



HAL
open science

Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique basée sur les technologies gaz naturel : Application - micro-cogénération et chaudière hybride

Cyril Vuillecard

► **To cite this version:**

Cyril Vuillecard. Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique basée sur les technologies gaz naturel : Application - micro-cogénération et chaudière hybride. Autre. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013. Français. NNT : 2013ENMP0008 . pastel-00870834

HAL Id: pastel-00870834

<https://pastel.hal.science/pastel-00870834>

Submitted on 8 Oct 2013

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.

École doctorale n°432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité « Énergétique »

présentée et soutenue publiquement par

Cyril Vuillecard

le 14 mars 2013

**Méthode de construction d'une offre d'effacement
électrique par technologies gaz naturel**
Application : micro-cogénération et chaudière hybride

Directeur de thèse : **Jérôme ADNOT**
Co-encadrement de la thèse : **Pascal STABAT**

Jury

M. Damien ERNST, Professeur associé, SYSMOD, Université de Liège
M. Joseph VIRGONE, Professeur, CETHIL, Université Lyon 1
M. Hamid BEN AHMED, Maître de Conférences HDR, SATIE (UMR CNRS), ENS Cachan
M. Jérôme ADNOT, Professeur, CES, Mines-Paristech
M. Pascal STABAT, Docteur, CES, Mines-Paristech
M. Éric VIDALENC, Service prospective, ADEME
M. Anthony MAZZENGA, Responsable pôle stratégie, GrDF

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Invité
Invité

**T
H
È
S
E**

À mon père

Remerciements

Avant de remercier les personnes qui ont contribué plus ou moins directement à cette thèse, par leurs avis d'expert ou plus simplement pour leur soutien, je tiens à saluer les personnes qui ont participé à l'élaboration et au financement de ces travaux : Catherine Foulonneau, Anthony Mazzenga et Eric Vidalenc. Outre ce rôle d'initiateur je les remercie pour le suivi de mes travaux et leurs participations continues, depuis les prémices des réflexions jusqu'à la soutenance de thèse.

Cet épisode n'aurait pu prendre fin sans Joseph Virgone et Hamid ben Hamed, tous deux rapporteurs du jury de thèse, à qui j'envoie tous mes remerciements pour leur analyse de mon manuscrit et leur présence le jour de la soutenance. J'ai eu le plaisir d'avoir Damien Hernst comme président du jury que je tiens également à remercier.

Hébergé dans les locaux du CRIGEN j'ai côtoyé des collègues aux domaines d'expertise variés. Je remercie toutes les personnes du pôle bâtiment pour leur savoir vivre et leur convivialité. De manière non exhaustive je remercie en particulier Régis Contreau, Hervé Delas, Pierre Picard et Romain Ruillard pour leurs recommandations et conseils avisés.

Merci à l'équipe stratégie-régulation du GrDF pour leur accueil et leur sympathie ; merci à Marion Carroz et Roch Drozdowski pour les réflexions échangées. Merci encore à Anthony Mazzenga pour ses analyses et sa perspicacité.

Pour clore les remerciements à destination des gaziers je remercie également Dominique Marchio (en tant que directeur de master) et Nicolas Bernasconi pour leurs apports.

Quant aux électriciens que j'ai pu rencontrer, je remercie Guillaume Duclos de RTE qui a apporté son expertise durant le copilotage de la thèse. Merci également à Sandrine Albou, Bruno Delenne, Vincent Lefieux, Cécile de Montureux et Laurence Teyssier Maillard pour leurs éclairages sur le "système" et sa gestion.

J'en profite également pour saluer et remercier chaleureusement tous les collègues/doctorants de l'équipe du CEP. L'environnement pluridisciplinaire de l'école des mines est prolifique à l'émergence de nouvelles idées et je remercie tous les professeurs que j'ai rencontré. J'ai traversé cet épisode avec Arnaud Grandjean, maintenant condisciple, qui a su m'aider au travers de ses nombreuses qualités : détermination, rigueur et simplicité, merci encore.

Mes remerciements vont également à Philippe Blanc et Alexandre Boillez du CEP (maintenant OIE) à Sophia, pour leurs conseils et leur expertise dans le domaine des données météorologiques.

L'aboutissement de cette thèse n'aurait pu être possible sans l'encadrement académique assuré par Jérôme Adnot et Pascal Stabat. Je tiens à les remercier très sincèrement et chaleureusement, outre leurs compétences et leurs humours, pour leur enthousiasme et leurs disponibilités ; merci de m'avoir aidé à donner le meilleur.

Pour clore cette partie, je souhaite remercier le consortium ECLEER et EDF pour m'avoir invité et donné l'opportunité de présenter mes activités dans un cadre qui me semble être un atout majeur pour l'efficacité énergétique.

Aussi je tiens à remercier des personnes extérieures à mon environnement de travail, que j'ai pu croiser à des réunions, des vœux, ou autre, et qui ont pu m'apporter des éléments essentiels, limité aux nombres de trois ici, Benoit Allibe, François Moisan, et Jean Marc Roudergues.

Et pour conclure définitivement je remercie très affectueusement ma femme, Clémence, qui m'a toujours soutenu et insufflé une douce confiance dans les moments de doute.

Table des matières

Liste des Figures	xvi
Liste des Tableaux	xix
Introduction : Contexte, enjeux et objectifs	1
1 Analyse de la demande et des infrastructures de réseau	9
1.1 Caractérisation de la demande, pointe et effacement	10
1.1.1 Description de la demande	10
1.1.2 Définition de la pointe	12
1.1.3 Évolution des descripteurs de la demande électrique	14
1.1.4 Caractérisation d'un effacement, horizon de temps	17
1.2 Étude des réseaux	19
1.2.1 Caractérisation des réseaux gaz et électrique	19
1.2.2 Utilisation et efficacité des réseaux	22
1.2.3 Dimensionnement des réseaux : notions utiles	25
1.2.4 Dimensionnement des couches de réseaux électriques	28
1.3 Gestion de l'équilibre offre-demande (EOD)	32
1.3.1 Court-moyen terme	32
1.3.2 Long terme	33
1.3.3 L'équilibrage en pratique : qui consomme quoi ?	35
1.3.4 Contrainte spatiale	39
1.4 Spécificités locales et régionales	39
1.4.1 Concomitance des pointes locales	39
1.4.2 Deux régions en défaut de production : nécessité d'actions de MDE	40
1.5 Appels de puissances et émissions associées	42
1.6 Programmes de Maîtrise de la Demande en Électricité	49
1.6.1 Définition	49
1.6.2 Exemple de travaux de MDE face à la pointe	50
1.6.3 Évaluation des programmes de MDE et outils existants	52
1.6.4 Maîtrise de la demande par insertion de technologies gaz/électricité	58
1.6.5 Régulation de l'offre et de la demande dans le système électrique	60
1.7 Valorisation des programmes de MDE	66
1.7.1 Coûts marginaux de production	66
1.7.2 Intégration de la MDE dans la planification du système électrique	66

1.7.3	Coûts marginaux de transport et distribution (T&D)	69
1.7.4	Structure tarifaire et coûts actuels	71
1.7.5	Traitement de la thermosensibilité pour les réseaux	73
1.7.6	Coût des marges : tarification de l'aléa	76
1.8	Problématique de répartition spatiale	76
1.8.1	Discussion sur la péréquation urbain rural	77
1.8.2	Discussion sur le financement des opérations de MDE	78
1.8.3	Différenciation géographique	79
1.9	Conclusion générale	80
2	Analyse de courbes de charge agrégées	83
2.1	Analyse du processus d'agrégation et foisonnement	84
2.1.1	Description du foisonnement	85
2.1.2	Introduction de grandeurs d'intérêt	89
2.1.3	Caractérisation de l'agrégation spatiale	92
2.1.4	Caractérisation de l'agrégation temporelle	93
2.1.5	Agrégation spatio-temporelle et intervalle de confiance	95
2.2	Modèles d'estimation de courbes de charge de chauffage et planification	97
2.2.1	Signature énergétique - modèle statique	97
2.2.2	Influence du pas de temps sur la dispersion des variables	101
2.2.3	Signature énergétique - modèle dynamique	102
2.3	Application à des courbes de charge réelles	107
2.3.1	Étude de cas : micro-cogénérations en résidentiel	107
2.3.2	Analyse de courbes de charge de chauffage électrique	108
2.4	Synthèse	116
3	Construction d'une méthode d'estimation régionale	119
3.1	Positionnement spatio-temporel du modèle et critères de validation	120
3.1.1	Objectifs	120
3.1.2	Positionnement des données et modèles existants	122
3.1.3	Structuration du modèle Bottom-Up	124
3.1.4	Vers une validation du modèle	127
3.2	Vers une calibration en énergie : analyse et définition du problème	128
3.2.1	Introduction à la problématique	128
3.2.2	Approches de modélisation possibles	131
3.2.3	Calibration statistique d'un modèle physique	133
3.2.4	Connaissance du parc et des consommations de chauffage	135
3.3	Calibration en puissance	140
3.3.1	Modélisation physique unitaire	140
3.3.2	Approche d'agrégation, et interprétation « statistique »	159
3.3.3	Agrégation et réduction appliquée à un parc	161
3.4	Application	162
3.5	Conclusion	165
	Conclusion et perspectives	167

A	Annexes du chapitre 1	171
A.1	Formalisme des Courbes de Charges	171
A.1.1	Définition	171
A.1.2	Descripteurs et opérateurs associés	172
A.2	Analyse de la courbe de charge électrique	174
A.3	Modélisation des consommations thermosensibles	175
A.3.1	Estimation de la consommation de gaz	175
A.3.2	Estimation de la consommation d'électricité	175
A.4	Outils de diagnostic des réseaux de distribution gaz et électrique	176
A.5	Coût évité par report d'investissement	177
A.6	Évolution des thermosensibilités des profils	178
A.7	Gestion de l'équilibre offre demande	179
A.8	Modulation des moyens de production	181
A.9	Les apologues de Gabriel Dessus relatifs à la tarification au coût marginal, extrait de Marty (2002)	184
A.10	Coût de développement du réseau : estimation économétrique, relation de Juricic	186
B	Annexes du chapitre 2	187
B.1	Small scale impact of gas technologies on electric load management Vuillecard et al. (2011b)	187
C	Annexes du chapitre 3	201
C.1	Modélisation de la performance des systèmes	202
C.1.1	Objectif	202
C.1.2	Chaudière	202
C.1.3	Pompe à chaleur	214
C.1.4	Pompe à chaleur hybride	221
C.1.5	Micro-cogénération	223
C.1.6	Sorties du module système	232
D	Caractérisation et exploitation des données	237
D.1	Enquête Logement - CEREN	238
D.2	Analyse des données météo	242
D.2.1	Données disponibles	242
D.2.2	Caractérisation des données	242
D.2.3	Analyse des données climatiques	245
D.2.4	Radiation	247
D.2.5	Corrélation nébulosité rayonnement	250
D.2.6	Définition des températures normale et de référence	251
D.3	Algorithme d'estimation de la radiation incidente à une surface verticale	254
D.4	Données RTE	256
D.4.1	Données de consommation nationale	256
D.4.2	Données de production	256
D.4.3	Reconstitution des charges et résidu national	256
D.4.4	Bilan import/export	256

D.5	Exploitation d'une campagne de mesure de CdC	257
D.5.1	Caractérisation des données	257
D.5.2	Procédure de test, et validation	257
D.5.3	Résultats de la procédure et exploitation	260
D.5.4	Création de profils d'apports internes à partir des profils d'électricité spécifiques	264
D.5.5	Bilan de consommation et profilage du chauffage	265

Liste des Figures

Introduction : Contexte, enjeux et objectifs	1
1 Évolution des pointes électriques et des puissances moyennes annuelles et des mois de juin	2
2 Évolution en base 100 depuis 1990 des consommations et du parc des usages chauffage et ECS des logements à climat normal	3
3 Hypothèses de consommation du principal transporteur de gaz français	4
4 Illustration des interactions entre les réseaux de gaz et d'électricité	5
Chapitre 1	9
1.1 Cycle de consommation d'électricité	11
1.2 Historique des facteurs de charges journalier et annuel	15
1.3 Évolution de la demande de 1996 à 2012	15
1.4 Lien entre caractéristiques de la demande et monotone de charge	16
1.5 Évolution du gradient journalier estimé par régression simple	16
1.6 Illustration des types d'effacement sur une courbe de charge type d'hiver (hors report de charge)	18
1.7 Approvisionnement et consommation mensuels de janv. 2008 à déc. 2011	23
1.8 Consommation et production mensuelles sur le réseau de transport de janv. 2008 à déc. 2011, ainsi que le ratio de pertes sur consommation (<i>exploitation données RTE</i>)	23
1.9 Niveaux de pertes techniques et non techniques de ERDF en fonction de la puissance soutirée d'après le tableau 1.7	25
1.10 Distribution des températures journalières des mois de décembre, janvier et février de 1980 à 2012 et niveaux de risque climatique calculés.	27
1.11 Principe d'étude du coût de la défaillance et renforcement réseaux en incluant l'effacement	30
1.12 Équilibre offre demande et horizon de temps	33
1.13 Analyse sur la période du 01/01/2006 au 31/12/2011	34
1.14 Écart de profilage national journalier du 1 ^{er} janv. 2009 au 31 mai 2011	37
1.15 Reconstitution des flux en fonction de la température extérieure	39
1.16 Puissance électrique maximale appelée en région PACA (<i>source : données RTE</i>)	41
1.17 Différentiel d'émissions de CO ₂ suite à une baisse de consommation saisonnière	45
1.18 Monotones horaires lissées des moyens de production et du solde (<i>données RTE</i>)	46

1.19	Signatures journalières par filière pour les jours de semaine sur l'ensemble des données disponibles	46
1.20	Signatures journalières par filière pour les jours de week-end sur l'ensemble des données disponibles	47
1.21	Comportement des filières décarbonées (hydraulique, nucléaire, EnR) et carbonées en fonction de la température au pas journalier	48
1.22	Différence entre demande et production d'électricité décarbonée en fonction de la température au pas journalier	48
1.23	Évolution journalière des livraisons lotoises par point 10 minutes au cours des 12 journées types caractérisant les 12 mois de l'année	56
1.24	Comportement des charges électriques par technologies en fonction de la température extérieure	60
1.25	Boucle de régulation offre-demande	60
1.26	Offre de production contre offre d'effacement par comparaison des coûts marginaux, (Orphelin, 1999)	63
1.27	Modification de la thermosensibilité par couplage des réseaux gaz et électricité	65
1.28	Niveaux de température associés à la pointe 2000h modélisée à climat normal	65
1.29	Prévisions de consommation réalisées par EDF dans le passé	68
1.30	Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mars 2012 selon des consommations normatives, (CRE, 2012d)	71
1.31	Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mars 2012 selon des consommations normatives, (CRE, 2012d)	71
1.32	Structure tarifaire appliquée en Italie	72
1.33	BT \leq 36 kVA : profils de consommation et profil des coûts de réseaux	73
1.34	Tarification hors taxe appliquée en Suisse par Groupe-E	75
Chapitre 2		83
2.1	Illustration du foisonnement de 4 CdC, la courbe en tirets rouge est la somme des 4 CdC	86
2.2	Facteur de foisonnement, ou <i>coincidence factor</i> , extrait de <i>Strbac (Strbac et al., 2006)</i>	88
2.3	Foisonnement de l'électricité spécifique au pas 10 minutes à 19h, moyenne, 1 ^{er} et 3 ^e quartile	88
2.4	ADD et ADMD pour 3 distributions différentes, $\mu_0 = 462$ W et $\sigma_0 = 578$ W	91
2.5	ADD et ADMD pour des CdC réelles à 19h au pas 10 minutes. Panel de CdC journalière obtenu par échantillonnage d'une population de CdC de 140 foyers sur 2 mois d'hiver.	91
2.6	Distribution des puissances moyennes 30 minutes à 19h pour un panel de CdC résidentielles d'électricité, et loi log-normale estimée, $\mu_0 = 462$ W et $\sigma_0 = 568$ W	92
2.7	Évolution de la volatilité des courbes de charge agrégées à 19h pour $\delta t = 10$ min pour 100 pavages aléatoires	93
2.8	Un profil de charge à différents lissages δt , $\Delta t = 8$ mois centré sur l'hiver	94
2.9	CV en fonction du temps pour 140 CdC, de 10 minutes à 3 mois	94

2.10	Coefficient de variation moyen journalier en fonction de δ_t et n pour de l'électricité spécifique	95
2.11	Signature énergétique d'un bâtiment, puissance consommée en fonction de la température extérieure	98
2.12	Visualisation d'une signature énergétique individuelle réelle de chauffage à différents pas de temps	102
2.13	Coefficients de pondération en fonction du nombre de jours passés	104
2.14	Descripteurs journaliers des courbes de charge électrique de logements équipés de micro-cogénération	108
2.15	Illustrations aux pas journalier et horaire des mesures expérimentales relevés au pas minute pour un groupe de 37 maisons individuelles équipées de micro-cogénération Stirling 1kWe	109
2.16	Distribution des températures seuils et des gradients pour les sites identifiés comme « réguliers »	110
2.17	Distribution des consommations annuelles de chauffage du panel	111
2.18	Signatures horaire et journalière de l'ADD du chauffage.	111
2.19	Synthèse de l'erreur (kW) d'une signature statique d'ordre 0	112
2.20	Synthèse de l'erreur (kW) d'une signature dynamique avec lissage exponentiel	112
2.21	Profils journaliers de chauffage	113
2.22	Synthèse de l'erreur (kW) en régression simple infrajournalière	114
2.23	Synthèse de l'erreur (kW) en régression dynamique infrajournalière	114
2.24	Caractéristique dynamique de la charge de chauffage agrégée	115
2.25	Distribution de l'erreur selon la température	115
2.26	Synthèse de l'erreur (kW) au pas journalier après régression dynamique infra-journalière	116
Chapitre 3		119
3.1	Positionnement spatio-temporel des modèles et données existantes en distinguant les énergies concernées	123
3.2	Schéma de simulation	124
3.3	Distribution des surfaces habitables en fonction du nombre d'habitants dans les résidences principales, <i>exploitation enquête logement 2006 (INSEE, 2006)</i>	127
3.4	Construction et calibrage du modèle	128
3.5	Distribution des résultats de modélisation de chauffage électrique et leur moyenne et consommations estimées par le CEREN	130
3.6	Facteur d'intensité calculé sur les données CEREN sur 7 années de 1998 à 2005	132
3.7	Facteur de service fonction de la surface, et l'isolation (<i>issu de (Kranzl et al., 2012)</i>)	133
3.8	Consommations des postes d'ECS électrique, d'électricité spécifique et des consommations de chauffage en base seul à climat normal	136
3.9	Distribution du nombre de maisons individuelles selon l'ancienneté de construction	137
3.10	Énergies de chauffage consommées en maison individuelle d'après les observations réalisées par le CEREN sur leur panel	138

3.11	Système global étudié	141
3.12	Régulations classiques rencontrées sur les systèmes résidentiels	143
3.13	Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation proportionnelle à différents pas de temps	146
3.14	Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation TOR avec $\Delta T = 0^{\circ}\text{C}$, $\delta t = 5s$, à différents pas de temps	147
3.15	Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation TOR avec $\Delta T = 1^{\circ}\text{C}$, $\delta t = 5s$, à différents pas de temps	148
3.16	Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge avec réduit de consigne pour une régulation TOR avec $\Delta T = 1^{\circ}\text{C}$, $\delta t = 5s$, à différents pas de temps	149
3.17	Représentations simplifiées classiques	150
3.18	Modèle simplifié étendu d'un bâtiment	151
3.19	Analyse fréquentielle d'une paroi lourde, courbe de référence avec 30 nœuds, et modèle réduit à 1 ou 2 nœud $\Delta t = 1\text{ h}$	153
3.20	Erreur d'amplitude pour une sollicitation de température extérieure de période 24h par rapport à une référence de $N=30$ après réduction	154
3.21	Relations entre pole et constante de temps pour deux pas de temps de discrétisation	158
3.22	Décomposition de la courbe de charge <i>hypothétique</i> PACA	163
3.23	Comparaisons des monotones sans (a) et avec (b) modélisation Bottom-Up : « BU chauffage »	164
3.24	Comparaisons des monotones avec des simulations incluant deux comportements	164
Annexes du chapitre 1		171
A.1	Exemple de monotone de la CdC nationale électrique horaire	173
A.2	Distribution des pointes $[0, X]$ heures selon les heures de la journée, distinction semaine/week-end (foncé/clair).	174
A.3	Modulation de la demande, des moyens de production (Nucléaire, Hydraulique, THF) et du solde pour 3 semaines hors période de chauffe.	181
A.4	Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine d'hiver	182
A.5	Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine de mi-saison.	182
A.6	Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine d'hiver tempérée.	183
A.7	Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine hors période de chauffe.	183
Annexes du chapitre 2		187
Annexes du chapitre 3		201
C.1	Schéma de principe d'une installation de chauffage et ECS gaz	202

C.2	Exemple de différentes lois d'eau pour un écart minimal à la consigne de 5°C, et une température de base de -5°C, si l'indicateur "Variable" est à 0 la température est fixe	203
C.3	PLF en fonction de PLR pour deux chaudières pour $PLR_m = 30\%$	210
C.4	Comparatif des rendements de chaudière en fonction de la charge selon les types de chaudière définis dans la méthode 3CL V2	211
C.5	Description de l'approche utilisée	213
C.6	Schéma du calcul de performance des PAC	217
C.7	Représentation du comportement à charge partielle pour $T_{ext} = 5\text{ °C}$ et $PLR_m = 30\%$	220
C.8	Performance d'une pompe à chaleur sous-dimensionnée avec régulation TOR C.8(a) et Inverter C.8(b) ; COP_{tot} inclut l'appoint, T_c est le taux de charge	220
C.9	Variation de Z en fonction du taux de charge pour 3 valeurs de γ	222
C.10	Principe de fonction d'une pompe à chaleur hybride ; T_a est la température d'arrêt et T_{eq} est la température d'équilibre	222
C.11	Principe de fonction d'une pompe à chaleur hybride, en solution mono C.11(a) et bi-bloc C.11(b)	224
C.12	Comportement d'une chaudière hybride pour $T_a = 2\text{ °C}$	225
C.13	Schéma de principe de la cogénération	226
C.14	Schéma de principe d'une micro-cogénération à moteur Stirling	227
C.15	Schéma de raccordement hydraulique, classique avec ballon ECS en parallèle C.15(a), ou grande inertie avec ballon ECS en série C.15(b)	228
C.16	Cycle de production d'une micro-cogénération Stirling (sans auxiliaire)	230
C.17	Illustration de l'approche de modélisation utilisée	233
C.18	Performance d'une micro-cogénération sans et avec condensation, C.18(a) et C.18(b)	233
C.19	Efficacité d'une chaudière gaz installée avant 1980	234
C.20	Efficacité d'une micro-cogénération Baxi	235
Caractérisation et exploitation des données		237
D.1	Taux d'équipement en piscine et climatiseur selon l'enquête logement 2006 INSEE (2006)	240
D.2	Différence entre le signal instantané et interpolé/moyenné	246
D.3	Distribution de l'erreur entre les données MERRA et Météo France	247
D.4	Distribution de l'erreur	247
D.5	Distribution des erreurs des données modélisées par rapport aux relevés Météo France	248
D.6	Observation des données de nébulosité tri-horaire (chaque point a une position bruitée pour éviter les superpositions et avoir une idée de la densité)	249
D.7	Corrélation des données	249
D.8	Distribution de l'erreur entre les données modélisées MERRA et les relevés Météo France	250
D.9	Comparaison de la nébulosité modélisée et réelle agrégée à 12h sur 16 stations du 01/09/2008 au 31/05/2009	251

D.10 Chronique climatique France des 30 dernières années passées, moyenne glissante sur 8000 h.	252
D.11 Chroniques climatiques horaires France de l'année 2010	253
D.12 $I_{HP/HC}$ trié sur l'ensemble du panel	258
D.13 Forme de 50 monotones de CdC de ballons électriques	259
D.14 Taux de données manquantes pour les CdCs validées	260
D.15 CdC moyennes sur l'ensemble de la période de relève pour deux catégories d'usagers résidentiels	260
D.16 Signatures énergétiques journalières extraites du panel validé	261
D.17 Distribution des r pour l'ensemble des bâtiments	262
D.18 Distribution des températures seuils et des gradients pour les sites identifiés comme « réguliers »	262
D.19 CdC journalière avec distinction semaine/week-end pour 3 usages	263
D.20 Observation de profils moyens journaliers pour un mois, SPE et CH avec distinction semaine/week-end	263
D.21 Profils d'apport interne sur une semaine, profil unitaire et profil agrégé	264
D.22 Annexe : bilan des consommations annuelles extrapolées	265
D.23 Annexe : Corrélation et modèle linéaire associé, tracés des intervalles de confiance à 95% sous hypothèse de linéarité	265
D.24 Profilage d'un panel de CdC de chauffage selon la méthode de Classification Ascendante Hiérarchique	266
D.25 Profilage d'un panel de CdC de chauffage normée selon la méthode de Classification Ascendante Hiérarchique	267

Liste des tableaux

Introduction : Contexte, enjeux et objectifs	1
Chapitre 1	9
1.1 Évolution de la thermosensibilité en France (<i>source (Pioger, 1988) et Bilans Prévisionnels RTE (RTE, 2005, 2007a, 2009a, 2011b)</i>)	17
1.2 Positionnement des types d'effacement et période d'activation associée (<i>inspiré de (Normand, 2010)</i>)	17
1.3 Attribut d'un effacement de consommation	20
1.4 Caractéristiques des réseaux gaz et électrique	21
1.5 Efficacité du transport de gaz par GRTgaz (<i>sources : (GRTgaz, 2012b,d)</i>)	23
1.6 Dépenses d'électricité pour le fonctionnement du système estimées sur 4 années (<i>bilan RTE</i>)	24
1.7 Ordre de grandeur des coefficients pour le calcul des pertes (<i>source : (ERDF, 2012)</i>)	25
1.8 Synthèse des dépenses énergétiques des infrastructures (pertes non-techniques inclus)	25
1.9 Valeur de gradient journalier et de consommation par catégories profilées sur la période juillet 2007 juin 2008 (RTE, 2011c) et part de consommation annuelle de chaque type de consommateur sur le RPD en 2002 (RTE, 2007b)	38
1.10 Évolution de la thermosensibilité sur la région Ouest	41
1.11 Exemple de tarification horo-saisonnière : tarif BLEU	62
1.12 Pourcentage des occurrences de température inférieure à la température associée à P_{2000h}^{\searrow} modélisée lors des 3 mois d'hiver de 1980 à 2010	66
1.13 Coût en développement de deux types de fournitures en fonction des densités de consommation (FF 1986) (Colombier et Hourcade, 1989)	77
1.14 Sources de valorisation identifiées sur le système électrique par une insertion de technologies gaz	81
Chapitre 2	83
2.1 Facteur de charge pour chaque CdC affichée sur la figure 2.1	87
2.2 Grandeurs descriptives des charges	90
2.3 Coefficient de variation pour différentes erreurs relatives en fonction de trois niveaux de confiance sous hypothèse de normalité	96

2.4	Éléments de comparaison des ordres de grandeurs des impacts des apports internes, solaires et d'un changement de température intérieure sur : l'énergie de chauffage et la température seuil, selon leur nombre d'heure équivalent . . .	101
2.5	Consommation de chauffage électrique ; 30% du panel est exclu car une partie de la saison de chauffe est manquante	111
2.6	Paramètres identifiés par l'estimation journalière	112
Chapitre 3		119
3.1	Attributs d'une maison individuelle	125
3.2	Température de consigne supposée constante permettant de calibrer le modèle des maisons individuelles selon leurs années de construction	129
3.3	Valeurs des moyennes des lois de probabilités	134
3.4	Répartition des facteurs déterminant une moindre consommation surfacique des logements chauffés à l'électricité, <i>d'après (CEREN7114, 1998)</i>	136
3.5	Émetteurs statiques et constantes de temps associées (Cyssau, 1995)	141
3.6	Régime de chauffe et contraintes associées à la puissance de chauffage	142
3.7	Familles de régulation et type de régulateur	143
3.8	Paramètres de simulation	144
3.9	Équivalence entre pôle et constante de temps pour un pas de temps de discrétisation Δt	158
3.10	Évolution de la thermosensibilité en PACA (<i>source Bilans Prévisionnels RTE</i>)	163
3.11	Ordre de grandeur des impacts des solutions de chauffage sur l'ENDp	165
Annexes du chapitre 1		171
A.1	Comparaison des gradients par type d'usager, <i>sources RTE (RTE, 2007b, 2010, 2011c)</i>	178
Annexes du chapitre 2		187
Annexes du chapitre 3		201
C.1	Entrées et paramètres du modèle de loi d'eau	203
C.2	Entrées et paramètres du modèle de chaudière de ConsoClim (Zirngibl et Millet, 2002).	208
C.3	Coefficient de correction du rendement en fonction de la température selon les types de chaudières gaz dans la RT2012 (CSTB, 2011)	209
C.4	Rendement des chaudières à 4 points de fonctionnement, T_{ch_1} variable et $T_{ch_2} = 70^\circ\text{C}$	211
C.5	Rendement des chaudières dans la méthode 3CL (JO, 2006)	212
C.6	Rendement des chaudières dans la méthode 3CL V2	212
C.7	Entrées et paramètres du modèle de PAC (Zirngibl et Millet, 2002).	216
C.8	Coefficients de loi calorifique identifiés sur des caractéristiques certifiées (Rivière, 2010)	217

C.9	Coefficients de loi électrique identifiés sur des caractéristiques certifiés (Rivière, 2010)	218
C.10	Principales caractéristiques des chaudières hybrides disponibles sur le marché	223
C.11	Ordres de grandeur des caractéristiques principales de 3 technologies de cogénération faible puissance	225
C.12	Caractéristiques thermique et électrique à pleine charge de micro-cogénérateurs existants	229
C.13	Performances de l'unité Baxi EcoGen	231
C.14	Rendement en différent point de fonctionnement de la machine EcoGen pour des régimes de températures inconnues.	231
C.15	Entrées et paramètres du modèle de micro-cogénération	234
Caractérisation des données		237
D.1	Vagues d'enquête	238
D.2	Taux d'équipement selon les régions, et caractéristiques moyennes des segments	241
D.3	Indice de période construction, variable Anc dans le tableau D.2	241
D.4	Différence horaire des données MERRA brute et interpolée aux données Météo France (instantanées)	246
D.5	Données manquantes	248
D.6	Proportion dans les catégories pour une seuil de $r = 0,7$	262

Liste des symboles

Acronymes et sigles

3CL Calculs des Consommations Conventionnelles dans les Logements

BT Basse Température ou Basse Tension

CCCG Centrales à Cycle Combiné Gaz

CdC Courbe de Charge

CLPU Cold Load Pick Up

CMCT Coût Marginal Court Terme

CMLT Coût Marginal Long Terme

COP Coefficient Of Performance

CRE Commission de Régulation de l'Énergie

MDE Maîtrise de la Demande en Électricité

CHP Combined Heat and Power

TURPE Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

CURTE Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité

DJU Degrés Jours Unifiés

DPE Diagnostic de Performance Énergétique

DT Différenciation Temporelle

ECS Eau Chaude Sanitaire

EJP Effacement Jour de Pointe

END Énergie non distribuée

ENDp Énergie non distribuée potentielle

EOD Équilibre offre demande

FACE	Fonds d'Amortissement des Charges de l'Électricité
FDEL	Fédération Départementale d'Électricité du Lot
GN	Gaz Naturel
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
HP/HC	Heure Pleine Heure Creuse
HPR	Heat to Power Ratio
MCI	Moteur à Combustion Interne
MDE	Maîtrise de la Demande en Électricité
PAC	Pompe à chaleur
PACA	Provence-Alpes-Côte d'Azur
PdD	Poste de Distribution (public)
PDE	production Décentralisée d'Électricité
PERCHE	Pompe à chaleur Électrique en Relève de CHaudière Existante
PV	Photovoltaïque
RE	Responsable d'Équilibre
RPD	Réseau Public de Distribution
RPT	Réseau Public de Transport
T&D	Transport et distribution
TOR	Tout Ou Rien
Notations et indices	
<i>ADD</i>	After Diversity Demand
<i>ADE</i>	After Diversity Export
<i>ADL</i>	After Diversity Load
<i>ADMD</i>	After Diversity Maximum Demand
<i>ADmD</i>	After Diversity minimum Demand
<i>ADML</i>	After Diversity Maximum Load
<i>ADmL</i>	After Diversity minimum Load

f	facteur de foisonnement
F_{ch}	Facteur de Charge
T_{mb}	Température minimale de base
CV	Coefficient de Variation
$ENDp$	Énergie non distribuée potentielle
P_{N-1}	Puissance de transit d'un réseau à N-1 éléments
P_N	Puissance de transit d'un réseau à N éléments
$P_{sat,decarb}$	Puissance de production électrique décarbonée saturée
PBT	Part Budgétaire Théorique
T_{nch}	Température de non chauffage

Contexte, enjeux et objectifs

Contexte

La croissance de la pointe de consommation d'électricité mobilise encore aujourd'hui l'ensemble des acteurs des systèmes énergétiques afin de garantir la sûreté du système électrique français. Depuis la fin de l'année 2009, date du début de la présente thèse, plusieurs groupes de travail dans différents secteurs ont notamment permis d'envisager des solutions aux contraintes liées aux réseaux : de maîtrise de la demande, de création d'un marché permettant de pallier les déficits d'investissements en actifs de production, de mise en place d'une tarification adaptée aux coûts induits par la *flexibilité* supportée par les gestionnaires de réseau de transport gaz dus aux soutirages fortement modulés des cycles combinés gaz, etc. Aujourd'hui, au début de l'année 2013, le domaine de l'énergie est toujours en ébullition : début du débat sur la transition énergétique, interventions du Conseil d'État relatives aux règles tarifaires, décisions attendues sur la généralisation des compteurs communicants, etc. Force est de constater l'effervescence qui règne dans le monde énergétique français. Cette partie descriptive présente le contexte de la thèse ainsi que les questions posées en vue de proposer des solutions au développement de la pointe à partir de technologies gaz naturel.

Dans le but de réduire les consommations d'énergies fossiles et les émissions de CO₂, les britanniques envisagent une réduction des émissions de gaz à effet de serre en se dotant d'un mix-électrique non carboné et en procédant à deux changements majeurs : un transfert du chauffage par combustible fossile vers du chauffage électrique et la substitution partielle des véhicules thermiques par un parc de véhicules électriques. Les impacts d'une telle modification conduiront sans doute à une situation similaire à la France. Dans (Pudjianto et al., 2012) les auteurs s'inquiètent d'une désoptimisation du système électrique britannique par une croissance plus élevée des pics de puissance par rapport à la consommation totale. L'impact de l'électrification des usages thermosensibles est un sujet qui dépasse les frontières de l'Hexagone.

Le système électrique français est caractérisé par son extrême sensibilité aux vagues de froid. La thermosensibilité de la demande, ou gradient thermique, grandeur caractérisant l'impact de la baisse d'un degré extérieur sur la puissance additionnelle appelée, a évolué de 1000 MW/K en 1990 (Pioger, 1988) à 2300 MW/K en 2012 (RTE, 2012b). La France concentre la moitié du gradient européen pour un total de 5000 MW/K (600, 500 et 300 MW/K, respectivement pour la Grande-Bretagne, l'Espagne et l'Italie) (RTE, 2012g). Cette forte thermosensibilité est responsable de fortes consommations durant les périodes froides. La figure 1 montre que sur la dernière décennie les plus fortes puissances annuelles demandées ont augmentées de plus de 20 GW. Cette évolution induit un accroissement du risque de défaillance, de coupure, et donc à terme une augmentation des investissements dans le réseau

d'électricité. Les pouvoirs publics et les acteurs du système se mobilisent pour la sécurisation des régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA).

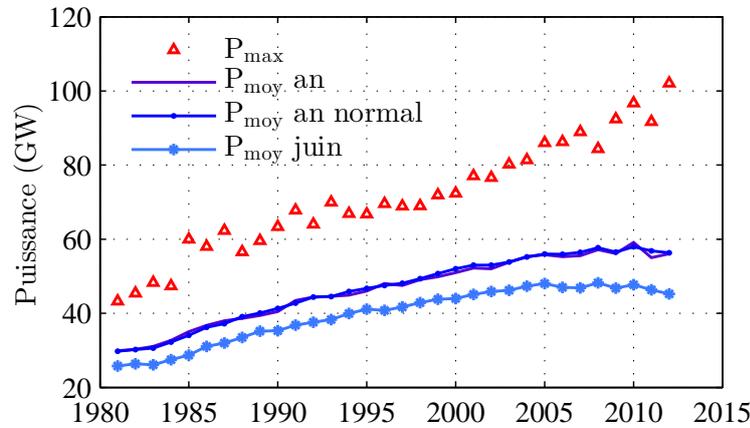


FIGURE 1 – [Évolution des points électriques et des puissances moyennes annuelles et des mois de juin (*données Pégase*)

Par ailleurs, les objectifs de maîtrise de la demande en énergie et de diminution des émissions de CO_2 ont conduit à engager des plans d'action parmi lesquels des opérations de réduction des consommations de chauffage dans le secteur résidentiel. Celui-ci constitue un poste de consommation important de gaz naturel en France. Les statistiques nationales produites par le CEREN montrent que les consommations unitaires des usages chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS) évoluent à la baisse, cf figure 2. Cet effet de diminution des consommations de gaz compense l'accroissement du parc et conduit à une stagnation voire une diminution des consommations. En moyenne sur les trois dernières années, le GrDF comptabilise environ 110 000 nouveaux raccordements de logements individuels, et un flux sortant de 180 000 dont 70 000 se chauffaient au gaz (destruction et reconversion énergétique). Néanmoins le solde moyen annuel reste positif car les solutions de chauffage au gaz sont installées dans les immeubles avec chaufferie collective, notamment après des opérations de rénovation.

La réduction des consommations implique une décroissance des quantités desservies par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), dégradant en conséquence leurs modèles économiques. La baisse des usages du gaz des secteurs résidentiel et tertiaire dans les années à venir, à hauteur de $-0,9\%$ par an, est illustrée sur la figure 3. GRTgaz, le principal transporteur de gaz en France, anticipe également des baisses de débit à la pointe de $-0,7\%$ par an sur les réseaux de distribution. En revanche, il prévoit une augmentation des consommations globales dues à une croissance du secteur de la production d'électricité qui croît de plus de 6% par an.

Il serait donc judicieux d'éviter une sous-utilisation des infrastructures gaz existantes d'autant plus qu'elles peuvent contribuer à soulager les infrastructures électriques et ainsi améliorer l'optimum global. Or, quel équilibre entre les sources d'énergie conduirait à un optimum et selon quels critères ? Environnemental, économique, combiné en monétisant les impacts environnementaux ? Quelle valeur ajoutée ont les technologies « hybrides décentralisées » permettant d'ajuster la demande ?

Nous pensons a priori qu'il existe un intérêt à utiliser les complémentarités entre les énergies à l'échelle locale. Le gaz est d'ores et déjà une énergie de soutien au réseau électrique par

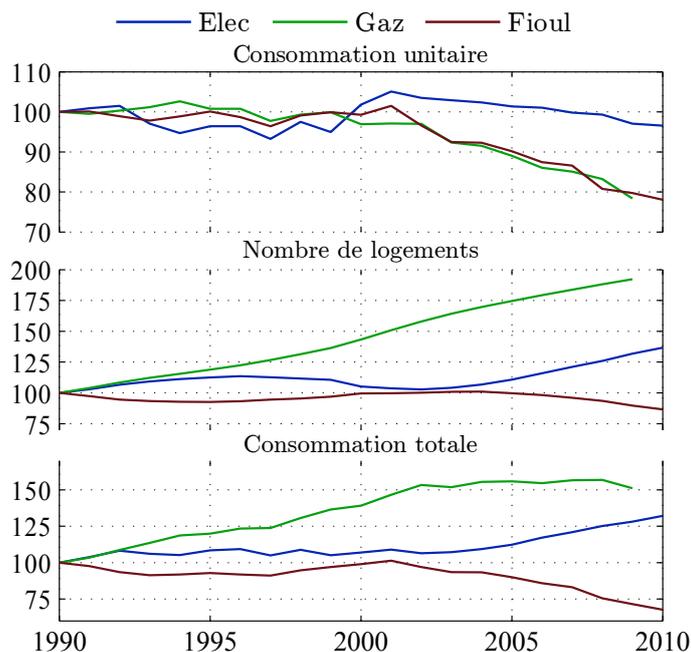


FIGURE 2 – Évolution en base 100 depuis 1990 des consommations et du parc des usages chauffage et ECS des logements à climat normal (*exploitation données CEREN (2012)*)

l'installation de centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Pourtant il serait efficace de développer des interactions entre les réseaux de distribution comme présentées sur la figure 4. Les interactions au niveau du transport consistent en l'introduction des CCCG en développement ; ceux-ci amenant des contraintes fortes d'appels de gaz sur le réseau de transport. En revanche, au niveau de la distribution, il existe des marges disponibles du fait de la baisse de la demande. De plus, les technologies chaudière hybride et micro-cogénération se positionnent au même niveau que les systèmes de chauffage électrique responsables de la forte thermosensibilité du réseau électrique. Ils apportent en outre un soutien local aux réseaux électriques. En privilégiant les technologies gaz décentralisées, les contraintes du système électrique en période froide pourraient être réduites.

La thèse s'intéresse en particulier aux systèmes de chauffage résidentiel que sont les pompes à chaleur (PAC) hybrides, appelées également chaudières hybrides, et aux micro-cogénérateurs.

La PAC hybride est une solution combinant une chaudière à condensation assurant une efficacité énergétique élevée en période froide lorsque la pompe à chaleur, très efficace en climat modérément froid, subit une dégradation de sa performance.

La micro-cogénération dimensionnée pour l'habitat individuel permet de produire de la chaleur destinée à l'eau chaude sanitaire et au chauffage en complément d'une production d'électricité de quelques kW par moteur Stirling, à combustion interne, ou par pile à combustible. Ce type de système a l'avantage d'assurer une production combinée très performante car les pertes de chaleur (associées à la production électrique) sont utilisées directement dans le logement.

Les éléments fournis dans la thèse concernant la valorisation des unités décentralisées s'appliquent également à des mini-cogénérations jusqu'à une centaine de kW alimentant des réseaux de distribution d'eau chaude collective.

