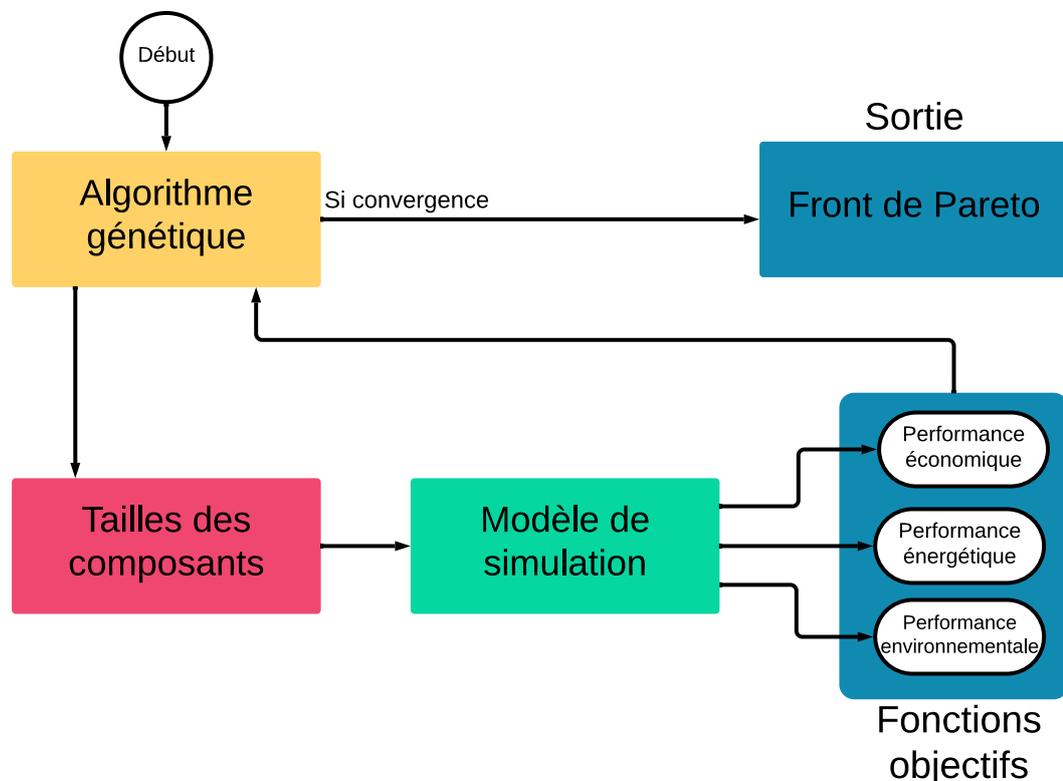


Figure IV-1 : Schéma de l'optimisation basé sur la simulation

IV.2 Méthode d'optimisation

Les simulations sont effectuées sur une année complète. Comme évoqué précédemment, elles commencent et finissent le 15 avril, date considérée comme la fin de la saison de chauffage, correspondant à un moment où le réservoir d'hydrogène est à son minimum. Les 5 variables d'optimisation utilisées correspondent aux tailles des différents composants du système, soit la puissance électrique de la pile à combustible (FC), la puissance de l'électrolyseur (EC), la capacité massique du réservoir d'hydrogène, la capacité de la batterie (Bat) et la surface de panneau photovoltaïque sur le toit des habitations. La taille d'un composant peut ainsi correspondre à sa puissance, à sa masse d'hydrogène qu'il peut stocker, à sa capacité ou à sa surface. La combinaison de 5 tailles de composants sera appelée une configuration du système multi-énergies. Selon les sections du chapitre, les différentes architectures de systèmes présentées dans la section III.3 seront utilisées.

L'impact des configurations est étudié à travers 3 fonctions objectifs présentées dans le chapitre précédent. Les performances énergétiques sont étudiées selon la fraction d'énergie renouvelable utilisée par les habitations (Obj_{eng} voir section III.5.1). L'indicateur pour les performances économiques sera le coût actualisé du système (Obj_{eco} voir section III.5.2). L'indicateur pour les performances environnementales sera les émissions de gaz à effet de serre du système sur l'ensemble de son cycle de vie (Obj_{envi} voir section III.5.3). Pour les indicateurs économiques et environnementaux, une valeur négative indique que le système apporte un gain et donc présente de bonnes performances alors qu'une valeur positive indique que le système présente un surcoût ou présente plus d'émission sur son cycle de vie qu'il en économise. À l'inverse, plus la valeur de l'indicateur d'énergie renouvelable est grande, plus le système apporte d'énergie au quartier et donc est performant.

Avant l'optimisation, tous les modules découplés du modèle multi-énergies sont modélisés en avance (climat, consommation des appareils électriques, éclairage, production PV par mètre carré installé...), ce qui permet un calcul plus rapide en ne modélisant pour une configuration donnée que les modules impactés. Cela permet également d'isoler toutes les parties stochastiques du modèle CREST en dehors de l'optimisation et ainsi d'avoir des résultats identiques pour une configuration de variables donnée.

Dans l'optimisation proprement dite, pour préparer l'optimisation multi-objectifs, trois optimisations mono-objectifs sont effectuées pour identifier la meilleure configuration relative. En raison de la haute résolution (1 minute), de la durée de la simulation (1 an) et du couplage avec la thermique du bâtiment les fonctions objectifs prennent un temps significatif pour être calculées : pour un quartier de 100 habitations, environ 3 minutes avec un processeur 3,8 GHz. C'est pourquoi, l'outil d'optimisation par substitution de MATLAB® est utilisé. Cet algorithme utilise un substitut de la fonction objectif pour minimiser le nombre d'évaluations de la fonction requis, ce qui est crucial pour les fonctions objectifs à haut temps d'exécution [135].

Par la suite, ces optimums relatifs servent de points de départ à un algorithme génétique élitiste multi-objectifs pour obtenir les fronts de Pareto [136]. Pour obtenir un front de Pareto plus complet, et ainsi pouvoir observer un plus grand nombre de configurations intéressantes, les points non dominés

formant le front de Pareto sont extraits de toutes les générations plutôt que de la dernière. Toutes les configurations non optimales évidentes, telles que celles qui comportent un composant hydrogène seul (par exemple électrolyseur sans réservoir), stockage surdimensionné, sont réévaluées lors d'un post-traitement.

IV.3 Stockage d'énergie basé sur l'hydrogène (Power-to-Power)

IV.3.1 Optimisation du stockage d'énergie au niveau du quartier avec réseau de chaleur

Dans un premier temps, l'architecte au niveau du quartier avec réseaux de chaleur est étudiée. Elle est présentée extensivement dans la section III.3.1.1. En résumé, dans ce cas-ci, le système de stockage et de distribution d'énergie au niveau d'un quartier permet de gérer l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et la redistribue aux habitations via des réseaux de distribution d'électricité et de chaleur, tout en stockant l'excédent dans des batteries et un système de cogénération basé sur l'hydrogène.

IV.3.1.1 Cas du quartier britannique simplifié

Le modèle est d'abord utilisé pour modéliser un quartier situé au Royaume-Uni. Ce cas d'étude a fait l'objet d'une publication [137]. Ce premier cas de travail permet d'utiliser le modèle de génération de charge résidentielle dans son cadre d'origine. Les paramètres du modèle domestique (électrique et thermique) sont ainsi ceux initialement utilisés dans le modèle du CREST (voir Chapitre II). Les paramètres du système multi-énergies sont identiques à ceux présentés dans le Chapitre III (avec pile à combustible de référence 30 kW). Le pilotage de la pile est effectué sur la demande électricité et la priorité est donnée à la batterie (section III.4).

Le quartier modélisé est composé de 100 maisons individuelles de 136 m² situés à Warwick (Royaume-Uni). Les habitations sont équipées d'une pompe à chaleur de 23,5 kW avec un COP moyen de 4,3. Dans ce cas-ci, aucune consommation de gaz n'est prise en compte, l'ensemble de la demande d'énergie des habitations se résume à une demande électrique. Les consommations annuelles moyennes des bâtiments sont résumées dans le Tableau IV-1.

Tableau IV-1 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier britannique

Usage	Consommation
Appareils électriques	2792 kWh.an ⁻¹
Cuisine	506 kWh.an ⁻¹
Éclairage	725 kWh.an ⁻¹
Eau chaude	641 kWh.an ⁻¹
Chauffage des espaces	3424 kWh.an ⁻¹
Climatisation	19 kWh.an ⁻¹
Total	8107 kWh.an⁻¹

Dans ce premier cas de travail, l'analyse de coût est simplifiée. Premièrement, les coûts ne se sont pas actualisés, ce qui signifie que les taux d'inflation et les taux d'actualisation nominaux sont égaux à 0 et que donc le facteur d'actualisation est égal à 1. Les coûts et les gains intervenant chaque année (coût de maintenance, gain économique, etc.) sont multipliés par l'inverse du facteur récupération (voir section III.5.2). Cette valeur correspond à la somme des facteurs d'actualisation sur chaque année de la durée de vie, ce qui donne donc ici simplement 20 pour une durée de vie du système de 20 ans.

De plus, le calcul des coûts d'investissement des composants est également simplifié. Les coûts des composants sont supposés comme variant linéairement par rapport à leur taille suivant les valeurs dans le Tableau II-1. De manière similaire, les émissions de CO₂ équivalent sur le cycle de vie des composants varient linéairement avec les données du Tableau IV-3. Les coûts du réseau national d'électricité sont supposés fixés sur toute l'année à une valeur de 0,221 €.kWh⁻¹, extraite des données du Département des Affaires et du Commerce du Royaume-Uni pour l'année 2021 [138]. Les données d'émission de CO₂ équivalent du réseau britannique sont extraites des données d'electricity-map pour l'année 2021 [119].

Tableau IV-2 : paramètres des coûts d'investissement dans le cas simplifié

Composants [référence]	Investissement
PV (monocristallin) [110]	1670 €.kWc ⁻¹
Battery (Li-on) [110]	550 €.kWh ⁻¹
Électrolyseur (PEM) [139]	1523 €.kW ⁻¹
Pile à combustible (PEM) [107]	3400 €.kW ⁻¹
Réservoir d'hydrogène [117]	690 €.kgH ₂ ⁻¹
Réseau électrique [138]	0,221 €.kWh ⁻¹

Tableau IV-3 : paramètres d'émission dans le cas simplifié

Composants [référence]	Investissement
PV (monocristallin) [130]	2113 kgCO ₂ eq.kWc ⁻¹
Battery (Li-on) [140]	137,34 kgCO ₂ eq.kWh ⁻¹
Électrolyseur (PEM) [132]	29,4 kgCO ₂ eq.kW ⁻¹
Pile à combustible (PEM) [141]	30 kgCO ₂ eq.kW ⁻¹
Réservoir d'hydrogène [142]	200 kgCO ₂ eq.kgH ₂ ⁻¹
Moyenne du réseau électrique [119]	0,247 kgCO ₂ eq.kWh ⁻¹

L'optimisation multi-objectifs est conduite pour ce cas d'étude simplifié sur les objectifs de coût et d'émission de CO₂. Les résultats de l'optimisation obtenus sont présentés sur la Figure IV-2 sous la forme d'un front de Pareto. L'axe des abscisses représente le coût restant après 20 ans. Un impact économique négatif signifie que le système apporte un gain économique par rapport à l'utilisation de l'électricité du réseau. L'axe des ordonnées représente la quantité de CO₂ équivalent que le système créera tout au long de son cycle de vie. Un impact négatif signifie que le système évitera plus d'émissions qu'il n'en créera. Chaque point du graphique représente une configuration non dominée.

La figure contient également une comparaison avec un front de Pareto créé à l'aide d'un algorithme d'optimisation direct multiseach algorithm [143]. Ce second algorithme donne des résultats similaires, mais ne permet pas de saisir l'ensemble du front de Pareto, en particulier du côté du CO₂. Seuls les résultats de l'algorithme génétique sont présentés dans les sections suivantes.

Les performances économiques des systèmes après 20 ans, par rapport à la simple utilisation du réseau électrique, varient entre un gain de 297 k€ et un surcoût de 1,31 million d'euros. En ce qui concerne les émissions, toutes les configurations entraînent une réduction des émissions, avec des performances comprises entre 534 et 1155 tonnes d'équivalent CO₂. Cela met en évidence la forte teneur en carbone du réseau britannique par rapport à ce qui peut être produit localement par l'énergie photovoltaïque, indépendamment de la configuration de stockage de l'énergie. D'autre part, toutes les configurations n'apportent pas de gains économiques, ce qui illustre l'importance d'un dimensionnement minutieux de ce type de systèmes à l'échelle du quartier.

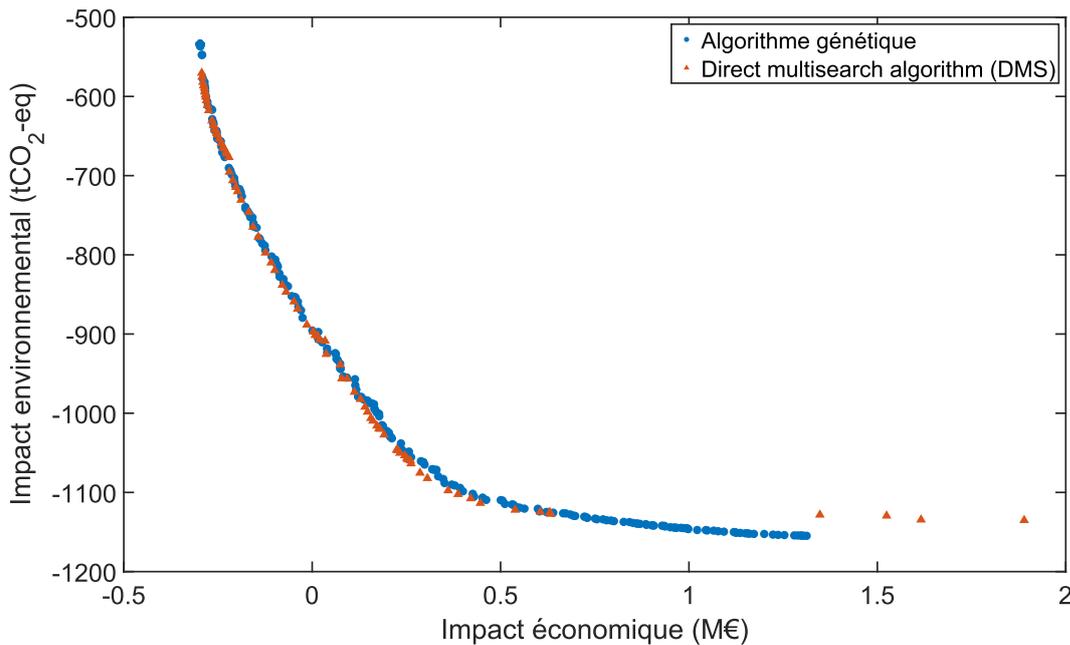


Figure IV-2 : Front de Pareto (cas britannique simplifié)

Trois configurations parmi le front de Pareto peuvent être étudiées en détail, les deux optimums mono-objectifs, ainsi qu'un compromis entre les deux. Les tailles des composants peuvent être trouvées dans le Tableau IV-4. Pour ces deux optimums, le fonctionnement sur des semaines types est illustré sur respectivement les Figure IV-3 et Figure IV-4. Les graphiques représentent la demande nette, où une demande nette positive indique que les bâtiments ont besoin d'énergie, et une demande nette négative signifie que la production photovoltaïque est supérieure à la demande.

Du côté de l'optimum de coût, seuls la batterie et le réseau répondent à la demande, et seule la batterie absorbe la surproduction. La surface de l'installation photovoltaïque fournit suffisamment d'électricité pour répondre aux besoins énergétiques uniquement pendant les périodes d'irradiation importante. Ainsi, pendant l'été et les saisons de transition (automne et printemps), l'énergie photovoltaïque couvre les besoins de la journée, tandis que la batterie équilibre le système lorsque l'irradiation diminue pendant la journée ou, les jours les plus ensoleillés, fournit de l'énergie en début de soirée. Inversement, en hiver, les bâtiments absorbent toute l'électricité photovoltaïque, mais celle-ci est insuffisante pour répondre à leurs besoins, ce qui laisse la batterie presque déchargée. Ces résultats indiquent que les panneaux photovoltaïques peuvent concurrencer les prix du réseau électrique britannique, même sans option de stockage. Cependant, les options de stockage ne sont pas compétitives et sont donc réduites par l'optimisation à de petites tailles par rapport aux besoins nocturnes.

Du côté de l'optimum d'émission, cette configuration a une surface de PV plus importante que l'optimum de coût, ce qui conduit à une surproduction plus importante pendant la journée. Cette surproduction n'est pas assez importante en hiver pour charger complètement la batterie, de sorte que le système ne répond qu'à une fraction de la demande nocturne. En été, les journées plus longues et la demande plus faible permettent à la batterie de se charger complètement et de répondre à la

demande nocturne. Les systèmes à hydrogène ne sont ainsi utilisés que pendant les saisons de transition, durant lesquels ils servent de capacité de stockage supplémentaire. Globalement, cela indique que l'option de stockage est compétitive avec le réseau, en termes d'émissions, pour répondre aux besoins en électricité et en eau chaude. Cependant, aucune des options de stockage (batterie et hydrogène) n'est compétitive pour répondre à la charge de chauffage hivernal. Cela vaut également pour la pile à combustible, bien qu'elle produise de la chaleur directement par cogénération. Cela peut être dû aux pertes dans la boucle thermique, en particulier dans le réseau de chaleur urbain.

Le reste des points se situent entre ces deux optimums. Plus une configuration est proche de l'optimum de coût, plus ses composants sont petits ; inversement, plus elle est proche de l'optimum d'émission, plus les composants sont grands. Un point intéressant entre les deux optimums est le point de coût moyen, c'est-à-dire le point situé au milieu entre la configuration la plus chère et la configuration la moins chère, car à ce stade, environ 95 % du potentiel de réduction des émissions est déjà atteint. Il convient de noter que même si les dimensions des composants diffèrent sensiblement de l'optimum en matière d'émissions, la différence en termes de gain d'émissions est plutôt faible. Cela est dû au fait que la partie la plus facile de la charge est déjà satisfaite (jour le plus ensoleillé, jour sans chauffage, etc.). Ainsi, même pour une petite augmentation de la proportion d'énergie fournie par le système, un investissement substantiel est nécessaire. Cette configuration offre un compromis entre les deux critères, mais reste assez coûteuse, comme toutes les configurations avec des systèmes à hydrogène de taille importante. D'autre part, les configurations utilisant uniquement le PV et la batterie obtiennent de bonnes performances économiques, mais ne sont pas en mesure de réaliser des gains élevés en termes d'émissions, principalement car les gains solaires sont faibles en hiver et qu'un stockage en batterie plus important entraîne davantage d'émissions de CO₂ au cours du cycle de vie.

Tableau IV-4 : Tailles des optimums mono-objectifs et une configuration sélectionnée (cas britannique simplifié)

Composants	Optimum économique	50 % coût	Optimum environnemental
PV (monocristallin)	1100 m ²	3110 m ²	3420 m ²
Battery (Li-on)	26 kWh	1033 kWh	1198 kWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	29 kW	200,8 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	3 kW	32,1 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	11,7 kg _{H2}	29 kg _{H2}
Fraction de la consommation fournie	22,4 %	58,6 %	63,5 %
Impact économique	-297 k€	505 k€	1312 k€
Impact environnemental	-534 tCO ₂ eq	-1110 tCO ₂ eq	-1155 tCO ₂ eq

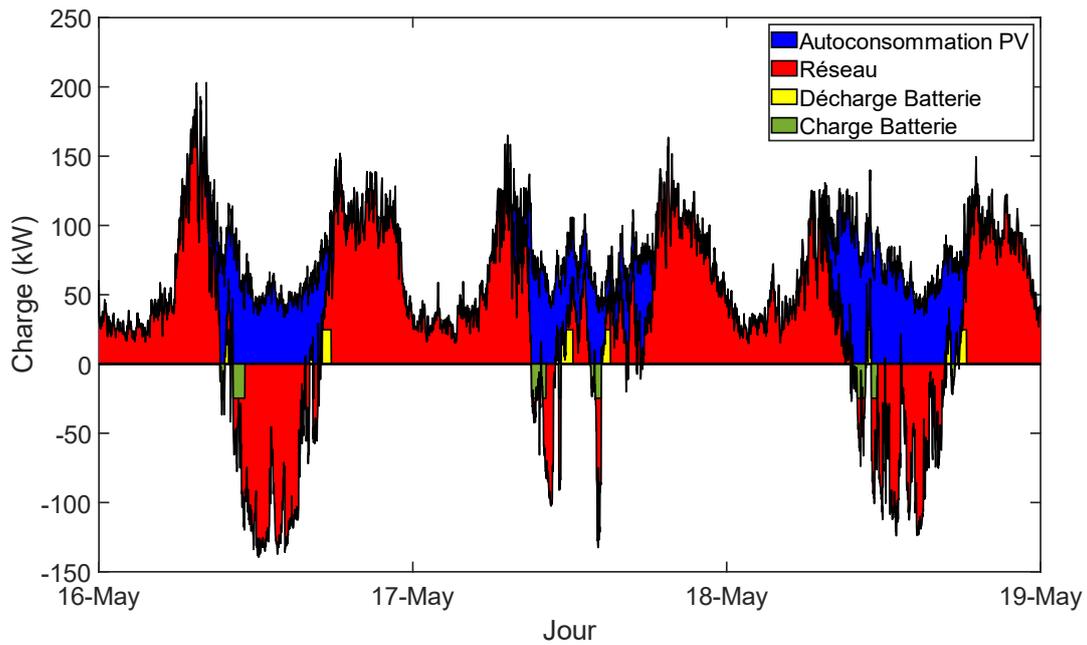


Figure IV-3 : Équilibre de charge pour l'optimum de coût en mai (cas britannique simplifié)

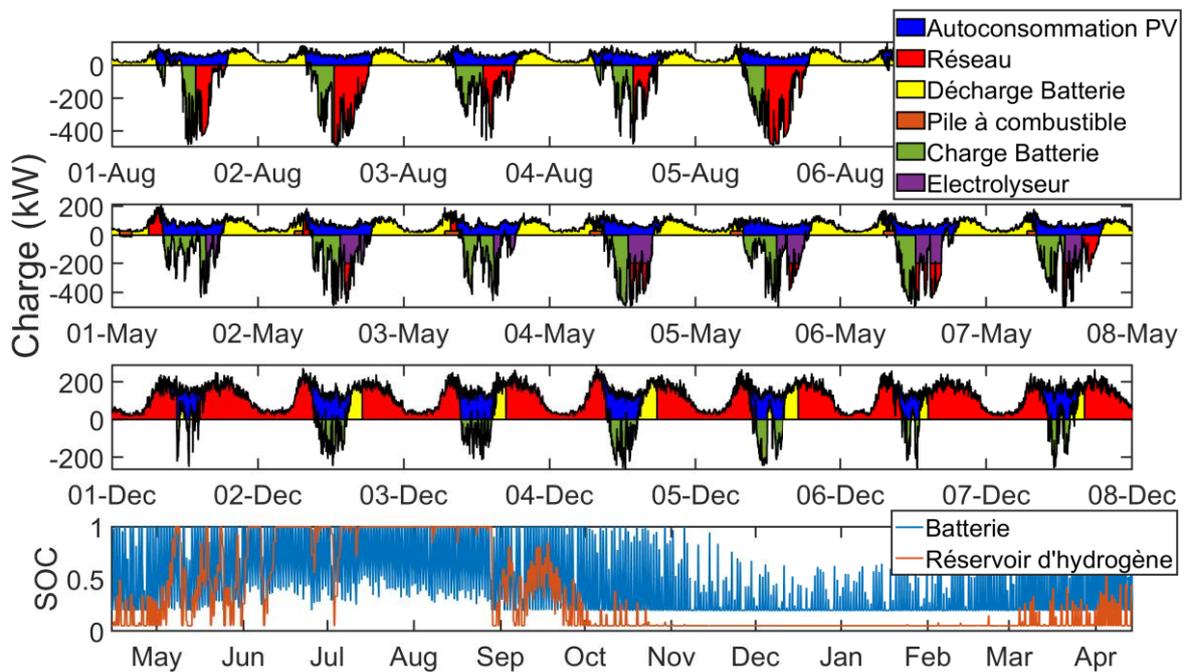


Figure IV-4 : Équilibre de charge pour l'optimum d'émission sur 3 semaines types (cas britannique simplifié)

L'ensemble des configurations comprises entre l'optimum économique et environnemental, sont visibles sur les Figure IV-5 et Figure IV-6. Sur le plan économique, une augmentation de la taille des composants liés à la boucle hydrogène (piles à combustible, électrolyseur et réservoir d'hydrogène) se traduit par une diminution de l'intérêt économique. Pour la batterie et le système photovoltaïque, les

résultats convergent vers les valeurs présentées ci-dessus. Les configurations dont les tailles sont inférieures à ces valeurs ne sont pas efficaces au sens de Pareto, et les tailles supérieures sont moins intéressantes sur le plan économique. Dans l'ensemble, les deux options de stockage de l'énergie n'ont pas de bons résultats économiques, et l'utilisation directe de l'énergie photovoltaïque est presque la source principale d'énergie pour les configurations les plus performantes en termes de coûts.

En ce qui concerne les performances en matière d'émissions, une augmentation de la puissance des piles à combustible et de l'électrolyseur améliore fortement les performances (et diminue l'impact) jusqu'à une valeur d'environ 10 kW et 100 kW, respectivement, après quoi l'amélioration est marginale. Le point de coupure est moins clair dans le cas du réservoir d'hydrogène. Pour le PV et la batterie, les performances s'améliorent rapidement jusqu'à ce que les valeurs présentées dans les valeurs optimales d'émission, les valeurs au-dessus n'apportent pas de meilleures performances en termes de performances économique et d'émission. L'intérêt de l'analyse d'émission sur le cycle de vie apparaît ici, car elle permet d'estimer le point d'équilibre entre les émissions évitées pendant la phase de fonctionnement du système et les émissions sur le reste de son cycle de vie (production, transport, démantèlement, etc.), là où une optimisation uniquement sur les gains d'émission en fonctionnement comme couramment fait dans la littérature a tendance à surdimensionner le système.

Globalement, si l'on considère les deux objectifs, plusieurs observations peuvent être faites sur ce cas d'étude simplifié. **Au-delà de 35 m² de PV par habitation, le gain en performances diminue en termes de coûts et d'émissions, car une grande quantité d'électricité est produite et que les options de stockage ne sont pas compétitives. Le stockage saisonnier ne donne pas de bons résultats pour les deux critères**, et seules les configurations sans stockage d'hydrogène ou avec un stockage relativement faible apparaissent dans l'ensemble de Pareto. **Dans cette étude de cas, la meilleure utilisation des systèmes à hydrogène est de servir d'équilibre pendant les saisons de transition, et non de stocker de l'énergie pour répondre à la demande hivernale.** Avec les paramètres considérés, ni l'hydrogène ni les options de stockage par batterie n'ont d'assez bonnes performances en matière d'émissions sur l'ensemble du cycle de vie pour fournir un stockage saisonnier pertinent du point de vue environnemental. Ainsi, aucune des configurations du front de Pareto ne peut répondre complètement à la charge hivernale élevée créée par les besoins de chauffage des espaces.

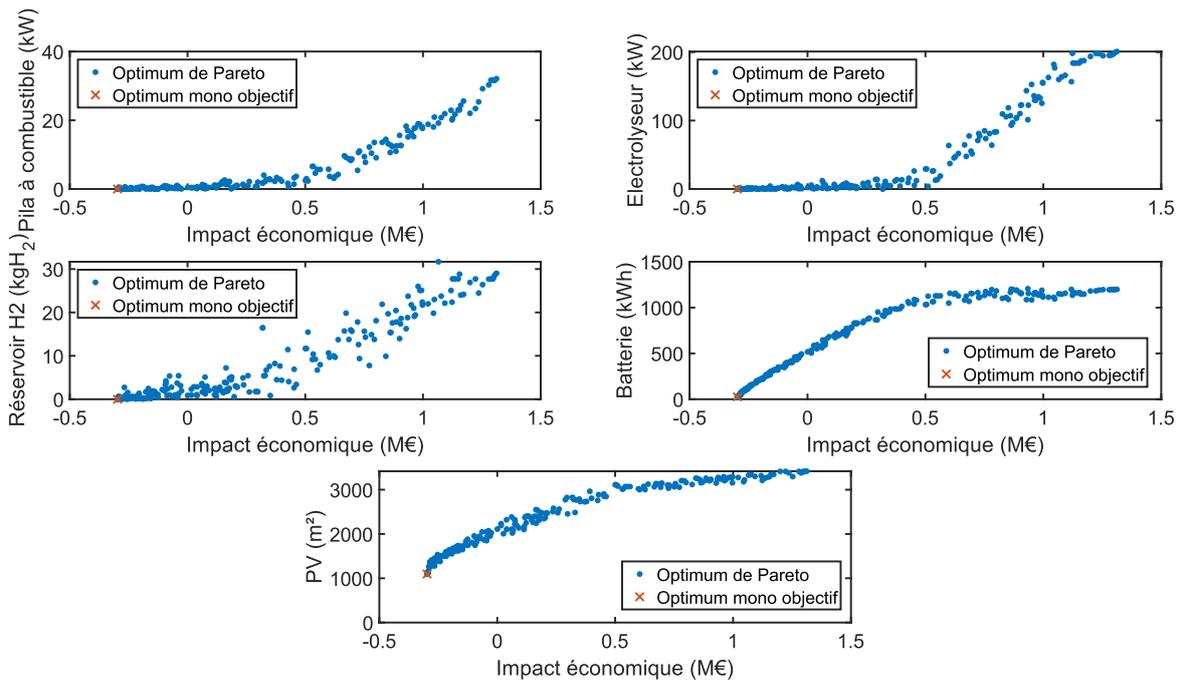


Figure IV-5 : Performances économiques en fonction de la taille des composants (cas britannique simplifié)

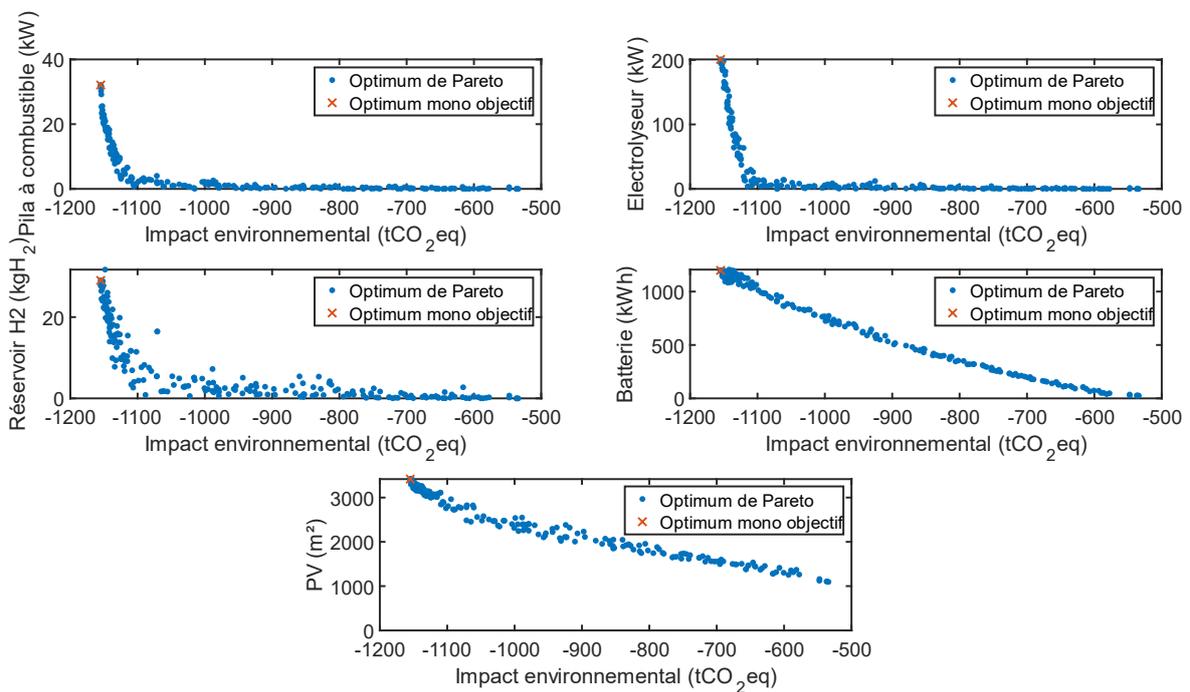


Figure IV-6 : Performances environnementales en fonction de la taille des composants (cas britannique simplifié)

IV.3.1.2 Cas du quartier français passif

Dans un second temps, le modèle est repris pour modéliser un quartier français composé d'habitations à faible impact carbone. Ce cas de travail utilise l'ensemble du travail de paramétrage décrit dans le Chapitre II. Les paramètres du modèle domestique (comportement, appareils électriques, etc.) sont ainsi ceux basés sur le cas français et les bâtiments sont basés sur le bâtiment passif (section II.2.7.2.1). Le quartier modélisé est composé de 100 maisons individuelles de 114 m² situées à Belfort (France). Les habitations sont équipées d'une pompe à chaleur de 4,2 kW avec un COP de 2,57 à 0 °C (section II.2.7.2.2). Comme dans le cas du quartier britannique simplifié, la demande d'énergie des habitations se résume donc à une demande électrique. Les consommations annuelles moyennes des bâtiments sont résumées dans le Tableau II-14.

Les paramètres du système multi-énergies sont identiques à ceux présentés dans la section III.2 (avec pile à combustible à efficacité constante). Le pilotage de la pile est effectué sur la demande électrique et la priorité est donnée à la batterie (section III.4). Dans ce cas-ci, la méthodologie de calcul des fonctions objectifs complète ainsi que les paramètres présentés dans la section III.5 sont utilisés.

Dans un premier temps, l'optimisation est effectuée comme dans l'étude précédente avec uniquement deux objectifs (économique et environnemental). Le front de Pareto obtenu est visible sur la Figure IV-7. Il est observable que le gain économique est bien plus réduit que dans le cas britannique simplifié (297 k€ contre 9 k€ ici). Cela peut être expliqué de différentes manières. Premièrement, l'actualisation des coûts qui permet une analyse plus complète pénalise les gains qui ne sont plus multipliés par 20, mais par environ 8,5. Deuxièmement le coût du réseau est ici plus faible que dans le cas anglais (0,221 €/kWh⁻¹ contre environ 0,17 €/kWh⁻¹ ici). Finalement, les bâtiments étant moins consommateurs d'énergie (bâtiments passifs) il est moins intéressant d'investir dans des systèmes énergétiques.

Du côté émission de gaz à effet de serre, le changement est encore plus important. En effet, aucune configuration dans le front de Pareto ne permet de réduire les émissions du quartier. Cela peut être également dû en partie à la faible consommation des habitations, mais le facteur le plus influent est la grande différence dans la teneur en carbone du réseau électrique, et ce d'autant plus que les systèmes de chauffage installés sont tous électriques (pompe à chaleur). Les émissions du réseau électrique français et britannique sont illustrées sur la Figure III-20. Ce faible taux de CO₂ dans le réseau français s'explique en grande partie par la part de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique, 67 % de la consommation en métropole en 2021 [119], ainsi que le faible recours aux énergies fossiles respectivement 6,1 % et 0,71 % de la consommation en métropole en 2021 pour le gaz naturel et le charbon contre 39,8 % et 1,81 % au Royaume-Uni [119].

Dans l'ensemble, seules les configurations avec de l'énergie photovoltaïque sans stockage sont non dominées et donc apparaissent dans le front de Pareto (voir Figure D-1). Ceci implique que dans cette configuration les systèmes de stockage batterie et hydrogène ne sont pas compétitifs ni économiquement ni en termes d'émission de gaz à effet de serre avec le réseau électrique national et que seule l'autoconsommation photovoltaïque apporte un gain (seulement économique).

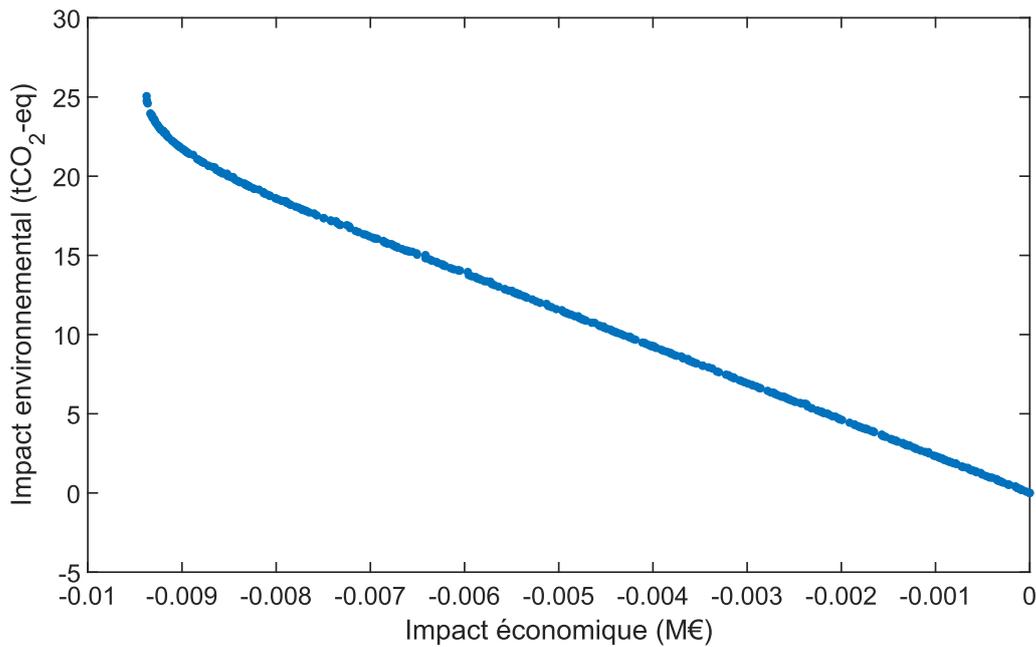


Figure IV-7 : Front de Pareto coût-émission (cas français passif)

Le système dans cette architecture ne se différencie plus par l'énergie bas carbone qu'il apporte, comme dans le premier cas, mais par l'énergie renouvelable produite. En effet, il permet de remplir un manque du réseau français : sa proportion d'énergie renouvelable faible (28 % en France métropolitaine en 2021 contre respectivement 47 % et 58 % pour l'Allemagne et le Royaume-Uni [119]). Ce constat amène à l'utilisation d'une troisième fonction objectif : la fraction d'énergie renouvelable utilisée (présenté section III.5.1). Cet indicateur permet d'étudier le potentiel du système sous un autre angle purement énergétique. Le front de Pareto obtenu avec ces 3 fonctions objectifs est présenté sur la Figure IV-8. Les 3 optimums mono-objectifs y sont visibles et les tailles de ces optimums sont présentées dans le Tableau IV-5. L'optimum de coût est, tel que présenté auparavant, uniquement composé de panneau PV avec 2,2 m² de panneau PV par habitation, ce qui permet cependant déjà de faire d'augmenter la part d'énergie renouvelable dans la consommation des habitations de 10 %. Dans cette configuration, la production PV est complètement optimisée pour l'autoconsommation et seule 2 % de sa production n'est pas autoconsommée. Pour l'optimum d'émission de CO₂, le système est complètement absent et n'apporte donc aucun gain économique et environnemental. Dans ce cas-ci, 23,5% de la consommation du quartier est tout de même fournie par des énergies renouvelables à travers le réseau électrique.

Pour la fraction d'énergie renouvelable, l'optimum est un système avec une taille extrêmement importante. Le fonctionnement de cette configuration est illustré sur la Figure IV-9. Le système fournit la totalité de la charge annuelle grâce à un stockage journalier par batterie et un stockage saisonnier avec les systèmes hydrogène. En effet, là où les deux autres indicateurs créent un équilibre entre la taille du système et ce qu'il apporte aux bâtiments, la fraction d'énergie renouvelable (ENR) ne prend en compte elle que la quantité d'énergie qu'apporte le système. Le facteur énergétique tend à surdimensionner le système sans répercussion. Sur cette configuration, environ 827 kWh de chaleur

émise par la pile sont perdus, ainsi que 21 MWh d'énergie solaire et environ 3,4 tonnes d'hydrogène qui ne sont pas utilisées. Cette fonction objectif ne peut donc pas être utilisée seule et doit donc toujours être modulée par une des deux autres.

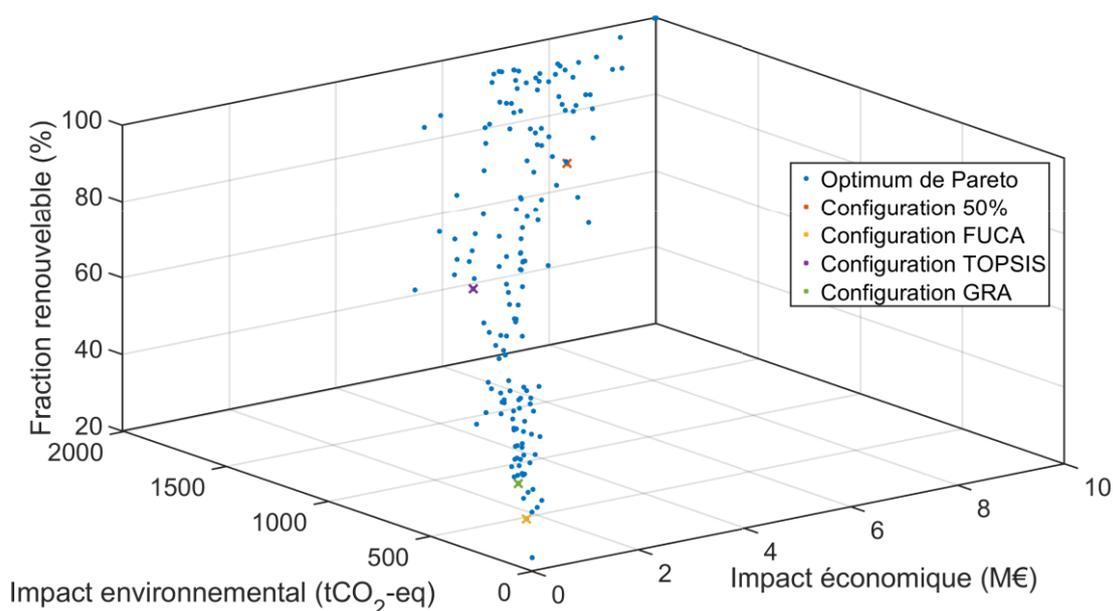


Figure IV-8 : Front de Pareto coût, émission et fraction d'énergie renouvelable (cas français passif)

Tableau IV-5 : Tailles des optimums mono-objectifs (cas français passif)

Composants	Optimum économique	Optimum environnemental	Optimum ENR
PV (monocristallin)	220 m ²	0 m ²	5000 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	0 kWh	436 kWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	0 kW	1 MW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	0 kW	600 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	0 kg _{H2}	7781 kg _{H2}
Impact économique	-9,6 k€	0 k€	9992 k€
Impact environnemental	25,7 tCO ₂ eq	0 tCO ₂ eq	2008 tCO ₂ eq
Fraction ENR	33,3 %	23,5 %	99,9 %

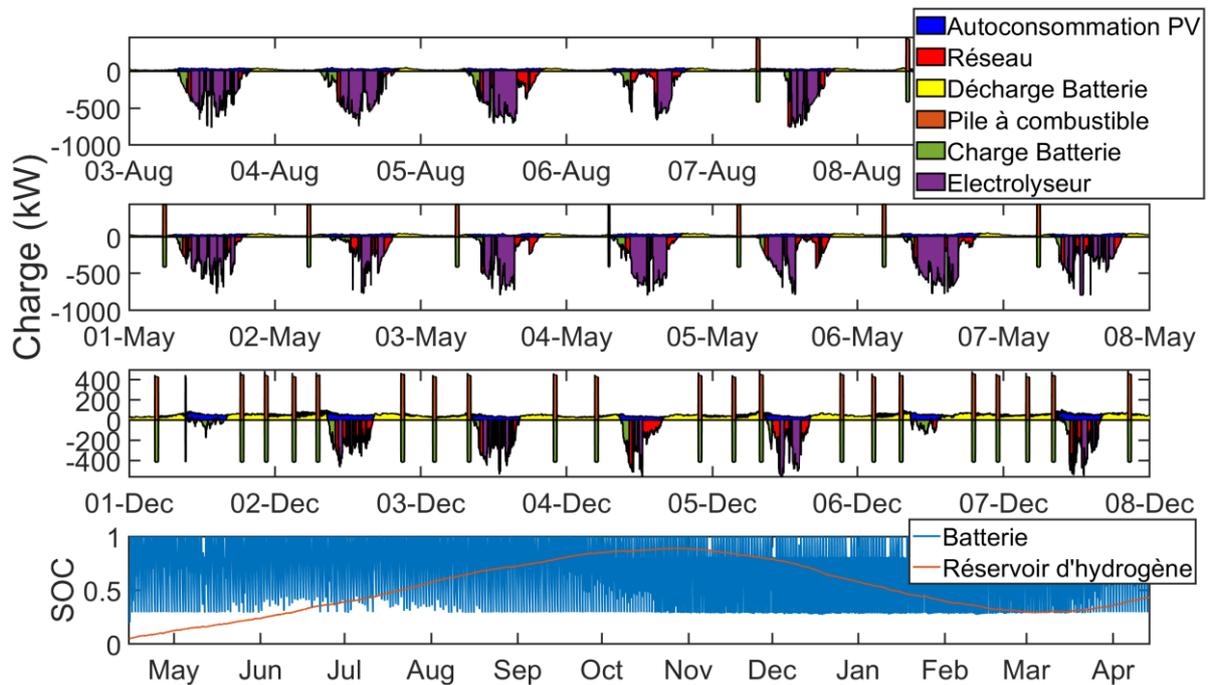


Figure IV-9 : Équilibre de charge pour l'optimum d'énergie renouvelable sur 3 semaines types (cas français passif)

En plus des optimums mono-objectifs, d'autres configurations du front de Pareto sont intéressantes (Figure D-2). Pour sélectionner des configurations parmi un front de Pareto, de nombreuses méthodes existent. Le plus simple consiste à fixer une limite sur tous les indicateurs sauf un. Ceci a été fait pour le cas britannique simplifié en fixant le coût au milieu de l'intervalle de valeurs dans le front de Pareto. Ici, comme 3 fonctions objectif sont utilisées il faudrait en fixer 2 comme par exemple 50 % de l'intervalle de coût et d'émission ce qui sera appliqué dans la suite et noté « 50% coût et émissions ». D'autres méthodes plus systématiques existent, 4 méthodes détaillées par Wang et Rangaiah sont ici utilisées, les équations présentées par la suite sont extraites de leurs travaux [144].

Premièrement, la méthode « Faire un Choix Adéquat » (FUCA) classe les configurations par la somme pondérée de leurs rangs vis-à-vis de chaque objectif. Quand utilisée sur le cas présent, cette méthode donne des résultats triviaux. En effet, les objectifs économique et environnemental vont dans le même sens et sont opposés à l'objectif renouvelable : une configuration avec un système de grande taille va avoir de mauvais classement sur ces deux objectifs et un bon classement sur l'objectif d'énergie renouvelable. C'est l'inverse pour un petit système. Ceci implique qu'à pondération égale entre les deux premiers objectifs, cela fait pencher la balance de leur côté et le choix se porte sur l'optimum mono-objectif de coût. À l'inverse, si l'objectif d'énergie renouvelable à une pondération supérieure ou égale à la somme des deux autres l'optimum d'énergie renouvelable est sélectionné.

Dans un second temps, deux méthodes similaires sont utilisées, « Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution » (TOPSIS) et « Linear Programming Technique for Multidimensional Analysis of Preference » (LINMAP). Elles reposent sur la distance euclidienne entre les configurations et des points théoriques créés avec les meilleurs et les pires performances de l'ensemble (équations

(IV-2) et (IV-3)), ici -9,6 k€, 0 tCO₂eq et 99,9 % pour le point idéal théorique et 10 M€, 2008 tCO₂eq et 23,6 % pour le pire point théorique. Pour la méthode TOPSIS la distance d'une configuration avec ces deux points est prise en compte à travers l'indicateur Id_j (équation (IV-4)), alors que pour la méthode LINMAP seule la distance au point idéal est utilisée (équation (IV-2)). Pour pouvoir travailler avec des objectifs avec des valeurs d'ordre de grandeur différent, toutes les valeurs sont normalisées en les divisant par la somme des moindres carrés de l'ensemble des configurations et pondérées par un facteur w (équation (IV-1)). Pour le front de Pareto présent, les deux méthodes donnent la même solution quand les 3 objectifs sont pondérés avec le même poids.

Soit f_{jk} la performance pour le point j avec selon l'indicateur k . Avec m points et n indicateurs

$$v_{jk} = w_k \times \frac{f_{jk}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m f_{jk}^2}} \quad (\text{IV-1})$$

$$S_{j+} = \sqrt{\sum_{k=1}^n (v_{jk} - v_k^+)^2} \quad (\text{IV-2})$$

$$S_{j-} = \sqrt{\sum_{k=1}^n (v_{jk} - v_k^-)^2} \quad (\text{IV-3})$$

Avec v_k^+ et v_k^- respectivement la meilleure et la pire performance sur l'indicateur k

$$C_j = \frac{S_{j-}}{S_{j-} + S_{j+}} \quad (\text{IV-4})$$

La dernière méthode utilisée est la méthode « Gray Relational Analysis » (GRA). Elle s'appuie sur le Gray relationnel Coefficient pour évaluer les configurations. Cet indicateur est calculé à partir de l'écart entre les performances de la configuration étudiée et les meilleures performances de l'ensemble ainsi que l'écart maximal et minimal (équation (IV-8)). La configuration sélectionnée par la méthode est celle avec les meilleurs résultats sur cet indicateur. La normalisation s'effectue ici avec l'intervalle entre la valeur minimum et maximum de l'objectif correspondant (équation (IV-5)). Cette méthode ne permet pas de pondérer les fonctions objectifs.

Soit f_{jk} la performance pour le point j avec selon l'indicateur k . Avec m points et n indicateurs :

$$F_{jk} = \frac{\max_{j \in m}(f_{jk}) - f_{jk}}{\max_{j \in m}(f_{jk}) - \min_{j \in m}(f_{jk})} \quad (\text{IV-5})$$

$$k^+ = \max_{j \in m} F_{jk} \quad (\text{IV-6})$$

$$\Delta Id_{jk} = |F_k^+ - F_{jk}| \quad (IV-7)$$

$$GRC_j = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^n \frac{\Delta min + \Delta max}{\Delta Id_{jk} + \Delta max} \quad (IV-8)$$

Avec Δmin et Δmax les minimum et maximum de ΔId_{jk}

Les configurations obtenues avec ces méthodes sont détaillées dans le Tableau IV-6. Les configurations TOPSIS/LINMAP et 50 % coût-émission donnent des résultats similaires. Dans les deux cas, une batterie de capacité moyenne sert pour le stockage journalier alors que la boucle d'hydrogène permet le stockage saisonnier de l'énergie. Ceci n'était pas le cas dans les optimums d'émission du cas britannique simplifié où la boucle hydrogène était utilisée simplement comme un stockage tampon pour la mi-saison. Dans la configuration TOPSIS/LINMAP, le réservoir se remplit petit à petit entre mi-avril et début octobre et se vide en automne d'octobre à décembre (Figure IV-11). Alors que dans la seconde configuration (50 % coût-émission), le réservoir emmagasine de l'hydrogène jusqu'à début novembre et finit de se vider mi-janvier. Ceci correspond respectivement à un stockage de 42,2 % et 68,8 % de l'énergie photovoltaïque (30,5 % et 23,8 % en autoconsommation et 27,3 % et 7,4 % perdus). Aucune des configurations sélectionnées ne permet de stocker assez d'hydrogène pour l'hiver entier comme le fait l'optimum de fraction d'énergie renouvelable.

La méthode GRA sélectionne une configuration de petite taille par rapport à l'ensemble du front de Pareto, son fonctionnement sur 3 semaines types est illustré sur la Figure IV-12. Cette configuration consiste en une surface de faible PV qui ne génère que très peu de surproduction, environ 78 % de la production photovoltaïque est absorbé par autoconsommation. Dans les 21 % restants, 10 % sont absorbés par le système de stockage et 12 % sont perdus. Contrairement aux configurations présentées précédentes, le stockage hydrogène n'est pas ici utilisé pour du stockage long terme, mais cycle tous les jours comme la batterie. La boucle hydrogène remplit donc le même rôle que la batterie, mais seulement les jours où l'ensoleillement est le plus grand. Hors des optimums mono-objectifs, c'est la configuration sélectionnée qui absorbe la plus grande proportion de sa production PV par autoconsommation. L'ensemble des configurations présentées sont illustrées sur la Figure IV-10.