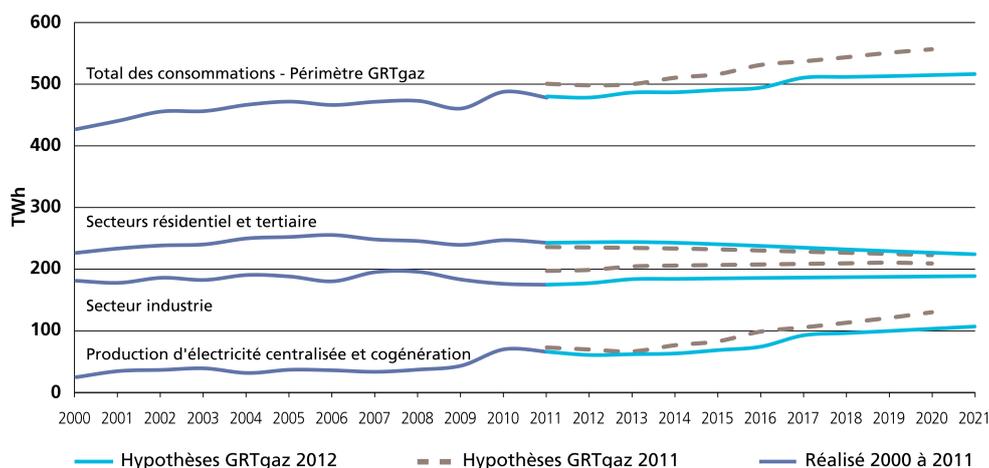


FIGURE 3 – Hypothèses de consommation du principal transporteur de gaz français (*extrait de (GRTgaz, 2012c)*)

Enjeux et objectifs

Dans ce contexte, la thèse vise à contribuer à l'évaluation de la pertinence technique et économique d'un déploiement de technologies gaz décentralisées. En effet, d'une part nous constatons une augmentation notable de la thermosensibilité ainsi que de la pointe de consommation électrique et d'autre part une diminution des consommations de gaz sur le réseau de distribution. De plus, dans certaines régions comme la Bretagne et durant les épisodes climatiques rigoureux, la desserte d'électricité est congestionnée.

La saturation du système de transport électrique d'une part et la sous-utilisation potentielle de la distribution gazière d'autre part pourraient conduire à une désoptimisation de l'utilisation des infrastructures au détriment du consommateur. Nous proposons donc d'évaluer les sources de valorisation d'un effacement de consommation d'électricité. La notion d'effacement traduit une diminution des besoins au sens large, que ce soit par report ou par substitution d'énergie.

Afin de construire une offre d'effacement par technologies gaz, il est nécessaire de :

- Évaluer le potentiel technique d'effacement à l'échelle régionale et nationale ;
- Identifier les critères de valorisation d'un effacement : en énergie, en puissance (capacités des infrastructures), en émissions de CO₂ ;
- Monétariser les solutions étudiées.

L'objectif principal de cette thèse est donc de proposer une méthode d'évaluation de programmes de planification de la demande et en particulier des systèmes de chauffage. En d'autres termes, il s'agit d'évaluer les impacts d'opérations de maîtrise de la demande. Une condition essentielle est de pouvoir identifier l'usage concerné dans la courbe de demande agrégée à différentes échelles ; d'une part chez le consommateur pour évaluer les modifications de factures et d'autre part au niveau régional pour estimer les impacts sur les infrastructures.

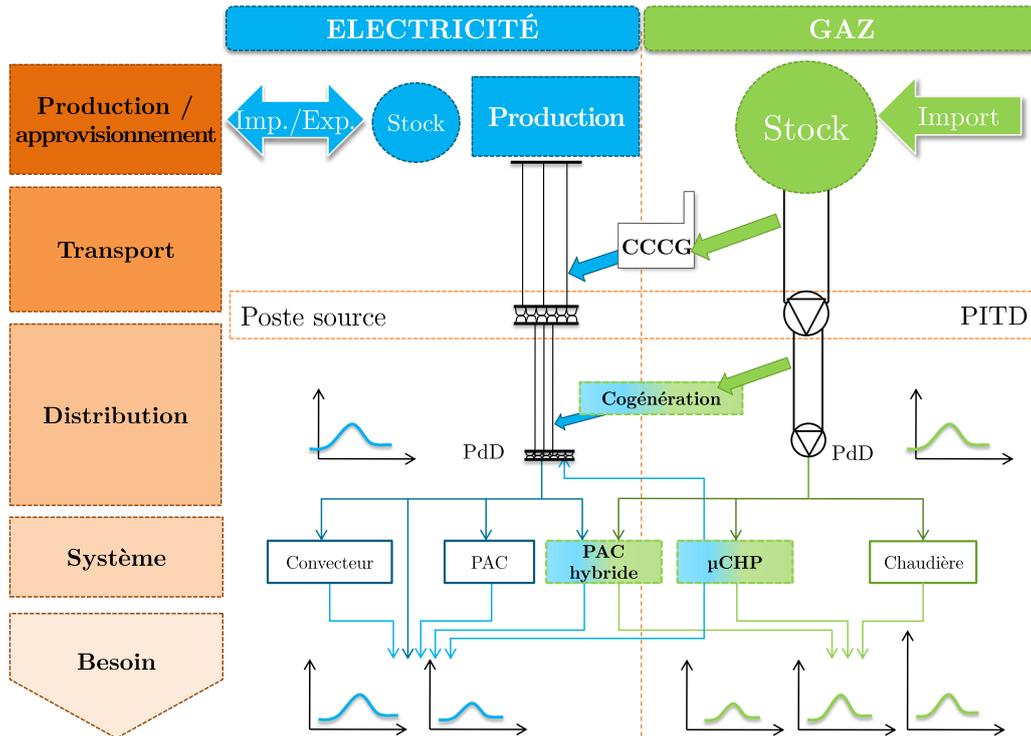


FIGURE 4 – Illustration des interactions entre les réseaux de gaz et d'électricité

À cette fin, il faut dans un premier temps obtenir une représentation adéquate de la courbe de charge. Cela impose la définition d'échelles d'observation pertinentes. En effet, si l'allure des courbes de charges individuelles paraît chaotique, il se dessine, à partir d'un certain niveau d'agrégation, une moyenne que l'on peut interpréter comme la courbe de charge marginale d'un usager. Cette dernière est par définition plus facilement interprétable et modélisable qu'une série d'appels de puissance d'usages spécifiques. À partir d'une certaine échelle, il devient donc possible d'apporter des éléments de réponse sur l'impact de tel ou tel usage. Au niveau du logement l'expérimentation est aujourd'hui indispensable, faute de méthode adaptée, à l'évaluation des impacts de mesures de maîtrise de la demande en énergie. Cela supposerait de connaître finement les systèmes et surtout les comportements des usagers. Ensuite, pour évaluer l'impact de ruptures technologiques sur des courbes de charges agrégées, une modélisation Bottom-Up incluant une description des paramètres et des lois influençant la courbe de charge à l'échelle du logement est nécessaire. La modélisation Bottom-Up s'appliquera donc à générer des courbes de charge de chauffage individuelles hypothétiques ayant un caractère représentatif à une échelle agrégée.

La validation d'une telle approche suppose soit de reconstituer l'intégralité de la demande afin de confronter la CdC réelle aux résultats de simulation, soit d'isoler la courbe de charge des usages ou secteurs que l'on souhaite modéliser (ici du chauffage) de la courbe de charge globale réelle. De plus, les enjeux étant particulièrement forts sur les demandes régionales, nous devons établir un modèle adapté à cette échelle. Étant donné le manque de référentiel empirique à cette maille, il est essentiel de détailler les données disponibles ainsi que les limites identifiées à la calibration d'une modélisation du parc de bâtiments. En l'état actuel de la disponibilité des données la validation au sens strict d'une telle approche n'est pas possible. Avant de calibrer un modèle en puissance la méthode proposée consiste à calibrer en énergie.

Nous nous appliquerons donc à justifier les choix de modélisation en vue de réconcilier au mieux les écarts entre résultats et données statistiques.

Dans le but de répondre aux questions posées par l'établissement d'une offre d'effacement par technologies gaz, ce mémoire est divisé en trois parties :

Le chapitre 1 dresse un panorama des systèmes électrique et gazier afin de présenter les voies de valorisation d'un effacement de consommation d'électricité. Pour cela, nous décrivons et nous analysons le dimensionnement des infrastructures électriques, la réalisation de l'équilibre offre-demande, les écueils rencontrés à l'estimation et la valorisation des opérations de maîtrise de la demande en électricité (MDE). Sauf indication contraire, la mention MDE concerne ici la maîtrise des consommations électriques¹. Ceci nécessite en premier lieu de caractériser convenablement la demande et les pointes de consommations associées, qui in fine conduiront à la définition de l'effacement. Ensuite, nous abordons brièvement les régulations du système électrique passé pour en montrer les limites et proposer une approche basée sur la maîtrise de la demande liée à la thermosensibilité. Enfin, nous introduisons les grandes lignes de la régulation tarifaire passée pour illustrer les points bloquants à la mise en place de mesures MDE.

Ce chapitre nous permet d'identifier le besoin d'une méthode de modélisation, en particulier par une approche Bottom-Up permettant d'estimer le profil marginal en gaz et en électricité d'un usager selon le système de chauffage.

Le chapitre 2 propose une analyse de l'estimation des courbes de charge sur les réseaux de distribution. En effet, les solutions d'effacement étudiées dans cette thèse étant par nature diffuses et décentralisées, il est indispensable de pouvoir les estimer avant de les modéliser. Le but est de définir des échelles pertinentes à l'étude et à la modélisation des impacts des technologies gaz. Selon les échelles de temps et d'espace les méthodes d'estimation sont utilisées à des fins de prévision et de planification. Il est donc important de les définir et d'en connaître les limites.

Le chapitre 3 est consacré à la modélisation agrégée des appels de puissance de chauffage d'un parc de logements. L'objectif de ce chapitre est de réconcilier les approches de modélisation unitaire (en puissance) appelée par les bâtiments aux modèles statistiques de charge agrégée, ainsi que le bouclage en énergie. Cette partie permet donc de comprendre les liens qui existent entre une approche Bottom-Up nécessaire à la planification du système et l'approche Top-Down utilisée dans les modèles d'estimation.

Nous mettons en évidence le manque actuel de connaissances des modes de consommation de chauffage en résidentiel. La calibration proposée du modèle nécessite l'introduction d'une variable semi-physique de fraction non chauffée de logement qui agrège les méconnaissances et incertitudes des déterminants de la consommation. Enfin, nous montrons que le modèle d'estimation de la charge thermosensible agrégée peut être interprété comme un modèle simplifié de bâtiment sous certaines conditions de linéarité. Nous mettons donc en évidence les limites d'une possible calibration de la dynamique de parc, d'une part à cause de l'indisponibilité des données et d'autre part, à cause de la forme du modèle actuel qui ne peut prendre compte des non-linéarités du signal à estimer. Enfin, nous illustrons sur un exemple régional, les informations que l'on pourrait extraire d'une telle méthode et leur utilité pour la planification.

1. Cette notion est employée depuis les années 90 (Careme et al., 1993)

Finalement cette thèse participe à la réflexion de la pertinence d'une politique de planification territoriale des systèmes de chauffage résidentiel. À la marge des débats sur la décentralisation, cette question peu abordée dans les débats publics est pourtant primordiale et lourde de conséquences. La complémentarité des énergies à des mailles locales est à investiguer.

Chapitre 1

Analyse de la demande et des infrastructures de réseau

Introduction

Dans ce chapitre nous dressons un panorama du système énergétique gaz et électrique dans le but de cerner les valorisations potentielles des interactions gaz et électricité sur les réseaux de distribution. Les pistes de valorisation font évidemment l'objet de travaux de recherche, nous passerons en revue les travaux rencontrés dans la littérature. Nous pouvons d'ores et déjà citer les axes de valorisations suivants¹ :

- Énergétique, analyse des profils de consommation associés aux différentes technologies (avec flexibilité) et valorisation obtenue sur les marchés de l'énergie ;
- Valorisation sur les réseaux électriques de transport et de distribution, réduction des pertes et renforcements évités (planification) ;
- Service auxiliaire, capacité de réserve tertiaire.

Ces ambitions supposent en premier lieu de décrire les courbes de charge de demande, de définir clairement la notion de « pointe » qui préoccupe les gestionnaires et les pouvoirs publics dans la mesure où sa croissance est source de défaillance et potentiellement de mécontentement. Envisager une quelconque réduction d'ordre technique ou économique nécessite également de quantifier, et d'estimer le plus précisément les courbes de charge. Nous montrerons donc les modèles d'estimation actuellement utilisés par les gestionnaires de transport.

Dans une seconde partie nous expliciterons les règles de gestion et de dimensionnement des ouvrages de transport et de distribution. Ainsi nous serons en mesure de délimiter les sources de valorisation escomptées par un effacement ou d'admettre les limites actuelles (notamment sur les réseaux de distribution).

La gestion de l'équilibre offre demande est également un point clé du système qu'il convient d'aborder. Nous verrons que selon les horizons de temps concernés les technologies gaz peuvent apporter des bénéfices en diminuant les contraintes sur la gestion de cet équilibre.

Puis nous montrerons que les déséquilibres offre demande locaux sont également sources de valorisation pour les effacements de consommation. En effet, pour des zones non contraintes il semble peu viable de rentabiliser un effacement car par définition ils ne répondraient à aucun enjeu en particulier (sauf à envisager des effacements de production en cas de surproduction

1. Ceux-ci sont issus du projet Européen EUDEEP (2009)

locale).

La gestion de précédent équilibre et du bon dimensionnement des infrastructures ont également été abordé sous l'angle de la gestion de la demande. En effet, une question légitime au problème de dimensionnement et de planification est : ne vaut il pas mieux limiter la demande, de manière durable ou ponctuelle, pour éviter des coûts « démesurés » au sens d'un écart à l'optimum économique global (incluant la somme des coûts des actifs de production, d'infrastructures de transport et distribution, des systèmes, . . .). Nous présentons un état de l'art des opérations de gestion de la demande et en particulier des pointes de consommation, pour proposer une approche originale de gestion de la demande par insertion de technologies de chauffage hybrides.

Enfin nous terminerons ce chapitre en explicitant les voies de valorisation de mesure de MDE au travers de la tarification de l'électricité. Dans la mesure où cette question n'est évidemment pas nouvelle il serait dommageable de se priver des réflexions existantes sur le sujet.

Nous concluons donc sur les pistes de valorisation identifiées et qui pourraient selon des méthodes à mettre en œuvre, être estimées pour évaluer les bénéfices d'une offre d'effacement.

1.1 Caractérisation de la demande et définition des notions de pointe et d'effacement

Un des enjeux de la thèse est de moduler la thermosensibilité (par effacement) de la courbe de charge électrique afin de maîtriser la pointe de consommation en période froide. La caractérisation de la thermosensibilité et de ses déterminants est donc un point clef de la méthodologie à construire. Nous précisons donc dans un premier temps les notions de thermosensibilité et de saisonnalité, caractéristiques de la demande, puis nous décrivons les éléments constitutifs des infrastructures qui sont conditionnés par la demande.

1.1.1 Description de la demande

Tout d'abord il convient de préciser certaines notions, notamment la distinction entre consommations **saisonniers** et consommations **thermosensibles**. La figure 1.1 présentée ci-après montre les cycles de la courbe de charge électrique. Celle-ci met en évidence, en plus des cycles hebdomadaire et journalier, le cycle saisonnier de la CdC causé par un accroissement des besoins en hiver. Ce surplus saisonnier est induit par deux composantes : l'une est structurelle, par variations cycliques de certains usages (éclairage, cuisson, ECS, . . .), l'autre est liée aux variations climatiques (process industriels, chauffage, . . .). Celles-ci étant fortement corrélées, le premier écueil est l'identification de ces deux consommations. De plus, le caractère thermosensible des usages n'est pas une évidence a priori. L'énergie consacrée à l'eau chaude sanitaire est dépendante du besoin des usagers et de la température d'eau froide. C'est un usage qui peut être saisonnier (douche plus fraîche l'été ?) et qui peut, dans une certaine mesure, être thermosensible du fait de l'impact de la température extérieure sur la température d'eau froide.

L'identification et l'estimation de ces deux composantes est un enjeu majeur de la prévision de la CdC et de la planification du système électrique. Les méthodes d'estimation développées par les gestionnaires sont à la base des outils de prévision, de correction climatique et de planification. Il est donc important de comprendre celles-ci et de préciser leurs limites. Le modèle PREMIS utilisé par EDF et RTE décrit la CdC selon l'équation 1.1 (Lefieux, 2007).

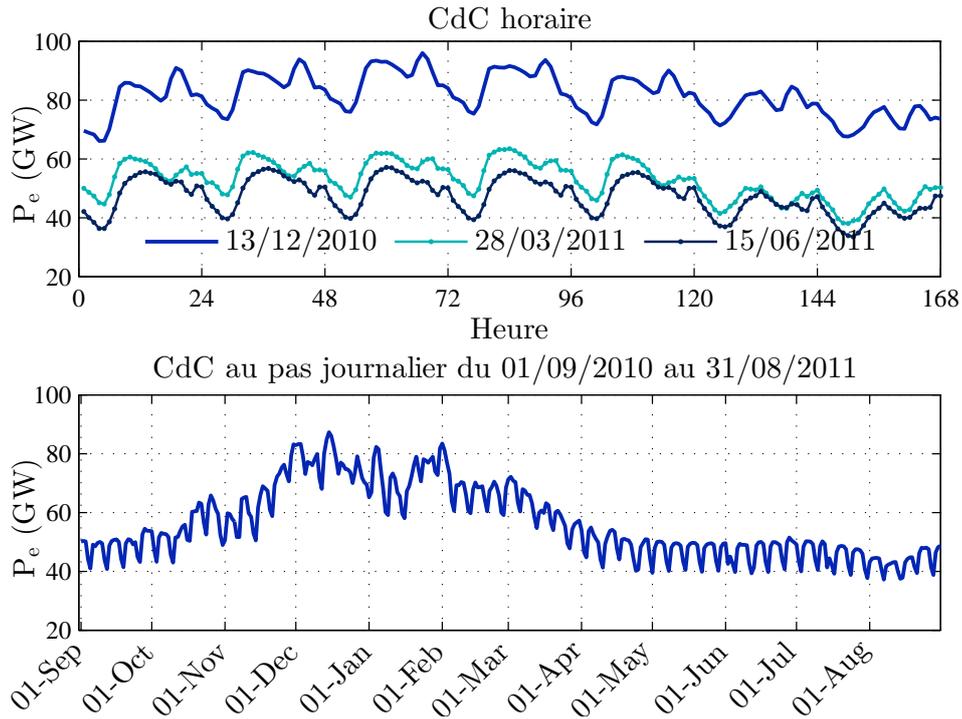


FIGURE 1.1 – Cycle de consommation d'électricité, légende indiquant le début des chroniques hebdomadaires (*données publiques RTE*)

$$P_{h,j,n} = PHA_{h,j,n} + PEF_{h,j,n} + CH_{h,j,n} + CL_{h,j,n} \quad (1.1)$$

<i>PHA</i>	Puissance hors aléas climatique et tarifaire	(W)
<i>PEF</i>	Puissance effacée par le tarif EJP	(W)
<i>CH</i>	Puissance sensible à l'aléa climatique hivernal	(W)
<i>CL</i>	Puissance sensible à l'aléa climatique estival	(W)

Les puissances sensibles au climat, *CH* et *CL*, sont calculées par les équations 1.2a et 1.2b suivantes qui définissent le modèle METEHORE.

L'identification de chaque composante est réalisée sur un historique de 5 années ; une année étant définie du 1 septembre au 31 août pour évaluer les impacts saisonniers de manière continue.

PHA est une chronique saisonnière de la demande hors aléas climatique et tarifaire. Elle traduit la part de la demande non dépendante du climat prenant en compte le changement d'heure, les variations d'éclairage et d'activité (creux estival de consommation).

CL et *CH* traduisent les variations de puissance dues au climat. Ce sont les composantes thermosensibles. La température ressentie traduit les phénomènes inertiels constatés entre la température et la CdC. RTE utilise actuellement deux lissages pour traduire deux effets inertiels qui sont interprétés comme une inertie de court terme (quelques heures) due à des temps de réaction humains et comme une inertie de moyen terme (de quelques heures à une journée), liée à l'inertie des bâtiments (Lefieux, 2007). La température ressentie est égale-

$$CL = g_{h,n}^{hiver} \cdot |(TR_{h,j,n} - Ts_h^{hiver})^-| \quad (1.2a)$$

$$CH = g_{h,n}^{été} \cdot (TR_{h,j,n} - Ts_h^{été})^+ \quad (1.2b)$$

TR	Température ressentie	(°C)
Ts	Température seuil	(°C)
g	Gradient	(W/K)

ment corrigée des effets de la nébulosité² traduisant la diminution des besoins de chauffage (et d'éclairage dans une moindre mesure, il doit exister une corrélation entre les deux phénomènes) par l'augmentation des apports solaires, cette correction est de 650 MW/octa (RTE, 2011d). Cette dernière valeur est évidemment sujette à des variations infrajournalières avec un maximum en milieu d'après midi³.

La construction du modèle statistique influence l'identification des parties saisonnière et thermosensibles. Ayant pu travailler à l'identification de la partie thermosensible hivernale et saisonnière je ne peux que constater la difficulté de cet exercice. Même si l'estimation est bonne sur une année, la non robustesse des coefficients d'une année à l'autre montre les limites de l'estimateur (d'où la nécessité d'estimer sur une période longue). La grandeur gradient, g , dans le modèle PREMIS, quantifie la thermosensibilité de la charge, soit sa variation par rapport à un degré de température lissée sur chaque heure de la journée (soit 24 gradients par an). Les gradients sont donc des valeurs qui sont propres à la définition des modèles et des méthodes de lissage employées.

Pour le gaz la démarche est similaire, à savoir la distinction des parts thermosensible et saisonnière au pas journalier. Les températures Météo France sont lissées pour créer une **température efficace**. Un gradient est défini pour chaque mois de l'année, il est estimé à partir de 4 années de données. Le modèle n'est pas documenté publiquement ; les informations recueillies durant la thèse sont récapitulées en annexe [A.3](#).

Le niveau de thermosensibilité dépend de la pénétration des usages thermosensibles raccordés au réseau. En France, l'introduction du chauffage électrique a participé à la déformation de la CdC et à l'augmentation du gradient, point qui sera abordé après avoir défini la pointe.

1.1.2 Définition de la pointe

Comment définir la pointe ?

Dans les bilans prévisionnels RTE (RTE, 2007a, 2009a), la terminologie associée à la description des pointes est la suivante :

- pointe du matin ; hausse de la consommation en début de journée.
- pointe du soir ; hausse de la consommation en fin de journée.
- pic de 19 h, pointe de 19 h ; augmentation prononcée de la consommation à 19 h.
- pointe de consommation ; désigne généralement la pointe de 19 h.

2. La nébulosité est définie en octa, entier compris entre 0 et 8, indicateur du taux de couverture du ciel

3. voir la CdC modélisée sous ciel clair et couvert (Lefieux, 2007) page 9

- usages de pointe ; usages induisant des consommations marquées.
- pointe à une chance sur 10, pointe décennale ; dont la probabilité d'occurrence est de une fois tous les dix ans.
- pointe d'hiver ; hausse saisonnière de la consommation.

La notion de pointe fait référence à une mesure du maximum de la puissance électrique. La mesure est donc une composante intrinsèque de la notion de pointe. En observant une série de mesures quotidiennes, le mot *pointe* est également utilisé pour désigner la plus grande consommation journalière. La terminologie *pointe de consommation* est donc dépendante du cadre de l'étude.

La plupart du temps nous employons le nom de pointe journalière (à un moment de la journée), toutefois la notion de pointe est dépendante des cycles présents dans la courbe de charge, cycle **journalier**, **hebdomadaire** et **saisonnier** ; pointe d'hiver par exemple. La figure 1.1 montre les cycles qui composent la courbe de charge agrégée à la maille nationale. Nous remarquons que pour lisser la courbe de charge (CdC) il convient de s'attaquer à 3 composantes :

- Pointe journalière ;
- Pointe hebdomadaire ;
- Pointe saisonnière.

La pointe saisonnière est dimensionnante pour le système électrique, elle est responsable d'une amplitude de près de 30 GW variable selon les conditions climatiques. Rythmé par l'activité économique, le cycle hebdomadaire engendre des variations de 10 GW ; observations faites au pas journalier. Enfin le cycle journalier, marqué par une période de moindre consommation la nuit, est d'amplitude 15 GW. Ce dernier évolue au fil des saisons. En dehors des périodes de chauffe, la pointe journalière se situe aux alentours de 13 h tandis que l'hiver on observe un pic à 19 h, période de concomitance forte entre les différents secteurs et usages, notamment l'éclairage. À l'issue d'un groupe de travail sur la pointe en 2010, les rapporteurs (Poignant et Sido, 2010) ont proposé la comparaison suivante : « Pour simplifier, on peut assimiler les variations saisonnières aux mouvements de marée et les pointes journalières aux vagues ».

Pourrait-on faire face à une marée en déformant uniquement les vagues ? En admettant que l'on puisse lisser la pointe de 19h, agir sur la consommation entre 18 h et 20 h, en l'abaissant au niveau de la pointe du matin plus étendue, de 8 h à 12 h, le gain serait de l'ordre de 3 GW sur le cycle journalier d'amplitude 15 GW.

RTE propose une analyse de la répartition de la pointe de consommation en faisant remarquer que durant les vagues de froid seulement 25% des 200 heures les plus chargées se situent entre 18 h et 20 h et cette proportion est de 45% pour les 50 heures les plus chargées (RTE, 2011b). Comme le montre l'analyse des distributions des puissances appelées en annexe A.2⁴ certaines des 200 heures les plus chargées de l'année 2011/2012 se situent la nuit lors des weekends . . . l'effacement de la pointe de 19 h semble donc être une réponse incomplète.

Il n'est pas inutile d'insister sur le caractère saisonnier de la pointe. Le rapport Poignant Sido (Poignant et Sido, 2010) issu du GT pointe a développé des propositions de réduction des pointes de consommation en précisant que : « La réduction du taux de pénétration du chauffage par effet Joule - au profit du gaz par exemple - permettrait de réduire la puissance appelée

4. Tracé des répartitions des puissances des 50, 200, 1000, et 2000 h les plus chargées, voir page 174

en hiver et donc de réduire la pointe saisonnière. Toutefois, les variations infra-journalières responsables de la pointe journalière seraient peu affectées. Le chauffage électrique, dont le taux de pénétration explique l'amplitude de la pointe saisonnière, peut toutefois être exploité pour traiter la question de la pointe journalière, à travers des **effacements de consommation**, puisque le fait d'éteindre le chauffage électrique pendant 15 à 30 minutes dans un logement bien isolé ne modifie pas la température ressentie par le consommateur. »

Pour désigner le niveau de puissance associé à un nombre d'heures d'utilisation du réseau nous introduisons ici la notion de **pointe à N nombre d'heures**. Nous nommerons pointe à 200 h comme la 200^e plus grande puissance enregistrée, on la note P_{200h}^{\searrow} . Nous accédons à cette valeur en traçant la monotone de charge, c'est-à-dire en triant les puissances appelées ⁵.

Dans la partie suivante nous définissons donc l'effacement comme solution aux problèmes de pointes de consommation.

En conclusion, l'étude des pointes de consommation ne se résume pas à la pointe de 19 h en hiver, mais à la répartition des heures les plus chargées, pointe à N nombre d'heures notée $P_{N^h}^{\searrow}$. Nous verrons d'ailleurs que la pointe à 2000 h joue un rôle important dans le dimensionnement des réseaux de répartition régionaux.

1.1.3 Évolution des descripteurs de la demande électrique

Dans les années 80 les ingénieurs d'EDF se souciaient déjà du développement de la thermosensibilité et de son impact sur la gestion de la charge ; *extrait de (Pioger, 1988)* :

« Le développement du chauffage électrique direct a profondément changé la structure de la demande avec :

- une plus forte concentration des consommations sur les six mois d'hiver, ce qui a contribué à détériorer le facteur de charge annuel ⁶ qui avait atteint son meilleur niveau en 1970 ;
- une plus grande sensibilité à la température, on est passé progressivement d'un système qui avait, tout au long de l'hiver, quatre heures fixes de pointe journalière à un système où les jours contraignants sont les quelques journées les plus froides de l'hiver avec chacun une période couvrant un nombre important d'heures. »

L'évolution du facteur de charge annuel est tracé sur la figure 1.2. Comme le fait remarquer Y. Pioger, le facteur de charge annuel s'est dégradé à partir des années 70. On a assisté depuis les années 2000 à une chute de cet indicateur de près de 10 %. Le facteur de charge journalier a quant à lui progressé jusqu'aux années 1980 grâce aux incitations tarifaires HP/HC, obligatoire pour les grands consommateurs, et en option pour les clients résidentiels-tertiaires.

La puissance maximale appelée a crû dans des proportions importantes ; la figure 1.3(a) montre que lors des 15 années écoulées la consommation d'énergie annuelle a augmenté de

5. voir la définition en annexe page 172.

6. le facteur de charge se définit comme le rapport entre la puissance moyenne et la puissance maximale relevée sur une période, $F_{ch} = \frac{P_{moy}}{P_{max}}$, cf annexe A.1.2.2 page 172. Lorsque F_{ch} est égal à 1 la charge est uniforme en temps, ce qui constitue l'idéal des gestionnaires

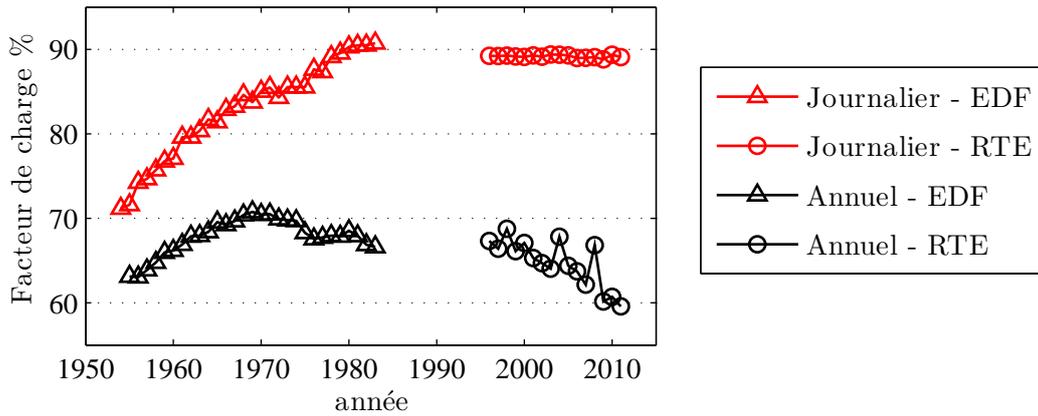
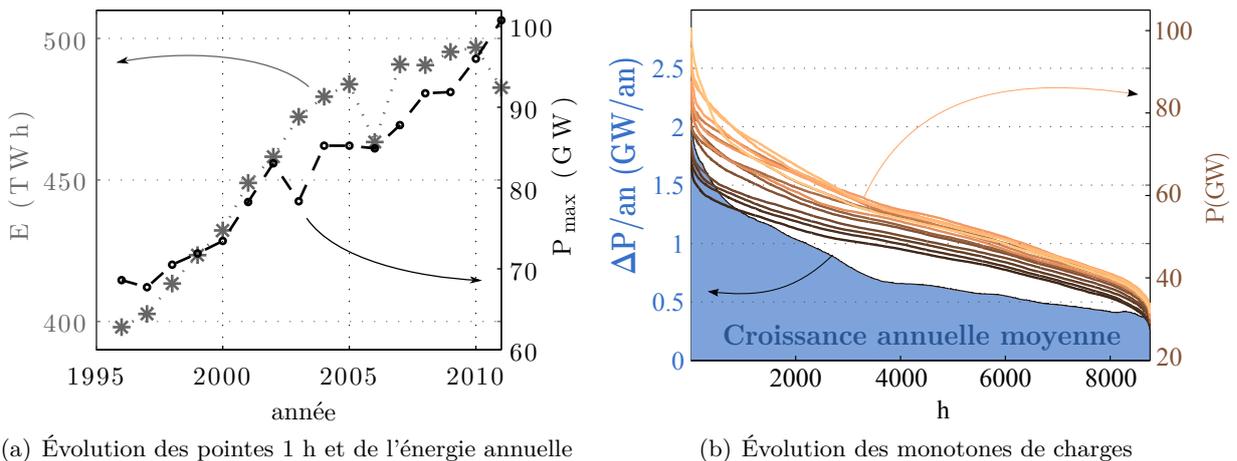


FIGURE 1.2 – Historique des facteurs de charges journalier et annuel (*source EDF, (Pioger, 1988), et données publiques RTE*)

100 TWh et la pointe de 30 GW. En février 2012, la combinaison d'une vague de froid exceptionnelle et d'une forte thermosensibilité a conduit à un nouveau record de pointe à 19 h de 102 GW : sur cette journée de pointe de consommation, le précédent record de consommation de 96,7 GW en 2010 a été dépassé durant la plage horaire de 8 h à 14 h c'est-à-dire durant sur la pointe du matin. Ceci montre que les méthodes curatives ne peuvent se limiter qu'au traitement de la pointe de 19 h, mais bien à « un nombre important d'heures ».

Cette évolution a conduit à une déformation de la monotone comme le montre la figure 1.3(b). Cette dernière illustre le « décrochage » des pointes aux nombres d'heures compris entre 0 et 3000, période de pointe et de semi-base, par rapport aux pointes concernant la période de base au delà de 4000 h ; la monotone s'aigüise !



(a) Évolution des pointes 1 h et de l'énergie annuelle

(b) Évolution des monotones de charges

FIGURE 1.3 – Évolution de la demande de 1996 à 2012 (*exploitation données publiques RTE*)

Cette déformation est liée, au moins partiellement, à l'augmentation du gradient. Pour comprendre le lien existant entre thermosensibilité et pointe nous présentons la figure 1.4 qui lie la caractéristique de la demande (à gauche) à sa monotone (à droite). De gauche à droite nous décrivons la signature de la demande ainsi : pour les températures froides le gradient hivernal g est représenté en rouge, le gradient estival g' est représenté en vert. Ces deux

grandeurs varient d'une année à l'autre : ils augmentent d'une valeur : Δg . La quantité en bleu, Dm , est la puissance hors climat (PHC) indépendante de la température : celle-ci oscille fortement selon l'heure h , le jour j (décomposé selon les saisons) et l'année n . Cette signature détermine la demande selon le climat rencontré. La courbe d'allure gaussienne centrée sur T_s^{France} représente la distribution de la température française. En convolant la signature à la température et en corrigeant des effacements de consommation (type EJP) nous reconstituons la demande et la monotone. Ce graphique montre que les augmentations ΔD de la monotone sont induites par des augmentations de ΔDm et g' pour les heures faiblement chargées (au-delà de 3500h), et ΔDm et g lors des heures les plus chargées entre 0 et 3500 h. Donc l'augmentation de g^{hiver} impacte la composante CH, cf équation 1.1, et contribue fortement à l'augmentation des pointes.

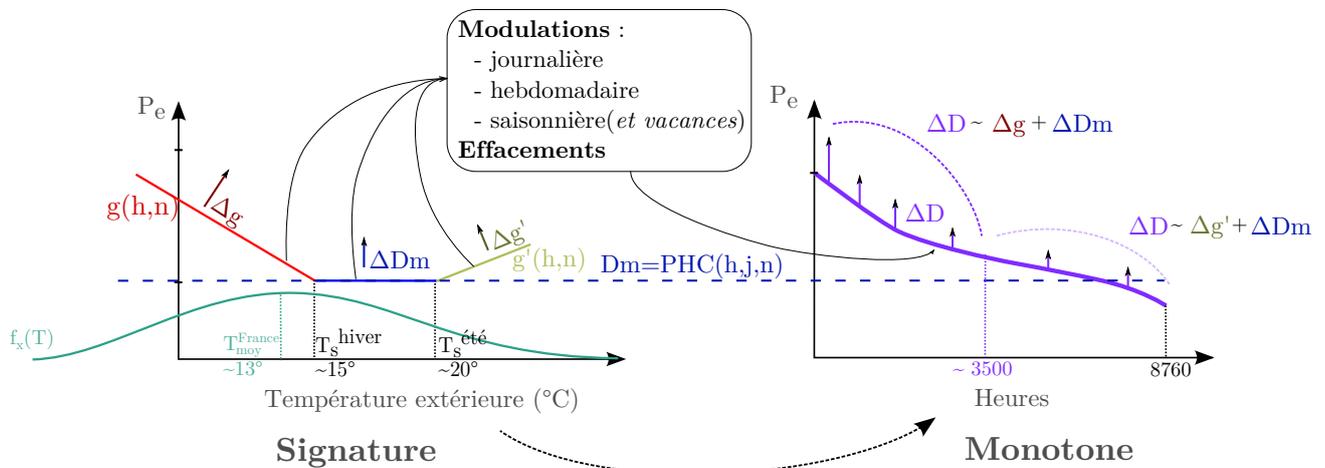


FIGURE 1.4 – Lien entre caractéristiques de la demande et monotone de charge

Le tableau 1.1 fait état des valeurs de gradients hivernaux recueillies dans les bilans prévisionnels de RTE, on peut constater une forte évolution entre 2005 et 2011. De plus la figure 1.5 trace les valeurs de gradients journaliers calculées à partir des données RTE au pas journalier. Cette croissance interpelle le gestionnaire et les pouvoirs publics, une augmentation de 800 MW/K en 10 ans, alors qu'en 1990 le gradient était de l'ordre de 1000 MW/K (Bergougnoux et al., 1984).

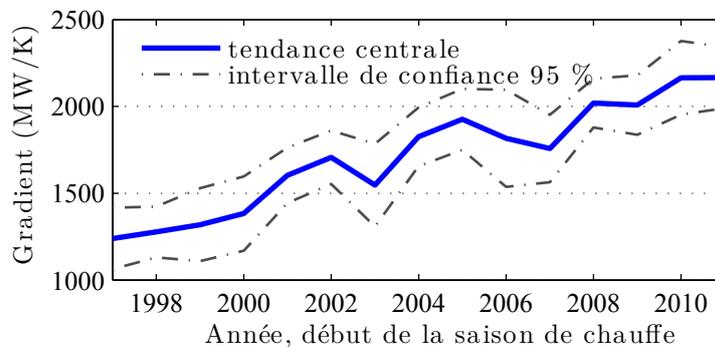


FIGURE 1.5 – Évolution du gradient journalier estimé par régression simple (*exploitation données RTE et Météo France*)

	1988	2005	2007	2009	2011
Hiver (MW/K)	~ 1000	1500	1500-1600	2100	2300
Été (MW/K)	-	500	500	500	-
EJP (MW)	-	3000	2300	-	2800*

* Effet des pertes inclus

TABLEAU 1.1 – Évolution de la thermosensibilité en France (*source (Pioger, 1988) et Bilans Prévisionnels RTE (RTE, 2005, 2007a, 2009a, 2011b)*)

L'augmentation de la thermosensibilité est responsable de fortes consommations lors des vagues de froid, ce qui entraîne une diminution du facteur de charge impliquant une dégradation de l'utilisation des infrastructures électriques.

1.1.4 Caractérisation d'un effacement, horizon de temps

L'effacement traduit la **réduction d'un appel de puissance** électrique. Plus généralement, l'effacement désigne la capacité à moduler la courbe de charge (CdC) à la baisse sur une période désirée. C'est donc une action de Maîtrise de la Demande en Électricité (MDE)⁷. Dans cette partie nous n'introduisons ni l'effacement « tarifaire », ni d'autres actions de MDE, mais plutôt les caractéristiques techniques d'un effacement des consommations électriques de chauffage.

Cycle	Pointe	Période d'activation	Solutions usages thermiques
Journalier	19h	Court ~ 30 min	Délestage
	Matin / Soir	Moyen ~ 2h	Inertie, Stockage électrique et thermique
	8h - 20h	Long ~ 12h	Bi-énergie
Hebdomadaire	Jours ouvrés	Long > 24h	Bi-énergie
Saisonnier	Vague de froid	Long > 24h	Bi-énergie
		Permanent	Substitution, Cogénération, Isolation

TABLEAU 1.2 – Positionnement des types d'effacement et période d'activation associée (*inspiré de (Normand, 2010)*)

La classification présentée au sein du tableau 1.2 est inspirée du projet PREMIO (Normand, 2010), voir paragraphe 1.6.3.2. Celle-ci reprend les différents cycles de consommation définis précédemment et est illustrée sur la figure 1.6. Ces divers types d'effacement ont été déployés pour des études expérimentales ou à des fins commerciales.

- **Les solutions d'effacement court**, par délestages, permettent de réduire les appels de puissance sur un horizon de temps limité. Le déploiement de ce type de solution est en cours d'étude au sein de nombreux projets⁸.

7. nous reviendrons plus en détail sur la MDE dans la partie 1.6

8. GREENLYS (GREENLYS, 2012), PREMIO (optilesteur) (PREMIO, 2012) ... Une offre commerciale a été proposée par l'entreprise Voltalis ; un boîtier de délestage nommé Bluepod permet de délester à distance les usages de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS).

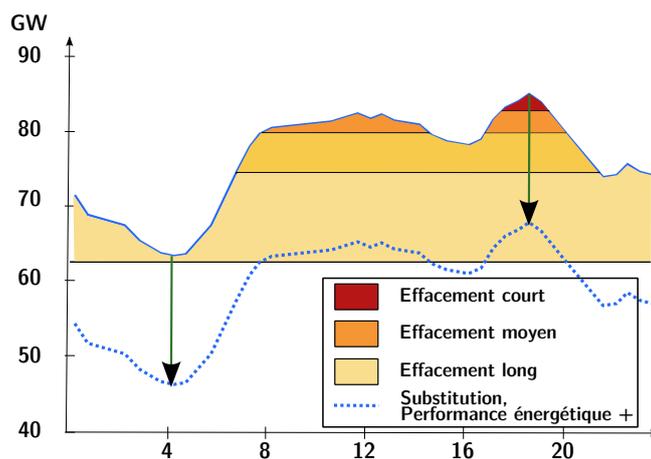


FIGURE 1.6 – Illustration des types d'effacement sur une courbe de charge type d'hiver (hors report de charge)

- **Les technologies d'effacement à durée moyenne** ($\sim 2h$) sont également à l'étude. En profitant d'un stock thermique la durée de délestage peut être étendue. Le dimensionnement du stockage répond donc à un objectif de durée d'effacement : il est fonction des besoins du bâtiment estimés sous un régime climatique à définir. En effet la capacité effaçable est fonction de la température extérieure, il faut donc définir une capacité au risque climatique admis.
- **Les solutions d'effacement long** ou permanent sont réalisées soit à l'aide de **technologies bi-énergie** {électricité, bois}, {électricité, fioul}, {électricité, gaz}, soit par des **substitutions d'énergie de chauffage** ou des travaux d'amélioration de performance énergétique du bâtiment. Le programme PERCHE (Pompe à chaleur En Relève de CHaudière Existante) initié à la fin des années 1980 par EDF envisageait une substitution des consommations d'électricité par du fioul⁹ durant les heures pleines d'hiver (Lartigue, 1985). Cet effacement était garanti par conversion/substitution, il n'y avait pas ou peu d'effet de report de consommation.