Tableau IV-6 : Tailles des configurations sélectionnées (cas français passif)

Composants	50 % coût et émission	FUCA	TOPSIS et LINMAP	GRA
PV (monocristallin)	2664 m ²	220 m ²	1959 m ²	465 m ²
Battery (Li-on)	878 kWh	0 kWh	651 kWh	23,4 kWh
Électrolyseur (PEM)	445 kW	0 kW	36,2 kW	5,1 kW
Pile à combustible (PEM)	124 kW	0 kW	17,6 kW	0,35 kW

Réservoir d'hydrogène	3665 kg _{H2}	0 kg _{H2}	492 kg _{H2}	4,6 kg _{H2}
Impact économique	4583 k€	-9,6 k€	1223 k€	44,2 k€
Impact environnemental	1027 tCO ₂ eq	25,7 tCO ₂ eq	609 tCO ₂ eq	79 tCO ₂ eq
Fraction ENR	95 %	33,3 %	79,1 %	41,4 %

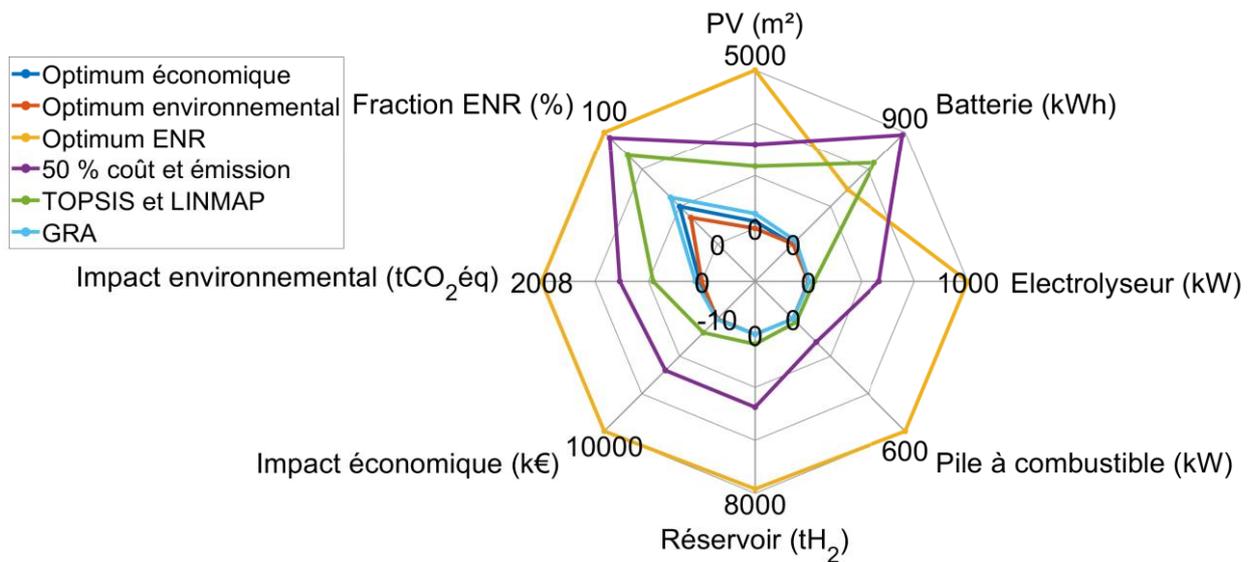


Figure IV-10 : Représentation radar des configurations étudiées et de leurs performances

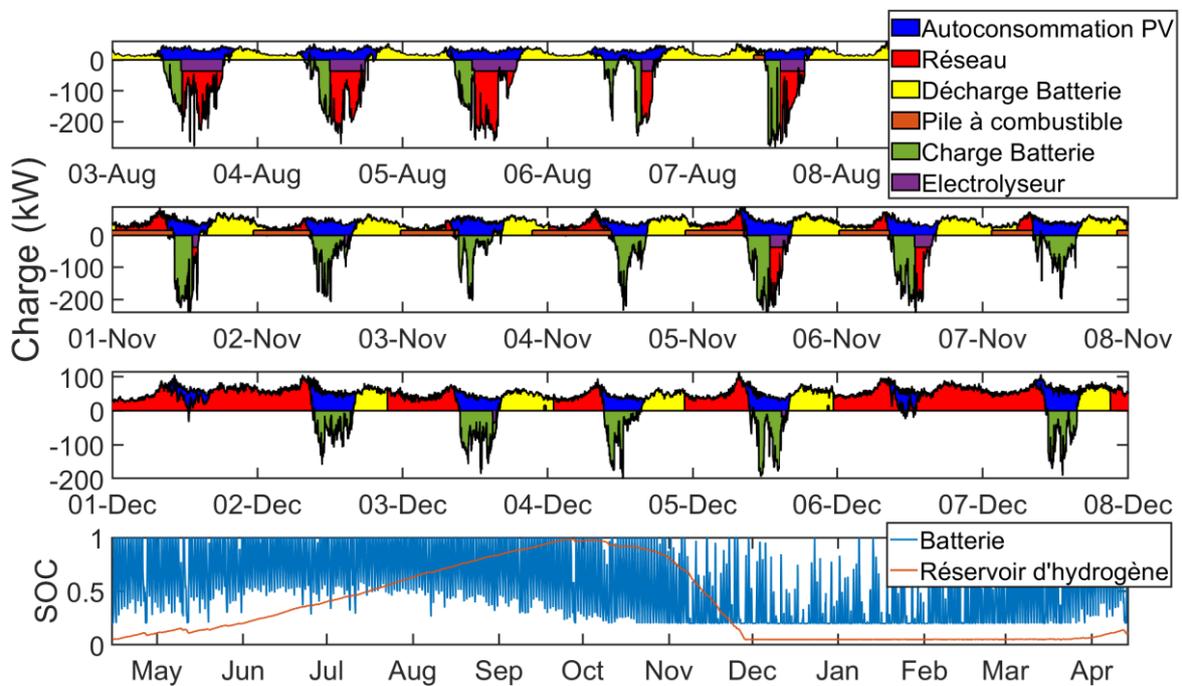


Figure IV-11 : Équilibre de charge pour la configuration TOPSIS sur 3 semaines types (cas français passif)

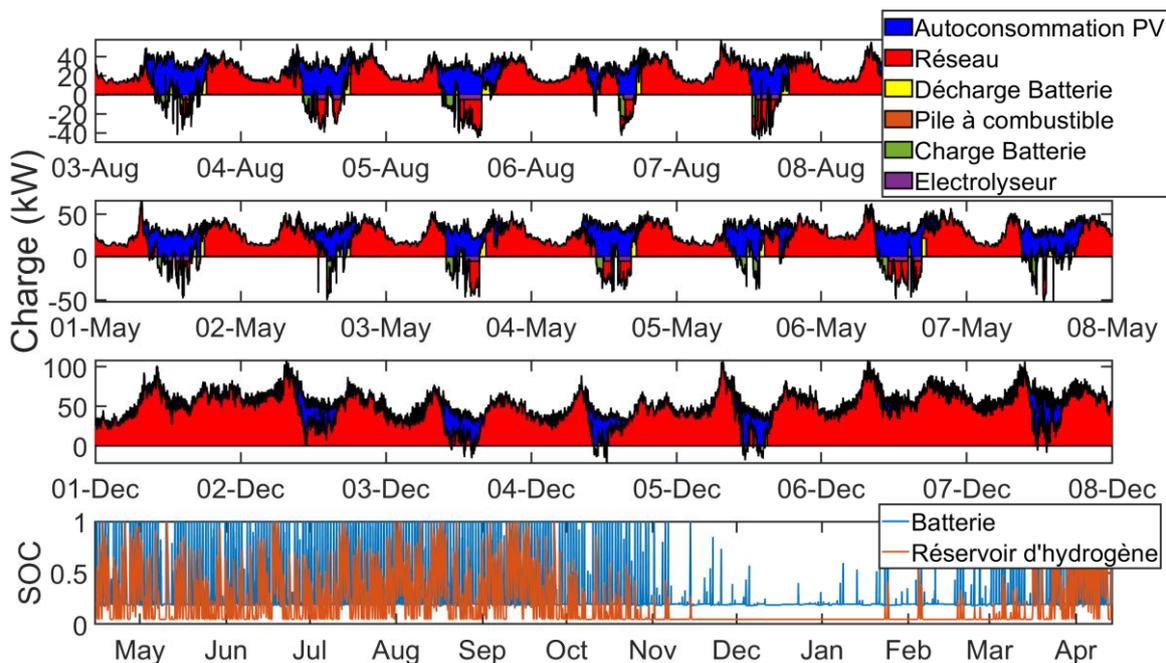


Figure IV-12 : Équilibre de charge pour la configuration GRA sur 3 semaines types (cas français passif)

Réussir à stocker assez d'hydrogène pour la période hivernale est la seule manière d'obtenir de hauts taux d'utilisation d'énergies renouvelables. Cependant, les systèmes de stockage n'étant pas, pour les paramètres considérés, compétitifs avec le réseau électrique ni en termes de coût ni en termes d'émission, cette augmentation ne peut se faire qu'avec un grand effet négatif sur les deux autres objectifs. Le facteur énergétique apporte sur son optimum des configurations surdimensionnées, mais un choix éclairé par une modulation avec le coût du système ou ces émissions sur le cycle de vie permet d'obtenir des configurations intéressantes.

Ces résultats indiquent qu'une fois l'électrification du chauffage, l'amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffage (pompe à chaleur), l'amélioration de l'isolation des bâtiments (bâtiment passif) et la décarbonation du réseau électrique effectué, la marge de progression que peut apporter un système tel que le système de stockage par hydrogène est faible. Dans ce cadre, les systèmes de stockages basés sur l'hydrogène comme ceux à batterie ont du mal à être compétitifs. Dans les sections suivantes, les performances du système seront observées hors de ce cadre pour tester la généralisation de ce constat.

IV.3.1.3 Cas du quartier français actuel

Pour sortir de ce cadre, le comportement du système est étudié pour un quartier représentatif français avec l'architecture actuelle. Dans la suite, nous désignerons ce quartier par « quartier actuel », par opposition au cas précédent appelé « quartier passif ». La sélection des paramètres des habitations de ce quartier est décrite en détail dans la section II.3.1.2. Ce cas de travail utilise des structures de bâtiment et des systèmes de chauffage de différents types. Dans le quartier de 100 habitations, 52 habitations sont chauffées au gaz naturel et 48 à l'électricité. La présence d'habitations chauffées au gaz change grandement les profils de consommation du quartier, en raison de l'efficacité plus basse

de ces systèmes comparée aux pompes à chaleurs ainsi que du coût et des émissions plus importantes de ce vecteur énergétique. Les consommations annuelles moyennes des bâtiments sont résumées dans le Tableau II-16. Le système multi-énergies fonctionne et est évalué de la même manière que le cas du quartier passif (efficacité de la pile constante, pilotage de la pile sur la demande d'électrique, priorité batterie).

L'étude de ce nouveau quartier s'effectue en deux temps. Premièrement le front de Pareto obtenu dans la section IV.3.1.2 pour le quartier passif est évalué sur le quartier actuel, ce qui permet d'estimer l'évolution de l'impact du système entre les deux cas. Puis dans un deuxième temps, un nouveau front de Pareto est calculé par optimisation multi-objectifs sur le quartier actuel, dans le but d'observer si des modifications des tendances de design du système apparaissent.

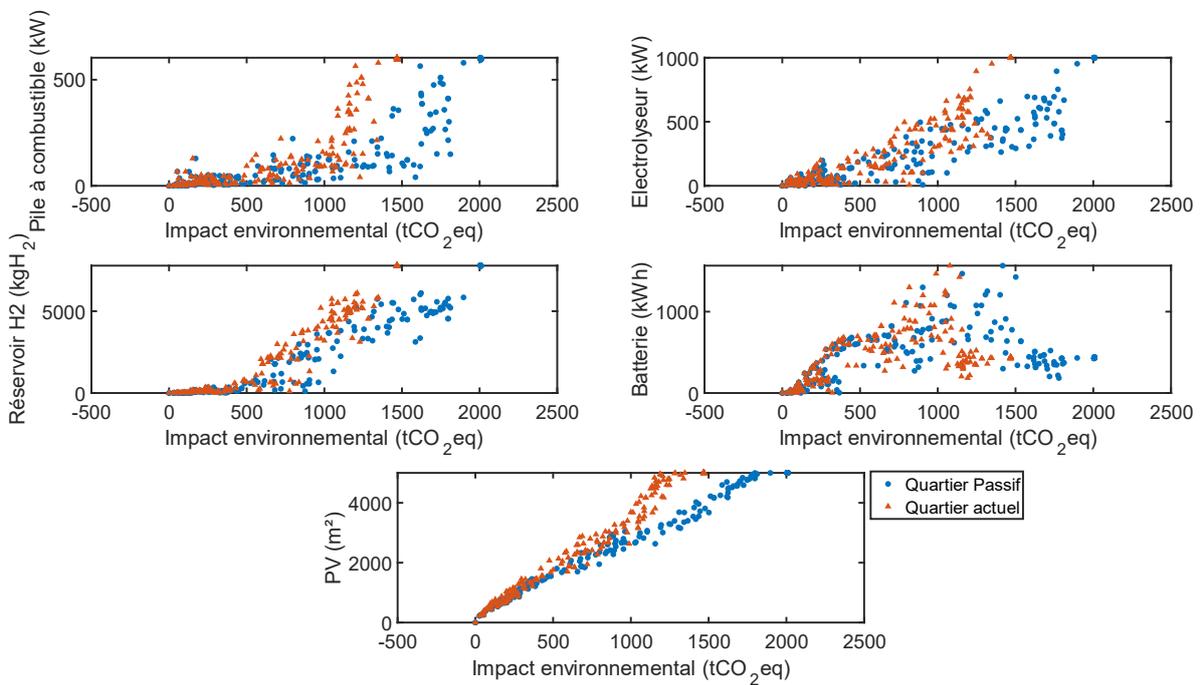
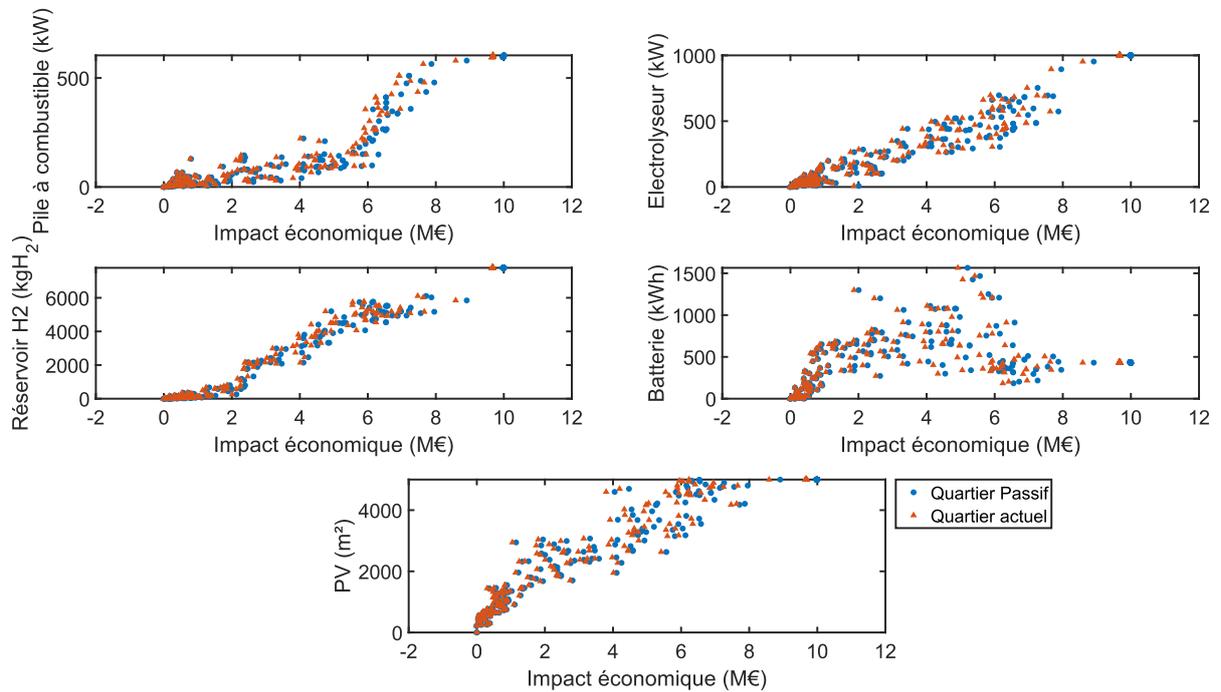
IV.3.1.3.1. Comparaisons à configurations identiques

La comparaison entre les impacts dans les deux cas pour le même front de Pareto est visible sur la Figure IV-13. Dans le cas du quartier actuel, la demande d'énergie locale est bien plus grande, ce qui induit un taux d'autoconsommation plus grand et donc moins d'énergie perdue dans les systèmes de stockage. Ainsi le système apporte une plus grande quantité d'énergie ce qui induit de meilleures performances en terme économique et environnemental (un impact plus faible implique de meilleures performances). Du côté des coûts, cette amélioration amenée par le gain en énergie est moins importante. En effet, le gain énergétique est contrebalancé par le coût plus faible du kilowattheure de gaz comparé à l'électricité ($0,105 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ pour le gaz contre en moyenne $0,165 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ pour l'électricité), là où, les émissions du gaz naturel sont bien supérieures à celle du réseau électrique ce qui accentue l'écart sur les performances environnementales ($227 \text{ gCO}_2\text{eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ pour le gaz contre en moyenne $60 \text{ gCO}_2\text{eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ pour l'électricité).

Du côté de la fraction d'énergie renouvelable, la différence est plus grande. En effet, la charge résidentielle étant bien plus grande, il est donc plus compliqué pour le système multi-énergies de fournir la totalité de la demande du quartier et donc de permettre aux habitations d'utiliser 100 % d'énergie renouvelable. De plus, dans le cas du quartier passif, la totalité des systèmes de chauffage est électrique, le système interagit donc directement avec la totalité de la charge des bâtiments (consommation des appareils électriques, éclairage et pompes à chaleur). En revanche dans le cas du quartier actuel le système multi-énergies n'interagit qu'indirectement à travers la chaleur de cogénération de la pile avec les systèmes à gaz, installés dans plus de la moitié des habitations. Cela empêche le système de répondre à une partie de la consommation et donc d'obtenir une grande fraction d'énergie renouvelable.

Pour étudier la variation sur une configuration donnée, il est possible de reprendre la configuration TOPSIS du cas quartier passif (voir table Tableau IV-6). Dans ce nouveau contexte, cette configuration présente bien une meilleure performance économique (84 k€ de moins) et d'émission de gaz à effet de serre (56 tCO₂eq de moins), mais la fraction d'énergie renouvelable n'est que de 24 % contre 79 % dans le quartier passif. Comme évoqué précédemment, sur ce quartier le système multi-énergies apporte donc plus grâce à une autoconsommation photovoltaïque plus grande, un apport à des systèmes de chauffage moins efficaces et un remplacement d'énergie plus chère et plus carboné (gaz

naturel). En revanche, la consommation d'énergie du quartier étant à la fois plus importante et plus basée sur les énergies fossiles cette configuration malgré une taille relativement grande des composants, ne permet pas dans ce contexte dépasser les 30 % d'énergie renouvelable.



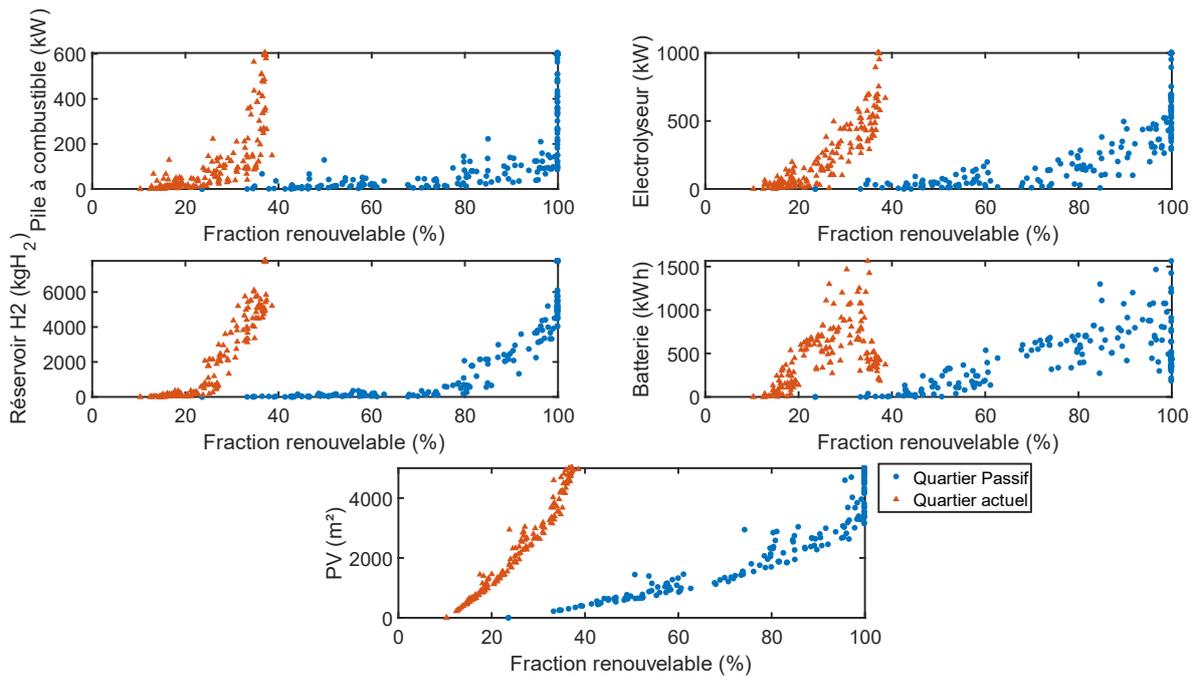


Figure IV-13 : Comparaison des performances des systèmes entre les deux quartiers (mêmes configurations)

IV.3.1.3.2. Optimisation multi-objectifs de l'architecture

Dans un second temps, l'optimisation multi-objectifs est effectuée sur le quartier actuel et le front de Pareto est obtenu (Figure IV-14). Les nouveaux optimums mono-objectifs sont visibles dans le Tableau IV-7. Peu de changements sont observés sur les optimums économique et environnemental par rapport au cas quartier passif. L'optimum économique consiste en une surface de PV légèrement plus importante que dans le cas du quartier passif (238 m² ici au lieu de 220 m²). La consommation du quartier étant plus grande, une plus grande production PV peut être autoconsommée, la part perdue reste constante à 2 % malgré l'augmentation de surface. En revanche, une consommation plus grande implique également, comme évoqué précédemment, qu'une moins grande part de l'énergie consommée peut être apportée par la source renouvelable que sont les panneaux PV.

Du côté de l'optimum environnemental, le système multi-énergies n'est toujours pas présent et l'optimum consiste en son absence. L'amélioration des performances pour le quartier actuel observé dans la section IV.3.1.3.1 n'est pas suffisante pour rendre le système compétitif avec le réseau électrique. On peut voir sur cet optimum que la fraction d'énergie renouvelable de référence passe de 23,5% dans le quartier passif à 10,3 % ici, à cause de la consommation de gaz.

Dans l'optimum d'énergie renouvelable, les tailles des composants évoluent un peu plus significativement. La surface de panneaux photovoltaïques reste maximisée pour tenter de produire le plus possible, quels que soient le coût et les émissions sur le cycle de vie du système. La capacité des stockage batterie et hydrogène augmente pour tenter d'augmenter la proportion de la production

photovoltaïque pouvant être utilisée la nuit et en hiver (environ 10 fois plus grands pour la batterie et environ 400 kg d'hydrogène en plus).

À l'inverse, la puissance de la pile à combustible est plus petite. Elle fonctionne à puissance constante pendant la totalité des nuits d'hiver pour assurer la demande de chauffage au lieu de s'allumer une à trois fois par nuit, à des puissances plus grandes, comme dans le cas du quartier passif (Figure IV-9). Ce changement est lui aussi dû au passage à des systèmes de chauffage non électrique. Cette puissance d'environ 150 kW correspond à l'appel de puissance de base nocturne en hiver, la puissance demandée n'est que brièvement inférieure à cette valeur comme illustrée sur la Figure IV-15. Ceci permet à la pile de fournir de la chaleur en continu par cogénération aux bâtiments avec des chauffages électriques ou au gaz, pendant la nuit en plus de répondre à la demande électrique. Cela n'était pas intéressant avec le quartier passif qui demande bien moins de chauffage et pouvait être chauffé par la batterie et les pompes à chaleur avec une meilleure efficacité que par cogénération. L'électrolyseur est également plus petit, car la surproduction des panneaux photovoltaïques l'est également et qu'une puissance trop importante ne pourrait pas toujours utiliser cette production, en raison de sa puissance minimale de fonctionnement (voir section III.2.1).

Au global, cette configuration permet une fraction d'énergie renouvelable de 44,1 % soit moins de la moitié de la demande du quartier. Cependant sur la demande électrique, seuls 12,2 % de la consommation ne sont pas assurés par le système. Le reste de l'énergie non renouvelable est donc issu de la demande gaz pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. En revanche, seuls 4,5 % de la production PV ne sont ni stockés ni autoconsommés. Il n'est dans ce cas donc pas possible avec la surface de toiture disponible (50 m² par habitation) de générer localement assez d'énergie pour répondre à la demande de chauffage hivernale pour le quartier français actuel.

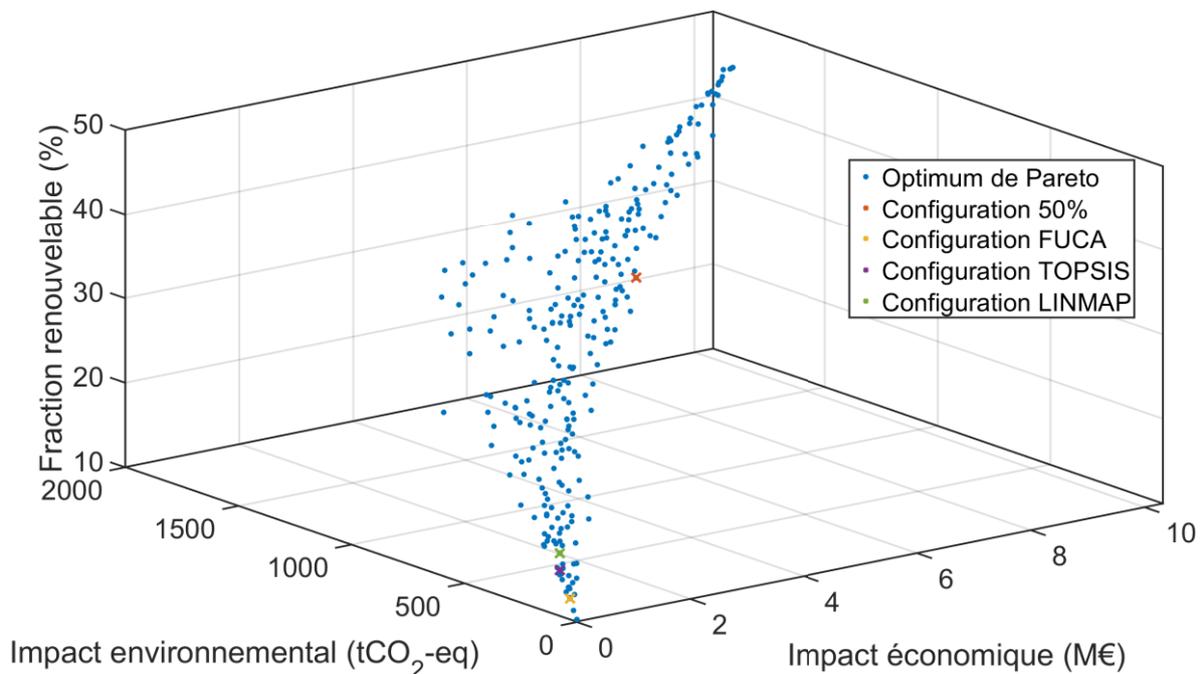


Figure IV-14 : Front de Pareto coût, émission et fraction d'énergie renouvelable (cas français actuel)

Tableau IV-7 : Tailles des optimums mono-objectifs (cas français actuel)

Composants	Optimum économique	Optimum environnemental	Optimum ENR
PV (monocristallin)	238 m ²	0 m ²	5000 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	0 kWh	4,4 MWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	0 kW	634 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	0 kW	150 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	0 kg _{H2}	8143 kg _{H2}
Impact économique	-10,8 k€	0 k€	10,3 M€
Impact environnemental	28 tCO ₂ eq	0 tCO ₂ eq	1913 tCO ₂ eq
Fraction ENR	12,6 %	10,3 %	44,1 %

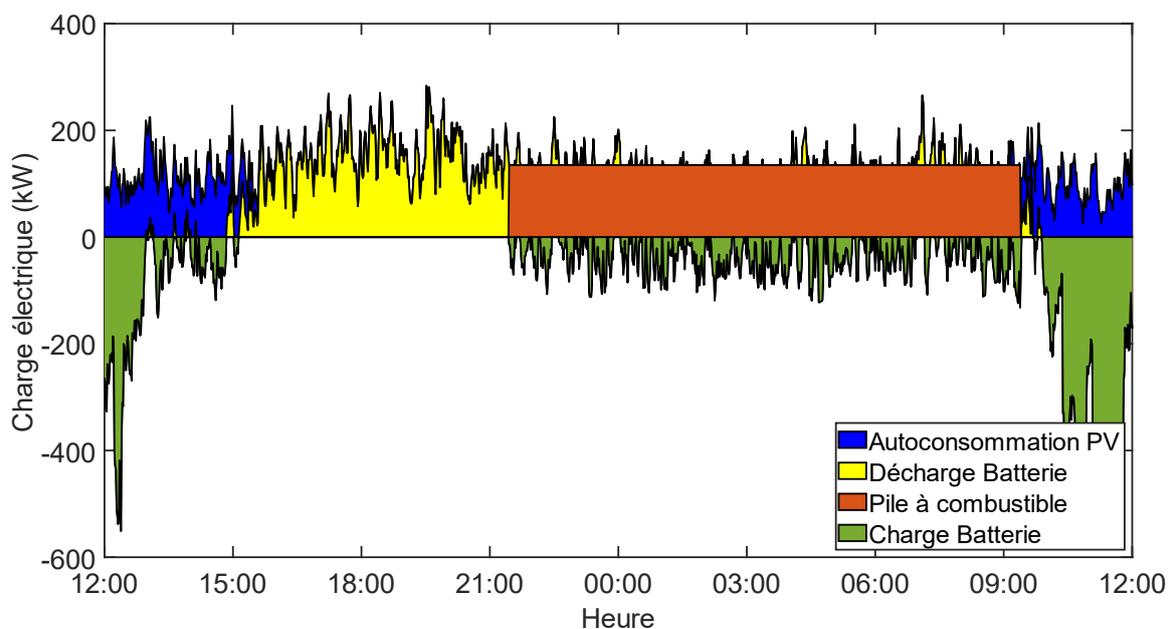


Figure IV-15 : Fonctionnement de l'optimum d'énergie renouvelable sur une nuit d'hiver (cas français actuel)

Comparé au cas du quartier passif, le système pour le quartier actuel présente de meilleures performances économiques et environnementales. Cependant contrairement au cas passif, il n'est pas ici suffisant pour assurer la totalité de la demande d'énergie du système de manière décarbonée même dans les tailles les plus grandes. Du côté des règles de design, malgré la grande différence dans les profils de consommation entre les deux quartiers, les configurations présentes dans le front de Pareto sont sensiblement similaires et donc les conclusions également. **Seule l'autoconsommation PV sans stockage permet un gain économique. Les parties stockages du système ne sont toujours pas**

compétitives avec le réseau électrique en termes de coût et d'émission de gaz à effet de serre malgré l'amélioration des performances (économiques et environnementales). Ils ne se démarquent uniquement par l'énergie renouvelable qu'ils peuvent apporter.

IV.3.1.4 Impact des paramètres influents sur les résultats

L'analyse du système multi-énergies dans le cas d'un quartier français actuel a permis d'étudier l'évolution de ses performances avec une variation de la charge résidentielle à laquelle il doit répondre. Il peut donc être maintenant intéressant d'étudier l'évolution des performances avec les autres facteurs influents.

IV.3.1.4.1. Optimisation sur des réseaux électriques nationaux différents

Dans la section IV.3.1.2, la faible teneur en carbone du réseau électrique français est identifiée comme impactant négativement les performances du système. Il est donc intéressant d'observer les résultats de l'optimisation multi-objectifs pour d'autres réseaux électriques. Il est cependant important de noter que seules les valeurs associées aux réseaux électriques sont modifiées et que les résultats ne sont pas comparables à un réel changement de localisation de l'étude. Ces changements s'apparentent à une évolution du mix énergétique français futur (sortie du nucléaire, augmentation de la part d'énergie renouvelable, etc.).

Pour cette étude, 3 nouveaux mix énergétiques seront étudiés, les mix énergétiques britannique, allemand et polonais. Les tarifs de l'électricité pour l'Allemagne et la Pologne sont issus d'Eurostat (Bureaux des statistiques de l'Union Européenne), soit pour 2023 respectivement $0,413 \text{ €}.\text{kWh}^{-1}$ et $0,177 \text{ €}.\text{kWh}^{-1}$. L'Union Européenne ne fournissant plus les données pour le Royaume-Uni, les données de tarif sont donc issues du UK Department for Energy Security and Net Zero, soit pour 2023 $0,30 \text{ €}.\text{kWh}^{-1}$.

Comme pour la France, les valeurs d'electricity-map sont utilisées pour les profils annuels de teneur en carbone de l'électricité et la fraction d'énergie renouvelable dans les réseaux. Ces profils correspondent à des moyennes annuelles de $252 \text{ gCO}_2\text{eq}.\text{kWh}^{-1}$ pour le Royaume-Uni, $438 \text{ gCO}_2\text{eq}.\text{kWh}^{-1}$ pour l'Allemagne et $857 \text{ gCO}_2\text{eq}.\text{kWh}^{-1}$ pour la Pologne (contre environ $60 \text{ gCO}_2\text{eq}.\text{kWh}^{-1}$ en France). Ils sont illustrés sur la Figure III-20. Les profils de fraction d'énergie renouvelable dans le réseau correspondent eux à des moyennes annuelles de 34 % pour le Royaume-Uni, 45 % pour l'Allemagne et 18 % pour la Pologne (contre environ 24 % en France).

L'optimisation multi-objectifs sur les 3 indicateurs (économique, environnemental et énergie renouvelable) est effectuée pour les 3 différents réseaux européens. Trois nouveaux fronts de Pareto 3D sont obtenus. Le côté économique-ENR des 4 fronts de Pareto est visible sur la Figure IV-16. Les écarts entre les fronts de Pareto y sont assez faibles en raison des petites variations des tarifs de l'électricité. Il est cependant observable que le tarif assez élevé du mix énergétique allemand favorise le système multi-énergie, ce qui a pour effet de diminuer le coût des systèmes à fraction d'énergie renouvelable égal. Cependant, cette amélioration des performances n'est pas suffisante même dans le cas allemand pour rendre la majorité des configurations du front de Pareto compétitives économiquement.

En revanche, en regardant les configurations de plus petites tailles, des différences apparaissent. Comme évoqué dans la section IV.3.1.2, dans le cas français, seules des configurations avec de petites surfaces de PV apportent un gain économique après 20 ans. Cela évolue avec la variation de tarif. Des configurations avec PV et batterie commencent déjà à apporter des gains économiques dans le cas de la Pologne, alors que dans les cas britannique et allemand en plus des configurations PV et batterie des configurations avec des composants hydrogène de petites puissances apportent également des gains économiques. Au niveau des optimums, une évolution est également observée, dans le cas britannique et allemand les optimums sont composés de PV accompagné de batteries ce qui n'était pas le cas précédemment (Tableau IV-8).

La part d'énergie renouvelable dans les réseaux varie également d'un réseau à l'autre ce qui favorise également les systèmes multi-énergies dans le cas britannique et allemand. En effet, avec une part d'énergie renouvelable dans le réseau plus grande, un système de taille fixe permet d'obtenir une plus grande fraction d'énergie renouvelable. Cela est de moins en moins vrai à mesure que les systèmes apportent une grande quantité d'énergie, car celle apportée par le réseau diminue. À l'inverse, cela est particulièrement visible pour les premiers points des fronts de Pareto. Dans le cas français, la plus basse fraction d'énergie renouvelable dans le front de Pareto est de 23,6 % contre 47,4 % au Royaume-Uni et 57 % en Allemagne (valeur pour optimum économique).

Ces deux effets ensemble font que les fractions d'énergies renouvelables pouvant être atteintes avec des systèmes rentables économiquement changent fortement selon le type de mix énergétique. Dans le cas français, comme cela est visible dans la section IV.3.1.2, la plus grande fraction d'énergie renouvelable pour un système rentable est l'optimum économique uniquement composé d'une petite surface de PV. Cela reste le cas dans le cas polonais avec seulement une surface PV légèrement plus grande. Pour ces deux mix énergétiques, des fractions d'énergie renouvelable similaires, légèrement supérieures à 30 %, sont observées. En revanche, dans les cas britannique et allemand ces fractions augmentent fortement en raison comme évoqué ci-dessus de la plus grande fraction d'énergie renouvelable du réseau ainsi que la viabilité de système multi-énergies de plus grande taille. Cela permet d'atteindre des fractions d'énergie renouvelable de respectivement 56,3 % et 76,7 % à l'aide de système multi-énergies avec PV, batterie et petits composants hydrogène. Les configurations sont résumées dans le Tableau IV-9.

Même si dans l'ensemble les systèmes présentent de meilleures performances dans les 3 nouveaux cas que dans le cas français, cela n'est pas assez marqué pour que les conclusions sur la compétitivité économique du système évoluent pour de grandes fractions d'énergie renouvelable. À plus basses valeurs de fraction d'énergie renouvelable, les types de systèmes devenant compétitifs évoluent, de PV seul vers PV et batterie et finalement PV, batterie et petits composants hydrogène.

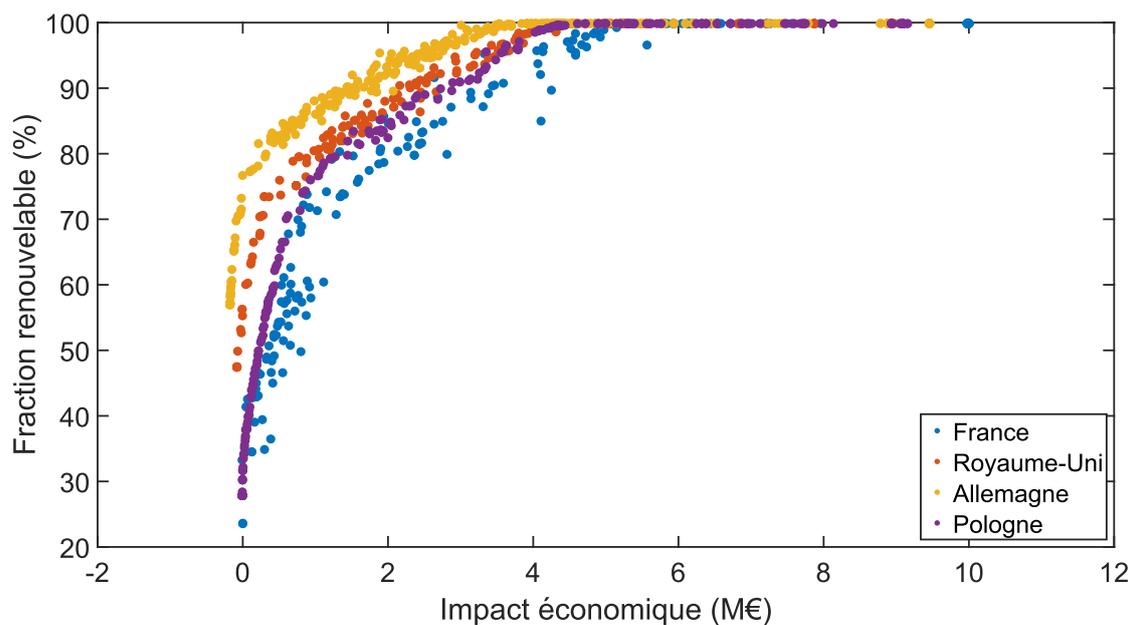


Figure IV-16 : Vue du front de Pareto coté économique- ENR pour 4 types de réseaux européens

Tableau IV-8 : Tailles des optimums économiques selon le type de réseau (cas quartier passif)

Composants	France	Royaume-Uni	Allemagne	Pologne
PV (monocristallin)	220 m ²	368 m ²	528 m ²	202 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	6,2 kWh	23,6 kWh	0 kWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	0 kW	0 kW	0 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	0 kW	0 kW	0 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	0 kg _{H2}	0 kg _{H2}	0 kg _{H2}
Impact économique	-9,6 k€	-81 k€	-176 k€	-6 k€
Impact environnemental	25,7 tCO ₂ eq	-229 tCO ₂ eq	-554 tCO ₂ eq	-671 tCO ₂ eq
Fraction ENR	33,3 %	47,4 %	57 %	27,9 %

Tableau IV-9 : Configurations rentables avec la plus haute fraction ENR selon le type de réseau (cas quartier passif)

Composants	France	Royaume-Uni	Allemagne	Pologne
PV (monocristallin)	220 m ²	741 m ²	1448 m ²	302 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	82,5 kWh	458 kWh	0 kWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	4,2 kW	1,6 kW	0 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	0,3 kW	0,3 kW	0 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	3,8 kg _{H2}	2,9 kg _{H2}	0 kg _{H2}
Impact économique	-9,6 k€	-8,5 k€	-2.8 k€	-0,3 k€
Impact environnemental	25,7 tCO ₂ eq	-321 tCO ₂ eq	-1244 tCO ₂ eq	-925 tCO ₂ eq
Fraction ENR	33,3 %	56,3 %	76,7 %	31,7 %

Pour étudier l'évolution des émissions de CO₂ équivalent du système, le côté environnemental- ENR des 4 fronts de Pareto est visible sur la Figure IV-17. La différence entre les réseaux y est ici plus fortement marquée. Le réseau français est le seul cas où le point sans système (avec un impact environnemental de 0 tCO₂eq) apparaît dans le front de Pareto. Ceci implique que dans tous les autres cas, le système apporte des réductions en émission en plus d'augmenter la proportion d'énergie renouvelable utilisée dans le quartier. Ceci indique que la valeur de la teneur en carbone du mix énergétique impacte fortement la compétitivité des systèmes.

Le front de Pareto pour le Royaume-Uni présente un point d'inflexion aux alentours des 75 % d'énergie renouvelable. Augmenter la fraction d'énergie renouvelable et donc diminuer l'électricité consommée du réseau national améliore également les performances environnementales jusqu'à ce point. Après ce point d'inflexion, cette tendance s'inverse et les performances environnementales commencent à diminuer. Dans le cas allemand, ce changement de tendance est également visible, mais pas assez important pour inverser l'évolution des performances environnementales. Pour la Pologne, en raison de la très haute teneur en carbone du réseau national, aucun compromis n'est visible et augmenter la fraction d'énergie renouvelable permet systématiquement d'améliorer les performances jusqu'à 100 %. À l'inverse, avec le mix énergétique français, la teneur est trop faible et même pour de faibles fractions d'énergie renouvelable, aucune amélioration des performances n'est observée. Pour chaque front de Pareto, les performances se dégradent fortement proche de 100 % d'énergie renouvelable pour réussir à gagner les 0,01 % de la consommation les plus difficiles à obtenir. Ce changement de comportement est présent entre 70 et 80 % de fraction d'énergie renouvelable pour les 4 types de mix énergétique. L'inflexion est moins visible, mais également présente sur la partie économique du front de Pareto, dans laquelle au-delà de 70-80 %, les performances économiques se dégradent plus rapidement avec l'augmentation de la fraction d'énergie renouvelable.

Il est possible d'identifier les raisons de ce changement de tendance en regardant les 4 optimums environnementaux, décrits dans le Tableau IV-10. Comme évoqué ci-dessus, dans le cas britannique l'optimum se situe aux alentours de 75 % de fraction d'énergie renouvelable au niveau du point d'inflexion. Pour le cas polonais et allemand, l'optimum se situe proche du maximum de fraction d'énergie renouvelable avant la forte augmentation des tailles des composants. Pour ces deux cas, la configuration optimale est similaire. Elle représente un système avec une base PV et batterie pour la consommation journalière et le stockage hydrogène pour le stockage saisonnier. À l'inverse le cas britannique utilise presque uniquement la combinaison PV et batterie pour répondre à la charge. Les composants hydrogène ne sont utilisés que pour les semaines d'été et de mi-saison avec une très faible production PV.

Le point d'inflexion marque donc le début du recours au stockage saisonnier par hydrogène. Ce type de stockage est nécessaire pour répondre à la charge hivernale et donc obtenir des fractions d'énergie renouvelable élevée, mais requiert de fortement augmenter la taille des composants hydrogène. Ceci augmente donc les coûts d'investissement et les émissions sur le cycle de vie du système. Dans les cas allemand et polonais, cette augmentation d'émission n'est pas assez forte pour compenser ce que le système apporte en fournissant la demande d'énergie hivernale, alors que dans le cas britannique répondre à la charge hivernale inverse la tendance et diminue les performances environnementales.

Dans l'ensemble les systèmes multi-énergies apportent des gains environnementaux dans tous les nouveaux cas d'étude, ce qui illustre bien la spécificité du mix énergétique français en termes de teneur en carbone et l'impact que cette spécificité a sur les résultats.

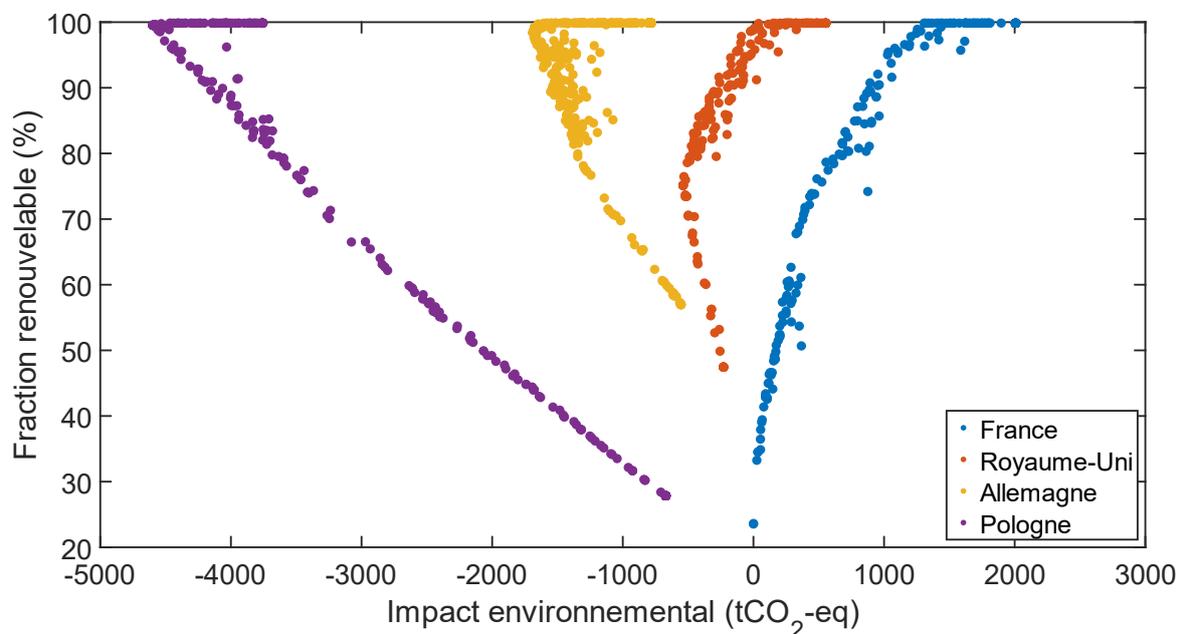


Figure IV-17 : Vue du front de Pareto côté environnemental-ENR pour 4 types de réseaux européens

Tableau IV-10 : Optimum environnemental selon le type de réseau (cas quartier passif)

Composants	France	Royaume-Uni	Allemagne	Pologne
PV (monocristallin)	0 m ²	1249 m ²	2655 m ²	2776 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	490 kWh	952 kWh	1,1 MWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	131 kW	336 kW	333 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	18 kW	53 kW	64 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	31 kg _{H2}	3,7 t _{H2}	3,9 t _{H2}
Impact économique	0 k€	737 k€	3,3 M€	4,4 M€
Impact environnemental	0 tCO ₂ eq	-538 tCO ₂ eq	-1688 tCO ₂ eq	-4601 tCO ₂ eq
Fraction ENR	23,5 %	75,1 %	98,4 %	99,6 %

IV.3.1.4.2. Évolution des performances autour de configurations fixes

Il est possible d'observer sur la Figure IV-17 que dans le cas du mix énergétique britannique, la quasi-totalité de la demande en énergie du quartier peut être fournie par des énergies renouvelables (99%) tout en gardant des émissions sur le cycle complet du système proche de la neutralité (gain de 0,9 tCO₂eq sur 20 ans). La teneur en moyenne annuelle du réseau britannique de 0,247 kgCO₂eq.kWh⁻¹ et la fraction d'énergie renouvelable moyenne du réseau de 34,5 % semblent donc proche de la limite pour obtenir cet équilibre. Cet équilibre est intéressant, car il représente l'équilibre où un système fournissant la totalité de la charge du quartier reste toujours carbone neutre. Il peut donc être intéressant d'étudier l'évolution selon le type de mix énergétique considéré de ce point, ainsi que d'autres configurations incluses dans le front de Pareto.

Cette configuration du cas britannique proche de l'équilibre est composée de 37 m² de PV par habitation, accompagnée d'une batterie de 456 kWh, une pile à combustible de 57 kW, un électrolyseur de 352 kW et un réservoir d'hydrogène de 4,3 tH₂. Cette configuration sera appelée par la suite (GB-99-ENR). Pour une configuration fixe, le profil de charge nette n'étant pas impacté par le changement de mix énergétique, ni l'impact des composants, ni le gain énergétique ne changent. De plus, pour ce point la part d'énergie renouvelable dans le réseau n'a également pas d'impact, car presque aucune énergie n'est prélevée au réseau. L'impact environnemental du système dans cette configuration varie donc de mix énergétique en mix énergétique uniquement en fonction du profil annuel de teneur en carbone. Il est donc possible d'étudier l'évolution de la position de la configuration GB-99-ENR dans le front de Pareto environnemental-ENR en faisant varier la teneur en carbone du réseau électrique.

En conservant la variation annuelle et en faisant varier uniquement la moyenne annuelle par un facteur d'ajustement, on peut tracer la courbe illustrée sur Figure IV-18. Comme pressenti, le point d'équilibre carbone pour la configuration GB-99-ENR se situe à une teneur proche de celle du réseau anglais (246,81 contre 246,79 gCO₂eq.kWh⁻¹ pour le réseau anglais). Dans tout mix énergétique avec une

teneur en carbone de l'électricité supérieure à $247 \text{ gCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$, le système multi-énergies peut apporter environ 100 % des besoins du quartier passif tout en restant au pire carbone neutre sur 20 ans. En 2021, cela incluait 19 des 26 pays de l'Union Européenne (excluant Malte par manque de données) soit environ 70 % [119].

L'estimation faite avec la variation de la moyenne annuelle est comparée avec le calcul de performance complète sur la Figure IV-18. L'évolution est assez faible, cela semble indiquer que faire varier uniquement le taux annuel moyen sans prendre en compte les variations horaires du taux de carbone n'impacte pas fortement l'estimation des performances environnementales.

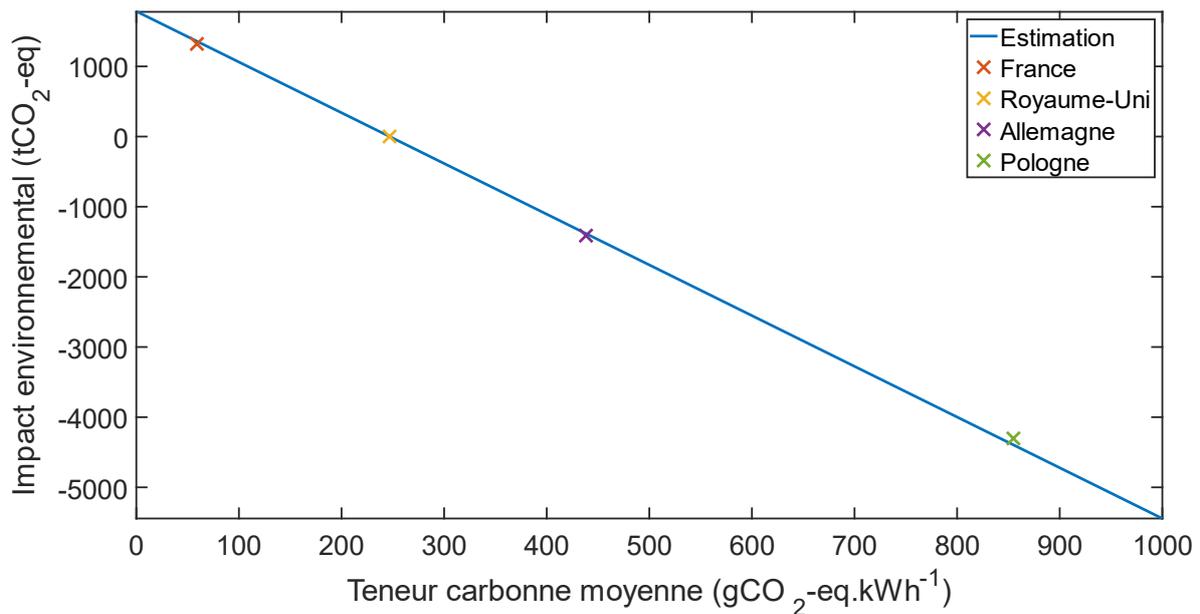


Figure IV-18 : Évolution des performances environnementales en fonction de la teneur moyenne du réseau (GB-99-ENR)

Pour l'étude précédente, seule la teneur en carbone du mix énergétique est impactante, cependant cela n'est vrai que proche des 100 % de fraction d'énergie renouvelable. Pour tout autre point, son évolution dans le Front de Pareto environnemental-ENR est également régie par le profil horaire de fraction d'énergie renouvelable du réseau électrique. En faisant la même hypothèse que précédemment et en réduisant la variation entre les mix énergétiques uniquement à travers l'évolution de la moyenne annuelle, cela permet donc d'estimer rapidement l'évolution de la position de n'importe quel point sur le front de Pareto environnemental-ENR.

Par exemple, on étudie une configuration du cas britannique avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 75 %, appelée dans la suite GB-75-ENR. Cette configuration est composée de $12,5 \text{ m}^2$ de PV par habitation, accompagnés d'une batterie de 490 kWh, d'une pile à combustible de 18 kW, d'un électrolyseur de 131 kW et d'un réservoir d'hydrogène de $25,6 \text{ kgH}_2$. La configuration GB-75-ENR présente dans le cas du mix énergétique britannique un gain d'émission de $540 \text{ tCO}_2\text{eq}$ et une fraction d'énergie renouvelable de 75,1 %. En remplaçant les valeurs moyennes annuelles du réseau par celles

du réseau français, cette configuration donnerait une augmentation des émissions de 320 tCO₂eq et une fraction d'énergie renouvelable de 70,5 %.

Si le calcul est effectué en prenant en compte la variation complète horaire du réseau français, ces résultats deviennent une augmentation des émissions de 340 tCO₂eq et une fraction d'énergie renouvelable de 69,5 %. Ces valeurs restent proches de celles calculées précédemment, l'étude basée uniquement sur les variations des données semble suffisante pour saisir la tendance de l'évolution des performances d'un mix énergétique à l'autre.

La démarche peut donc être étendue à tous les pays de L'Union Européen en se basant sur les données d'electricity map pour 2021 résumées dans l'Annexe E [119], ce qui donne pour la configuration GB-75-ENR la Figure IV-19. Pour la majorité des pays de l'Union Européenne, l'impact environnemental de cette configuration est compris entre un gain sur 20 ans de 1500 tCO₂eq et la neutralité carbone. La configuration GB-75-ENR est neutre carbone ou mieux dans tous les pays sauf pour la France et Suède qui possèdent un mix fortement décarboné (28 gCO₂eq.kWh⁻¹ pour la Suède 52 gCO₂eq.kWh⁻¹ pour la France). Par rapport aux 4 mix énergétiques étudiés extensivement par optimisation ci-dessus, l'Allemagne et le Royaume-Uni semblent se dessiner dans le Front de Pareto comme dans la moyenne alors que la Pologne et la France représentent les extrêmes.