Outre l'horizon de temps, le tableau 1.3 présente les attributs assignés à une offre d'effacement. Chaque modalité influence la valorisation potentielle d'un effacement de consommation. En premier lieu, la quantité de puissance effaçable est à déterminer. Pour les effacements de chauffage, le gisement de puissance effaçable est à définir sous des critères de confort fixés par avance, et dépend des conditions climatiques (Silva, 2011). Ce gisement peut être considéré individuellement pour un usager, ou de manière globale par un agrégateur, c'est-à-dire un gestionnaire de portefeuille de clients effaçables. Ce dernier a ainsi la possibilité de foisonner les effacements pour garantir une puissance effaçée sur une période fixée ; il doit aussi établir des stratégies de délestage pour être en mesure de fournir un « bloc » d'effacement en tentant de limiter les pointes de report de consommation. Le gisement global est donc fonction de la durée intrinsèque d'un effacement individuel, et également du nombre (le stock d'effacement), de la répétitivité et des préavis de mise en œuvre.

La durée d'un effacement est déterminante quant aux bénéfices attendus sur le réseau électrique.

9. en installant des pompes à chaleur dans les logements chauffés au fioul

Pour les technologies bi-énergie, la durée d'effacement n'est pas limitée tant que l'approvisionnement de l'énergie secondaire est assurée. Ceci constitue une différence radicale dans l'appréciation des effacements. Le concept de préavis de mise en œuvre devient obsolète pour les technologies bi-énergie gaz-électricité car le consommateur ne subit aucune perte de confort. L'effacement est donc invisible pour le foyer. Idem pour la répétitivité des capacités d'effacement, le stock d'effacement, l'effet report, et les conditions de mise à disposition. Les technologies bi-énergie procurent un degré de flexibilité supplémentaire grâce à une complémentarité des ressources.

La fiabilité technique des dispositifs d'effacement reste à évaluer. Dans le cas d'une solution gaz-électricité, le risque de défaillance des machines est à prendre en considération (en plus du risque de défaut d'alimentation en gaz).

Dans le cadre d'un groupe de travail sur l'effacement RTE a exprimé son besoin de capacité ainsi (RTE, 2012d) :

- Disponibilité sur 20 jours, du 1^{er} novembre au 31 mars ;
- Plage horaire : durant 4 h le matin et 2 h le soir ;

La viabilité des solutions d'effacement dépend des impacts en puissance et en consommation. Cet enjeu est au cœur des programmes de MDE que nous aborderons dans la partie 1.6.

En conclusion, la thèse s'oriente vers l'étude de la valorisation des effacements moyens - longs en réponse aux contraintes exercées par les pointes de consommation hivernale.

1.2 Étude des réseaux

1.2.1 Caractérisation des réseaux gaz et électrique

Le tableau 1.4 présente les étagements de potentiels, pression et tension, pratiqués sur les infrastructures françaises. On note une forte similarité entre les réseaux gaz et électrique ; celle-ci est issue de considérations technico-économiques résultant d'un compromis entre investissements et dépenses d'exploitation. Ces dernières sont liées en partie aux pertes qui dépendent des flux (débit, intensité) selon des lois non-linéaires. Un enjeu majeur de l'acheminement des énergies est donc la diminution des pertes par augmentation du potentiel (pression, tension). En revanche, plus les infrastructures sont dimensionnées à des niveaux de potentiels élevés, plus le coût des matériaux et des équipements augmente. Un optimum est donc à évaluer par chaque gestionnaire. Les transitions entre les niveaux de pression et de tension sont assurées respectivement par des détendeurs et des transformateurs, leur rôle est d'ajuster les niveaux entre étages. Leurs réglages sont assurés manuellement ou automatiquement, respectivement sur les faibles et hauts niveaux de potentiel. Les interfaces transport-distribution sont nommées Point d'Interface Transport Distribution (PITD) en gaz, et Poste Source en électricité.

Les réseaux de transport possèdent déjà un haut niveau d'intelligence répartie comme par exemple la mesure temps réel des flux et l'installation d'actionneurs commandables à distance (SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition). En revanche, les réseaux de distribution ne sont pas gérés de manière active. On parle en terme anglo-saxon de « fit and forget principle » : les lignes et les différents organes sont installés sans avoir de contrôle instantané sur leur état (saturation, mesure). L'apparition de nouvelles contraintes sur la gestion du

Puissance effaçable	Quantité de puissance effacée* ; celle-ci peut varier en fonction des types d'usage concerné (i.e. le chauffage dépend de la température)
Durée ou période d'activation	De quelques minutes à quelques heures, une durée doit également être spécifiée (ex : EJP, 18 heures)
Disponibilité	Période durant laquelle l'offre est disponible (ex : EJP activable du 1 ^{er} novembre au 31 mars)
Préavis de mise en œuvre	Temps nécessaire à l'activation d'un effacement (ex : l'ordre de déclenchement des EJP est envoyé à 20 h la veille de l'activation)
Répétitivité de l'effacement	Nombre maximal d'effacements mobilisables et espacement prévus sur une période à définir (journalière ou hebdomadaire)
Stock d'effacement	Nombre d'effacements réalisables sur une période (ex : 22 EJP sur une saison de chauffe)
Effet de report	Cette notion désigne le report de consommation suivant l'effacement**. Le report peut-être considéré comme maîtrisé si la consommation n'est pas ou peu modifiée avant et après l'effacement (par rapport à la consommation habituelle de référence)
Conditions de mise à disposition	Un contrat peut engager le consommateur à des activations plus ou moins souples, activation sans recours, ou possibilité de refuser un ou plusieurs effacements
Modalités de diminution de la puissance	Activation transitoire ou instantanée de la capacité mise à disposition
Fiabilité technique	Tels les taux de disponibilité pour les moyens de production, un effacement de consommation doit également être associé par un risque de défaut (l'effacement n'est pas réalisé).

* Les modalités permettant de certifier un volume effacé devront être précisées

** Des fins d'activation d'effacement synchronisées peuvent créer des pointes secondaires ; comme le rechargement des ballons d'ECS (bien étudié dans la littérature, travaux récents (Saker et al., 2011; Silva, 2011; Lefebvre et Desbiens, 2002))

TABLEAU 1.3 – Attribut d'un effacement de consommation

Gaz			Electricité			
Transport		Pression	Dénomination standardisée	Tension		
	Grand Transport	67,7 - 95 bar		400 - 225 kV	THT	
	Répartition régionale	40 - 60 bar	HTB	90 - 63 kV	HT	
<i>Interface</i>		PITD		Poste source		
Distribution	Primaire	4 - 19,2 bar	MPC	HTA	20 kV*	MT
	Secondaire/Tertiaire	0,4 - 4 bar	MPB	BTA	230/400 V	BT
	Tertiaire	18 - 25 mbar	BP			

* une partie du réseau moyenne tension (MT) est exploitée en 15 kV ou moins, 15 % recensé fin 2004

TABLEAU 1.4 – Caractéristiques des réseaux gaz et électrique

réseau de distribution impose désormais une exploitation plus dynamique et l'introduction du concept de Smart-Grid, réseau intelligent. Le point clé de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées est la gestion des charges, c'est-à-dire la capacité future à contrôler la demande ou la production en assurant un équilibre offre-demande local, en évitant ainsi des besoins massifs de renforcement du réseau, ou des coupures d'injection d'électricité d'origine renouvelable. ERDF contribue aujourd'hui à cet enjeu avec l'intégration du DEIE (Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation) dans la conduite des réseaux HTA ; les Automates de Débouclage Ampère-métrique (ADA) permettent la détection des sur-intensités qui sont ensuite traitées par des envois d'ordre aux producteurs ou des effacements d'urgence¹⁰. Les contraintes dues à l'intégration de l'éolien et au photovoltaïque sont plus fortes en période estivale lorsque la demande est au plus bas. Ainsi toutes les technologies de pilotage de la charge, ou de stockage à déployer, sont contraintes sur des périodes hors chauffage. Toutefois il ne faut pas confondre deux problèmes bien distincts auxquels doivent faire face les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité aujourd'hui :

Limitation des pointes : par pilotage de la demande (effacement : délestage, solution bi-énergie), stockage ou insertion de production décentralisée d'électricité (PDE) ; les solutions à mettre en place doivent participer à la réduction des congestions lors des périodes de trop forte consommation ;

Intégration des EnR : par modulation des productions décentralisées (stockage) et pilotage de charge, les dispositifs contribuent à la réduction des contraintes de tension haute (générés par les PDE en aval du réseau) lors des périodes de faible consommation.

Les solutions gaz proposées dans la thèse s'intéressent au premier cas, à savoir alléger la demande d'électricité en pointe durant la période de chauffe. D'autres techniques gazières répondant au second point sont actuellement à l'état de pilote en envisageant la production d'hydrogène directement injectée dans les réseaux de distribution gaz (jusqu'à des concentrations de l'ordre de 6%) ou par méthanation (conversion de l'électricité excédentaire en méthane, à partir de CO₂).

10. Attention, il s'agit ici d'effacement de production

1.2.2 Utilisation et efficacité des réseaux de transport et de distribution

Dans cette partie, nous présentons une brève analyse comparative des pertes et de la gestion de la saisonnalité des demandes de gaz et d'électricité. Une offre d'effacement doit inclure les efficacités des systèmes de consommation (pompe à chaleur, chaudière, etc) mais également des infrastructures.

Nous précisons en préambule que les consommations incluent les pertes des réseaux. Les consommations présentées sur les figures 1.7 et 1.8 intègrent les pertes et tous les transits aux frontières et le stockage.

Si l'électricité ne se stocke pas et impose une gestion stricte, les transits de molécules de gaz sont naturellement plus faciles à gérer car des solutions de stockage existent. On distingue deux sources de flexibilité dans la conduite du système gaz :

Stock en conduite ou réserve gazométrique : il s'agit du stock de gaz présent dans les conduites. Intrinsèquement l'écart entre la pression maximale et minimale de service constitue une réserve mobilisable permettant de gérer les variations infra-journalières de la demande. Ce service est assuré par GRTgaz et TIGF et permet aux expéditeurs d'équilibrer leurs approvisionnements et leurs fournitures au pas journalier. Cependant un nouveau paradigme a remis en cause cette facilité de gestion : la connexion au réseau de cycles combinés ayant des volumes modulés journaliers très importants par rapport aux volumes usuels (GRTgaz, 2009). Un service de facturation de cette flexibilité a donc été mis en place. Les renforcements prévus sur les réseaux de transport gaz permettent de lever toute contrainte sur la gestion infra-journalière (GRTgaz, 2012a).

Stockage dans des réservoirs : la compression de gaz dans des cavités salines ou aquifères permet de stocker le gaz importé en été et de le restituer aux consommateurs en hiver lorsque la demande est supérieure aux approvisionnements, voir figure 1.7. Les capacités de soutirages offertes dépendent de la nature des réservoirs. Par exemple les milieux aquifères ont une porosité qui limitent les échanges gazeux.

Les dépenses de compression sont de l'ordre de 640 GWh de gaz en moyenne sur les années 2010 et 2011 et de 200 GWh d'électricité (chiffres transmis par Storengy). Ces consommations sont relatives aux stockages de Storengy qui sont au nombre de 12.

Le tableau 1.5 montre les consommations d'électricité et gaz de GRTgaz nécessaires à la recompression du gaz (en moyenne une station tous les 150 km). Ainsi on constate que le transport du gaz naturel requiert une autoconsommation de 0,42% du gaz livré et une consommation électrique de 0,035% par rapport aux quantités de gaz desservies. Il est important de faire la différence entre quantité de gaz livrée et transitée. En effet, de plus en plus GRTgaz assure un service de transit à l'échelle européenne. Les quantités d'énergies nécessaires au fonctionnement du réseau ne sont pas uniquement due aux consommations. Toutefois nous gardons cet ordre de grandeur qui est utile à la comparaison des efficacités des systèmes gaz et électrique de transport.

Sur la partie distribution de gaz, les pertes estimées par le GrDF sont de 2,4 TWh (CRE, 2012c), soit 0,73% de pertes techniques¹¹ et non-techniques¹² comptant chacune pour moitié.

11. fuites, purges, remplissage des ouvrages neufs.

12. imprécision de comptage, fraudes.

Année	Transité (TWh _g)	Desservi (TWh _g)	AutoConso (GWh _g)	Elec (GWh _e)	AC/D (%)	AC/T (%)	E/D (%)	E/T (%)
2011	639	447,1	2030	161	0,45	0,32	0,04	0,03
2010	688	515	2050	156	0,40	0,30	0,03	0,02

TABLEAU 1.5 – Efficacité du transport de gaz par GRTgaz (sources : (GRTgaz, 2012b,d))

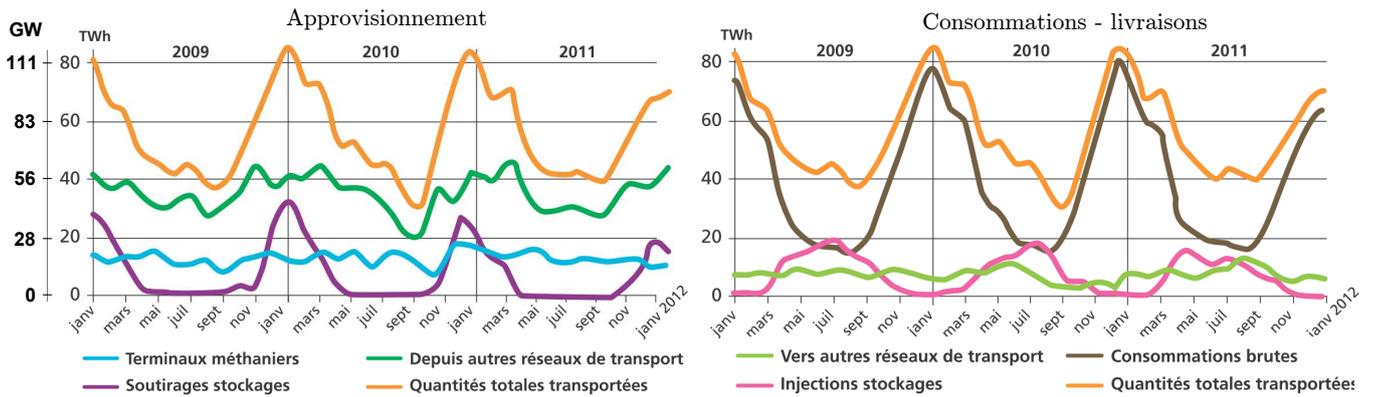


FIGURE 1.7 – Approvisionnement et consommation mensuels de janv. 2008 à déc. 2011 (extrait de (GRTgaz, 2012b))

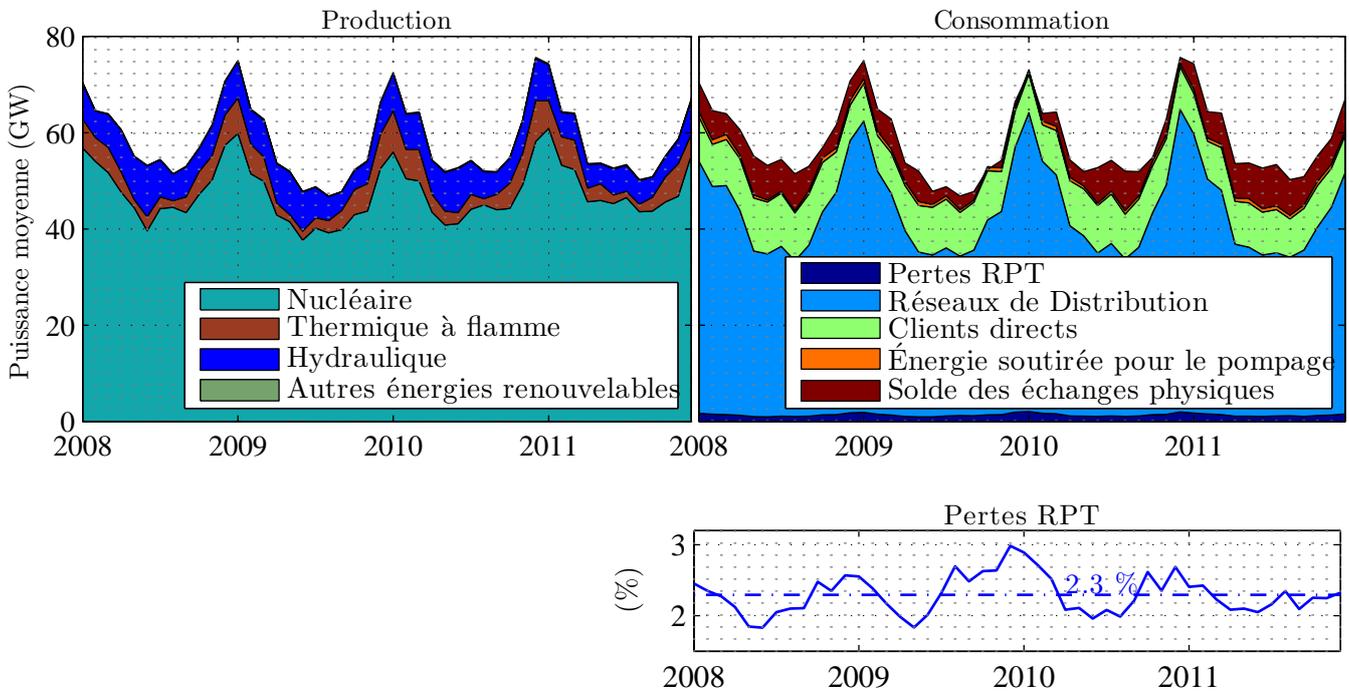


FIGURE 1.8 – Consommation et production mensuelles sur le réseau de transport de janv. 2008 à déc. 2011, ainsi que le ratio de pertes sur consommation (exploitation données RTE)

Dans le système électrique, la flexibilité infra-journalière de la gestion de l'équilibre offre-demande est en partie assurée par les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). L'électricité soutirée au réseau de transport pour remplir les barrages en heures creuses est de 1,34 % de la consommation¹³ (en moyenne : 6,6 TWh par an ou 760 MW moyen, cf tab. 1.6). Cette quantité ne constitue pas une perte physique d'énergie car l'eau est ensuite turbinée à nouveau pour produire de l'électricité. Au final le rendement de l'opération varie entre 70 et 80% (DGEC, 2010), nous comptons donc 1.65 TWh de pertes.

Afin de s'ajuster aux variations saisonnières de la demande, EDF exploite le parc nucléaire dans le but de moduler les capacités disponibles à l'échelle mensuelle, ceci pour assurer une disponibilité maximale les mois d'hiver. La figure 1.8 montre que côté production le nucléaire module significativement et côté soutirage la réduction des exports en hiver assure l'équilibre offre-demande au pas mensuel. Les pertes côté transport comptent en moyenne pour 2,3 % des quantités desservies. Ces dernières dépendent de la typologie des réseaux, du plan de production, et des échanges aux frontières. 80% des pertes proviennent des pertes en lignes (effet Joule), et « globalement, ces transits dépendent surtout de la consommation en hiver, et du plan de production en été ainsi que des niveaux de consommations » (Quiquempoix et al., 2004)¹⁴. Les 20 % restants proviennent de l'effet couronne, et des pertes fer dans les postes (quasi-constants). La figure 1.8 montre que les pertes augmentent en hiver mais que les variations saisonnières ne sont pas stationnaires.

	Énergie Annuelle (TWh)	Puissance moy (MW)	% de la consommation (%)
Pompage	6,6	760	1,3
Pertes	11,4	1300	2,3

TABLEAU 1.6 – Dépenses d'électricité pour le fonctionnement du système estimées sur 4 années (*bilan RTE*)

Les réseaux de distribution électrique dissipent environ 3% de l'électricité dû aux pertes par effet Joule et aux pertes fer dans les transformateurs. En sus de ces dernières appelées pertes techniques, les pertes non-techniques (les fraudes et les erreurs de comptage) représentent également 3% ; au total le montant des pertes s'élève à 6% soit 20 TWh/an (ERDF, 2012). L'estimation des pertes techniques est issue d'une loi quadratique :

$$Perte = aP_e^2 + bP_e + c \quad (1.3)$$

avec, P_e la puissance injectée par RTE sur le réseau en kW. Les coefficients varient en fonction des semaines et des weekends, les ordres de grandeur sont présentés dans le tableau 1.7. D'après ces valeurs nous en déduisons que les pertes hivernales sont environ deux fois plus élevées que l'été à la lecture de la figure 1.9. Cette dernière trace l'évolution de ces pertes entre jour de semaine et weekend.

D'après les informations précédentes, nous en déduisons les valeurs présentées dans le tableau 1.8. Approximativement nous pouvons conclure qu'en excluant les pertes non techniques, et les pertes par pompage¹⁵ l'ordre de grandeur d'efficacité du transport et de la distribution électrique est d'environ 95,5 %. Hors pertes non techniques, l'efficacité du trans-

13. chiffre calculé sur la base des données mensuelles publiées par RTE de 2008 à 2011

14. Exemple de modèle : $Pertes = \mu + \alpha_i.t_i + \lambda_i.t_i^2 + \beta_i.P_e^2 + \phi_i.T_e + \varepsilon$

15. Celles qui seraient à allouer à l'efficacité du parc de production

	a	b	c
	(kW ⁻¹)	(-)	(kW)
Semaine	1.10 ⁻⁹	-3.10 ⁻³	8.10 ⁵
Weekend	8.10 ⁻¹⁰	2.10 ⁻²	5.10 ⁴

TABLEAU 1.7 – Ordre de grandeur des coefficients pour le calcul des pertes (*source* : (ERDF, 2012))

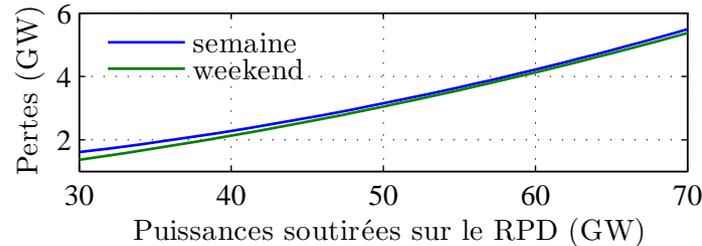


FIGURE 1.9 – Niveaux de pertes techniques et non techniques de ERDF en fonction de la puissance soutirée d'après le tableau 1.7

port du gaz est d'environ 99,2 %.

Infrastructure (TWh)	Gazière		Électrique
	gaz	élec	élec
Transport	2,04	0,16	11,4
Stockage	0,64	0,2	1,65
Distribution	2,4	0	20
Consommation brute	489		493
	[T :35%,D :65%]		[T :19%,D :81%]

TABLEAU 1.8 – Synthèse des dépenses énergétiques des infrastructures (pertes non-techniques incluses)

La conversion ou la substitution d'électricité utilisée par les usages thermiques vers du gaz permet de réduire les pertes de T&D liées à ces usages d'un facteur 5.

1.2.3 Dimensionnement des réseaux : notions utiles

Nous verrons dans la suite que les coûts d'infrastructures constituent une part significative de la facture du client final. Des économies réalisées sur ce poste conduisent donc à des coûts évités pour les gestionnaire de réseaux. L'obtention de tels gains peut-être liée à la mise en place et à la valorisation d'une offre d'effacement préalablement construite. Encore faut il démontrer que nous « effaçons » des coûts en réduisant le dimensionnement des ouvrages. Le dimensionnement des ouvrages est donc un point essentiel.

Pour être en mesure d'appréhender les méthodes de dimensionnement des réseaux nous définissons ici quelques notions nécessaires. Cette section est un préalable à la partie suivante qui traite du dimensionnement.

Notions utiles au dimensionnement des réseaux

- **État du réseau**

Les réseaux sont constitués d'un ensemble d'éléments susceptibles de faire défaut ou d'être mis hors d'usage volontairement pour des travaux de maintenance. Les configurations réseaux, lorsque k éléments sont hors service, sont désignées par la dénomination « N-k » ; il reste $N-k$ éléments disponibles. Dans ce contexte et selon les conditions de charges, l'infrastructure peut continuer ou non à remplir sa fonction selon le niveau d'équipement déployé. Le gestionnaire s'engage à desservir une puissance minimale en fonction de l'état du réseau. Cette dernière est déterminée en fonction de la qualité de desserte escomptée.

- **Notion de puissance garantie**

La puissance garantie est le niveau de puissance qu'il est possible de faire transiter par le réseau. Si, à la suite d'un incident simple (perte d'une ligne, ou d'un transformateur) l'alimentation d'une charge X est ininterrompue, alors la puissance X est dite garantie¹⁶. Lorsqu'un incident survient en situation N et que la structure du réseau autorise une réalimentation rapide, on parle donc de puissance garantie en $N - 1$. De même lorsque deux éléments font défaut on parle de garantie en $N - 2$. La notion de puissance garantie est donc dépendante des différents états du réseau à envisager.

La mise en place de structures permettant de garantir des transits en $N - k$ est coûteuse et est source de surdimensionnement des infrastructures : un équilibre est donc à trouver. En pratique la puissance à garantir dépend de l'impact du défaut, RTE l'énonce ainsi (RTE, 2004) :

« La règle du N-k définit le niveau de risque maximal toléré, évalué par une valeur de référence du produit "Probabilité de l'événement \times Profondeur de coupure" : plus la probabilité d'un événement est forte, plus la coupure admise (en MW) est faible ».

Pour certaines grandes agglomérations, notamment Paris, un critère N-2 est appliqué sur l'ossature HTA (Carrive, 1991). En effet pour les zones de forte densité de consommation il est justifié de se prémunir d'un incident ayant une profondeur de coupure élevée. Enfin, pour garantir la desserte d'une zone, soit on densifie le réseau, soit on installe des groupes de production de secours en cas de défaut. Ce type d'évaluation technico-économique dépend des risques de défaillance et donc du taux d'indisponibilité des solutions. À titre indicatif les ordres de grandeur des taux d'indisponibilité sont (RTE, 2012e) :

- Ligne : 0,5 %
- Centrale de production : 3 %

- **Définition des seuils de risque liés à la demande**

Le caractère aléatoire de la demande d'électricité et de gaz impose de dimensionner les éléments des réseaux selon des règles non-déterministes. La méthode suivie par les gestionnaires consiste à retenir un niveau de risque associé à une probabilité d'occurrence par niveau de puissance. Comme l'aléa climatique explique en grande partie la variation de la demande, les GRT calculent des chroniques horaires de demandes probables établies à partir de 100 chroniques climatiques annuelles grâce à des modèles d'estimation. La distribution des puissances maximales enregistrées de chacune des chroniques permet ainsi de probabiliser le niveau de pointe.

16. pour un poste contenant m transformateurs de X kVA, la puissance garantie par le poste est de $(m-1).X$

Comme la distribution des pointes est liée à celles des températures, on peut parler implicitement de risque climatique. L'industrie gazière définit une notion de risque portant sur la température (ATG, 1990) :

« La température au risque X% est celle qui peut être dépassée en baisse (une ou plusieurs fois), X hivers sur 100 consécutifs. »

On notera **RX%** le niveau de risque correspondant. Le principal distributeur d'électricité, ERDF, définit la température minimale de base (T_{mb}), comme le niveau de température dimensionnant ainsi (ERDF, 2008) :

« La T_{mb} est la température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour par an ».

La définition n'est pas très précise, on peut penser qu'il s'agit de la température au risque 100% ; en effet en deçà de ce seuil la température a une probabilité d'occurrence inférieure à 1 jour par an.

Dans son bilan prévisionnel RTE adopte deux critères décrivant la pointe : **la pointe à une température de référence** et **la pointe à une chance sur 10**, soit au risque 10%. La définition de la température de référence a été mise à jour en 2011 (RTE, 2011a). La température de référence française est une pondération des chroniques des températures de référence de 32 stations réparties sur le territoire métropolitain. Ces dernières sont les moyennes des chroniques des années 1980 à 2010. RTE emploie également la notion d'indice national de température, car la notion de température devient abusive dès lors que cette grandeur n'est plus mesurable. La pointe à température de référence se situe un jour ouvrable du mois de janvier.

La pointe au R10% est définie par une procédure probabiliste : pour 100 chroniques de températures nationales représentatives, la demande est simulée à partir d'un modèle d'estimation et les maxima de chaque chronique sont enregistrés. La distribution des 100 pointes permet d'estimer les niveaux de puissance et les risques associés.

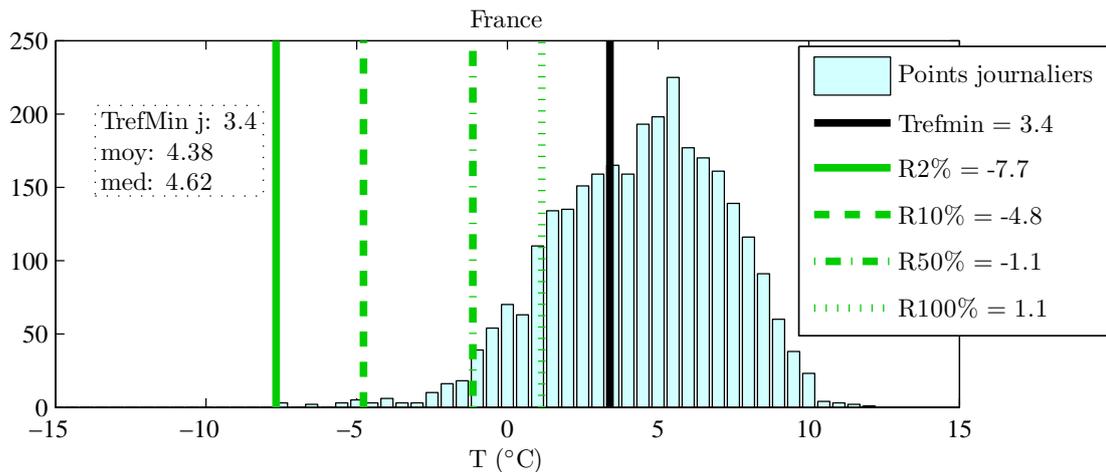


FIGURE 1.10 – Distribution des températures journalières des mois de décembre, janvier et février de 1980 à 2012 et niveaux de risque climatique calculés.

La figure 1.10 montre les niveaux de risque sur la température France définie à partir des pondérations des 29 stations de l'ancienne température de référence¹⁷ ; celles-ci sont

17. 28 stations en pratique car la station de Gourdon est manquante dans l'application

publiées dans de nombreux documents dont (RTE, 2011c). Sur 32 années, de 1980 à 2012, on a extrait les températures journalières minimales pour en estimer les quantiles 2, 10, 50 et 100 % (les quantiles sont estimés tous les $1/32 = 3,1\%$, les valeurs présentées sont interpolées ; le R2% est donc la valeur minimale de température sur la chronique). La température minimale de référence se situe comme le mentionne RTE (RTE, 2011b) à peu près à la moyenne des températures sur les mois de décembre, janvier, et février (à un degré près). Cette température minimale de référence a donc à peu près une chance sur deux d'être supérieure aux températures relevées sur ces 3 mois.

- **Détermination de la puissance garantie et état du réseau**

La méthode de détermination de la puissance garantie est issue d'un arbitrage technico-économique entre le coût de l'énergie non distribuée (END) et les investissements requis pour lever la contrainte sur les ouvrages. Depuis plus de quarante ans, EDF utilise ce concept d'END comme base décisionnelle pour le développement du réseau (Doulet, 2002). C'est la perte éventuelle d'un kWh pour la collectivité qui est monétarisée et qui permet d'arbitrer sur le risque à prendre entre sur-investissement et coupure clientèle. RTE interroge les utilisateurs du réseau de transport et met à jour le coût d'un kWh non desservi selon une évaluation socio-économique (affectation des valeurs de coût aux impacts financiers et non financiers comme le temps perdu) (RTE, 2011f). RTE estime que « pour les entreprises, le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes s'élève en moyenne à 34 €/kWh. Pour les ménages, il représente 19 €/kWh », en moyenne 26 €/kWh (200 fois le prix de fourniture!).

La valeur de l'END est donc un réel instrument de développement, de renforcement et de planification de la totalité des infrastructures de réseaux, y compris de production. Plus celle-ci est élevée et plus les capitaux mobilisés pour le système énergétique seront conséquents. Le concept même de l'END peut s'étendre à des questions plus larges de sécurité énergétique (Marignac et Legrand, 2003). Grâce à l'estimation (en espérance) du volume d'END, les gestionnaires de réseaux sont en mesure d'associer un coût au défaut de service et justifier les besoins d'investissements auprès des instances de régulation ¹⁸.

Or a-t-on pensé à justifier une opération de MDE comme une mesure de réduction de l'END et en particulier durant les heures des pointes très coûteuses pour le système et la collectivité ? **Nous développerons donc cette idée dans la suite car si l'END peut justifier des renforcements, pourquoi ne justifierait-elle pas l'effacement de consommation ?**

1.2.4 Dimensionnement des couches de réseaux électriques

Les différentes couches des réseaux caractérisées sur le tableau 1.4 ont des fonctions particulières, notamment le grand transport maillé qui assure en plus de la desserte les échanges de flux entre les différentes zones du territoire et les pays frontaliers. Nous passons en revue les différents étages des infrastructures.

- **Grand transport**

Que ce soit en gaz ou en électricité, les réseaux de grand transport ont pour rôle

18. De multiples critères existent pour caractériser plus finement la continuité d'alimentation, (Carrive, 1991) :

- critère B, mesure les coupures longues en temps de coupure moyen par client
- critère G, pondération de plusieurs critères, coupures longues, brèves, tenue de la tension.

RTE utilise le Temps de Coupure Equivalent (TCE) qui est le ratio entre l'END et la puissance moyenne. Le TCE est de 2 minutes et 4 secondes en 2011 pour une END de 1,6 GWh, voir (RTE, 2011g).

de garantir la sûreté du système et les transferts de flux entre point de production-approvisionnement et de consommation. Ces réseaux sont maillés afin de proposer des solutions secondaires fiables lors de la perte d'un ouvrage. L'architecture est déterminée en prenant en compte les plans de maintenance des unités de production ou d'approvisionnement. Ainsi certaines artères des réseaux sont fortement sollicitées en dehors des périodes de pointe. Le dimensionnement global de ce type de réseau n'est donc pas effectué sur le seul critère de passage de la pointe mais à partir d'un ensemble de règles participant au plan annuel de gestion (prise en compte des arrêts de centrale lors des périodes de maintenance, travaux sur le réseau ...).

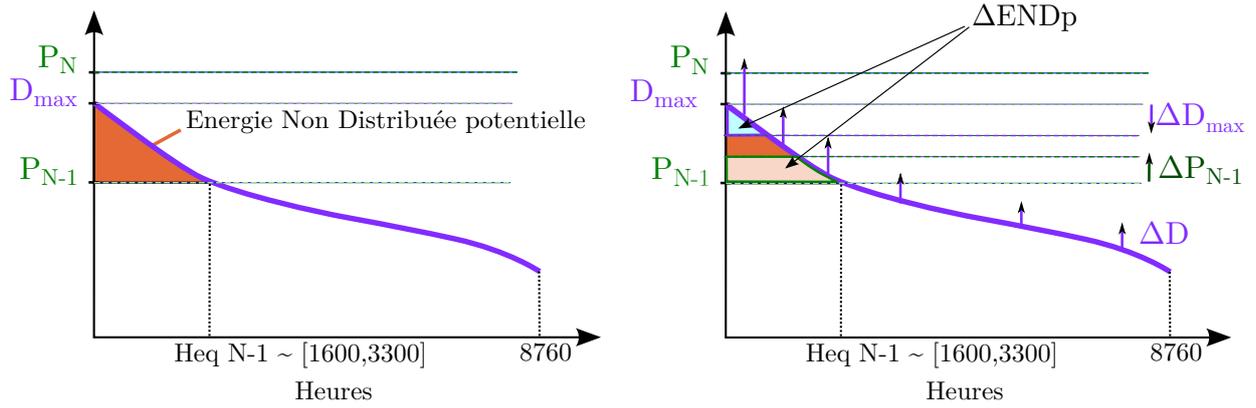
- **Répartition régionale**

À ce niveau, le réseau remplit une seule et unique fonction qui est d'alimenter les points de soutirages, c'est-à-dire les postes sources et les clients directs du RPT répartis sur une zone. Le dimensionnement est donc directement lié à la demande. Ces artères ont la responsabilité de desservir des milliers d'utilisateurs tous secteurs confondus. Les coûts induits par une rupture d'alimentation sont donc notables (estimés par type de clientèle). Les principes pré-cités s'appliquent donc à cette couche de réseau. D'après les applications de RTE, compte tenu des probabilités de défaillance, des coûts associés à l'END et des coûts moyens d'infrastructure de répartition, la puissance n'est pas garantie en $N - 1$ pour un nombre d'heures de l'ordre de 2000 h, compris entre 1600 et 3300 selon la CRE (CRE, 2012a). **C'est ce critère qui est dimensionnant.** La figure 1.11(a) schématise le raisonnement suivant : dans le cas d'une perte d'ouvrage le gestionnaire assure le transit de puissance $P \leq P_{N-1} < D_{max}$ (où P_{N-1} et D_{max} sont respectivement la puissance garantie et la pointe de demande). Il y a donc un risque de ne pas fournir une certaine quantité d'énergie qui est fonction de la probabilité d'occurrence de la perte d'un élément concomitante à une situation de demande supérieure à P_{N-1} . À la puissance P_{N-1} , on peut associer un nombre d'heures de couverture non-garanties au delà de ce seuil de risque. C'est le critère réellement dimensionnant du réseau de répartition car en situation normale, sans perte d'ouvrage, on a $P_N > D_{max}$. Le réseau est donc dimensionné selon un nombre d'heures $h_{eq\ N-1}$ correspondant à P_{N-1} et non selon l'heure 1 correspondant à la puissance de pointe. L'écart entre P_{N-1} et P_N est fonction de la topologie du réseau et des stratégies de couverture en situation N-1. Plus le nombre de chemins possibles est réduit, plus l'écart est élevé. Pour des réseaux de répartition vers les zones tels PACA et Bretagne, le nombre de chemins en secours est faible, ainsi $P_{N-1} < D_{max} < P_N$ ¹⁹.

Notons que la forme de la monotone influe sur le nombre d'heures équivalentes. À quantité d'END potentielle (END_p) égale, le nombre d'heures dimensionnantes augmente lorsque la monotone « s'aplatit » et diminue lorsque la pointe augmente. La hausse de la thermosensibilité aiguë la monotone de charge comme illustrée en figure 1.3(b) : P_{N-1} augmente et ainsi le nombre d'heures dimensionnantes $h_{eq\ N-1}$ diminue. Les analyses menées par la CRE concluent à une diminution significative de l'intervalle du nombre d'heures dimensionnantes selon les zones. Auparavant à [2000 h, 5000 h], il se situe aujourd'hui dans la plage [1600 h, 3300 h] (CRE, 2012a).

Le coût de défaillance, $C(END)$, est calculé selon l'équation 1.4. Il s'agit de la quantité

19. Dans le cas particulier de la Bretagne, D_{max} est trop élevée et le réseau seul ne peut assurer la desserte aux conditions contractuelles (tension, etc). RTE doit solliciter les centrales THF bretonnes à l'arrêt dont les offres sont supérieures au prix de marché en s'acquittant de l'écart de prix ; 8.7 M€ en février 2012 à cause de la vague de froid (Energies, 2012)



(a) Monotone, puissance garantie et énergie non distribuée potentielle ($ENDp$) (b) Comparaisons des solutions de renforcement ou d'effacement

FIGURE 1.11 – Principe d'étude du coût de la défaillance et renforcement réseaux en incluant l'effacement

d'énergie qui n'est pas desservie lorsque le réseau R est dans l'état $N - 1$.

$$C(END) = \mathbb{E} \left(\int_t (D - P_{N-1})^+ .dt \middle| R = N - 1 \right) \times \epsilon_{END} \quad (1.4)$$

Et le dimensionnement de P_{N-1} dépend donc d'un arbitrage entre **coût de défaillance** et **coût de renforcement** :

$$C(END) \sim C(\Delta P_{N-1})$$

Les leviers d'actions pour réduire le coût de défaillance sont le renforcement, ΔP_{N-1} , et l'effacement (y compris de la MDE), δD , qui permettent des économies d' $ENDp$ selon les équations 1.5 :

$$\Delta END_p = \int_t (D - P_{N-1})^+ .dt - \int_t ((D - \delta D) - P_{N-1})^+ .dt \quad (1.5a)$$

$$\Delta END_p = \int_t (D - P_{N-1})^+ .dt - \int_t (D - (P_{N-1} + \Delta P_{N-1}))^+ .dt \quad (1.5b)$$

Que nous pouvons réécrire de manière réduite :

$$\Delta END_p = \int_t (\delta D . (D - \delta D > P_{N-1}))^+ .dt \quad (1.6a)$$

$$\Delta END_p = \int_t (\min(D, P_{N-1} + \Delta P_{N-1}) - P_{N-1})^+ .dt \quad (1.6b)$$

Nous avons vu sur la figure 1.3(b) que le monotone de consommation est en train de se déformer, « s'aiguiser », due à un taux de croissance annuel moyen plus élevé des pointes de demande $D_{[0,3500]h}^{\rightarrow}$. Ceci a pour conséquence de réduire l'intérêt économique d'un renforcement car plus $h_{eq N-1}$ (nombre d'heures dimensionnantes associées à P_{N-1}) se réduit, et plus $\Delta ENDp$ est faible à coût de renforcement ΔP_{N-1} identique.

- **Réseau de distribution**

Le distributeur de gaz naturel s'engage à couvrir la desserte pour une température au risque 2% en situation N. En situation N-1, seul le réseau primaire a une puissance

garantie au risque 50% (ATG, 1990) .