La fraction d'énergie renouvelable varie, entre 70 et 90 %, ce qui indique que dans un mix énergétique à forte proportion d'énergie renouvelable, le système permet presque d'annuler la dépendance à l'autre type d'énergie. Les pays avec des fractions d'énergie renouvelable proche de 90 % pour cette configuration sont la Suède, l'Autriche et le Danemark. Ces trois pays possèdent des mix énergétiques majoritairement basés sur les énergies renouvelables (hydroélectricité et éolien pour la Suède ainsi que l'Autriche et éolien et biomasse pour le Danemark). De manière générale, les pays en haut à droite de la figure sont les pays avec la plus grande part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique (top 5 : Danemark, Suède, Autriche, Portugal et Luxembourg), en bas à droite les pays avec le plus haut taux de nucléaire (top 5 : France, Belgique, Slovaquie, Bulgarie et République Tchèque) et en bas à gauche les pays avec un fort recours aux énergies fossiles (Pologne et Chypre).

La fraction d'énergie renouvelable entre la France et la Suède est assez différente malgré des teneurs en carbone similaire en raison de la différence de mix, la France reposant plus sur le nucléaire (non renouvelable) et moins sur l'hydro-électricité (renouvelable) que la Suède. Le mix français en 2021 est de 70 % de nucléaire, 11 % d'hydroélectricité, 7 % d'éolien, 6 % de gaz naturels et 6 % d'autres énergies (gaz, PV, biomasse, etc.) [119]. Le mix suédois en 2021 est de 41 % d'hydroélectricité, 30 % de nucléaire, 22 % d'éolien et 7 % d'autres énergies [119].

La méthodologie utilisée pour la GB-75-ENR peut être étendue à l'ensemble des points du front de Pareto. En partant toujours du front de Pareto du cas britannique, chaque configuration est étudiée pour les 27 pays Européens. Les résultats sont rassemblés en fonction de la fraction d'énergie renouvelable dans la Figure IV-20. Sur l'ensemble des fractions, la médiane est toujours négative ce qui induit que dans la majorité des configurations, le système apporte des gains en termes d'émission, quelle que soit la fraction d'énergie renouvelable à atteindre. **Ce résultat généralise la conclusion faite**

précédemment, le système multi-énergies est compétitif environnementalement avec l'électricité du réseau dans la majorité des pays européens.

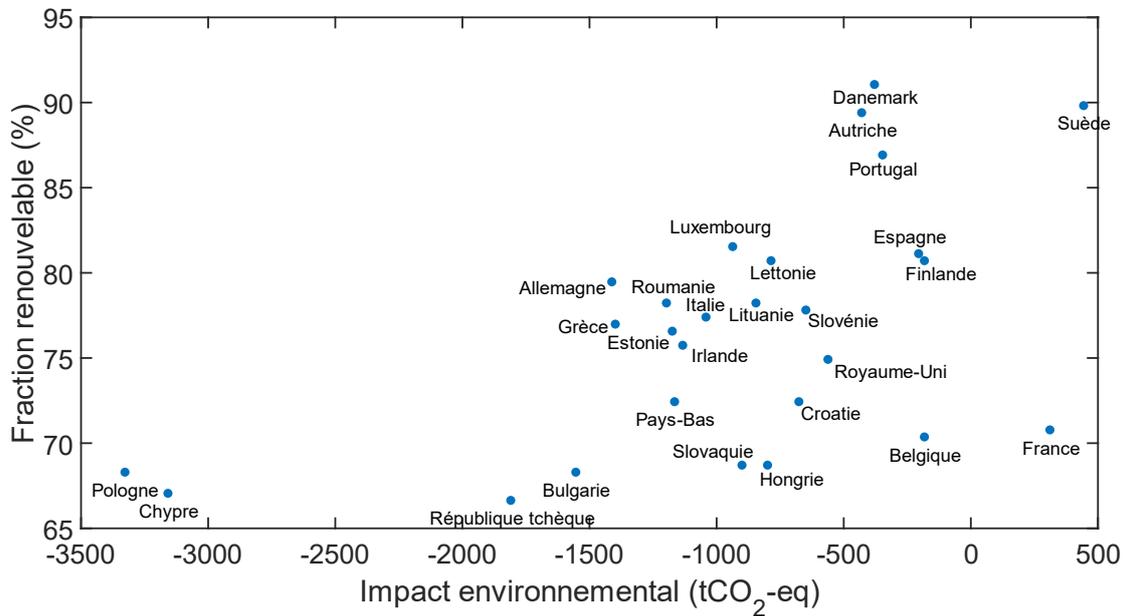


Figure IV-19 : Évolution des performances environnementales et d'énergie renouvelable de la configuration sélectionnée (GB-75-ENR)

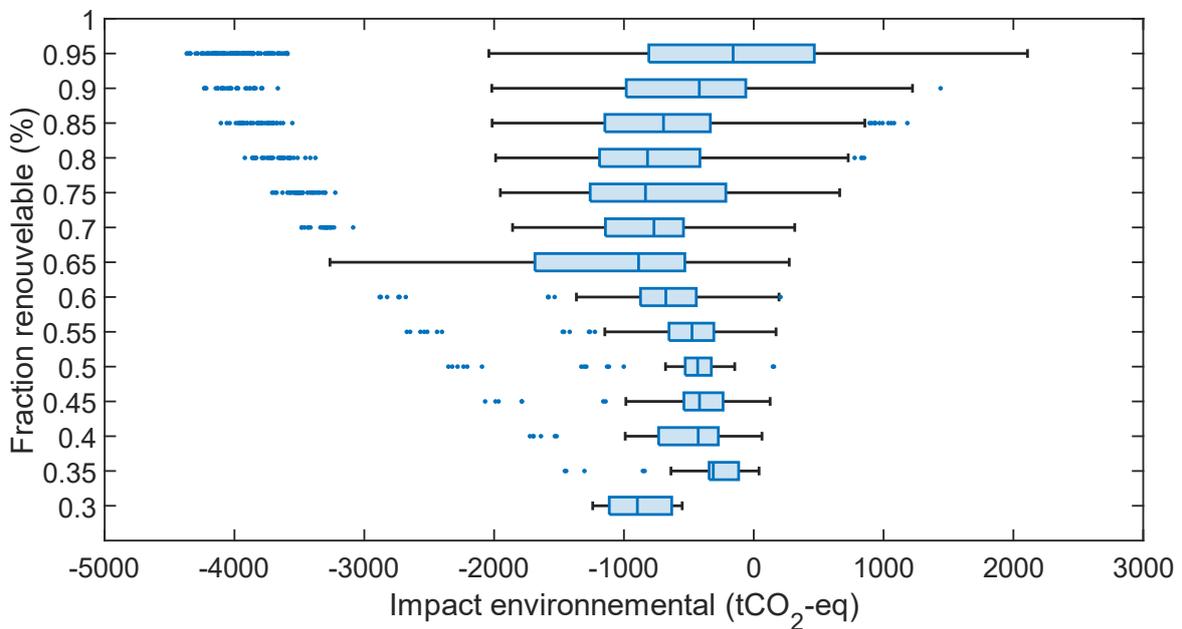


Figure IV-20 : Évolution des performances environnementales du Front de Pareto du cas britannique selon le type de mix énergétique européen (groupé par 5 % de fraction d'énergie renouvelable)

Une démarche similaire peut être effectuée pour l'analyse économique en fonction du tarif de l'électricité par kilowattheure. Avec la même méthodologie que pour la partie environnementale-renouvelable, l'évolution des configurations dans le front de Pareto économique-ENR peut être approximée en faisant varier uniquement le tarif moyen annuel de l'électricité.

Par exemple, on étudie de nouveau la configuration GB-99-ENR Comme précédemment, pour cette configuration, les résultats ne sont pas impactés par la part d'énergies renouvelables dans le réseau électrique, car l'électricité qu'il fournit est proche de zéro. Seul le tarif de l'électricité impacte les performances de cette configuration. L'évolution des performances est estimée sur la Figure IV-21. Selon cette estimation, un tarif de l'électricité de plus de 1,4 €. kWh^{-1} serait nécessaire pour qu'une configuration apportant presque 100 % de la consommation soit neutre économiquement sur 20 ans. Cette valeur est bien trop importante pour que le système fournissant 99% de la consommation soit compétitif économiquement.

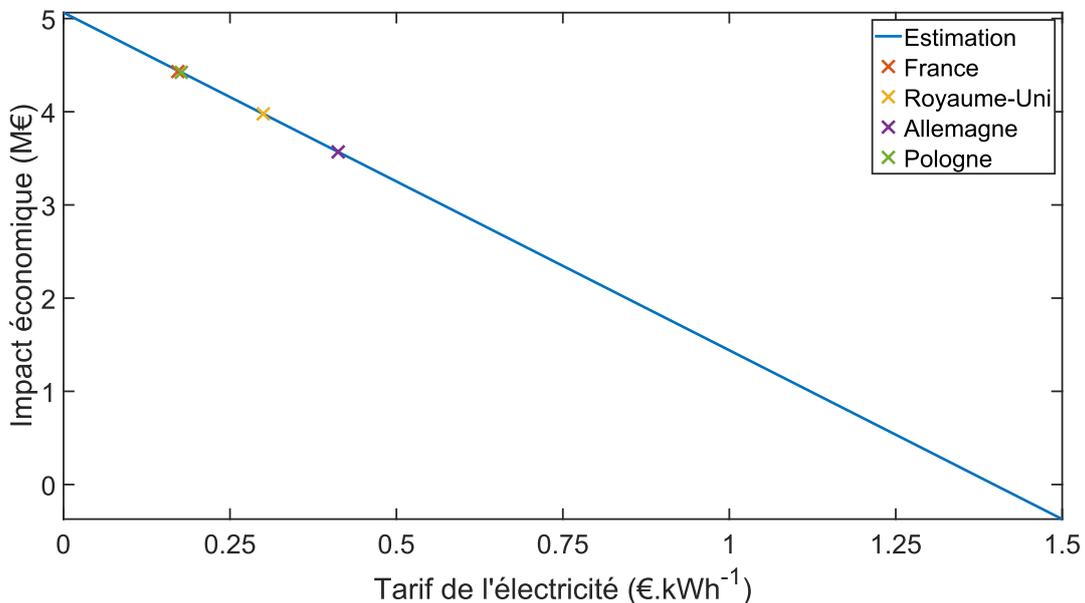


Figure IV-21 : Évolution des performances économiques en fonction de la teneur moyenne du réseau (GB-75-ENR)

En continuant de suivre la même méthodologie que pour la partie environnementale, la configuration GB-75-ENR est étudiée pour les différents pays de l'Union Européenne en utilisant les tarifs de l'électricité résumés dans le Tableau E-1, provenant des données d'Eurostat [145]. L'évolution des performances de cette configuration est illustrée sur la Figure IV-22. Pour aucun mix énergétique européen, le système ne permet de gain économique sur 20 ans malgré une forte évolution entre les impacts économiques. Dans le meilleur des cas, le système coûte 341 k€ sur 20 ans avec un tarif de 0,475 €. kWh^{-1} aux Pays-Bas. Dans la situation la moins favorable, le système coûte 1,15 M€ sur 20 ans avec un tarif de 0,114 €. kWh^{-1} en Bulgarie. La variation de la fraction d'énergie renouvelable est identique au cas précédent.

Finalement, comme pour l'analyse environnementale, l'estimation des performances économiques peut être étendue à l'ensemble du front de Pareto (cas britannique) ce qui donne la Figure IV-23. La médiane est dans la partie négative de l'impact économique jusqu'à 55-60 % de renouvelable. Pour la majorité des pays européens, les systèmes multi-énergies restent rentables économiquement jusqu'à cette limite. Une fois dépassée, l'investissement nécessaire augmente trop fortement avec la fraction d'énergie renouvelable pour que le système soit compétitif économiquement, quel que soit le mix énergétique considéré. **Ce résultat généralise à l'ensemble des pays de l'Union européenne les conclusions faites précédemment, le système multi-énergies n'est dans l'ensemble pas compétitif économiquement avec l'électricité du réseau dans la majorité des pays européens.**

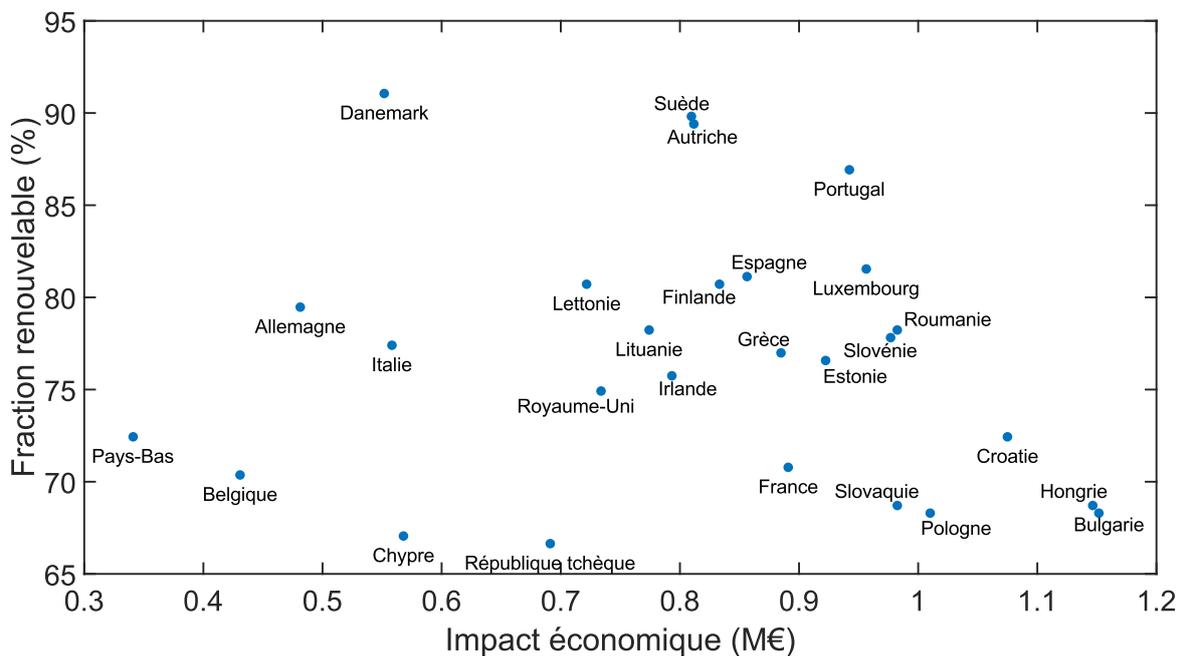


Figure IV-22 : Évolution des performances économiques et d'énergie renouvelable de la configuration sélectionnée (GB-75-ENR)

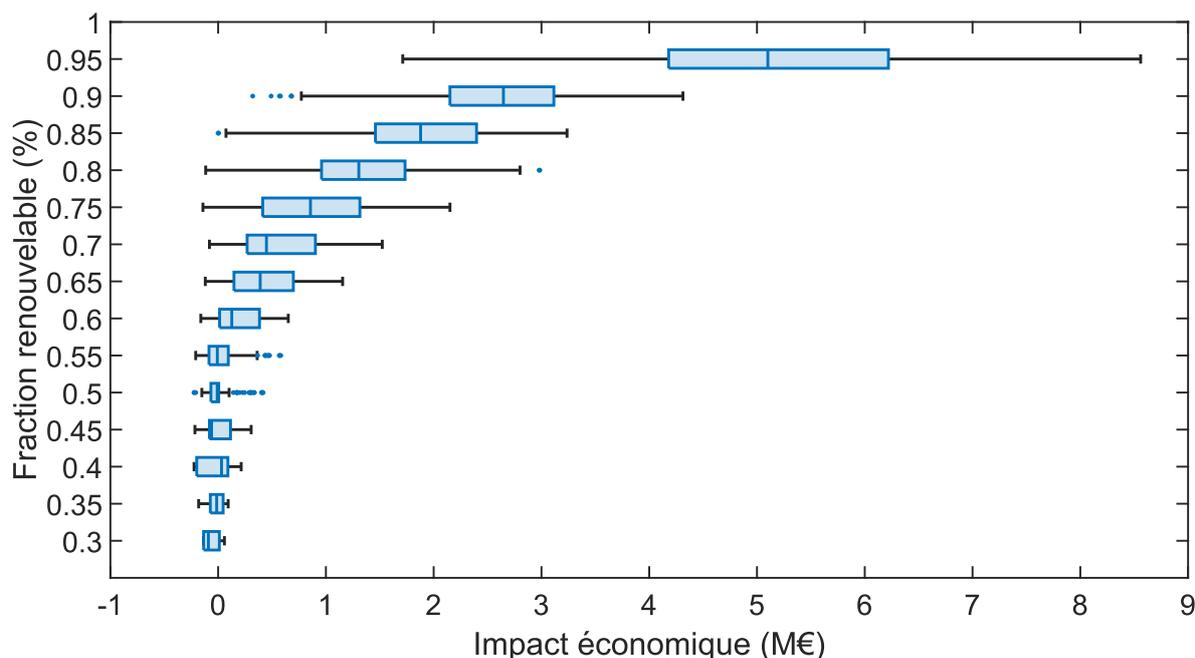


Figure IV-23 : Évolution des performances économiques du Front de Pareto (cas britannique) selon le mix énergétique européen (groupé par 5 % de fraction d'énergie renouvelable)

IV.3.1.4.3. Impacts des composants sur les performances

Les performances des systèmes multi-énergies sont influencées d'un côté par les paramètres du réseau électrique à travers l'économie d'électricité qu'il apporte et de l'autre côté par l'investissement économique et les émissions de CO₂ équivalentes nécessaire à la création du système. Pour étudier ce second aspect des performances du système, il faut étudier quels sont les impacts des différents composants du système (panneau PV, pile à combustible, électrolyseur, réservoir d'hydrogène et batterie).

Pour cela, 3 configurations du front de Pareto avec respectivement une fraction d'énergie renouvelable de 99 %, 75 % et 50 % sont sélectionnées (cas français), appelé respectivement FR-99-ENR, FR-75-ENR et FR-50-ENR. Dans un premier temps, l'impact économique des composants est évalué à travers leurs coûts actualisés d'investissement, de remplacement ainsi que de fonctionnement et de maintenance. Les tailles des composants correspondant ainsi que leurs parts dans l'impact économique du système sont résumés dans les Tableau IV-11 à Tableau IV-13.

Pour la configuration FR-99-ENR, l'impact économique est d'environ 5 M€ (Tableau IV-11). Une réduction de cette valeur à 0 serait donc nécessaire pour avoir un système compétitif économiquement sur les 20 ans de sa durée. Dans cette configuration l'impact économique des composants est de 5,6 M€. Le composant le plus impactant est le réservoir d'hydrogène suivi des panneaux PV et de l'électrolyseur. La batterie et la pile à combustible ont un impact moins grand, mais non négligeable. Le gain de 641 k€ apporté par l'énergie produite par le système ne permet pas de rendre cette configuration compétitive économiquement même avec une forte réduction de l'impact des composants, car une réduction de presque 90 % serait nécessaire.

Cependant, plus la fraction d'énergie renouvelable diminue, et donc plus la configuration diminue en taille, moins les réductions nécessaires sont importantes. Par exemple, pour la configuration FR-75-ENR, un impact économique de 1,5 M€ est estimé (Tableau IV-12). Dans cette configuration, l'impact environnemental des composants est de 2 tCO₂eq. Ici, les panneaux PV et l'électrolyseur sont les plus impactants suivis par la batterie et le réservoir d'hydrogène. La pile n'a ici qu'un impact minime. Une réduction des coûts des composants de 75 % est donc nécessaire pour rendre le système compétitif économiquement ce qui est également extrêmement difficile.

En revanche, cette diminution des réductions nécessaires avec la diminution de la fraction d'énergie renouvelable n'est pas toujours observable. En effet, certaines configurations apparaissent dans le front de Pareto en raison de leurs performances environnementales et non économiques. Elles présentent donc de moins bonnes performances sur cet indicateur ce qui implique des réductions de coûts nécessaires pour être compétitif plus importantes. Cela est observable sur la configuration FR-50-ENR dans le cas français qui présente un impact économique de 800 k€ (Tableau IV-13). Dans cette configuration, l'impact économique des composants est de 1 M€. Une réduction de 80 % des coûts des composants serait donc nécessaire ce qui est plus important que pour la configuration avec une fraction d'énergie renouvelable de 75 % présentée précédemment. Sur l'ensemble du front de Pareto, les réductions de coût des composants nécessaires pour n'engendrer aucun surcoût sur la durée de vie du système sont détaillées dans la Figure IV-24.

Pour toutes les configurations du Front de Pareto du cas français, la répartition de l'impact économique des composants est illustrée sur la Figure IV-25. Sur les configurations avec de faibles fractions d'énergies renouvelables, le photovoltaïque est le composant avec le plus grand impact. Puis avec le passage de PV seul vers PV plus batterie, la part de la batterie augmente fortement. Dans un second temps, la proportion des systèmes hydrogène augmente à son tour et notamment le réservoir d'hydrogène, à l'inverse de la batterie qui diminue petit à petit. Cela marque le passage de système PV plus batterie à système avec PV, batterie et stockage saisonnier d'hydrogène. La limite de l'utilisation de stockage saisonnier est située à l'alentour des 75 % de fraction d'énergie renouvelable.

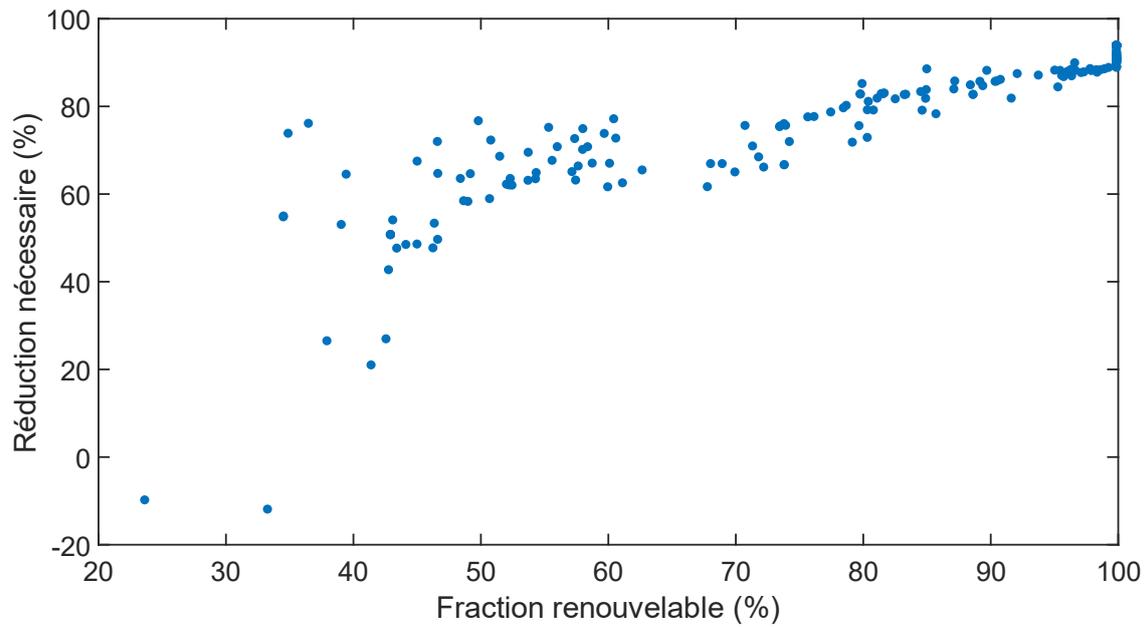


Figure IV-24 : Réductions des coûts des composants nécessaires pour rendre le système compétitif économiquement

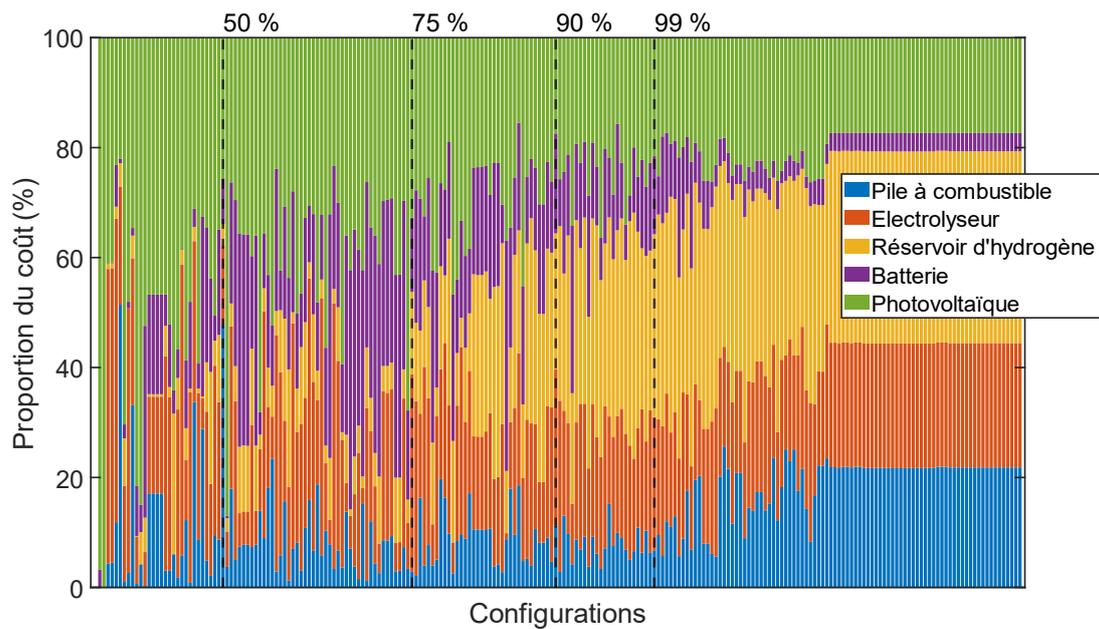


Figure IV-25 : Répartition des coûts du système par composants pour les configurations du front de Pareto (classé par fraction d'énergie renouvelable)

Tableau IV-11 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 99 % (FR-99-ENR)

Composants	Tailles	Proportion coût	Proportion émission
PV (monocristallin)	3283 m ²	21,6 %	67,9 %
Battery (Li-on)	977 kWh	14,2 %	13,2 %
Électrolyseur (PEM)	491 kW	24,2 %	1 %
Pile à combustible (PEM)	98 kW	6,8 %	0,3 %
Réservoir d'hydrogène	3,9 t _{H2}	33,3 %	17,6 %

Tableau IV-12 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 75 % (FR-75-ENR)

Composants	Tailles	Proportion coût	Proportion émission
PV (monocristallin)	1805 m ²	32,7 %	78,7 %
Battery (Li-on)	336 kWh	13,5 %	11,8 %
Électrolyseur (PEM)	212 kW	36 %	1 %
Pile à combustible (PEM)	15 kW	2,8 %	0,2 %
Réservoir d'hydrogène	598 kg _{H2}	14,9 %	8,3 %

Tableau IV-13 : Configuration avec une fraction d'énergie renouvelable proche de 50 % (FR-50-ENR)

Composants	Tailles	Proportion coût	Proportion émission
PV (monocristallin)	723 m ²	25,6 %	81,1 %
Battery (Li-on)	106 kWh	8,3 %	12,1 %
Électrolyseur (PEM)	42 kW	14,3 %	0,7 %
Pile à combustible (PEM)	128 kW	47,8 %	2,2 %
Réservoir d'hydrogène	70 kg _{H2}	4 %	3,8 %

Du côté environnemental, la démarche d'étude d'impact des composants est similaire. Pour atteindre une performance donnée, les émissions de CO₂ équivalent du système doivent diminuer de manière plus ou moins importante selon la fraction d'énergie renouvelable considérée. La répartition entre les composants impactant est ici différente. Les proportions des impacts environnementaux pour les 3 configurations testées ci-dessus sont décrites dans les Tableau IV-11 à Tableau IV-13.

Pour la configuration FR-99-ENR, l'impact environnemental est de 1255 tCO₂eq. Une réduction de cette valeur à 0 serait donc nécessaire pour atteindre la neutralité carbone du système tout en fournissant la totalité de la consommation énergétique du quartier avec des énergies renouvelables. Dans cette configuration, l'impact environnemental des composants est de 1726 tCO₂eq. Cet impact est en majorité dû aux panneaux PV et en moindre mesure dû au réservoir et à la batterie. Le gain de 470 tCO₂eq apporté par l'énergie produite par le système ne permet pas de rendre cette configuration carbone neutre même avec une forte réduction de l'impact des composants, car une réduction d'environ 73,4 % serait nécessaire.

Comme pour l'indicateur économique, plus la fraction d'énergie renouvelable diminue, et donc plus la configuration diminue en taille, moins les réductions nécessaires sont importantes. Par exemple, la configuration FR-75-ENR présente un impact environnemental de 523 tCO₂eq. Dans cette configuration, l'impact environnemental des composants est de 819 tCO₂eq et est réparti de la manière similaire à la précédente, même s'il est possible de noter que la part du réservoir d'hydrogène a baissé, car la quantité de stockage a fortement baissé. Une réduction des émissions sur le cycle de vie de 64,2 % est donc nécessaire pour atteindre la neutralité carbone soit pour le PV passer de 2113 kgCO₂eq.kWc⁻¹ à 756 kgCO₂eq.kWc⁻¹, pour la batterie (336 kWh) passer de 144 kgCO₂eq.kWh⁻¹ à 51,6 kgCO₂eq.kWh⁻¹ et pour le réservoir (598 kgH₂) passer de 113 kgCO₂eq.kgH₂⁻¹ à 40,5 kgCO₂eq.kgH₂⁻¹. Pour la batterie, augmenter sa durée de vie de 10 à 20 ans permettrait également d'apporter de réduire ses émissions de 50 %. Les réductions nécessaires restent assez importantes pour cette configuration.

Pour finir, la configuration FR-50-ENR présente un impact environnemental de 171 tCO₂eq. Dans cette configuration, l'impact environnemental des composants est de 318 tCO₂eq. L'impact des composants est ici presque exclusivement dû au panneau PV et à la batterie. Une réduction des émissions sur le cycle de vie de 54 % est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone soit pour le PV passer de 2113 kgCO₂eq.kWc⁻¹ à 972 kgCO₂eq.kWc⁻¹ et pour la batterie (106 kWh) passer de 182 kgCO₂eq.kWh⁻¹ à 83,6 kgCO₂eq.kWh⁻¹. Sur l'ensemble du front de Pareto, les réductions d'émission sur le cycle de vie des composants nécessaires pour atteindre la neutralité carbone du système sont détaillées dans la Figure IV-26. Dans l'ensemble les réductions nécessaires sont moins importantes que pour l'indicateur économique, mais restent dans la majorité supérieure à 50 %.

Pour toutes les configurations du Front de Pareto du cas français, la répartition de l'impact des composants est illustrée sur la Figure IV-27. Sur les configurations du front de Pareto, le photovoltaïque est le composant avec le plus grand impact environnemental. Cependant il est important de noter que le PV est également le composant apportant le plus d'énergie au système. Viennent ensuite la batterie et le réservoir d'hydrogène. Au fur et à mesure que la fraction d'énergie renouvelable augmente, la proportion due au réservoir augmente. La distinction entre juste stockage journalier à base de batterie et stockage journalier plus saisonnier est visible ici par la forte augmentation de la proportion du réservoir après 75 % de fraction d'énergie renouvelable.

Dans l'ensemble, les améliorations des coût et émission sur le cycle de vie nécessaires pour rendre le système multi-énergies compétitif avec le réseau électrique sont importantes et d'autant plus importantes que la fraction d'énergie renouvelable souhaitée augmente. **Que cela soit en terme**

économique ou environnemental, une réduction de l'impact des composants seule ne semble pas réaliste pour rendre compétitif le système.

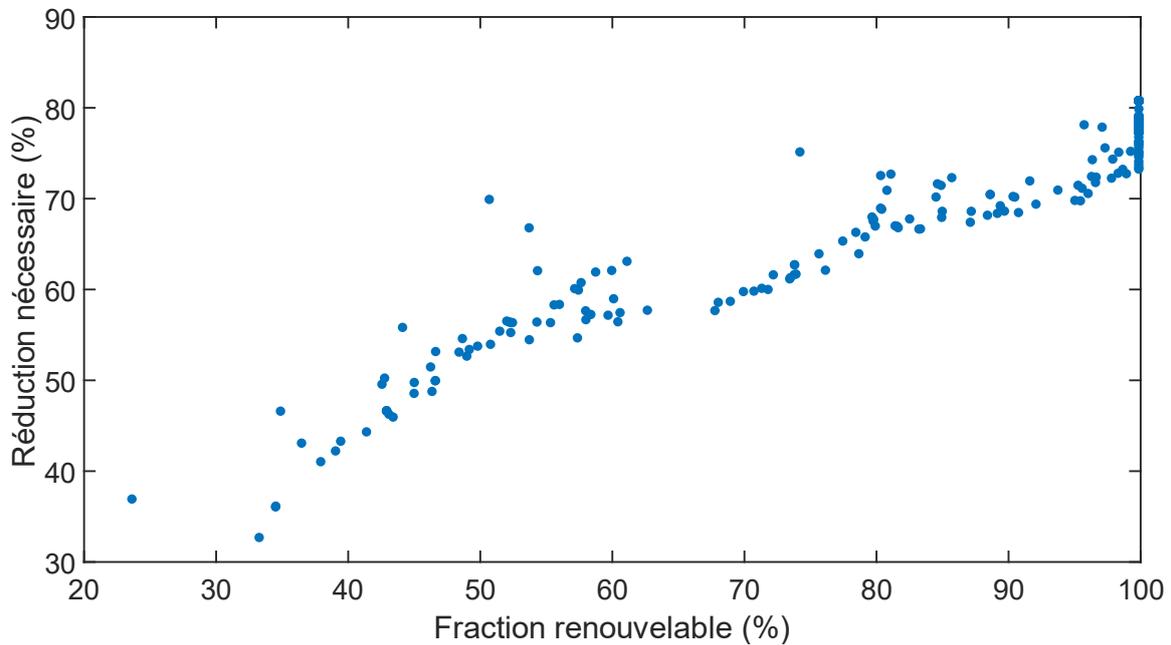


Figure IV-26 : Réductions des émissions sur le cycle de vie des composants nécessaire pour rendre le système compétitif environnementalement

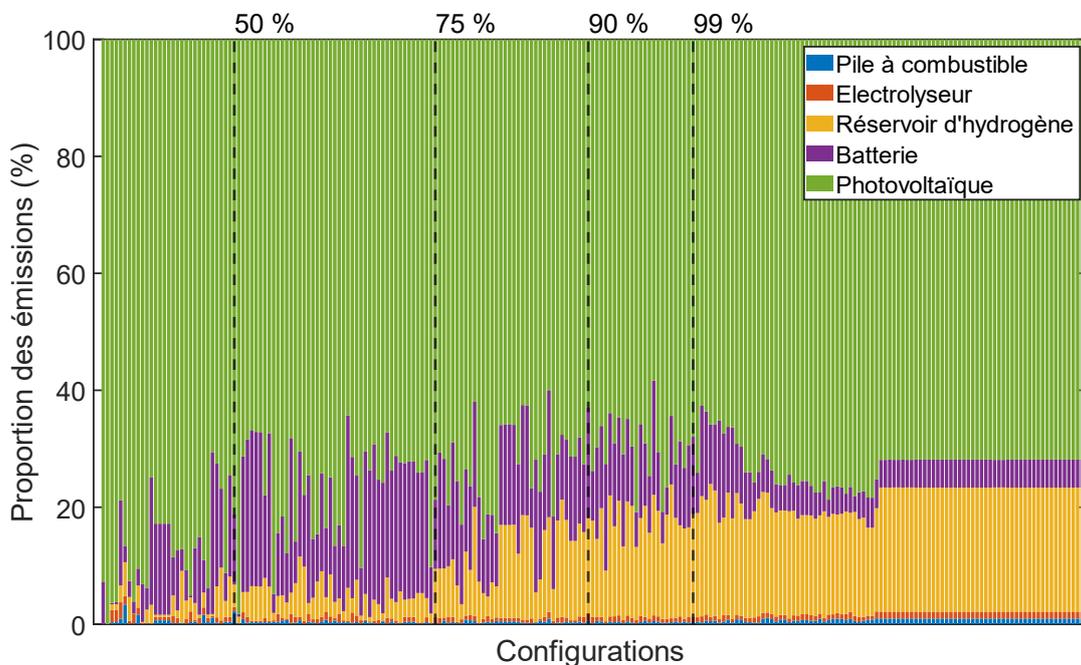


Figure IV-27 : Répartition des émissions du système par composants pour les configurations du front de Pareto (classé par fraction d'énergie renouvelable)

IV.3.1.5 Étude selon la stratégie de commande

IV.3.1.5.1. Analyse des performances selon la stratégie

Pour étudier l'impact de la stratégie de commande sur les performances du système, le type de stratégie utilisé est introduit en tant que variable dans l'optimisation multi-objectifs. La commande induit donc 3 nouvelles variables à valeur entière : le pilotage de la pile à combustible (sur la demande électrique ou thermique), le composant prioritaire sur le déstockage d'énergie (pile à combustible ou batterie) et le composant prioritaire sur le stockage d'énergie (électrolyseur ou batterie). La combinaison de ces variables donne 6 stratégies différentes. En effet, si la pile est pilotée sur la chaleur, elle n'est plus en concurrence avec la batterie pour fournir de l'électricité au bâtiment. Les stratégies utilisées sont décrites dans la section III.4.

L'optimisation est effectuée sur les 3 fonctions objectifs (économique, environnementale et fraction d'énergie renouvelable). Pour simplifier l'analyse, seuls deux fronts de Pareto 2D sont illustrés (Figure IV-28 et Figure IV-29). Du côté du front économique-fraction d'énergie renouvelable, la stratégie apparaissant majoritairement est la stratégie de pilotage de la pile à combustible sur la chaleur associée avec la priorité pour le stockage d'énergie donnée à la batterie. Cette stratégie serait la plus appropriée pour fournir de bonnes performances économiques. La stratégie de pilotage sur la demande électrique avec la priorité aux composants hydrogène apparaît également, mais uniquement pour des fractions d'énergie renouvelable plus faibles. Cette stratégie ne semble pouvoir être en compétition avec la stratégie précédente que pour des systèmes apportant peu d'énergie renouvelable et donc de petites tailles. La stratégie de priorité à la batterie avec pilotage électrique n'apparaît que pour les fractions d'énergie renouvelable les plus importantes. Les autres configurations n'apparaissent qu'à la marge et ne semblent donc pas intéressantes économiquement.

Pour le front émission-fraction d'énergie renouvelable, la stratégie de priorité à la batterie est la plus représentée en particulier à partir de 70 % d'énergie renouvelable. Cette stratégie semble donc permettre les meilleures performances environnementales pour de grandes tailles de système, mais est dominée sur de plus petites tailles. En dessous de 70 % d'énergie renouvelable, un grand nombre de stratégies sont représentées, notamment la stratégie pilotage sur la demande thermique largement dominante sur l'aspect économique, ainsi que la priorité aux systèmes hydrogène avec pilotage électrique également déjà présente du côté économique pour les petites tailles composantes.

De manière générale quand les fractions d'énergie renouvelable sont plus faibles, les écarts sont beaucoup moins marqués et une multitude de commandes apparaissent. Cela se produit, car les systèmes hydrogène sont de petite taille par rapport à celle de la batterie, la batterie fonctionne la majorité du temps seule. Par conséquent, la différence sur la priorité entre les deux n'est donc pas impactante.

Dans l'ensemble, 2 stratégies semblent se dessiner, sur les fronts de Pareto 2D, comme plus intéressantes, une pour chaque méthode de pilotage de la pile. Pour les deux méthodes de pilotage, les performances sont meilleures quand la priorité est donnée à la batterie (stockage et déstockage). La présence des différentes commandes dans ces fronts de Pareto est résumée dans le Tableau IV-14. Sur le front de Pareto 3D les conclusions sont similaires (Figure IV-30). Les deux stratégies évoquées

ci-dessus sont toujours les plus présentes pour de grandes fractions d'énergie renouvelable. Cependant, la stratégie avec pilotage sur l'électricité, priorité donnée à la pile à combustible pour la charge et à la batterie pour la décharge semble présenter un bon compromis sur les indicateurs économique et environnemental.

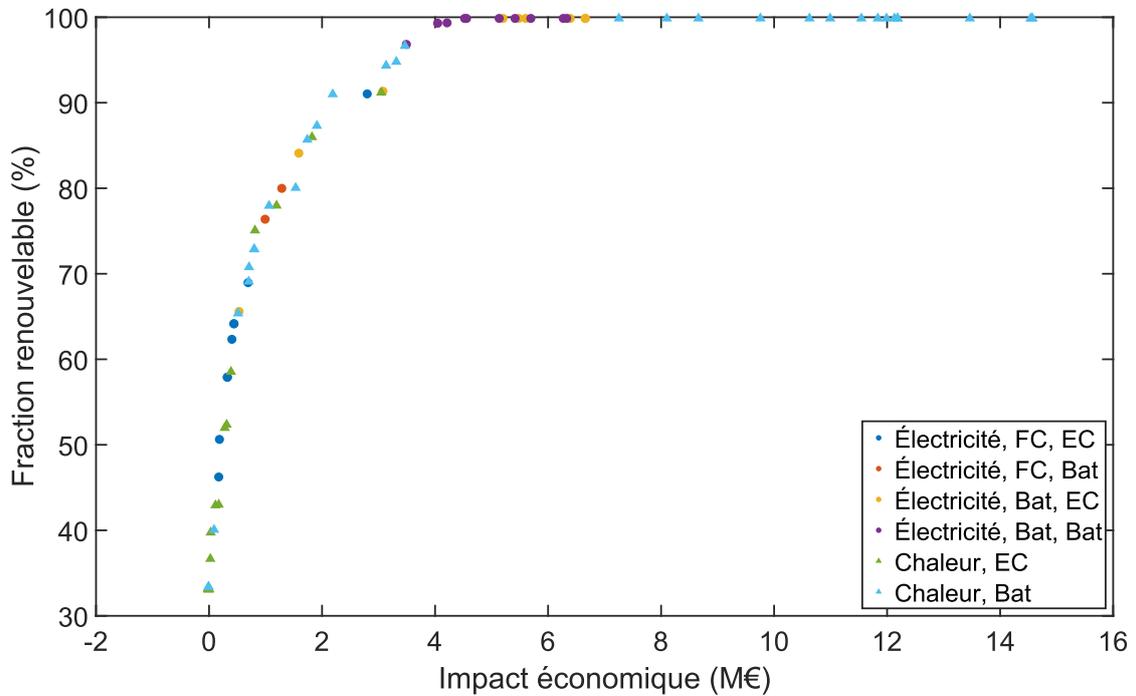


Figure IV-28 : Front de Pareto économique-fraction ENR spécifiant les stratégies des points non dominés

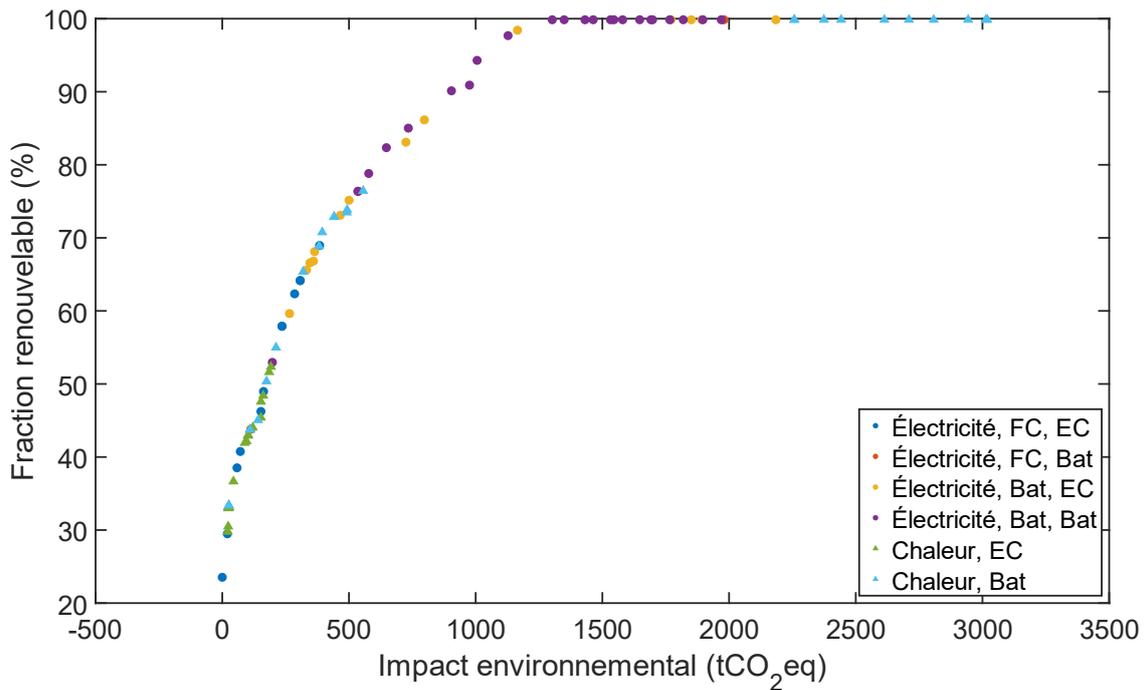


Figure IV-29 : Front de Pareto environnemental-fraction ENR spécifiant les stratégies des points non dominés

Tableau IV-14 : Résumé des différentes stratégies de commande et de leurs présences dans les deux fronts de Pareto

Stratégie	1 ●	2 ●	3 ●	4 ●	5 ▲	6 ▲
Pilotage	Électricité	Électricité	Électricité	Électricité	Chaleur	Chaleur
Priorité déstockage	FC	FC	Bat	Bat	-	-
Priorité stockage	EC	Bat	EC	Bat	EC	Bat
Économique-fraction ENR						
Environnemental-fraction ENR						

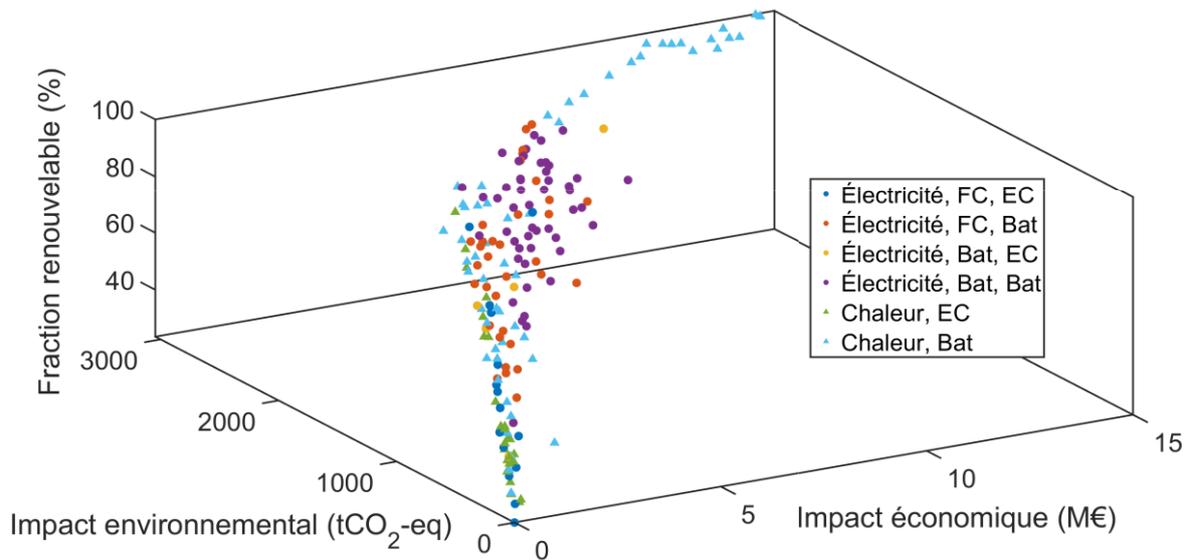


Figure IV-30 : Front de Pareto 3D spécifiant les stratégies des points non dominés

IV.3.1.5.2. Analyse des configurations selon la stratégie de commande

Les deux commandes évoquées ci-dessus sont sélectionnées pour une analyse de leurs impacts sur la configuration non dominée du système. En plus de ces deux stratégies, deux autres apparaissent de manière plus sporadique. La stratégie avec pilotage sur la demande électrique, priorité à la pile à combustible pour la décharge et à la batterie pour la charge, apparaît à la marge sur les Figure IV-28 et Figure IV-29, mais est assez souvent présente sur le front de Pareto 3D en tant que compromis entre les performances économiques et environnementales. Toujours avec le pilotage sur la demande électrique, la stratégie donnant la priorité aux systèmes hydrogène présente des performances intéressantes, mais uniquement pour les petits systèmes. Ces quatre stratégies sont donc choisies. L'analyse s'effectue en menant une optimisation multi-objectifs avec chaque commande fixe. La commande de pilotage sur la demande électrique et priorité à la batterie pour la charge et décharge est celle extensivement présentée dans la section IV.3.1.2 et sera donc considérée comme commande référence pour les comparaisons.

Tableau IV-15 : Tailles des configurations apportant 95 % d'énergie renouvelable selon le type commande

Composants	Priorité Bat charge et décharge	Pilotage demande thermique	Priorité EC charge FC décharge	Priorité Bat charge FC décharge
PV (monocristallin)	2664 m ²	4616 m ²	3445 m ²	4224 m ²
Battery (Li-on)	877 kWh	1780 kWh	641 kWh	963 kWh
Électrolyseur (PEM)	445 kW	190 kW	320 kW	295 kW
Pile à combustible (PEM)	124 kW	17 kW	75 kW	20 kW
Réservoir d'hydrogène	3665 kg _{H2}	497 kg _{H2}	3530 kg _{H2}	1418 kg _{H2}
Impact économique	4,6 M€	3,5 M€	4,1 M€	3,4 M€
Impact environnemental	1027 tCO ₂ eq	1648 tCO ₂ eq	1246 tCO ₂ eq	1441 tCO ₂ eq
Fraction ENR	95 %	95 %	95 %	95 %

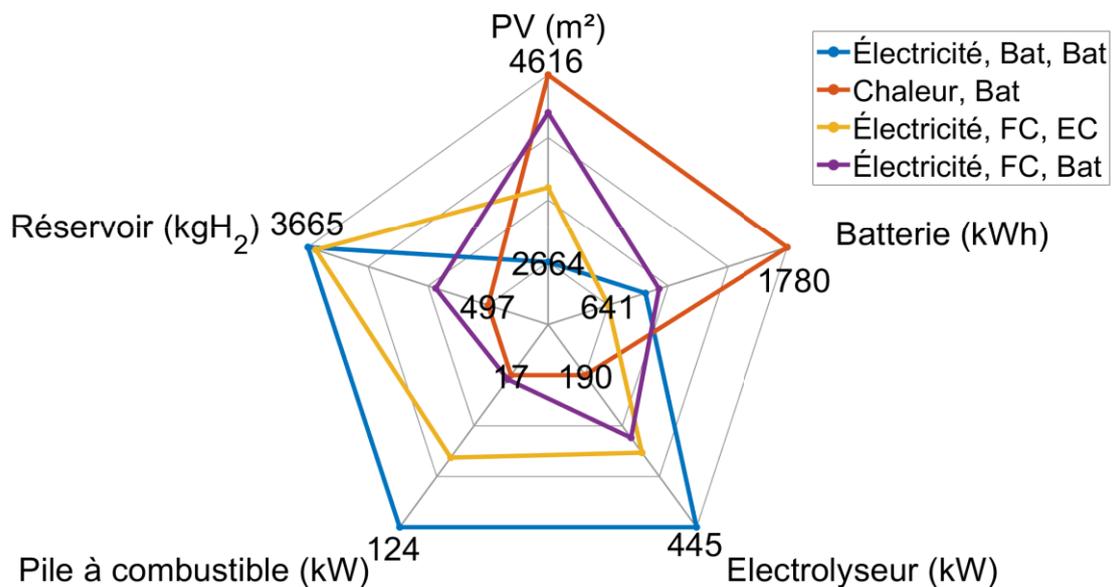


Figure IV-31 : Représentation radar des 4 configurations apportant 95 % d'énergie renouvelable

Sur l'ensemble des configurations optimales, des tendances se dessinent. Avec le pilotage de la pile sur la demande de chaleur, les tailles des systèmes hydrogène dans la configuration optimum diminuent (pile à combustible, électrolyseur, réservoir) par rapport à la commande de référence. À l'inverse la surface de panneaux photovoltaïques ainsi que la capacité de la batterie sont de tailles plus importantes. Avec cette commande, la majorité des systèmes optimaux utilise des piles à combustible de petite puissance qui fonctionnent en continu les nuits d'hiver. Ce fonctionnement en continu

pendant la période de chauffage permet au système de mieux rentabiliser sa production électrique qui répond ici à la charge résiduelle des appareils électriques.

Les deux stratégies de commande restantes ont des tailles de systèmes compris entre les deux premières. La stratégie avec la priorité aux systèmes hydrogène est plus proche de la stratégie de référence, alors que la stratégie de priorité à l'électrolyseur est, elle plus proche de celle avec pilotage thermique. Les deux stratégies représentent un compromis entre les deux types de configurations là où les deux premières semblent représenter les cas limites.

Comme vu précédemment deux grandes tendances s'opposent, d'un côté les systèmes incluant une pile à combustible en tant support d'une batterie de plus petite capacité, qui est chargée quand nécessaire en moins d'une heure grâce à la grande puissance de la pile. De l'autre côté, un système comprenant une pile de plus petite puissance qui répond de manière continue pendant toute la nuit à une partie de la charge électrique et thermique des habitations. Selon la stratégie de commande, les configurations optimales oscillent entre ces deux archétypes. Ces deux tendances de design sont visibles sur la Figure IV-31.

En complétant ces résultats avec ceux de la section IV.3.1.5.1, il est possible d'observer que la philosophie avec une grande pile à combustible présente uniquement pour recharger en moins d'une heure la batterie les nuits d'hiver, semble donner de meilleurs résultats environnementaux. Les stratégies de pilotage sur la demande de chaleur favorisent ces configurations et sont donc plus présentes du côté économique du front de Pareto. À l'inverse la philosophie de design avec une pile de petite puissance fonctionnant en continu les nuits d'hiver semble donner de meilleurs résultats économiques. Les stratégies avec pilotage sur la demande électrique favorisent ces configurations et présente donc de meilleures performances environnementales.

IV.3.1.5.3. Stratégies pour le cas du quartier français actuel

Dans le cas du quartier français actuel, la charge à laquelle doit répondre le système est très différente de celle du quartier passif comme vu dans section IV.3.1.3. Entre autres, la charge thermique est ici plus grande que la charge électrique en raison de l'isolation thermique plus faible des habitations. De plus certaines habitations utilisant des chaudières gaz l'impact environnemental de ces consommations thermiques est décuplé. Dans ces nouvelles conditions, il est intéressant d'observer comme les performances des différentes stratégies de commande du système évoluent. Pour cela l'optimisation multi-objectifs est lancée dans la même configuration que dans la section IV.3.1.3, mais en ajoutant les 3 variables décrites dans la section IV.3.1.5.1 (pilotage de la pile, priorité déstockage et priorité stockage). Le front de Pareto avec les 6 stratégies spécifiées est illustré sur la Figure IV-32.

À l'inverse du cas quartier passif dans ce cas d'études, les stratégies de pilotage de la pile à combustible sur la demande de chaleur n'apparaissent quasiment pas dans le front de Pareto. Sur les commandes de pilotage de la pile sur la demande électrique, la majorité semble donner la priorité en charge et en décharge à la batterie. Les autres stratégies avec pilotage sur la demande électrique sont toutes également présentes, mais dans une moindre mesure.

Cela est dû l'asymétrie entre la demande électrique et thermique pour ce quartier évoqué dans la section IV.3.1.3. La demande électrique étant similaire entre les deux quartiers alors que la demande thermique est bien plus importante. Ceci induit qu'avec un pilotage sur la demande de chaleur, la pile peut produire de l'électricité non directement utilisable et qui doit donc être absorbée par la batterie ce qui engendre des pertes. À l'inverse, la demande thermique étant très élevée, la production thermique n'est presque jamais perdue même en cas de pilotage sur la demande électrique et donc aucune perte n'est engendrée.

Cet effet peut être illustré dans le cas de l'optimum d'énergie renouvelable dans lequel le pilotage est effectué sur la demande électrique et la priorité est donnée à la batterie. Dans cette configuration, presque toute la production PV est utilisée ou stockée (4,5 % perdu), mais la fraction d'énergie renouvelable ne dépasse pas les 44 % comme évoqué précédemment. Au niveau du système multi-énergies, la pile à combustible ne génère aucune chaleur en surplus alors qu'environ 16 % de la production électrique de la pile est utilisé pour recharger la batterie.

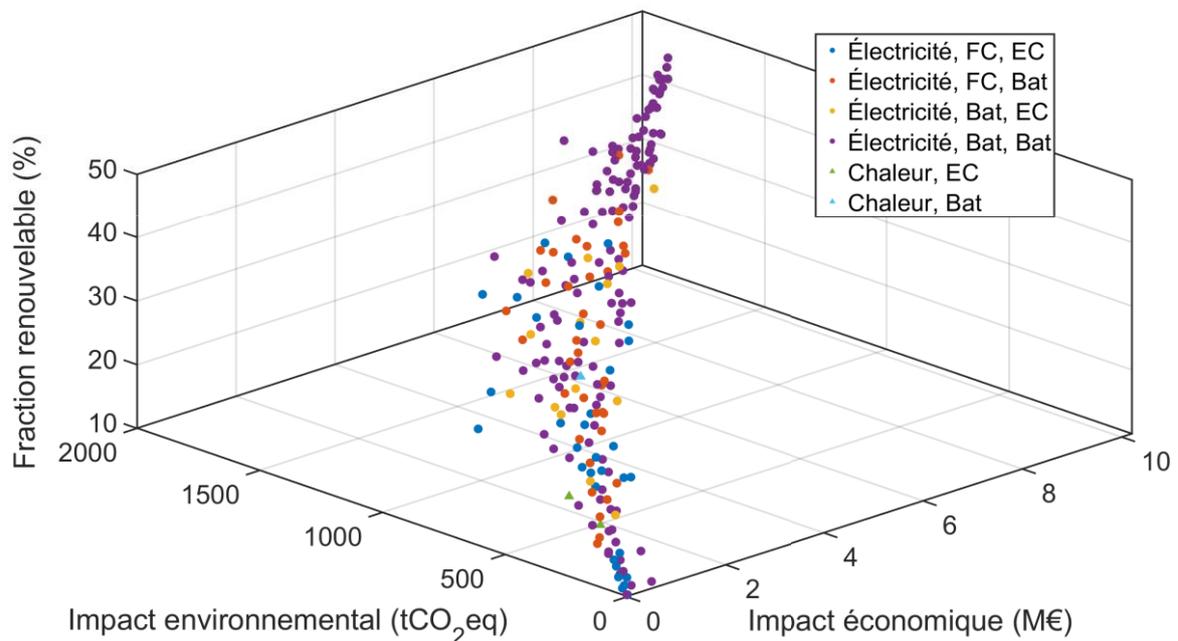


Figure IV-32 : Front de Pareto 3D spécifiant les stratégies des points non dominés (quartier actuel)

IV.3.2 Optimisation du stockage d'énergie avec bâtiment central

En France, seules 4 % des habitations sont actuellement alimentées par un réseau de chaleur [89]. L'utilisation du système multi-énergies au niveau du quartier ne peut donc pas toujours reposer sur un réseau de chaleur pour répartir sa production thermique à l'habitation. Pour vérifier que le système peut également fonctionner sans réseau de chaleur, une architecture où la chaleur produite fournie par la pile est déchargée dans un bâtiment central est étudiée. Cette architecture est détaillée extensivement dans la section III.3.1.2.

Le quartier est identique au quartier passif (voir section II.3.1.2.1), le seul ajout est la charge thermique du bâtiment central. La charge correspond à un bureau avec une consommation thermique annuelle de 141 MWh. Cette charge est assurée par une pompe à chaleur de 100 kW avec un COP considéré constant de 4,1. Ceci induit une consommation d'électricité pour le chauffage de 34,6 MWh par an. Le bâtiment est uniquement utilisé pour recevoir la chaleur produite par la pile à combustible et donc seule sa demande thermique est prise en compte. Le système multi-énergies doit donc répondre à la demande électrique et thermique des habitations (respectivement 224 MWh.an⁻¹ et 132 MWh.an⁻¹) ainsi qu'à la demande thermique du bâtiment central (142 MWh.an⁻¹).

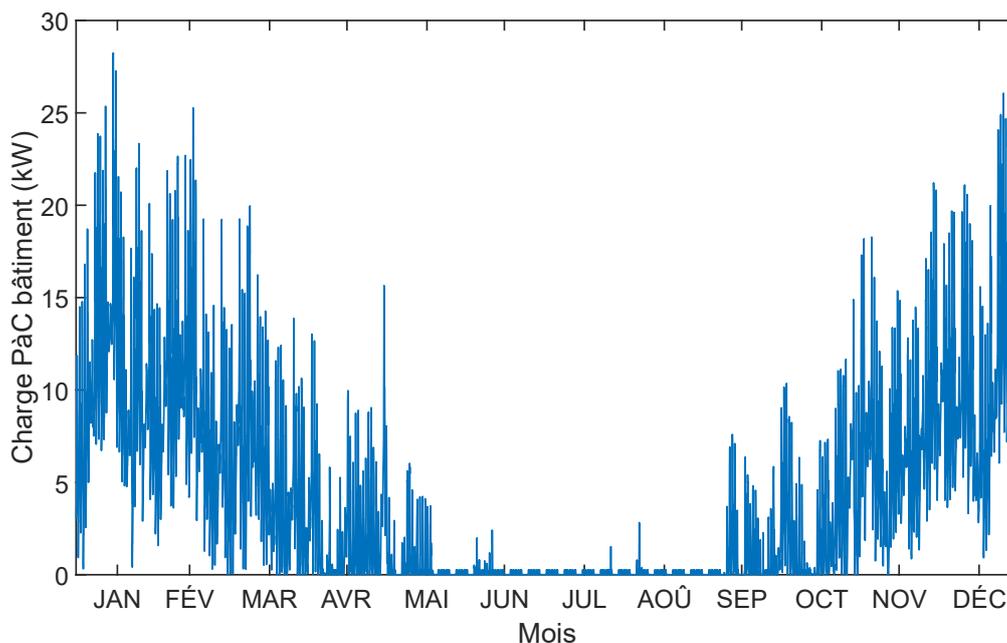


Figure IV-33 : Consommation thermique du bâtiment central

Pour faciliter la visualisation et réduire les temps de calcul, la comparaison sera effectuée sur seulement 2 indicateurs de performance, l'indicateur environnemental et l'indicateur énergétique. Comme pour les comparaisons précédentes, l'impact des configurations sera d'abord comparé avec le front de Pareto du cas du quartier français passif puis le nouveau front obtenu par optimisation sur cette architecture sera étudié.

IV.3.2.1 Comparaisons à configurations identiques

La comparaison entre les performances dans les deux cas pour le même front de Pareto peut être faite sur la Figure I-1. Dans le cas avec un bâtiment central, des valeurs d'émission de CO₂ légèrement plus

faibles sont observées. Cela est dû au fait que plus de chaleur est perdue dans le cas avec bâtiment central, et ce pour plusieurs raisons. Premièrement la charge thermique du bâtiment central est moins importante que la charge thermique de l'ensemble du quartier. De plus la demande thermique du bâtiment central est majoritairement en journée, alors que la pile à combustible fonctionne majoritairement en soirée et la nuit. Il est également possible d'ajouter que la chaleur en surproduction ne pouvant pas être stockée dans les ballons d'eau chaude des bâtiments, il y a également plus de chaleur perdue dans le cas présent. Cependant, dans l'ensemble, l'impact de ces trois phénomènes sur les performances reste faible. La différence de performances est légèrement plus importante pour les configurations de grandes tailles. En effet, pour obtenir de hauts taux d'énergie renouvelable la pile à combustible doit être de plus grande puissance et il est donc plus complexe de rentabiliser la chaleur qu'elle produit. Ces configurations sont donc plus pénalisées dans le cas avec un bâtiment centralisé.

Au niveau de la fraction d'énergie renouvelable, sa valeur diminue d'environ 5% ce qui est dû à la charge thermique supplémentaire induite par le bâtiment central. Une configuration pouvant répondre à 100% de la charge du quartier devra répondre à une charge plus importante et aura donc une fraction d'énergie renouvelable plus faible.

Pour étudier la variation sur une configuration donnée, il est possible de reprendre la configuration TOPSIS du cas passif (voir table Tableau IV-6). Dans ce nouveau contexte, cette configuration présente une moins bonne performance d'émission de gaz à effet de serre (0,5 tCO₂eq de plus). Cet écart est dû, comme évoqué précédemment, aux plus grandes pertes thermiques par décalage en la demande du bâtiment et la production de la pile. Pour cette configuration, 19 % de la chaleur émise par la pile est perdue contre 0 % dans le cas avec le réseau de chaleur. Cependant, en raison des pertes thermiques dans réseau de chaleur, l'efficacité de la transmission de chaleur est meilleure dans le cas présent. Pour une production annuelle brute de 9,2 MWh, seulement 7,2 MWh arrivent aux bâtiments dans le cas avec réseau de chaleur, contre 9 MWh dans le cas avec bâtiment centralisé. Ces deux effets se compensent pour créer le petit écart de performances entre les deux architectures. La fraction renouvelable évolue de 79% à 74 % avec le bâtiment central en raison comme évoqué précédemment de la charge thermique supplémentaire dû au bâtiment central.

Le système semble donc amener des performances légèrement plus faibles pour l'architecture avec un bâtiment central qu'avec un réseau de chaleur. Cependant l'écart étant faible, cela ne semble pas pouvoir impacter significativement la compétitivité du système.

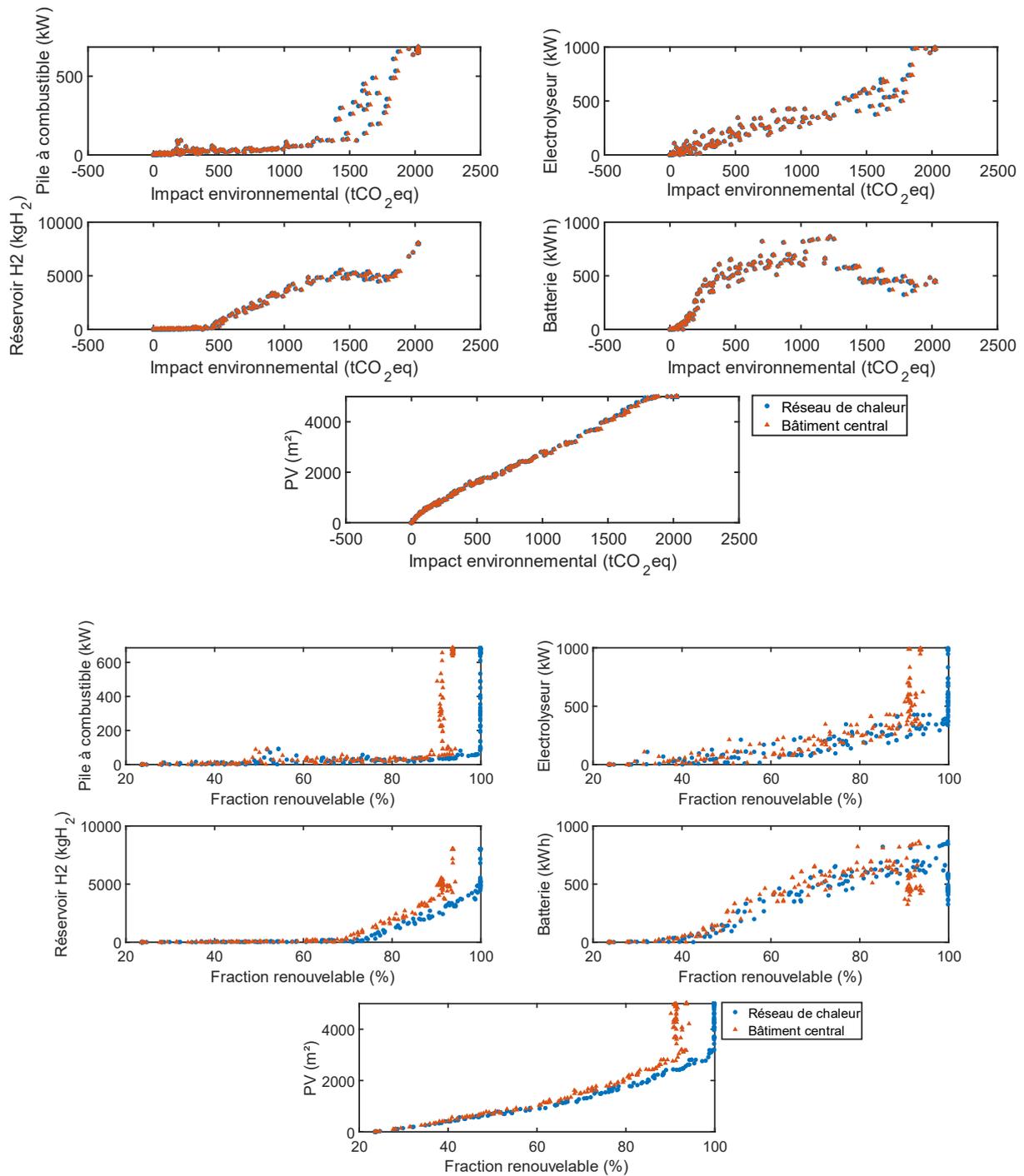


Figure IV-34 : Comparaison des performances des systèmes entre deux architectures (réseaux et chaleur et bâtiment central)

IV.3.2.2 Optimisation multi-objectifs de l'architecture avec bâtiment central

Dans un second temps l'optimisation multi-objectifs est effectuée sur cette architecture pour observer si les principes de design changent. Le front de Pareto pour les deux objectifs est illustré sur la Figure IV-35. Les deux optimums mono-objectifs ainsi que les configurations sélectionnées sont détaillés dans

les Tableau IV-16 et Tableau IV-17. L'optimum environnemental est identique au cas avec réseau de chaleur et représente l'absence de système multi-énergies. L'optimum d'énergie renouvelable (OPT_ENR_BC) en revanche est lui considérablement différent de celui avec réseaux de chaleur (Tableau IV-5) en termes de taille et de performances (économique et environnementale).

La surface de panneau PV ainsi que la puissance de la pile à combustible et de l'électrolyseur sont plus faibles, 31 m² par habitation contre 50 m² avec réseau, pile à combustible 60 kW contre 600 et électrolyseur 370 kW contre 1 MW. En revanche, la batterie est de plus grande capacité (713 kWh contre 436 kWh avec réseau de chaleur). Une pile de plus petite puissance permet de faire fonctionner la pile pour de grandes durées la nuit et donc de mieux rentabiliser sa chaleur. Cependant, ce n'est pas le seul effet ici, en effet la batterie de plus grande capacité permet de décaler les instants de fonctionnement de la pile. Au lieu de fonctionner au milieu de la nuit, laissant la batterie prendre le relais le matin, la pile reste en fonctionnement ici jusqu'à la matinée là où le bâtiment public a le plus besoin de chaleur. Cet effet est illustré pour une nuit d'hiver sur la Figure IV-36. Sur la nuit présentée, la pile fonctionne entre 6 heures et 9 heures du matin, qui est une plage horaire de grande demande pour le bâtiment central.

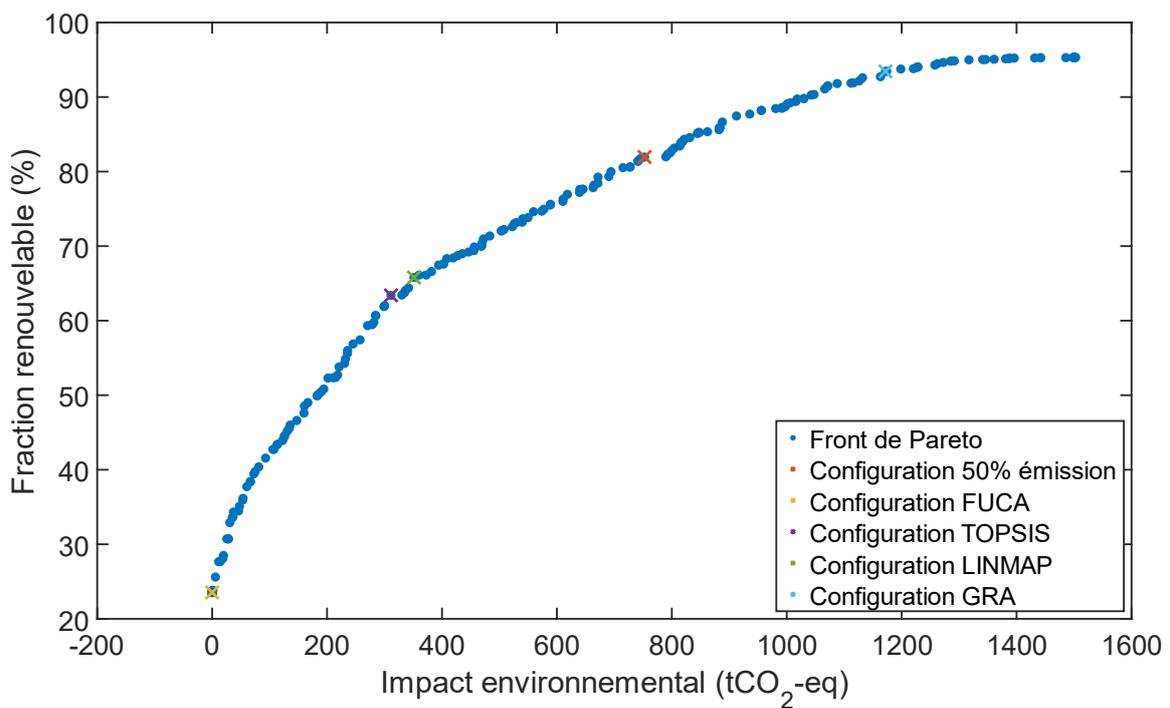


Figure IV-35 : Front de Pareto pour l'architecture avec un bâtiment centralisé

Tableau IV-16 : Tailles des optimums mono-objectifs (cas bâtiment central)

Composants	Optimum environnemental	Optimum ENR
PV (monocristallin)	0 m ²	3912 m ²
Battery (Li-on)	0 kWh	815 kWh
Électrolyseur (PEM)	0 kW	396 kW
Pile à combustible (PEM)	0 kW	90 kW
Réservoir d'hydrogène	0 kg _{H2}	5448 kg _{H2}
Impact économique	0 k€	5482 k€
Impact environnemental	0 tCO ₂ eq	1503 tCO ₂ eq
Fraction ENR	23,5 %	95,3 %

Tableau IV-17 : Tailles des configurations sélectionnées (cas bâtiment central)

Composants	50 % coût et émission	FUCA	TOPSIS	LINMAP	GRA
PV (monocristallin)	2082 m ²	0 m ²	1125 m ²	1244 m ²	3111 m ²
Battery (Li-on)	722 kWh	0 kWh	506 kWh	545 kWh	713 kWh
Électrolyseur (PEM)	358 kW	0 kW	98 kW	177 kW	370 kW
Pile à combustible (PEM)	23 kW	0 kW	8,4 kW	18 kW	60 kW
Réservoir d'hydrogène	2243 kg _{H2}	0 kg _{H2}	18,6 kg _{H2}	27 kg _{H2}	4523 kg _{H2}
Impact environnemental	753 tCO ₂ eq	0 tCO ₂ eq	311 tCO ₂ eq	351 tCO ₂ eq	1172 tCO ₂ eq
Fraction ENR	81,9 %	23,54 %	63,4 %	65,8 %	93,4 %

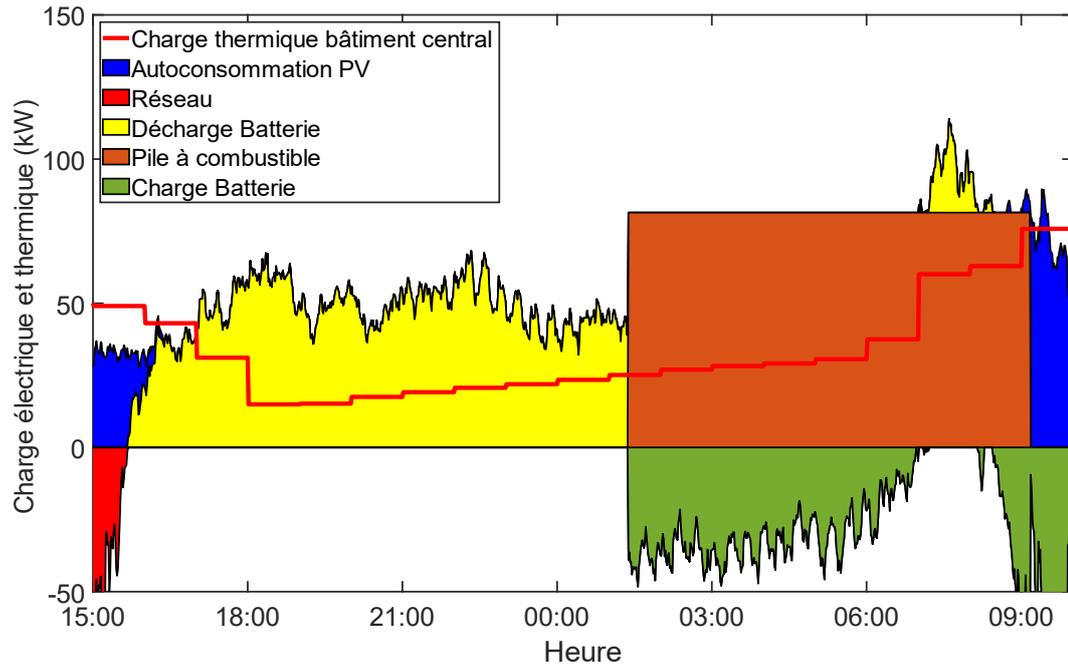


Figure IV-36 : Fonctionnement de l'optimum d'énergie renouvelable en hiver (cas bâtiment central)

Dans le cas où le système fournit de la chaleur à un bâtiment public, rentabiliser la chaleur émise par la pile est plus complexe. En effet, contrairement aux habitations, le bâtiment public a une charge plus faible la nuit et en soirée. Cependant, ces pertes dues au décalage entre la production et la demande sont en partie compensées par la réduction des pertes en ligne dans le réseau de chaleur aboutissant à une faible différence de performances entre les deux architectures. Une différence notable dans la philosophie de design entre les deux architectures est que dans le cas présent, comme pour le cas du quartier français actuel, les piles à combustible de plus petites puissances sont favorisées, dans ce cas-ci pour permettre la production de chaleur en matinée. **Dans l'ensemble, le système avec l'architecture autour d'un bâtiment central se comporte de manière similaire à l'architecture utilisant un réseau de chaleur. Le système est donc adaptable dans le cas où un réseau de chaleur n'est pas présent comme c'est souvent le cas en France.**

IV.3.3 Optimisation du stockage d'énergie au niveau de l'habitation

Dans cette architecture, au lieu de travailler en globalité au niveau du quartier, le système est réduit en sous-systèmes de plus petites tailles qui sont réparties dans chaque habitation. Cette architecture est décrite extensivement dans la section III.3.2.1. Ce type d'architecture de système est plus adaptable, car ne nécessitant pas une adoption par l'ensemble des habitants du quartier. De plus dans ce cas ; la production et consommation de l'habitation ne sont gérées qu'à l'échelle individuelle, ce qui dans un cas réel simplifierait l'implémentation et le contrôle du système.

Les composants utilisés sont identiques à ceux utilisés dans l'architecture de stockage au niveau du quartier passif (section IV.3.1), mais de plus petites tailles. Les piles à combustible étant maintenant placées directement dans les habitations, les pertes liées aux réseaux de chaleur sont ici évitées. Les piles à combustible étant de plus petites puissances, les efficacités thermiques et électriques sont

basées sur la pile de référence de 3 kW (voir section III.2.2). Dans cette architecture les systèmes PV n'interagissent plus entre eux et ne sont utiles qu'à l'habitation à laquelle ils sont rattachés. Le système est commandé et évalué de la même manière que dans la section IV.3.1.

Modéliser 100 systèmes multi-énergies au lieu d'un seul augmente fortement les temps de calcul. En effet, contrairement à la modélisation du modèle thermique, la modélisation du système multi-énergies n'est pas vectorisée, et donc le temps de calcul augmente rapidement avec le nombre de systèmes. Pour pallier ce problème, la sélection d'habitation effectuée dans la II.3.1.2.3 est utilisée pour représenter le quartier passif à travers 5 habitations représentatives. L'optimisation est donc effectuée sur les systèmes multi-énergies positionnés dans les 5 habitations présentées dans le Tableau II-17. Les configurations obtenues par optimisations sont considérées comme des tailles standards qui seraient appliquées à chaque habitation du quartier, quelle que soit sa consommation d'énergie, les systèmes sont donc identiques dans les 5 habitations. La représentativité des résultats en ne prenant en compte que 5 habitations est discuté dans l'Annexe F.

Deux fonctions objectifs sont utilisées : la performance environnementale et la performance en fraction d'énergie renouvelable. Le front de Pareto obtenu est comparé au front de Pareto pour le système au niveau du quartier sur la Figure IV-37. Les configurations obtenues sont également comparées au cas du quartier passif sur la Figure IV-38. Pour la comparaison, les résultats sont remis à l'échelle, c'est-à-dire que les performances environnementales sont multipliées par 20 pour passer de 5 à 100 habitations et la taille des systèmes individuels est multipliée par 100 pour passer de 1 système par habitation à 1 système par quartier.

Sur les fronts de Pareto, une perte de performances est clairement observable. Pour des fractions d'énergie renouvelables similaires, c'est-à-dire quand les systèmes apportent des quantités d'énergie similaire aux habitations, les impacts environnementaux sont en nette augmentation, soit 2 à 2,5 fois plus importantes. Le phénomène est similaire sur les coûts, mais légèrement moins important, à fraction d'énergie renouvelable similaire, l'impact économique est 10 % à 50 % fois plus important. Une première raison à cette différence est l'effet d'échelle, un composant de petite taille aura un coût et des émissions de CO₂ par unité fonctionnelle (kW, kWh, etc.) plus grand qu'un système de grande taille. Dans le cas réparti, les systèmes étant plus nombreux, mais également de plus petite taille, ils sont pénalisés sur les deux indicateurs de performances.

Pour les deux architectures, la totalité de la charge peut être fournie par le système et donc une fraction d'énergie renouvelable proche de 100 % est atteinte. Cependant dans l'architecture répartie, il est plus complexe de répondre à la charge entière du quartier en raison de la non-répartition de la consommation. En effet dans le cas centralisé les habitations les moins consommatrices aident à fournir l'énergie nécessaire aux habitations les plus consommatrices. Cet effet vient s'ajouter aux phénomènes d'échelle évoqués ci-dessus pour pénaliser les performances de l'architecture répartie. Il n'est pas directement visible ici, mais apparaît rapidement avec un petit changement de paramétrage. Par exemple, si la charge de chauffage est assurée par une chaudière électrique au lieu d'une pompe à chaleur, les consommations des habitations les plus consommatrices augmentent assez pour que

leurs productions propres PV ne permettent plus de répondre à leurs consommations annuelles, quelle que soit la capacité de stockage associé. Dans ce cas, en plus de pénaliser les performances économiques et environnementales du système, ce phénomène empêche de fournir 100 % d'énergie renouvelable au quartier, quelle que soit la taille des composants. Comme vu dans la section II.3.2.1 le partage d'énergie photovoltaïque à lui seul apporte entre 18 MWh et 26,6 MWh selon les surfaces de panneaux PV, ce qui n'est pas possible quand les systèmes sont isolés comme dans le cas de cette architecture.

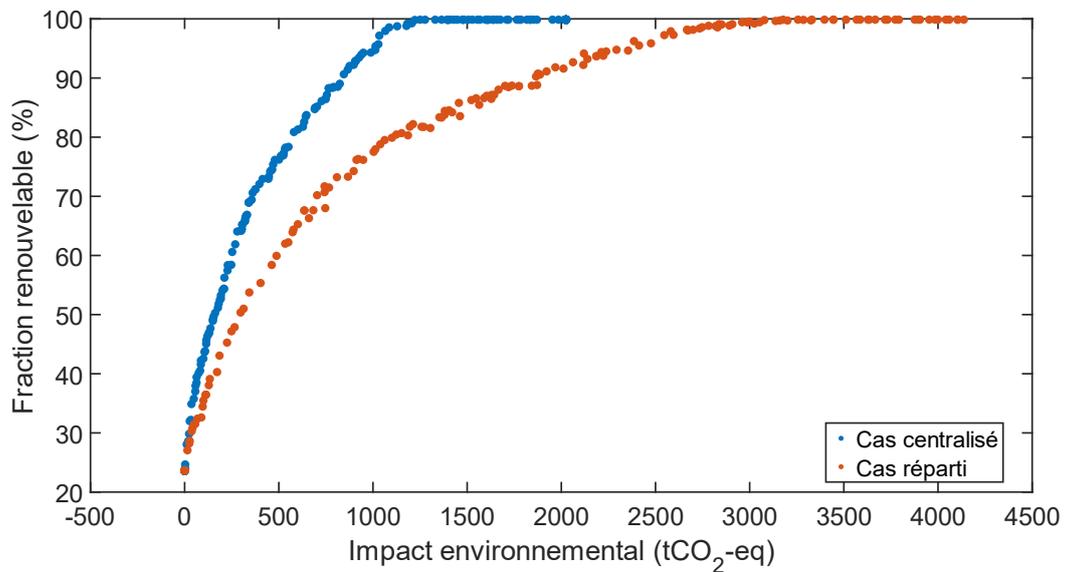


Figure IV-37 : Front de Pareto pour le cas système de stockage individuel

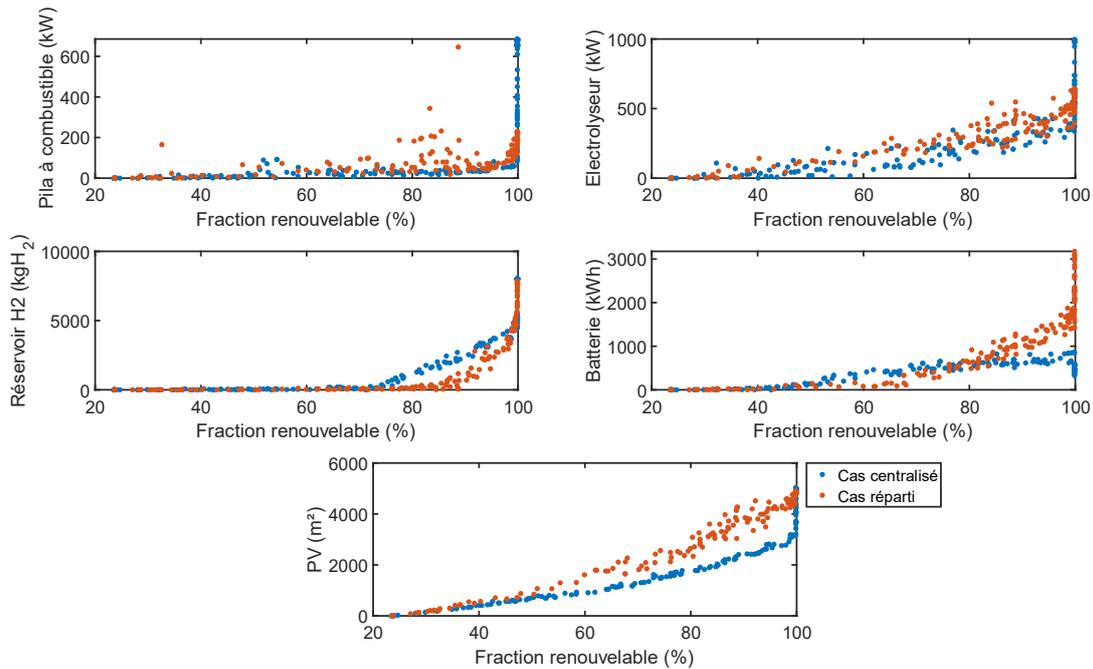


Figure IV-38 : Comparaison des performances des systèmes entre les deux échelles (système central et systèmes individuels)

Les configurations obtenues pour cette architecture répartie sont comparées à celle de l'architecture au niveau du quartier centralisé sur la Figure IV-38. La comparaison s'effectue en multipliant par 100 les tailles des composants à l'échelle d'une habitation pour calculer la taille cumulée de l'ensemble des systèmes à installer dans le quartier. Sur cette figure, des différences entre les configurations pour les deux architectures sont observables. Les surfaces des panneaux photovoltaïques pour une fraction d'énergie renouvelable donnée sont toujours supérieures dans le cas réparti, en raison comme évoquée précédemment de la non-répartition de la consommation, générant une plus grande quantité d'énergie non utilisable dans les bâtiments les moins consommateurs.

Sur les piles à combustible et les électrolyseurs, la tendance indique que des puissances cumulées légèrement plus importantes sont nécessaires dans le cas du système réparti. Cela s'explique, car en plus de ne pas pouvoir répartir la consommation, le fait de ne pas pouvoir répartir la charge fait également augmenter la taille des composants. Dans le cas d'un système réparti au niveau du quartier, les systèmes doivent chacun interagir avec la charge maximale de l'habitation à laquelle ils sont rattachés. À l'inverse au niveau du quartier, les pics d'appel de charge sont répartis temporellement en raison de la diversité entre les bâtiments. Dans ce cas-là, le système n'a jamais à répondre à l'ensemble des charges maximales des habitations simultanément et la puissance maximale des composants peut être moindre. L'appel de charge électrique maximale du quartier est de 168 kW, alors que la somme des appels de charges max individuelles est de 541 kW. Il est cependant possible de noter que proche de l'optimum d'énergie renouvelable, la taille cumulée des composants répartis dans les habitations est bien inférieure à celle du système au niveau du quartier. Cela est dû à l'augmentation brusque des puissances de l'électrolyseur et la pile proche de 100 % d'énergie

renouvelable pour gagner les derniers centièmes de pourcentages de fraction d'énergie renouvelable (Figure IV-38).

Contrairement aux 3 composants précédents (panneau PV, pile à combustible et électrolyseur) en ce qui concerne les équipements de stockage, des capacités de batterie et réservoir d'hydrogène supérieures au cas centralisé ne sont pas toujours nécessaires pour obtenir des fractions d'énergies renouvelables similaires. Les capacités sont d'abord inférieures à celle pour le cas centralisé puis augmentent jusqu'à les rattraper puis les dépasser. Ce constat s'explique également par la désagrégation de la consommation.

En effet, dans un premier temps, les composants de stockage répondent à la part de la demande des habitations la plus facile à remplir (petit déséquilibre la journée, nuit de consommation faible, nuit suivant un jour de grande irradiation, etc.), ce qui implique que la fraction d'énergie renouvelable augmente fortement avec de petites augmentations de capacité. Puis, pour continuer à faire progresser la fraction d'énergie renouvelable le système doit petit à petit répondre à des parties de plus en plus complexes du profil de charge annuelle (période de grands froids, nuit après jour sans production PV, fin d'hiver, etc.), ce qui demande des capacités de stockage de plus en plus grandes.

Cela est vrai pour les deux architectures, cependant en raison de l'aspect modulaire de l'architecture, les parties faciles et difficiles des profils de charge ne sont pas fournies de la même façon par les systèmes. Certaines parties difficiles à répondre dans les cas répartis ne le seront pas dans le cas centralisé. Par exemple, pour les journées avec peu de production PV en été, la charge électrique peut être compliquée à fournir pour un système réparti placé dans l'habitation la plus consommatrice, alors que dans le cas centralisé, cette même charge sera facile à remplir grâce à la production des habitations avec des consommations faibles. À l'inverse, les jours d'hiver sont plus complexes pour le cas centralisé, car une majorité des habitations vont voir leurs demandes augmenter, sollicitant fortement le système de stockage. Ces jours seront plus faciles à répondre dans le cas réparti, car les systèmes de stockage placés dans les habitations avec une consommation de chauffage faible ne seront que peu sollicités.

Cet aspect peut être illustré en étudiant deux configurations fournissant une fraction d'énergie renouvelable d'environ 80 % pour les deux architectures. Les tailles de composants associés sont détaillées dans le Tableau IV-18. Pour obtenir cette valeur de 80 %, l'optimisation va choisir dans le cas centralisé de fournir la totalité de la charge en été et mi-saison, là où dans le cas réparti l'optimisation choisit de ne pas répondre toujours à la charge de l'habitation la plus consommatrice même en plein été (Figure IV-39 et Figure IV-40). En hiver l'optimisation dans le cas centralisé choisit d'utiliser du stockage saisonnier à base d'hydrogène pour répondre à une partie de la charge ce qui lui permet de mieux répondre à la charge sur le premier mois, mais pas en fin d'hiver. À l'inverse dans le cas réparti, en se basant sur des batteries de capacités cumulées similaires et une plus grande surface de PV, l'optimisation répond tout au long de l'hiver à une part plus grande de la charge des habitations les moins consommatrices, mais ne répond pas du tout à la charge des autres. Cette différence de priorité est visible sur la Figure IV-41 représentant la consommation mensuelle d'électricité du réseau pour les 5 habitations et pour la moyenne du quartier dans les cas 80 % d'énergie renouvelables. Il est possible

d'observer que l'électricité fournie par le réseau électrique est effectivement plus grande dans le cas réparti que centralisée en mi saison, été et début d'hiver et l'inverse en fin d'hiver.

L'architecture répartie peut ainsi grâce à sa modularité favoriser la réponse à un type d'habitation plutôt qu'une autre ce qui lui permet, sans recourir au stockage saisonnier par hydrogène, d'obtenir de plus hautes fractions d'énergies renouvelables que dans le cas centralisé. Cependant cela ne reste vrai que jusqu'à une certaine limite de fraction d'énergie renouvelable après laquelle pour continuer d'augmenter cette fraction, les systèmes doivent répondre à la partie la plus complexe des profils de charge et donc faire également appel à du stockage saisonnier. Après cette limite, l'impact de la non-répartition de la charge se fait de nouveau ressentir, ce qui aboutit pour les hautes fractions d'énergies renouvelables à des quantités de stockage (batterie plus réservoir hydrogène) plus importantes que dans le cas centralisé.

En plus de cette modularité, un autre effet vient pénaliser, dans le cas réparti, le stockage d'hydrogène, l'augmentation des pertes thermiques. En effet, avec le pilotage de la pile à combustible sur la demande électrique des pertes thermiques sont présentes quand la pile est de puissance trop importante. Cet effet est exacerbé ici en raison encore une fois de la non-répartition de la consommation. Dans le cas au niveau du quartier il est rare, quand la pile à combustible s'allume (nuit d'hiver) qu'aucune habitation n'ait besoin de chaleur. Au contraire ici, chaque pile étant séparée, il est moins probable qu'un besoin de chaleur soit présent. Ceci est d'autant vrai pour les bâtiments passifs considérés qui n'ont pas besoin d'être chauffés chaque jour en raison de leur grande inertie thermique. Sur la configuration 80 % d'énergie renouvelable, dans le cas réparti qui possède des piles et des réservoirs de petite taille, les pertes thermiques par inadéquation de la production sont déjà entre 6 kWh et 50 kWh par habitation et par an, alors que dans le cas centralisé 80 % d'énergie renouvelable même avec un réservoir presque 10 fois plus grand (1,5 kgH₂ dans 100 habitations contre 1280 kgH₂ au total) ces pertes sont nulles.

Il est important de noter que les composants de stockage sont pénalisés par la non-répartition de la charge principalement, car leurs tailles sont identiques entre toutes les habitations. Si les systèmes de stockage (batterie et réservoir d'hydrogène) sont parfaitement adaptés à la consommation de chaque habitation ce phénomène n'est pas impactant. Cependant pour des bâtiments identiques dans un climat identique la variation de la consommation des habitations est liée au comportement des habitants (gestion du chauffage, possession d'appareils électriques, heure de présence, etc.). Comportement qui dans un cas réel est rarement connu lors de la construction du bâtiment et donc difficile à prévoir pour parfaitement adapter la quantité de stockage nécessaire. L'effet de surdimensionnement des composants est étudié plus en détail dans la section Annexe F.

Tableau IV-18 : Tailles des configurations pour 80 % de fraction d'énergie renouvelable selon architecture

Composants (par habitation ou par quartier)	Cas centralisé	Cas réparti
PV (monocristallin)	1800 m ²	26 m ²
Battery (Li-on)	550 kWh	6,3 kWh
Électrolyseur (PEM)	192 kW	2,3 kW
Pile à combustible (PEM)	23 kW	0,5 kW
Réservoir d'hydrogène	1280 kg _{H2}	1,5 kg _{H2}
Impact économique	2 M€	2,1 M€
Impact environnemental	582 tCO ₂ eq	1101 tCO ₂ eq
Fraction ENR	80,1 %	79,9 %

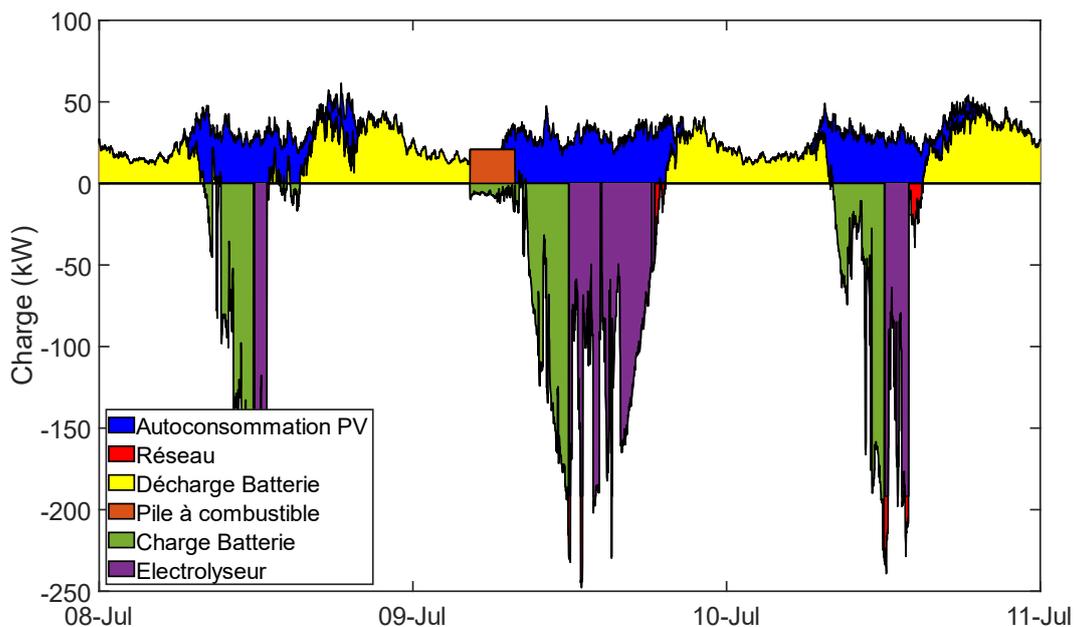


Figure IV-39 : Configuration 80 % d'énergie renouvelable en été (cas centralisé)

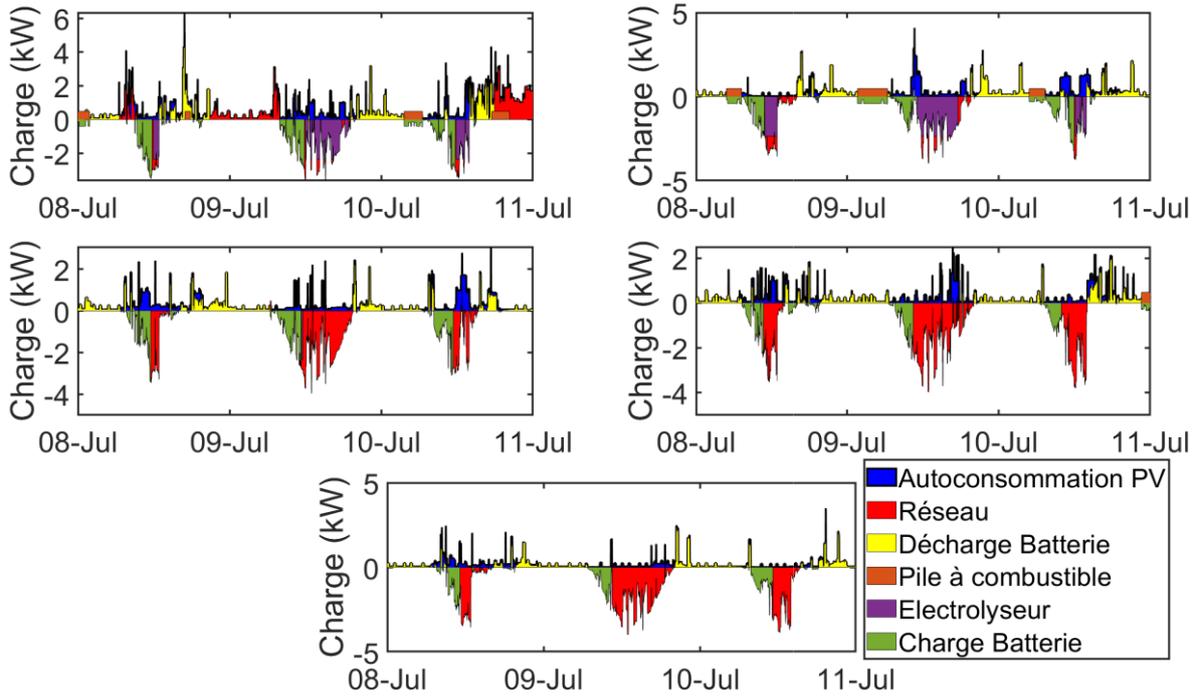


Figure IV-40 : Configuration 80 % de fraction d'énergie renouvelable en été (cas répartis, 5 habitations, de la plus consommatrice d'énergie à la moins consommatrice)

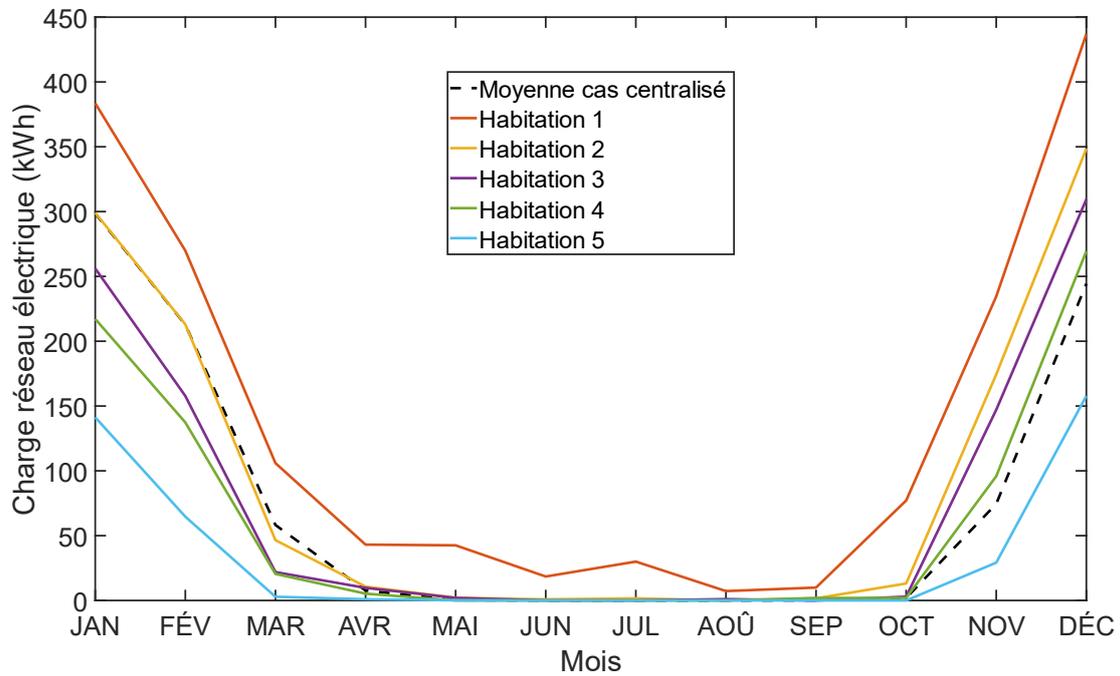


Figure IV-41 : Demande d'électricité aux réseaux électriques pour les configurations 80 % d'énergie renouvelable

Pour conclure, contrairement à des systèmes individuels répartis, un système centralisé au niveau du quartier permet de rassembler les besoins d'énergie et donc de mieux y répondre. Il permet également de diminuer le nombre de systèmes nécessaire pour répondre à la demande et donc par effet d'échelle améliorer les performances économiques et environnementales. Ces deux effets négatifs compensent largement les gains énergétiques apportés par la diminution des pertes thermiques provenant de la proximité entre la production et la demande. **Ceci induit que les systèmes répartis dans le quartier présentent des performances notablement moins bonnes qu'avec un système centralisé à l'échelle du quartier. Bien qu'une architecture avec des systèmes répartis soit plus facile à implémenter dans de nombreuses situations, il est nécessaire d'être vigilant quant aux pertes de performances qu'elle induit.**

IV.4 Génération d'hydrogène pour l'application transport (Power-to-Gas)

Dans cette architecture, le système ne stocke plus la production photovoltaïque pour répondre à la demande et cherche à rentabiliser cette surproduction par la vente de la production d'hydrogène. L'hydrogène est considéré comme vendu pour servir de carburant dans des véhicules particuliers. Dans ce cas-ci seuls, 3 composants sont utilisés : les panneaux photovoltaïques, l'électrolyseur et le réservoir d'hydrogène. L'architecture est présentée en détail dans la section III.3.1.3.

Les systèmes sont étudiés selon le critère économique et le critère environnemental. Pour les deux indicateurs, les gains qu'apporte la production d'hydrogène dépendent du type de carburant que l'hydrogène remplace. Les performances du système dépendent donc du type de véhicule remplacé. Un taux de conversion est utilisé pour transformer la production d'hydrogène en gain économique et environnemental (voir section III.5). Plusieurs répartitions de véhicule sont testées pour observer l'évolution des performances du système, deux premières répartitions, avec respectivement uniquement des véhicules essence et uniquement électriques, une répartition utilisant les valeurs actuelles (en 2023) issues des données ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires [83] et une dernière répartition sur les valeurs prospectives 2040, issue de [99]. Les répartitions électriques-thermiques ainsi que les taux associés sont résumés dans le Tableau IV-19. Les taux diminuent fortement à mesure que la part de véhicules électriques augmente en raison du faible coût de l'électricité et de la faible teneur en carbone du réseau électrique français par rapport à la moyenne européenne.

Tableau IV-19 : Paramètres en fonction des répartitions de véhicules

Véhicule	Cas 100% essence	Cas 2023	Cas 2040	Cas 100% électrique
Voitures essence (%)	100	98,8	70	0
Voitures électriques (%)	0	1,2	30	100
Taux économique (€ par kgH ₂ produit)	17,2	17	13,2	3,77
Taux environnemental (kgCO ₂ eq par kgH ₂ produit)	25,1	24,8	18	1,5

IV.4.1 Optimisation multi-objectifs de l'architecture vente d'hydrogène

L'optimisation multi-objectifs est effectuée pour ces 4 répartitions et les résultats sont résumés sur la Figure IV-42. Une séparation est visible entre deux types de configurations, les configurations avec uniquement des panneaux PV en haut à gauche (proche du point 0 impact économique et 0 impact environnemental) et les configurations avec les systèmes hydrogène sur le reste de l'image. Seules les configurations avec uniquement des panneaux PV ont de bonnes performances économiques. Comme les configurations avec uniquement des panneaux PV dépendent seulement de la consommation des bâtiments et de la production PV, cette partie du front de Pareto est identique au front de Pareto coût et émission de CO₂ pour le quartier passif présenté sur la Figure IV-7. De plus comme elle ne dépend pas des répartitions de véhicule, elle est identique entre les 4 cas. Ces configurations sont les seules à permettre des gains économiques. Dans le cas avec 100 % de véhicules électriques en France uniquement, ces configurations avec le PV seul apparaissent en raison du faible taux de carbone du réseau.

De l'autre côté du Front de Pareto se trouvent les configurations avec des systèmes hydrogène. Les optimums environnementaux pour les 4 répartitions sont détaillés dans le Tableau IV-19. Les systèmes apportent des gains environnementaux significatifs pour toutes les répartitions sauf pour celle 100% électrique. Pour les autres répartitions, les gains environnementaux varient entre 5806 tCO₂eq et 3679 tCO₂eq selon la proportion de véhicules électriques. Plus cette proportion augmente plus les systèmes de production d'hydrogène voient leurs performances environnementales diminuer. Ceci indique que l'hydrogène produit est compétitif en terme environnemental avec l'essence, mais pas avec le réseau électrique français.

La production d'hydrogène annuelle est similaire entre les 3 optimums avec des électrolyseurs, environ 15 tonnes d'hydrogène par an. Cela correspond à une moyenne de 41,4 kgH₂ par jour avec des maximums entre 78 et 84 kgH₂ par jour en fonction des répartitions et des jours sans aucune production d'hydrogène notamment en hiver en raison de la faible irradiation solaire et la grande demande des bâtiments. L'évolution de la production journalière d'hydrogène pour la configuration 2040 est illustrée sur la Figure IV-43. En considérant un cas d'application avec une demande journalière fixe de 38,5 kgH₂ (7 réservoirs de véhicule particule de 5,5 kgH₂), la production locale serait suffisante

57 % de l'année. L'écart entre la surproduction sur la moitié de l'année et sous-production l'autre moitié, pourrait être gérée par de l'achat (en sous-production) et de la vente (en surproduction) ou bien par stockage saisonnier. Dans ce dernier cas, la quantité d'hydrogène à stocker sur l'année serait de l'ordre de 2,2 tonnes.