Le distributeur d'électricité dimensionne le réseau moyenne tension selon la méthode suivante : annuellement le GRD mesure sur les départs HTA la grandeur P_{max} définie comme la moyenne des 3 plus grandes puissances enregistrées au pas 10 minutes, ERDF (2009b). Deux valeurs de P_{max} sont ainsi déterminées, une pour les heures pleines, l'autre pour les heures creuses. Il distingue ensuite deux régimes de dimensionnement :

- En régime normal la charge est estimée à la Température minimale de base (T_{mb})
- En régime de secours, situation N-1, la baisse de tension tolérée sur le HTA est de - 8% contre - 5% normalement, et sous une puissance à P_{max} corrigée à la température normale le 15 janvier. Cette dernière est proche de la température de référence minimale.

L'arrêté du 24 décembre 2007 (Officiel, 2007) impose aux gestionnaires des réseaux électriques de vérifier la qualité de desserte en termes de continuité d'alimentation et de tenue du plan de tension ; c'est-à-dire de vérifier le bon dimensionnement des ouvrages. En annexe de l'arrêté sont définies des « méthodes générales types d'évaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité ». Ces méthodes font appel à une base de données patrimoniale, image du réseau, des modèles de charges génériques incluant une variation en température et la localisation des différentes typologies de charge. « Les puissances appelées à des points horaires significatifs en hiver, par chaque utilisateur en fonction des informations issues des données de consommation sont évaluées à l'aide d'un modèle de charge. La sensibilité de chaque utilisateur à la température est prise en compte grâce à une mise en relation (lorsque cela est possible) entre ses historiques de consommations et les chroniques de températures ». Il en résulte une estimation probabiliste de la tenue du plan de tension par calcul des transits dans les branches. Ce type de méthode est implémenté dans les outils des GRD, voir en annexe A.4. Les BERG (Bureau d'Études Régional Gaz) et les BERE (Bureau d'Études Régional Électricité) évaluent annuellement le taux de clients mal alimentés pour rendre compte de l'état des réseaux à la CRE.

Des modèles de correction climatique sont donc utilisés pour recalculer les charges. Que ce soit des signatures énergétiques ou des modèles à pentes variables, ces modèles ou plus généralement **les méthodes d'estimation de consommations thermosensibles sont déterminantes dans le dimensionnement des réseaux**. Les modélisations des réseaux sont implémentées dans des outils liés aux bases de données patrimoniales. N'ayant pas eu accès à ces données qui compilent les caractéristiques topologiques et techniques des réseaux, il n'a été possible de les simuler.

- **Poste de distribution (PdD) et branchement BT**

Du branchement au dimensionnement d'un PdD HTA/BT, il existe des règles de dimensionnement déterministes selon le type de clients aval.

Le branchement BT simple d'un utilisateur, ligne entre le client et le réseau BT, est désormais toujours dimensionné à 18 kVA en monophasé (2 fils 90 A) sauf dans le cas d'une demande explicite de raccord triphasé (ERDF, 2008). Pour les raccordements d'immeubles collectifs, des tables sont disponibles pour prendre en compte le foisonnement des utilisateurs raccordées avec une distinction pour des raccordements de logements avec et sans chauffage électrique. Les règles sont référencées dans la Norme NFC

14-100 (AFNOR, 2008).

Les transits sur le réseau BT et sur les postes sont contrôlés par des mesures occasionnelles. Le contrôle annuel de centaines de milliers de PdD serait trop coûteux. Un PdD peut alimenter 120 à 150 maisons individuelles (dont 50 à 60 avec chauffage électrique) et 250 à 300 logements en immeubles collectifs groupés (dont 100 à 130 avec chauffage électrique) (ERDF, 2008).

Conclusion : Les engagements des gestionnaires sur les risques admissibles supposent la quantification des charges sous des conditions climatiques définies. Les méthodes de correction climatique des charges sont déterminantes dans les études de dimensionnement des réseaux. L'étude des charges thermosensibles est donc à détailler.

De plus, les problématiques de desserte régionale ne sont pas affectées uniquement par la pointe maximale mais aussi par la pointe à environ 2000 heures. Ainsi toute diminution de la demande inférieure à la pointe 2000 h conduit à une baisse des besoins de renforcement.

1.3 Gestion de l'équilibre offre-demande (EOD)

Dans cette partie nous détaillons les contraintes sur la réalisation de l'équilibre entre l'offre et la demande, spatial et temporel. Si un déploiement de solutions hybrides permet d'alléger les charges liées à l'exploitation du système électrique il convient de les quantifier.

Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) électrique dimensionne le réseau grand transport et de répartition afin de combler les déficits géographiques entre offre et demande. De plus l'incapacité à stocker l'électricité exige à chaque instant l'équilibre production-consommation. L'équilibre temporel est assuré par une gestion pointue de l'ensemble du parc de production, à court terme comme à long terme. La figure 1.12 illustre les marges de réserves nécessaires à la réalisation de l'EOD selon l'horizon de temps. La fonction et les ordres de grandeur des réserves sont détaillés en annexe A.7. Le principe mis en évidence sur la figure 1.12 consiste à prévoir des réserves de puissance selon l'horizon de temps. À très court terme, tout est connu ou presque (anticipation de la perte d'un ou plusieurs ouvrages, la demande est quasi-déterminée). À court terme (quelques heures), le GRT doit se prémunir des variations probables de la demande et de la production. Enfin pour s'assurer que les moyens sont bien disponibles il faut avoir anticipé les évolutions long terme de la demande et du parc de production (renouvellement du parc) car les temps de mise en service des infrastructures sont élevés.

1.3.1 Court-moyen terme

Les technologies hybrides pourraient-elles aider à mieux équilibrer l'offre et la demande ?
Les aléas portant sur la réalisation de l'équilibre offre-demande sont les suivants :

- climatique, sur la demande ;
- hydraulique ;
- éolien ;
- photovoltaïque ;
- disponibilité des groupes de production.

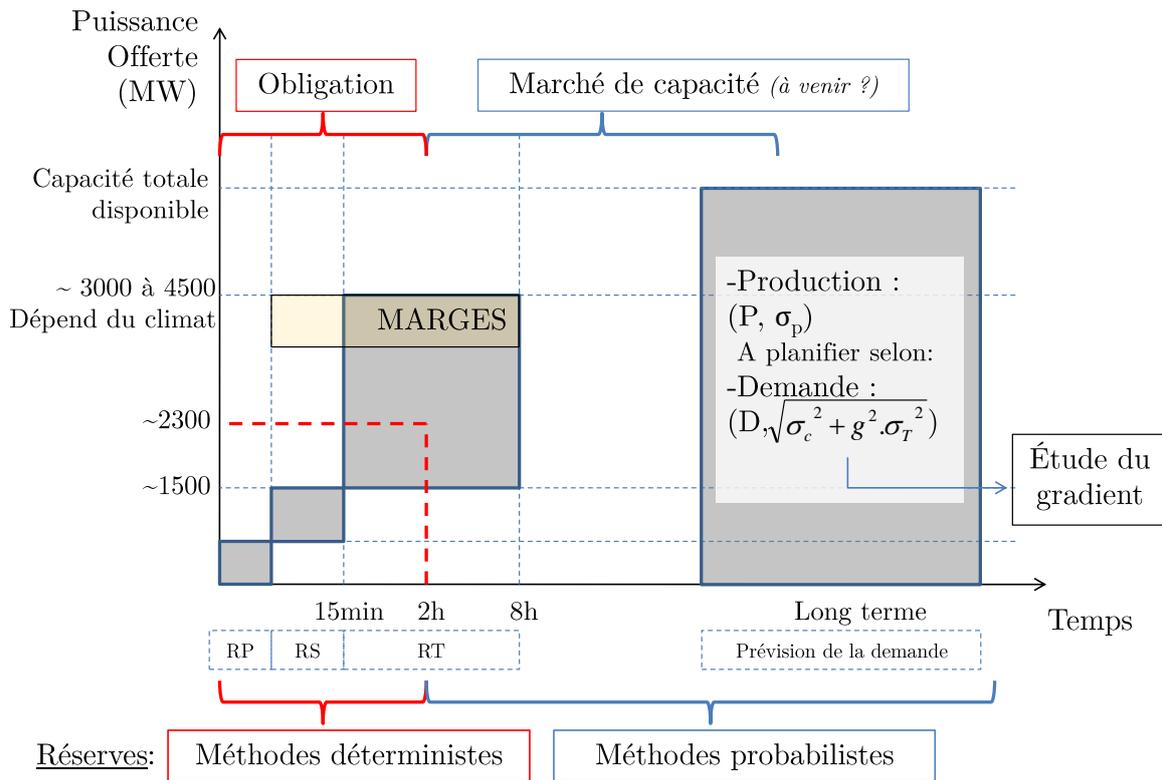


FIGURE 1.12 – Équilibre offre demande et horizon de temps

L'aléa de température est l'aléa dimensionnant impactant la gestion des réserves. En plus des erreurs introduites par le modèle de prévision de consommation, les erreurs de prévision des variables climatiques s'ajoutent aux précédentes. Ainsi, le caractère aléatoire de la CdC hivernale induit un besoin de réserve supérieur en période de chauffage, 3000 MW en été contre environ 4500 MW en hiver.

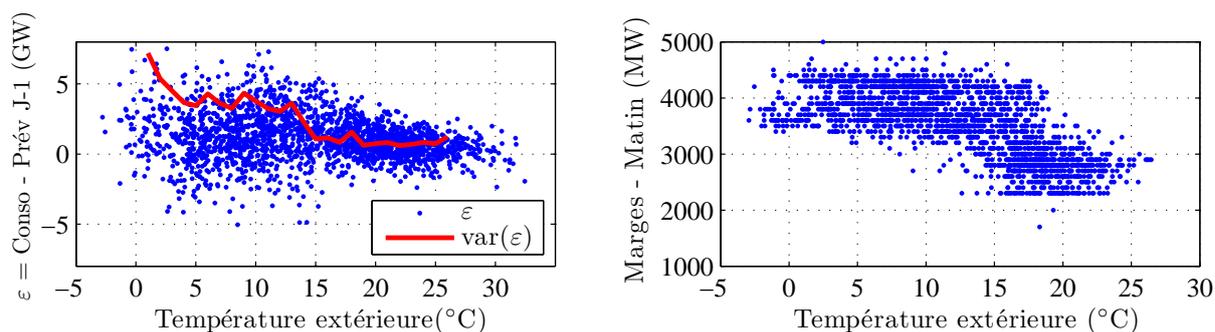
La figure 1.13 illustre les propos précédents. On remarque qu'en dessous de 15°C de température extérieure, la variance de l'erreur de prévision est plus que doublée, cf 1.13(a), et que les marges requises pour la sûreté du système sont ajustées en conséquence, cf 1.13(b). En réalité, les décisions prises lors de la conduite du système correspondent aux transitions entre période de chauffage/non-chauffage comme le montre la figure 1.13(c). Durant les périodes de mi-saison (températures comprises entre 15 et 20°C) où le risque climatique est encore présent les marges ne sont pas abaissées même si l'erreur de prévision est faible.

On peut supposer qu'une baisse du gradient (par effacement/substitution des charges de chauffage électrique) et donc de l'aléa hivernal de consommation conduirait à la réduction des besoins de réserves tertiaires. Toutefois le lien n'est pas direct et l'estimation d'une économie de réserve est très délicate car dépendant des règles d'exploitation du gestionnaire.

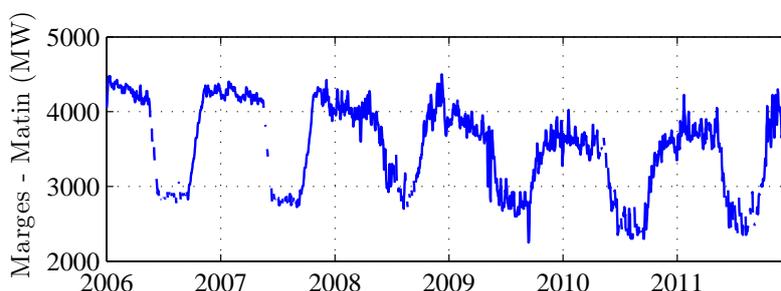
1.3.2 Long terme

Comprendre la planification des ressources pour introduire les technologies bi-énergie

Afin d'être en mesure de garantir dans la durée l'EOD à court terme, il est essentiel de songer à garantir l'EOD à long terme. C'est précisément l'exercice de planification qui est



(a) Erreur de prévision de consommation à 19 h établie la veille la (b) Marges d'exploitation appelées par RTE la veille à 20 h pour le matin



(c) Chronique des marges d'exploitation appelées par RTE la veille à 20 h pour le matin

FIGURE 1.13 – Analyse sur la période du 01/01/2006 au 31/12/2011 (*exploitation données publiques RTE*)

réalisé tous les deux ans par le GRT électrique français RTE. En effet, si le planificateur du parc de production sous-estime le niveau de demande future alors, compte tenu du temps de construction des centrales électriques, le parc de production pourrait se trouver sous-dimensionné. RTE détaille la méthode probabiliste mise en place dans le bilan prévisionnel (RTE, 2011b)²⁰. La figure 1.12 montre le niveau de puissance du parc de production à long terme, qui doit être envisagé selon les scénarios de demande. Au niveau européen l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) évalue le « Net Generating Capacity » de chaque pays dans le « System Adequacy Forecast » (ENTSOE, 2009, 2010). Les scénarios d'évolution de la pointe d'hiver et d'été de l'ensemble des pays sont rassemblés pour estimer le besoin de capacités futures. En effet, les systèmes électriques européens étant tous interconnectés, il est nécessaire de s'assurer que l'ensemble des moyens de production européens seront suffisants pour couvrir la demande globale.

20. En simulant la CdC de demande et la CdC de puissance production disponible, en prenant en compte des chroniques d'aléas : température, pluie, vent, ensoleillement et disponibilités des moyens thermiques. Pour chaque scénario conjoncturel (Référence, haut, bas et MDE renforcée), 1000 simulations horaires sont réalisées pour en extraire la quantité d'énergie non fournie par défaut de production ainsi que le nombre d'heures concernées. Le risque de défaut admis en France par les pouvoirs publics est de 0,034%, soit une défaillance de 3 h en espérance. Ce risque est purement théorique, en effet le risque réel de faire défaut dépend également des règles de conduite du réseau et des solutions de dernier recours, ou « parades ultimes » (abaissement de tension, ...) qui ne sont pas prises en compte dans la méthode.

Évaluation de la demande En France, les CdCs de demande à horizon long-terme sont déterminées de manière Bottom-Up en estimant l'évolution des consommations annuelles par usage. Le modèle CRONOS mis au point et utilisé par RTE, voir (Mollard, 2008), reconstitue les courbes de charges futures par une approche Bottom-Up. Au moyen d'une analyse sectorielle par usage, le modèle traduit les consommations annuelles en profils horaires ; puis par empilement, il recompose la courbe de charge nationale. Par estimation des consommations futures (fonction des réglementations, de l'évolution démographique, etc), le GRT anticipe ainsi les évolutions du profil horaire de demande nationale. L'approche Bottom-Up est restreinte à la partie non thermosensible de la consommation. Pour la partie thermosensible c'est une modélisation Top-Down qui est retenue. Le gradient futur du modèle d'estimation, équation 1.1, est évalué par une extrapolation du passé, recalé sur les hypothèses de consommations de chauffage. **Ainsi la modulation du gradient par des nouvelles technologies de chauffage n'est pas modélisable dans le cadre de l'exercice actuel de planification de RTE.**

Le gradient est une variable très sensible à la détermination de la pointe future. Le risque associé à la prévision de la demande, voir équation 1.7, porte sur deux composantes (Carrive, 1991), l'une climatique $g.\sigma_T$, et l'autre conjoncturelle σ_c .

$$\sigma = \sqrt{g^2.\sigma_T^2 + \sigma_c^2} \quad (1.7)$$

La variable gradient est aussi un élément déterminant de la planification des infrastructures (à laquelle il faudrait ajouter une incertitude σ_g). Or aujourd'hui, dans la méthode de planification actuelle, le gradient futur est une extrapolation du passé. Il ne fait pas l'objet d'une description Bottom Up, et ne permet pas d'estimer les impacts de nouvelles technologies thermosensibles (dont bi-énergie).

La variable gradient qui n'est pas reconstituée, est un élément déterminant de la planification des infrastructures. Ainsi une étude d'impact de technologies bi-énergie n'est pas possible dans l'exercice de planification²¹. L'étude de valorisation de ces dernières nécessite donc une nouvelle méthode.

1.3.3 L'équilibrage en pratique : qui consomme quoi ?

Bien que cette partie ne soit pas centrale à la thèse elle est utile à la compréhension de la gestion des responsabilités des producteurs face à la demande des usagers. L'intégration de nouvelles technologies de chauffage nécessiterait des ajustements à la méthode employée en 2012.

Si une hypothétique valeur des technologies est estimée, nous pouvons nous interroger sur la mise en pratique de la valorisation des technologies gaz.

En dehors de toute considération technique sur la gestion de l'EOD, les gestionnaires de réseaux de T&D s'assurent a posteriori que les fournisseurs ont bien alimenté leurs portefeuilles de clients à hauteur de leurs consommations. Ce principe est promulgué dans la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (Officiel, 2000) : « Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le terri-

21. Ou des modifications sont à prévoir afin d'introduire un gradient modulable déterminé par modélisation ou résultat de mesure

toire métropolitain continental, à la sécurité d’approvisionnement en électricité ». L’énergie électrique les entités responsables de cet équilibre sont, comme leur nom l’indique, les **responsables d’équilibre** (RE). L’équivalent des RE dans le domaine gazier sont les **expéditeurs**. Un tel mécanisme suppose que la charge de chacun des utilisateurs du réseau soit connue afin de reconstruire la CdC. Après une méthode de reconstitution des charges sur le RPD, le GRD communique au GRT les profils de soutirages des consommateurs de chaque RE (ou expéditeur). En électricité, l’équilibrage est assuré sur un pas de temps 30 minutes, en gaz sur un pas journalier.

La vérification a posteriori de l’équilibrage entre les soutirages et les injections suppose de connaître l’ensemble des profils de consommation, y compris ceux des clients non télérelevés. En effet, les petits consommateurs ont des relève de compteur tous les 6 mois ; on ne connaît donc pas leur profil de consommation. Pour cette catégorie d’utilisateurs du RPD le choix a été fait de développer une méthode de profilage permettant de répartir les consommations semestrielles en profils de consommation ayant une résolution adaptée au pas d’équilibrage. Les profils sont validés par des comités spécifiques en gaz et en électricité au sein de groupes de travail mis en place par la CRE : Groupe de Travail Électricité et Groupe de Travail Gaz ; GTE et GTG. Les profils ainsi admis sur base de panels représentatifs sont publics et disponibles sur les sites internet de chacune des entités.

Méthode de profilage La méthode statistique mise en place permet donc de reconstituer la demande des utilisateurs en prenant en compte les grands déterminants de la demande introduit par l’équation 1.1 : profil à climat de référence (ou hors climat), effet d’effacement, correction climatique. Par construction, le résultat est évidemment une approximation de la réalité qu’il convient de corriger par un **Coefficient de Calage**, CC, voir équation 1.8, (données publiques disponibles pour l’électricité) calculé à chaque pas de temps. Ce coefficient est un indicateur de la qualité de la méthode de reconstitution utilisée. S’il est proche de 1, l’écart constaté entre la CdC réelle, mesurée à l’interface RPT/PRD, et la CdC estimée est faible.

$$CC = \frac{CdC_{mesure\ RPT/RPD}}{CdC_{estimée}} = \frac{CdC_{estimée} + Ecart}{CdC_{estimée}} \quad (1.8)$$

L’équation 1.9 explicite le calcul des écarts entre les mesures aux interfaces et la méthode de reconstitution. Les écarts mesurés sont causés par des erreurs sur le profilage des consommateurs, des producteurs et sur l’estimation des pertes²².

$$Ecart = CdC_{mesure\ RPT/RPD} - CdC_{profilage} - CdC_{télérelevé} - CdC_{perte\ estimée} \quad (1.9)$$

Bien qu’approximative, la charge ainsi reconstituée permet de déterminer de manière « agréée » par la communauté des énergéticiens les soutirages/injections de tous les utilisateurs du RPD et donc la part de responsabilité à la pointe des utilisateurs des réseaux. L’inconvénient majeur de la méthode de profilage, en plus du degré d’imprécision des techniques statistiques, est la réduction des classes de consommateurs à des critères uniquement tarifaires (seules informations disponibles) et aux caractéristiques des utilisateurs très réductrices (professionnel et résidentiel) sans indication sur les équipements . . . Ainsi, les systèmes de chauffage ne sont pas renseignés et les charges de l’usage chauffage se confondent aux

22. Les pertes sont estimées par une loi quadratique, cf (ERDF, 2012)

autres usages.

Analyse des écarts de reconstitution des flux électriques Le profil des écarts de reconstitution des flux d'électricité à la maille nationale est tracé sur la figure 1.14. Nous pouvons constater la forte corrélation des écarts aux variations saisonnières de consommation. Ceci révèle un biais de la méthode : la difficulté à modéliser les variations de consommations saisonnières et thermosensibles. Les sources d'imprécisions sont multiples : productions décentralisées mal évaluées, profilage mal adapté ...

Principe et hypothèse de modélisation de la part thermosensible dans la méthode des profilages La modélisation des parts thermosensibles est réalisée d'une manière similaire au modèle d'estimation PREMIS avec une seule constante de temps sur le lissage de la température et sans impact de la nébulosité, voir (ERDF, 2010) ou (RTE, 2011c). Les gradients hivernaux associés à chaque profil (RES : Résidentiel, PRO : petit professionnel, ENT : entreprise) sont publiés par RTE dans (RTE, 2011c) et retranscrits au sein du tableau 1.9. En réalité, la méthode mise en œuvre, voir (RTE, 2011c), impute des gradients par différence afin de boucler sur la valeur cible estimée. Ce gradient est décomposé sur les profils et sous profils :

- par estimation des gradients des profils RES sur base de panel de CdC ;
- par différence entre le gradient de la courbe de charge à profiler ($CdC_{mesure\ RPT/RPD} - CdC_{télélevé} - CdC_{perte}$) et le gradient RES, pour les profils PRO et ENT, répartie au prorata des énergies.

Par construction, les profils ENT et PRO (les professionnels respectivement associés aux tarifs jaune et bleu) ont donc des ratios Gradient / Consommation similaires ; idem pour les RES2, 3, et 4 (client résidentiel double tarif, Tempo, EJP).

Manifestement d'après la figure 1.14, la méthode en place est responsable d'une différence saisonnière des écarts de reconstitution d'environ 6 GW entre l'hiver et l'été. On peut constater que la thermosensibilité et la saisonnalité sont sous-estimées. Si un usager prétend réduire la thermosensibilité globale il est nécessaire d'observer ses effets et l'estimer convenablement.

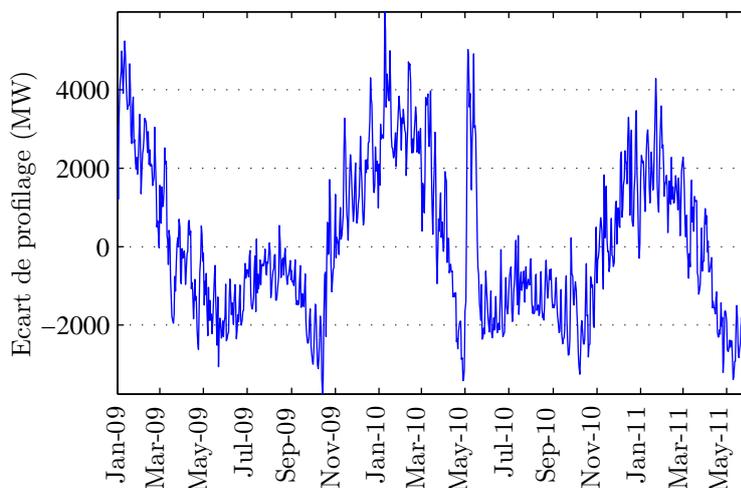


FIGURE 1.14 – Écart de profilage national journalier du 1^{er} janv. 2009 au 31 mai 2011 (*exploitation données RTE*)

Profils	Gradient des usagers profilés (2007-2008) (MW/K)	Consommation des usagers profilés (2007-2008) (TWh)	Ratio Gradient Consommation (2007-2008) $\left(\frac{W}{Wh \cdot ^\circ C} \cdot 10^6\right)$	Consommation totale en 2002 (TWh)
RES1	58,1	34,97	1,66	44,62
RES11	40,8	12,31	3,31	
RES2	831,5	83,08	10,01	
RES3	33,1	3,31	10,01	
RES4	47,4	4,74	10,01	
RES	1010,9	138,41	7,30	
PRO1	83,8	19,35	4,33	17,48
PRO2	54,5	12,58	4,33	11,47
PRO3	16,4	3,77	4,35	3,81
PRO4	6,5	1,50	4,32	5,11
PRO	161,2	37,20	4,33	40,00 - 14,1 %
ENT1	164,9	36,50	4,52	29,38
ENT2	5,9	1,30	4,53	1,41
ENT3	71,1	17,89	3,98	72,02
ENT4	2,9	0,72	4,02	8,91
ENT5	2,9	0,73	3,99	6,66
ENT6	0,2	0,52	3,85	3,27
ENT	247,7	57,19	4,33	121,65 - 42,9 %

TABLEAU 1.9 – Valeur de gradient journalier et de consommation par catégories **profilées** sur la période juillet 2007 juin 2008 (RTE, 2011c) et part de consommation annuelle de chaque type de consommateur sur le RPD en 2002 (RTE, 2007b)

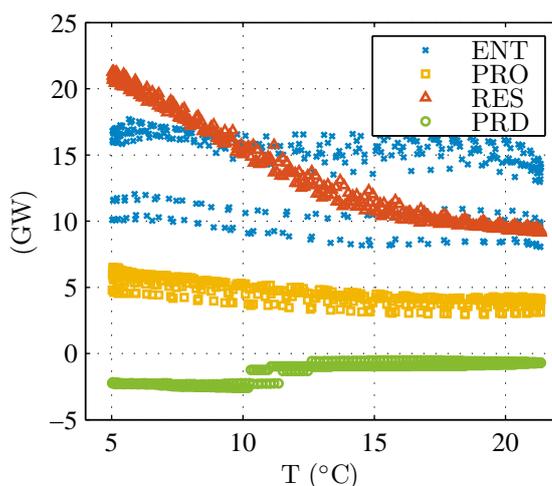


FIGURE 1.15 – Reconstitution des flux en fonction de la température extérieure, données de consommations 2002 (*RTE, 2007b*)

Concernant les usagers résidentiels, nous constatons d’après le tableau 1.9 que ceux souscrivant un tarif base supérieur à 6kVA (RES1) ont un ratio Gradient-Consommation deux fois supérieur à ceux dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 6 kVA (RES11). On peut supposer a priori que les clients au simple tarif souscrivant une puissance supérieure à 6 kVA utilisent des équipements fortement consommateurs dont des systèmes de chauffage électrique. Les clients double tarif (RES2) concentrent une forte thermosensibilité. Les tarifs HP/HC étaient à l’origine instaurés pour les chauffe eau électriques.

La reconstitution des flux apporte des éléments sur la thermosensibilité des usagers du RPD. La figure 1.15 montre que le gradient de la catégorie résidentielle est prédominant. La thèse s’oriente donc vers des effacements à destination du résidentiel, là où le gisement d’électricité effaçable est le plus important.

1.3.4 Contrainte spatiale

Le réseau de transport maillé permet de répartir les flux entre les points de production et consommation. Néanmoins lorsque le réseau ne suffit plus à assurer les échanges sous un niveau de risque satisfaisant (critère $N - 1$ non respecté, ou problème de tension basse) des mesures spécifiques sont à engager comme en région PACA. Nous consacrons donc une partie aux spécificités régionales.

1.4 Spécificités locales et régionales

1.4.1 Concomitance des pointes locales

La forme de la CdC nationale est l’agrégation de CdC locales qui ont chacune des spécificités. Seul RTE et ERDF ont une vision globale de la concomitance des pointes entre postes sources. Lors du groupe de travail sur la pointe fin 2009, ERDF estime « qu’environ 50 % des postes sources rencontrent leur pointe pendant la pointe synchrone²³ de 500 h »(ERDF,

23. ERDF appelle *synchrone* la CdC agrégée du réseau de distribution

2009a). Cette proportion diminue pour un nombre d'heures faibles. C'est-à-dire que les pointes locales sont peu concomitantes avec la pointe nationale. La commission de régulation de l'énergie (CRE) partage le même constat (CRE, 2012a). On peut citer en exemple la pointe sur le réseau de distribution parisien qui est à 12h10 en hiver (Vives, 2012).

De même à un niveau plus agrégé à l'échelle régionale, les pointes sont partiellement concomitantes avec la pointe nationale. Durant la vague de froid de février 2012, le pic de consommation de la région Ouest s'est produit le 09/02 à 8 h du matin, tandis que la pointe nationale est apparue la veille à 19 h (RTE, 2012a).

Il est donc important de noter que l'optimisation de la charge pour assurer l'équilibre offre-demande à la maille nationale ne conduit pas un optimum local de gestion de la charge du point de vue des réseaux. ERDF est d'ailleurs tributaire des passages HP/HC qui dimensionnent certains postes (voir figure 1.23 page 56). Les méthodes de valorisation des effacements doivent être capables de rendre compte de cette diversité de pointes.

1.4.2 Deux régions en défaut de production : nécessité d'actions de MDE

Les régions Bretagne et PACA retiennent l'attention du gestionnaire RTE. Ces deux zones ont la particularité de produire une quantité d'électricité très faible en regard de leur consommation, inférieure à 10 %. En conséquence, la sécurité d'approvisionnement est plus délicate à maîtriser du fait d'un déséquilibre offre-demande régional.

PACA La sécurisation de la desserte en PACA a fait l'objet de rebondissements. Cet enjeu déclaré d'utilité publique avait pour solution (proposée par EDF puis RTE) le bouclage des lignes 400 kV en reliant les postes de Boutre et de Broc Carros. La mobilisation des élus et des associations de défense de l'environnement a forcé les pouvoirs publics à éliminer cette option (traversée d'une ligne haute tension dans les gorges du Verdon).

L'alimentation des départements du Var et des Alpes Maritimes, particulièrement vulnérables, fait donc l'objet aujourd'hui de programmes de MDE ambitieux. De plus RTE a mis en place depuis 2010 un filet de sécurité, dont :

- Le passage en 400 kV de la totalité de l'axe double Néoules (Toulon) à Broc Carros (Nice) ; soit une augmentation d'environ 30 % de la capacité de transport ;
- l'installation de bancs de condensateurs supplémentaires pour améliorer le contrôle de la tension.

Les besoins de climatisation génèrent des pointes de consommation en été. Toutefois la pointe estivale est moins forte que la pointe d'hiver comme le montre la figure 1.16. De 2002 à 2010, la pointe d'hiver est 40% plus élevée en moyenne que la pointe d'été avec des variations de 30 à 60%.

Exemple d'opération de secours :

Le 21 décembre 2009 RTE a dû mettre en place un délestage forcé de 2 millions d'habitants à 13h46 (RTE, 2009b). La combinaison d'une vague de froid et d'un incident technique sur le poste de Tavel (Gard) a conduit le gestionnaire à couper une partie de la consommation pour réduire le risque de black-out. La remise en tension de l'ensemble du réseau a été complète à 15h30, soit environ 1h20 de coupure.

Cet incident montre que la couverture du risque $N - 1$ n'était probablement pas tenue et

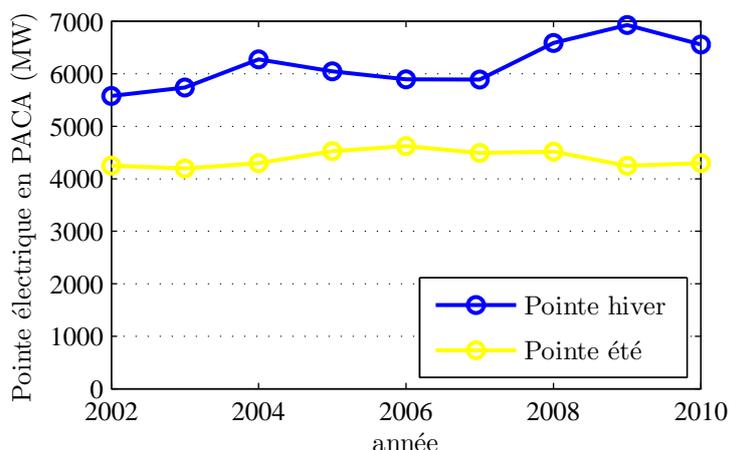


FIGURE 1.16 – Puissance électrique maximale appelée en région PACA (*source : données RTE*)

d'autre part que les solutions d'effacement palliatives auraient du être activées pendant plus d'une heure.

Bretagne L'aggravation du déséquilibre entre production et consommation provoque un risque d'écroulement de tension sur la zone (RTE, 2011b). La région Bretagne nord est particulièrement vulnérable. Des actions spécifiques de MDE sont mises en œuvre grâce au programme VirVol't et au pacte électrique breton. Pour sécuriser la tenue du plan de tension, RTE appelle à la mise en place d'une centrale de production à l'ouest de l'axe Lorient/Saint-Brieuc.

La région bretonne est particulièrement dynamique (25 000 nouveaux habitants tous les ans en moyenne) et la consommation globale progresse de 2,7% en moyenne chaque année, deux fois plus que la dynamique nationale (RTE, 2011b). L'évolution de la thermosensibilité régionale est de +12,5 MW/K par an entre 2005 et 2009, voir tableau 1.10.

	2005	2007	2009	2011
Hiver (MW/K)	150	170	200	130*
EJP (MW)	350	240	210	-

TABEAU 1.10 – Évolution de la thermosensibilité sur la région Ouest (Bretagne, Vendée et Loire Atlantique) - * le périmètre a évolué de Ouest à Bretagne (*source : Bilans Prévisionnels RTE*)

Conclusion : Des spécificités locales et régionales sont à distinguer lors des propositions de programme de maîtrise de la demande. Lorsque les conditions de dessertes électriques ne sont pas satisfaisantes, des solutions spécifiques de MDE peuvent se révéler justifiées. Les valorisations régionales des effacements par technologies gaz sont donc à envisager dans le cadre de la thèse.

1.5 Appels de puissances et émissions associées

L'estimation des impacts d'un déploiement de technologies bi-énergie doit être entreprise au sein de la thèse. Cependant la formalisation d'une méthode de calcul par usage ne fait pas l'objet des travaux de la méthode à construire. Nous proposons une analyse objective permettant d'indiquer les bénéfices sur les émissions de CO₂ d'un déploiement de technologies gaz. Par une analyse du comportement des moyens de production en fonction de la température nous pouvons faire quelques observations qualitatives. En encadré, nous proposons un résumé des méthodes de quantification des émissions existantes pour le lecteur non averti.

Les figures 1.19 et 1.20, page 46, permettent de comparer les niveaux de production par filière. Il est intéressant de remarquer que le parc nucléaire sature à 60 GW de production moyenne journalière quelques soient les jours de semaine. On observe donc un niveau de demande supérieur à la capacité maximale du parc nucléaire lorsque la température extérieure journalière est inférieure à 7°C les week-ends et à 10°C les jours de semaine. En reprenant cette analyse en agrégeant les moyens de production carbonés entre eux et non-carbonés²⁴, les graphiques de la figure 1.21 montrent une asymptote à 70 GW. Les températures extérieures

24. Par non-carbonée nous désignons abusivement la production nucléaire et hydraulique. La classe EnR est une classe de résidu entre la demande et la somme de la production et du solde, elle est donc malheureusement écartée de cette analyse

Points sur les méthodes d'estimation des émissions de CO₂

Les enjeux liés au changement climatique rendent indispensables l'estimation des impacts de plan d'action ou de déploiement de nouveaux systèmes sur les émissions de gaz à effet de serre. Les acteurs du monde de l'énergie sont les premiers concernés. Les industries électrique et gazière, ainsi que les institutions publiques, sont donc chargées d'établir le contenu CO₂ des énergies et des usages à l'origine des consommations et des émissions. En France, le contenu CO₂ des usages de l'électricité et les méthodes de calcul associées font débat. Méthode d'allocation moyenne ou marginale, allocation de contenu aux imports et aux exports d'électricité... Les points de discussion sont nombreux avant de parvenir à un consensus. La note ADEME - RTE, (ADEME et RTE, 2007) fournit un bon éclairage sur les méthodes existantes. Nous rappellerons brièvement que :

- La méthode moyenne :
 - Respecte le critère d'additivité, la somme des contenus par usage pondérée des consommations est égale aux émissions totales. Le calcul est réalisé sur la base d'historiques mensuels ;
 - Le contenu de l'usage chauffage est de 180 gCO₂/kWh ;
- La méthode marginale :
 - Ne respecte pas le critère d'additivité, elle estime l'impact d'un kWh supplémentaire (marginal) par usage sur les émissions de CO₂. Le calcul se base sur les données de parc en analysant la proportion de marginalité des filières de production au pas horaire.
 - Le contenu de l'usage chauffage est de 500 à 600 gCO₂/kWh .

La méthode marginale fournit donc un indicateur des émissions générées par un utilisateur additionnel (alors que le contenu des usagers déjà raccordés n'est pas indiqué par la méthode), tandis que la méthode moyenne fournit un contenu par usage pour l'ensemble des utilisateurs.

indiquées précédemment s'abaissent donc à 3 et 6 °C, respectivement en période de week-end et de semaine. Nous pourrions appeler ces deux températures les températures seuils CO₂, T_{s,CO_2} telles que :

$$T_{s,CO_2} = T_{ext} \text{ lorsque } D = P_{max,production\ décarbonée}$$

$$\begin{cases} T_{s,CO_2}^{weekend} \sim 3^\circ C \\ T_{s,CO_2}^{semaine} \sim 6^\circ C \end{cases} \quad (1.10)$$

Peut-on pour autant conclure directement à une réduction des émissions de CO₂ par une réduction de la demande lorsque $T_{ext} < T_{s,CO_2}$? La réponse est évidemment conditionnelle :

- Si la baisse des appels de puissance ne modifie pas la modulation journalière et hebdomadaire, alors on peut conclure à une baisse des émissions de CO₂.
- Si la modulation journalière et hebdomadaire est altérée, il est difficile d'apporter des réponses²⁵. Le comportement des filières de production pour une nouvelle forme de demande est difficile à appréhender. Les difficultés à l'évaluation des engagements des unités de production sont nombreuses : contraintes opérationnelles, segmentation des unités adaptée aux caractéristiques techniques (montée en charge, disponibilité).

Outre ce critère de saturation, la figure 1.22 montre que sur 6 années d'historique la demande française est toujours supérieure à la production décarbonée lorsque la température est inférieure à 5°C.

Examen des modulations du parc de production : La figure A.3 disponible en annexe montre les modulations horaires de la demande et du parc de production lorsque le climat n'affecte pas (ou très peu) la charge sur une période de 3 semaines. Cette dernière est régulière et cyclique en dehors de quelques jours fériés. On peut noter des sollicitations très importantes en flexibilité du parc nucléaire de l'ordre de 10 GW ; ces modulations permettent d'absorber les modulations hebdomadaires. Enfin cette figure met en évidence le rôle du parc hydraulique qui module sur une période journalière ; ainsi que le rôle du thermique à flamme ayant une production fluctuante sur deux périodes, journalière et hebdomadaire.

En annexe, le lecteur pourra également trouver les figures A.4 A.7 A.5 A.6 page 182 qui éclairent les explications suivantes :

- Il semble que la production nucléaire soit limitée par les fortes modulations hebdomadaires (même remarque qu'au paragraphe précédent). On remarque qu'en période hors chauffage, les creux de demande nocturne en week-end sont responsables de modulation de l'ensemble du parc de plus de 10 GW. On peut supposer que si les consommations nocturnes en weekend n'étaient pas si faibles, le parc de production nucléaire pourrait augmenter les modulations journalières lors de jours ouvrés (et donc sa production).
- Le parc thermique à flamme, largement responsable des émissions du parc de production français, est mobilisé pour plusieurs raisons :

25. Exemple : si des mesures de MDE permettent de réduire la pointe de 19 h en hiver, alors c'est l'hydraulique de barrage qui est économisée, et s'il y a report de consommation alors on peut penser que c'est le moyen marginal en dehors de la pointe qui sera sollicité, c'est à dire le thermique à flamme. Or, l'eau non éclusée sera de toute façon turbinée, le bilan global est donc très difficile à estimer, il impose de détailler finement les règles de gestion du parc

- assurer les modulations hebdomadaire et journalière de l'EOD ;
- garantir la tenue du plan de tension grâce au positionnement géographique de certaines unités²⁶. Ces unités ne répondent pas au principe conventionnel du merit-order²⁷ ;
- compenser le manque de production peu onéreuse ou fatale (hydraulique, nucléaire, EnR) lors des périodes froides lorsque $T_{ext} < T_{s,CO_2}$. La figure A.4 représentative d'une semaine d'hiver montre que le thermique à flamme n'est pas à l'arrêt le dimanche contrairement aux 3 autres cas (2 mi-saisons, et 1 été).

On a montré dans (Vuillecard et al., 2011b) que la micro-cogénération en suivi de charge thermique ne modifie pas ou peu la modulation journalière et hebdomadaire. En revanche, lorsqu'en moyenne journalière $T_{ext} \sim T_a$ ²⁸, alors la PAC hybride aura tendance à consommer de l'électricité en journée et du gaz la nuit. Ce fonctionnement pourrait ainsi accroître les besoins en électricité en heures pleines en mi-saison. Néanmoins, il serait possible d'imposer un mode de fonctionnement interdisant l'utilisation de la chaudière pour le chauffage lors des week-ends maximisant ainsi la consommation en période de demande minimale contraignante pour le système de production.

Si des systèmes optimisés²⁹ étaient déployés suivant une logique de marché, les modulations des technologies seraient bénéfiques car le prix de l'électricité est corrélé aux productions électriques d'origine fossile (d'ailleurs les signaux de prix sur les marchés spot de l'électricité ont des caractéristiques similaires à la demande, c'est à dire que nous retrouvons une signature similaire à la demande : accroissement des prix en deçà d'une température seuil et stabilité au delà).

Intuitivement on pourrait appliquer un raisonnement similaire aux impacts réseaux, page 30, en représentant la saturation des moyens décarbonés (ici fixée mais en réalité dépendante des taux de disponibilité) il est possible de proposer une vision simplifiée des impacts de MDE. Étant donné que la saturation effective varie, le nombre d'heures équivalentes Heq est variable dans le temps, cf 1.17. Pour illustrer ces propos nous montrons la figure 1.18 qui montre les monotones des moyens de production et la demande qui apparaît en rouge. Cette figure ne représente pas fidèlement la réalité car les signaux sont lissés sur une période de 24h (moyenne mobile) ; en effet les données brutes produisent un graphique presque illisible étant donné la variabilité de ces grandeurs. Néanmoins cette illustration fournit une estimation des contributions moyennes des filières selon le niveau de demande.