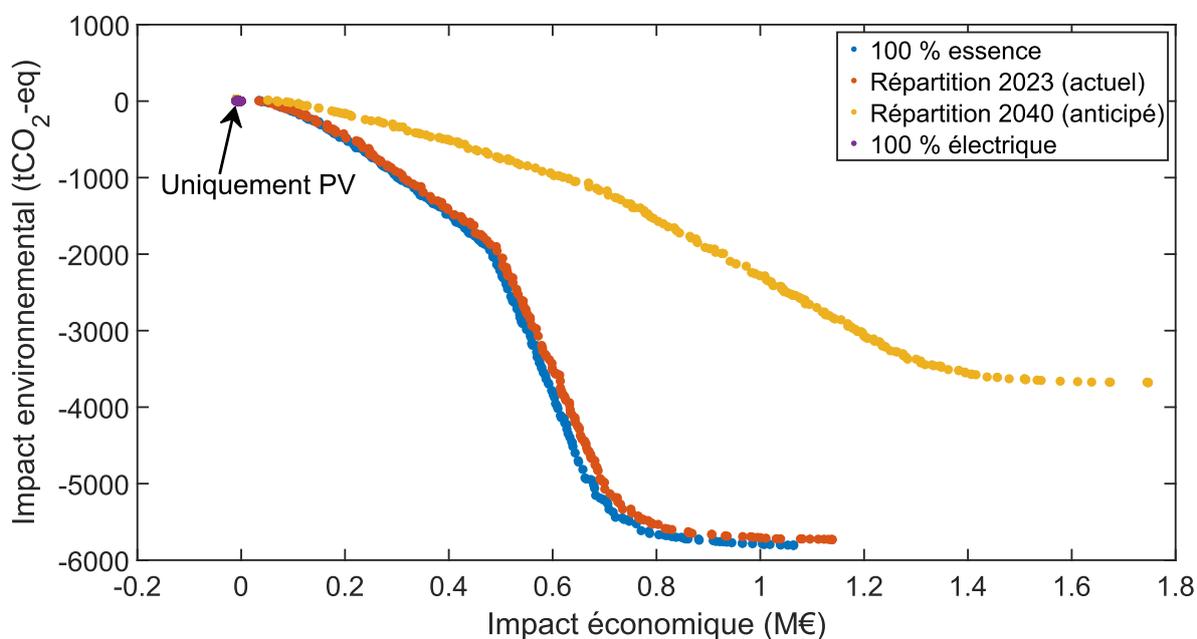


Figure IV-42 : Comparaison des Fronts de Pareto pour la vente d'hydrogène selon la répartition des véhicules

Tableau IV-20 : Tailles des optimums environnementaux (vente hydrogène)

Composants	Cas 100% essence	Cas 2023	Cas 2040	Cas 100% électrique
PV (monocristallin)	5000 m ²	5000 m ²	5000 m ²	0 m ²
Électrolyseur (PEM)	724 kW	753 kW	753 kW	0 kW
Réservoir d'hydrogène	118 kg _{H2}	83 kg _{H2}	107 kg _{H2}	0 kg _{H2}
Impact économique	1064 k€	1139 k€	1748 k€	0 k€
Impact environnemental	-5806 tCO ₂ eq	-5732 tCO ₂ eq	-3679 tCO ₂ eq	0 tCO ₂ eq
Production annuelle	15,1 tH ₂	15,1 tH ₂	15,1 tH ₂	0 tH ₂

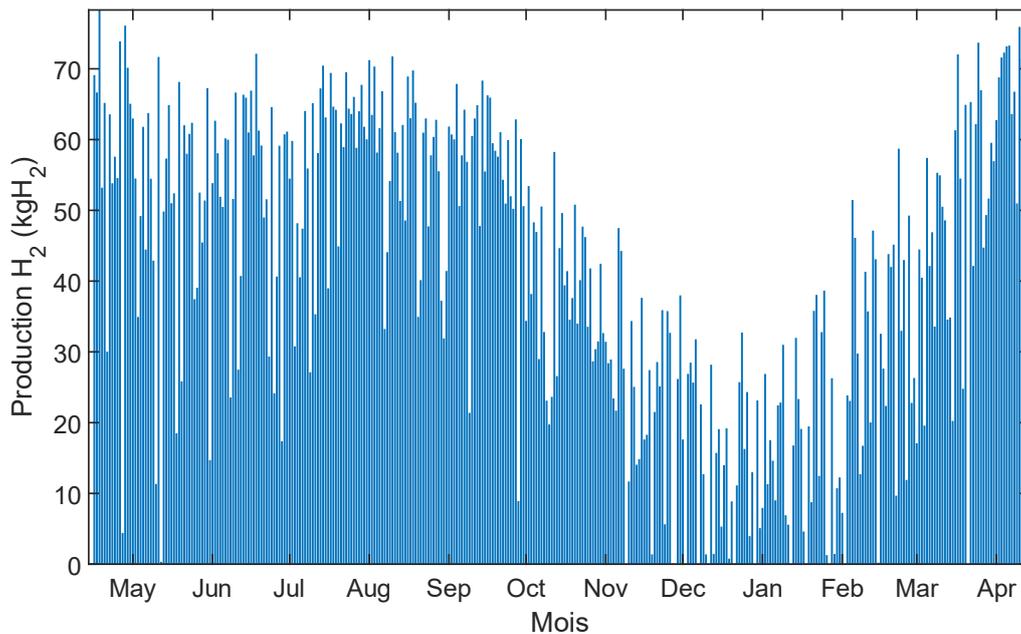


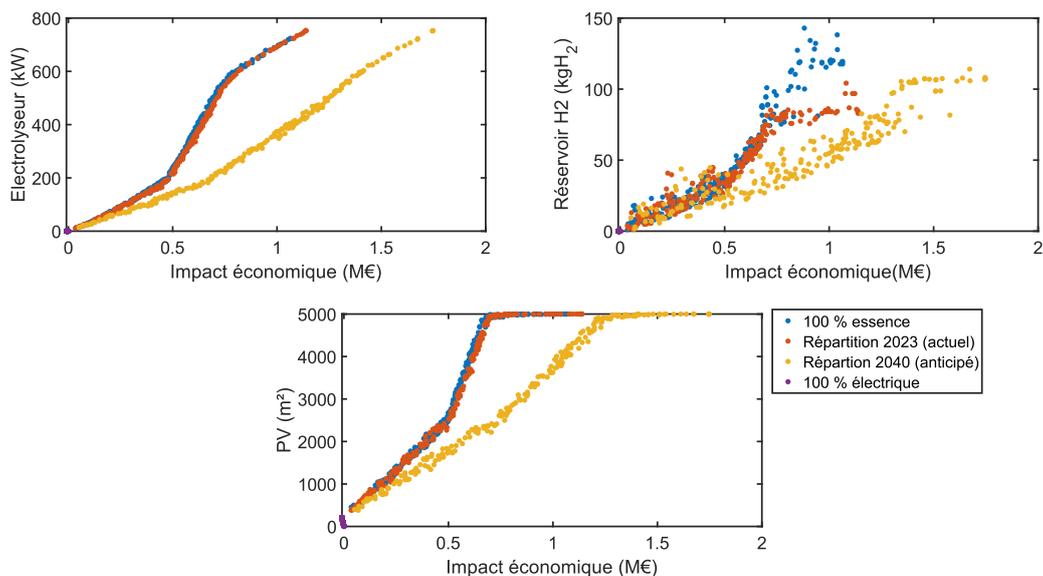
Figure IV-43 : Production journalière d'hydrogène avec l'optimum environnemental (2040)

Les configurations présentes dans les 4 fronts de Pareto sont détaillées sur la Figure IV-44. On observe des tendances similaires, quelle que soit la répartition des véhicules. L'ensemble des composants impacte négativement les performances économiques, sauf pour les panneaux PV de surface inférieure à 2,2 m² par habitation, comme évoqué précédemment. Le coût du carburant pour les véhicules électriques étant plus faible que pour les véhicules thermiques, cette tendance s'accroît avec l'augmentation de la part de véhicules électriques.

À l'inverse, dans les répartitions incluant des véhicules essence, les surfaces de panneaux photovoltaïques, de l'électrolyseur et du réservoir impactent positivement les performances environnementales. Les surfaces de panneaux PV peuvent être augmentées jusqu'au maximum (surface maximum des toitures) et toujours améliorer les performances environnementales. La puissance de l'électrolyseur suit un comportement similaire jusqu'à une limite (environ 500 kW) à partir de laquelle l'amélioration de performance se fait de plus en plus marginale (alors que le coût du système augmente drastiquement). Cet équilibre se crée par rapport aux émissions sur le cycle de vie de l'électrolyseur. Au fur et à mesure que la puissance de l'électrolyseur augmente, l'augmentation de ses émissions commence à compenser les gains apportés par la production d'hydrogène supplémentaire que l'augmentation de puissance permet de produire. De plus, une puissance plus importante permet de mieux absorber la surproduction les jours de grande production solaire, mais réduit les périodes où la puissance produite est suffisante pour dépasser la limite inférieure de fonctionnement de l'électrolyseur. La puissance des électrolyseurs atteint une limite pour les 3 répartitions aux environs de 750 kW. Cela est ici lié à la production maximum des panneaux PV. Une augmentation de la surface de panneaux permettant de meilleures performances environnementales, la surface de panneau augmente jusqu'à occuper la totalité de la toiture disponible. Une fois ce maximum atteint, la puissance de l'électrolyseur doit s'adapter à cette production PV. La puissance de

saturation aux environs de 600 kW est simplement la puissance d'électrolyseur la mieux adaptée à la production annuelle de 5000 m² de PV. Complémenter la surface PV sur les toitures des habitations par un champ de panneaux pourrait donc améliorer les performances environnementales. Du côté du réservoir d'hydrogène, les capacités dépendent directement de la taille des deux autres composants. De manière générale, le réservoir n'ayant pour but que de stocker la demande journalière, les capacités sont relativement petites comparées à celles pour d'autres architectures.

Dans l'ensemble, les tendances de design sont similaires entre les cas d'étude, seules de petites différences sont visibles dans les tailles des configurations qui peuvent être dues à l'aspect aléatoire des méthodes d'optimisation métaheuristiques, tel que les algorithmes génétiques. En revanche, les performances qui leur sont associées varient drastiquement. Cela n'impacte pas les tailles des configurations présentes dans le front de Pareto tant que ces configurations ont de meilleures performances que le point (0 M€ et 0 tCO₂eq) qui représente l'absence de système. Quand la proportion de véhicules électriques augmente suffisamment, ce point devient dominant sur l'ensemble des configurations hydrogène, qui donc disparaissent du front de Pareto, comme c'est le cas pour la configuration 100 % électrique.



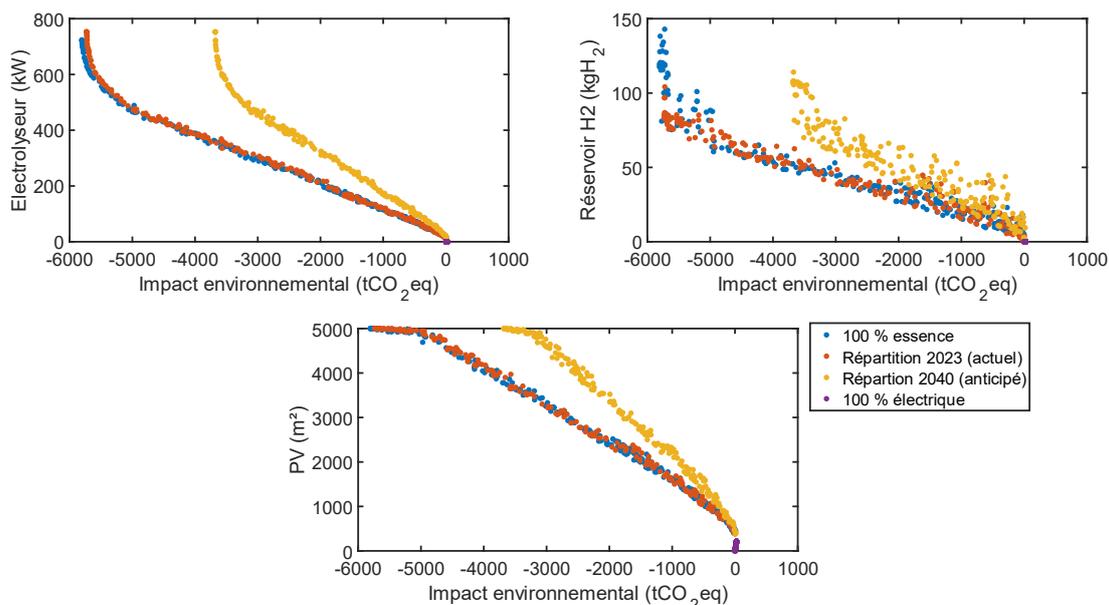


Figure IV-44 : Comparaison des configurations dans les fronts de Pareto (cas vente d'hydrogène)

La teneur en carbone de l'hydrogène produit varie selon la configuration. Cette teneur peut être calculée en divisant les émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie du système par la masse d'hydrogène produite sur sa durée de vie (équation (III-32)). Dans ce cas-ci, les émissions du système sont calculées par la différence entre les émissions des composants et celle évitée grâce à l'autoconsommation PV. Les teneurs en carbone de l'hydrogène produit pour les configurations optimisées pour la répartition 2040 sont illustrées sur la Figure IV-45. La teneur se stabilise autour des 6 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène produit. Ce qui signifie que pour que le système soit compétitif environnementalement il est nécessaire que chaque kilogramme d'hydrogène produit économise en usage plus de 6 kgCO₂eq. Cela correspond dans le cas des transports à une flotte avec environ 80 % de véhicules électriques (pour le réseau électrique français).

Ces valeurs sont supérieures à celles reportées dans les travaux d'Incer-Valverde et al. qui estiment la teneur de l'hydrogène "vert" entre 0,7 et 2,8 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène [123]. Cependant sans détails sur la méthodologie et le champ d'étude considéré il est compliqué d'estimer la raison de cet écart. Les travaux de l'institut de recherche Mizuho estiment la teneur en carbone de la production d'hydrogène par électrolyse alimentée par des panneaux PV à 3,8 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène produit sans prise en compte des émissions liées aux composants du système (panneau PV électrolyseur, etc.) et 5,5 kgCO₂eq avec leur prise en compte, ce qui donne des valeurs plus proches de celles obtenues ici [146]. La valeur de cette teneur est directement liée aux émissions sur le cycle de vie des panneaux PV qui représentent en moyenne 95% des émissions des composants. La valeur de 2113 kgCO₂eq.kWc⁻¹, devrait donc être réduite de moitié pour atteindre une teneur de 3 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène produit.

$$Teneur\ H_2 = \frac{Em_{sys} - Em_{\acute{e}vit\acute{e}e}}{m_{H_2}} \quad (IV-9)$$

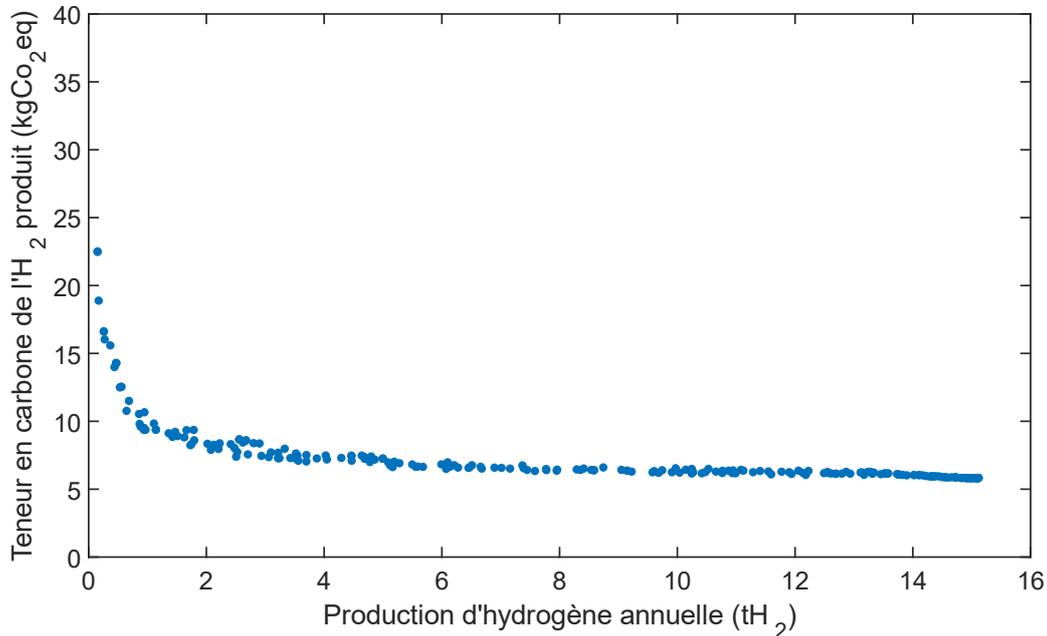


Figure IV-45 : Teneur en carbone de l'hydrogène produit

IV.4.2 Impact des facteurs de conversions

Les résultats présentés ci-dessus sont fortement influencés par les taux utilisés pour convertir la production d'hydrogène en gains économiques et environnementaux (voir Tableau IV-19). Une étude plus en détail de l'impact de ces taux peut donc être menée pour observer le potentiel de cette architecture de systèmes multi-énergie.

Pour étudier plus en détail l'aspect financier dans cette architecture, les configurations pour la répartition 2040 sont reprises et pour chaque configuration, avec production d'hydrogène, le prix de vente nécessaire pour arriver à un impact économique nul sur leurs cycles de vie est calculé. Nous calculons donc le prix auquel l'hydrogène doit être vendu pour que le système se rentabilise exactement après 20 ans. Les prix nécessaires sont illustrés sur la Figure IV-46. Ces tarifs varient entre 22 et 55 €.kgH₂⁻¹. Les prix les plus faibles sont obtenus avec les configurations proches de l'optimum environnemental (plus grande production annuelle). Globalement, le prix diminue avec la quantité d'hydrogène produit annuellement jusqu'à une certaine limite, où l'augmentation de la taille des systèmes et donc du coût total n'améliore qu'à la marge la quantité produite. Cet équilibre est également la raison pour laquelle les configurations avec une puissance d'électrolyseur plus grande ne sont pas présentes dans les configurations optimales du front de Pareto.

Les taux considérés par rapport au carburant remplacé par l'hydrogène varient entre 3,8 et 17,2 €.kgH₂⁻¹ selon la répartition (voir Tableau IV-19), ce qui explique que quelle que soit la répartition considérée aucune configuration produisant de l'hydrogène ne permet de gains économiques sur 20

ans. Le kilogramme d'hydrogène doit donc être vendu à 17,2 € pour concurrencer l'essence et 3,8 € pour concurrencer l'électricité (charge en heure creuse à domicile). Pour arriver à concurrencer ces carburants, il est donc nécessaire de réduire le coût total actualisé du système.

En moyenne dans les configurations, le coût total des panneaux PV (investissement, maintenance, fonctionnement et remplacement) représente en moyenne 55% du coût total du système multi-énergies et le coût total de l'électrolyseur 40%. Cette proportion est stable pour l'ensemble des configurations avec électrolyseur (sur l'ensemble des configurations : écart type 7,8 % pour le PV et 7,2 % pour l'électrolyseur). Ces deux composants ayant le plus d'impact sur le coût total du système, une réduction du prix de vente rentable de l'hydrogène passe par une réduction de leurs coûts.

Les réductions nécessaires sur ces deux composants pour obtenir un prix de vente d'hydrogène rentable sur 20 ans sont calculées sur la Figure IV-47. Les moyennes de ces réductions sont de 34, 52 et 70 % pour respectivement un prix de vente de l'hydrogène à l'équilibre économique de 15, 10 et 5 € par kilogramme. Pour la gamme de puissance considérée (entre 0 à 800 kW), le coût par kilowatt de l'électrolyseur varie entre 1970 €.kW⁻¹ et 2693 €.kW⁻¹. Pour l'électrolyseur, le coût nécessaire pour obtenir un prix de l'hydrogène à 10 € par kilogramme serait donc aux environs de 1025 €.kW⁻¹ et 1403 €.kW⁻¹. Pour les panneaux photovoltaïques, le coût par kWc est fixe à 1670 €.kWc⁻¹, le coût nécessaire serait donc de 870 €.kWc⁻¹.

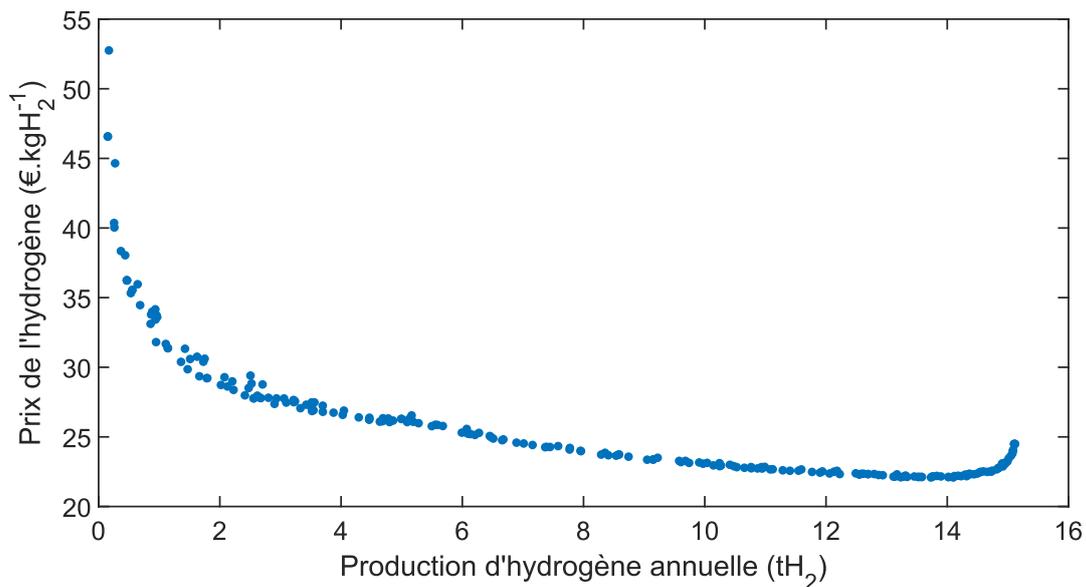


Figure IV-46 : Prix de vente de l'hydrogène pour une rentabilité économique sur 20 ans

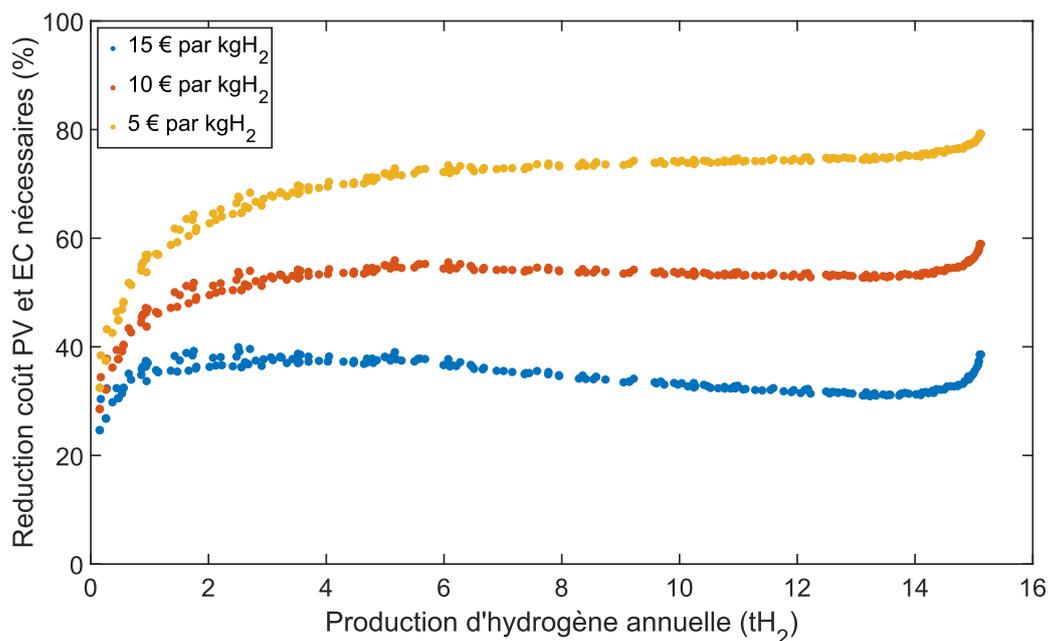


Figure IV-47 : Réduction de coût sur le photovoltaïque et l'électrolyseur nécessaire pour obtenir un coût d'hydrogène donné

L'impact du taux d'émission évité par kilogramme d'hydrogène produit est déjà visible sur les différents fronts de Pareto selon la répartition de véhicules (Figure IV-42). Sur cette figure, les taux varient entre 17 et 1,5 kgCO₂eq évité par kilogramme d'hydrogène. Il est possible d'observer sur la Figure IV-42 qu'avec un taux de 1,5 les configurations avec électrolyseurs ne sont pas présentes et que donc la limite de viabilité environnementale du système est dépassée.

Comme vu précédemment le taux d'émission évité évolue en fonction de la quantité de véhicules électriques. En raison de la faible teneur en carbone du réseau français, le taux diminue rapidement avec l'augmentation de la part de véhicules électriques. Dans le cas où le réseau est plus fortement carboné, les taux associés à chaque répartition évoluent également. En reprenant les taux moyens de carbone des réseaux électriques illustrés sur la Figure III-20, on obtient les taux de conversion détaillés dans le Tableau IV-19. Plus le taux de véhicules électriques augmente, plus les différences dues aux teneurs en carbone du réseau électrique s'accroissent.

Pour les répartitions de véhicules autres celles à 100 % électriques, les configurations de système avec production d'hydrogène restaient compétitives environnementalement pour les 3 pays européens, car les taux de conversion d'émission sont inférieurs à celui avec le réseau français avec la répartition 2040 (18 kgCO₂eq). Les fronts de Pareto qui seraient obtenus devraient donc être compris entre les fronts illustrés sur la Figure IV-42. En revanche dans le cas 100 % électrique, les taux étant inférieurs à 18 kgCO₂eq, ils peuvent évoluer.

Les configurations obtenues par optimisation sur la répartition 2040 française sont testées avec les taux 100% électriques pour les 3 pays européens. Cette étude a pour but d'identifier si pour ces mix énergétiques, et une répartition de véhicule à 100 % électrique, les systèmes de ventes d'hydrogène sont compétitifs environnementalement ou si comme dans le cas français ces configurations

deviennent dominées par le point (0 M€, 0 tCO₂eq) et donc n'apparaissent pas dans le front Pareto. L'optimisation multi-objectifs n'est pas effectuée à nouveau pour ces cas d'études, les configurations déjà identifiées sont retestées pour étudier leurs évolutions de performances. Les résultats obtenus sont illustrés sur la Figure IV-48.

Pour le cas d'un mix énergétique similaire à l'Allemagne et la Pologne les configurations restent compétitives environnementalement, car encore assez éloignées du point (0,0) représentant l'absence de système multi-énergies. En revanche dans le cas de la teneur en carbone du réseau britannique (6,3 kgCO₂eq) les configurations sont bien plus proches d'être dominées par le point (0,0). Cependant le système reste compétitif contrairement au cas français. La limite de viabilité environnementale du système avec électrolyseur semble donc se situer proche de 6,3 kgCO₂eq économisé par kilogramme d'hydrogène produit ce qui rejoint la valeur de 6 kgCO₂eq calculée ci-dessus.

Il est également possible d'observer que dans les cas allemand et britannique, les configurations avec de petits systèmes hydrogène semblent être compétitives du point de vue économique en plus de l'être environnementalement. Cela est imputable en partie au facteur de conversion économique, qui passe de 3,8 € dans le cas français à 10,6 € dans le cas allemand, grâce à l'augmentation du tarif de l'électricité de 0,147 €.kWh⁻¹ en France vers 0,41 €.kWh⁻¹ en Allemagne et 0,3 €.kWh⁻¹ au Royaume-Uni. Cependant, ce nouveau taux seul ne suffit pas à rendre les configurations avec électrolyseur rentable, comme vu dans le cas français avec 100 % de véhicule essence où avec un taux de 17,2 € ces configurations n'étaient pas compétitives. Un deuxième effet vient donc s'ajouter ici. En effet, l'augmentation du coût de l'électricité augmente à la fois le coût du carburant pour les voitures électriques et également les gains qu'apportent les panneaux photovoltaïques par autoconsommation. Ces deux facteurs bénéfiques sont nécessaires aux systèmes avec électrolyseur pour les rendre compétitifs économiquement.

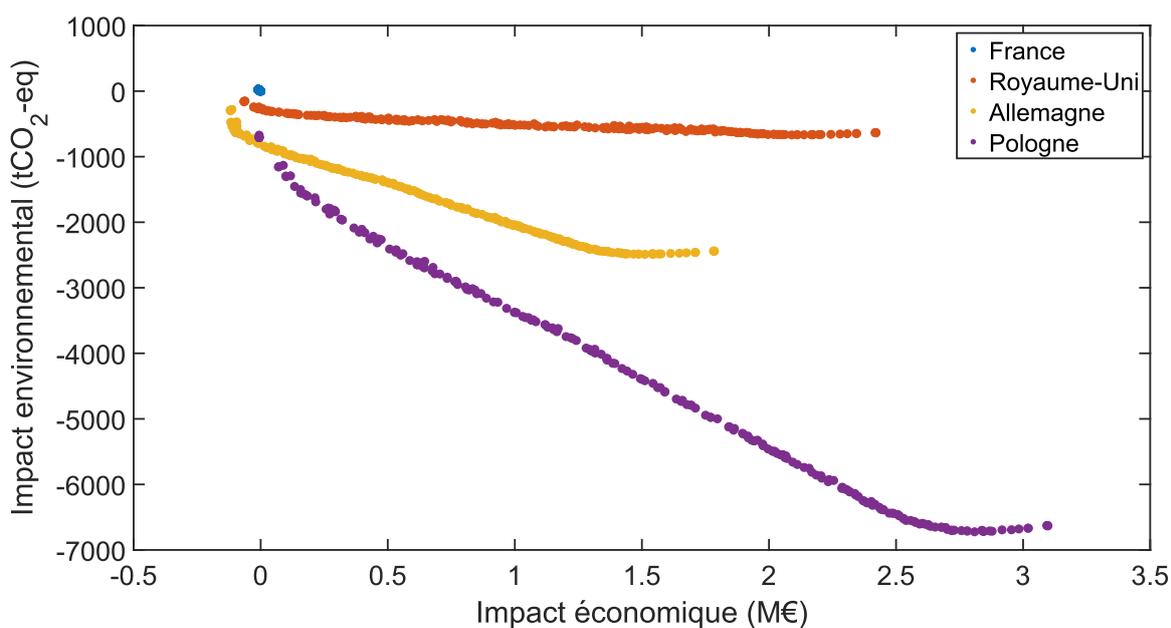


Figure IV-48 : Évolution des performances économiques et environnementales selon le mix énergétique considéré (répartition 100 % électrique)

Tableau IV-21 : Émission de CO₂ équivalent économisé par kilogramme d'hydrogène produit

Réseaux électriques	Cas 100 % essence	Cas 2023	Cas 2040	Cas 100 % électrique
France	25,1	24,8	18	1,5
Royaume-Uni	25,1	24,8	19,4	6,3
Allemagne	25,1	24,9	20,9	11,2
Pologne	25,1	25	24,1	21,9

Dans le cas où la production d'hydrogène n'est plus vendue pour remplacer des carburants pour des véhicules individuels, ces taux seraient à modifier. Sans faire une étude complète du comportement du système dans ces nouveaux cas d'étude, il est possible, en utilisant les évolutions observées des performances du système selon les taux de conversion économiques et environnementaux, d'effectuer des projections sur la viabilité du système sans refaire d'optimisation. Pour illustrer, il est possible d'étudier le cas où l'hydrogène est utilisé pour remplacer de l'hydrogène "gris" utilisé en industrie. Dans ce cas, les taux de conversion sont directement égaux au coût et la teneur de l'hydrogène "gris" actuellement utilisée. Les travaux de Incer-Valverde et al. estiment le coût entre 0,6 et 2,12 € et la teneur entre 7,5 et 13 kgCO₂eq par kilogramme d'hydrogène "gris" [123]. Du côté économique, les systèmes avec électrolyseur, ce ne serait donc pas compétitif, car le taux économique est ici bien inférieur à ceux dans le cas transport. En revanche du côté environnemental, cela donne un taux inférieur à la limite calculée à 6 kgCO₂eq. Cela semble indiquer que le système resterait dans ce cas compétitif en termes d'émission de CO₂.

Pour conclure sur cette architecture, l'utilisation d'énergie solaire photovoltaïque pour de l'autoconsommation résidentielle couplée à de la production de carburant décarboné pour de la mobilité légère semble présenter certains avantages. **Comparé au stockage d'hydrogène pour de la cogénération (power-to-power) cet usage présente dans l'immédiat de meilleures performances environnementales. Cependant sur un plus long terme, plus l'électrification des véhicules avance, moins les performances sont intéressantes.** Il est ainsi observé que comparé à une électrification des usages de transport et une décarbonation du mix énergétique, basé comme en France sur le nucléaire, le système de production d'hydrogène a plus de mal à s'imposer. Ceci n'est pas vrai pour les 3 autres réseaux électriques testés (britannique, allemand et polonais) pour lesquels le système reste compétitif environnementalement même comparé à des flottes de véhicules 100 % électriques. **On retrouve sur cette architecture-ci des conclusions similaires, mais dans une moindre mesure quant à la compétitivité du système multi-énergies avec le réseau électrique français basé sur l'énergie nucléaire.**

IV.5 Importation d'hydrogène

L'utilisation du système multi-énergies en tant que stockage à l'échelle d'individuelle fait intervenir dans chaque habitation un grand nombre de systèmes complexes et coûteux : panneau PV, batterie, système hydrogène tout cela en plus du système de chauffage. Une approche pour réduire le nombre de systèmes, est d'utiliser le système hydrogène non pas pour du stockage, mais directement comme un système de chauffage. Cependant pour pouvoir répondre de manière continue à la demande de chaleur des habitations une pile à combustible doit pouvoir être alimentée par un réseau d'hydrogène, de la même manière qu'une chaudière à gaz est généralement connectée à un réseau de gaz naturel.

Comme pour l'étude des systèmes de stockage répartie dans les habitations (section IV.3.3), l'évaluation des performances s'effectue ici sur les 5 habitations du quartier passif sélectionné dans la section II.3.1.2.3 pour réduire les temps de calcul. La pile à combustible est pilotée sur la demande de chaleur ce qui est primordial pour qu'elle remplisse son rôle de système de chauffage. Cette architecture est décrite extensivement dans la section III.3.2.2.

Dans un premier temps, le seul composant considéré sera la pile à combustible. Sa puissance étant contrainte par le confort thermique des habitants, elle ne peut pas faire l'objet d'une optimisation économique ou environnementale. La puissance acceptable de la pile est ici seulement régulée par la puissance pouvant répondre aux besoins thermiques de manière similaire à la pompe à chaleur initialement considérée. Pour déterminer la puissance nécessaire, les durées d'inconfort thermique sont estimées pour différentes puissances de pile. L'inconfort thermique est défini ici comme le nombre d'heures où la température intérieure du bâtiment est inférieure à la température de consigne moins la bande morte du thermostat alors que le chauffage est allumé (signal d'horloge ON).

Le comportement thermique annuel des 5 habitations est modélisé avec différentes puissances de piles à combustible pour estimer le nombre d'heures d'inconfort moyen entre les habitations. La valeur obtenue est ensuite comparée avec celle obtenue avec la pompe à chaleur 4,2 kW. Avec la pompe à chaleur, une valeur moyenne de 35,4 heures est modélisée. La comparaison avec les durées d'inconfort avec la pile à combustible est illustrée sur Figure IV-49. Une puissance de 4,5 kW permet une durée d'inconfort moyenne de 41,1 h et permet donc de répondre au besoin des habitations.

Les résultats indiquent qu'une pile de puissance permet donc d'assurer pour ces habitations le même confort thermique qu'une pompe à chaleur de puissance similaire, et ce sans appoint électrique. Cela est vrai en partie, car la pile est assez réactive pour répondre à la charge, temps de démarrage de 5 minutes (voir section III.2.2). Cependant, si cette durée augmente, on pourrait observer des difficultés à suivre la charge et donc une augmentation de l'inconfort thermique. Il peut donc être intéressant d'étudier quel impact ce paramètre a sur le confort. Les durées d'inconfort en fonction de la durée d'allumage de la pile à combustible 4,5 kW sont tracées sur la Figure IV-50. Il y apparaît que les durées d'inconfort pour ces bâtiments sont doublées pour une durée de démarrage de plus de 25 minutes et triplé après 50 minutes, illustrant bien l'importance de ce paramètre pour l'utilisation de la pile en tant que système de chauffage.

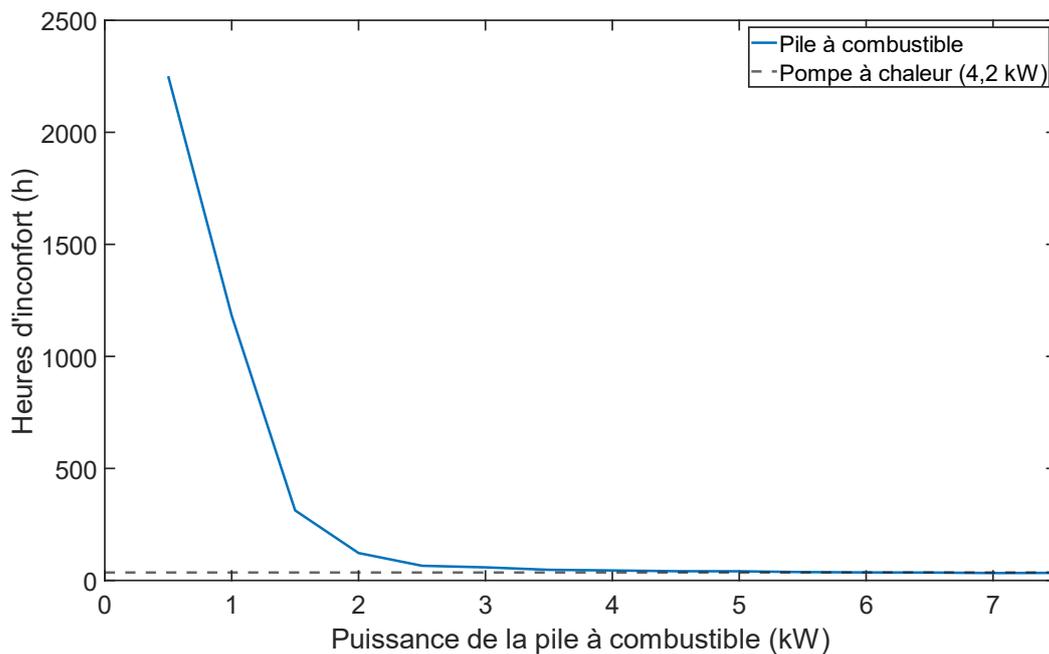


Figure IV-49 : Évolution des heures d'inconfort annuel en fonction de la puissance de la pile

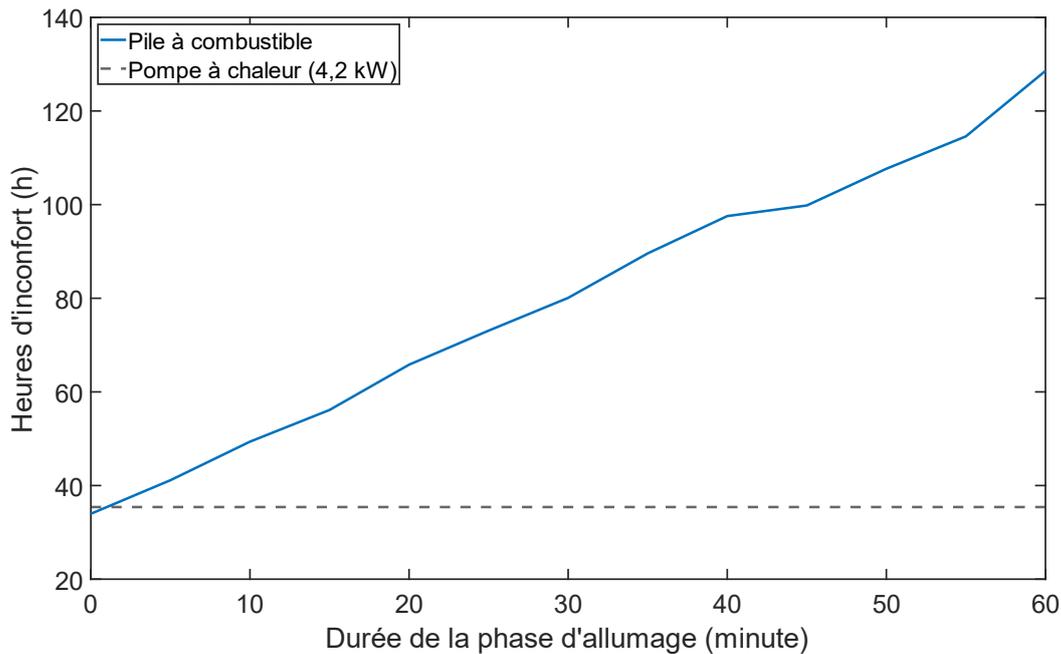


Figure IV-50 : Évolution des heures d'inconfort annuelle en fonction de la durée de la phase de démarrage de la pile à combustible

Comme vu dans la section IV.3.1.5, quand elle est pilotée sur la demande thermique, la pile peut produire de l'électricité en surplus. Cette électricité peut soit être considérée comme perdue, soit stockée dans une batterie. Pour étudier la viabilité d'ajouter une batterie au système deux optimisations mono-objectifs sur l'indicateur économique et environnemental sont effectuées. Il en résulte qu'une batterie de capacité entre 0,3 et 0,4 kWh permet d'améliorer les performances économiques du système, alors qu'aucune taille de batterie ne permet d'améliorer les performances environnementales. Pour la suite de l'étude, la pile sera accompagnée d'une batterie de 0,3 kWh.

Avec la puissance de la pile à combustible et la capacité de la batterie fixées, les performances économiques et environnementales des composants peuvent être estimées. Cependant pour estimer les performances du système, il est également nécessaire de connaître les impacts du carburant utilisé. Les travaux de Incer-Valverde et al. identifient 10 "couleurs" d'hydrogène, les types ainsi que les impacts associés sont résumés dans le Tableau IV-22, [123]. Plusieurs remarques peuvent être faites sur cette classification. Dans leurs travaux ils négligent l'hydrogène "blanc" (hydrogène naturellement présent dans le sol) ce qui sera ici également le cas. De plus, l'hydrogène "marron" et "noir" est considéré comme identique au niveau des impacts, ces deux "couleurs" seront donc fusionnées sous la couleur "marron" dans la suite de l'étude. Les valeurs d'impacts reportés pour l'hydrogène "orange" sont fortement dépendantes du mix énergétique et sont donc mises de côté dans l'étude présente, car difficilement transposables.

En plus des impacts de la production d'hydrogène viennent s'ajouter les impacts du transport de l'hydrogène. Pour l'impact économique une valeur de $0,67 \text{ €} \cdot \text{kgH}_2^{-1}$ est choisie à partir des données du

centre commun de recherche de l'Union Européenne [147]. Du côté environnemental, une valeur 0,16 kgCO₂eq.kgH₂⁻¹ sera utilisé en se basant sur les travaux de Wulf et al. [148].

Tableau IV-22 : Consommation annuelle par habitation dans le quartier britannique

Couleurs	Coût (€.kgH ₂ ⁻¹)	Émissions (kgCO ₂ eq.kgH ₂ ⁻¹)	Provenance
Vert	1,8-7,6	0,7-2,8	Électrolyse à partir d'énergies renouvelables
Orange	3,1-3,3	1-12	Électrolyse à partir du réseau électrique
Rose	3,5-6,5	0,3-0,6	Électrolyse à partir d'énergies nucléaires
Rouge	2,0-2,4	0,1	Thermolyse à partir d'énergies nucléaires
Jaune	7,3-7,8	0-2,7	Thermolyse à partir d'énergie solaire
Gris	0,6-2,1	7,5-13	Reformage du méthane sans capture du CO ₂
Bleu	1,3-3	0,2-6,9	Reformage du méthane avec capture du CO ₂
Turquoise	1,5-3,1	1,9-4,8	Pyrolyse du méthane et stockage CO ₂ solide
Marron	1,2-2,3	18-25	Gazéification à partir de lignite (charbon) ou de biomasse
Noire	1,2-2,3	18-25	Gazéification à partir de charbon bitumineux

Avec cet ensemble de valeurs, il est donc possible de calculer l'impact économique et environnemental du système de chauffage basé sur la pile à combustible. Les indicateurs sont ici comparés avec les performances des systèmes de chauffage des habitations, ici les pompes à chaleur. Pour pouvoir effectuer cette comparaison, le coût total actuel net ainsi que les émissions sur le cycle de vie de la pompe à chaleur doivent être calculés.

Du côté économique un coût d'achat de la pompe à chaleur de 5000 € est choisi en se basant sur le modèle utilisé pour les performances énergétiques [85]. Le coût de fonctionnement et de maintenance est fixé à 3% des coûts d'achat. Les tarifs de l'électricité sont gardés à l'identique soit 0,147 €.kWh⁻¹ en heures creuses et 0,1841 €.kWh⁻¹ en heures pleines [94]. Du côté environnemental, une valeur de 2210 kgCO₂eq est calculée en utilisant la base INIES et en retirant les émissions dues à la consommation électrique [149]. Ces émissions dues à la consommation électrique sont recalculées pour la consommation des habitations passives en utilisant les données d'électricity map. La durée de vie de la pompe à chaleur est considérée de 20 ans, aucun coût de remplacement n'est donc nécessaire.

Avec ces paramètres, la pompe à chaleur présente un coût total actuel net de 8,8 k€ et des émissions sur le cycle de vie de 4,1 tCO₂eq. Pour une première comparaison, les impacts de la production d'hydrogène sont fixés à 4,7 €.kgH₂⁻¹ et 1,75 kgCO₂eq.kgH₂⁻¹ (moyenne pour l'hydrogène "vert").

Utilisant ces valeurs, les performances sont comparées sur les Figure IV-51 et Figure IV-52. Il est clairement observable que le système de cogénération basé sur l'hydrogène présente des performances moins bonnes que la pompe à chaleur. Sur l'aspect économique, cela est dû à la fois au coût d'investissement plus important ainsi qu'aux coûts assez élevés de l'hydrogène "vert". Alors que sur l'aspect environnemental c'est uniquement la teneur en carbone de l'hydrogène produit par rapport au mix énergétique français qui pénalise le système de cogénération hydrogène.

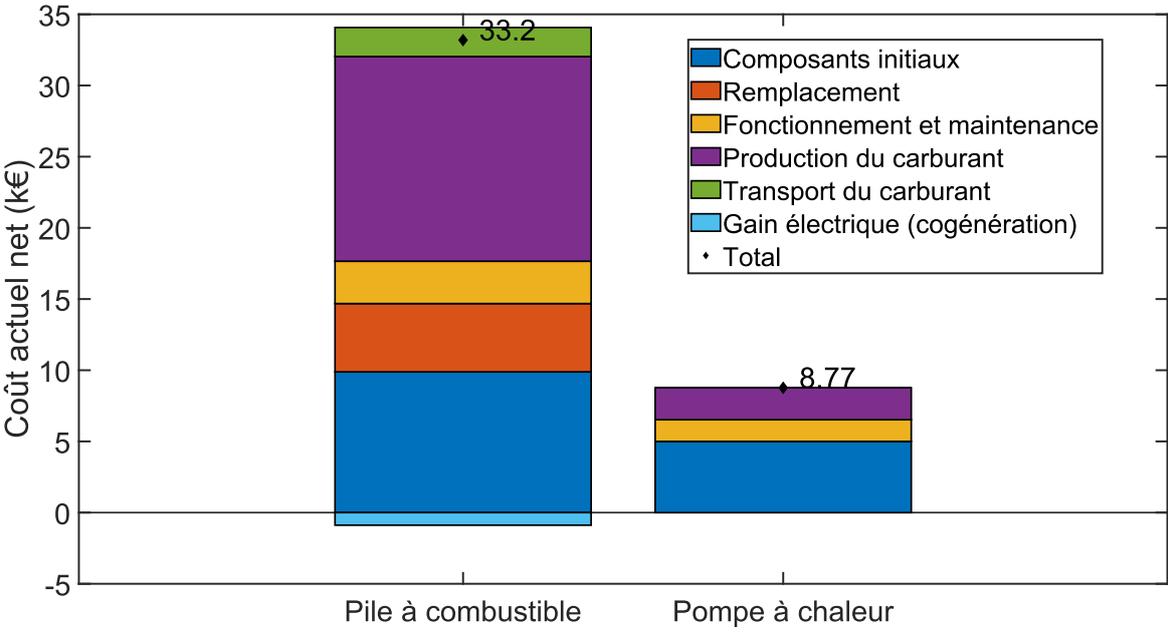


Figure IV-51 : Performance économique de la cogénération basée sur l'hydrogène et de la pompe à chaleur (hydrogène "vert" moyen)

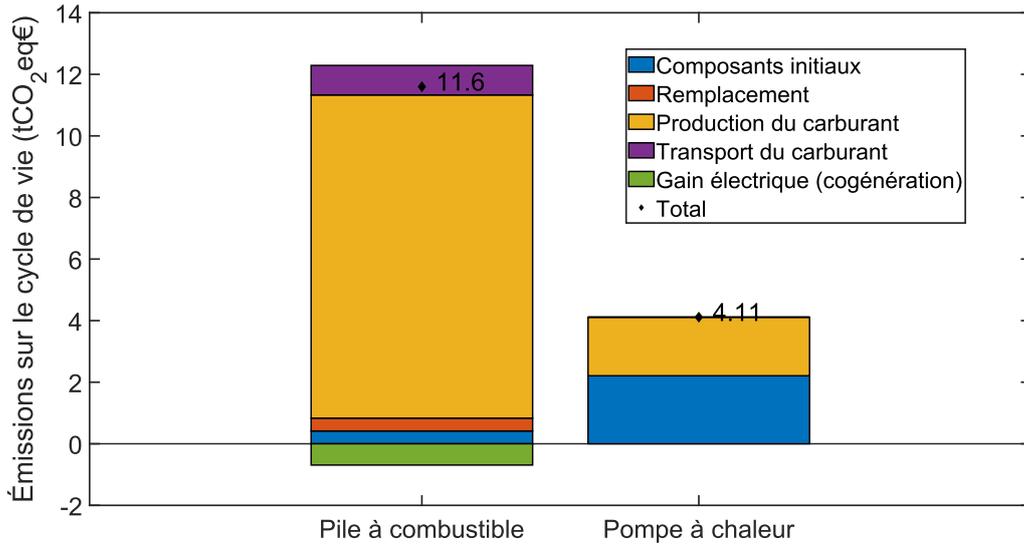


Figure IV-52 : Performance environnementale de la cogénération basée sur l'hydrogène et de la pompe à chaleur (hydrogène vert moyen)

Les performances étant fortement impactées par la teneur en carbone de l'hydrogène utilisé, elles vont varier fortement selon le type d'hydrogène utilisé. De plus, le type de réseau électrique considéré impacte à la fois les coûts et émissions de fonctionnement de la pompe à chaleur ainsi que les gains apportés par la cogénération du système pile à combustible. Une augmentation du coût en carbone et de la teneur du réseau électrique influence donc positivement les performances du système cogénération et négativement celles de la pompe à chaleur. Ces changements peuvent impacter le rapport de force entre le système de cogénération hydrogène et la pompe à chaleur.

Pour estimer si la variation de ces coûts et teneurs change la conclusion, l'évolution du ratio des performances est étudiée (équations (IV-10) et (IV-11)). Une valeur du ratio supérieure à 1 indique que la pompe à chaleur est plus performante et une valeur inférieure à 1 implique que le système cogénération est plus performant. L'évolution du ratio économique est étudiée en faisant varier le coût de l'hydrogène entre 0,6 et 8 €.kgH₂⁻¹ (Tableau IV-22) ainsi que les tarifs de l'électricité du réseau entre 0,1 et 0,5 €.kWh⁻¹ (données des pays de L'Union européen Tableau E-1). L'évolution du ratio environnemental est quant à elle étudiée en faisant varier l'impact de la production d'hydrogène entre 0,1 et 25 kgCO₂eq.kgH₂⁻¹ (Tableau IV-22) ainsi que des émissions de l'électricité entre 30 et 1000 kgCO₂eq.kWh⁻¹ (Tableau E-1).

$$r_{eco} = \frac{C_{inv,co\text{gen}} + C_{repl,co\text{gen}} + C_{O\&M,co\text{gen}} + C_{achat,H_2} - G_{elec,co\text{gen}}}{C_{inv,P\grave{a}C} + C_{O\&M,P\grave{a}C} + C_{achat,elec}} \quad (IV-10)$$

$$r_{envi} = \frac{Em_{sys,co\text{gen}} + Em_{H_2} - Em_{\acute{e}vit\acute{e},co\text{gen}}}{Em_{sys,P\grave{a}C} + Em_{elec}} \quad (IV-11)$$

La Figure IV-53 représente les résultats pour les performances économiques. Sur l'ensemble étudié le ratio est toujours supérieur à 1 ce qui implique que la pompe à chaleur a toujours de meilleures performances économiques que le système cogénération. Les valeurs varient entre 1,5 et 5, soit entre 50 % plus chères et 5 fois plus chères. Les ratios les plus grands se retrouvent pour les types d'hydrogène basé sur des énergies renouvelables ("jaune" et "vert"), alors que le ratio reste dans la majorité des pays européens inférieur à 3 pour les types d'hydrogène issus d'énergie fossile (marron, turquoise, bleu, gris).

La Figure IV-54 représente les résultats pour les performances environnementales. Pour cet indicateur, le système de cogénération hydrogène arrive à concurrencer la pompe à chaleur, mais seulement dans un cadre spécifique. Pour cela, il est nécessaire que la teneur de la production d'hydrogène soit inférieure à $2,5 \text{ kgCO}_2\text{eq.kgH}_2^{-1}$ pour les mix énergétiques de la majorité des pays européens. Ceci n'est possible que pour les types d'hydrogène issus d'énergie renouvelable ("vert" et "jaune") ou issus d'énergie nucléaire ("rouge" et "rose"). Pour la production d'hydrogène à partir de méthane avec capture de CO_2 ("bleu" et "turquoise"), le système de cogénération n'est meilleur que pour les types de mix énergétique avec les plus hautes teneurs. Les hydrogènes "gris" et "marron" ne permettent jamais au système d'être compétitif environnementalement. Il est possible d'observer que la teneur de la production d'hydrogène est un facteur plus impactant sur la compétitivité que la teneur carbone du réseau électrique. Il est également possible d'observer que le ratio devient négatif à la marge pour des teneurs de la production d'hydrogène inférieure à $1,2 \text{ kgCO}_2\text{eq.kgH}_2^{-1}$ et une teneur du réseau électrique supérieur à $0,25 \text{ kgCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$. Cela indique que les émissions évitées par l'aspect cogénération de la pile surpassent les émissions sur le cycle de vie du système (les émissions de la pompe à chaleur sont toujours positives).

L'Union européenne ne qualifie pas l'hydrogène en fonction de la couleur, mais l'identifie par des certifications, l'hydrogène dit « renouvelable » et l'hydrogène dit « bas carbone ». Pour être qualifiée de bas carbone, une production d'hydrogène doit présenter des émissions sur le cycle de vie 70 % inférieures à celles du carburant fossile [150]. Dans le cas du chauffage la référence est la teneur du gaz naturel soit $237 \text{ gCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$ [151]. L'hydrogène pour le chauffage doit donc avoir une teneur inférieure à $2,8 \text{ gCO}_2\text{eq.kgH}_2^{-1}$ (pouvoir calorifique supérieur) pour être qualifié comme bas carbone. Une production avec un teneur inférieure à la limite bas carbone pourrait concurrencer les pompes à chaleur dans une majorité de pays de l'Union européenne.

En généralisant, il est possible d'observer que la pile à de meilleures performances avec un rapport inférieur à environ 6 entre la teneur du réseau et de l'hydrogène. En mettant les deux valeurs à la même unité, soit un $\text{kgCO}_2.\text{kWh}^{-1}$ en utilisant le pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène, cela donne un rapport inverse et la teneur de l'hydrogène doit être environ 6,6 fois inférieure à la teneur du réseau. Ce qui est logique, la pompe à chaleur ayant une meilleure efficacité la source d'énergie de la pile doit bien moins carbonée pour être compétitive en termes d'émission. Pour référence en 2021 le mix énergétique français était 7,2 moins carboné que le mix allemand, une production d'hydrogène en France pour une vente en Allemagne pourrait donc avoir du potentiel, si les pertes d'efficacité, les émissions du transport et de la production des systèmes ne surpassent pas l'écart. De manière similaire en Allemagne, une production PV est 12,5 fois moins carbonée que le mix moyen annuel, la production

d'hydrogène par électrolyse PV pour le chauffage aurait dans ce contexte le potentiel d'apporter de meilleures performances que la pompe à chaleur.

Dans l'ensemble le système de cogénération basé sur l'hydrogène ne présente pas d'avantage économique par rapport à un système de chauffage avec une haute performance comme la pompe à chaleur. En revanche dans les bonnes conditions, le système permet d'obtenir de meilleures performances environnementales. Cependant une attention toute particulière doit être portée à l'impact environnemental de la production d'hydrogène.

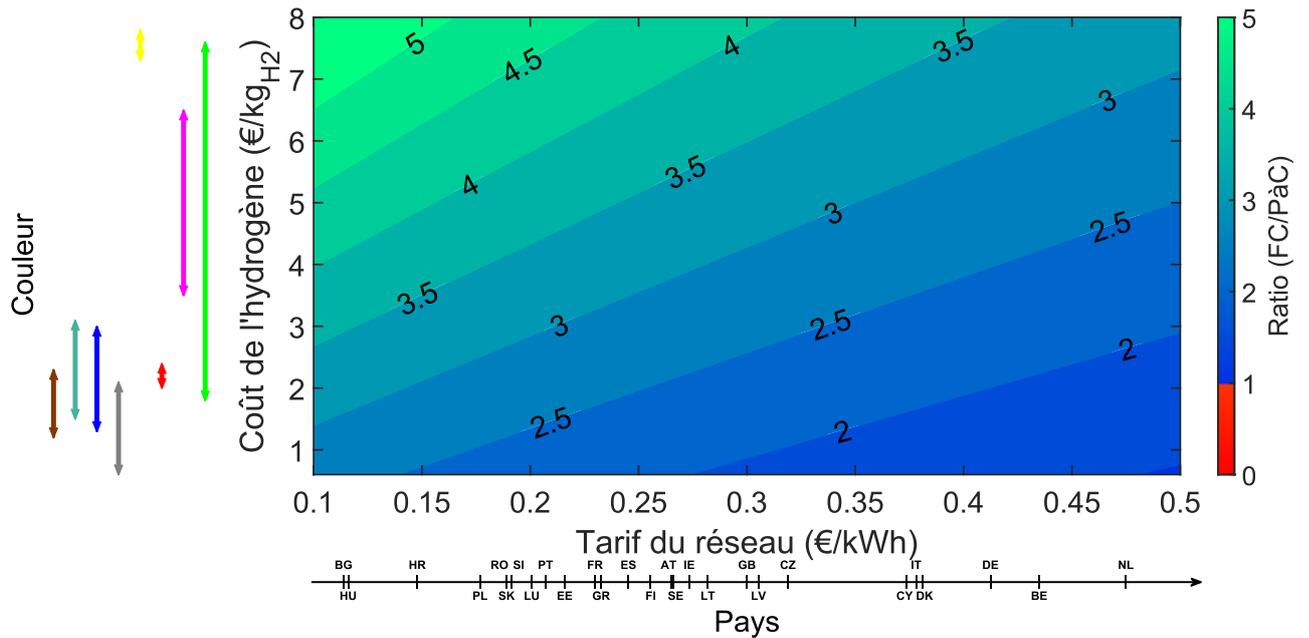


Figure IV-53 : Évolution du ratio de performance économique du système cogénération (FC) et de la pompe à chaleur (PàC)

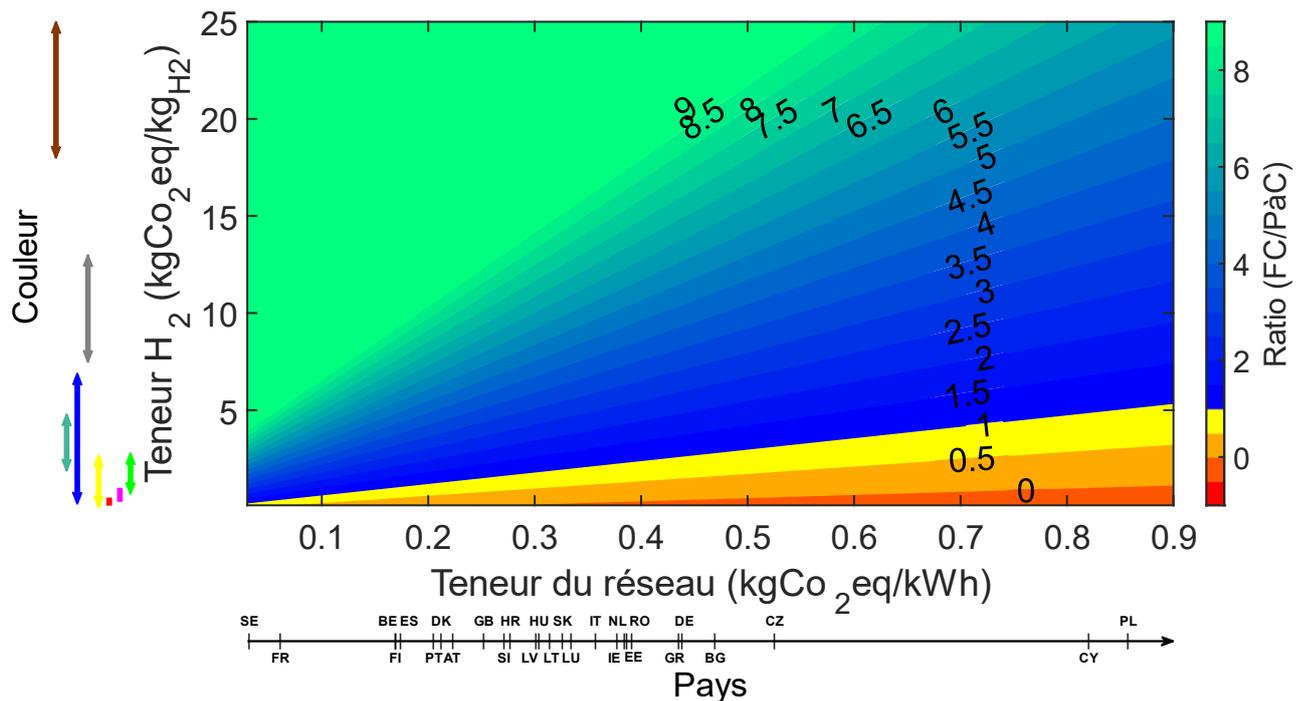


Figure IV-54 : Évolution du ratio de performance environnementale du système cogénération (FC) et de la pompe à chaleur (PàC)

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la simulation développée dans les chapitres précédents est intégrée dans un processus d'optimisation multi-objectifs. Des optimisations sont effectuées sur 3 cas d'usage de l'hydrogène. Pour l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur de stockage (power-to-power) le système a été testé pour 2 architectures (avec et sans réseau de chaleur), 2 échelles (système multi-énergie centralisé sur le quartier et systèmes répartis dans chaque habitation). De plus, une étude a été menée dans ce cas sur l'impact de la stratégie de pilotage utilisée et sur les mix énergétiques considérés pour les réseaux électriques nationaux.

Entre les différentes architectures, peu de différences entre les performances des systèmes avec et sans réseau de chaleur sont observées. Cela s'explique par le fait que les pertes liées au décalage temporel entre la production thermique des piles à combustible et la demande du bâtiment tertiaire central sont partiellement compensées par les pertes dans le réseau de chaleur. Une différence de dimensionnement se démarque tout de même, dans le cas avec bâtiment central, des piles de plus petites tailles sont favorisées par l'optimisation pour produire sur de plus longues durées et notamment en matinée quand le bâtiment tertiaire central a de grands besoins de chauffage.

Entre les échelles, les résultats indiquent que les systèmes répartis dans les habitations présentent de moins bons résultats que quand le système est centralisé au niveau du quartier. La réduction des pertes thermiques ne permet pas de compenser la diminution des performances due à la fois au

facteur d'échelle et à la répartition de l'énergie entre les bâtiments. Bien que plus facile à installer le choix de ce type de système doit se faire en prenant en compte cette perte.

Globalement, les résultats montrent que les systèmes multi-énergies avec stockage d'hydrogène ne sont actuellement ni économiquement ni environnementalement compétitifs par rapport au réseau électrique français pour un quartier passif. Le système se distingue principalement par l'apport d'énergie renouvelable. Sur le plan économique, et sans aide financière, ce constat demeure valable même avec des prix de l'électricité élevés ($0,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$). Sur le plan environnemental, les résultats sont fortement influencés par la faible empreinte carbone du réseau électrique français.

En plus de ce cas d'usage principal, 2 usages ont été étudiés. D'abord la génération locale d'hydrogène pour la vente (power-to-power) à travers le cas particulier de la vente pour le secteur du transport a été décrite. Les résultats montrent que le système n'est pas économiquement compétitif sans subventions. Sur le plan environnemental, l'hydrogène produit peut représenter un avantage en comparaison aux véhicules thermiques ainsi qu'électriques mais uniquement dans le cadre d'un mix électrique plus carboné que celui de la France.

Les résultats sont ensuite généralisés à travers les facteurs de conversion donnant pour le paramétrage utilisé une production d'hydrogène avec une teneur en carbone aux environs de $6 \text{ kgCO}_2\text{eq}$ par kilogramme d'hydrogène et un coût supérieur à 20 euros par kilogramme. Les systèmes obtenus par l'optimisation sont de grandes tailles, les surfaces de panneaux photovoltaïques prennent toute la toiture (50 m^2 par habitation) et des électrolyseurs de grande taille sont utilisés (jusqu'à 750 kW). Les réservoirs sont de taille plus réduite, car ne stockant l'hydrogène que pour une journée avant la vente (jusqu'à 120 kgH_2).

Enfin, l'usage de l'hydrogène en tant que source d'énergie importée pour chauffer les habitations a été étudié avec le dimensionnement du système et la comparaison de ces performances avec une pompe à chaleur. Pour une habitation passive de 114 m^2 , un système de chauffage composé d'une pile à combustible de $4,2 \text{ kW}$ accompagné d'une petite batterie de $0,3 \text{ kWh}$ serait en mesure de répondre au besoin du bâtiment. Comparé à une pompe à chaleur, le système présente de moins bonnes performances économiques pour des tarifs de l'électricité variant de $0,1$ à $0,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et un coût de l'hydrogène entre $0,6$ et $8 \text{ €} \cdot \text{kgH}_2^{-1}$. Environnementalement, les performances du système hydrogène peuvent être meilleures pour la majorité des mix énergétiques européens si la teneur en carbone de l'hydrogène utilisé est inférieure à environ $2,5 \text{ kgCO}_2\text{eq} \cdot \text{kgH}_2^{-1}$.

Conclusion et perspectives

L'objectif global de la thèse est d'évaluer et de comparer les potentiels de différents usages de l'hydrogène-énergie en milieu résidentiel ainsi que de relever les tendances de dimensionnement mises en avant pour chaque usage. Pour arriver à cet objectif global, deux objectifs intermédiaires ont dû être remplis.

Premièrement, il a été nécessaire d'estimer quelle charge électrique et thermique est demandée pour répondre au besoin des habitations, comment cette charge est répartie temporellement et comment ces profils varient d'une habitation à l'autre. À cette fin, un modèle de charge résidentielle quotidienne largement utilisé dans la littérature a été réimplémenté. Puis toutes les modifications et améliorations nécessaires à la génération des profils souhaités annuels ont été effectuées. Entre autres modifications, le module météorologique a été amélioré pour ajouter des modèles mensuels de couverture nuageuse, les effets de la température sur la production photovoltaïque ont été ajoutés, la variation saisonnière de l'arrivée d'eau a été introduite, la cohérence entre l'occupation et le programme de chauffage a été établie, et la variation saisonnière de l'utilisation des volets a été rendue possible. De plus, le modèle est paramétré pour pouvoir correspondre à une habitation passive dans la région étudiée, la Bourgogne Franche-Comté. En utilisant le modèle des profils, haute résolution temporelle, cohérents, continus et variés sont générés. Le modèle est également utilisé avec des paramétrages prospectifs mettant en avant le potentiel du modèle pour estimer les évolutions futures des demandes d'énergie résidentielles. La résolution de cette objectif intermédiaire a amené à la création d'un programme réutilisable et innovant de génération de charges électriques et thermiques résidentielles.

Par la suite, il a été nécessaire de modéliser un système multi-énergies basé sur l'hydrogène et d'évaluer ses performances. Dans ce but, des modèles énergétiques et dynamiques de piles à combustible, d'électrolyseurs et de batteries ont été formulés. La répartition des flux d'énergie entre les composants est simulée à travers plusieurs stratégies et architectures possibles. Une fois la modélisation du système multi-énergies implémenté, trois fonctions objectifs sont formulées pour estimer ses performances énergétiques (fraction d'énergie renouvelable), environnementales (émissions sur le cycle de vie) et économiques (coût net actualisé). Les modèles des systèmes multi-énergies ainsi implémentés, utilisent les données de météo et de charge électrique générées par le modèle précédent et sont combinés avec la simulation thermique du bâtiment. La résolution de ce deuxième objectif intermédiaire a amené à l'implémentation d'un programme permettant la modélisation énergétique d'un système multi-énergies couplé à un bâtiment et l'évaluation de ces impacts sur son cycle de vie complet.

Finalement, les résultats des deux objectifs intermédiaires sont utilisés pour répondre à la problématique. Pour cela, le modèle est utilisé dans une optimisation basée sur un algorithme génétique multi-objectifs, faisant varier les tailles des panneaux photovoltaïques, des batteries, des piles à combustibles, des électrolyseurs et des réservoirs d'hydrogène. Pour chaque architecture

étudiée, des fronts de Pareto contenant un ensemble de configurations non dominées ont été créés. Enfin, les tendances de dimensionnement ainsi que les performances des différentes architectures sont tirées de ces résultats.

Des résultats sont obtenus sur trois usages de l'hydrogène-énergie en milieu résidentiel, l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur de stockage de la surproduction PV (power-to-power), la génération d'hydrogène pour la vente (power-to-gas) et l'importation d'hydrogène pour le chauffage.

Dans le cas de l'usage de l'hydrogène pour fournir de l'électricité et de la chaleur (power-to-power), deux architectures sont testées : l'une avec distribution de l'énergie thermique grâce à un réseau de chaleur, l'autre avec utilisation de cette énergie dans un bâtiment de type tertiaire central et donc sans réseau de chaleur. Deux échelles de systèmes sont aussi considérées : un système unique de plus grande taille centralisé au niveau du quartier et des systèmes de taille inférieure répartis dans chaque habitation.

Au niveau des architectures, les résultats ne présentent que peu de différences entre les systèmes utilisant un réseau de chaleur et les systèmes sans réseau de chaleur. Ceci est dû au fait que les pertes dues au décalage temporel entre la production thermique de la pile et la demande du bâtiment central sont en partie compensées par les pertes dans le réseau de chaleur. La présence d'un réseau de chaleur ne semble donc pas nécessaire pour implémenter ce type de système. Au niveau de l'échelle, les résultats indiquent que les systèmes répartis dans les habitations présentent de moins bons résultats que quand le système est centralisé au niveau du quartier.

Dans l'ensemble, les résultats indiquent que des systèmes multi-énergies avec stockage hydrogène ne sont pas actuellement compétitifs en terme de coût et d'émission de gaz à effet de serre avec le réseau électrique français actuel pour un quartier passif et actuel. Le système se démarque donc uniquement par l'énergie renouvelable qu'il apporte. Du côté économique, sans aide financière, ce constat reste vrai même pour des coûts de l'électricité importants (0,5 €/kWh⁻¹). Du côté environnemental, les résultats sont fortement influencés par la faible teneur en carbone du réseau électrique français. Le constat n'est vrai que pour des mix énergétiques basés en majorité sur le nucléaire (France) ou sur l'hydroélectricité (Suède), ce qui ne correspond qu'à une minorité des mix énergétiques dans l'Union européenne. Il pourrait donc évoluer en France si les centrales nucléaires françaises vieillissantes ne sont pas remplacées par des technologies avec des teneurs en carbone de production similairement basse.

Pour la production d'hydrogène pour la vente (power-to-gas), le système est testé à l'échelle du quartier avec seulement 3 composants (panneaux PV, électrolyseur et réservoir d'hydrogène journalier). Avec les paramètres utilisés, la production d'hydrogène modélisé présente une teneur en carbone entre 10 et 6 kgCO₂éq par kilogramme d'hydrogène et un coût supérieur à 20 euros par kilogramme. Ces ordres de grandeur ne permettent pas au système d'être compétitif économiquement sans aides financières. En termes d'émission sur le cycle de vie, l'hydrogène produit peut apporter un gain dans les usages de la mobilité comme celui de l'apport de carburant à des véhicules thermiques voire électriques, mais seulement pour un mix électrique plus carboné que celui

de la France. Ces ordres de grandeur indiquent que la production est également compétitive environnementalement pour remplacer l'hydrogène issu de processus carboné utilisé en l'industrie.

Comparé à l'utilisation de l'hydrogène pour fournir de l'énergie au bâtiment, cet usage permet de meilleures performances environnementales, car portant sur le remplacement d'usage plus carboné (transport et industrie) que l'énergie des bâtiments. Cependant, le système reste complexe à rendre compétitif du côté économique sans aide financière.

Le dernier cas d'usage de l'hydrogène-énergie dans le milieu résidentiel est l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie au lieu de vecteur énergétique pour le stockage. Dans ce cas où l'hydrogène est importé depuis un réseau de gaz, ses propriétés dépendent de la source utilisée en amont pour le produire. Comparé aux performances d'un chauffage par pompe à chaleur, le système présente de moins bonnes performances économiques. Environnementalement, les performances du système hydrogène peuvent être meilleures pour la majorité des mix énergétiques européens si l'hydrogène utilisé est produit par une source décarbonée (renouvelable, nucléaire). Pour le cas d'étude et le paramétrage utilisé, la teneur de l'hydrogène en $\text{kgCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$ devrait être environ 6,6 fois inférieure à la teneur du réseau pour être compétitifs environnementalement. Cet usage de l'hydrogène a l'avantage d'être similaire au système de chauffage actuel et de pouvoir être installé progressivement dans les différentes habitations. Cependant, en France, les réseaux pouvant fournir les habitations en hydrogène ne sont pas encore développés, de plus les performances économiques et environnementales ont du mal à être compétitives avec l'électrification de la charge de chauffage par une pompe à chaleur dans le cas du mix électrique français.

Sur l'ensemble des usages, architectures et échelles, des conclusions similaires se dessinent. L'hydrogène énergie a le potentiel de fournir les bâtiments résidentiels en énergie renouvelable produite localement ainsi que dans certaines conditions de permettre des réductions des émissions de gaz à effet de serre. Cependant, des réductions des coûts importantes et des aides financières incitatives au développement sont nécessaires pour que ces systèmes puissent se développer malgré les contraintes économiques dans le secteur résidentiel français.

Sur le plan des perspectives de notre travail, à court terme, il est possible de retravailler le modèle pour l'améliorer ainsi que de l'utiliser pour de nouveaux cas d'étude. Les premières perspectives portent ainsi sur le module de génération de charge résidentielle. Ce modèle peut être amélioré pour augmenter la précision de la méthode ou développé pour augmenter son champ de modélisation :

- améliorer le modèle PV pour incorporer des pertes spécifiques telles que l'ombrage et poussière,
- améliorer la précision du modèle thermique en augmentant l'ordre du réseau RC,
- approfondir la gestion de la température intérieure par les habitants (ouverture des fenêtres, utilisation des volets, etc.),

- appliquer la méthodologie à d'autres climats, en particulier les climats plus chauds, pour permettre une étude plus précise du comportement estival des maisons,
- élargir le champ des appareils considérés pour inclure, les petits appareils numériques, les appareils de purification de l'air, etc,
- introduire un nouvel archétype de maison aux faibles performances thermiques afin d'élargir la gamme des consommations de chauffage pouvant être modélisées,
- élargir la variété des types de bâtiments (maisons multifamiliales, immeubles d'habitation, immeubles de bureaux, etc.),
- utiliser le modèle pour d'autres études prospectives (télétravail, nouveaux usages, etc).

Sur le système multi-énergies et les optimisations multi-objectifs des améliorations ainsi que de nouveaux cas d'étude sont également possibles :

- dimensionnement selon de nouveaux objectifs (taux d'autonomie, fiabilité, impact sociétal, etc.),
- complexifier l'étude économique (inclure les crédits d'impôt, coûts d'achat des terrains, etc.),
- développer des analyses de cycle de vie propre à l'étude au lieu d'utiliser celles de la littérature qui sont limitées pour les nouveaux équipements et utilisent des méthodologies différentes,
- prendre en compte d'autres indicateurs d'analyse de cycle de vie (épuisement des ressources en eau, usage des terres, etc.),
- étudier une commande du système optimisée au lieu d'un arbre de décision,
- optimiser pour d'autres architectures (stockage thermique, chaudière hydrogène, etc.) et d'autres échelles (ville, région, etc.),
- optimiser les architectures avec les charges prospectives (voitures électriques, climats futurs),
- reproduire la démarche complète (nouveau bâtiment, climat, comportement, etc.) dans un pays avec un réseau électrique plus carboné.

À plus long terme, il peut être intéressant d'approfondir certains cas d'études relevés comme pertinents dans les résultats. Par exemple, l'utilisation de la surproduction PV des bâtiments pour une production locale d'hydrogène semble être une solution environnementalement prometteuse. Il peut donc être intéressant d'étudier plus en détail le potentiel de production en France, les potentiels usages locaux de cet hydrogène et la faisabilité de ce type de système (économique, technique, cindynique, etc.).

Un autre cas intéressant est visible à travers l'étude du chauffage par importation d'hydrogène. En effet, cette solution n'est intéressante que dans des pays avec des mix énergétiques carbonés, mais plus le mix énergétique est décarboné plus il est facile de produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone en utilisant ainsi soit l'électricité décarbonée du réseau soit directement l'énergie nucléaire comme en France. Dans le cas de la France, il peut être donc intéressant d'étudier le potentiel d'exportation d'hydrogène français pour un usage de chauffage. De manière similaire au cas précédent, le potentiel et la faisabilité de ce type de système pourraient être intéressants à étudier (économique, technique, cindynique, etc.).

Ces cas d'études sont intéressants à étudier à toutes les échelles, de l'échelle individuelle à l'échelle nationale, ainsi qu'à tous les niveaux de précision, de l'étude d'un système à dimensionner et implémenter dans un cas d'étude précis et concret, à l'étude prospective du potentiel national pour inciter à l'investissement et au développement du domaine.

Bibliographie

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «CLIMATE CHANGE 2023-Synthesis Report,» 2023.
- [2] METEO FRANCE, «BILAN CLIMATIQUE DE L'ANNÉE 2023,» 2023. [Online]. https://meteofrance.fr/sites/meteofrance.fr/files/files/editorial/bilan_2023_web.pdf.
- [3] Commission européenne, «COMMUNICATION DE LA COMMISSION - Le pacte vert pour l'Europe,» 2019. [Online]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=COM:2019:640:FIN>.
- [4] International Energy Agency (IEA), «Tracking Clean Energy Progress 2023 - Buildings,» Paris, 2023. [Online]. <https://www.iea.org/reports/buildings>.
- [5] Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, «Bilan énergétique de la France en 2022 - Données définitives,» 2024.
- [6] Citepa, «Rapport Secten éd. 2022 : le point sur les émissions de gaz à effet de serre,» 2022.
- [7] K. Ou, W.-W. Yuan et Y.-B. Kim, «Development of optimal energy management for a residential fuel cell hybrid power system with heat recovery,» *Energy*, vol. 219, p. 119499, 2021. doi: 10.1016/j.energy.2020.119499.
- [8] P. Zhao, J. Wang, L. Gao et Y. Dai, «Parametric analysis of a hybrid power system using organic Rankine cycle to recover waste heat from proton exchange membrane fuel cell,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, p. 3382–3391, 2012. doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.11.081.
- [9] M. Alijanpour sheshpoli, S. S. Mousavi Ajarostaghi et M. A. Delavar, «Waste heat recovery from a 1180 kW proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) system by Recuperative organic Rankine cycle (RORC),» *Energy*, vol. 157, p. 353–366, 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.05.132.
- [10] F. Ghirardo, M. Santin, A. Traverso et A. Massardo, «Heat recovery options for onboard fuel cell systems,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, p. 8134–8142, 2011. doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.01.111.
- [11] F. Musharavati et S. Khanmohammadi, «Performance improvement of a heat recovery system combined with fuel cell and thermoelectric generator: 4E analysis,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 26701-26714, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.179>.

- [12] H. Tao, K. A. Mamun, A. Ali, E. Solomin, J. Zhou et N. Sinaga, «Performance enhancement of integrated energy system using a PEM fuel cell and thermoelectric generator,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.442>.
- [13] H. Q. Nguyen, A. M. Aris et B. Shabani, «PEM fuel cell heat recovery for preheating inlet air in standalone solar-hydrogen systems for telecommunication applications: An exergy analysis,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, p. 2987–3003, 2016. doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.12.108.
- [14] W. A. N. W. Mohamed et M. H. M. Kamil, «Hydrogen preheating through waste heat recovery of an open-cathode PEM fuel cell leading to power output improvement,» *Energy Conversion and Management*, vol. 124, p. 543–555, 2016. doi: 10.1016/j.enconman.2016.07.046.
- [15] H. Lambert, R. Roche, S. Jemeï, P. Ortega et D. Hissel, «Combined Cooling and Power Management Strategy for a Standalone House Using Hydrogen and Solar Energy,» *Hydrogen*, vol. 2, p. 207–224, 2021. doi: 10.3390/hydrogen2020011.
- [16] M. Hosseini, I. Dincer et M. A. Rosen, «Hybrid solar-fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses,» *Journal of Power Sources*, vol. 221, p. 372–380, 2013. doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.08.047.
- [17] S. Ham, D. Park, W.-Y. Lee et M. Kim, «Simulation to analyze operation strategy of combined cooling and power system using a high-temperature polymer electrolyte fuel cell for data centers,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 8247-8259, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.257>.
- [18] F. Tooryan, H. HassanzadehFard, V. Dargahi et S. Jin, «A cost-effective approach for optimal energy management of a hybrid CCHP microgrid with different hydrogen production considering load growth analysis,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 6569-6585, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.036>.
- [19] Y. Qin, H. Zhang et X. Zhang, «Integrating high-temperature proton exchange membrane fuel cell with duplex thermoelectric cooler for electricity and cooling cogeneration,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 38703-38720, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.041>.
- [20] A. Maleki, H. Hafeznia, M. A. Rosen et F. Pourfayaz, «Optimization of a grid-connected hybrid solar-wind-hydrogen CHP system for residential applications by efficient metaheuristic approaches,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 123, p. 1263–1277, 2017. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.05.100.
- [21] T. M. I. Mahlia et P. L. Chan, «Life cycle cost analysis of fuel cell based cogeneration system for residential application in Malaysia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, p. 416–426, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.07.041.

- [22] H. Chang, X. Xu, J. Shen, S. Shu et Z. Tu, «Performance analysis of a micro-combined heating and power system with PEM fuel cell as a prime mover for a typical household in North China,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, p. 24965–24976, 2019. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.183.
- [23] A. Mohammed, A. M. Ghaithan, A. Al-Hanbali et A. M. Attia, «A multi-objective optimization model based on mixed integer linear programming for sizing a hybrid PV-hydrogen storage system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 9748-9761, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.060>.
- [24] M. A. Ancona, F. Catena et F. Ferrari, «Optimal design and management for hydrogen and renewables based hybrid storage micro-grids,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 20844-20860, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.204>.
- [25] I. B. Mansir, E. H. B. Hani, H. Ayed et C. Diyoke, «Dynamic simulation of hydrogen-based zero energy buildings with hydrogen energy storage for various climate conditions,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 26501-26514, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.213>.
- [26] A. M. Ferrario, A. Bartolini, F. S. Manzano, F. J. Vivas, G. Comodi, S. J. McPhail et J. M. Andujar, «A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation,» *Advances in Applied Energy*, vol. 3, p. 100048, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100048>.
- [27] M. Kilic et A. F. Altun, «Dynamic modelling and multi-objective optimization of off-grid hybrid energy systems by using battery or hydrogen storage for different climates,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 22834-22854, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.103>.
- [28] O. M. Babatunde, J. L. Munda et Y. Hamam, «Hybridized off-grid fuel cell/wind/solar PV /battery for energy generation in a small household: A multi-criteria perspective,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 6437-6452, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.018>.
- [29] R. Dufo-López et J. L. Bernal-Agustín, «Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems,» *Renewable Energy*, vol. 33, p. 2559–2572, 2008. doi: 10.1016/j.renene.2008.02.027.
- [30] F. Khalid, I. Dincer et M. A. Rosen, «Analysis and assessment of an integrated hydrogen energy system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, pp. 7960-7967, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.221>.

- [31] D. C. Šanić et F. Barbir, «Stand-alone micro-trigeneration system coupling electrolyzer, fuel cell, and heat pump with renewables,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 35068-35080, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.090>.
- [32] C. Ghenai, T. Salameh et A. Merabet, «Technico-economic analysis of off grid solar PV/Fuel cell energy system for residential community in desert region,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, p. 11460–11470, 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.05.110.
- [33] A. Arsalis, A. N. Alexandrou et G. E. Georghiou, «Thermoeconomic modeling of a completely autonomous, zero-emission photovoltaic system with hydrogen storage for residential applications,» *Renewable Energy*, vol. 126, p. 354–369, 2018. doi: 10.1016/j.renene.2018.03.060.
- [34] Q. Guo, Y. Chen, Y. Xu, S. Nojavan, H. Bagherzadeh et E. Valipour, «Integration of hydrogen storage system and solar panels in smart buildings,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 19237-19251, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.085>.
- [35] X. Xu, W. Hu, W. Liu, Z. Zhang, Y. Du, Z. Chen et S. Abulanwar, «Optimal operational strategy for a future electricity and hydrogen supply system in a residential area,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 4426-4440, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.085>.
- [36] P. Gabrielli, F. Furer, G. Mavromatidis et M. Mazzotti, «Robust and optimal design of multi-energy systems with seasonal storage through uncertainty analysis,» *Applied Energy*, vol. 238, pp. 1192-1210, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.064>.
- [37] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli et M. Mazzotti, «Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage,» *Applied Energy*, vol. 219, pp. 408-424, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.142>.
- [38] J. Mustafa, S. Alqaed, F. A. Almehmadi, E. H. Malekshah et M. Sharifpur, «Effect of economic and environmental parameters on multi-generation of electricity, water, heat, and hydrogen in Saudi Arabia: A case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.035>.
- [39] R. S. El-Emam, M. F. Ezzat et F. Khalid, «Assessment of hydrogen as a potential energy storage for urban areas' PV-assisted energy systems - Case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 26209-26222, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.107>.
- [40] O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid et A. Elbast, «Optimal Design of a PV/Fuel Cell Hybrid Power System for the City of Brest in France,» chez *IEEE ICGE 2014*, Sfax, 2014. [Online]. <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01023490>.

- [41] S. Basnet, K. Deschinkel, L. L. Moyne et M. C. Péra, «Optimal integration of hybrid renewable energy systems for decarbonized urban electrification and hydrogen mobility,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 83, pp. 1448-1462, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.054>.
- [42] M. M. Samy, S. Barakat et H. S. Ramadan, «A flower pollination optimization algorithm for an off-grid PV-Fuel cell hybrid renewable system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, p. 2141–2152, 2019. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.05.127.
- [43] Y. Han, G. Zhang, Q. Li, Z. You, W. Chen et H. Liu, «Hierarchical energy management for PV/hydrogen/battery island DC microgrid,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, p. 5507–5516, 2019. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.135.
- [44] M. Armstrong, M. C. Swinton, H. Ribberink, I. Beausoleil-Morrison et J. Millette, «Synthetically derived profiles for representing occupant-driven electric loads in Canadian Housing,» *Journal of Building Performance Simulation*, vol. 2, March 2009. doi: 10.1080/19401490802706653.
- [45] T. Guo, M. Bachmann, M. Kersten et M. Kriegel, «A combined workflow to generate citywide building energy demand profiles from low-level datasets,» *Sustainable Cities and Society*, vol. 96, p. 104694, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104694>.
- [46] HOMER software, *HOMER pro 3.15 user manual*, 2024. [Online]. <https://homerenergy.com/>.
- [47] A. Grandjean, J. Adnot et G. Binet, «A review and an analysis of the residential electric load curve models,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 6539–6565, 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.08.013.
- [48] E. Proedrou, «A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 12114-12133, 2021. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3050074.
- [49] D. Aerts, «Occupancy and Activity Modelling for Building Energy Demand Simulations, Comparative Feedback and Residential Electricity Demand Characterisation,» 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.2186.4484.
- [50] R. G. Pratt, C. C. Conner, E. E. Richman, K. G. Ritland, W. F. Sandusky et M. E. Tzylor, «Description of electric energy use in single-family residences in the pacific northwest, end-use Load and Consumer Assessment Program (elcap).,» 1989.
- [51] J. Widén, M. Lundh, I. Vassileva, E. Dahlquist, K. Ellegård et E. Wäckelgård, «Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data—Modelling approach and validation,» *Energy and buildings*, vol. 41, p. 753–768, 2009.

- [52] J. Widén et E. Wäckelgård, «A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand,» *Applied Energy*, vol. 87, p. 1880–1892, 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.11.006.
- [53] J. Widén, A. M. Nilsson et E. Wäckelgård, «A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand,» *Energy and Buildings*, vol. 41, p. 1001–1012, 2009. doi: 10.1016/j.enbuild.2009.05.002.
- [54] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield et C. Clifford, «Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model,» *Energy and Buildings*, vol. 42, p. 1878–1887, 2010. doi: 10.1016/j.enbuild.2010.05.023.
- [55] E. McKenna, M. Krawczynski et M. Thomson, «Four-state domestic building occupancy model for energy demand simulations,» *Energy and Buildings*, vol. 96, pp. 30-39, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.03.013>.
- [56] Y. Chen, M. Guo, Z. Chen, Z. Chen et Y. Ji, «Physical energy and data-driven models in building energy prediction: A review,» *Energy Reports*, vol. 8, p. 2656–2671, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.01.162>.
- [57] Y. Li, Z. O'Neill, L. Zhang, J. Chen, P. Im et J. DeGraw, «Grey-box modeling and application for building energy simulations - A critical review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, p. 111174, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111174>.
- [58] T. Berthou, P. Stabat, R. Salvazet et D. Marchio, «Development and validation of a gray box model to predict thermal behavior of occupied office buildings,» *Energy and Buildings*, vol. 74, p. 91–100, 2014. doi: 10.1016/j.enbuild.2014.01.038.
- [59] J. Vivian, A. Zarrella, G. Emmi et M. D. Carli, «An evaluation of the suitability of lumped-capacitance models in calculating energy needs and thermal behaviour of buildings,» *Energy and Buildings*, vol. 150, pp. 447-465, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.06.021>.
- [60] M. Lauster, J. Teichmann, M. Fuchs, R. Streblow et D. Mueller, «Low order thermal network models for dynamic simulations of buildings on city district scale,» *Building and Environment*, vol. 73, pp. 223-231, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2013.12.016>.
- [61] G. Reynders, J. Diriken et D. Saelens, «Quality of grey-box models and identified parameters as function of the accuracy of input and observation signals,» *Energy and Buildings*, vol. 82, pp. 263-274, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.07.025>.
- [62] International Organization for Standardization, «Performance énergétiques des bâtiments — Besoins d'énergie pour le chauffage et le refroidissement, les températures intérieures et les chaleurs sensible et latente (ISO Standard No.13790:2008),» 2008.

- [63] E. McKenna et M. Thomson, «High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model,» *Applied Energy*, vol. 165, pp. 445-461, 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.089>.
- [64] J. Barton, M. Thomson, P. Sandwell et A. Mellor, «A Domestic Demand Model for India,» chez *Advances in Energy Research, Vol. 1*, Singapore, 2020.
- [65] I. Richardson, M. Thomson et D. Infield, «A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations,» *Energy and Buildings*, vol. 40, pp. 1560-1566, 2008.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2008.02.006>.
- [66] I. Richardson et M. Thomson, «Integrated simulation of photovoltaic micro-generation and domestic electricity demand: a one-minute resolution open-source model,» *proceedings of the institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 227, p. 73–81, 2013.
- [67] M. Patin, S. Bégot, F. Gustin et V. Lepiller, «Comprehensive bottom-up methodology for generating high-resolution yearly building load profiles: A case study in temperate oceanic climate,» *Energy and Buildings*, vol. 320, p. 114584, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114584>.
- [68] P. Zippenfenig, *Open-Meteo.com Weather API*, 2023. doi: 10.5281/zenodo.7970649.
- [69] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, G. Biavati, A. Horányi, J. Muñoz Sabater, J. Nicolas, C. Peubey, R. Radu, I. Rozum, D. Schepers, A. Simmons, C. Soci, D. Dee et J.-N. Thépaut, *ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present*, ECMWF, 2023. doi: 10.24381/cds.adbb2d47.
- [70] J. Muñoz Sabater, *ERA5-Land hourly data from 2001 to present*, ECMWF, 2019. doi: 10.24381/CDS.E2161BAC.
- [71] S. Schimanke, M. Ridal, P. Le Moigne, L. Berggren, P. Undén, R. Randriamampianina, U. Andrea, E. Bazile, A. Bertelsen, P. Brousseau, P. Dahlgren, L. Edvinsson, A. El Said, M. Glinton, S. Hopsch, L. Isaksson, R. Mladek, E. Olsson, A. Verrelle et Z. Q. Wang, *CERRA sub-daily regional reanalysis data for Europe on single levels from 1984 to present*, ECMWF, 2021. doi: 10.24381/CDS.622A565A.
- [72] Office for National Statistics, *United Kingdom Time Use Survey*, 2019.
<https://doi.org/10.5255/UKDA-Series-2000054>.
- [73] Institut national de la statistique et des études économiques, *Enquête Emploi du temps 2009-2010*, 2010.

- [74] S. Ponthieux, «Introduction. Les enquêtes Emploi du temps: une source majeure pour l'étude des inégalités sociales et de genre,» *Economie et statistique*, vol. 478, p. 59–77, 2015.
- [75] Institut national de la statistique et des études économiques, *Taille des ménages, Données annuelles de 1968 à 2020*, 2023.
- [76] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield et A. Delahunty, «Domestic lighting: A high-resolution energy demand model,» *Energy and Buildings*, vol. 41, pp. 781-789, 2009.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.02.010>.
- [77] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *PANEL USAGES ELECTRODOMESTIQUES — Consommations électrodomestiques françaises basées sur des mesures collectées en continu dans 100 logements*, 2021. [Online].
<https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4473-panel-usages-electrodomestiques.html>.
- [78] Enerdata, *Odyssee-Mure, Sectoral Profile - Households, Energy consumption by end-use*, 2023. [Online]. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/households/energy-consumption-by-end-use.html>.
- [79] Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), *L'équipement des ménages de 1996 à 2019, Enquêtes EPCV et SRCV*, 2021. [Online].
<https://www.insee.fr/fr/statistiques/5017395?sommaire=5017397>.
- [80] Gifam, le groupement des marques d'appareils pour la maison, *Conférence de presse, 12 février 2021*, 2021. [Online]. <https://www.gifam.fr/wp-content/uploads/2021/02/Conference-de-presse-2021.pdf>.
- [81] European Commission, *Off mode, standby and networked standby devices, Ecodesign requirements for products with standby and off-mode*, 2023. [Online].
https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/standards-tools-and-labels/products-labelling-rules-and-requirements/energy-label-and-ecodesign/energy-efficient-products/mode-standby-and-networked-standby-devices_en.
- [82] Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, *RT-RE Bâtiment*, 2022. [Online]. <https://rt-re-batiment.developpement-durable.gouv.fr>.
- [83] Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, «Données sur le parc automobile français au 1er janvier 2023,» 2023. [Online].
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-le-parc-automobile-francais-au-1er-janvier-2023>.
- [84] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *Guide technique: Les besoin d'eau chaude sanitaire en habitat individuelle et collectifs*, 2016. [Online].

https://www.costic.com/sites/default/files/upload/telechargements/ECS_MJL_ADEME/besoin-eau-chaude-sanitaire-habitat-individuel-et-collectif.pdf.

- [85] Wamak, *AiWa L Natura - Air Source Heat pumps AiWa Natura*, 2023. [Online]. <https://www.wamak.eu/en/residential/heat-pumps/air-source-heat-pumps/aiwa-l-natura>.
- [86] F. Belaïd, D. Roubaud et E. Galariotis, «Features of residential energy consumption: Evidence from France using an innovative multilevel modelling approach,» *Energy Policy*, vol. 125, pp. 277-285, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.007>.
- [87] Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), *Taille des ménages : répartition des résidences principales selon le nombre d'occupants*, 2020.
- [88] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *L'observatoire DPE-Audit*, 2024. [Online]. <https://observatoire-dpe-audit.ademe.fr/accueil>.
- [89] Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, *Chiffres clés du logement édition 2022 - Consommation d'énergie*, 2022. [Online]. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-logement-2022/29-consommation-denergie>.
- [90] CODA Stratégies, «La climatisation de confort dans les bâtiments résidentiels et tertiaires,» 2020.
- [91] W. Marion et K. Urban, «User's Manual for TMY2s (Typical Meteorological Years)-Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base,» 1995.
- [92] Commission de la régulation de l'énergie (CRE), *Délibération de la CRE du 21 juillet 2011 portant communication au Gouvernement des valeurs des coefficients S1 et V1 définis dans l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil*, 2011. [Online]. <https://www.cre.fr/documents/deliberations/tarifs-photovoltaique-du-1er-juillet-au-30-septembre-2011.html>.
- [93] Commission de la régulation de l'énergie (CRE), *Arrêtés tarifaires photovoltaïques en métropole*, 2024. [Online]. <https://www.cre.fr/documents/open-data/arretes-tarifaires-photovoltaïques-en-metropole.html>.
- [94] Commission de régulation de l'énergie (CRE), *Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs résidentiels, Option heures pleines heures creuses*, 2024. [Online]. <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/r/f7303b3a-93c7-4242-813d-84919034c416>.

- [95] M. C. Fitzpatrick et R. R. Dunn, «Contemporary climatic analogs for 540 North American urban areas in the late 21st century,» *Nature Communications*, vol. 10, p. 614, 2019. doi: 10.1038/s41467-019-08540-3.
- [96] Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, *Résultats détaillés de l'enquête mobilité des personnes de 2019*, 2021. [Online]. www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/resultats-detailles-de-lenquete-mobilite-des-personnes-de-2019.
- [97] Electric Vehicle Database, *Energy consumption of full electric vehicles*.
- [98] European Alternative Fuels Observatory, *Europe's EV Market Update for May 2024*, 2024. [Online]. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/news/europes-ev-market-update-may-2024>.
- [99] J. Neuhausen, J.-H. Bomke, P. Rose, M. Wietschel, P. Plötz, S. Link, F. Ferk et T. Gnann, «European Fleet Electrification - From Electric Vehicle Sales to a complete Fleet Transition,,» 2023.
- [100] M. Yue, H. Lambert, E. Pahon, R. Roche, S. Jemei et D. Hissel, «Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, p. 111180, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>.
- [101] M. R. Ranjbar et S. Kouhi, «Sources' Response for supplying energy of a residential load in the form of on-grid hybrid systems,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 635-645, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.062>.
- [102] P. Corbo, F. Migliardini et O. Veneri, «Experimental analysis and management issues of a hydrogen fuel cell system for stationary and mobile application,» *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 2365-2374, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.03.009>.
- [103] J. J. Hwang et M. L. Zou, «Development of a proton exchange membrane fuel cell cogeneration system,» *Journal of Power Sources*, vol. 195, pp. 2579-2585, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.10.087>.
- [104] Danish Energy Agency, «Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation,» 2016.
- [105] Y. Zhou, A. Ravey et M.-C. Péra, «Real-time cost-minimization power-allocating strategy via model predictive control for fuel cell hybrid electric vehicles,» *Energy Conversion and Management*, vol. 229, p. 113721, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113721>.
- [106] J. Cardozo, N. Marx, L. Boulon et D. Hissel, «Comparison of Multi-Stack Fuel Cell System Architectures for Residential Power Generation Applications Including Electrical Vehicle

- Charging,» chez *2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2015. doi: 10.1109/VPPC.2015.7352912.
- [107] Clean Hydrogen Partnership, «Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027,» 2022. [Online]. https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en.
- [108] IRENA, *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*, Abu Dhabi, 2018. [Online]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf.
- [109] C. Ghenai et M. Bettayeb, «Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/Fuel Cell/Diesel Generator power system for university building,» *Energy*, vol. 171, p. 180–189, 2019. doi: 10.1016/j.energy.2019.01.019.
- [110] L. Gracia, P. Casero, C. Bourasseau et A. Chabert, «Use of Hydrogen in Off-Grid Locations, a Techno-Economic Assessment,» *Energies*, vol. 11, 2018. doi: 10.3390/en11113141.
- [111] A. Kirubakaran, S. Jain et R. K. Nema, «A review on fuel cell technologies and power electronic interface,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2430-2440, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.04.004>.
- [112] O. Gudmundsson, J. Thorsen et L. Zhang, «Cost analysis of district heating compared to its competing technologies,» 2013. doi: 10.2495/ESUS130091.
- [113] V. M. Maestre, A. Ortiz et I. Ortiz, «Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, p. 111628, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111628>.
- [114] P. Murray, J. Marquant, M. Niffeler, G. Mavromatidis et K. Orehounig, «Optimal transformation strategies for buildings, neighbourhoods and districts to reach CO2 emission reduction targets,» *Energy and Buildings*, vol. 207, p. 109569, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.109569>.
- [115] M. A. Khan, C. Young, C. Mackinnon et D. B. Layzell, «The Techno-Economics of Hydrogen Compression,» 2021. [Online]. <https://transitionaccelerator.ca/>.
- [116] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin et V. Lemort, «Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp,» *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 53, p. 2498–2508, 2014.

- [117] G. Parks, R. Boyd, J. Cornish et R. Remick, «Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs,» 2014. [Online].
<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>.
- [118] J. Romdhane et H. Louahlia-Gualous, «Energy assessment of PEMFC based MCCHP with absorption chiller for small scale French residential application,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 19661-19680, 2018.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.132>.
- [119] Electricity maps, *Electricity maps Database*, 2022. [Online].
<https://www.electricitymaps.com/>.
- [120] M. Nurunnabi, N. K. Roy, E. Hossain et H. R. Pota, «Size Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Wind/PV Micro-Grids- A Case Study for Bangladesh,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 150120-150140, 2019. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945937.
- [121] OECD, *Inflation (CPI) (indicator)*, 2024.
- [122] Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E), *ENTSO-E transparency platform, Day-ahead Prices*, 2024.
- [123] J. Incer-Valverde, A. Korayem, G. Tsatsaronis et T. Morosuk, «“Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity,» *Energy Conversion and Management*, vol. 291, p. 117294, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>.
- [124] Commission de régulation de l'énergie (CRE), *Historique des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels, Tarif B1*, 2024. [Online].
<https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/r/2171519f-d6be-4ee2-9371-ffdb88a6acc4>.
- [125] H2.live, *Hydrogen vehicles, All models at a glance*, 2024. [Online]. <https://h2.live/en/fcev/>.
- [126] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *Évolution de la consommation moyenne, Véhicules particuliers neufs vendus en France*, 2024. [Online].
<https://carlabelling.ademe.fr/chiffrescles/r/evolutionConsoMoyenne>.
- [127] Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), *Prix moyens mensuels de vente au détail en métropole - Gazole (1 litre)*, 2024. [Online].
<https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/000442588#Tableau>.
- [128] H. Bahlawan, W.-R. Poganietz, P. R. Spina et M. Venturini, «Cradle-to-gate life cycle assessment of energy systems for residential applications by accounting for scaling effects,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 171, p. 115062, 2020.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115062>.

- [129] V. Knop, *Life Cycle Analysis of hydrogen compression*, 2022. [Online]. <https://www.awoe.net/Hydrogen-Compression-LCA.html>.
- [130] R. Frischknecht, R. Itten, F. Wyss, I. Blanc, G. Heath, M. Raugei, P. Sinha et A. Wade, «Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-scale Systems Operated in Europe,» 2014. [Online]. <https://iea-pvps.org/key-topics/iea-pvps-task-12-life-cycle-assessment-of-future-photovoltaic-electricity-production-from-residential-scale-systems-operated-in-europe-2015/>.
- [131] D. Bionaz, P. Marocco, D. Ferrero, K. Sundseth et M. Santarelli, «Life cycle environmental analysis of a hydrogen-based energy storage system for remote applications,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 5080-5092, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.181>.
- [132] Argonne National Laboratory, *GREET2*, 2022. [Online]. <https://greet.es.anl.gov/>.
- [133] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), «Analyse de cycle de vie relative à l'hydrogène, Production d'hydrogène et Usage en mobilité légère,» 2020.
- [134] Ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'Énergie, «GHG information for transport services - Application of Article L. 1431-3 of the French transport code - Methodological guide,» 2019.
- [135] MATLAB, Surrogate Optimization Algorithm, Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2024. [Online]. <https://fr.mathworks.com/help/gads/surrogate-optimization-algorithm.html>.
- [136] MATLAB, gamultiobj Algorithm, Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2024. [Online]. <https://fr.mathworks.com/help/gads/gamultiobj-algorithm.html#brjtxfv-1>.
- [137] M. Patin, S. Bégot, F. Gustin et V. Lepiller, «Enhancing Residential Sustainability: Multi-objective optimization of hydrogen-based multi-energy system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 67, pp. 875-887, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.201>.
- [138] UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Energy Prices Domestic Prices, Average variable unit costs and fixed costs for electricity for regions in the United Kingdom*, 2021.
- [139] International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities,» 2019.
- [140] C. Robert, A. Ravey, R. Perey et D. Hissel, «Environmental impacts of batteries for transportation application according to different life cycle steps,» chez *2022 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2022. doi: 10.1109/VPPC55846.2022.10003370.

- [141] Ministère de la Transition écologique, «La mobilité bas-carbone: Choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles,» 2022. [Online].
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/rapport_cgdd_01_mobilite_bas_carbone_fevrier2022.pdf.
- [142] V. Knop, *Life Cycle Analysis of hydrogen storage tanks*, 2022. [Online].
<http://www.awoe.net/Hydrogen-Storage-LCA.html>.
- [143] MATLAB, paretosearch Algorithm, Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2024. [Online]. <https://fr.mathworks.com/help/gads/paretosearch-algorithm.html>.
- [144] Z. Wang et G. P. Rangaiah, «Application and Analysis of Methods for Selecting an Optimal Solution from the Pareto-Optimal Front obtained by Multiobjective Optimization,» *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 56, p. 560–574, January 2017. doi: 10.1021/acs.iecr.6b03453.
- [145] Eurostat, *Electricity prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)*, 2024. [Online].
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en.
- [146] Mizuho Information & Research Institute, «Life Cycle Greenhouse Gas Emissions Analysis - Report of Hydrogen Supply Chain,» 2016.
- [147] R. Ortiz, F. Dolci et E. Weidner, «Assessment of Hydrogen Delivery Options,» 2021.
- [148] C. Wulf, M. Reuß, T. Grube, P. Zapp, M. Robinius, J.-F. Hake et D. Stolten, «Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 199, pp. 431-443, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.180>.
- [149] Association française des Industries des produits de Construction (Inies), *Base de données FDES*, 2023. [Online]. <https://www.base-inies.fr/iniesV4/dist/consultation.html>.
- [150] EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, «DIRECTIVE (EU) 2024/1788 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 13 June 2024 - on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen, amending Directive (EU) 2023/1791 and repealing Directive 2009/73/EC,» 2024.
- [151] EUROPEAN COMMISSION, «COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1185 - of 10 February 2023 - supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels,» 2023.
- [152] M. Mori, M. Gutiérrez et P. Casero, «Micro-grid design and life-cycle assessment of a mountain hut's stand-alone energy system with hydrogen used for seasonal storage,»

International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, pp. 29706-29723, 2021.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.155>.