En conclusion, il est possible d'affirmer que les moyens de production décentralisés de type cogénération et micro-cogénération participent à la réduction des émissions du parc lorsque $T_{ext} < T_{s,CO_2}$ ³⁰. Ce critère est raisonnable dans la mesure où un tel signal serait compréhensible pour l'ensemble des usagers. Il est possible d'envisager un critère plus optimal du point de vue des émissions en envoyant des ordres en J-1 (à la charge du GRT) selon la disponibilité du parc nucléaire, l'état des réserves en eau et de la prévision de la demande.

26. Exemple : la centrale fioul de Porcheville fonctionne en partie pour garantir le niveau de tension du sud de l'île de France

27. Démarrage des centrales par ordre croissant des coûts de production

28. T_a est la température d'arrêt de la PAC électrique du système hybride, environ 7°C

29. Avec pilotage, stockage . . .

30. Pour rappel T_{s,CO_2} est la température en deçà de laquelle la demande est supérieure à la capacité de production maximale décarbonée

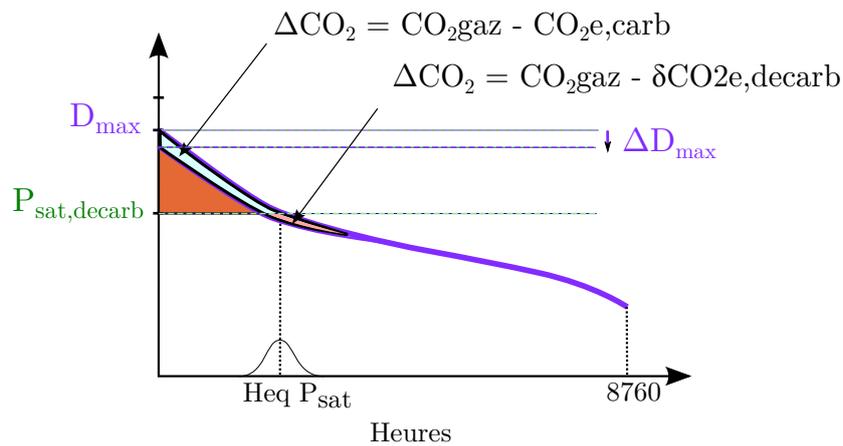


FIGURE 1.17 – Différentiel d'émissions de CO₂ suite à une baisse de consommation saisonnière

Nous avons identifié les critères de valorisation suivants :

- Report des investissements de renforcement des réseaux d'électricité régionaux par réduction de l'énergie consommée au-delà des puissances garanties ;
- Réduction globale des émissions de CO₂.

D'autres pistes de valorisation existent mais semblent difficiles à estimer :

- Diminution des coûts de congestion à la charge du gestionnaire, supportés par l'ensemble des utilisateurs de réseau de transport électrique ;
- Aujourd'hui la très forte thermosensibilité impose au gestionnaire de mobiliser des réserves supplémentaires en hiver pour face à l'aléa. Une réduction de la thermosensibilité pourrait diminuer l'aléa sur la consommation et sur sa prévision ;
- Réduction des pertes d'électricité.

Les valorisations induites par une modulation infra-journalière (par stockage) sont exclues. Nous verrons dans la partie suivante que les expérimentations menées sont peu concluantes.

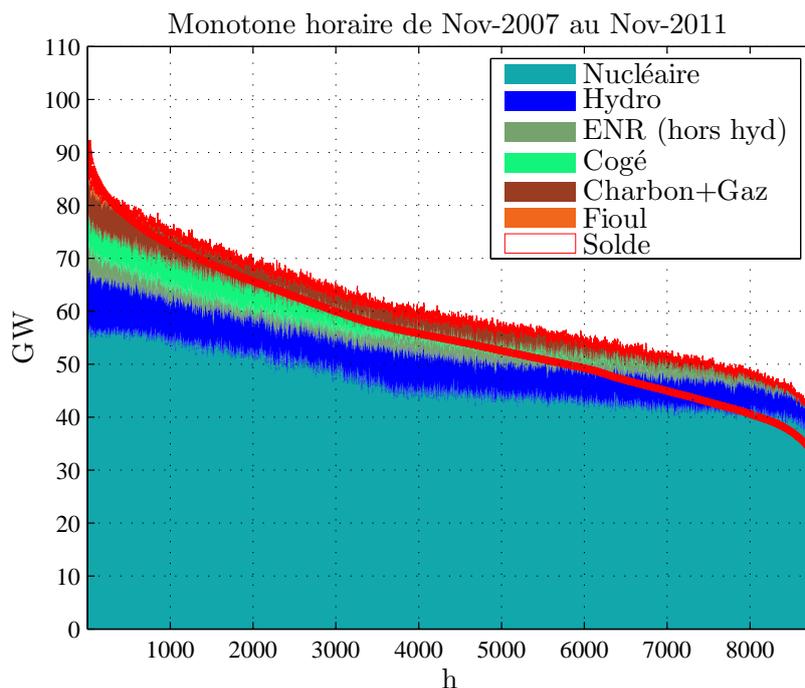


FIGURE 1.18 – Monotones horaires lissés des moyens de production et du solde (*données RTE*)

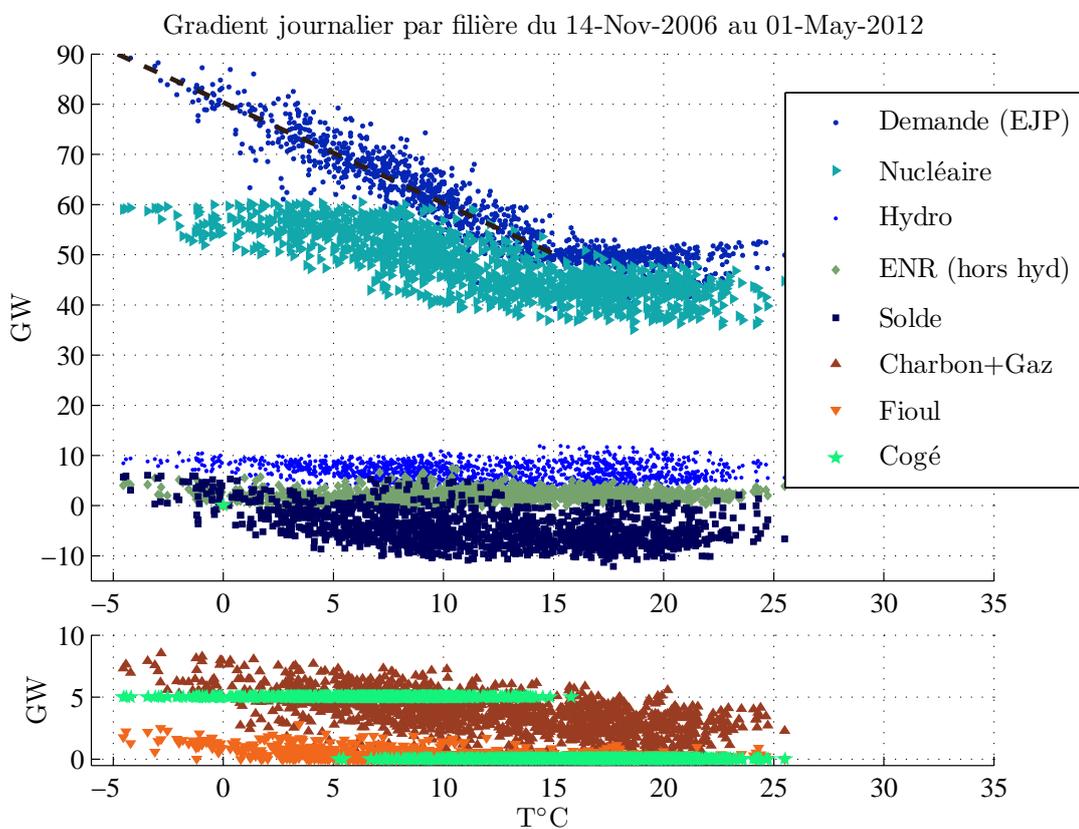


FIGURE 1.19 – Signatures journalières par filière pour les jours de semaine sur l'ensemble des données disponibles; $G=2010 \text{ MW/K}$ $T_s=15,9 \text{ }^\circ\text{C}$ (*exploitation données RTE et Météo France*)

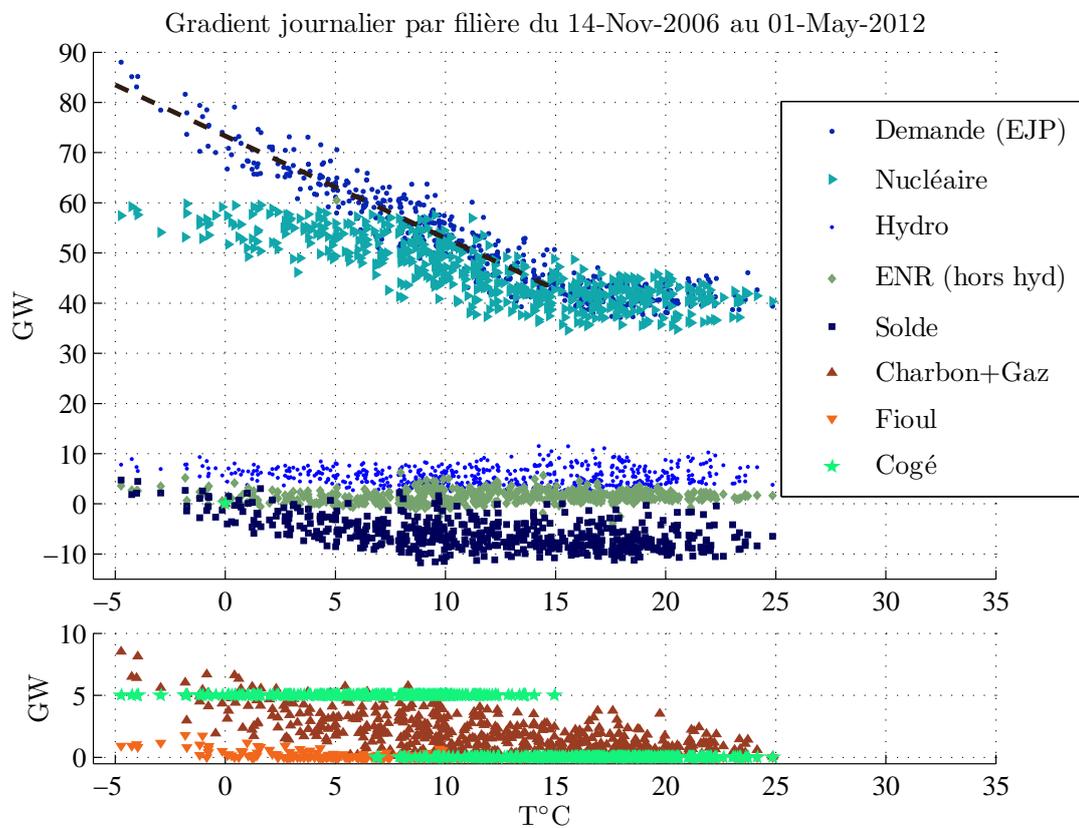


FIGURE 1.20 – Signatures journalières par filière pour les jours de week-end sur l'ensemble des données disponibles; $G=2030$ MW/K, $T_s=15,6^\circ\text{C}$ (*exploitation données RTE et Météo France*)

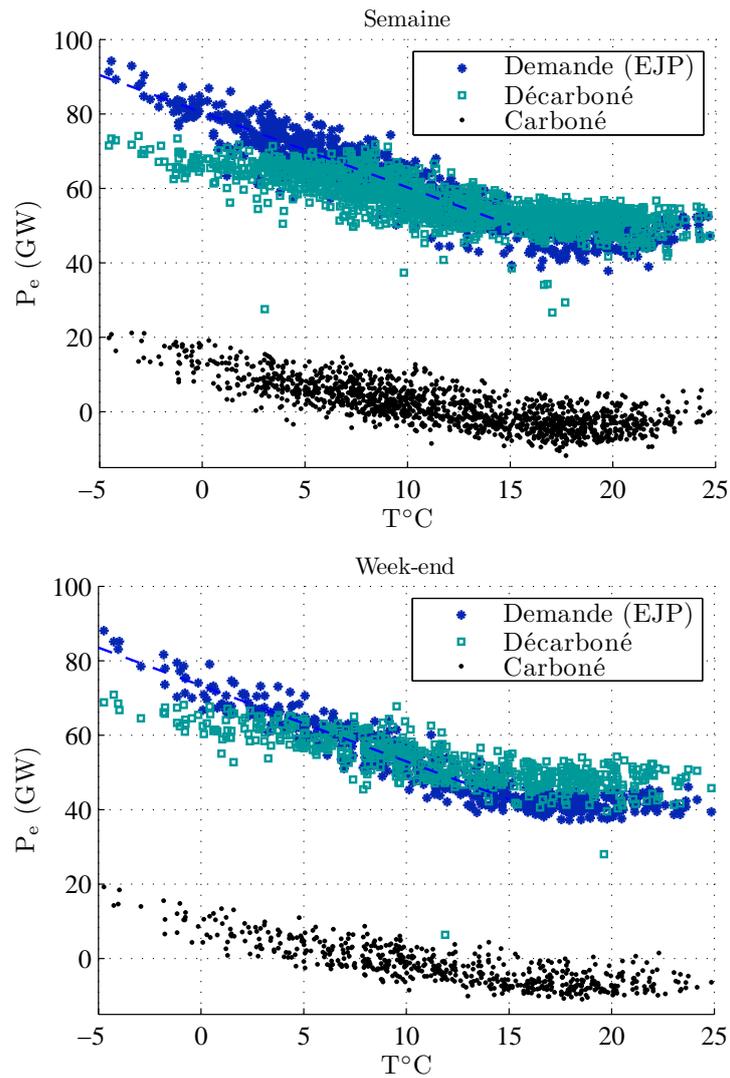


FIGURE 1.21 – Comportement des filières décarbonées (hydraulique, nucléaire, EnR) et carbonées en fonction de la température au pas journalier, jours de semaine (*exploitation données RTE (11/2006 - 05/2012) et Météo France*)

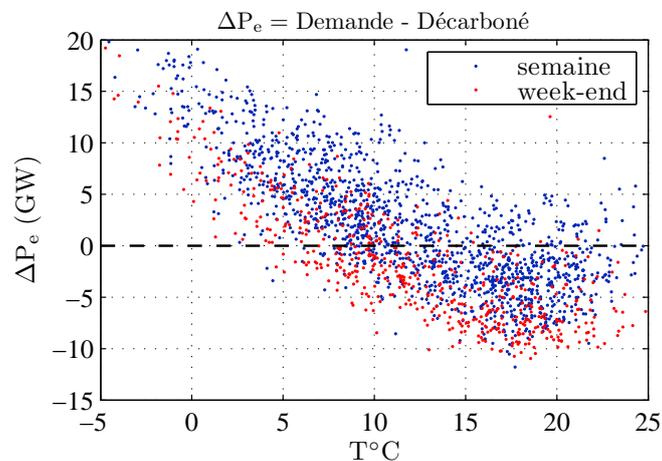


FIGURE 1.22 – Différence entre demande et production d'électricité décarbonée en fonction de la température au pas journalier (*exploitation données RTE (11/2006 - 05/2012) et Météo France*)

1.6 Programmes de Maîtrise de la Demande en Électricité

Le domaine de la Maîtrise de la Demande en Électricité (MDE) n'est pas nouveau et de nombreux plans d'action ont déjà été implémentés. La constitution d'un offre d'effacement est un instrument de MDE au sens d'une amélioration de la gestion de la demande, plus que la simple recherche d'efficacité énergétique. Cette nouvelle s'intéresse donc aux problématiques d'intégration et de valorisation des mesures MDE.

1.6.1 Définition

Une définition pertinente de la MDE retenue par M. Orphelin (Orphelin, 1999) est la suivante, extraite de (Garcia et Careme, 1995) :

« La MDE recouvre l'ensemble des actions menées pour améliorer l'efficacité des usages de l'électricité et optimiser son utilisation par le consommateur. Les actions de Maîtrise de la Demande en Électricité trouvent leur justification dans leur intérêt économique pour la collectivité et dans la satisfaction procurée au consommateur. L'efficacité énergétique n'est donc pas recherchée pour elle-même, mais quand elle procure un bilan coût-avantage satisfaisant sans détériorer le service rendu. »

Celle-ci traduit bien la nécessité de trouver un intérêt économique aux actions de MDE. Les analyses coûts-bénéfices sont donc essentielles. Nous aborderons cet aspect dans la section 1.7. De plus, les concepts d'efficacité et d'optimisation de l'utilisation de l'électricité sont deux notions similaires mais non équivalentes. Nous distinguons les deux concepts en associant les types d'actions bien identifiées dans la littérature :

Efficacité : c'est-à-dire des actions d'économie d'énergie comme les certificats d'économies d'énergie ou générer des Négawatts. Le concept de Négawatt, porté par l'association éponyme, représente de l'énergie non consommée du fait de l'amélioration des performances énergétiques des systèmes. Le Négawatt peut-être vu comme une centrale virtuelle³¹ d'effacement de consommation. Concrètement l'efficacité dans l'utilisation de l'électricité vise à :

- Faire des économies d'énergie (strategic conservation) ;
- Contrôler la croissance (strategic load growth) ;

Optimisation, gestion de la charge : le but est de piloter la charge pour consommer de l'électricité au moment opportun. Pratiquement, il s'agit de :

- Comblent les périodes creuses (*valley filling*) ;
- Décaler les charges (*load shifting*) ;
- Aplatir les périodes de pointe (*peak clipping*) ;
- Donner de la flexibilité à la courbe de charge (*flexible load shape*) ;
- Réduire les modulations saisonnières.

Le dernier point, la réduction des modulations saisonnières, est une classe d'action peu étudiée proposée dans (Wagner, 1993).

31. aujourd'hui le concept de centrale virtuelle désigne l'agrégation de PDE pilotable permettant de créer artificiellement une centrale de production centralisée

Envergure des actions de MDE : Deux approches complémentaires des mesures de MDE sont à distinguer (Hilal et al., 2005) :

Approche micro : actions permettant de lever des contraintes existantes (généralement de tension sur les réseaux étendus) sur un point localisé; ce sont des projets « sur mesure » répondant à des contraintes très localisées et particulières ;

Approche macro : actions standardisées déployées sur une zone étendue visant à réduire les pointes de consommation. Par exemple : asservissement des chauffe-eau, régulation des chauffages électriques. Ces mesures supposent une connaissance des caractéristiques de consommations types par classe d’usagers et leurs impacts sur les réseaux. Les objectifs sont multiples : réduire le nombre de contraintes existantes et anticiper les contraintes futures.

Le contexte de la thèse impose une approche macro : estimer l’évolution de la charge électrique par un déploiement de systèmes gaz/électricité à l’échelle d’une région.

1.6.2 Exemple de travaux de MDE face à la pointe

Les programmes de MDE classiques s’apparentent plus à des programmes d’économies d’énergie qu’à de la gestion de charge proprement dite (Nadaud, 2005) ; efficacité contre gestion optimisée. Considérez-vous un ballon d’eau chaude comme un responsable de perte thermique ou comme un atout de la maîtrise de la demande ? Dans cette section nous parcourons les programmes de maîtrise de la demande existants en France.

Propositions des parlementaires Poignant Sido issues du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique en 2010 Les pouvoirs publics et les institutions se sont emparés de la problématique du développement de la pointe électrique. En 2010, un groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique (Poignant et Sido, 2010) a abouti à différentes propositions : développement des EnRs, mise en place d’un marché de capacité, effacement diffus . . . Le rapport ne retient pas le déploiement de systèmes bi-énergie comme une solution au problème. Pourtant il mentionne les bénéfices de ces derniers³² en s’appuyant sur le bilan prévisionnel RTE 2009 (RTE, 2009a).

MDE FACE *Avant d’introduire le programme de financement « MDE FACE » nous apportons des éléments de contexte essentiels à la compréhension de cette aide financière.*

D’après le principe d’égalité de traitement et de solidarité nationale, les coûts de transport et de distribution sont mutualisés à l’échelle nationale à travers le Tarif d’Utilisation des Réseaux Publics d’Électricité (TURPE). Bien que les coûts varient selon les zones géographiques, les consommateurs ayant un profil identique de consommation se voient appliquer le même tarif. Ainsi les différences de coûts entre les zones favorables et moins favorables à la desserte sont mutualisées et absorbées par les gestionnaires, on l’appelle tarification « timbre poste ». La tarification française est donc une tarification marginaliste temporelle seulement.

32. « RTE a considéré dans ce scénario que les pompes à chaleur seraient installées dans l’habitat ancien en conservant toujours les chaudières existantes en relève et que celles-ci seraient maintenues ou, plus généralement, que des solutions de chauffage bi-énergie dans ces logements seraient encouragées et pérennisées. Ainsi, lors des jours très froids, la présence d’un appoint fioul ou bois peut permettre l’effacement de la pompe à chaleur. À l’échelle du pays, cela représente un effacement de puissance de 1,5 GW sur l’hiver 2012-2013 et de 2,8 GW sur l’hiver 2019-2020 »

Les gestionnaires de réseaux absorbent donc l'ensemble des dépenses liées à l'exploitation et au développement des infrastructures électriques. L'affirmation précédente est cependant remise en cause concernant la distribution d'électricité dans les zones défavorables, à savoir les communes rurales. En effet, l'activité de distribution est soumise à deux régimes distincts : **urbain** et **rural**. Dans les deux cas, le renouvellement des réseaux est à la charge du concessionnaire. En revanche, le développement (extension, renforcement, sécurisation et amélioration esthétique) est à la charge de l'autorité concédante : collectivité, commune ou syndicat intercommunaux d'électrification.

À l'exception près qu'en régime urbain c'est le concessionnaire qui développe et renforce³³ le réseau. Dans le respect du principe de solidarité, depuis 1936 le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) subventionne les collectivités rurales pour les travaux d'électrification à leur charge. Ce fonds est financé par des taxes sur le kWh desservi par les gestionnaires, 0,2c€/kWh en zone urbaine et 0,04c€/kWh en zone rurale.

Le FACE finance les charges financières des réseaux selon 4 fonds :

- FACÉ A - B : renforcement du réseau ;
- FACÉ C : enfouissement du réseau ;
- FACÉ S : suppression des fils nus ;
- FACÉ EnR/MDE.

L'incitation à la mise en œuvre de plans d'action de MDE permet d'éviter des dépenses de renforcement. Ce type de financement est possible uniquement dans les zones où le régime « rural » de distribution est appliqué.

VirVol't Face au développement de la pointe électrique dans la région Bretagne, l'ADEME et le conseil régional ont initié un projet visant à maîtriser la consommation d'électricité. Cette initiative est finalement intégrée au Pacte électrique Breton, projet de plus ample envergure alliant trois acteurs : l'ADEME, l'ANAH et RTE. En 2007, une étude de faisabilité de l'opération pilote a été réalisée par Explicit (Explicit, 2007) ; des « fiches actions synthétiques » proposant des économies d'énergie sont disponibles pour tous les secteurs : logement, tertiaire, patrimoine, éclairage public, industrie, agriculture. L'objectif prévisionnel de la phase de déploiement est une économie d'électricité de 78 GWh/an (6 %) et une réduction de 20 MW (10 %) en période de pointe.

En résidentiel, l'amélioration des moyens de chauffage existants porte sur le remplacement des convecteurs par de l'appoint bois. En tertiaire, l'installation de chaudières haut rendement est proposée dans le cas d'une installation de chauffage électrique non adaptée (local trop important, convecteurs vétustes).

Le retour d'expérience de ce projet fera probablement référence dans le domaine de la MDE.

Pacte électrique breton (PEB) Initialement prévu pour lutter contre la pointe, le PEB a donné lieu à de nombreuses actions de maîtrise de la demande sans un réel plan d'action contre la pointe elle-même (ADEME, 2010). Seul le déploiement de boîtiers type Voltalis pour de l'effacement diffus a été retenu.

Un article a cependant retenu une attention particulière par rapport nos travaux :

33. Principe remis en cause par la loi SRU. Ce point relativement récent est peu documenté

L'orientation des choix d'investissements et d'équipements :

« Les signataires s'engagent à assurer une information sur les avantages et inconvénients au regard du système électrique de l'équipement en pompes à chaleur ou en convecteurs aux fins de privilégier d'autres systèmes de chauffage moins consommateurs d'électricité. Les collectivités seront sollicitées pour moduler les critères d'attribution de leurs aides (éco-conditionnalité). »

ECOWATT Mesure appelant au civisme des usagers, cette solution pilotée par RTE (RTE, 2012c) consiste à inciter les utilisateurs du réseau électrique à réduire leur consommation lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée. L'information est relayée par les médias, via internet et par SMS. Cette solution est notamment intégrée au Pacte électrique Breton.

1.6.3 Évaluation des programmes de MDE et outils existants

1.6.3.1 Méthodes d'évaluation des actions de MDE

Si l'estimation d'économies d'énergie est courante, la quantification des économies en puissance en revanche est plus rare. L. Cauret souligne sur le caractère déterminant et central de la courbe de charge dans l'estimation des impacts de mesure MDE Cauret (1997). Il est certain que l'acquisition en masse de données (factures, relevés de courbe de charge) est nécessaire pour apprécier au mieux les incidences d'une modification de consommation.

La « simple » estimation d'économies d'énergie par une amélioration de la performance énergétique d'un logement est complexe. Elle nécessite des enquêtes exhaustives et des outils d'analyse avancées. La place centrale qu'occupe le comportement des usagers en matière de gestion du confort et donc des besoins de chauffage est déterminante sur les charges estimées ainsi que les économies attendues par une opération de MDE. Avant et après travaux de rénovation les pratiques des usagers sont susceptibles d'être modifiées. Ces questions font l'objet de travaux de recherches ambitieux au sein d'EDF R&D pour caractériser les consommations réelles des ménages (Allibe et al., 2010) ainsi que les économies d'énergie associées à des travaux de rénovation. Dans (Raynaud et al., 2012) les auteurs mettent en évidence une réduction de 23 % des économies d'énergie attendues sur un panel de clients d'après des résultats de modélisation par rapport à des relevés terrain.

M. Orphelin (1999) développe une analyse des outils d'évaluation des actions de MDE. En résumé il convient de distinguer les procédures ci-dessous :

Les méthodes de modélisation théorique : ces estimations sont basées sur des modèles de consommation et de profilage des usages selon les types d'équipements. Cependant leur validation, ou le calibrage des modèles sont les écueils majeurs de cette approche. Des hypothèses fausses, notamment sur le comportement des usagers, peuvent être à l'origine d'erreurs importantes.

Analyse statistique des factures : l'analyse des dépenses énergétiques avant et après la mise en place d'une action de MDE permet d'estimer les économies d'énergie. Cette estimation peut-être conduite par simple comparaison de factures mensuelles, ou par calibrage d'un modèle de régression sur des variables climatiques ou tout autre variables explicative de la consommation (niveau d'activité, calendrier ...). L'attribution d'une diminution de consommation (parfois difficile à déceler au niveau individuel) à une mesure spécifique reste délicate.

Visites et audits énergétiques : ce type d'évaluation permet de déterminer les ordres de grandeur des gains énergétiques potentiels d'action standardisée. Le relevé des paramètres économiques et comportementaux du site permet d'affiner les estimations.

L'instrumentation : sûrement la méthode la plus robuste permettant de mesurer les impacts effectifs d'un plan d'action. La mesure à un pas de temps fin autorise une quantification des économies en énergie et en puissance. Concernant des actions portant sur la diminution des consommations de chauffage (par isolation, remplacement du générateur...), il peut être utile d'instrumenter des sites non sujets aux mesures de MDE servant de référence. L'inconvénient majeur est le coût de ce type d'opération.

Approches hybrides : la combinaison des méthodes précédentes, instrumentation, relevé de facture et modélisation, est la voie la plus prometteuse à l'évaluation des mesures de MDE. Évidemment la contribution de chacune des méthodes dépend des objectifs de déploiement (ville, département, pays) et du type d'action (isolation, remplacement d'ampoule...). À petite échelle (un quartier, une ville), les spécificités locales introduisent de larges incertitudes sur les hypothèses de modélisation. L'instrumentation est donc à privilégier dans ce cas. À grande échelle, l'instrumentation généralisée est trop coûteuse. Quelques sites peuvent toutefois être suivis afin de valider les modèles comportementaux. La modélisation est alors nécessaire dans ce contexte. À grande échelle, les résultats de modélisation peuvent être confrontés aux factures collectées sur un large panel représentatif (au pas mensuel) et également à la CdC agrégée.

Le chapitre 2 de la thèse utilise l'instrumentation afin de mesurer et de décrire au mieux la variabilité des courbes de charge résidentielles. Le chapitre 3 quant à lui utilise et justifie une méthode de modélisation unitaire théorique qui est intégrée dans une approche hybride intégrant des données statistiques de consommations annuelles.

Nous tirons parti de projets passés pour analyser les difficultés d'une telle démarche.

1.6.3.2 Estimation des impacts de mesure MDE sur les usages thermiques : PREMIO

Le projet PREMIO déployé dans le sud de la France à Lambesc, a pour ambition d'étudier et d'expérimenter un panel de solutions de gestion de la charge sur le réseau basse tension (Bougnol et al., 2010). Les solutions techniques concernant les usages thermiques actuellement en place sont :

Optilesteur Cette solution permet de délester à distance certains usages tels que l'ECS et les convecteurs électriques.

Stockage thermique Un ballon de 500 à 750 L est associé à une pompe à chaleur afin de déphaser les besoins thermiques et les soutirages sur le réseau électrique.

L'optilesteur est une technologie avec un horizon de temps restreint. Il permet de réduire les appels de puissance localement durant une période courte. Les délestages impactent le confort des occupants et le potentiel d'effacement est réduit à mesure que les conditions climatiques se dégradent (Silva, 2011).

Le stockage thermique contribue au report des consommations en heures de pointe vers les heures creuses. Il s'agit d'un effacement avec un horizon de temps moyen ³⁴.

34. Nous avons défini les horizons de temps précédemment, voir page 17

Ces solutions permettent d'améliorer la gestion infra-journalière de l'équilibre offre-demande et de diminuer les appels de puissance lors de contraintes locales. Néanmoins, ce type d'équipement peut être à l'origine d'une pointe secondaire lorsque la remise en charge de chaque équipement est concomitante. Ce phénomène est bien connu en France avec l'asservissement des ballons d'ECS lors des heures creuses. Cette contrainte est à l'origine de pointe dimensionnante sur certains réseaux (comme nous le verrons page 56).

Dans le recrutement des participants résidentiels au projet PREMIO, les intéressés sont avertis d'une possible surconsommation d'électricité induite par les pertes du ballon de stockage. Cependant, cette surconsommation inférieure à 5% permet d'alléger des consommations en heures pleines et de diminuer la facture totale. Il s'agit d'un arbitrage entre efficacité et gestion efficace de la demande par rapport aux signaux tarifaires.

Au sein du projet PREMIO, un outil de reconstitution de la demande par courbe de charge horaire moyenne a été employé : l'outil CharTer.

Outil existant de reconstitution de courbes de charge : CharTer Un outil actuellement disponible pour la reconstitution des profils de charges tous usages et tous secteurs est l'outil CharTer développé par l'entreprise Énergies Demain (Demain, 2012). Basé sur des profils types par usage issus de campagnes de mesure, CharTer recompose la courbe de charge nationale au pas horaire pour trois jours types chaque mois, il s'agit d'une approche Bottom-Up similaire au modèle CRONOS développé par RTE (CRONOS reconstitue des charges horaires sur une année complète, cf. page 33). CharTer recompose la courbe de charge à l'échelle nationale par reconstitution de profils moyens horo-mensuel, et est capable d'anticiper les déformations de la CdC moyenne (sur des jours types) provoquées par des diffusions d'équipements. Néanmoins, CharTer ne prend pas en compte d'usage bi-énergie et de spécification des caractéristiques des technologies de chauffage. Le calcul des CdC de chauffage est illustré en annexe 7 de la thèse de P. Imbert (Imbert, 2010). Les consommations de chauffage sont estimées à partir d'un module de calcul basé sur la méthode THC-88 et d'une description du parc de bâtiment (modèle ENERTER, (Houdant et Schram, 2009)). Le profilage est effectué en répartissant les appels de puissance horaires selon le profil de degré-heure en base 18°C estimé à partir d'une température lissée (moyenne mobile de 6h) et par application d'une modulation infrajournalière à partir de profils d'apports internes et externes standardisés. Cet outil a été fourni à deux projets de MDE présentés précédemment dans ce chapitre : PREMIO et MDE Lot.

1.6.3.3 Estimation des impacts de mesure MDE sur les usages thermiques : Programme MDE de la Fédération Départementale d'Électricité du Lot

Suite à des contraintes réseaux aux abords de Cahors entraînant des coupures répétées, la FDEL (Fédération Départementale d'Électricité du Lot) a lancé en 2004 un important programme de MDE visant à sécuriser l'alimentation du département du Lot. En complément de ces efforts de réduction des consommations de pointe, des travaux de renforcement du réseau 63 kV ont été réalisés par RTE³⁵.

35. Suite à un débat local, la solution de création d'une ligne aérienne 225 kV, initialement préconisée par EDF, s'est vue rejetée en 2003.

Un important travail de reconstitution de la charge électrique Lotoise a été réalisé par Nazim Pigenet dans le cadre de travaux de thèse (Pigenet, 2009). Une difficulté connue et bien mise en évidence est le recueil d'informations sur les déterminants de la demande électrique.

La forte volonté des acteurs locaux a permis de rassembler des données en masse dont :

- CdC au pas de 10 minutes des 15 PS alimentant le Lot sur l'année 2003 (données RTE) ;
- CdC au pas de 10 minutes de 13 PS de 2003 à 2007 (données ERD) ;
- Historique 2005-2007 de l'ensemble de la production hydraulique mensuelle évacuée sur le réseau HTA du Lot (source : ERD) ;
- Historique 2001-2006 du nombre d'abonnés EDF et des ventes facturées par tarif (source : EDF).

L'exploitation de la totalité des données recueillies reste délicate : pas de temps différents (minutes, journaliers, mensuels, annuels), données manquantes, périodes concernées différentes.

Dans sa thèse (Pigenet, 2009), N. Pigenet met en évidence le peu de données régionales disponibles sur les consommations d'électricité par usage. L'extrapolation de données nationales pour des zones plus réduites est risquée. De plus, la complexité du modèle CharTer et le désaccord entre les hypothèses d'Énergies Demain et la réalité lotoise ont conduit à l'abandon de cet outil (CharTer). Le nombre de paramètres de modélisation a dû être revu à la baisse pour définir un modèle de reconstitution des charges cohérent. L'approche menée est une approche hybride : collecte de consommations électriques annuelles par tranches tarifaires, relevés d'instrumentation par usages, relevés de CdC aux postes sources, modélisations (éclairage et chauffe-eau).

La thèse s'est alors orientée vers la construction d'un outil comprenant un nombre restreint d'entrées pouvant être paramétrées à l'aide de données locales disponibles. L'outil de suivi de la demande d'électricité du Lot s'est donc concentré sur 4 déterminants de la demande en électricité :

- le chauffage ;
- l'eau chaude sanitaire ;
- la cuisson ;
- l'électricité spécifique.

La reconstitution des appels de puissance s'est faite conformément au découpage suivant :

- industrie, grâce à deux profils fournis par la DRIRE ;
- éclairage (résidentiel, tertiaire, public) ;
- chauffage électrique, modélisation agrégée uniquement, similaire à CRONOS ;
- chauffe-eau électriques résidentiels ;
- autre résidentiel (par reconstitution d'usages résidentiels) ;
- autre, résidu de profilage³⁶.

L'analyse de la courbe de charge agrégée départementale a permis de caractériser l'impact des usages thermosensibles. De plus, par une approche par usage, les postes cuisson, ECS, et froid domestique, ont été étudiés au pas mensuel permettant ainsi de déduire une

36. tous les modèles de reconstitution de charge ont une catégorie non profilée prenant en compte les résidus (petit professionnel notamment)

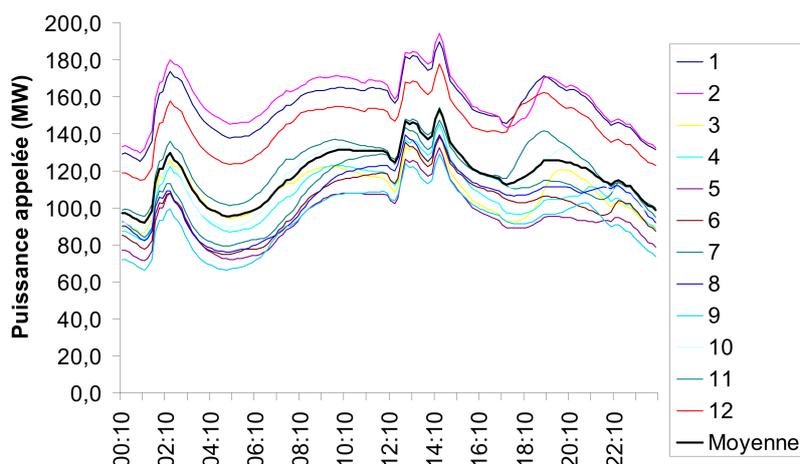


FIGURE 1.23 – Évolution journalière des livraisons lotoises par point 10 minutes au cours des 12 journées types caractérisant les 12 mois de l'année 2003 *extrait de (Pigenet, 2009)*

corrélation à la température extérieure. L'auteur en a déduit que cette catégorie d'usage (non-thermosensible) saisonnier comptait pour environ 6 % à la saisonnalité globale (sur le CdC agrégée).

Une des principales limites identifiées durant les travaux est la reconstitution des appels de puissance de chauffe-eau asservis. L'obtention des profils agrégés des PS a permis de mettre en évidence la responsabilité des chauffe-eau dans le dimensionnement des réseaux de distribution d'électricité. La figure 1.23 montre les CdCs moyennes mensuelles. La répartition des heures creuses méridiennes entre les abonnés soulignent une forte concentration de clients sur la plage 13h - 14h30. Selon l'auteur, les HC méridiennes 14h-17h étaient toujours proposées aux abonnés en 2009. Les effets connus des relances synchronisées, appelé Payback Time ou Load Pick-Up, sont des inconvénients bien identifiés en MDE.

L'analyse de la répartition des 50 heures les plus chargées montre que seulement 4% de celles-ci apparaissaient à 19h en 2003, contre 52% en heures creuses à 3, 14 et 15h. Une mesure de MDE évidente consisterait donc à déployer une intelligence répartie sur le pilotage des rechargements des ballons afin d'optimiser localement les relances sans compromettre l'optimisation au niveau national. Au niveau national justement, le foisonnement des heures creuses est bénéfique sur la gestion de la charge agrégée.

1.6.3.4 Limites des estimations de mesure MDE

Dans cette partie, nous revenons sur les écueils rencontrés à la caractérisation des impacts de MDE.

L'outil d'estimation développé au sein du projet PREMIO est une plateforme nommée SIMPACT-PREMIO (Bougnol et al., 2010). À partir de l'outil CharTer, les auteurs ont pour ambition de caler les modèles de reconstitution des charges et d'implémenter les modulations de charge prévues par différentes technologies de stockage, délestage. Autrement dit, ils ont cherché à développer un modèle de gestion dynamique de la demande.

La comparaison des premiers résultats à la charge agrégée moyenne de la zone montre un impact notable des enclenchements des chauffe-eau lors des heures creuses méridiennes.

Trois limites à ce modèle sont identifiées dans la thèse de Pierre Imbert (Imbert, 2010) :

- pas d’interaction entre usages ;
- calage de la CdC simulée sur une CdC de PS multipliée par un coefficient inférieur à 1, hypothèse simplificatrice permettant d’isoler la charge d’une fraction de la zone alimentée par le PS.
- l’utilisation de profils moyens est préjudiciable à l’évaluation des impacts d’actions ayant une influence sur les fortes puissances, notamment lors de simulations de situations extrêmes (lors des vagues de froid).

La limite majeure identifiée par les deux projets précédents (Pigenet, 2009) (Bougnol et al., 2010) est le calage des courbes de charge de chauffe-eau électriques asservis aux tarifs HP/HC. Les heures creuses méridiennes étant des variables locales, la reconstitution de cette CdC doit être adaptée à la zone étudiée. Pour ce faire, la méthode d’agrégation présentée dans (Orphelin, 1999) est utilisée par Pigenet dans le cas du Lot. La question de la spatialisation des paramètres d’entrée, problématique dans le département du Lot, est traitée dans la thèse de Pierre Imbert. Une analyse de sensibilité a été appliquée au modèle d’estimation des CdCs pour conclure sur l’avantage de spatialiser les 7 paramètres les plus sensibles. Suite à des contraintes sur l’application, deux profils ont été spatialisés : climatisation et chauffage. Cependant, le niveau de certitude (l’intervalle des valeurs possibles) des paramètres d’entrée reste inconnu ce qui constitue une limite de la méthode.

L’utilisation d’outils dans une démarche prospective suppose la mise à jour des profils en fonction des évolutions technologiques attendues. Dans le bilan prévisionnel 2011 (RTE, 2011b), RTE présente l’évolution attendue du profil de charge d’éclairage résidentiel et les futurs profils de charge des véhicules électriques. La pointe d’éclairage résidentiel à 20h devrait diminuer de 1 400 MW entre 2010 et 2020 grâce à la généralisation des ampoules basse consommation.

Les spécificités locales des charges électriques, en particulier les programmations HP/HC, sont sources de difficultés à la reconstitution de la demande en électricité. Le recueil de données concernant le nombre d’abonnés, les caractéristiques de chacun, les CdCs agrégées locales, les profils de PDE (hydraulique, éolien, PV, cogénération), des statistiques sur les équipements... sont autant de barrières à la réussite de cet exercice.