- [153] R. Stropnik, A. Lotrič, A. B. Montenegro, M. Sekavčnik et M. Mori, «Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies,» *Energy Science & Engineering*, vol. 7, pp. 2519-2539, December 2019. [Online]. <https://doi.org/10.1002/ese3.441>.
- [154] A. Lotrič, M. Sekavčnik, I. Kustrin et M. Mori, «Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, August 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190.
- [155] S. Dhanushkodi, N. Mahinpey, A. Srinivasan et M. Wilson, «Life Cycle Analysis of Fuel Cell Technology,» *Journal of Environmental Informatics*, vol. 11, March 2008. doi: 10.3808/jei.200800109.
- [156] L. Usai, C. R. Hung, F. Vásquez, M. Windsheimer, O. S. Burheim et A. H. Strømman, «Life cycle assessment of fuel cell systems for light duty vehicles, current state-of-the-art and future impacts,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 280, p. 125086, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125086>.
- [157] M. Miotti, J. Hofer et C. Bauer, «Integrated environmental and economic assessment of current and future fuel cell vehicles,» *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 22, pp. 1-17, January 2017. doi: 10.1007/s11367-015-0986-4.
- [158] S. Evangelisti, C. Tagliaferri, D. J. L. Brett et P. Lettieri, «Life cycle assessment of a polymer electrolyte membrane fuel cell system for passenger vehicles,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 142, pp. 4339-4355, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.11.159>.
- [159] A. Simons et C. Bauer, «A life-cycle perspective on automotive fuel cells,» *Applied Energy*, vol. 157, pp. 884-896, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.049>.
- [160] C. Robert, A. Ravey, R. Perey et D. Hissel, «Global warming potential and societal-governmental impacts of the hydrogen ecosystem in the transportation sector,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 66, pp. 55-65, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.085>.
- [161] T. Q. Hua, R. K. Ahluwalia, J.-K. Peng, M. Kromer, S. Lasher, K. McKenney, K. Law et J. Sinha, «Technical assessment of compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 3037-3049, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.11.090>.

- [162] A. Benitez, C. Wulf, A. de Palmaer, M. Lengersdorf, T. Röding, T. Grube, M. Robinius, D. Stolten et W. Kuckshinrichs, «Ecological assessment of fuel cell electric vehicles with special focus on type IV carbon fiber hydrogen tank,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 278, p. 123277, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123277>.
- [163] Y. Chen, X. Hu et J. Liu, «Life Cycle Assessment of Fuel Cell Vehicles Considering the Detailed Vehicle Components: Comparison and Scenario Analysis in China Based on Different Hydrogen Production Schemes,» *Energies*, vol. 12, 2019. doi: 10.3390/en12153031.
- [164] A. Agostini, N. Belmonte, A. Masala, J. Hu, P. Rizzi, M. Fichtner, P. Moretto, C. Luetto, M. Sgroi et M. Baricco, «Role of hydrogen tanks in the life cycle assessment of fuel cell-based auxiliary power units,» *Applied Energy*, vol. 215, pp. 1-12, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.095>.
- [165] S. Firth, K. Lomas, A. Wright et R. Wall, «Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements,» *Energy and Buildings*, vol. 40, pp. 926-936, December 2008. doi: 10.1016/j.enbuild.2007.07.005.
- [166] Q. Dai, J. C. Kelly, L. Gaines et M. Wang, «Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications,» *Batteries*, vol. 5, 2019. doi: 10.3390/batteries5020048.
- [167] R. Yudhistira, D. Khatiwada et F. Sanchez, «A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 358, p. 131999, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131999>.
- [168] L. A.-W. Ellingsen, G. Majeau-Bettez, B. Singh, A. K. Srivastava, L. O. Valøen et A. H. Strømman, «Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack,» *Journal of industrial ecology*, vol. 18, pp. 113-124, February 2013. <https://doi.org/10.1111/jiec.12072>.
- [169] D. A. Notter, M. Gauch, R. Widmer, P. Wäger, A. Stamp, R. Zah et H.-J. Althaus, «Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles,» *Environ. Sci. Technol.*, vol. 44, p. 6550–6556, September 2010. doi: 10.1021/es903729a.
- [170] G. Majeau-Bettez, T. R. Hawkins et A. H. Strømman, «Life Cycle Environmental Assessment of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Batteries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles,» *Environ. Sci. Technol.*, vol. 45, p. 4548–4554, May 2011. doi: 10.1021/es103607c.
- [171] J. B. Dunn, L. Gaines, J. Sullivan et M. Q. Wang, «Impact of Recycling on Cradle-to-Gate Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions of Automotive Lithium-Ion Batteries,» *Environ. Sci. Technol.*, vol. 46, p. 12704–12710, November 2012. doi: 10.1021/es302420z.
- [172] United States Environmental Protection Agency (EPA), «Application of Life-Cycle Assessment to Nanoscale Technology: Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles,» 2013.

- [173] M. Baumann, D. J. F. Peters, D. I. M. Weil et P. D. A. Grunwald, «CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications,» *Energy technology*, vol. 5, pp. 1071-1083, July 2016. <https://doi.org/10.1002/ente.201600622>.
- [174] M. Ito, M. Kudo, M. Nagura et K. Kurokawa, «A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant,» *Progress in photovoltaics*, vol. 19, pp. 878-886, November 2011. <https://doi.org/10.1002/pip.1070>.
- [175] A. Müller, L. Friedrich, C. Reichel, S. Herceg, M. Mittag et D. H. Neuhaus, «A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 230, p. 111277, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>.
- [176] M. J. (. de Wild-Scholten, «Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 119, pp. 296-305, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>.
- [177] D. Yue, F. You et S. B. Darling, «Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis,» *Solar Energy*, vol. 105, pp. 669-678, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.008>.
- [178] E. Leccisi, M. Raugei et V. Fthenakis, «The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems—A Timely Update,» *Energies*, vol. 9, 2016. doi: 10.3390/en9080622.
- [179] W. Chen, J. Hong, X. Yuan et J. Liu, «Environmental impact assessment of monocrystalline silicon solar photovoltaic cell production: a case study in China,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 112, pp. 1025-1032, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.08.024>.
- [180] J. Hong, W. Chen, C. Qi, L. Ye et C. Xu, «Life cycle assessment of multicrystalline silicon photovoltaic cell production in China,» *Solar Energy*, vol. 133, pp. 283-293, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.013>.
- [181] K. Wambach, M. Seitz, R. Peche et M. Kroban, «Eco-Solar Factory: 40%plus Eco-Efficiency Gains in the Photovoltaic Value Chain with Minimised Resource and Energy Consumption by Closed Loop Systems: D 23 Report Final LCA and EEA_», 2018.
- [182] W. Luo, Y. S. Khoo, A. Kumar, J. S. C. Low, Y. Li, Y. S. Tan, Y. Wang, A. G. Aberle et S. Ramakrishna, «A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 174, pp. 157-162, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>.
- [183] M. Salibi, F. Schönberger, Q. Makolli, E. Bousi, S. Almajali et L. Friedrich, «Energy Payback Time of Photovoltaic Electricity Generated by Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Solar

Modules: A Novel Methodology Proposal,» chez *EU PVSEC 2021*, 2021. doi: 10.4229/EUPVSEC20212021-4CO.4.5.

- [184] Y. Gan, Q. Duan, W. Gong, C. Tong, Y. Sun, W. Chu, A. Ye, C. Miao et Z. Di, «A comprehensive evaluation of various sensitivity analysis methods: A case study with a hydrological model,» *Environmental Modelling & Software*, vol. 51, pp. 269-285, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2013.09.031>.

Annexe A. Paramètres thermiques de la maison passive

Tableau A-1 : Composition des murs extérieurs

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Panneau de fibre de bois	10	0,04	2,5
Panneau OSB	1,6	0,09	0,18
Cellulose ajustée	14	0,041	3,41
Pare-vapeur	0,1	0	0
Laine de verre	8	0,035	2,29
Plaque de Plâtre	1,3	0,25	0,05
Total	35		8,43

Tableau A-2 : Composition du plancher extérieur

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Béton plein armé	13	2,5	0,05
Pare-vapeur	0,1	0	0
Polyuréthane sous chape	20	0,023	8,7
Béton plein armé	5	2,5	0,02
Revêtement de sol (bois)	2	0,15	0,13
Total	40,1		8,9

Tableau A-3 : Composition de la toiture

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Panneau de fibre de bois	10	0,047	2,13
Cellulose ajustée	36	0,04	9
Pare-vapeur	0,1	0	0
Panneau OSB	1,6	0,09	0,18
Plaque de Plâtre	1,3	0,25	0,05
Total	49		11,36

Tableau A-4 : Composition des murs intérieurs porteurs

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Plaque de Plâtre	1,3	0,25	0,05
Lame d'air	4	0,192	0,21
Laine de verre	6	0,04	1,5
Panneau OSB	1,6	0,09	0,18
Plaque de Plâtre	1,3	0,25	0,05
Total	14,2		1,99

Tableau A-5 : Composition des murs intérieurs de cloison

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Plaque de Plâtre	1,3	0,325	0,04
Lame d'air	1,5	0,192	0,16
Plaque de Plâtre	1,3	0,325	0,04
Total	4,1		0,24

Tableau A-6 : Composition du plancher intérieur

Composant	Épaisseur (cm)	Conductivité (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)	Résistance (m ² .K.W ⁻¹)
Panneau OSB	1,6	0,13	0,12
Laine de verre	10	0,04	2,5
Plaque de Plâtre	1,3	0,25	0,05
Total	12,9		2,67

Tableau A-7 : Inventaire des fenêtres

Surface (m ²)	Orientation	Facteur solaire	Valeur U (W.m ⁻² K ⁻¹)	Quantité
0,795	Nord	0,51	0,86	2
0,795	Est	0,51	0,86	1
1,575	Est	0,64	0,80	1
1,89	Sud	0,64	0,81	2
6,3	Sud	0,81	0,72	1
4,24	Ouest	0,77	0,74	1
1.545	Ouest	0,64	0,80	1
1,26	Ouest	0,59	0,82	1

Tableau A-8 : Inventaire des ponts thermiques

Nomination	Coefficient de transmission thermique linéique ($W.m^{-1}.K^{-1}$)	Longueur concernée (m)
Mur extérieur – toit (parallèle)	0,024	19,6
Mur extérieur – toit (perpendiculaire)	0,017	16
Plancher terre-plein – mur extérieur	0,024	35,6
Plancher terre-plein – mur intérieur	0,05	9,9
Plancher intérieur – mur extérieur	0,04	18,6
Mur intérieur porteur – mur extérieur	0,033	5
Angle sortant	0,032	15,5
Angle de toit	0,018	9,8

Annexe B. Émissions de CO₂ sur le cycle de vie dans la littérature

Tableau B-1 : Émission sur le cycle de vie de systèmes pile à combustible dans la littérature

Référence	Taille de référence (kW)	Émission (kgC ₂ eq.kW ⁻¹)	Commentaire
Mori et al. (2021) [152]	6	24,1	
	4	26,4	
Stropnik et al. (2019) [153]	1	98	112 sans recyclage du platine
Lotrič et al. (2020) [154]	5	37,6	44,8 sans recyclage du platine
Bionaz et al. (2022) [131]	100	405,5	
ADEME (2020) [133]	40 et 100	26,6	Fabrication France (0,44 g de platine par kW)
	40 et 100	19,1	Fabrication France (0,25 g de platine par kW)
	40 et 100	13,3	Fabrication France (0,1 g de platine par kW)
	40 et 100	27,2	Fabrication Europe 28 (0,44 g de platine par kW)
	40 et 100	28,1	Fabrication Chine (0,44 g de platine par kW)
Ministère de la Transition écologique (2022) [141]	80	30	
Dhanushkodi et al. (2008) [155]		86	293 sans recyclage du platine (valeurs normalisées)
Usai et al. (2021) [156]	80	37,8	Scénario actuel
	80	26	Scénario d'amélioration 1
	80	16,3	Scénario d'amélioration 2
Miotti et al. (2015) [157]	80	26,4	Rapporté dans Usai et al. (2021)
Evangelisti et al. 2017) [158]	80	58	Rapporté dans Usai et al. (2021)
Simons et Bauer (2015) [159]	40	33,8	Rapporté dans Usai et al. (2021)
Robert et al. (2024) [160]		29,7	Valeur normalisée

Tableau B-2 : Émission sur le cycle de vie de systèmes électrolyseur dans la littérature

Référence	Taille de référence (kW)	Émission (kgCO ₂ eq.kW ⁻¹)	Commentaire
Lotrič et al. (2020) [154]	50	210	344,5 sans recyclage du platine
Mori et al. (2021) [152]	2	10,5	
	4	13,5	
Bionaz et al. (2022) [131]	55	190,5	
Argonne National Laboratory (2022) [132]	998	29,4	

Tableau B-3 : Émission sur le cycle de vie du réservoir d'hydrogène dans la littérature

Référence	Taille de référence (kgH ₂)	Émission (kgCO ₂ eq.kgH ₂ ⁻¹)	Commentaire
ADEME (2020) [133]	5,5	289,1	Fabrication France
	5,5	387,3	Fabrication Europe 28
	5,5	508,9	Fabrication Chine
	5,2	294,8	Fabrication France
	5,2	394,8	Fabrication Europe 28
	5,2	518,7	Fabrication Chine
Usai et al. (2021) [156]	5	394,9	Scénario actuel
	5	348,7	Scénario d'amélioration 1
	5	182,7	Scénario d'amélioration 2
Miotti et al. (2015) [157]	5,6	257,1	Rapporté dans Usai et al. (2021)
Evangelisti et al. 2017) [158]	5,6	728,6	Rapporté dans Usai et al. (2021)
Mori et al. (2021) [152]	169 et 367	2,1	
Bionaz et al. (2022) [131]	100	678,2	
Hua et al. (2011) [161]	5,6	14,2	
	5,6	14,8	
Knop (2022) [142]	5	221	

	5	329	
Robert et al. (2024) [160]		409,2	Valeur normalisée
Benitez et al. (2021) [162]	5,6	1003,2	Rapporté dans Robert et al. (2024)
Chen et al. (2019) [163]	5,6	363	Rapporté dans Robert et al. (2024)
Agostini et al. (2018) [164]		204,6	Rapporté dans Robert et al. (2024)

Tableau B-4 : Émission sur le cycle de vie de la batterie dans la littérature

Référence	Taille de référence (kWh)	Émission (kgCO ₂ eq.kWh ⁻¹)	Commentaire
Mori et al. (2021) [152]	7200	1,6	
Bionaz et al. (2022) [131]	550	130,7	
Robert et al. [140]		137,3	Valeur normalisée
Kim et al. (2016) [165]	24	140	
Dai et al. (2019) [166]	1	72,6	
Ministère de la Transition écologique (2022) [141]		100	Valeur normalisée et actuelle
		50	Valeur normalisée et prospective
Yudhistira et al. (2022) [167]	20	393,6	
Ellingsen et al. (2013) [168]	26,6	172	Valeur basse
	26,6	240	Valeur asymptotique
	26,6	487	Valeur moyenne
Notter et al. (2010) [169]	34,2	53	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013)
Majeau-Bettez (2011) [170]		200	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013), valeur basse
		250	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013), valeur haute
Dunn et al. (2012) [171]	28	38	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013)
EPA (2013) [172]		63	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013), valeur basse
		151	Rapporté dans Ellingsen et al. (2013), valeur haute
Baumann et al. (2016) [173]		147,4	

Tableau B-5 : Émission sur le cycle de vie des panneaux PV dans la littérature

Référence	Taille de référence (kWp)	Émission (kgCO ₂ eq.kWp ⁻¹)	Commentaire
Inies (2023) [149]	0,5	1540	Terreal
	0,3	1000	
	0,3	2523,3	Evolukit
	1	3875	Fiche par défaut
	1	3078	Fiche par défaut
	0,3	860	JAM60S01
	0,275	687,3	JAP60S01
	1	775	VOLTEC SOLAR
	0,3	1523,3	R-Volt
	1	3036	Fiche par défaut
	0,3	1600	FAG10 Solaire
	0,32	428,1	Voltec SOLAR TARKA
	0,24	2458,3	TPVS TPVXL
	0,24	2004,2	FAG10 Solaire
	0,3	1963,3	TPVS TPVXL
	1	4743	Fiche par défaut
	1	718	DMEGC
Ito et al (2011) [174]	30	2000	Technologie : sc-Si
	30	1600	Technologie : a-Si/sc-Si
	10	2100	Technologie : sc-Si
	10	2100	Technologie : sc-Si
	10	2300	Technologie : sc-Si
	30	2700	Technologie : sc-Si
	30	2500	Technologie : sc-Si
	30	1700	Technologie : mc-Si
	100	1600	Technologie : mc-Si
	30	1600	Technologie : mc-Si

	10	1700	Technologie : mc-Si
	10	1700	Technologie : mc-Si
	30	1700	Technologie : mc-Si
	10	1500	Technologie : mc-Si
	30	1900	Technologie : a-Si
	10	1600	Technologie : μ c-Si/a-Si
	10	1700	Technologie : μ c-Si/a-Si
	30	1600	Technologie : CIS
Ito et al (2011)	3	1300	Technologie : CIS
Müller et al. (2021) [175]		810	Chine, verre-backsheet
		580	Allemagne, verre-backsheet
		480	Europe, verre-backsheet
		750	Chine, bi-verre
		520	Allemagne, bi-verre
		420	Europe, bi-verre
Wild-Scholten (2013) [176]		1220	Europe, juste panneau, rapporté dans Müller et al. (2021)
		1408	Europe, système complet, idem
		2810	Chine, juste panneau, idem
		2998	Chine, système complet, idem
Yue et al. (2014) [177]		1430	Europe, idem
		2760	Chine, idem
Leccisi et al. (2016) [178]		1200	Europe, idem
		1700	Chine, idem
Chen et al. (2016) [179]		285	Idem
Hong et al. (2016) [180]		1840	Idem
Wambach et al. (2018) [181]		1333	Sc-Si, idem
		830	Mc-Si, idem
Luo et al. (2018) [182]		821	Verre-backsheet, idem
		767	Bi-verre, idem

Salibi et al. (2021) [183]		480	Norvège, idem
		680	Europe, idem
		1270	Chine, idem
Frischknecht et al. (2014) [130]	3	2113,3	Valeurs actuelles
	3	1395,3	Scenário « business-as-usual »
	3	725	Scenário « Realistic improvements »
	3	476	Scenário « Optimistic improvements »

Annexe C. Analyse de sensibilité du modèle de systèmes multi-énergies

Une analyse de sensibilité sur les paramètres de la modélisation du système multi énergies est effectuée pour déterminer quels paramètres sont les plus influents. L'exécution du modèle est relativement longue en raison du pas de temps (1 minute), de la durée de modélisation (1 année) et du couplage avec l'évolution thermique des habitations. Il est donc difficile d'effectuer un grand nombre de simulations. Pour cette raison, la méthode « Morris one at a time » est utilisée, car elle permet d'identifier avec peu d'exécution de la simulation une hiérarchie dans l'impact de nombreux paramètres.

Cette méthode consiste en une modélisation du système pour un nombre de points donnés dans l'hyperplan des paramètres suivie par des simulations successives, pour observer l'impact sur le résultat de variations relatives Δ autour de ce point pour chaque paramètre. Ces variations relatives sont utilisées pour calculer les effets élémentaires du paramètre pour chaque point (équation (C-1)) [184]. Puis, l'ensemble des effets élémentaires sont utilisés pour mesurer deux indicateurs pour chaque paramètre j : la moyenne des valeurs absolues des effets élémentaires (équation (C-2)) et l'écart type des effets élémentaires (équation (C-3)). L'indicateur μ_j^* représente la sensibilité du modèle au paramètre j alors que σ_j représente les interactions de ce paramètre avec les autres.

$$effet_{elem,j} = \frac{f(X_1, \dots, X_{j-1}, X_j + \Delta, X_{j+1}, \dots, X_{nb_param}) - f(X)}{\Delta} \quad (C-1)$$

$$\mu_j^* = \sum_{k=1}^{nb_point} \frac{|effet_{elem,j}(k)|}{nb_point} \quad (C-2)$$

$$\sigma_j = \sqrt{\sum_{k=1}^{nb_point} \frac{(effet_{elem,j}(k) - \mu_j)^2}{nb_point}} \quad (C-3)$$

Avec :

$$\mu_j = \sum_{k=1}^{nb_point} \frac{effet_{elem,j}(k)}{nb_point} \quad (C-4)$$

Dans une idée de compromis entre le temps d'exécution et la fiabilité des résultats, une valeur de 1024 points est choisie. Les coordonnées de chaque point dans l'espace des paramètres sont sélectionnées stochastiquement dans un hypercube latin. Trente-deux paramètres pouvant influencer les résultats sont choisis pour l'étude, ils sont résumés ainsi que les limites de l'espace étudié dans le Tableau C-1.

Ils appartiennent à 5 grandes catégories : les paramètres techniques du système, les tailles des composants, les durées de vie des composants, les paramètres économiques et les paramètres environnementaux.

Pour pouvoir faire fonctionner l'étude de sensibilité, les sorties du système sont légèrement modifiées pour ne conserver qu'un seul indicateur. Seuls les indicateurs économiques et environnementaux sont étudiés, ils sont combinés en un seul indicateur à l'aide d'un prix du carbone. Ce prix du carbone sera donc un paramètre supplémentaire influant à la fois sur les paramètres de coût et les paramètres environnementaux. De plus, les estimations de coût et d'émission de cycle de vie sont uniformisées pour être plus facilement modifiées dans l'étude. L'ensemble des coûts d'investissement et des émissions sur le cycle de vie sont calculés avec une loi de puissance (équations (C-5) et (III-28)). Les valeurs de références ainsi que le facteur d'échelle (L) peuvent ainsi être étudiés comme paramètres de l'étude. Le facteur d'échelle est un second facteur influençant à la fois l'aspect économique et environnemental comme le prix du carbone.

$$C_o = C_{o_{réf}} \times S^L \quad (C-5)$$

Le quartier utilisé est un quartier composé de 100 bâtiments passifs situés en France et équipés de pompes à chaleur. Un seul système multi-énergies centralise les besoins au niveau du quartier et la production de chaleur de la pile est répartie par un réseau de chaleur (voir architecture présentée dans la section III.3.1.1). Le pilotage de la pile à combustible est sur la demande d'électricité et la priorité est donnée à la batterie pour le stockage et le déstockage (voir section III.4). Les valeurs de μ^* et σ pour tous les paramètres étudiés se trouvent respectivement sur les figures Figure C-1 et Figure C-2.

Par catégorie, il est possible d'observer que les facteurs de taille du système sont les plus représentés dans les facteurs influents (4 dans les 10 facteurs avec le plus grand μ^*). Ces 5 paramètres représentent les 5 variables qui sont utilisées pour l'optimisation du système. Les facteurs liés aux coûts et aux durées de vie des systèmes sont les deux catégories suivantes en termes d'influence. Elles sont donc dans l'ensemble plus influentes que les facteurs environnementaux. Cela montre qu'avec la gamme de coûts du kilogramme de CO₂ équivalent considéré (20 à 500 €.kgCO₂eq⁻¹) les impacts environnementaux du système n'ont que peu d'influence sur les performances économiques. Les facteurs techniques sont les paramètres influençant le moins les résultats. Ceci indique que, les performances énergétiques des composants du système ont une faible importance comparée à leurs prix d'achat.

Le facteur d'échelle est le facteur avec le plus d'influence sur les résultats, puisqu'il influe dans le cas présent sur l'ensemble des valeurs de coût et d'émission du système. De manière générale, les paramètres liés à la batterie et au réservoir d'hydrogène a plus d'influence que ceux liés aux autres composants. Un composant de stockage d'énergie mal dimensionné ou trop cher influence donc fortement les performances. En termes d'efficacité, c'est l'efficacité du PV qui est la plus influente, car elle est la seule source d'énergie, le reste du système n'ayant que pour but de mieux rentabiliser cette production.

L'intervalle utilisé pour les tailles des composants couvre l'ensemble des tailles possibles et est donc très grand. Cependant, cela induit que les variations relatives Δ des systèmes sont extrêmement

importantes. Ceci induit que les systèmes peuvent être grossièrement sous dimensionnés ou sur dimensionnés entachant les résultats d'erreur. La démarche est donc reproduite en réduisant la variation d'intervalle autour d'un optimum obtenu dans le Chapitre IV (section IV.3.1.2). Les tailles utilisées sont une pile à combustible de 200 kW, un électrolyseur de 350 kW, un réservoir de 500 kgH₂ une batterie de 650 kWh et 20 m² de PV par habitation. Les variations autour de ces tailles sont fixées à ± 50%, ce qui donne pour la pile des variations entre 100 kW et 300 kW. Les résultats sont reportés sur la Figure C-3 et Figure C-4.

Le classement des paramètres les plus influents est modifié avec cette méthode. Dans ce classement, le type de composant auquel le paramètre est rattaché à plus d'importance que la catégorie du paramètre. Ici tous les paramètres liés à la batterie et au PV sont parmi les plus influents alors que les paramètres liés à la pile à combustibles et à l'électrolyseur sont bien moins influents. Cela illustre sur quels composants repose le système dans cette configuration. Les paramètres liés aux réseaux électriques sont respectivement classés 8 et 9 sur l'indicateur d'impact μ^* contre 21 et 22 avant dans la première étude. Ceci indique que pour les configurations optimisées les caractéristiques du réseau considéré (mix énergétique, prix de l'électricité, etc.) sont importantes.

Tableau C-1 : Incertitudes sur les paramètres et limites utilisés pour l'analyse de sensibilité

Catégorie	Paramètre	Limite basse	Limite haute
Technique	Efficacité électrique pile à combustible	0,3	0,5
	Ratio électrique thermique de la pile	0,5	1
	Efficacité Électrolyseur	0,37	1
	Efficacité Batterie	0,5	1
	Efficacité convertisseur DC/DC	0,5	1
	Efficacité convertisseur AC/DC	0,5	1
	Efficacité de la boucle thermique ¹	0,5	1
	Efficacité photovoltaïque	0,1	0,3
Tailles	Taille pile à combustible (kW)	0	1000
	Taille Électrolyseur (kW)	0	1000
	Taille réservoir d'hydrogène (kgH ₂)	0	10000
	Taille Batterie (kWh)	0	10000
	Taille photovoltaïque (m ² par habitation)	0	50
Durée de vie	Durée de vie pile à combustible (années)	5	20
	Durée de vie Électrolyseur (années)	5	20

	Durée de vie réservoir d'hydrogène (années)	5	20
	Durée de vie Batterie (années)	5	20
	Durée de vie photovoltaïque (années)	5	20
Économique	Coût référence pile à combustible (€.kW ⁻¹)	1000	10000
	Coût référence Électrolyseur (€.kW ⁻¹)	1000	10000
	Coût référence réservoir (€.kgH ₂ ⁻¹)	200	2000
	Coût référence Batterie (€.kWh ⁻¹)	200	2000
	Coût référence photovoltaïque (€.kWc ⁻¹)	211,5	2000
	Tarif réseau électrique ² (€.kWh ⁻¹)	0,0671	0,475
Environnemental	Émission référence pile (kgCO ₂ eq.kW ⁻¹)	10	1000
	Émission référence Électrolyseur (kgCO ₂ eq.kW ⁻¹)	10	1000
	Émission référence réservoir (kgCO ₂ eq.kgH ₂ ⁻¹)	10	1000
	Émission référence Batterie (kgCO ₂ eq.kWh ⁻¹)	50	1500
	Émission référence photovoltaïque (kgCO ₂ eq.kWc ⁻¹)	300	5000
	Émission référence réseau électrique ³ (kgCO ₂ eq.kWh ⁻¹)	16	820
Mixte	Coût du kilogramme de CO ₂ équivalent émis (€.kgCO ₂ eq ⁻¹)	20	500
	Facteur d'échelle	0,6	1

¹ Ensemble des pertes entre la pile et les bâtiments (réseaux de chaleur et/ou échangeur de chaleur)

² Moyenne des prix dans la journée, l'alternance heures creuses et heures pleines est conservée

³ Moyenne des émissions sur l'année la variation temporelle est gardée identique à celle française

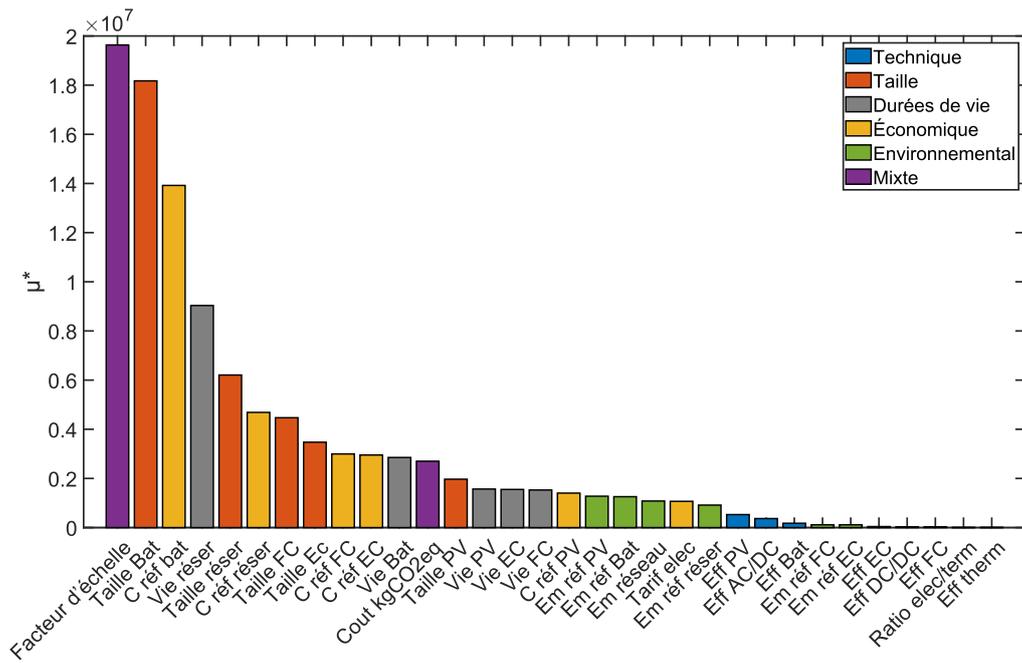


Figure C-1 : Moyenne des valeurs absolue des effets élémentaires pour chaque paramètre

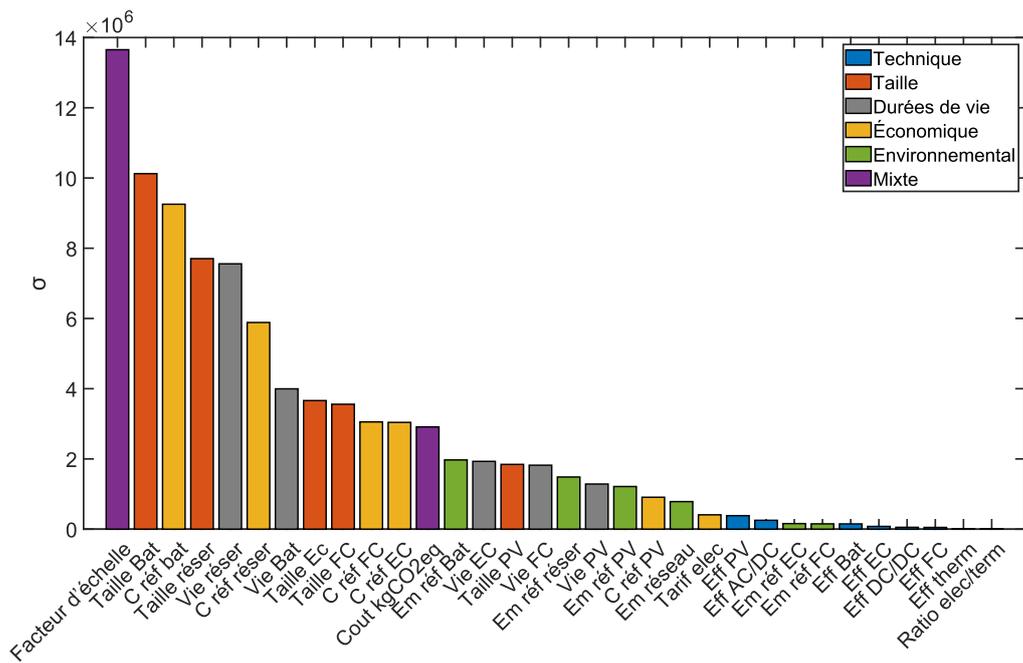


Figure C-2 : Écart type des effets élémentaires pour chaque paramètre

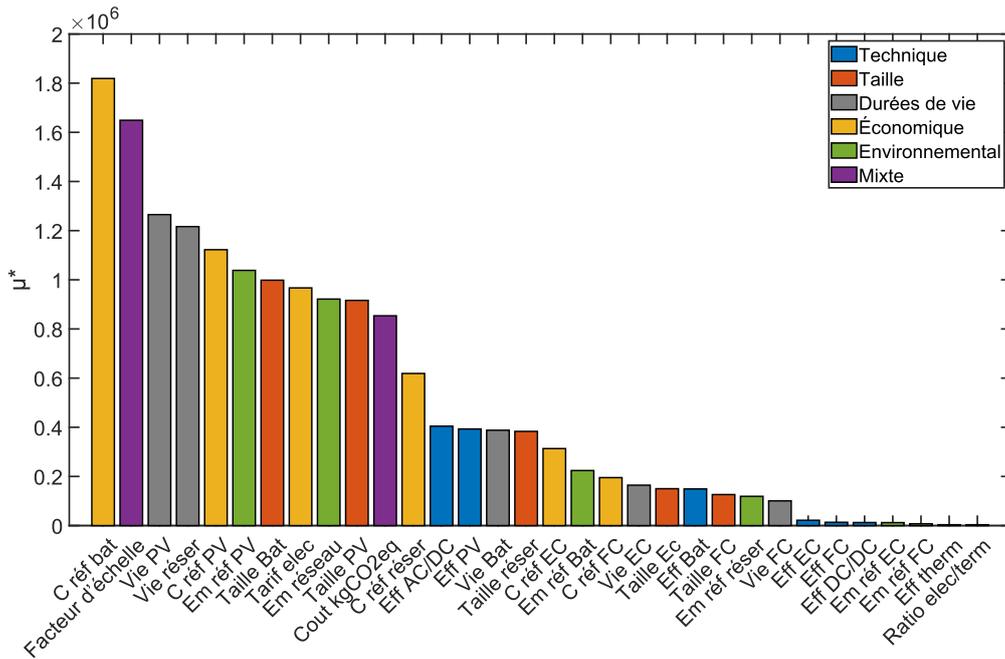


Figure C-3 : Moyenne des valeurs absolue des effets élémentaires pour chaque paramètre, avec un intervalle restreint sur les tailles des composants

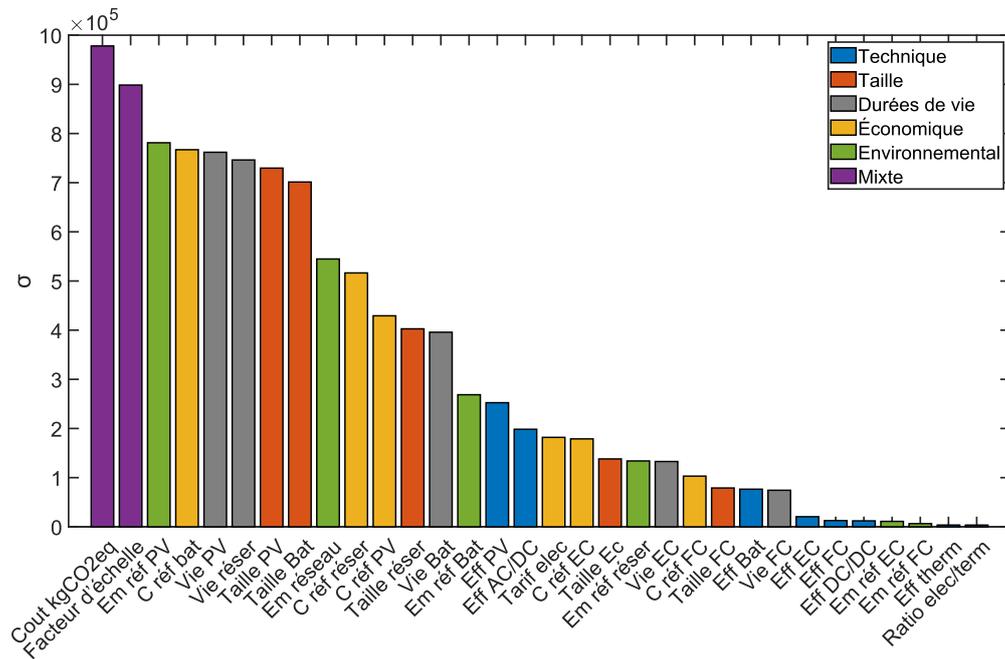


Figure C-4 : Écart type des effets élémentaires pour chaque paramètre, avec un intervalle restreint sur les tailles des composants

Annexe D. Configuration des systèmes dans le front de Pareto en fonction du cas d'étude

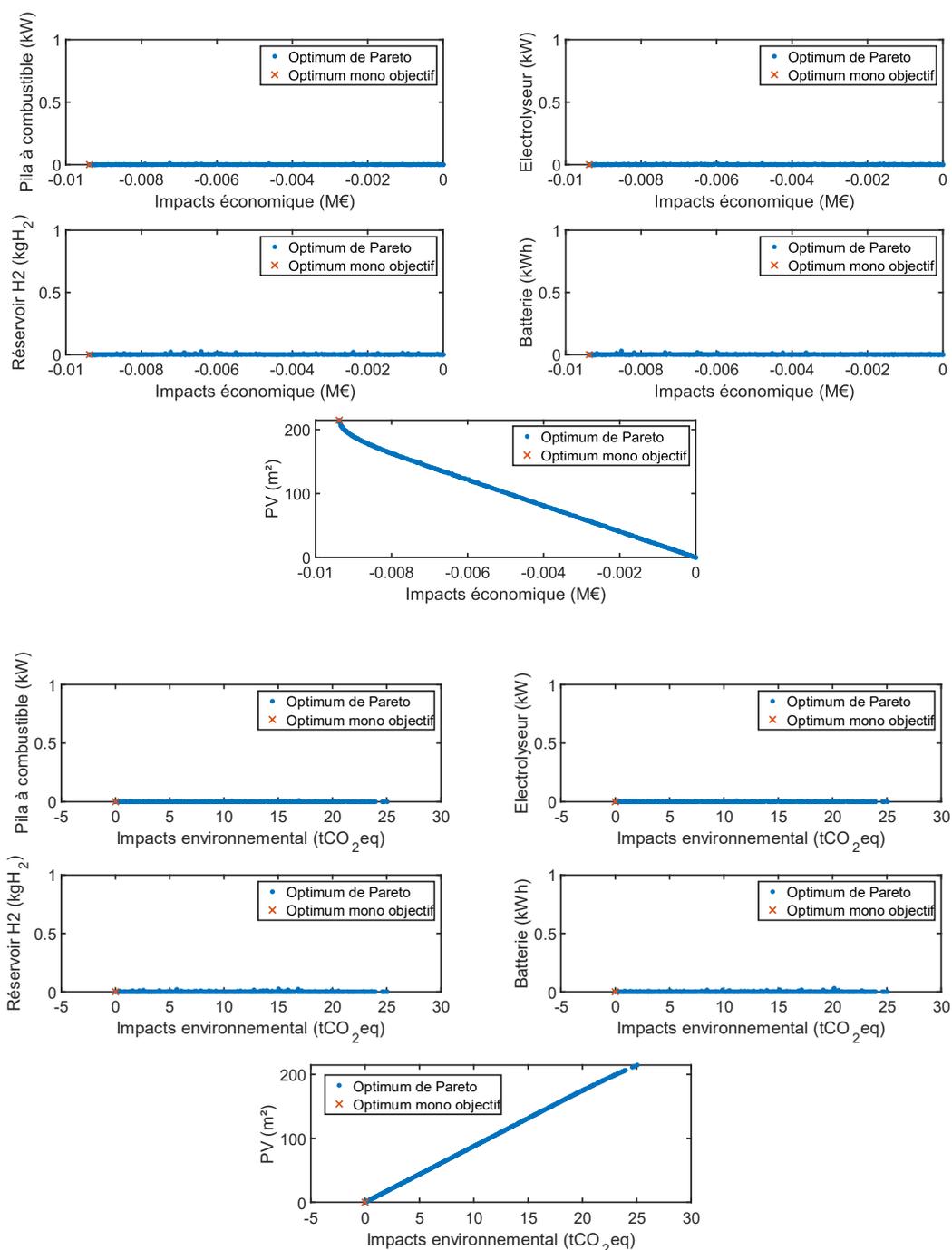
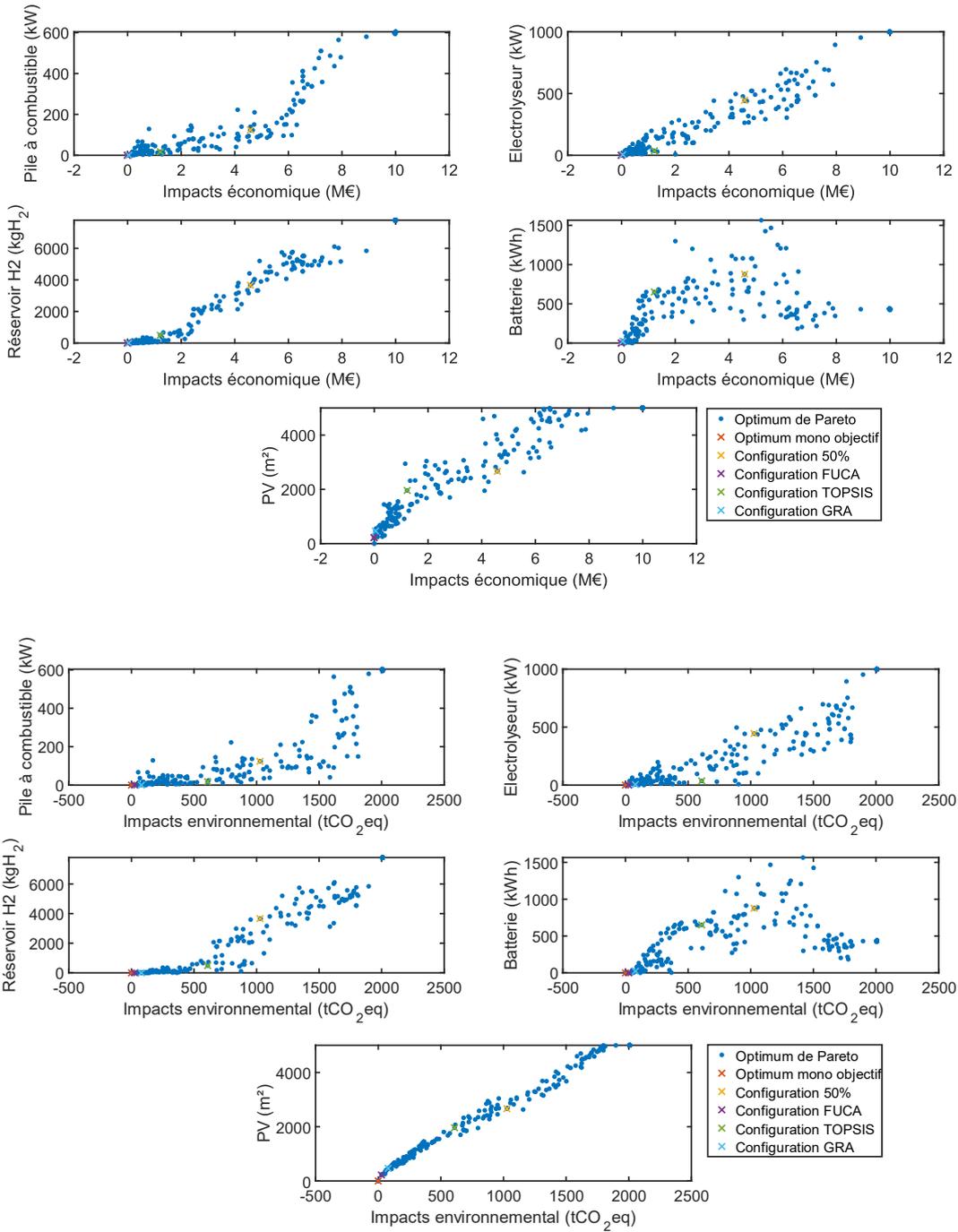


Figure D-1 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût CO₂)



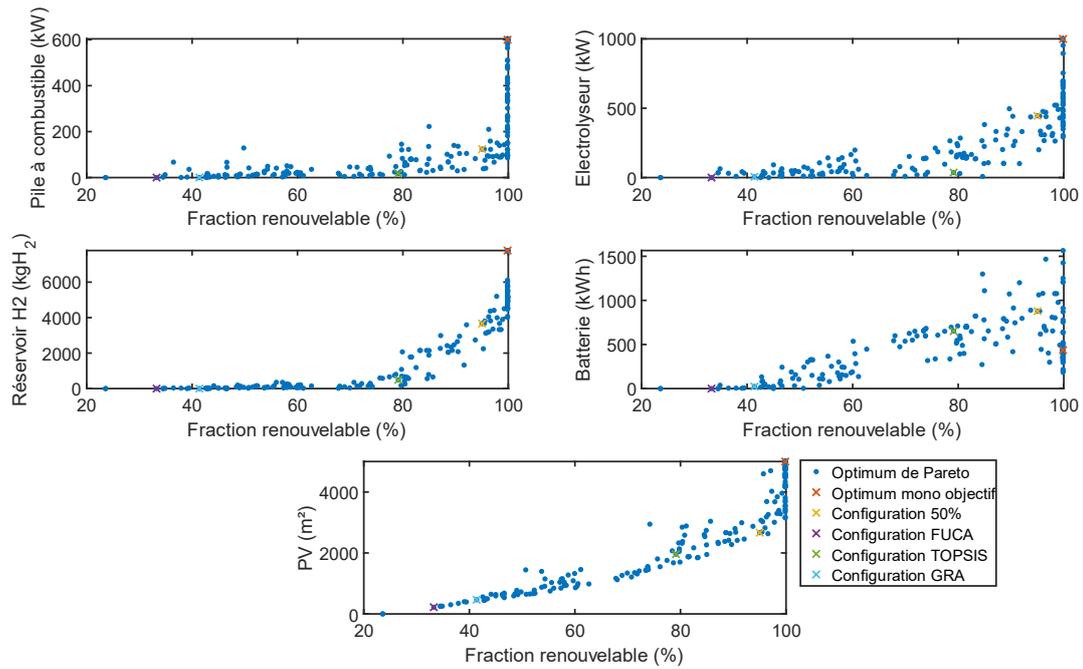
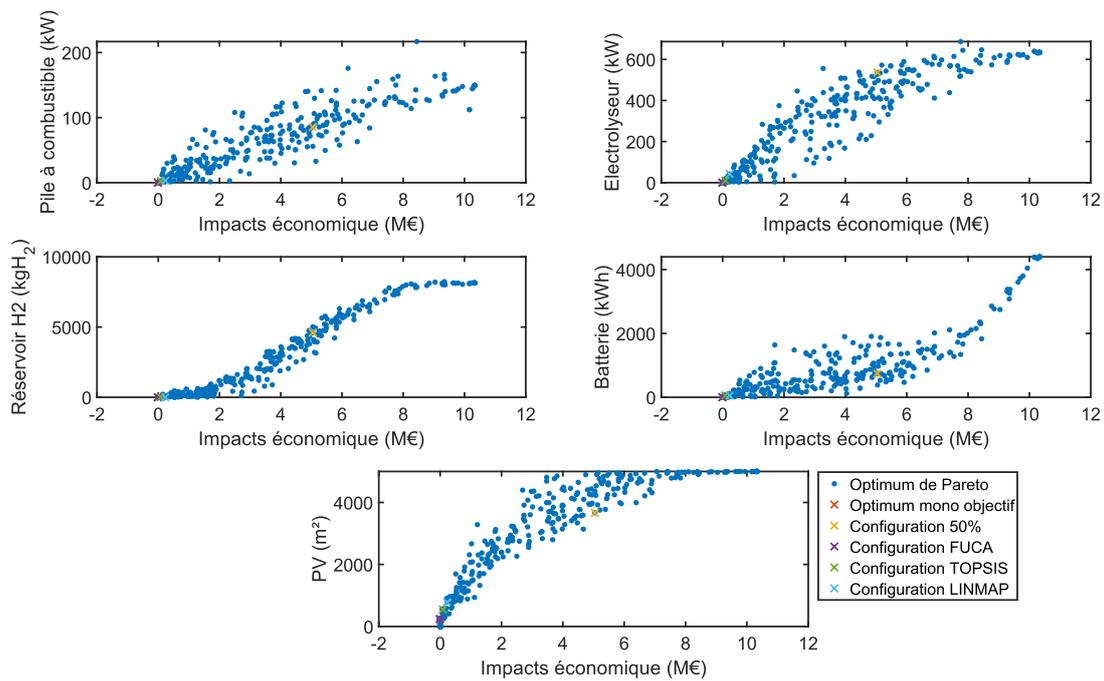


Figure D-2 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO₂, fraction)



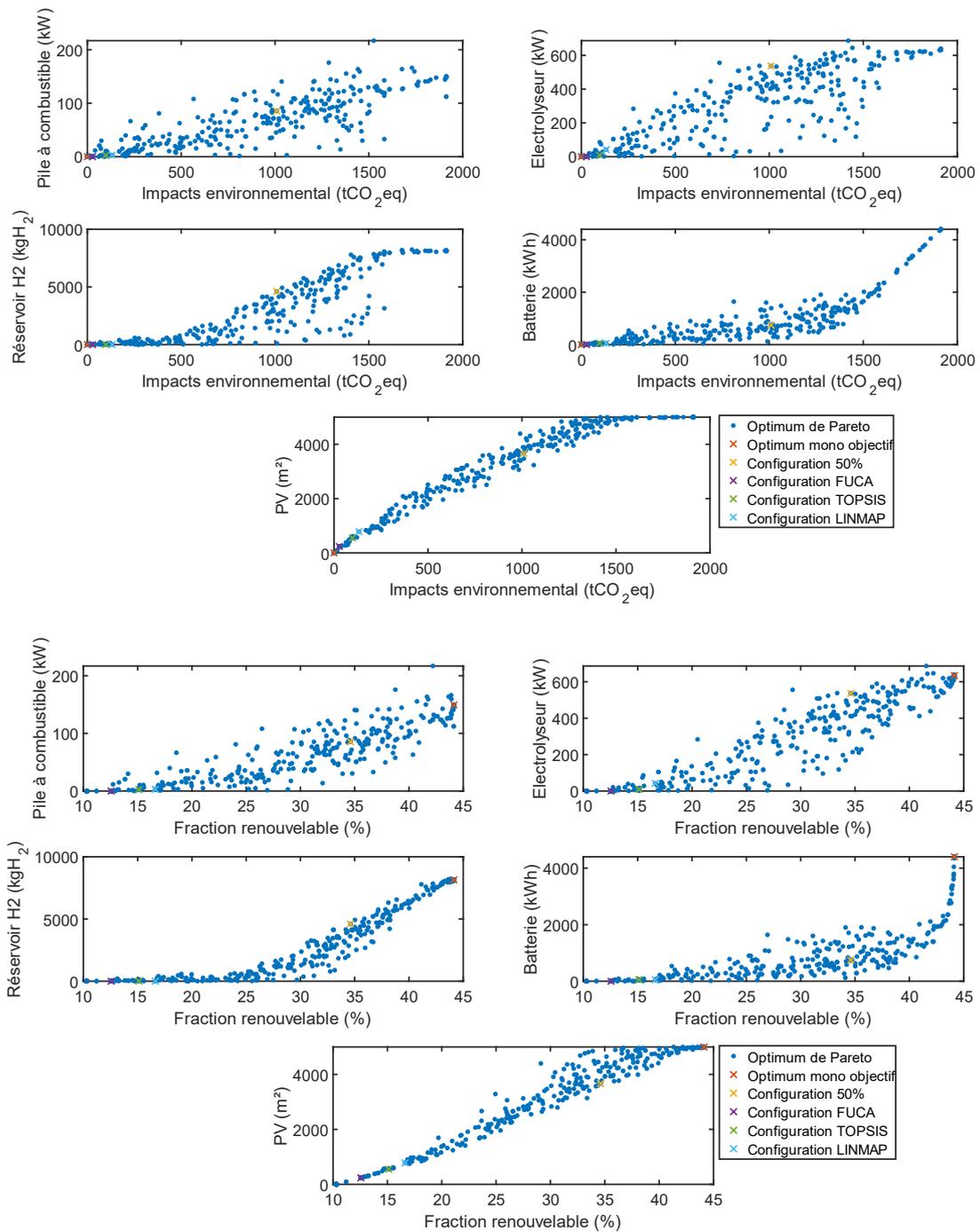
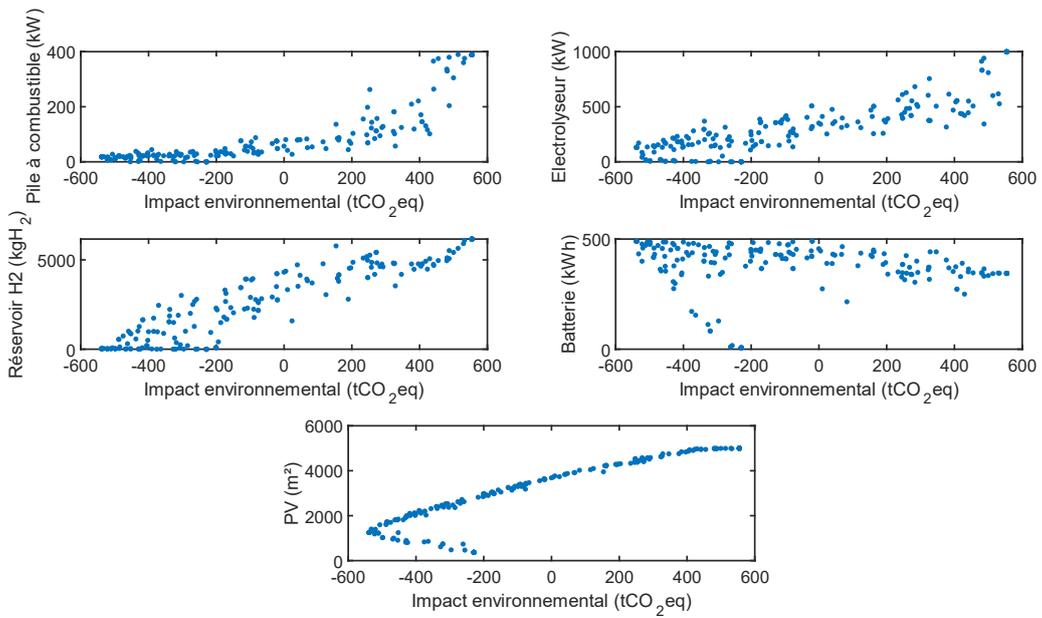
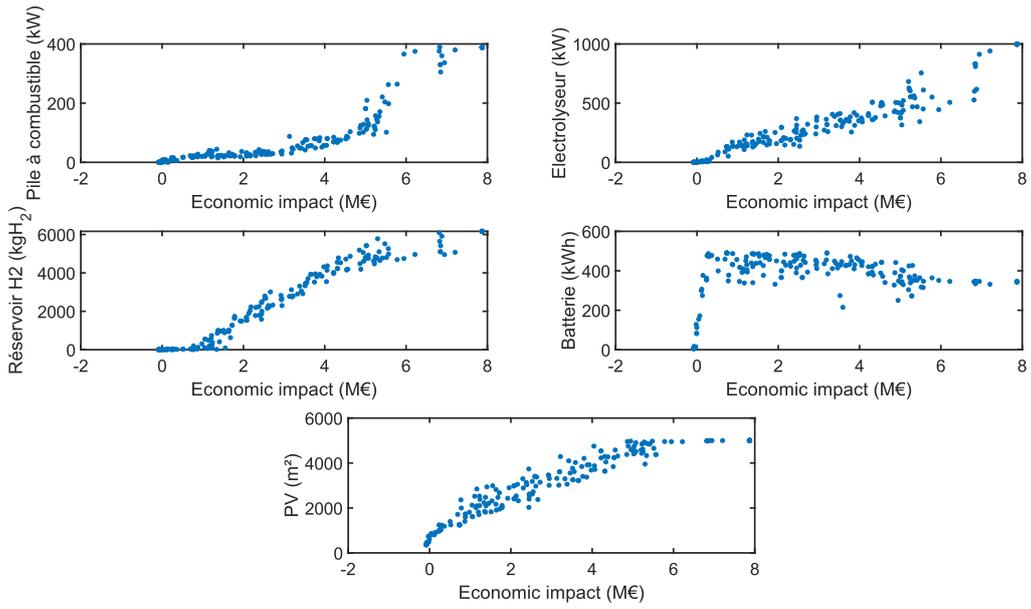


Figure D-3 : Cas français quartier actuel stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO₂, fraction)



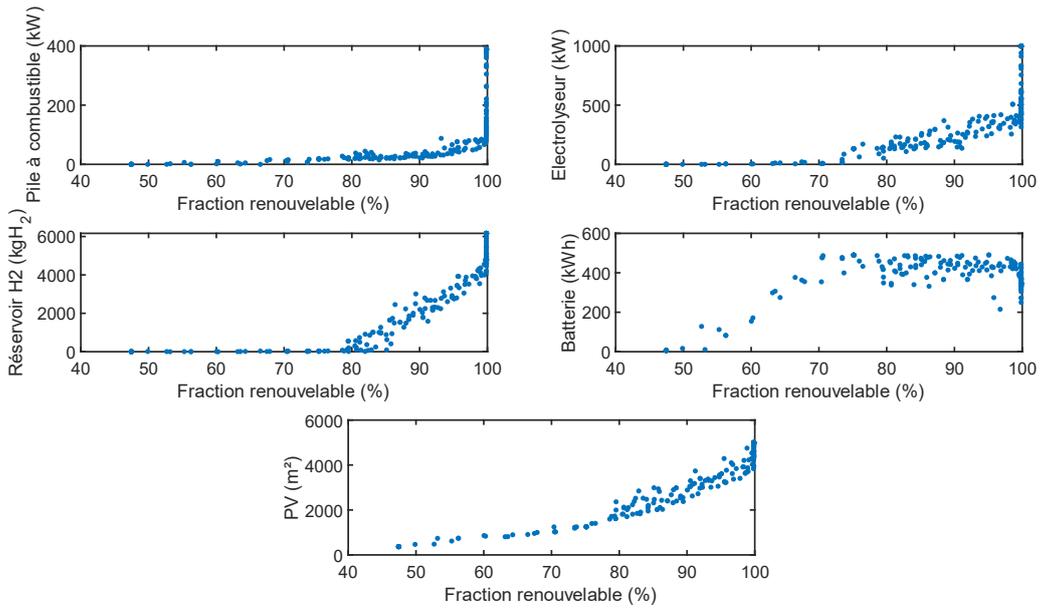
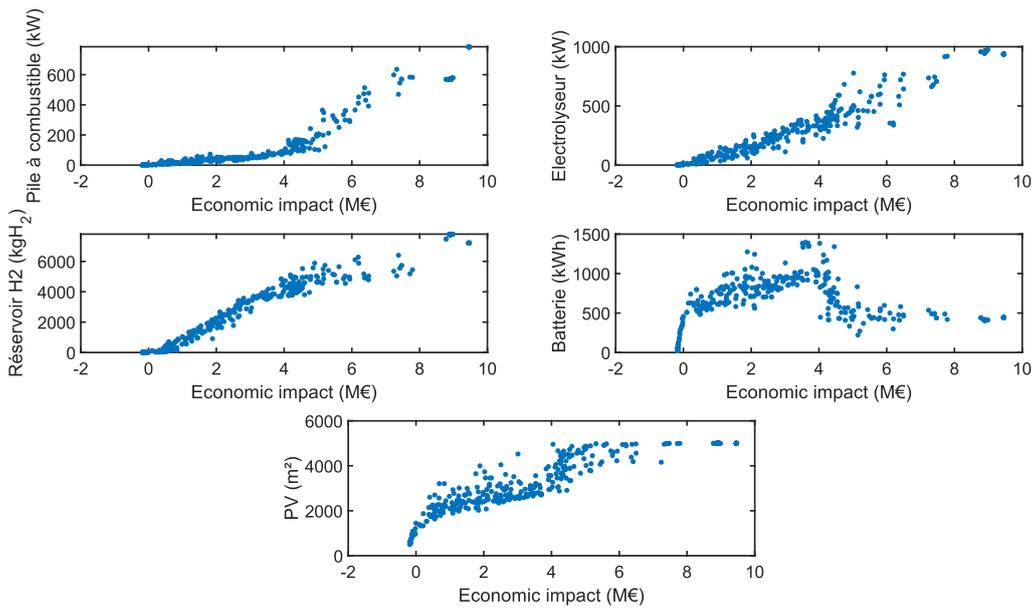


Figure D-4 : Cas Royaume-Uni quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO₂, fraction)



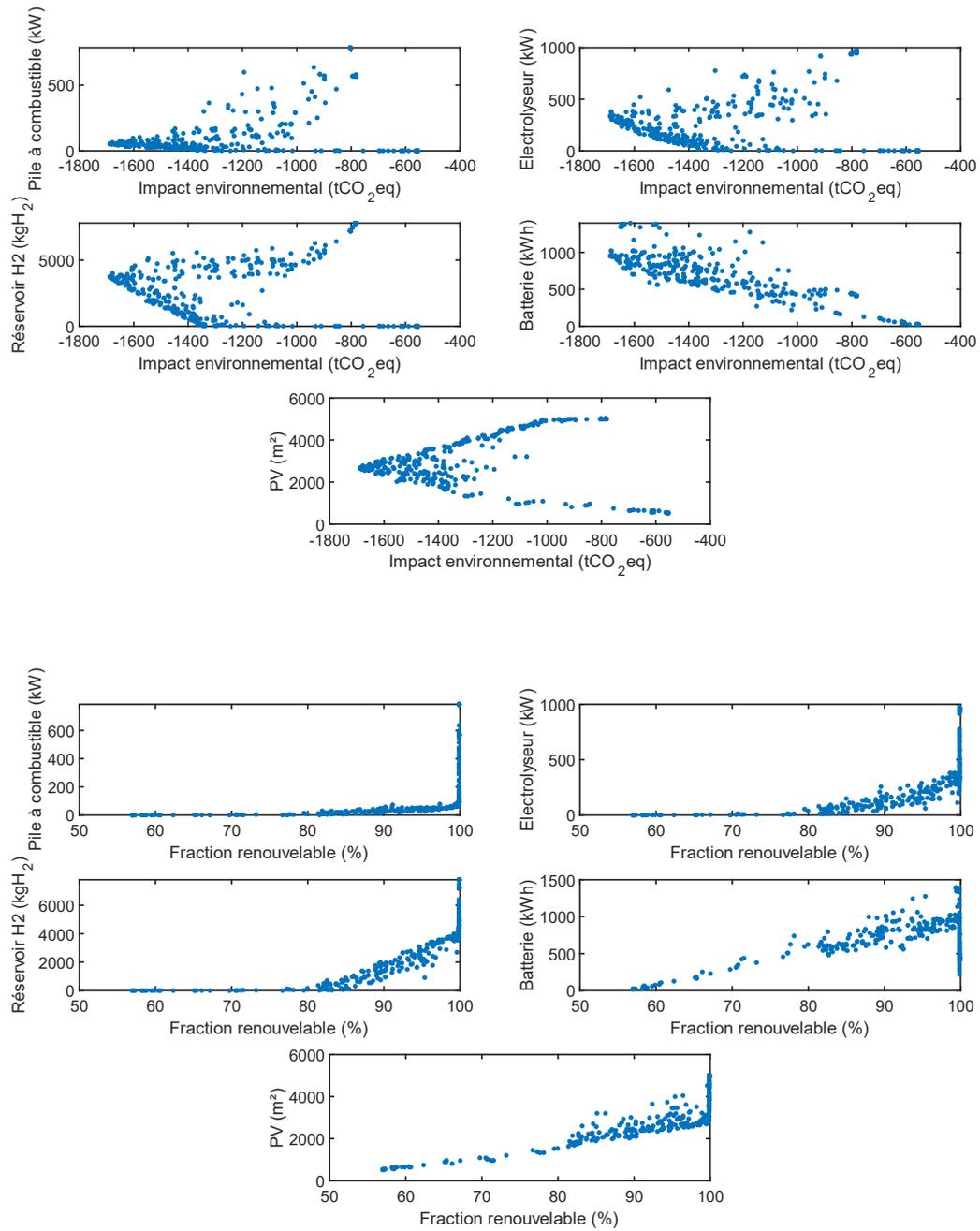
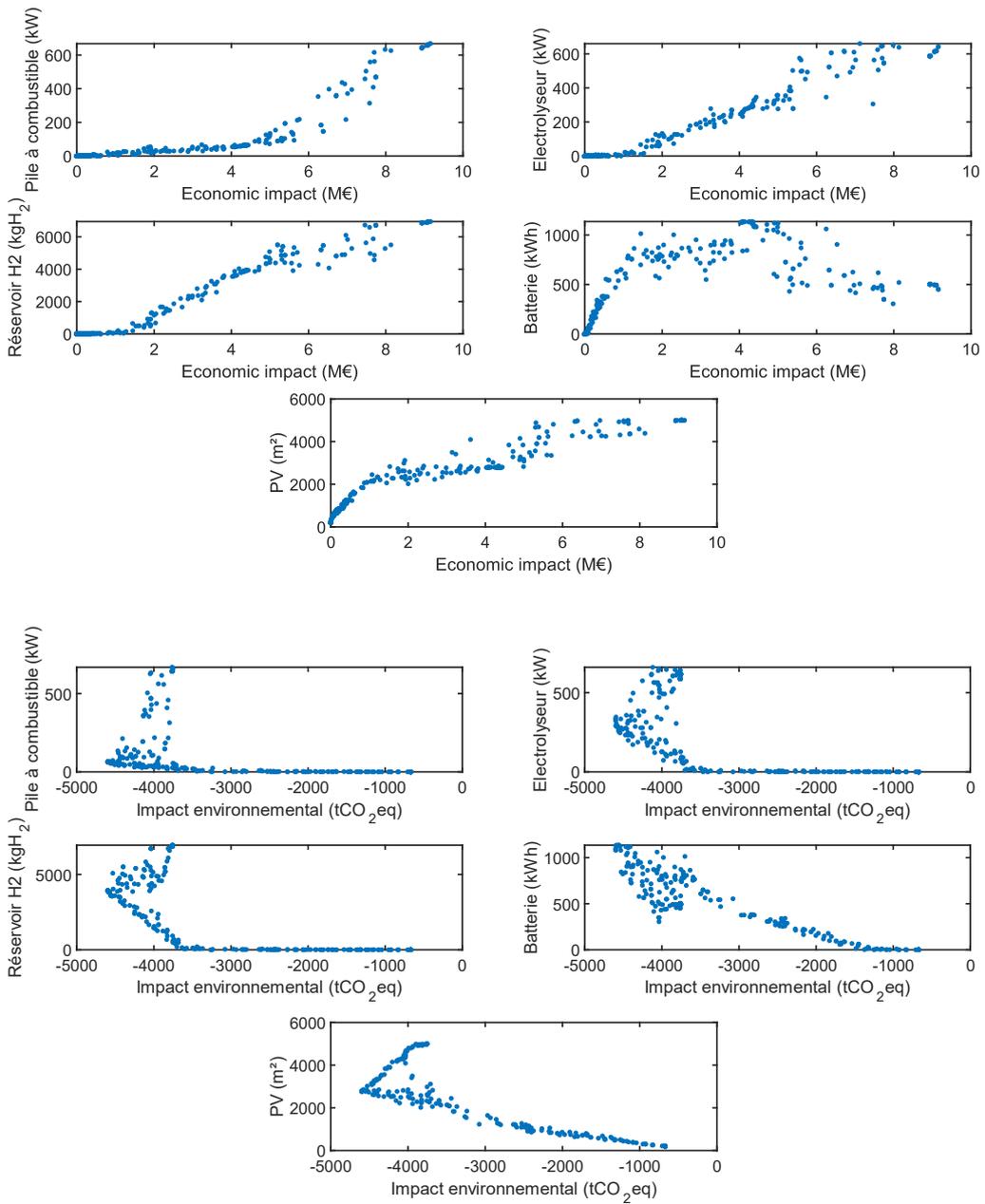


Figure D-5 : Cas Allemagne quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO₂, fraction)



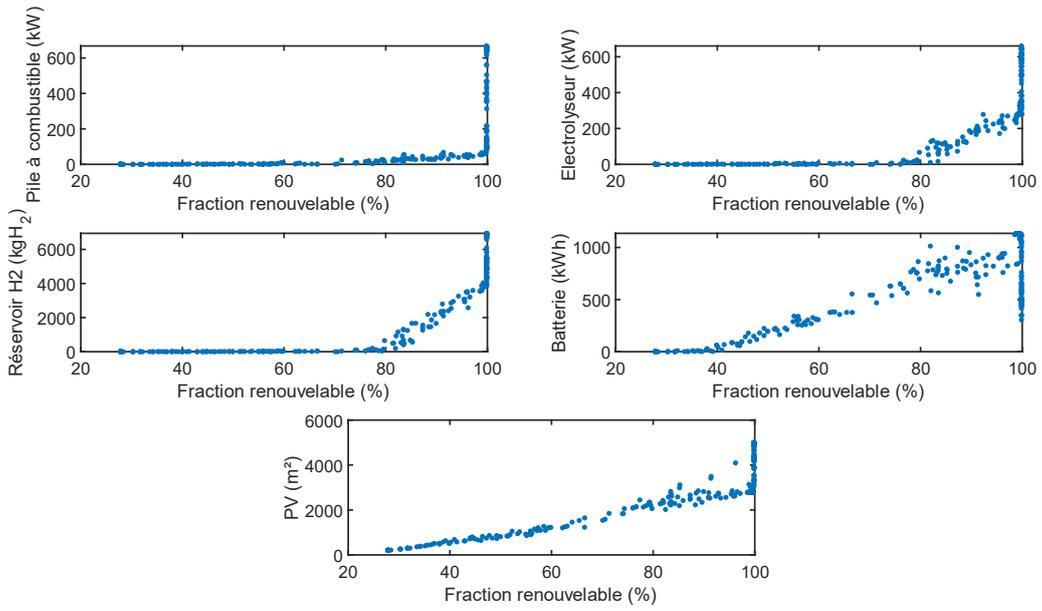
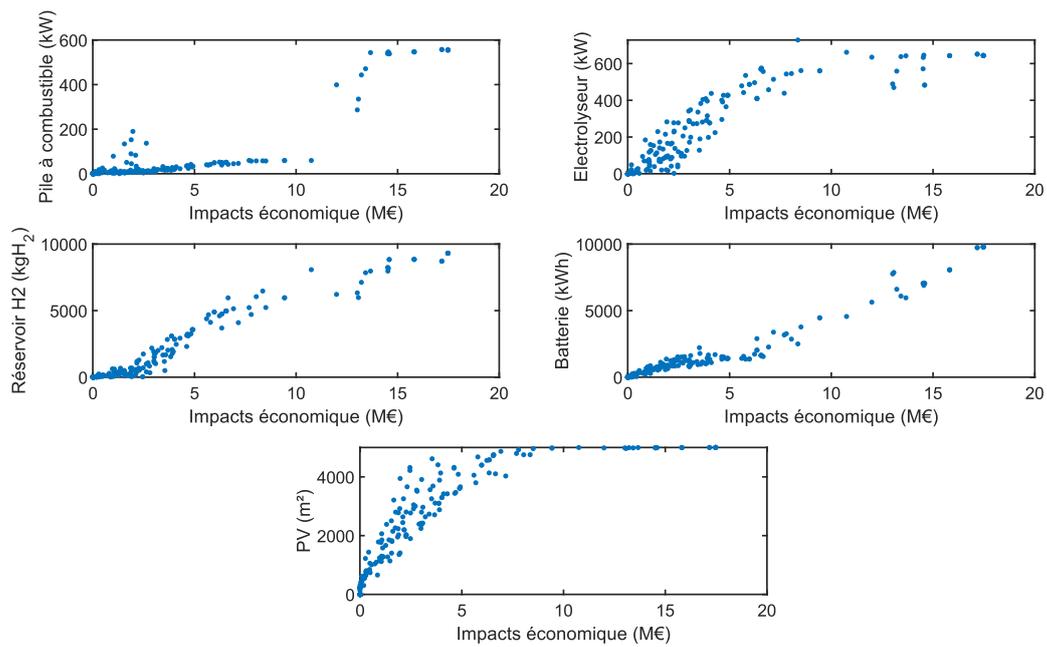


Figure D-6 : Cas Pologne quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (coût, CO₂, fraction)



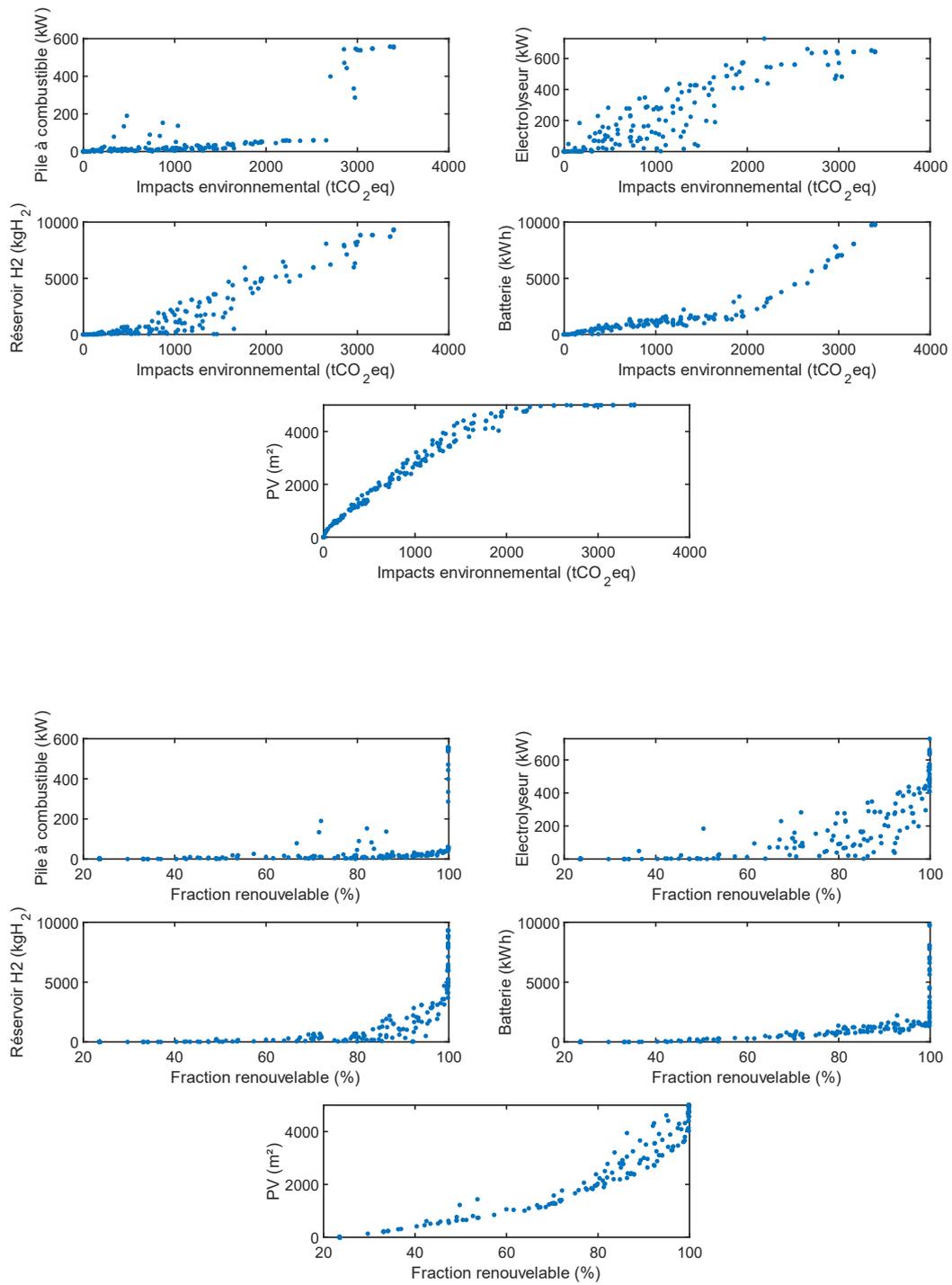
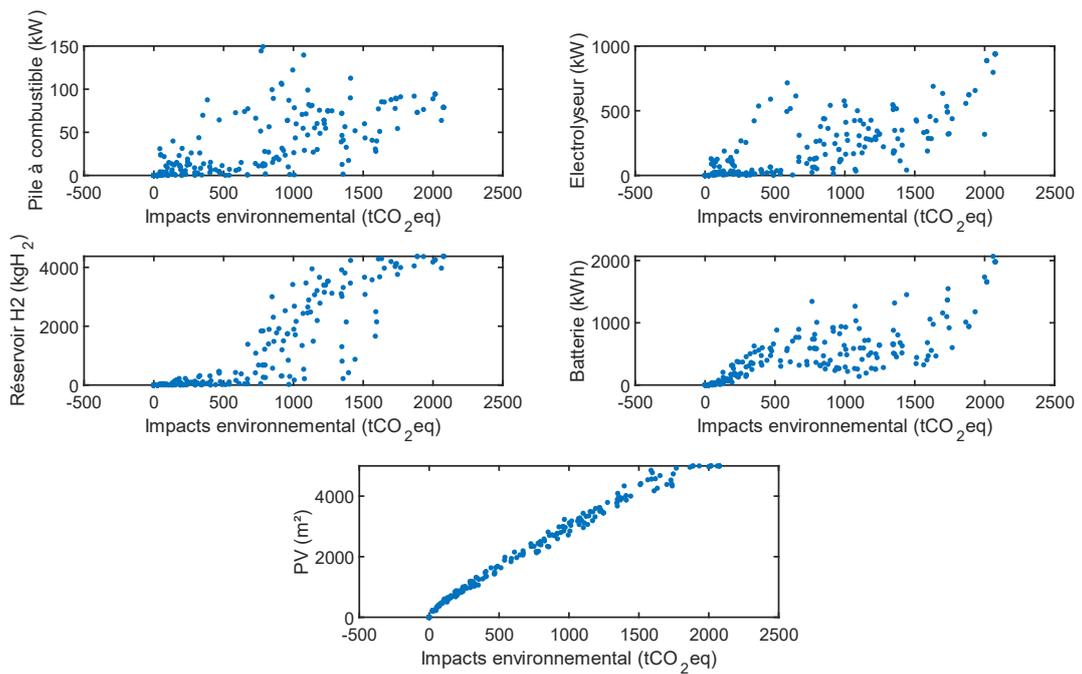
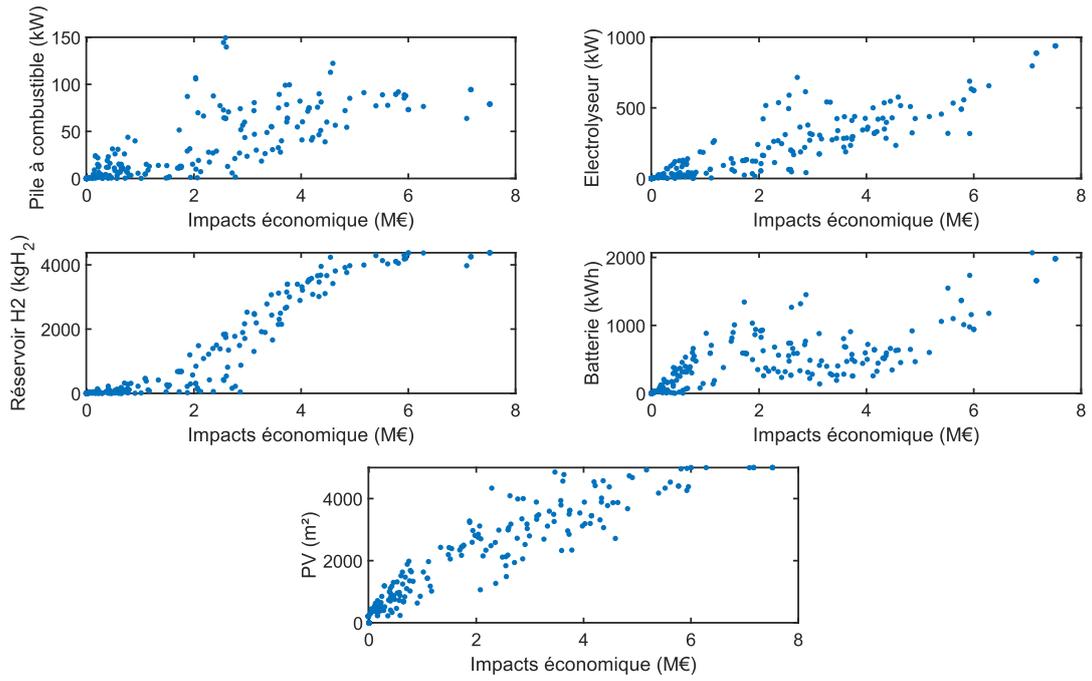


Figure D-7 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, pilotage de la pile sur la demande de chaleur (coût, CO₂, fraction)



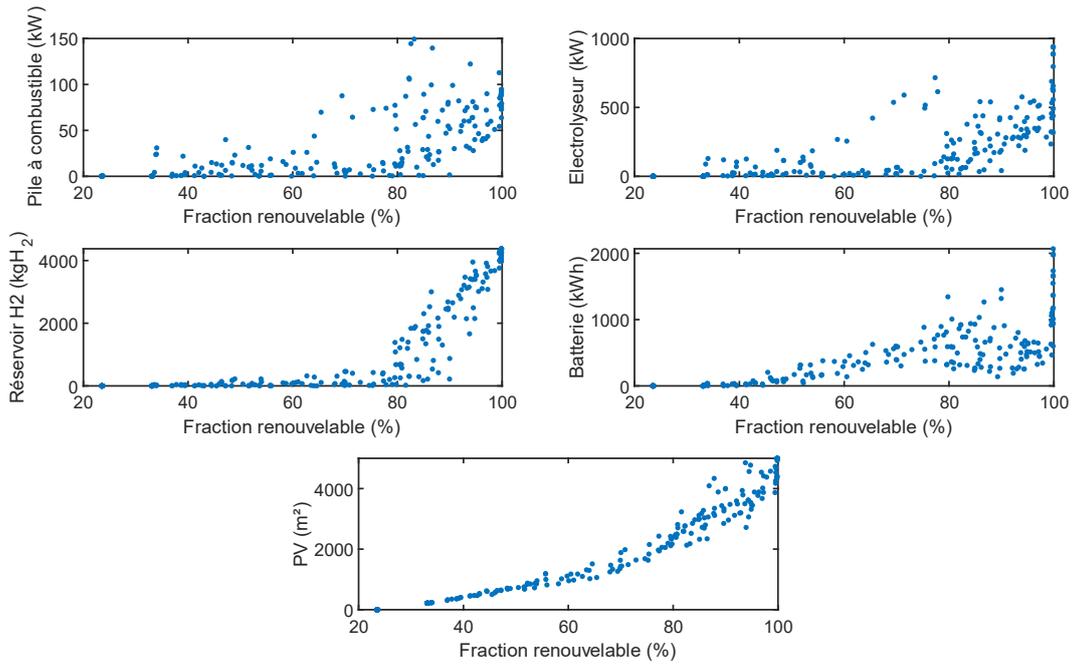
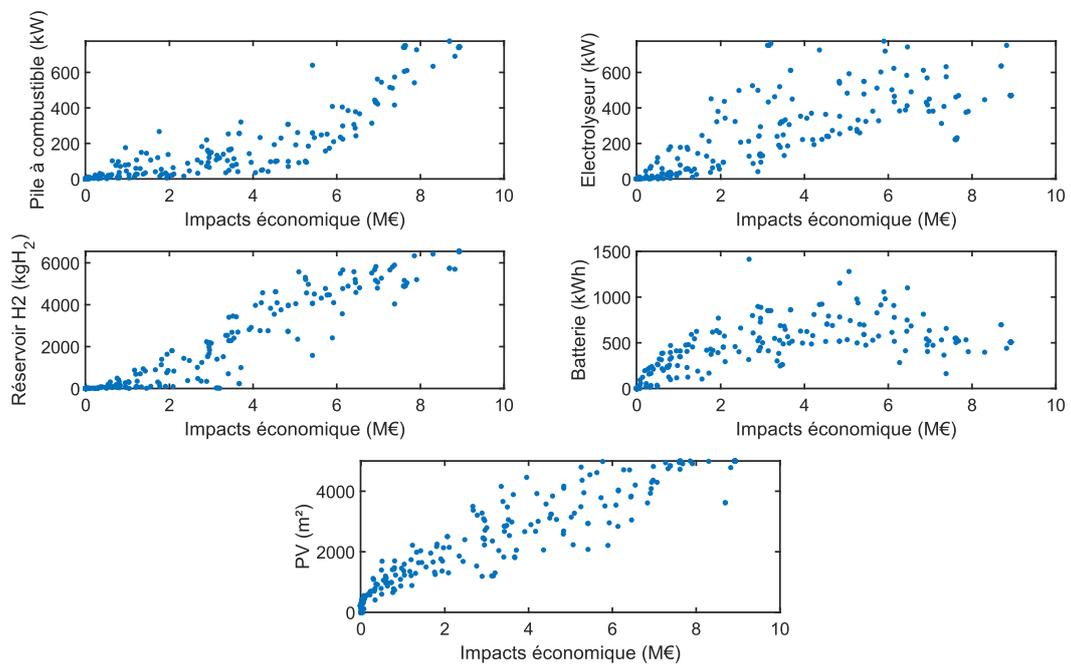


Figure D-8 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, priorité aux systèmes hydrogène (coût, CO₂, fraction)



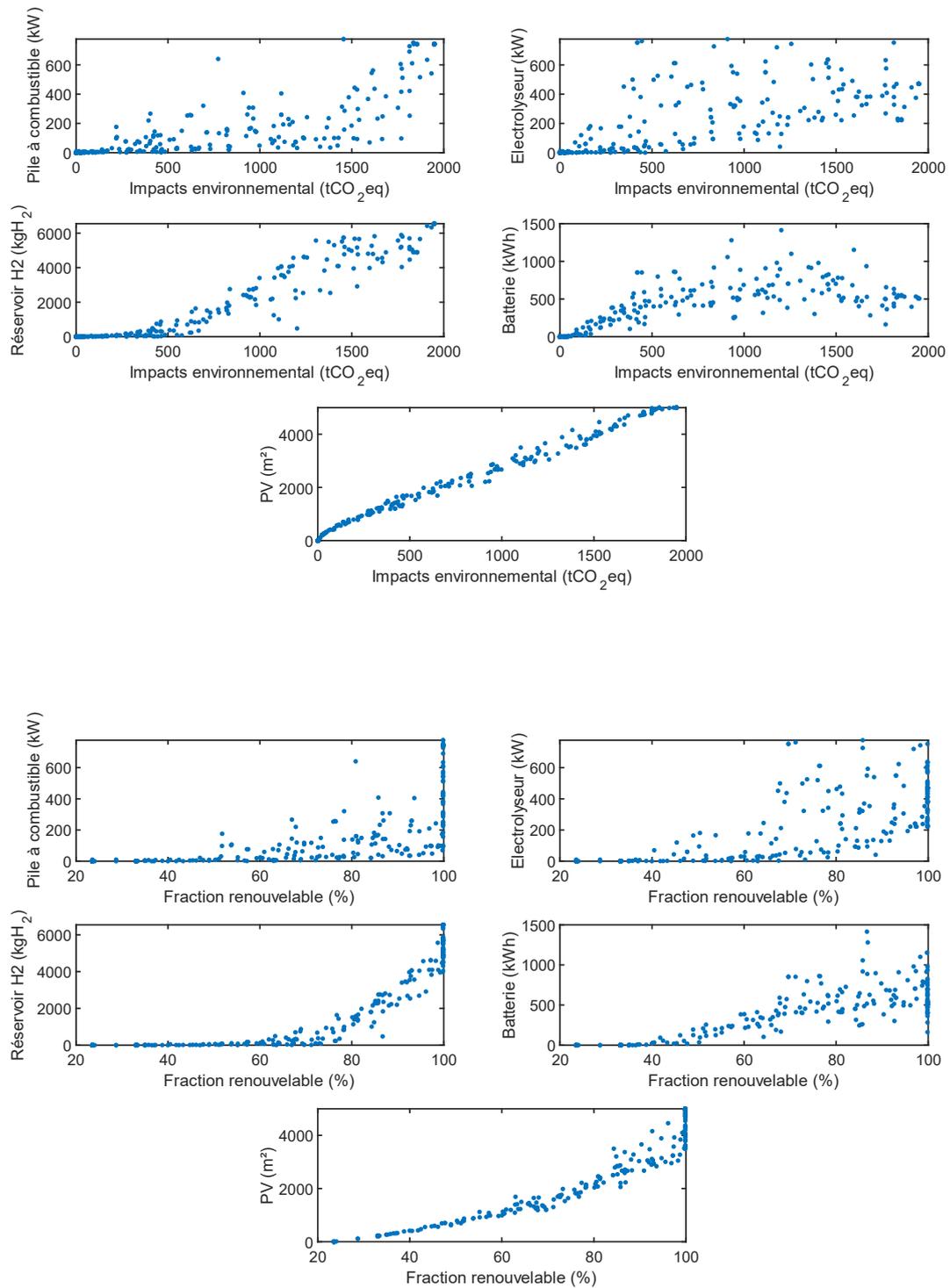


Figure D-9 : Cas français quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier, priorité à l'électrolyseur pour la charge et la batterie pour la décharge (coût, CO₂, fraction)

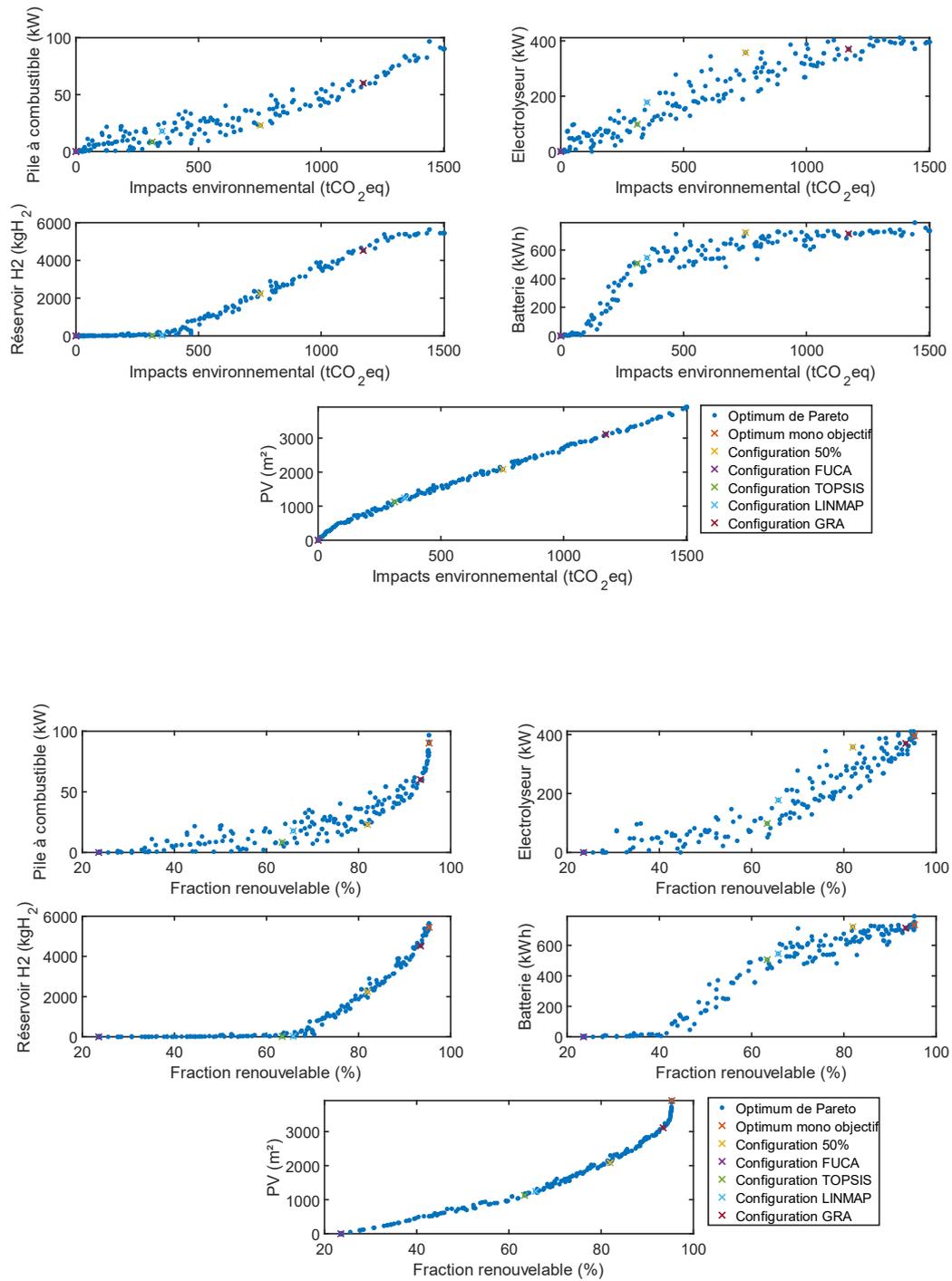


Figure D-10 : Cas français bâtiment central quartier passif stockage d'énergie au niveau du quartier (CO₂, fraction)

Annexe E. Tarif et teneur en carbone des réseaux électriques de l'Union européenne

Tableau E-1 : Moyenne annuelle du tarif, de la teneur en carbone et de la fraction d'énergie renouvelable de l'électricité dans les réseaux électriques de l'Union européenne

Pays	Tarif (€.kWh ⁻¹) [145]	Teneur (gCO ₂ eq.kWh ⁻¹) [119]	Fraction ENR (%) [119]
Allemagne	0,41	438	45
Autriche	0,27	223	69
Belgique	0,44	169	23
Bulgarie	0,11	469	18
Chypre	0,37	820	15
Croatie	0,15	277	28
Danemark	0,38	212	73
Espagne	0,25	174	49
Estonie	0,22	386	38
Finlande	0,26	169	48
France ¹	0,23	60	24
Grèce	0,23	435	39
Hongrie	0,12	304	19
Irlande	0,27	377	36
Italie	0,38	357	40
Lettonie	0,31	301	48
Lituanie	0,28	314	42
Luxembourg	0,20	334	50
Pays-Bas	0,48	384	28

Pologne	0,18	855	18
Portugal	0,21	205	63
Royaume-Uni ²	0,30	252	34
République tchèque	0,32	525	14
Roumanie	0,19	391	42
Slovaquie	0,19	326	19
Slovénie	0,19	271	41
Suède	0,27	32	70

1 : Le tarif français est supérieur à celui considéré dans le reste de la thèse pour uniformiser la référence

2 : Tarifs issus du UK Department for Energy Security and Net Zero .

Annexe F. Représentativité de la sélection des habitations

Pour obtenir les résultats dans les sections IV.3.3 et IV.5, il a été nécessaire de faire deux grandes approximations. D'abord le nombre d'habitations est réduit de 100 à 5 pour limiter le nombre de systèmes multi-énergies à modéliser. De plus, les tailles des composants sont considérées identiques entre les 5 habitations. Une étude est effectuée pour estimer l'impact de ces 2 approximations sur les résultats.

Concernant la première approximation, sur 23 points du front de Pareto, les performances sont réévaluées en prenant en compte cette fois-ci 100 systèmes multi-énergies sur les 100 habitations du quartier. Les performances ainsi obtenues sont comparées avec les résultats de la section précédente obtenus sur seulement 5 habitations (Figure F-1). La fraction d'énergie renouvelable est laissée telle quelle et l'indicateur environnemental est multiplié par 20 pour passer de l'échelle de 5 habitations à 100 habitations. Il est possible d'observer sur la Figure F-1 que malgré de petites variations les performances estimées sont assez proches de celles sur le quartier complet. Cela n'assure pas que les configurations obtenues par optimisation seraient identiques si le quartier complet était pris en compte dans l'optimisation, mais cela permet tout de même de valider la représentativité des 5 habitations sélectionnées et donc de la méthode sélection utilisée dans la section II.3.1.2.3.

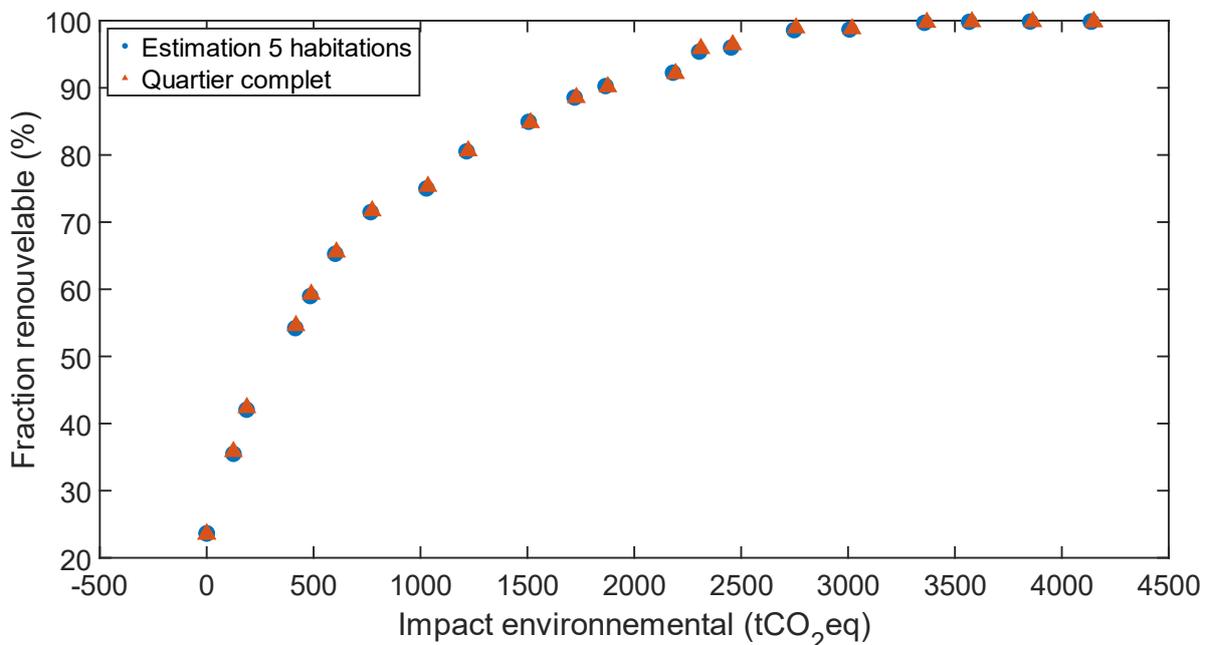


Figure F-1 : Comparaison des performances calculées avec 5 habitations et le quartier complet dans le cas du quartier passif

Concernant la deuxième approximation, pour estimer l'impact d'avoir des tailles de composants identiques entre les 5 habitations, l'optimisation est effectuée avec 25 variables, une pour la taille des 5 composants des 5 systèmes multi-énergies. L'augmentation du nombre de variables entraîne une augmentation des temps requis pour l'optimisation multi-objectifs du système. Les résultats obtenus sont comparés au front de Pareto avec 5 variables sur la Figure F-2. Dans ce cas également, les différences observées sont faibles.

Étudier les 5 systèmes séparément permet également d'observer la dispersion dans les tailles des composants dans les configurations non dominées (Figure F-3). Les puissances des piles à combustible et des électrolyseurs varient peu entre les habitations. Au contraire, les systèmes de stockage varient fortement. En effet, plus l'habitation est consommatrice d'énergie, plus elle aura besoin d'une capacité de batterie pour le stockage journalier et d'un grand réservoir d'hydrogène pour le stockage saisonnier. Les surfaces de PV diffèrent également entre les habitations, mais plus légèrement.

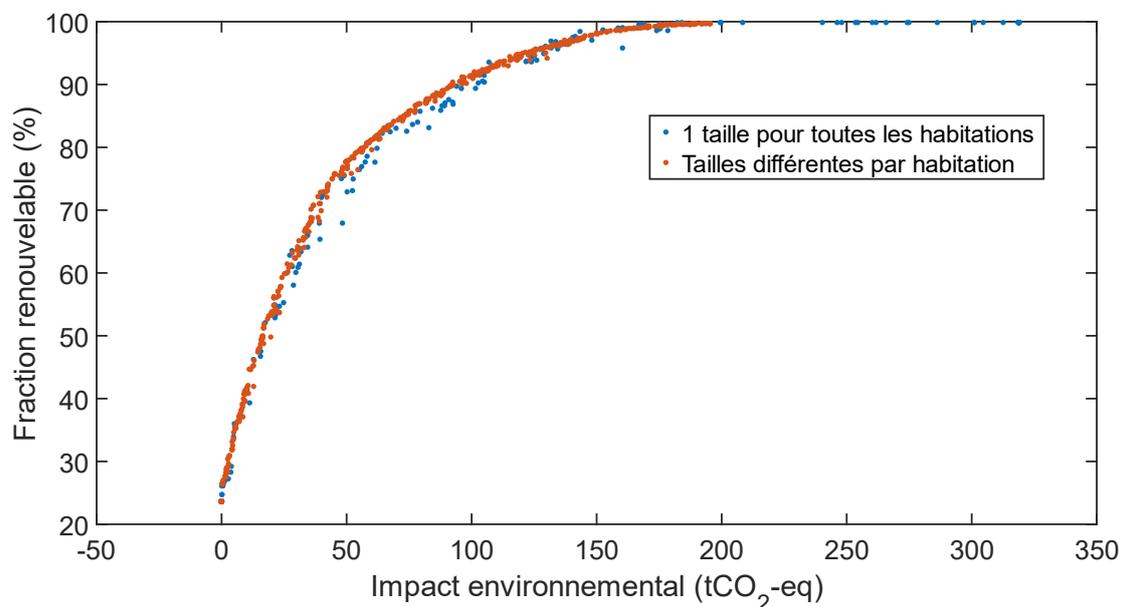


Figure F-2 : Comparaison des Fronts de Pareto avec des tailles de composant unique et variable entre les 5 habitations

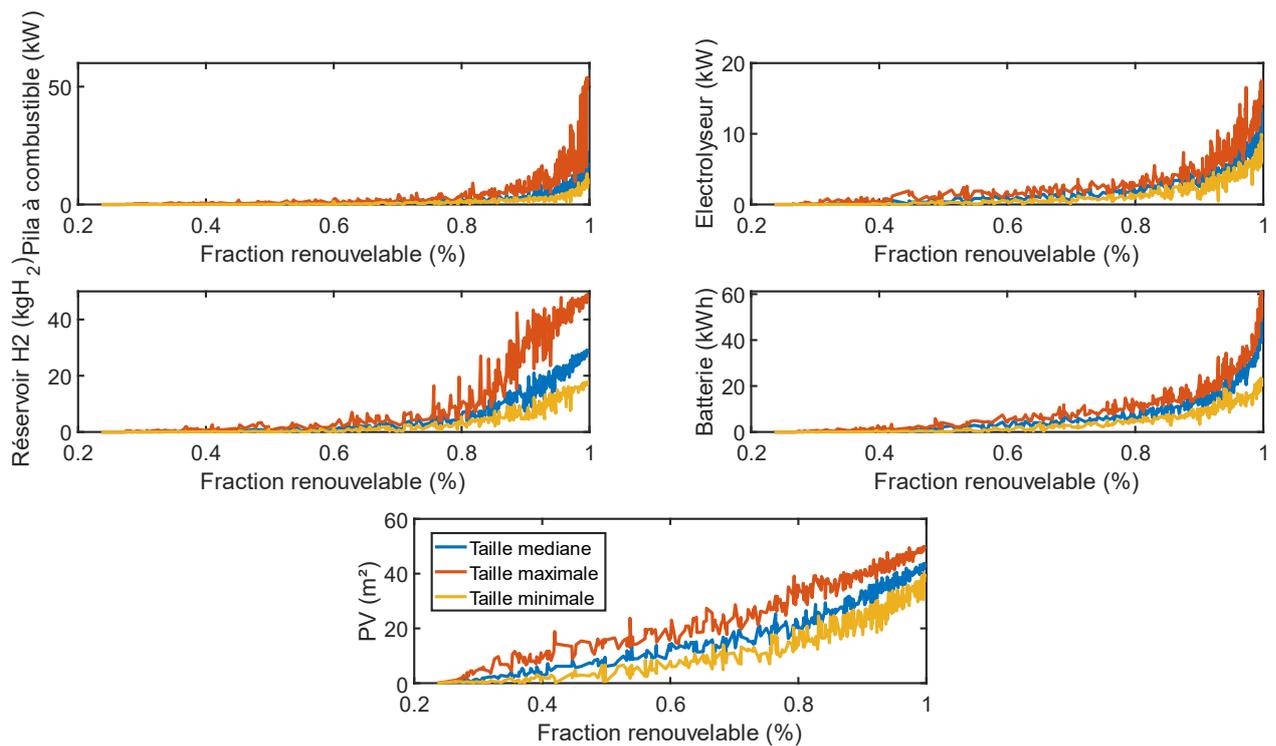


Figure F-3 : Tailles maximales, minimales et médianes parmi les 5 systèmes de chaque configuration du front de Pareto

Le quartier actuel présenté dans la section II.3.1.2.2 présente des habitations avec des consommations d'énergie bien plus différentes les unes des autres que le quartier passif. Pour étudier la représentativité des résultats sur ce quartier, une démarche similaire à celle utilisée ci-dessus est utilisée. Pour 23 points du front de Pareto les performances sont estimées sur l'ensemble du quartier et comparées à celles calculées pour la sélection de 5 habitations (Figure F-4). Dans le cas du quartier actuel, la réduction du quartier à 5 habitations a un impact plus important sur les résultats. En effet, les habitations étant bien plus fortement différentes les unes des autres (différents systèmes de chauffage, différentes enveloppes), il est plus complexe de représenter l'ensemble avec seulement 5 habitations. Les différences observées sont en moyenne sur les 23 configurations testées de 22 tCO₂eq pour l'indicateur environnemental et de 3 % pour la fraction d'énergie renouvelable. Pour l'indicateur environnemental, la différence augmente avec la taille des systèmes passant de 0 pour la configuration sans système à 64 tCO₂eq pour les systèmes de plus grandes tailles alors que pour la fraction renouvelable la valeur est stable à l'environ de 3 % pour tous les systèmes (écart type de 0,19 %).

Ces écarts sont dus aux différences entre l'échantillon de 5 habitations et la population totale (100 habitations). En effet, dans l'échantillon, 60 % des habitations sont avec une chaudière gaz, 20 % avec une chaudière électrique et 20 % avec une pompe à chaleur contre 53, 40 et 7 % respectivement dans la population. Les types d'isolation utilisés sont également différents, dans l'échantillon, 60 % des habitations ont une isolation standard, 20 % une isolation améliorée et 20 % une isolation passive contre respectivement 72, 22 et 6 % dans la population totale. Ces différences entraînent des écarts

dans l'estimation des performances environnementales du système et dans la proportion d'énergie renouvelable utilisée notamment en raison de la surestimation du nombre de chaudières à gaz. Augmenter le nombre d'habitations sélectionnées permettrait de réduire les approximations, mais augmenterait fortement le temps de calcul. Le cas du quartier actuel illustre l'importance de prendre en compte l'importance de la variation dans l'échantillon d'habitation étudié, lors de l'utilisation de la méthode de sélection proposée.

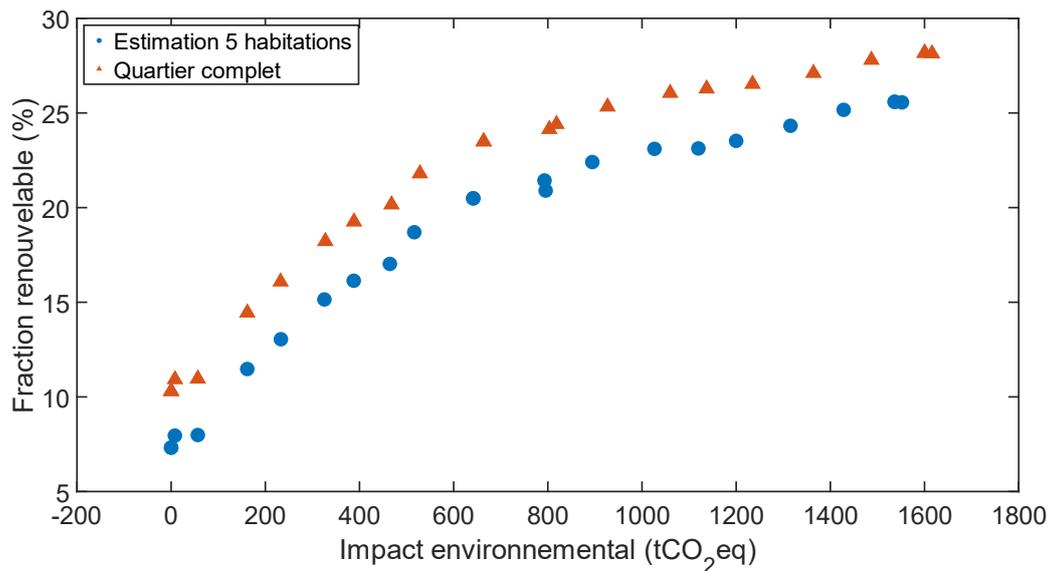


Figure F-4 : Comparaison des performances calculées avec 5 habitations et avec le quartier complet dans le cas du quartier actuel