Les profils de chauffage, les plus impactants sur les pointes de consommation, sont traités de deux manières différentes :

1. Par une estimation de la CdC de chauffage comme étant la part thermosensible de la CdC agrégée. Cette approche est déconnectée de données descriptives du parc de bâtiments et même de consommations de chauffage individuelles annuelles (tertiaire ou résidentiel). Cette approche ne permet pas d’étudier les changements de pratique de chauffe et de mesure de MDE concernant cet usage dans un secteur en particulier (par exemple la prise en compte d’un programme type ECOWATT). Cette méthode a l’avantage de simuler le bandeau de chauffage sous des conditions climatiques rigoureuses et de déterminer ainsi les pointes de consommation à des seuils de risque choisis par le planificateur.
2. Par une approche Bottom-Up type CharTer. L’avantage est de fournir une description de la CdC de chauffage par classe d’individus, secteur et typologie. En revanche, la

méthode de calcul des profils repose sur de fortes approximations dont la validité n'est pas acquise. La méthode mise en œuvre n'est pas en mesure de reconstituer une charge sous des climats variables ni de simuler des technologies de chauffage bi-énergie.

Nous avons donc identifié deux limites actuelles à l'étude des solutions de chauffage hybride gaz-électricité :

- une reconstitution des charges de chauffage non validée, la comparaison de la thermosensibilité à l'échelle agrégée et la « thermosensibilité reconstituée » n'est pas abordée dans les travaux existants ;
- la non prise en compte de systèmes bi-énergie ou même des appoints. Ce dernier point épineux est malheureusement peu traité dans les études de MDE.

Pourtant, dès les années 80, EDF reconnaissait la pertinence de systèmes bi-énergie : « L'étude des solutions bi-énergie avait révélé le grand avantage pour la collectivité de telles techniques » (Lederer et Montfort, 1986). Malheureusement, les travaux effectués dans le passé n'ont pas pu être identifiés et appréciés durant cette thèse.

1.6.4 Maîtrise de la demande par insertion de technologies gaz/électricité

Le couplage des énergies de réseaux a-t-il un sens ?

Cette question a dépassé les frontières de l'Hexagone car elle est également à l'étude aux Pays-Bas où un projet ambitieux de déploiement de Smart Grid inclut des technologies gaz : le projet Power Matching City (Bliet et al., 2010). Développé dans la continuité du projet INTEGRAL, la technologie Power Matcher est une architecture de marché sur le principe de système multi-agent permettant de réduire les déséquilibres offre-demande locaux. La raison d'un déploiement d'une telle technologie est de faciliter l'intégration des PDE, des véhicules électriques et également des pompes à chaleur.

Les promoteurs craignent un besoin de renforcement massif et coûteux des réseaux électriques dû à une forte concentration de pompes à chaleur (PowerMatcher, 2012). En effet, le pic foisonné d'un usager résidentiel hollandais (*ADMD* cf. page 90), de 1,1 kW, risque d'augmenter à cause des pompes à chaleur et des appoints intégrés de 6 kW. Suite à l'implantation d'un nouveau quartier de 124 maisons équipées de PAC, le sur-dimensionnement des PdP et du réseau moyenne tension hollandais a induit un surcoût de 1,5 M€.

Plus spécifiquement, le projet Power Matching City s'est penché sur le pilotage de micro-génération (Roossien et al., 2008) et sur l'intégration des ces systèmes et des pompes à chaleur hybrides dans une architecture de marché (Bliet et al., 2011). Dans un article intitulé *The role of natural gas in smart grids*, Bliet et al. argumentent en faveur des technologies hybrides comme source de flexibilité favorisant l'intégration des productions décentralisées fatales et intermittentes. L'effet produit sur la modulation de la monotone de charge est pertinent : limitation de la pointe et augmentation du facteur de charge. L'impact du stockage thermique est également étudié.

EUDEEP Un projet européen EUDEEP (EUropean Distributed EnErgy Partnership) visait à développer les *business models* adaptés à l'intégration des moyens de production d'électricité et de pilotage de technologies décentralisées. Diverses solutions ont été testées expérimentalement afin d'estimer les potentiels techniques et économiques : pilotage de charge de

chambre froide, pilotage de micro-cogénération avec stockage d'eau chaude, installation complète de cogénération moteur gaz permettant d'iloter³⁷, algorithme de contrôle d'un dispositif de turbine à gaz, batterie et pilotage de climatiseur.

Si ce projet n'a pas pour vocation première de limiter la pointe, il retient notre attention quant à l'étude expérimentale de la valorisation des technologies de cogénération (Berger et al., 2009) :

1. une unité de cogénération à moteur gaz 12 kWe/36 kWth (les indices 'e' et 'th' désignent respectivement les grandeurs électricité et thermique) munie d'une batterie et d'un système de communication permettant une reconnexion automatique au réseau ;
2. 10 unités de micro-cogénération 1kWe/7kWth pilotable et couplée à des ballons d'eau chaude de capacité importante : ballon de stockage de 300 à 500 L en plus de ballons d'eau chaude sanitaire de 100 à 240 L. Ce dimensionnement autorisait une flexibilité de fonctionnement maximal de 1 à 2 heures.

Les conclusions concernant le pilotage des 10 micro-cogénérations sont les suivantes : D'après les tests, la disponibilité des MCHP pour un pilotage « on-demand » était de l'ordre de 50% du temps. La moitié du temps, soit la micro-cogénération est déjà en fonctionnement, soit le stock était plein. 23% de l'électricité générée était exportée vers le réseau. On peut donc dire en première approximation, qu'en moyenne 12% (50×23) de l'électricité est produite au bon vouloir de l'agrégateur. Il en résulte qu'environ 8 MCHP doivent être appelées pour offrir une capacité d'1 kW sur le marché. En pilotant la production d'électricité et en maximisant ainsi l'auto-consommation, le gain additionnel réalisé est de 6% par an soit 40 euros. Ce résultat est propre à la tarification allemande évidemment mais on peut noter que le gain additionnel est faible comparé aux investissements nécessaires à la mise en place de la solution (stockage, système de communication, ...) par rapport à une solution non modulable.

Le cas de l'Allemagne fait référence dans le domaine. L'entreprise Lichtblick déploie des moteurs à gaz Wolkswagen de 20 kWe. Cette offre est à destination des bâtiments consommant 45000 kWh/an de gaz, segment des maisons « multi-family ». Une telle opération est rendue possible grâce à une subvention à l'injection de 5c€/kWh. L'installation d'un ballon thermique de 1000L permet de piloter la production et de pallier en partie les variations de production du parc éolien.

Parmi les résultats du projet EUDEEP, l'un d'eux mentionne que les tarifs actuels d'utilisation des réseaux européens ne reflètent pas les coûts, et que cela constitue un frein majeur à l'intégration des technologies décentralisées.

Loin des approches de type Smart-Grid et de systèmes multi-agents nous proposons une analyse plus pragmatique de l'impact en puissance des technologies de chauffage. La figure 1.24 illustre simplement les appels de puissance électrique par types de solution. De haut en bas nous observons les systèmes les plus impactant pour le réseau électrique, dans l'ordre, le convecteur, la pompe à chaleur (hors appoint), la pompe à chaleur hybride, les chaudières autres énergies (gaz, fioul domestique, bois), et les micro-cogénérations.

La figure précédente est présentée dans un article étudiant l'impact des technologies sur des CdC réelles dans lequel nous avons mis en évidence le manque d'approche intégrée regroupant des informations relatives aux déterminants des impacts en puissance : le climat,

37. L'ilotage est la possibilité de faire fonctionner une partie d'un réseau alors que celui est déconnecté du réseau amont

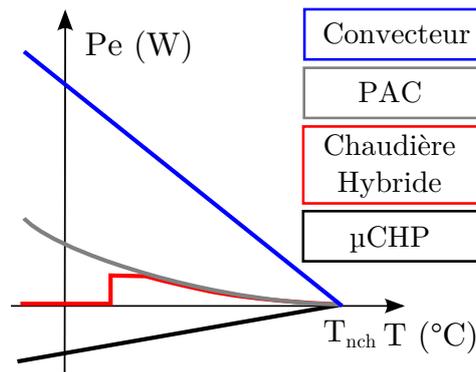


FIGURE 1.24 – Comportement des charges électriques par technologies en fonction de la température extérieure

l'état des logements et de leurs consommations énergétiques (Vuillecard et al., 2011b). L'analyse proposée s'appuie sur une campagne d'essais de 40 μ -cogénérations à moteur Stirling d'1 kWe installées dans des maisons situées en région Rhône-Alpes. Les relevés expérimentaux mettent en évidence une réduction de pointe de 17 % appelée par le groupe des 40 maisons. De plus, la production d'électricité journalière en hiver atteint 55 % des besoins en moyenne sur l'ensemble du groupe. L'impact positive de ces systèmes est donc bien mis en évidence. Nous reviendrons plus en détails sur ces travaux dans le chapitre 2.

L'approche de planification des systèmes de chauffage qui sont les principaux déterminants de la demande n'est pas évoquée dans la littérature, pas même dans les différents travaux traitant de la maîtrise de la pointe. L'intégration de solution de technologies de chauffages alternatives est donc un point essentiel à la maîtrise des demandes. Dans le passé les ingénieurs ont pourtant traité le sujet de l'intégration de MDE dans le système électrique comme le dispositif de tarification pour l'usage chauffage TEMPO (Careme et al., 1993).

1.6.5 Régulation de l'offre et de la demande dans le système électrique

1.6.5.1 Au temps de l'entreprise intégrée

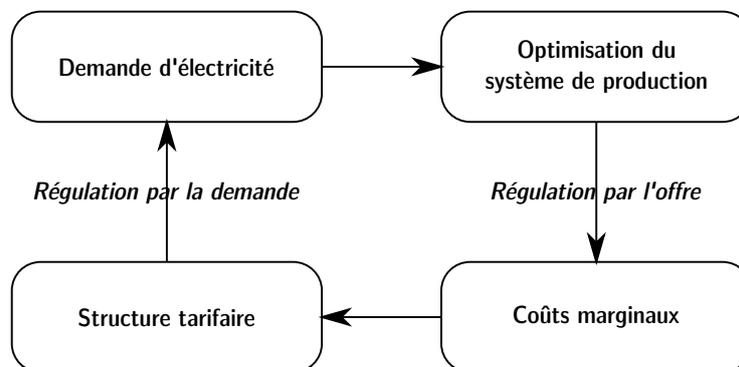


FIGURE 1.25 – Boucle de régulation offre-demande

Historiquement l'offre de production s'est toujours adaptée à la demande. Après la seconde guerre mondiale, le développement des infrastructures a incité à rationaliser cette approche en

régulant également la demande par une régulation tarifaire. En déployant le « Tarif Vert » en 1957 puis le « Tarif Bleu » en 1965, EDF a mis en place une tarification envoyant des signaux reflétant les coûts des kWh desservis, élevés durant les périodes de forte consommation (heures pleines des jours ouvrés) et faibles lors des creux de la CdC. Les prix varient selon l'heure, la journée, la saison, des périodes mobiles, jusqu'à 8 postes horo-saisonniers pour le Tarif Vert selon l'option choisie. La stratégie de planification mise en place en France repose sur un ajustement de l'offre et de la demande par une structure tarifaire adaptée reflétant les coûts marginaux comme illustré sur la figure 1.25.

Aujourd'hui, la pérennité de ce système de régulation n'est plus assurée suite à la libéralisation. Ce sont les fournisseurs qui proposeront leurs offres établies en fonction du marché.

Notion de coût marginal Le coût marginal est le coût généré par la demande d'une unité supplémentaire sur l'ensemble du système. Cette notion nécessite de préciser l'horizon de temps : court terme ou long terme. Si l'on raisonne à infrastructure figée, à court terme, seuls les coûts variables impactent le coût marginal. En revanche, à capacité ajustée sur une évolution de long terme, le parc est adapté pour minimiser le coût d'une demande supplémentaire³⁸. En théorie, pour un parc de production optimal, les coûts marginaux annuels de court terme et de long terme sont égaux³⁹. Ce point est développé dans (Decré et Chefdeville, 1995). Colombier et Hourcade (1989) résument la théorie économique ainsi :

« Si tous les biens et services étaient offerts à des prix relatifs proportionnels à leurs coûts marginaux en développement, les choix des consommateurs seraient orientés de façon optimale puisqu'ils seraient toujours incités, entre plusieurs façons de satisfaire leurs besoins dans un cadre de contraintes donné, à choisir la moins coûteuse pour la collectivité. La transparence tarifaire devient alors une condition de réalisation de l'optimum collectif. »

La théorie du bois et de la mine illustre bien le dilemme de planification des infrastructures dans l'utilisation des ressources et le bien fondé du coût marginal, voir annexe A.9.

Ainsi, d'un côté les consommateurs modifient leur demande pour minimiser leurs factures et le gestionnaire peut développer un parc de production optimisé sur la base d'une demande maîtrisée. Une telle tarification permet « la coordination et la cohérence de toutes les décisions décentralisées prises par le producteur et le consommateur » (Pioger, 1988). L'efficacité d'une politique de MDE implique des mesures économiques, du matériel spécialisé et des études adéquates. Les deux actions de MDE déployées dans le résidentiel par EDF ont été :

- l'introduction du tarif HP/HC en option à destination des foyers disposant d'un chauffe-eau à accumulation ;
- l'option EJP pour les usagers ayant la capacité de réduire leur consommation 22 jours par an entre 7h et 1h du matin le lendemain. À destination des clients équipés de solution de chauffage bi-énergie bois ou fioul / électricité, cette option n'est plus proposée. Désormais l'option TEMPO applique une tarification saisonnière pour 3 types de jour, par prix croissant : 300 jours bleus, 43 jours blancs, 22 jours rouges (entre le 1^{er} novembre et le 31 mars). Les heures creuses varient respectivement de 22 h à 6 h et de minuit à 6 h pour les jours bleu/blanc et les jours rouges. Pour le tarif TEMPO, il existe un facteur 7 entre les prix des heures creuses d'été et des heures pleines d'hiver, cf tableau 1.11.

38. qui n'est plus considérée comme marginale à court-terme

39. aux aléas près

L'option TEMPO généralisée en 1995 était très prometteuse quant aux « économies potentielles sur le développement des moyens de pointe côté offre d'électricité » (Careme et al., 1993). Cette option tarifaire est calibrée de manière à ce qu'un usager équipé de chauffage électrique ait une facture équivalente à une option base mais qui permet de réaliser des économies substantielles en diminuant sa consommation durant 22 jours.

	Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel	Bleu HC	Bleu HP	Blanc HC	Blanc HP	Rouge HC	Rouge HP
TEMPO	9	112,33	0,0725	0,0869	0,1036	0,1234	0,1933	0,5081
EJP	9	144,38	0,5329	0,1030				
HP/HC	6	95,97	0,0926	0,1353				
Base	6	79,91		0,1225				

TABLEAU 1.11 – Exemple de tarification horo-saisonnière : tarif BLEU pour 1 kWh au 23 juil. 2012(€TTC)(*source particuliers.edf.com*)

La régulation tarifaire n'est plus efficace pour les usagers résidentiels raccordés en BT < 36 kVA. À titre d'illustration, nous proposons un calcul très sommaire qu'un agent économique rationnel équipé d'un chauffe-eau électrique (chauffage autre énergie) pourrait mener. En supposant une consommation continue de 250 W⁴⁰ responsable d'une consommation de 2 190 kWh, d'une consommation totale d'électricité spécifique de 2500 kWh et d'une consommation totale d'ECS de 1000 kWh sa facture serait, soit pour une consommation en heures creuses de $2\,190 \times \frac{8}{24} + 1\,000 = 1\,730$ kWh et en heures pleines de $2\,500 - 2\,190 \times \frac{8}{24} = 1\,770$ kWh, de 509 € en base 6kVA, de 496 € en HP/HC 6 kVA, et 463 € en TEMPO 9 kVA. Il choisirait donc l'option TEMPO qui est censée concerner les usagers dont la consommation est saisonnalisée.

Le développement de la thermosensibilité et de la pointe de consommation nécessitent une nouvelle forme de régulation. Dans ce contexte, la loi NOME a prévu l'instauration d'un marché de capacité (RTE, 2011e). Chaque responsable d'équilibre contribuerait à la garantie de l'EOD en disposant de capacité de production ou d'effacement permettant de couvrir les besoins en puissance de l'ensemble de ses clients. Un des enjeux est le développement des capacités d'effacement. L'ajustement de la demande constitue en effet une voie intéressante pour garantir l'EOD à moindre coût. La perspective d'un tel marché permettrait de mettre en concurrence des moyens de production à des moyens d'effacement ou encore des solutions de chauffage vis-à-vis de leur responsabilité (participation) à la pointe.

1.6.5.2 Vers une autre régulation, un marché de capacité ?

La loi NOME (Officiel, 2010) parue fin 2010 modifie les règles du marché de l'électricité en réponse aux nouveaux enjeux de libéralisation, de modernisation et de sécurisation du système électrique. Sans rentrer dans les détails nous pouvons noter un profond changement : la création de l'ARENH (l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) qui attribue une partie de la production nucléaire aux fournisseurs autres que EDF. Un autre point qui retient notre attention est l'instauration d'un mécanisme de capacité sur le territoire. Cette loi fixe

40. réfrigérateur, veille ... nous considérons volontairement élevé cet appel de puissance pour favoriser la consommation en heures creuses, en accord avec les valeurs issues des profils mesurés

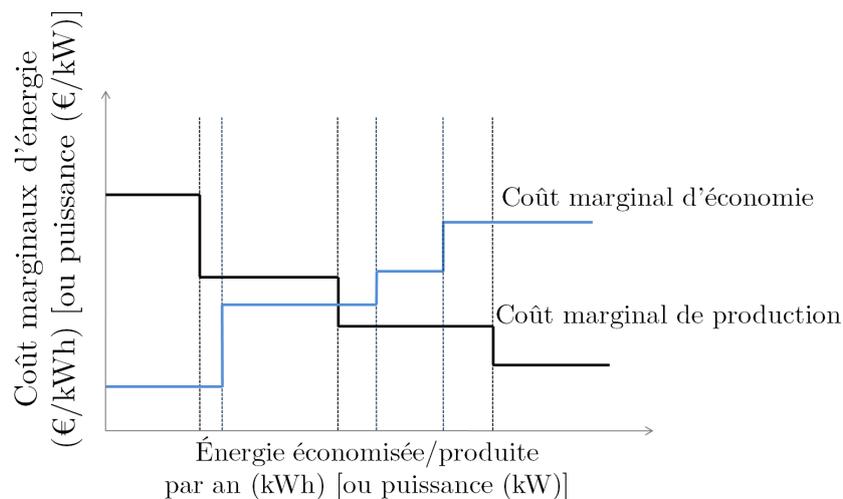


FIGURE 1.26 – Offre de production contre offre d’effacement par comparaison des coûts marginaux, (Orphelin, 1999)

le cadre pour la mise en place d’un marché de capacité où l’effacement serait valorisable. Le but est d’inciter les responsables d’équilibre à la maîtrise de la demande en période de pointe, et de créer un cadre incitatif aux investissements en actifs de pointe. En effet le code de l’énergie prévoit que « chaque fournisseur d’électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d’approvisionnement en électricité » La loi NOME ajoute (Officiel, 2010) :

« Chaque fournisseur d’électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d’effacement de consommation et de production d’électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l’équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l’ensemble des consommateurs est la plus élevée. »

La figure 1.26 illustre la mise en œuvre d’un futur marché de capacité recourant aux offres de production et d’effacement. Cette proposition de mise en concurrence des économies de capacité et de production d’électricité n’est pas nouvelle. Elle est actuellement mise en place sur le marché d’ajustement qui est opérationnel pour un horizon court-terme. La loi prévoit de mettre au point un marché avec des obligations de capacité à moyen-terme, 3 ans. La limite de cette approche proposée par la loi NOME est la non prise en compte des économies engendrées sur les réseaux de T&D électriques. Un tel ajout aurait eu pour conséquence de complexifier une proposition déjà difficile à implémenter.

Dès lors, il est nécessaire d’assigner un volume de capacité garantie (par production ou effacement) à la pointe pour les responsables d’équilibre. En d’autres termes, il est nécessaire de désigner **les responsables de la pointe** ! Or nous avons identifié les limites de la méthode actuelle de reconstitution des flux à la section 1.3.3 page 35. RTE (RTE, 2011e) anticipe ce point en affirmant qu’il « jouera un rôle central [...] pour la détermination de leurs obligations, [...] une simulation de la répartition des obligations entre fournisseurs pourrait être établie en prenant en compte la thermosensibilité des portefeuilles ». Le bouclage entre le gradient national et les gradients unitaires doit donc être assuré pour garantir le bien fondé du mécanisme ou son équité. Or nous l’avons vu, aucune méthode ne permet à l’heure actuelle

de déterminer de manière fiable la responsabilité de chaque utilisateur du réseau sur la pointe de consommation.

Symétriquement, une fois les obligations déterminées à partir de la demande, il est nécessaire de quantifier les capacités disponibles en pointe des moyens de production et d'effacement.

1.6.5.3 Approche duale, régulation de la demande

Et si nous inversions le problème ? Au lieu de considérer la demande comme une contrainte et le parc à optimiser, nous considérons le parc comme une contrainte et la demande à optimiser.

Comparaison des équipements de production et de consommation La création d'un marché de capacité contraint les acteurs du marché de l'électricité à garantir un niveau de capacité selon le portefeuille des clients desservis. S'il est possible d'allouer un coût à une unité de capacité (équipement de production) ou d'effacement, il devient alors possible d'allouer un coût à une unité de consommation (équipement consommateur d'énergie). Ainsi, un client équipé de chauffage électrique coûtera nécessairement plus cher qu'un client chauffé à une autre énergie. Les solutions énergétiques sont donc implicitement valorisables.

Vers un mix de demande optimal *Compte tenu des caractéristiques saisonnières des besoins, serait-il possible d'envisager un scénario de déploiement d'équipements de consommation, permettant de garantir une demande optimale sur le réseau de transport d'électricité en prenant en compte les caractéristiques locales ?*

Comme le rappelait B. Dessus, Président de Global Chance, lors de la commission sur le coût réel de l'électricité du Sénat (Poniatowski et Desessard, 2012), c'est en intégrant la demande dans le processus de planification, et pas seulement l'offre de production, que l'on peut déterminer le mix optimal. Il s'agit du principe historique de régulation offre-demande. Dans un premier temps il est donc nécessaire d'identifier les contraintes sur le parc de production pour déterminer une demande optimale.

Le critère d'optimalité ou fonction objectif est à définir : économique, environnemental, ou critère d'efficacité énergétique. Dans une optique d'effacement des consommations de chauffage, l'objectif est de moduler la charge électrique lors des jours froids comme illustré sur la figure 1.27. Actuellement, on peut grossièrement modéliser une charge linéaire par morceaux selon la température extérieure (en adaptant le modèle selon les jours et les heures). Une optimisation possible de la charge électrique consiste à effacer la consommation électrique de chauffage selon le signal de température extérieure. Une telle stratégie d'effacement permettrait de limiter les appels de puissance lors des vagues de froid et diminuer les contraintes sur les réseaux électriques. Par déploiement de solutions bi-énergie gaz/électricité il est possible de coupler les charges des réseaux de distribution et de transformer l'énergie gaz en énergie de soutien au réseau électrique de T&D (ce qui est aujourd'hui le cas sur le réseau de transport par l'implantation de centrales à cycle combiné). L'étude d'un déploiement optimal de solution de chauffage semble cohérent dans la mesure où il permet de répondre à une problématique locale de sécurisation du réseau électrique qui est nécessaire dans les régions identifiées.

Dans une perspective d'optimisation de la demande selon une contrainte sur les infrastructures électriques, nous avons constaté que le besoin d'effacement se manifeste lorsque la consommation dépasse une puissance seuil, P_{N-1} pour le réseau, ou $P_{sat,decarb}$ pour le parc de production. Quel signal enverrait-on alors aux usagers équipés de solution d'effacement ?

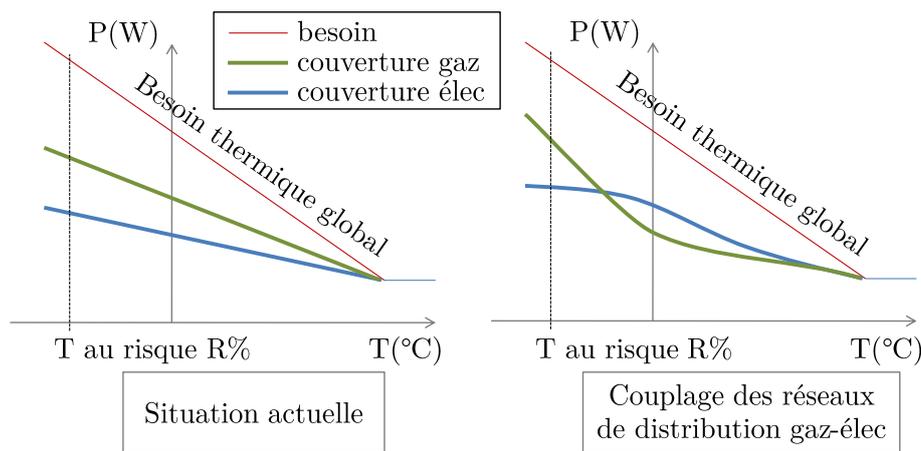


FIGURE 1.27 – Modification de la thermosensibilité par couplage des réseaux gaz et électricité

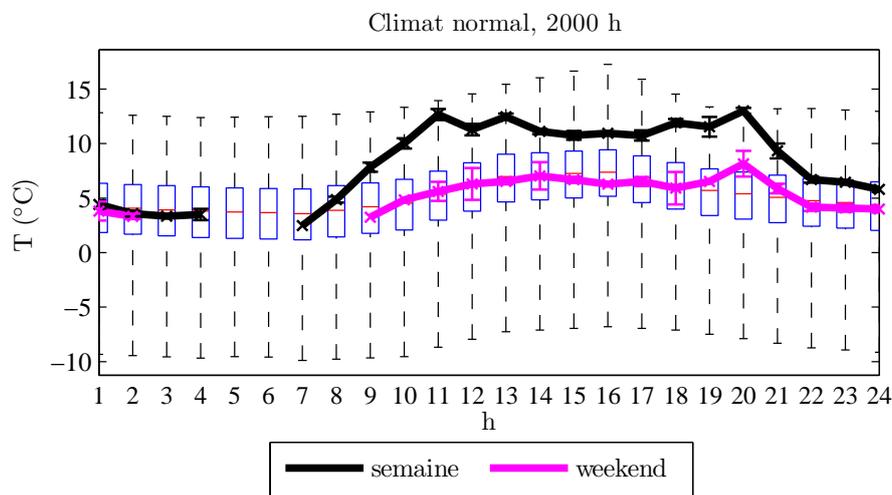


FIGURE 1.28 – Niveaux de température associés à la pointe 2000h modélisée à climat normal

Dans le cas d'une réduction de l'ENDp nous supposons que $P_{N-1} = P_{2000h}^{\setminus}$. Par un exercice d'estimation de la demande nous caractérisons P_{2000h}^{\setminus} en supposant une charge à climat normal. Pour chacune des heures de la journée, de semaine et de weekend, est associée un niveau de température correspondant à une valeur de puissance à hauteur de $P_{2000\pm 80h}^{\setminus}$. La figure 1.28 représente donc en ordonnée les températures en fonction des heures délimitant la frontière entre une situation convenable pour le réseau et un risque de défaillance. Sur ce graphique sont superposées les distributions des températures des mois de décembre, janvier, et février des trente dernières années (1980 - 2010). Nous observons donc que la P_{2000h}^{\setminus} correspond aux médianes des jours de weekend des températures des 3 mois d'hiver. En revanche les jours de semaine, nous remarquons que durant certaines heures un effacement permanent durant l'hiver serait utile à la diminution du risque de défaillance et que durant 50 % des heures nocturnes le réseau pourrait être plus utilisé sans causer de risque supplémentaire, cf tab 1.12.

Dans la partie suivante nous proposons une analyse de la tarification et donc de la valorisation des mesures MDE permettant de « moduler » la demande, voie nécessaire à la détermination d'un mix optimal.

heure :	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Semaine	53	45	43	46	0	0	39	62	88	98	100	97	98	91	88	89	91	99	99	100	93	74	73	67
Weekend	46	42	0	0	0	0	0	0	40	54	53	51	44	49	43	36	46	46	61	83	61	43	44	46

TABLEAU 1.12 – Pourcentage des occurrences de température inférieure à la température associée à P_{2000h}^{\times} modélisée lors des 3 mois d’hiver de 1980 à 2010

1.7 Valorisation des programmes de MDE, monétarisation, outils et méthodes existantes

Dans cette section nous parcourons les différentes méthodes d’évaluation des coûts ainsi que le principe de tarification marginale qui est le principal régulateur de l’équilibre offre-demande. En proposant une offre qui reflète ses coûts en développement la demande s’ajuste et minimise les coûts globaux.

1.7.1 Coûts marginaux de production

Les coûts marginaux de production sont estimés a posteriori par analyse des courbes de production d’électricité ou a priori par simulation d’un modèle de parc et de bouclage offre-demande. La méthodologie existe, voir (Decré et Chefdeville, 1995), mais nécessite une quantité de données importantes sur l’état du parc de production, ainsi que sur la description des aléas de production et de consommation.

La détermination des coûts marginaux horaires sur une année permet de quantifier la valeur d’un effacement (tant que l’effacement reste marginal devant le niveau de consommation).

Lorsque la structure de la demande est profondément modifiée (ex : modification du cycle journalier et hebdomadaire), seul des modèles d’engagement des unités de production (« unit commitment ») peuvent modéliser le comportement des unités de production et la nouvelle structure de coût associée.

De tels modèles sont complexes et nécessitent une forte connaissance sur la gestion d’un parc de production. Ceci dépasse le cadre de cette thèse et des efforts sur ce point auraient peu apporté aux outils et connaissances actuels des gestionnaires. Dans le passé, EDF a développé des modèles de gestion du parc nucléaire (intégrant un planning de maintenance, modèle RELAX), de l’hydraulique (modèle Chaîne P) (Lederer et Montfort, 1986), permettant une modélisation globale de l’ensemble du parc de production.

1.7.2 Intégration de la MDE dans la planification du système électrique

EDF avait auparavant la responsabilité des choix d’investissement de moyen de production d’électricité. Si l’approche par les coûts marginaux convenait, l’augmentation du caractère aléatoire des coûts ne permettait plus une optimisation offre-demande grâce aux outils existants (causée par une volatilité marquée en hiver). Le MNR, Modèle National de Régulation, a donc été créé en 1983 dans le but d’optimiser l’équilibre offre-demande en intégrant la régulation de la demande. Cet outil permettait d’arbitrer entre des choix portant sur les offres de production ou sur les offres d’effacement (chauffage à accumulation, EJP) dans le processus de décision des investissements. Quelques caractéristiques de ce modèle :

- Entrées :

- **Demandes** : taux de croissance, consommations sectorielles, thermosensibilité, monotones hebdomadaires ;
 - **Techniques** : « consommation spécifique des centrales thermiques, rendements des ouvrages de pompage, loi de disponibilité des usines, maladie de jeunesse des usines nouvelles » ;
 - **Économiques** : « coûts d'investissement, charges fixes d'exploitation, taux d'actualisation, contraintes sur les flux annuels d'investissement dues à la politique industrielle, prix des combustibles fossiles et nucléaire, coût de défaillance (parabole)⁴¹ »
- Le pas considéré est le pas journalier, échelle pertinente pour la prise en compte des différents aléas ;
 - Les cycles d'exploitation (maintenance) des centrales ne font pas partie de l'optimisation, c'est une donnée d'entrée du modèle ;
 - Le parc de production est représenté par 5 paliers thermiques homogènes en termes de fiabilité et de coût d'exploitation ;
 - Les moyens de régulation sont vus comme des réserves à écouler de manière optimale sur une année (hydraulique, pompage saisonnier, hebdo-journalier, EJP ...).

Le modèle est exécuté pour 500 chroniques annuelles de réalisation des aléas du système au pas journalier (50 années de température, d'hydrologie journalière, et 10 années d'indisponibilité fortuite du thermique).

La méthodologie développée par EDF permet de prendre en compte les offres d'effacement dans le processus de prise de décision d'investissement. C'est un modèle complexe nécessitant de nombreuses informations sur l'état du parc et des chroniques passées. Aujourd'hui ce modèle adapté à un opérateur intégré n'est plus viable sachant que les prix de l'électricité sont déterminés par un marché, les décisions d'investissement sont donc particulièrement incertaines (d'où la mise en place d'un marché de capacité pour envoyer des signaux économiques viables).

Cette approche est ambitieuse à plusieurs égards. Premièrement, la détermination du parc optimal dépend de la future monotone. En appliquant des projections de consommation élevée, le coût marginal long terme, CMLT a une chance importante d'être plus élevé que le coût marginal de court terme, CMCT, incluant un coût de défaillance à la mesure de l'écart projeté entre la capacité du parc de référence au jour de l'exercice et la demande long terme. Deuxièmement, en souhaitant comparer une offre de production et une offre d'effacement, il faut que le signal économique envoyé aux utilisateurs soit suffisamment fort pour qu'ils investissent dans ces capacités d'effacement, ces Négawatt planifiés. C'est d'ailleurs un des enjeux des indexations tarifaires entre les différentes sources d'énergie, à savoir assurer un différentiel de prix garantissant l'utilisation des infrastructures par un contrôle de la demande. En déterminant les prix, nous identifions la structure de la demande. Le modèle doit donc anticiper les évolutions des reports modaux possibles des usages entre énergies, en particulier des usages thermiques dans notre cas. Si par le passé l'exercice était périlleux, il est aujourd'hui rendu caduc par la mise en place d'une régulation basée sur une logique de marché que personne ne peut anticiper. D'ailleurs Dieter Helm, professeur en Energy Policy à Oxford, s'interroge sur ce principe en constatant que les marchés qui fonctionnent le mieux sont ceux qui sont les mieux régulés⁴², comme les devises par exemple.

41. Note : utile pour justifier des investissements

42. notes de la conférence de l'AEE du 13 décembre 2011

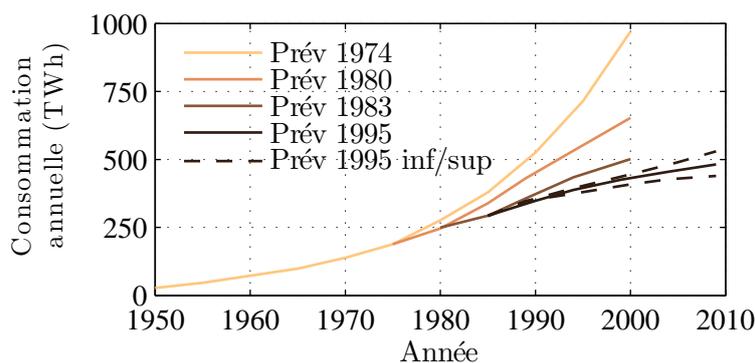


FIGURE 1.29 – Prévisions de consommation réalisées par EDF dans le passé *extrait de (Cauret, 1997)*

La figure 1.29 montre les résultats des exercices prospectifs passés selon les dates de réalisation, elle témoigne de la difficulté d'établir des prévisions long terme.

Dans ce contexte, quelle place pour les opérations de MDE ? Dans sa thèse dédiée à la MDE, L. Cauret décrit les limites du concept de tarification marginaliste et expose l'analyse suivante (Cauret, 1997) :

« L'émergence de marchés concurrentiels pour l'électricité peut aussi conduire l'entreprise électrique à assouplir sa philosophie orthodoxe pour appuyer son ambition commerciale. La tarification définie à l'optimum économique s'assouplit pour devenir un outil stratégique dès que la concurrence apparaît sur le marché de l'électricité. Monnier rappelle le problème qui se posa en 1973 à EDF face au choc pétrolier :

- Soit tarifier au coût marginal de court terme, c'est à dire à des prix élevés pour maîtriser la demande, mais aussi orienter les investissements industriels vers une direction à long terme défavorable à la compagnie ;
- Soit tarifier au coût marginal de long terme, moins élevés, mais défavorables à la maîtrise de la demande. La seconde alternative fut retenue.

En cas de surcapacité, le problème peut s'inverser :

- Soit tarifier au coût marginal de court terme, c'est-à-dire à des prix bas, favorables à une forte croissance de la demande qu'il faudrait compenser dans le futur par de nouvelles capacités de production ;
- Soit tarifier au coût marginal de développement, donc afficher des prix plus élevés défavorables à la compétitivité industrielle, ralentissant la demande globale et pérennisant alors le suréquipement et les risques de déséquilibre financier.

La difficulté réside dans la détermination du compromis entre valorisation du parc existant, développement limité des nouvelles demandes irréversibles et défaveur de l'efficacité énergétique. Dans le cas français, le développement intensif du chauffage électrique s'inscrit dans la première alternative. »

Les inquiétudes récentes des associations de consommateurs au sujet de l'augmentation probable du coût du chauffage électrique trouvent leurs origines dans la refonte d'un système

tarifaire reflétant mieux les coûts. La difficile maîtrise de la thermosensibilité et la difficulté à rentabiliser des effacements sur le chauffage électrique sont dues aux choix effectués dans le passé.

Outre les impacts sur le parc de production, les actions de MDE permettent des économies sur les réseaux de transport et de distribution qui sont généralement peu valorisées car délicates à estimer.

1.7.3 Coûts marginaux de transport et distribution (T&D)

Si le concept de marginalité est adapté à la gestion d'un parc de production, les infrastructures de transport et de distribution ne bénéficient pas de méthodologie adaptée selon (Decré et Chefdeville, 1995). La diversité des caractéristiques locales de consommation impose des structures adaptées à chaque zone. En revanche, s'il existe des typologies de réseaux en fonction des niveaux de tension et des densités de consommation, (Carrive, 1991), les distributeurs diront qu'il n'existe aucun réseau type. Outre la diversité des situations, l'écueil majeur est très certainement les discontinuités de capacité inhérentes à la construction d'un réseau. Les coûts fixes des travaux engagés étant bien supérieurs aux parts variables (dimensionnement des canalisations), la construction d'un réseau se fait nécessairement par paliers. Il existe donc inévitablement des périodes transitoires de surcapacité, d'autant plus grandes que la prévision de croissance des charges est élevée. Cette remarque est partiellement vérifiée pour les moyens de production car le problème de discontinuité est levé grâce à la mutualisation des unités permise par le réseau. M. Boiteux (1951) faisait une analogie avec le monde des transports : « Mieux vaut construire immédiatement un tunnel à deux voies là où le trafic n'en exige encore qu'une, si l'on a des raisons de penser que dans une dizaine d'années les deux voies seront nécessaires ».

L'estimation des coûts marginaux est donc délicate. Dans le passé, les ingénieurs d'EDF utilisaient des lois économétriques fondées sur les données patrimoniales des réseaux (voir le modèle de Jurisic en annexe A.10). Une méthode économétrique relativement simple consiste à estimer le montant des investissements des GRD en le comparant à la hausse de la pointe de consommation (Santos et al., 2012). Toutefois nous le verrons, dans la dynamique actuelle les investissements sur les réseaux de distribution ne sont pas ou peu liés à l'augmentation de la pointe. Cette méthode comptable n'est pas adaptée.

Cette difficulté est remise à l'étude car les valorisations des dispositifs de Smart-Grid en dépend. Une partie des travaux du projet Greenlys consiste à modéliser les coûts des réseaux pour en déduire les bénéfices des opérations de gestion de la demande.

Les charges liées au transport et à la distribution sont de deux types :

- dépenses d'exploitation pour exploiter et maintenir le réseau et compenser les pertes ;
- dépenses d'investissement pour le développement et le renouvellement des infrastructures.

Pour une tarification qui reflète les coûts induits, il faut être en mesure d'allouer les dépenses d'exploitation et d'investissement aux utilisateurs. Si grâce à des études statistiques de profilage les allocations des coûts paraissent satisfaisantes, la détermination des inducteurs de dépense d'investissement est complexe.

Récemment dans le cadre du projet EUDEEP, Deuse et al. (2007) ont mis au point un modèle normatif de dimensionnement et de calcul des coûts d'un réseau de distribution fictif. Celui-ci

permet en fonction des charges et la densité d'estimer un coût du réseau. Dans la même veine, Gan et al. (2011) calculent les coûts des réseaux en modélisant une architecture de réseaux basée sur une description générée par la méthode des fractales.

Ces méthodes permettent une approche comparative des impacts des différents profils de charge sur les investissements et les dépenses d'exploitation.

La dernière analyse portant sur les coûts des réseaux de distribution français (de Gouvello et al., 1995) vise à déterminer les coûts marginaux en développement des réseaux ruraux sur les 84 centres de distribution d'ERDF (anciennement EDF). Les auteurs confirment que :

- le coût marginal est bien corrélé à la densité d'abonnés ;
- qu'il dépend principalement de la couverture en moyenne tension, et que les variations sont liées au réseau BT.

En France deux enjeux se posent aux GRD :

1. assurer une qualité de desserte, tenue du plan de tension et faible temps de coupure ;
2. esthétisme et remplacement des ouvrages vétustes.

De Gouvello et al. montrent que dans les années 90 le second objectif a conduit à une dynamique d'investissement élevée. Le renouvellement des lignes a entraîné un *renforcement induit* : « le renouvellement anticipe sur le renforcement et le coût du renforcement *pur* peut être présenté comme faible ou nul ». Il s'agit du **paradoxe de la MDE sur les réseaux de distribution**, dans une telle configuration les économies sur les pointes de consommation ne procurent aucun bénéfice sur les réseaux à court terme. « Une opération de MDE peut apparaître comme un surcoût à court terme, alors que c'est pourtant assurément la voie qui permettrait de sortir d'une logique de renchérissement durable du système » (de Gouvello et al., 1995).

Quelle est la situation aujourd'hui ? La croissance des pointes de consommation électrique engendre-t-elle des besoins de renforcement ? La réponse semble être négative⁴³ ; il ne semble pas que des besoins de renforcement induits par une croissance des pointes aient été identifiés. A. Brunel du SIPPEREC⁴⁴ confirmait que les investissements sur le réseau de distribution correspondaient presque en totalité à l'enfouissement des réseaux. La situation comptable est équivalente chez le GrDF, les dépenses de renforcement existent mais restent marginales par rapport au budget alloué à la sécurité du réseau (les opérations de remplacement d'ouvrage vétuste induisent des renforcements). Ceci est toutefois peu étonnant car il n'y a pas d'augmentation marquée des débits de pointes.

Capter une économie d'investissement sur les réseaux de distribution est donc un écueil majeur à la justification d'opération de MDE et plus généralement au déploiement des Smart-Grid. Néanmoins, la mise en place d'une nouvelle tarification sur les réseaux a permis à la CRE d'investiguer ce point en établissant un profil de coût horosaisonnalisé pour le réseau BT.

43. Toutefois ERDF indique avoir eu des difficultés techniques dues aux pointes extrêmes rencontrées lors de la vagues de froid de février 2012 (RTE, 2012f).

44. Le Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication, est un syndicat mixte ouvert qui regroupe 100 collectivités sur 7 départements d'Ile-de-France qui s'occupe des réseaux de distribution électrique, des réseaux urbains de communications électroniques et services de communication audiovisuelle, le développement des énergies renouvelables, le système d'information géographique.

1.7.4 Structure tarifaire et coûts actuels

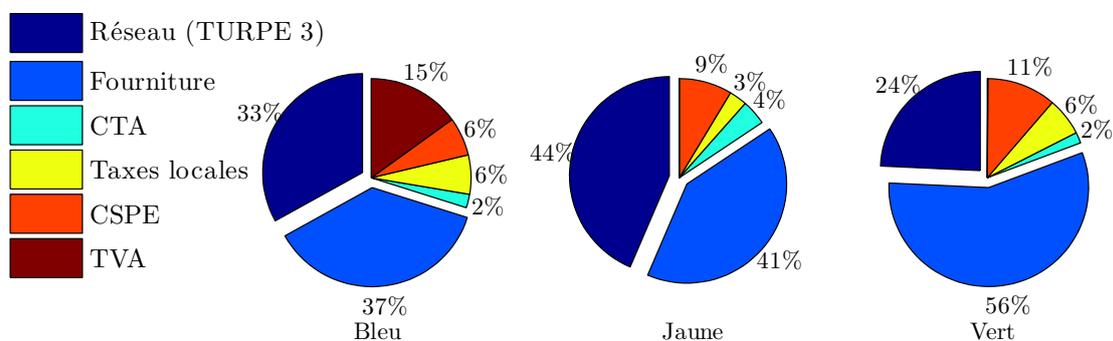


FIGURE 1.30 – Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mars 2012 selon des consommations normatives, (CRE, 2012d)

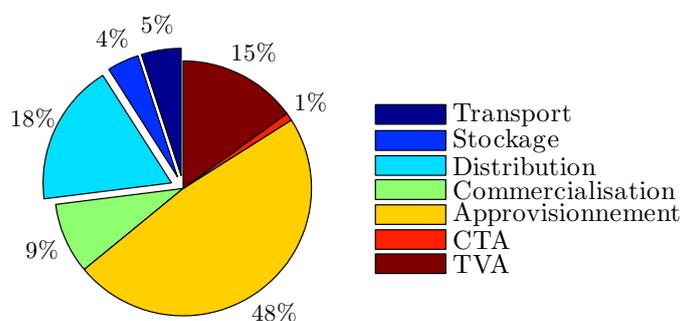


FIGURE 1.31 – Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mars 2012 selon des consommations normatives, (CRE, 2012d)

Si les débats et les politiques actuels s'inquiètent de l'augmentation des coûts de production d'électricité, les sommes engagées par les activités de transport et de distribution d'électricité sont peu commentées. Pourtant, la figure 1.30 montre que le TURPE occupe une part similaire à la production dans le prix d'un kWh desservi aux usagers du RPD. Les coûts d'infrastructure gazière, transport, stockage et distribution représentent 27% du tarif du gaz acheminé.

Selon le principe de transparence précédemment énoncé, les tarifs réglementés actuellement en vigueur ont pour fonction de refléter les coûts. La structure tarifaire choisie doit donc être suffisamment détaillée pour représenter fidèlement les coûts de l'énergie à chaque instant, et suffisamment simple pour des questions de lisibilité auprès des clients : « *les tarifs sont faits pour dire les coûts comme les horloges sont faites pour dire l'heure* » M. Boiteux. Étant donné les caractéristiques de la CdC de demande, cf fig. 1.1, il faudrait intuitivement 3 composantes temporelles dans une structure tarifaire représentative (hors composante géographique) :

Journalière : au moins deux plages horaires pour distinguer les périodes de fortes et de faibles consommations : on pourrait imaginer jusqu'à 24 tarifs distincts ;

Hebdomadaire : les niveaux de consommations bien différents entre la semaine et le weekend devraient a priori induire des coûts bien distincts ;

Saisonnrière : une composante saisonnière, corrélée à la période de forte consommation hivernale devrait être appliquée.

La tarification réglementée française ne prend pas en compte les variations hebdomadaires⁴⁵ pour les clients du RPD. En Italie la structure retenue est illustrée sur la figure 1.32. Celle-ci prend en compte un niveau intermédiaire entre les heures pleines de semaine et les heures creuses de semaine identique au tarif du dimanche. Elle est permise grâce à un déploiement de compteurs sophistiqués pour les utilisateurs du réseau.

Les systèmes de comptage actuellement installés dans le résidentiel en France ne permettent pas de modifier profondément la structure des tarifs réglementés ou des offres commerciales. Dans le passé, le choix de l'industrie s'est porté vers des solutions qui paraissent actuellement bien limitées mais qui était à l'époque parfaitement justifiées⁴⁶. La généralisation de Linky permettra-t-elle de construire et de mettre en œuvre des structures plus aptes à refléter les coûts, voire des tarifications par usage comme chez nos voisins? (cf ci-après).

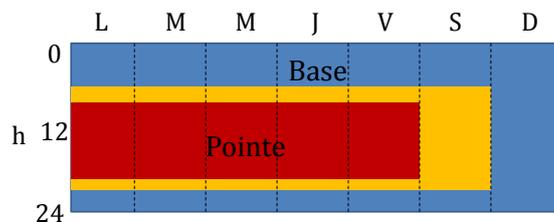


FIGURE 1.32 – Structure tarifaire appliquée en Italie

La distinction temporelle des coûts est donc bien présente dans la tarification. La CRE propose dans une consultation sur le TURPE d'horosaisonnaliser les coûts d'infrastructures incluant les pertes selon la méthode décrite :

« À chaque domaine de tension, des coûts unitaires d'utilisation des réseaux sont calculés pour chaque heure de l'année. Ces coûts unitaires horaires sont calculés comme la somme des coûts unitaires horaires d'infrastructure et des coûts unitaires de pertes. Les coûts unitaires horaires d'infrastructure sont calculés à partir du coût incrémental moyen induit par la croissance progressive de la charge à chaque période de l'année. Pour cela, un grand nombre de simulations statistiques (Monte Carlo) de développement de poches de réseaux ont été conduites en prenant en compte les règles de planification utilisées par les gestionnaires de réseaux (dimensionnement sur une pointe d'une centaine d'heures). Ceci permet de considérer, dans le processus de détermination de coûts d'infrastructure horaires péréqués au niveau national, la diversité des situations locales des réseaux. »

Les dernières informations concernant la saisonnalité des coûts mises à disposition par la CRE sont reprises dans la consultation de novembre 2012 (CRE, 2012b), voir figure 1.33. Cette dernière met en évidence la très forte corrélation en le profil des consommateurs souscrivant à une option avec différenciation temporelle et le profil mensuel de coût des réseaux.

45. Seul le tarif Vert pour les industriels raccordés au RPT compte les périodes dominicales comme les heures creuses de semaine

46. Le gain d'une complexification du système de comptage était secondaire par rapport aux coûts

Si la différenciation temporelle fait l'objet d'attention particulière, on peut s'interroger sur l'asymétrie existante entre temporalité et spatialisation des tarifs.

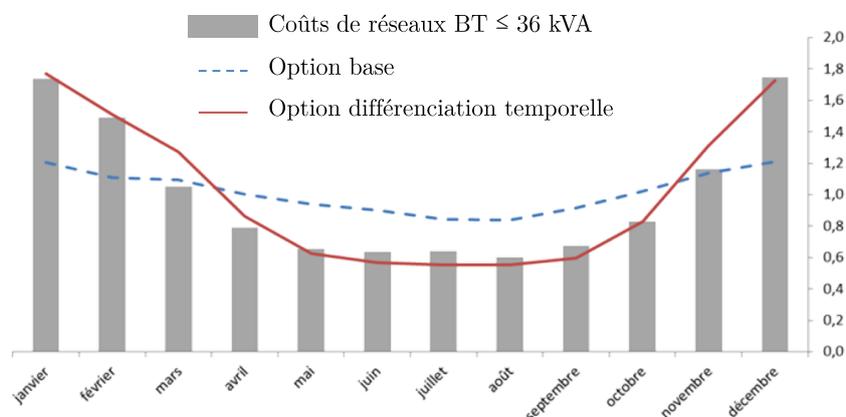


FIGURE 1.33 – BT ≤ 36 kVA : profils de consommation et profil des coûts de réseaux *extrait de (CRE, 2012b)*

Asymétrie de T&D L'asymétrie de la structure tarifaire retenue est issue de choix politiques historiques d'aménagement du territoire.

D'après le principe de l'égalité de traitement et de solidarité nationale, nous avons vu précédemment que la tarification en vigueur est de type « timbre poste ».

Cette asymétrie est comblée par des péréquations spatiales, par le Fonds de Péréquation de l'Électricité entre les Distributeurs Non Nationalisés ou Entreprise Locale de Distribution, et par le FACE entre les régimes urbains et ruraux.

Si la structure tarifaire possède une asymétrie connue depuis longtemps sur la répartition spatiale des charges, il existe une autre asymétrie concernant certains usages, notamment les usages thermiques. Ce point est abordé par la CRE lors de sa consultation publique sur le TURPE car il existe une asymétrie sur le traitement de la thermosensibilité CRE (2012a).

1.7.5 Traitement de la thermosensibilité pour les réseaux

Le traitement tarifaire de la thermosensibilité est un point essentiel de la maîtrise des coûts des infrastructures. En effet « les variations saisonnières de consommation ont des impacts en termes de coûts plus importants que les variations horaires de consommation » (CRE, 2012a). La réflexion de la CRE se formule ainsi :

« Limiter la pointe de consommation peut passer par une maîtrise des équipements en chauffage électrique, mais aussi par une gestion plus rationnelle de leur usage. Le rôle de la tarification serait idéalement de répercuter de la façon la plus transparente possible les coûts générés, notamment par le chauffage électrique, afin de mieux orienter les utilisateurs dans leurs choix de mode de chauffage ainsi que dans leurs habitudes de consommation. **Une répercussion insuffisante des coûts liés au chauffage électrique a pour conséquence de l'encourager implicitement, au prix d'investissements pour le système électrique payés par les utilisateurs sans chauffage électrique.** »

Pour pallier ces risques, la commission a envisagé 4 pistes pour une tarification selon :

1. une pointe mobile liée à la consommation nationale ;
2. une pointe mobile liée à la consommation locale ;
3. une pointe fixe ;
4. les différentes plages de puissance.

La CRE met en évidence deux points :

- La pertinence limitée d'un signal tarifaire avec pointe mobile nationale : les pointes locales sont peu concomitantes aux pointes nationales, généralement situées les jours adjacents. Une pointe mobile locale serait donc plus appropriée bien que les questions de gouvernance de cette pointe restent ouvertes ;
- La limite de comptage des utilisateurs souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA qui ne disposent que de seulement deux index HP/HC. Contrairement aux autres utilisateurs qui ont des index saisonniers été/hiver, les usagers du réseau BT < 36 kVA qui n'ont pas de comptage saisonnier participent le plus à la pointe saisonnière d'après la CRE.

Dans le souci de refléter les coûts engendrés par une catégorie de consommateurs au comportement proche, la CRE propose une solution de « second rang » basée sur la discrimination des puissances souscrites, en conformité avec les évolutions des profils de reconstitution des flux.

En effet devant l'impossibilité de mesurer la composante saisonnière des consommations, il serait judicieux d'évaluer les profils de charge décrivant les différents comportements moyens au sein de la catégorie <36 kVA. La discrimination des comportements de consommation par puissance souscrite est une solution retenue par le comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE) dans le cadre de la reconstitution des flux⁴⁷. Le profil RES11 est plus saisonnalisé marquant une plus forte thermosensibilité due au chauffage électrique.

« L'utilisation du profil RES11 pour former les tarifs Base proposés aux utilisateurs souscrivant une puissance supérieure ou égale à 9 kVA pourrait impliquer une hausse relative des tarifs Base pour les utilisateurs souscrivant 9 kVA ou plus et une diminution relative des tarifs Base pour les utilisateurs souscrivant jusqu'à 6 kVA. »

Cette proposition permettrait une meilleure allocation des coûts entre des catégories de clients plus ou moins thermosensibles.

La CRE évoque la création d'une gamme de profils plus étendue décrivant plus finement les profils RES2 (résidentiel à différenciation temporelle), PRO1 (professionnel mono-index) et PRO2 (professionnel à différenciation temporelle). Finalement la CRE évoque même la création d'un profil regroupant les utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique, climatisation) permettant ainsi de cibler les consommateurs fortement thermosensibles. La mise en place d'un tel dispositif nécessiterait le renseignement du mode de chauffage par les usagers auprès du GRD.

Limite de la structure tarifaire actuelle et limite de comptage La thermosensibilité est responsable d'une sur-consommation durant les heures pleines d'hiver. Les consommateurs BT concernés sont en particulier ceux qui sont équipés de chauffage électrique ayant un profil de consommation corrélé au coût du réseau, cf fig.1.33. En conséquence, dans un souci de

47. Avant le 1^{er} juillet 2011 les profils des clients résidentiels mono-index de 3 à 36 kVA étaient identiques. C'est à partir de la version 6 que deux sous profils ont été mis en place, l'un RES1 pour une puissance inférieure à 6kVA et l'autre RES11 pour les puissances supérieures à 9 kVA, voir section 1.3.3

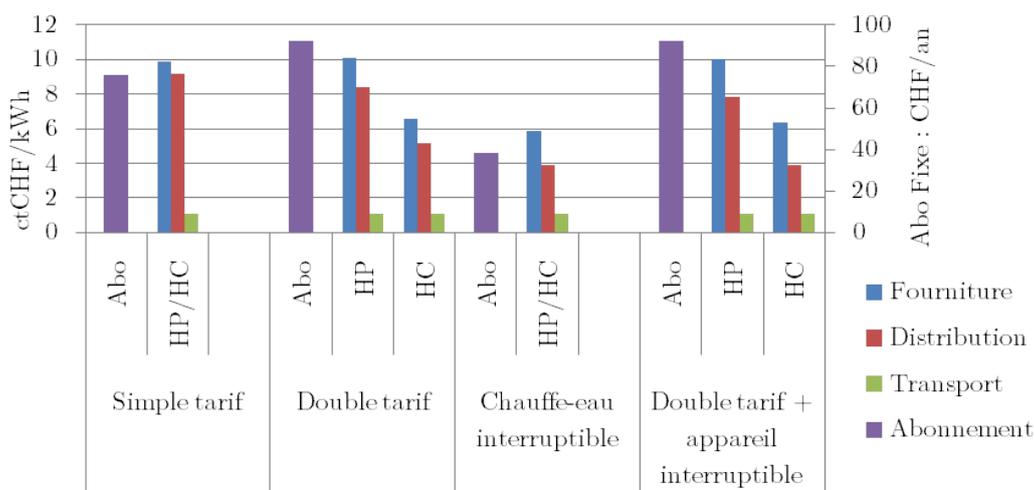


FIGURE 1.34 – Tarification hors taxe appliquée en Suisse par Groupe-E

transparence cette catégorie d'utilisateurs devrait supporter les coûts. La CRE mentionne donc une possible augmentation des coûts des tarifs à différenciation temporelle et donc « une perte d'attractivité de l'option » par rapport au tarif non horo-saisonnalisé, (CRE, 2012b) :

« Le coût induit par la forte consommation de ces utilisateurs durant les heures les plus chargées pour les réseaux, à savoir les heures hivernales, n'est en effet pas complètement contrebalancé par le fait que ces utilisateurs consomment peu durant les « heures pleines » tarifaires. »

Le risque induit pour la régulation du système est le report de clients chauffés à l'électricité vers des offres de base sans différenciation. Cette situation conduirait à une désoptimisation du système jusqu'au point où les consommations des clients non DT (Différenciation Temporelle) deviendraient autant saisonnalisées que les clients à DT.

Ce biais provient de la répercussion d'une composante saisonnière sur des tarifs qui ne peuvent pas être saisonnalisés dû aux limites de comptage.

Devant cette difficulté certains pays ont pris des dispositions adaptées à cette problématique.

Chez nos voisins suisses et allemands Le développement des pompes à chaleur électriques a fait l'objet d'un traitement tarifaire particulier. Ces systèmes sont donc raccordés à un dispositif de comptage supplémentaire. Ainsi l'usage chauffage est traité de manière complètement indépendante du reste de la consommation électrique. Les règles sont parfois un peu différentes selon les zones.

Les prix des abonnements interruptibles applicables au système de chauffage électrique ont des coûts réseaux plus faibles que les autres. La facture des clients soumis aux abonnements interruptibles est à l'évidence plus élevée car ils consomment plus d'électricité mais diminuée par rapport à un client double tarif car la qualité de desserte est moindre (effacement).

Dans la région de Genève, SIG impose aux usagers utilisant l'électricité pour le chauffage, la production d'eau chaude, la climatisation, de souscrire au tarif à DT. Les interruptibilités prévues contractuellement sont en pratique des délestages activés jusqu'à deux heures consécutives par jour par le distributeur SIG (2012) (pas d'information sur une durée de préavis).

Ces contrats spécifiques aux pompes à chaleur proposent de l'électricité bon marché avec des droits d'interrompre la fourniture jusqu'à 3 heures par jour.

1.7.6 Coût des marges : tarification de l'aléa

Dans le but d'établir une tarification qui reflète les coûts induits, M. Boiteux avait dans le passé identifié une composante⁴⁸ de coût qui est actuellement supporté par l'ensemble des utilisateurs : les marges de sécurité.

En effet, les réserves sont dimensionnées pour permettre au système électrique de faire face aux aléas de production et de consommation qui sont a priori équirépartis entre les utilisateurs. Or, nous l'avons souligné dans la partie dédiée à l'EOD page 34, l'aléa dimensionnant est l'aléa de consommation provoqué par une forte thermosensibilité. Pour rappel, en hiver les marges sont supérieures de 1500MW due aux écarts de prévision causés par la thermosensibilité. Dans le respect des règles établies, il faudrait donc inclure dans la tarification des clients thermosensibles, une composante liée aux charges des marges hivernales additionnelles. Et M. Boiteux va plus loin en abordant le cas des clients effaçables :

« Mais, nous avons passé sous silence toute une catégorie de consommateurs, ceux qui, ne demandant pas une fourniture garantie, n'exigent pas d'être servis en toutes circonstances. Clients particulièrement précieux puisque, prêts à s'effacer au moment d'une pointe aléatoire de la demande, ils peuvent, en revanche, participer à une meilleure utilisation de la marge de sécurité lorsqu'elle est partiellement inemployée. On conçoit que des conditions tarifaires particulièrement avantageuses puissent leur être offertes. »

Ces propos publiés il y a plus de 60 ans sont toujours très pertinents. Malheureusement nous n'avons pu développer cette idée pourtant adaptée à la PAC hybride. Nous en profitons pour rappeler à ceux qui prônent l'association des coûts d'aléas induits par les filières de production intermittente ou variable dans leurs coûts de production qu'une telle symétrie sur la demande n'a jamais été appliquée.

La tarification juste et équitable suppose de connaître de manière aussi fine que possible le profil des usages thermiques de l'électricité, en particulier le chauffage qui est responsable de pointe saisonnière dimensionnante sur les infrastructures et les marges. Le déploiement de compteurs plus évolués que les compteurs mécaniques est une nécessité, au moins la diffusion de compteur électronique chez les usagers équipés de chauffage électrique.

1.8 Problématique de répartition spatiale

Au carrefour entre usages thermiques et problématique de répartition spatiale des charges se situe un problème traité dans la littérature : le cas des usages thermiques en milieu rural. Nous aborderons cette étude de cas avant de poser plus généralement la question des financements avec différenciation spatiale.

48. « aléas de la demande nécessitant des marges de sécurité qui, de par leur fonction même, ne sont qu'exceptionnellement utilisées à plein. » (Boiteux, 1951)

1.8.1 Discussion sur la péréquation urbain rural

La péréquation opérée entre le régime urbain et rural de l'électricité a permis d'étendre l'électrification sur l'ensemble du territoire. L'accès à l'électricité spécifique est une mission de service public de par son caractère indispensable aux citoyens et aux agents économiques. Nous entendons ici la fourniture d'électricité des **usages non substituables** à l'énergie électrique ; éclairage, électro-ménager, machine-outil... À partir des années 70, la nature du service rendu aux usagers s'est modifiée, elle est devenue multi-services par la généralisation des usages thermiques (Colombier et Hourcade, 1989). Le chauffage électrique venait à concurrencer l'énergie bois en zone rurale.

La fourniture d'électricité subventionnée par un mécanisme de solidarité indispensable est entrée en concurrence avec les énergies non subventionnées. En 1983, la pénétration du chauffage électrique était plus forte en milieu rural qu'en milieu urbain, 10,3 % contre 6,6 %. Les travaux de Hourcade et Colombier ont mis en évidence une distorsion des coûts entre zones urbaines et rurales, qui est exacerbée dans le cas d'un logement chauffé à l'électricité. Cette conclusion est issue de travaux sur les coûts des réseaux de distribution (Colombier et Hourcade, 1989). Le tableau 1.13 présente un surcoût pour la collectivité estimé à 20 % généré par un usager équipé de chauffage électrique en zone rurale agglomérée ; cette estimation est de 62 % en zone rurale extrême. En comparaison absolue on peut en déduire un surcoût de 2030 F en zone rurale médiane pour des clients en chauffage électrique direct contre 230 F pour des usagers équipés d'une autre énergie de chauffage, soit un facteur 10. Le raccordement des pompes à chaleur sur les réseaux ruraux expose toujours les collectivités à des coûts importants sur les infrastructures de distribution électrique. Le FDEL a dû consacrer plusieurs dizaines de milliers d'euros au renforcement des réseaux (FDEL) en partie causée par les PAC. En 2011, le Syndicat Intercommunal d'Énergies de Côte d'Or a publié un communiqué de presse rappelant aux installateurs de solution de chauffage de respecter les procédures de raccordement, en particulier vérifier auprès du concessionnaire les capacités de transits disponibles (SIDEKO, 2011)⁴⁹.

Type de zone (densité)	client 6kW électroménager 2500 kWh/an	client 12 kW chauffage + électricité 13 000 kWh/an
coût national de la fourniture au tarif bleu objectif :	1700	7970
coût pour la collectivité :		
- en rural aggloméré	1880 (+ 10%)	9600 (+ 20 %)
- en rural médian	1930 (+13.5 %)	10000 (+25.5 %)
- en rural extrême	2250 (+32 %)	12900 (+62 %)

TABLEAU 1.13 – Coût en développement de deux types de fournitures en fonction des densités de consommation (FF 1986) (Colombier et Hourcade, 1989)

L'objectif initial de solidarité nationale s'est donc vu dépassé par l'accès à un usage thermique concurrentiel, qui plus est sans tarification saisonnière. Le lecteur pourra approfondir ces points dans la thèse de Franck Nadaud (Nadaud, 2005) qui traite des hétérogénéités spa-

49. Le communiqué présente le cas d'un hameau ayant dû renforcer une ligne (passage BT -> MT pour un coût de 80 k€) suite à des ruptures d'alimentation provoquées par installations de PAC.

tiales de la desserte électrique⁵⁰.

Un questionnement sur la remise en cause d'un principe de solidarité est hors-sujet ici. Néanmoins, nous retiendrons une des conclusions de M. Colombier et J.C. Hourcade :

« Il s'agit dès lors de passer du concept d'égalité d'accès à un produit à celui d'égalité d'accès à une gamme de services. On peut reprendre et étendre le modèle Dejou-Gaussens à partir du concept de coût de mise à disposition d'un service énergétique donné et montrer dans le cas où l'électricité devient multi-services l'existence de **stratégies géographiquement différenciées** de la part des consommateurs, qui arbitreraient par exemple en faveur d'un panier d'équipements utilisateurs de l'énergie conduisant à des demandes différentes de niveau de puissance et de qualité d'énergie. »

On pourrait étendre cette réflexion à des zones géographiques plus étendues telles que les régions, sans remettre en cause une péréquation urbain/rural. En réalité c'est précisément ce qui est en marche. Le pacte électrique breton retient des mesures géographiquement différenciées sur les usages thermiques :

- Déploiement de boîtiers de délestage ;
- Appel à la réduction des consommations ;
- Accord d'éco-conditionnalité aux équipements de chauffage autre que pompes à chaleur ou convecteurs.

Devrait-on fixer un cadre institutionnel à ce type d'action comme l'évoquent Bailly et Rosenstein (Bailly et Rosenstein, 2003) ? Nous introduisons ce sujet dans la section suivante.

1.8.2 Discussion sur le financement des opérations de MDE

Les réflexions portées par B. Bailly et F. Rosenstein (Bailly et Rosenstein, 2003) montrent que la Maîtrise de la Demande en Électricité n'est pas ou peu intégrée dans la gestion des réseaux de transport et de distribution. Le problème peut se résumer ainsi : Lorsqu'une contrainte sur la demande apparaît (comme c'est le cas en PACA), les solutions de maîtrise de la demande en électricité sont financées par les acteurs locaux, tandis que les solutions de renforcement sont financées par l'ensemble des consommateurs au niveau national car mutualisés à travers le TURPE. Deux questions sont alors soulevées :

- « La MDE peut elle être considérée comme un service public de l'électricité lorsqu'elle permet d'éviter des infrastructures de transport très haute tension ? »
- « Si oui, comment peut-on faire évoluer la tarification du transport et de la distribution de l'électricité afin de rechercher un équilibre économique vertueux entre renforcement de réseaux et donner un signal incitatif, le cas échéant géographique, aux agents économiques pour favoriser la MDE ? »

Les GRD électriques doivent en théorie, d'après la directive électricité du 26 juin 2003 (CE, 2003), étudier les solutions de MDE dans les études de planification des réseaux :

50. On peut lire dans ses travaux que M. Boiteux et J. Syrota étaient favorables à une déperéquation des usages thermiques, car en concurrence avec des énergies non péréquées

Lors de la planification du développement du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution envisage des mesures d'efficacité énergétique/de gestion de la demande et/ou une production distribuée qui permettent d'éviter la modernisation ou le remplacement de capacités.

L'obligation d'envisager des mesures d'efficacité énergétique ou d'étudier une production distribuée pour éviter la modernisation ou le remplacement de capacités de réseaux. Dans la mesure où certaines technologies sont peu efficaces, pourrait-on envisager leur remplacement par des systèmes plus efficaces et économes en pointe ?

1.8.3 Différenciation géographique

Nous l'avons constaté précédemment dans les sections 1.4, le principe d'égalité de traitement devant la sécurité d'approvisionnement n'est pas respecté par un défaut de planification locale de la demande. Les régions Bretagne et PACA sont particulièrement touchées par un manque de moyens de production.

Dans sa consultation du 6 mars 2012 (CRE, 2012a), la CRE s'interroge sur la pertinence de la mise en œuvre des tarifs d'injection différenciés selon les zones géographiques, point-clé de la valorisation des offres de production décentralisées coûteuses comme la cogénération. La commission évoque les systèmes de prix nodaux et leurs limites ainsi que les avantages et les inconvénients d'un prix basé sur les contraintes réseaux reflétant les coûts et les économies pour le système de transport.

La présente thèse s'intéressant aux systèmes décentralisés j'ajoute que ces réflexions pourraient également s'appliquer aux tarifs d'achats des unités décentralisées de cogénération et de micro-cogénération. Pour les petits producteurs raccordés au RPD, il serait judicieux de proposer les tarifs géographiquement différenciés incitant les utilisateurs du réseau à investir ou non selon les zones. Un tel signal économique aurait la pertinence de guider les acteurs vers des investissements vertueux pour l'ensemble du système. En pratique, des différenciations géographiques sont déjà mises en place pour les centrales photovoltaïques de plus de 250 kWc, et pour l'éolien dont le tarif varie avec le potentiel de production donc en pratique avec la localisation.

L'objectif essentiel est donc de déterminer l'impact marginal d'un usager selon son équipement de chauffage, en puissance (sur la monotone électrique agrégée) et en énergie à l'échelle régionale. Comme le rappellent de Gouvello et al. (1995) « mesurer l'efficacité de la MDE suppose donc d'évaluer sa capacité à limiter l'appel de fournitures dont le coût en développement est particulièrement important. Pour ce faire, il faut au minimum remonter à l'analyse précise du positionnement des différents usages visés par les actions de MDE sur les courbes de charges ». Comme nous l'avons vu, la valorisation des effacements et donc l'offre à développer dépend des caractéristiques régionales des réseaux et des transits associés. La question de la spatialisation des coûts de desserte est un point sensible, complexe et déterminant à la viabilité des solutions d'effacement.

1.9 Conclusion générale

L'augmentation de la thermosensibilité de la demande en électricité engendre un risque de défaillance du système électrique. L'estimation ou l'identification de la part thermosensible, ainsi que sa prévision, sont des éléments déterminants pour garantir la gestion court terme (prévision) comme long terme (planification) des infrastructures d'électricité. Les méthodes de planification actuelles ne reposent pas sur une approche Bottom-Up permettant d'évaluer les impacts de systèmes hybrides permettant de moduler le gradient de consommation. Outre la modulation du gradient, ce chapitre met donc en évidence les avantages d'une diminution des pointes de consommation.

Or, la caractérisation technique d'un effacement est un prérequis à toute évaluation technico-économique. L'impact des systèmes gaz/électricité sur les courbes de charge agrégées régionales est une limite connue des évaluations des programmes de MDE. Toutefois une méthode de calcul Bottom-up par technologies de chauffage pourrait contribuer à évaluer les impacts marginaux de demande agrégée et donc les impacts sur le système.

Les voies de valorisation identifiées sont synthétisées dans le tableau 1.14. Celui-ci conduit aux conclusions suivantes : les technologies gaz « pourraient » :

- Reporter des investissements en actifs de production ;
- Reporter des investissements de renforcement des réseaux d'électricité régionaux par réduction de l'énergie consommée au-delà des puissances garanties ;
- Contribuer à une réduction des émissions de CO₂ ;
- Diminuer les coûts de congestion à la charge du gestionnaire supportés par l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport électrique ;
- Diminuer la thermosensibilité et donc l'aléa sur la consommation ; la forte thermosensibilité impose au gestionnaire de mobiliser des réserves supplémentaires en hiver pour faire face à l'aléa. Une réduction de la thermosensibilité pourrait modérer les actifs de production mobilisée pour les réserves de puissance ;
- Réduire les pertes d'électricité.

Comme nous l'avons vu, la détermination des impacts économiques nécessite la collecte d'informations commercialement sensibles, tant sur la distribution que le transport. Le caractère régional des besoins de MDE a été explicité ce qui impose de travailler sur des données spécifiques (échelle réduite), cela ajoutant plusieurs contraintes sur l'estimation car :

- les statistiques de consommation d'énergie doivent être fiabilisées à l'échelle régionale ;
- les courbes de charge régionale sont indisponibles au public.

Le quantification de ces valorisations repose sur une multitude d'hypothèses qui sont pour la plupart inaccessibles (ou incertaines : coûts des renforcements, évolution des prix des énergies et du CO₂). L'établissement d'offres possibles est donc limité par la complexité du système lui-même. Allouer un bénéfice à une action est peu viable dans la mesure où les paramètres régissant ce bénéfice sont peu connus.

Nous avons constaté que tous les bénéfices liés aux reports d'investissements d'ouvrages sont difficiles à quantifier étant donné les incertitudes inhérentes sur les prévisions de demande, des échéances de reprogrammation et sur les taux d'actualisation. Néanmoins en se plaçant

dans un cadre de planification des infrastructures il est possible, selon une approche technico-économique, d'estimer un bénéfice en terme de réduction d'énergie non distribuée. L'énergie non distribuée est une variable quantifiable, y compris localement, qui peut être affectée par les usages et les systèmes associés. La transcription en valeur monétaire de cette quantité permet d'arbitrer entre des renforcements réseau, des investissements en production dispatchable, et des solutions d'effacement.

	Production	Transport	Distribution
<i>fixe</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Anticipation, développement (✓) 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructure (✓) 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructure (×)
<i>variable</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Combustible (✓) • Défaillance (✓) • Émissions de CO₂ (✓) 	<ul style="list-style-type: none"> • Pertes (✓) • Congestion (✓) • Défaillance (✓) 	<ul style="list-style-type: none"> • Pertes (✓) • Congestion (×) • Défaillance (×)

TABLEAU 1.14 – Sources de valorisation identifiées sur le système électrique par une insertion de technologies gaz

La détermination complète d'une offre d'effacement (dans une perspective de planification) repose donc sur la comparaison des coûts marginaux en développement de différents projets, en incluant le transport et la distribution et en prenant en compte des équipements de consommation multi-énergie. En raisonnant à périmètre restreint (une seule énergie), les distributeurs d'énergie ne peuvent profiter des synergies gaz-électricité pour évaluer une solution de référence mixte⁵¹. Pourrait-on un jour envisager de coupler les SIG des bases patrimoniales des réseaux de distribution gaz et électrique afin de déterminer une solution de référence mixte? Une offre d'effacement suppose une structure tarifaire adaptée. Or, nous avons montré que le traitement tarifaire de la thermosensibilité, qui constitue le ou un point clé, n'est pas possible pour les clients raccordés au réseau de distribution public.

La mise en place des offres possibles répondant aux critères de valorisations escomptées pourrait devenir effective à condition de calibrer des profils (disposer d'une méthode de profilage robuste) ou de disposer de dispositifs de comptage évolués permettant de quantifier précisément les impacts des différentes technologies.

Qu'en est-il des surcoûts éventuels sur les ouvrages des infrastructures gazières? Premièrement, nous avons constaté que l'évolution globale des consommations sur le RPD libère des capacités (en faisant attention aux contextes atypiques très locaux évidemment, une échelle pertinente est la zone d'exploitation des distributeurs). Des éventuelles consommations additionnelles de soutirages n'engendreraient aucun surcoût par rapport à l'« exploitation naturelle » des infrastructures de transport et de stockage; pas de déformation des modulations infrajournalières conventionnelles (exception faite de stratégie de fonctionnement basée sur une logique HP/HC, ex : fonctionnement des PAC en HC et de la chaudière en HP qui seraient toutefois à contre sens du principe d'efficacité, c'est-à-dire une mise en marche de la PAC en HP lorsque les températures extérieures sont plus élevées qu'en HC).

Dans le contexte d'une baisse prévisible des débits de pointe au risque 2% sur le réseau de

51. pour chaque projet les GRD déterminent la solution de référence ou optimale, c'est-à-dire celle qui maximise le bilan financier de l'opération.

distribution gaz, un déploiement de technologies gaz décentralisées paraît justifié d'un point de vue économique pour les collectivités. Éviter une sous-utilisation des ouvrages, même rentabilisés, est une évidence.

L'estimation économique chiffrée d'une telle démarche suppose au préalable la mise en place d'une méthodologie d'estimation de la part thermosensible des consommations du parc de logements. La thèse retient le chauffage résidentiel comme cible d'étude car cette catégorie d'utilisateurs est responsable d'environ deux tiers de la thermosensibilité. La planification des charges de chauffage est donc un point essentiel que nous traitons dans le prochain chapitre.

Chapitre 2

Analyse de courbe de charge et de leur agrégation : application à petite échelle

Introduction

Envisager une modification des demandes par interaction des réseaux de distribution pose plusieurs questions.

En premier lieu la question des échelles d'observation des impacts est à traiter. En effet une optimisation multi-énergie des infrastructures nécessite une représentation suffisamment précise des consommations à desservir. Les courbes de charge individuelles et agrégées doivent donc être décrites et modélisées à des échelles d'espace et de temps adaptées aux objectifs d'optimisation envisagés. Le processus d'agrégation des courbes de charge est donc à préciser afin d'être capable d'estimer et de modéliser les demandes. Intuitivement il semble impossible de modéliser convenablement les CdC individuelles à des pas de temps fins. *A priori* à une échelle très locale telle celle d'un quartier il semble difficile d'obtenir des certitudes sur les consommations, les pointes, et l'impact d'effacement électrique sur les courbes de charge. A l'échelle régionale en revanche cet objectif semble plus réaliste. Car à partir d'un seuil d'agrégation les courbes de charges dessinent des formes qu'il est possible d'estimer et de modéliser. Cette propriété permet au gestionnaire de prévoir la demande et garantir l'équilibre offre demande. Nous reformulons donc ainsi : à partir de quelle échelle géographique peut-on établir un modèle pertinent en vue de proposer un outil d'aide à la décision de planification de la demande ? Pourrait-on être en mesure de réaliser des exercices de planification de la demande adaptés aux infrastructures plutôt que l'inverse qui est un exercice connu¹ ? Une reconstitution complète de la demande est envisageable par l'utilisation de méthode de profilage qui permet d'être représentatif de la demande à partir d'un certain seuil d'agrégation.

Deuxièmement comme nous nous intéressons en particulier à l'usage chauffage il semble indispensable d'identifier les estimateurs pertinents. D'autant plus pertinent qu'il s'agit d'un usage dimensionnant pour les infrastructures. Nous n'envisageons pas de construire une modélisation fine de CdC tous usages par une méthode Bottom-Up, mais uniquement du chauffage.

Ce chapitre est donc composé de deux parties. La première aborde le thème de l'estimation

1. cette vision a un sens lorsque le développement des infrastructures est compromise et que la maîtrise de la demande est une solution

des courbes de charges non thermosensibles. Ce sujet n'est pas nouveau et nous en balaiersons les contours sans rentrer dans le détail de modélisation très précise. Si ce dernier est au cœur des enjeux actuels (estimations nécessaires aux évaluations des projets Smart-Grid) il ne constitue pas l'objet central des travaux présentés. En revanche il participe nécessairement à la finalité qui est l'évaluation des impacts des technologies bi-énergie. Nous présenterons donc les descripteurs des courbes de charges et une approche statistique qui établit le lien entre le niveau d'agrégation spatio-temporel et la marge d'erreur. La compréhension du processus d'agrégation et de foisonnement est indispensable à la compréhension de l'intérêt des réseaux. Dans une deuxième partie concernant l'estimation de CdC thermosensible et des modèles existants, nous réalisons un état de l'art afin d'identifier les différentes méthodes. Puis une application des concepts présentés en début de chapitre est présentée sur des courbes de charge de logements équipés micro-cogénération d'1kWe. Puis nous appliquons des méthodes d'estimation sur des courbes de charge de chauffage électrique. Cette dernière partie apporte des informations sur les ordres de grandeur des consommations de chauffage et sur les valeurs de thermosensibilité du chauffage résidentiel.

2.1 Analyse du processus d'agrégation et foisonnement, focus sur les usages non thermosensibles

Le foisonnement permet de moyenniser les profils de demande et ainsi de définir des profils moyens. Grâce à cela le profilage permet d'associer à une typologie de consommateur un profil de charge moyen qui est certes très différent des CdC unitaires mais qui à partir d'un certain niveau d'agrégation devient suffisamment proche de la CdC agrégée. Nous tentons donc de quantifier les estimations et de préciser la notion de : *suffisamment proche*.

L'apparition de la fée électricité s'est produite de manière dispersée, les groupes de production d'électricité alimentaient un ou quelques appareils pour un groupe d'habitations, une entreprise, un système d'éclairage public . . . Le système électrique centralisé que nous connaissons, muni de réseau de transmission et de distribution, a été inventé et développé par Samuel Insull à la Chicago Edison Company à partir de 1892 (Hughes, 1983). Parmi les entreprises d'éclairage public ordinaires, Insull participa au développement d'une entreprise intégrée de fourniture, de production, et de transport-distribution. Grâce aux avancées technologiques, à l'amélioration des rendements des unités de fortes puissances, à la généralisation du courant alternatif, et au répartiteur de charge, la compagnie de service public augmenta la rentabilité du système électrique. L'ancêtre du SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) permit de constituer une base de données d'enregistrement de consommation et de courbes de charge horaires. La gestion de la charge agrégée fut une des préoccupations majeures de S. Insull (Hughes, 1983). Pour détailler le concept de foisonnement et de diversité des charges, il prenait en exemple les charges maximales individuelles de deux immeubles de 92 kW, et la mesure de la pointe au transformateur de 29 kW. Le coefficient de diversité (inverse du facteur de foisonnement défini page 87 équation 2.3) des charges, rapport entre la somme des maximas individuels et le maximum au transformateur, était de 3.2. Par une structure de prix différenciée suivant le niveau de demande, il augmenta le coefficient de charge du système de production, conduisant ainsi à une baisse de la part des investissements dans le prix de revient d'un kWh. Grâce à la description des caractéristiques variables de chaque client (11 catégories), il fut possible de créer des groupes hétérogènes ce qui constitue une source d'économie d'échelle importante. Ainsi la généralisation de la fée électricité dans les zones

urbaines, rurales, y compris dans les milieux étendus a été possible, et justifiée, grâce à la mutualisation des charges.

La connaissance des appels de puissance des différents utilisateurs du réseau est donc essentielle à une bonne gestion des infrastructures de transport et de distribution d'énergie. Dans cette optique, M. Stokes (Stokes, 2005) a développé un simulateur de CdC stochastique pour analyser plus finement les transits sur les réseaux de distribution. La difficulté pour les GRD est de dimensionner les ouvrages en évitant des sur-capacités qui sont sources de surcoût. Si l'agrégation et le foisonnement des charges permet des économies d'échelle, à des échelles plus réduites il est nécessaire de représenter toute la diversité comportementale et technologique à l'origine des appels de puissance. Des approches Bottom-Up ont donc été développées par Stokes, Capasso, ... une excellente revue de la littérature est proposée par A. Grandjean (2013).

Nous définissons donc le foisonnement avant d'analyser l'évolution de la diversité des charges d'électricité en fonction des échelles d'espace et de temps.

2.1.1 Description du foisonnement

On peut définir le foisonnement comme le phénomène résultant de la superposition de courbes de charge non-concomitantes pour une échelle de temps donnée. Le vocable qui se rapporte à cette notion est varié : simultanéité, diversité, degré de concomitance ; tous traduisent ce principe d'empilement de courbes aux allures chaotiques. Nous adoptons donc f le facteur de foisonnement explicité en équation 2.1 pour n courbes de charge p_e^i . Ce indicateur est compris entre 0, lorsque les pointes sont non-concomitantes, et 1, lorsque les pointes sont superposées. :

$$f = \frac{\max_{[t_1, t_2]} (\sum_{i=1}^n p_e^i)}{\sum_{i=1}^n \max_{[t_1, t_2]} (p_e^i)} \quad (2.1)$$

Nous La figure 2.1 montre le foisonnement de 4 courbes de charges, d'électricité spécifique et de chauffage. Les pointes des courbes individuelles sont repérées par un triangle de couleur identique au tracé de la courbe correspondante. La courbe supérieure en tirets rouge est la courbe de charge agrégée, somme des 4 CdC. Enfin la ligne épaisse en tirets alternés proche de la bordure supérieure du graphique indique le niveau atteint par la somme des pointes individuelles. L'écart entre les deux frontières précédentes représente l'économie de puissance maximale de production entre solution de production individuelle et solution centralisée.

Le foisonnement conduit ainsi à des économies d'échelle sur le parc de production qui justifient le déploiement de réseaux de transport électrique permettant de mutualiser les CdC.

Exemple :

Si chaque individu possède sa propre unité de production, dimensionnée sur le besoin de pointe individuelle $\max(p_e^i)$, avec p_e^i la puissance électrique fonction du temps, du $i^{\text{ème}}$ usager avec $i \in [1, n]$, le parc de génératrices décentralisées est de, $P_{tot, décentralisée}$

$$P_{tot, décentralisée} = \sum_{i=1}^n \max_t (p_e^i)$$

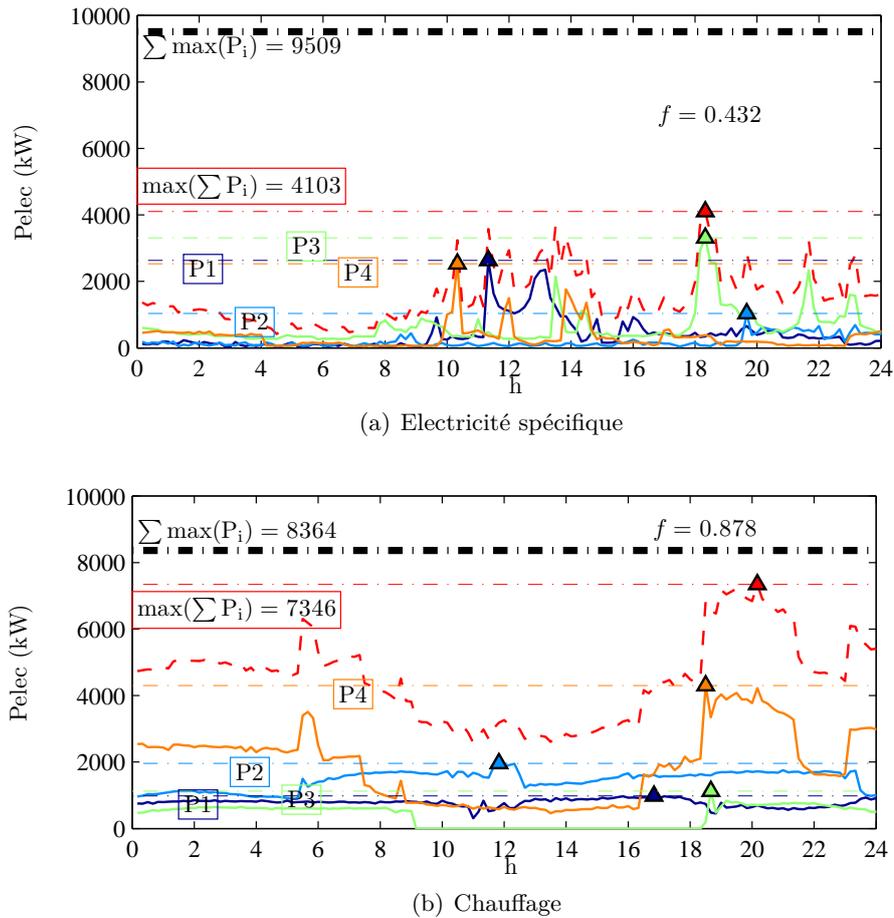


FIGURE 2.1 – Illustration du foisonnement de 4 CdC, la courbe en tirets rouge est la somme des 4 CdC

Par mutualisation des charges, le parc de production centralisée est de capacité, $P_{tot,centralisée}$:

$$P_{tot,centralisée} = \max_t \left(\sum_{i=1}^n (p_e^i) \right)$$

Le foisonnement des pointes (non-concomitantes) des individus réduit la puissance maximale agrégée, on a :

$$P_{tot,centralisée} < P_{tot,décentralisée}$$

En France, la somme des puissances souscrites atteint environ 500 GW, soit 5 fois supérieures à la demande maximale.

Revenons sur le foisonnement, la valeur de f sur les figures 2.1(a) et 2.1(b) montre que le comportement des CdC est singulièrement différent selon l'usage considéré. Les courbes de chauffage apparaissent moins volatiles et plus plates ; nous complétons ce propos en présentant les valeurs de facteurs de charge dans le tableau 2.1. Il en ressort que le facteur de foisonnement est moins élevé pour le chauffage que pour l'électricité spécifique. Les courbes de chauffage aux facteurs de charge plus élevés foisonnent moins. Évidemment on comprend bien que plus l'usage chauffage est sollicité, plus la probabilité de marche des appareils est

élevée et plus le foisonnement a des chances d'être réduit ; nous reviendrons sur ce point dans la partie 3.3.1.1 du chapitre 3 qui introduit la fraction de temps de marche. Retenons que le foisonnement dépend en partie de la fréquence des appels de puissance.

Fc (%)	Spécifique	Chauffage
P1	15.0	79.5
P2	18.0	74.3
P3	18.8	34.3
P4	12.6	44.0

TABEAU 2.1 – Facteur de charge pour chaque CdC affichée sur la figure 2.1

L'industrie électrique anglo-saxonne emploie la notion d'After Diversity Maximum Demand ou maximum de demande après foisonnement, $ADMD$ exprimée en (W), pour n utilisateurs :

$$ADMD^n = \max_{[t_1, t_2]} \left(\frac{\sum_{i=1}^n p_e^i}{n} \right) < \frac{\sum_{i=1}^n \max_{[t_1, t_2]} (p_e^i)}{n}, n \in \mathbb{N} \quad (2.2)$$

L' $ADMD$ est défini pour une période fixée (sur une année pour retenir la pointe annuelle). **Cet indicateur caractérise l'impact moyen d'un utilisateur sur la puissance de pointe. En d'autres termes c'est l'impact marginal en puissance d'un usager.** Comme énoncé, et illustré, cet impact dépend des usages et donc a priori des typologies d'usagers raccordés.

Dans la littérature anglo-saxonne, le facteur de coïncidence (Hughes, 1983; Willis, 2004; Grigsby, 2006), ou le facteur de diversité désigne également le foisonnement entre les courbes de charges. Nous pouvons exprimer f en fonction de l' $ADMD$ selon l'équation 2.3.

$$f = \frac{\max_{[t_1, t_2]} \left(\frac{\sum_{i=1}^n p_e^i}{n} \right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\max_{[t_1, t_2]} (p_e^i)}{n}} = \frac{ADMD^n}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \max_{[t_1, t_2]} (p_e^i)} \quad (2.3)$$

La figure 2.2, extraite de (Strbac et al., 2006), montre l'évolution du facteur de foisonnement en fonction de la taille de la population. La figure 2.3 présente le résultat de foisonnement de courbes de charges journalières d'électricité spécifique de courbes de charges de 140 foyers sur 3 mois d'hiver. Les tracés sont obtenus en réalisant plusieurs échantillonnages d'un panel de 12 000 CdC. On observe que la variable de foisonnement a une dispersion qui se réduit fortement entre 2 et 100 CdC et qu'elle se stabilise vers une valeur asymptotique de 27%². On peut donc conclure que dans le cas hypothétique d'un système alimentant ce panel en particulier, le foisonnement permet une économie sur les moyens de production de l'ordre de 70%.

L' $ADMD$ des charges qui dépendent directement de variable exogène doit être exprimé en fonction de celle-ci. Par exemple les usages thermosensibles modifient l' $ADMD$, Herman et Kritzinger (1993) établissent des corrélations.

2. N.B : En ordre de grandeur les usagers en France métropolitaine pourraient demander jusqu'à 500 GW alors qu'ils demandent au maximum 100 GW, on a donc $f = 20\%$

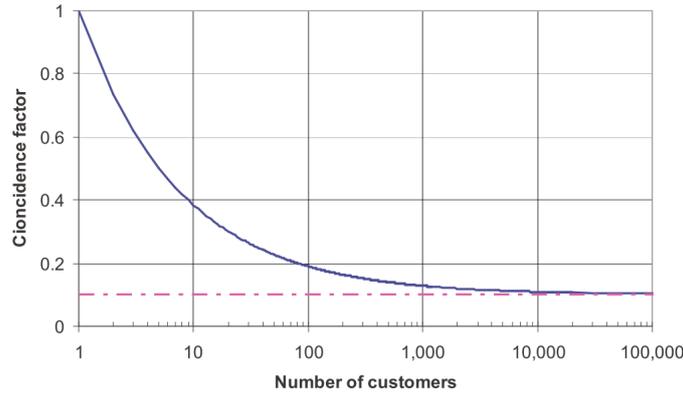


FIGURE 2.2 – Facteur de foisonnement, ou *coincidence factor*, extrait de Strbac (Strbac et al., 2006)

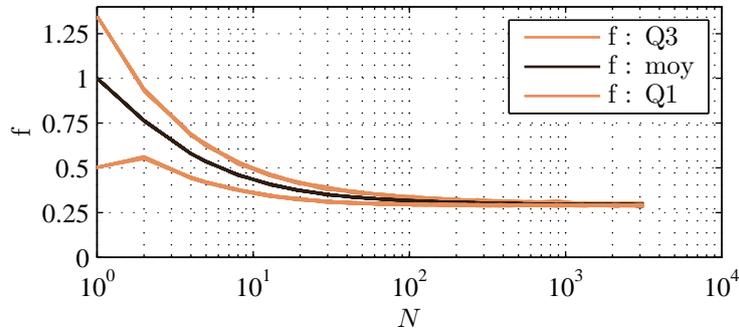


FIGURE 2.3 – Foisonnement de l'électricité spécifique au pas 10 minutes à 19h, moyenne, 1^{er} et 3^e quartile

Comment caractériser l'agrégation ? Intuitivement, d'après les éléments énoncés, il semble que l'on pourrait traduire une loi d'agrégation, ou une fonction de foisonnement dépendant d'un usage particulier et de la taille de l'agrégat. Mais à quel pas de temps ? Cette question qui paraît secondaire est en réalité du même ordre que la première. Le pas de temps δt participe à l'augmentation ou la réduction de la dispersion des charges. Plus les grandeurs sont moyennées, plus elles sont stables ; la puissance moyenne mensuelle appelée par la télévision d'un foyer a plus de chance d'être constante que la puissance horaire de cette dernière. Le caractère prédictif d'une courbe de charge dépend donc du niveau d'agrégation et de la précision temporelle souhaitée. Sur les réseaux de transport, les gestionnaires observent des courbes de charge nationales suffisamment agrégées pour établir des modèles prédictifs horaires nécessaires à l'exploitation du système.

Une caractérisation intéressante complétée d'une visualisation originale du foisonnement est proposée par A. Grandjean (2013). Le foisonnement est interprété en termes de distances entre les CdC, ou d'indice de similarité, autant en amplitude qu'en déphasage³. La matrice qui rassemble les mesures de distance entre les différents agrégats de CdC permet, une fois représentée sur une échelle de couleur, de visualiser l'évolution du degré de similarité entre les CdC. Des exemples pour des usages tels que la machine à laver permettent de quantifier le foisonnement en fonction du niveau d'agrégation.

3. La méthode repose en partie sur le Dynamic Time Warping, technique qui permet de mesurer les similarités des signaux lorsque ceux-ci sont déphasés

Avant de détailler l'évolution du foisonnement, interprété dans la suite en termes de volatilité, nous introduisons des grandeurs descriptives de la charge qui complètent la notion d'*ADMD* introduite dans ce paragraphe.

2.1.2 Introduction de grandeurs d'intérêt

Si l'*ADMD* est utile aux gestionnaires on peut définir une notion plus large, l'After Diversity Demand, *ADD*, qui n'est autre que le profil moyen, équation 2.4, avec μ l'opérateur des CdC.

$$ADD^n = \frac{\sum_{i=1}^n p_e^i}{n} = \mu(P^n) \quad (2.4)$$

L'*ADD* représente également le profil marginal d'un consommateur. Tant que les nouveaux usagers ne déforment pas l'*ADD* de la population (que leurs impacts sur la CdC sont bien marginaux) on peut faire l'hypothèse que ces nouveaux utilisateurs ont une consommation égale à l'*ADD*.

Au sein du projet EUDEEP, (EUDEEP, 2009), le pendant de l'*ADMD* a été introduit, l'*ADMG*, l'After Diversity Maximum Generation, un critère plus actuel concernant les pointes de productions décentralisées. Un critère de symétrie entre ces deux variables permet de caractériser les déséquilibres potentiels sur les réseaux. Cette variable est à prendre en compte dans le dimensionnement ou la détermination des capacités d'accueil car des surproductions locales peuvent engendrer des surtensions nuisibles aux appareils électriques (et accessoirement dépasser les seuils réglementaires). Cependant, ce seul critère n'est pas suffisant car c'est la charge résultante du déséquilibre offre-demande qu'il faut estimer. Nous proposons donc l'*ADL*, After Diversity Load, tel que $ADL = ADD - ADMG$; il s'agit de la charge qui résulte de l'écart entre consommation et production. Les bornes basse et haute de cette variable, $[ADmL, ADML]$, renseignent le gestionnaire sur les bornes des transits dans les sections du réseau et donc des conditions d'exploitation : réglage des postes pour assurer un bon niveau de tension, etc . . . Les GRD relèvent les puissances maximales appelées sur certains PdD afin de contrôler l'évolution des pointes et des possibles chutes de tension induites. Aujourd'hui le symétrique du précédent problème est le contrôle des reflux de courant (ou puissance négative) en période estivale dans les zones où le PV est fortement déployé. À cela nous ajoutons un dérivé de l'*ADL* qui est l'After Diversity Export, $ADE = -ADL.(ADL > 0)$ qui permet de mesurer positivement l'énergie exportée.

Si l'*ADMD* et l'*ADMG* sont des variables qui renseignent sur les niveaux maximaux de demande et de production, l'*ADML* renseigne directement sur la pointe en prenant en compte directement la différence entre demande et production. Sans cette mesure il est nécessaire d'établir des facteurs de concomitances entre l'*ADMD* et l'*ADMG* pour déterminer d'*ADML* résultant. En généralisant les définitions nous proposons l'ensemble des critères récapitulés dans le tableau 2.2. Nous ne généralisons pas ces grandeurs à l'*ADE* car $=ADmL = -ADME$.

Quelle relation entre *ADD* et *ADMD*? Les deux grandeurs, *ADD* et *ADMD*, par type de clients sont importantes pour les gestionnaires car :

- l'*ADMD* conditionne les investissements ;
- l'*ADD* permet d'estimer les recettes (les ventes d'énergie), et le niveau des pertes.

	Profil	Max	Min
Generation (Production)	<i>ADG</i>	<i>ADMG</i>	<i>ADmG</i>
Demand (Consommation)	<i>ADD</i>	<i>ADMD</i>	<i>ADmD</i>
Load (Charge)	<i>ADL</i>	<i>ADML</i>	<i>ADmL</i>

TABLEAU 2.2 – Grandeurs descriptives des charges

Grâce au principe d'agrégation et à la loi des grands nombres, on a :

$$\begin{cases} \lim_{n \rightarrow \infty} ADD^n & = ADD^\infty \\ \lim_{n \rightarrow \infty} ADMD^n & = ADMD^\infty \end{cases} \quad (2.5)$$

ADD^∞ n'est autre que la moyenne des profils et tend vers une asymptote car $\sigma(ADD^\infty) = 0$. Ce résultat est bien connu (Saporta, 2006) ; nous rappelons en équation 2.6 la variance de l' ADD , soit la variance d'une moyenne. Avec σ l'écart type des charges, on montre que $\lim_{n \rightarrow \infty} \sigma(ADD^n) \rightarrow 0$.

$$V(ADD^n) = \frac{1}{n^2} \cdot V\left(\sum_{i=1}^n p_e^i\right) = \frac{1}{n^2} \cdot \sum_{i=1}^n V(p_e^i) = \frac{\sigma^2}{n} \quad (2.6)$$

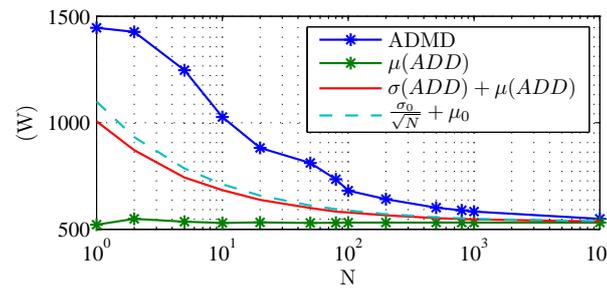
Le résultat de l'équation 2.6 suppose l'indépendance des p_e^i , ce qui n'est pas vérifiée ; en pratique des événements comme la finale de la coupe du monde de football en 1998 montre bien que l'hypothèse d'indépendance des variables n'est pas respectée.

Pour trois lois usuelles de probabilités de puissance soutirée on propose figure 2.4 une mesure de l' $ADMD$ et l' ADD pour une charge fictive de moyenne et d'écart type fixées (μ_0 et σ_0 de valeurs égales au cas réel présenté ci-après). La figure 2.5 quant à elle est dédiée à cette mesure pour un panel de CdC résidentielles réelles. Les figures 2.4(a), 2.4(b), 2.4(c) montrent que l' ADD est inchangé ; en effet la moyenne des distributions est la même. L' $ADMD$ en revanche change de manière drastique pour une distribution log-normale⁴. Malheureusement pour les exploitants de réseaux, la charge suit une loi log-normale comme le montre la figure 2.6 ... La forme de la loi log-normale engendre un $ADMD$ bien supérieur aux lois gaussienne et uniforme.

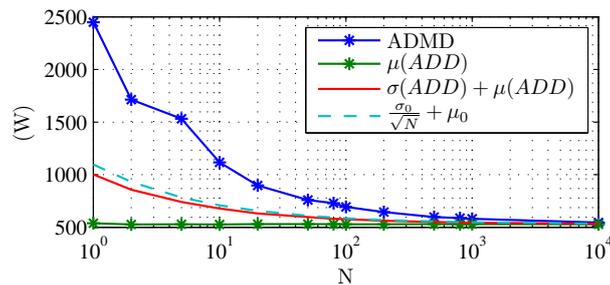
La figure 2.4 montre que pour les trois lois utilisées $\frac{\sigma_0}{\sqrt{n}} + \mu_0$ est un majorant des estimations numériques de $\sigma(ADD) + \mu(ADD)$. On peut donc caractériser la volatilité de l' ADD sachant que son comportement est asymptotique, $ADD^\infty = \mu_0$, et que l'écart-type décroît selon la loi $\frac{\sigma_0}{\sqrt{n}}$. La dispersion de l' ADD dépend donc de la dispersion des charges qui est fonction de l'écart-type des courbes de charge et donc de l'amplitude des usages.

La forme de la loi utilisée, eq. 2.7, n'est pas choisie par hasard ; elle est utilisée par Lefebvre

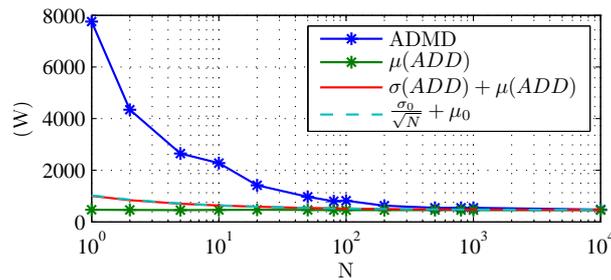
4. P suit une loi log-normale si X suit une loi normale et que $P \sim \ln(X)$



(a) Distribution Uniforme



(b) Distribution Normale



(c) Distribution Log Normale

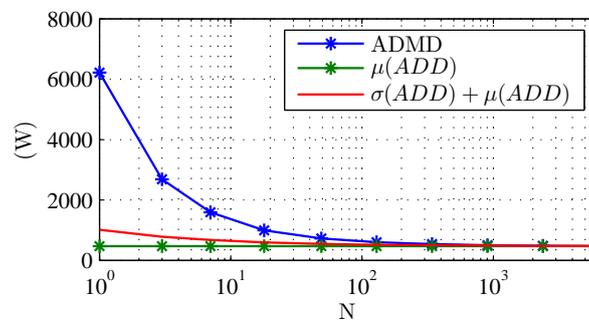
FIGURE 2.4 – ADD et ADMD pour 3 distributions différentes, $\mu_0 = 462$ W et $\sigma_0 = 578$ W

FIGURE 2.5 – ADD et ADMD pour des CdC réelles à 19h au pas 10 minutes. Panel de CdC journalière obtenu par échantillonnage d'une population de CdC de 140 foyers sur 2 mois d'hiver.

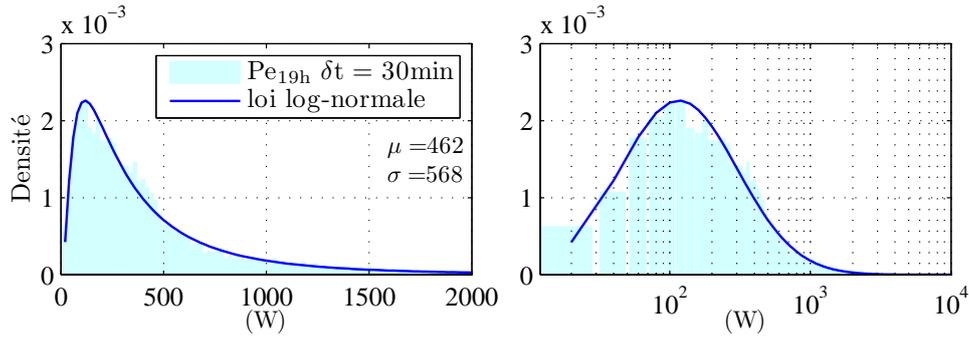


FIGURE 2.6 – Distribution des puissances moyennes 30 minutes à 19h pour un panel de CdC résidentielles d'électricité, et loi log-normale estimée, $\mu_0 = 462$ W et $\sigma_0 = 568$ W

et Desbiens (2002) afin d'estimer la forme de l'ADMD.

$$\text{sup}(ADD) = a_0 + \frac{a_1}{\sqrt{n}} \quad (2.7)$$

À partir de cette analyse on peut conclure que pour les charges résidentielles le foisonnement n'apporte plus de bénéfice à partir de quelques centaines de foyers.

2.1.3 Caractérisation de l'agrégation spatiale

Pour quantifier le foisonnement nous proposons d'interpréter ce phénomène en termes de volatilité. Pour ce faire nous utilisons le coefficient de variation d'un groupe de courbes de charge. Le coefficient de variation $c_v = \frac{\sigma}{\mu}$ est une mesure de la variation relative, en physique c'est une erreur relative.

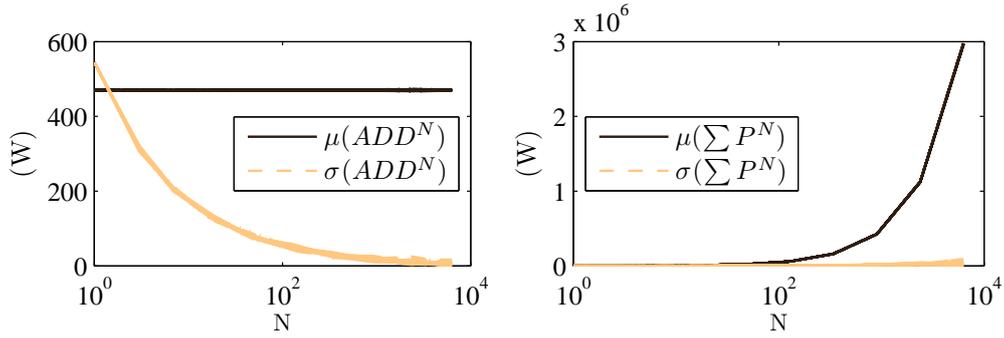
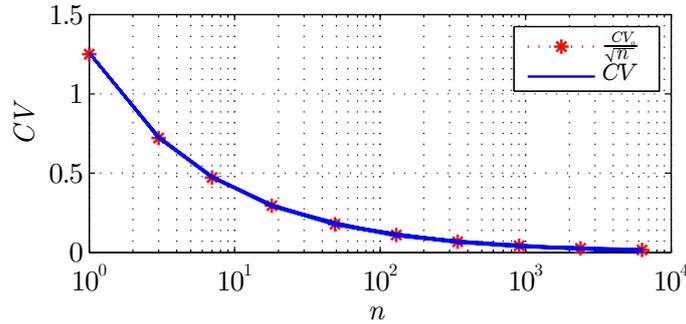
Par agrégation ou sommation, nous observons une réduction du coefficient de variation, CV , lorsque la taille de l'agrégat n augmente. La figure 2.7 montre l'évolution de CV en fonction de n . La méthode d'estimation est décrite ci-après :

Après échantillonnage de la population de 140 courbes de charge sur 3 mois d'hiver, on crée une sous-population de charge journalière. Cette dernière est donc composée de 140 foyers \times 91 jours = 12 740. Pour des agrégats de tailles n définis sur une échelle logarithmique, on découpe la population en paquets de n CdC, autant que possible. Si $n^* = \frac{12\,740}{2} + 1 = 6\,371$ il n'y a qu'un paquet et on ne peut pas évaluer l'écart-type pour des P^{n^*} . Le pavage étant aléatoire on répète l'opération une centaine de fois.

Comme la sous population est composée de CdC de 140 foyers, et non de 12 740, la diversité entre les profils pourrait être sous-estimée. On peut conclure que la volatilité présentée ici est plus faible.

Les figures présentées en 2.7(a) montrent l'évolution de la moyenne et l'écart type de l'ADD et de la somme des courbes de charges pour différents pavages. La valeur totale agrégée est intéressante pour les gestionnaires car c'est la charge qui est effectivement gérée. Pour cette dernière on ne peut pas montrer aussi simplement que le processus d'agrégation réduit la volatilité car $\sigma(\sum P^\infty) = \infty$. Toutefois la figure 2.7(a) montre que l'écart-type croît significativement moins vite que la moyenne. En réalité :

$$CV(\sum P^n) = \frac{\sigma(\sum P^n)}{\mu(\sum P^n)} = \frac{\sigma(n.ADD^n)}{\mu(n.ADD^n)} = \frac{n.\sigma(ADD^n)}{n.\mu(ADD^n)} = CV(ADD^n)$$

(a) Évolution de μ et σ pour les ADD et les CdC totales $\sum P^n = n.ADD$ (b) Évolution de c_v FIGURE 2.7 – Évolution de la volatilité des courbes de charge agrégées à 19h pour $\delta t = 10$ min pour 100 pavages aléatoires

L'étude de la réduction de la volatilité est équivalente entre l'étude de la moyenne ADD^n et le total $\sum P^n$. On montre ainsi que la loi de réduction de la volatilité est $\frac{1}{\sqrt{n}}$:

$$CV(t_i, n) = \frac{CV_{0,t_i}}{\sqrt{n}} \quad (2.8)$$

2.1.4 Caractérisation de l'agrégation temporelle

Pour un échantillon de puissance d'électricité spécifique au pas 10 minutes, on propose d'observer la variation de la puissance appelée pour différents pas de temps. Sur la figure 2.8 on observe le coefficient de variation moyen pour une même courbe de charge à différents pas de temps. Pour adapter le pas de temps en conservant le même nombre de points pour une période de 8 mois on applique une moyenne mobile non centrée ; la valeur d'un point est la moyenne des points précédents. Cette approche est finalement similaire à l'information renvoyée par un compteur pour lequel on récupérerait les valeurs d'incrément à des pas de temps de plus en plus en grands.

Pour définir une loi d'évolution du coefficient de variation en fonction du temps on peut envisager une loi inversement proportionnelle au pas de temps, $f\left(\frac{1}{\delta t}\right)$. Contrairement à l'agrégation spatiale la loi d'évolution temporelle de CV est plus difficile à traduire. La figure 2.9 met en évidence une rupture pour $\delta t = 24$ h qui marque une moindre réduction de la volatilité au delà du cycle journalier. On pourrait s'attendre à un effet similaire pour le cycle hebdomadaire mais celui-ci est trop faible pour être visualisé.

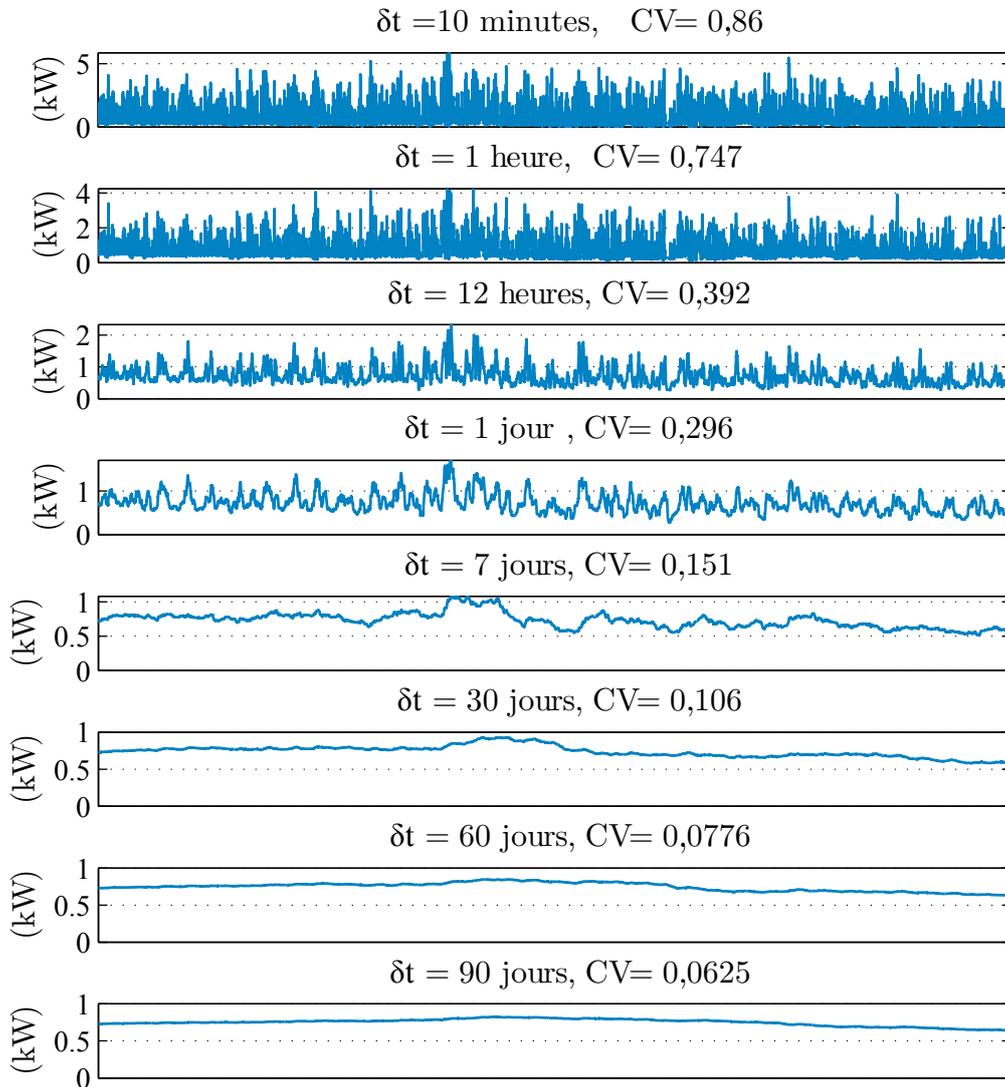


FIGURE 2.8 – Un profil de charge à différents lissages δt , $\Delta t = 8$ mois centré sur l'hiver

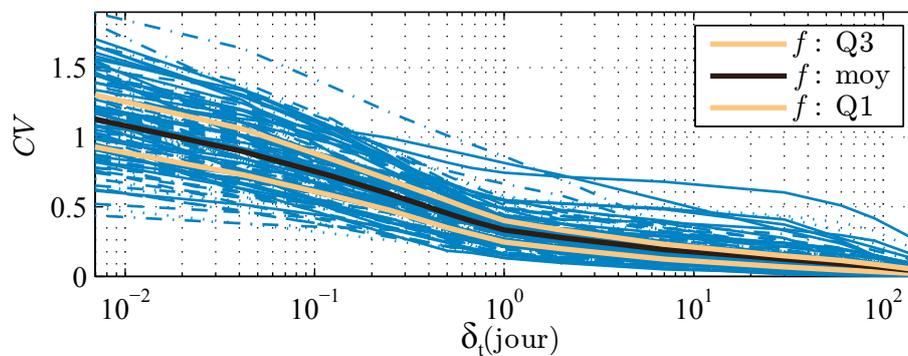


FIGURE 2.9 – CV en fonction du temps pour 140 CdC, de 10 minutes à 3 mois

2.1.5 Agrégation spatio-temporelle et intervalle de confiance

En moyennant temporellement les données à différents niveaux d'agrégation spatiale, il est possible d'en déduire une équivalence espace-temps selon le niveau de volatilité observée sur les courbes de charge. Les résultats sont tracés sur la figure 2.10.

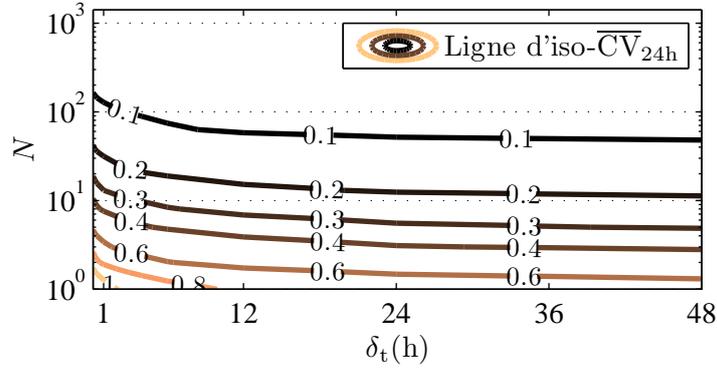


FIGURE 2.10 – Coefficient de variation moyen journalier en fonction de δ_t et n pour de l'électricité spécifique

Quel intérêt ? Que représentent ces courbes d'iso-variation ? Comme énoncé précédemment le coefficient de variation représente une erreur relative qui peut se traduire par le niveau de confiance de la grandeur.

En utilisant la loi forte des grands nombres et le théorème central limite on sait que la moyenne d'une loi θ est encadrée par un intervalle de confiance en asymptote, cf équation 2.9.

$$\left[\bar{\theta} - z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma_\theta}{\sqrt{n}} ; \bar{\theta} + z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma_\theta}{\sqrt{n}} \right] \quad (2.9)$$

avec $z_{1-\alpha/2}$ est le quantile d'ordre $(1 - \frac{\alpha}{2})$ de z la variable normale centrée réduite, et $\bar{\theta}$, σ_θ , la moyenne et l'écart type de θ .

Soit en valeur relative :

$$\left[1 - z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma_\theta}{\bar{\theta} \sqrt{n}} ; 1 + z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma_\theta}{\bar{\theta} \sqrt{n}} \right]$$

Soit pour une CdC, le demi-intervalle de confiance de l'ADD, la confiance relative est :

$$z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma(ADD^n)}{\mu(ADD^n)} = z_{1-\alpha/2} \cdot CV(ADD^n) \sim z_{1-\alpha/2} \cdot \frac{\sigma_0}{\sqrt{n}} \cdot f(\delta_t)$$

Ainsi on montre que la volatilité est un indicateur du niveau de confiance et qu'il existe des équivalences espace-temps sur la précision des estimations. La figure 2.10 montre que l'estimation de la variable « électricité spécifique » est réalisable au même niveau de confiance au pas 10 minutes pour 150 foyers qu'au pas 48h pour 50 foyers. Cette figure trace la volatilité journalière moyenne plutôt que ponctuellement à un instant fixé (comme par exemple à 19 h dans les exemples précédents).

Cette approche apporte une contribution à la création d'échelle d'observation. Cette ana-

lyse met en évidence les frontières d'iso-variation de la quantité à estimer. De plus en fonction du niveau de confiance que l'on souhaite et du niveau d'erreur relative imposé, $\delta\%$, on se reporte au tableau 2.3 qui indique la valeur de CV correspondante.

$\delta\%$	Confiance		
	99 %	98 %	95 %
2 %	0.008	0.009	0.010
5 %	0.019	0.021	0.026
10 %	0.039	0.043	0.051
20 %	0.078	0.086	0.102

TABLEAU 2.3 – Coefficient de variation pour différentes erreurs relatives en fonction de trois niveaux de confiance sous hypothèse de normalité

Le tableau présenté est construit selon la méthode suivante :

La fonction de répartition de la loi normale, usuellement notée Φ , est liée à la fonction d'erreur, dénommée « erf, » par la relation :

$$\Phi(z) = \int_{-\infty}^z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{z}{\sqrt{2}} \right) \right) = \mathbb{P}(X \leq z)$$

$$\mathbb{P}(\bar{x} - \delta x < x < \bar{x} + \delta x) = \operatorname{erf} \left(\frac{\delta x}{\sigma\sqrt{2}} \right)$$

Donc,

$$\operatorname{erf}^{-1}(\mathbb{P}) = \frac{\delta x}{\sigma\sqrt{2}} = \frac{\delta x}{\bar{x}} \frac{1}{CV\sqrt{2}}$$

Et donc pour un niveau de confiance $\mathbb{P} = (1 - \alpha)$ correspondant au risque α , on a :

$$\delta\% = \frac{\delta x}{\bar{x}} = \sqrt{2} CV \operatorname{erf}^{-1}(1 - \alpha) \sim \sqrt{2} \frac{\sigma_0}{\sqrt{n}} f(\delta_t) \operatorname{erf}^{-1}(1 - \alpha) \quad (2.10)$$

La confiance sur l'estimation de la moyenne de consommation annuelle de chauffage a été réalisée par Allibe et al. (2010). Par simulation ils étudient la dispersion de la valeur moyenne issue de plusieurs types de modèles en fonction de la taille de l'échantillon (constitué de groupes hétérogènes de bâtiments). À partir de 300 logements l'erreur relative au risque 2% (confiance de 98%) se stabilise autour de 7%. Selon le tableau ce critère impose une valeur de CV d'environ 0.03 ; d'après les figures 2.10 et 2.7(b) une valeur aussi faible est atteinte, pour le cas d'une estimation de consommation d'électricité spécifique, à un échantillon important $n > 1000$ ou $\delta t > 100$ j.

Malheureusement cette méthode de caractérisation est peu adaptée aux usages thermo-sensibles. En effet le foisonnement et la volatilité des CdCs de chauffage sont affectés par le besoin et donc en premier ordre la température extérieure. Il faut donc introduire la variable température extérieure, T_{ext} .

Conclusion :

Nous avons montré que la caractérisation des appels de puissance devient possible par agrégation et que nous pouvons à partir d'un critère d'espace et de temps

caractériser au risque près la marge d'erreur sur une estimation. Dans cet exemple l'estimation repose uniquement sur l'électricité spécifique, il serait envisageable de le faire sur d'autres mesures à condition d'avoir un panel important.

2.2 Modèles d'estimation de courbes de charge de chauffage et planification

Comme nous l'avons vu au chapitre précédent les modèles d'estimation de chauffage, ou de correction climatique, sont déterminants dans le processus de planification des infrastructures énergétiques. Une simple estimation de moyenne de profil de chauffage n'est pas envisageable car la diversité des appels de puissance est influencée par le comportement des usagers selon leur pratique, et en premier ordre par la rigueur climatique. L'établissement de modèles est donc nécessaire, d'une régression simple à des régressions multiples sur des variables filtrées nous passons en revue les méthodes existantes.

L'objectif de cette partie est de regrouper les fonctions de lien temporel entre la CdC de chauffage, $P(t)$, et les variables exogènes accessibles, $Z(t)$, existantes dans la littérature.

$$P_t = f(P_{t-1}, P_{t-2}, \dots, Z_t, Z_{t-1}, Z_{t-2}, \dots) \quad (2.11)$$

P est un vecteur de dimension 1 tandis que Z est un vecteur de dimension N .

V. Lefieux (2007) apporte une contribution à l'estimation de fonction semi-paramétrique appliquée à la courbe de consommation d'électricité française. Dans cette thèse nous nous contenterons de méthodes paramétriques.

Les modèles sont relativement semblables toutefois ils dépendent du nombre de variables exogènes et surtout du pas de temps considéré. Le cycle saisonnier étant déterminant les pas de temps d'étude les plus simples sont : mensuel, hebdomadaire et journalier. Plus il se réduit et plus l'analyse se complexifie car les phénomènes inertiel et comportementaux apportent des contributions non-linéaires significatives.

2.2.1 Signature énergétique - modèle statique

Les notations utilisées sont empruntées à V. Richalet (1991) et C. Zayane (2011) qui ont toutes deux présenté les modèles statiques.

Les modèles de signatures énergétiques des bâtiments sont des modèles de régression entre les consommations et la température extérieure. Ils ont été largement étudiés dans la littérature (Hammarsten, 1987; Flouquet, 1992; Rabl et Rialhe, 1992; Kissock et al., 2003; Day, 2006; Ali et al., 2011). C'est en règle général le point de départ de travaux plus complexes sur la modélisation des consommations de chauffage des bâtiments (Richalet, 1991; Zayane, 2011). Ces modèles ont d'ailleurs été utilisés à des fins de planification de la demande à l'échelle d'un réseau de distribution (Pedersen et al., 2008).

L'équation 2.12 est un modèle statique de consommation de bâtiment.

2.2.1.1 Modèle à l'ordre 0 - Une variable explicative

À partir de données expérimentales ou issues de modélisation, on peut réaliser la signature d'un bâtiment sur un diagramme (puissance consommée, température extérieure) comme

$$P = L(T_{int} - T_{ext}) - A_s I - G + \varepsilon \quad (2.12)$$

P	Puissance du système de chauffage	(W)
L	Coefficient de déperditions statiques globales, GV en France, UA aux États Unis	(W/°C)
T_{int}	Température moyenne du bâtiment	(°C)
T_{ext}	Température extérieure moyenne	(°C)
A_s	Surface équivalente sud, surface fictive de paroi verticale orientée au sud recevant la même énergie solaire que l'ensemble des vitrages du bâtiment	(m ²)
G	Apport interne gratuit	(W)
I	Ensoleillement global vertical sud, énergie solaire reçue par une paroi verticale orientée au sud	(W/m ²)
ε	Erreur	(W)

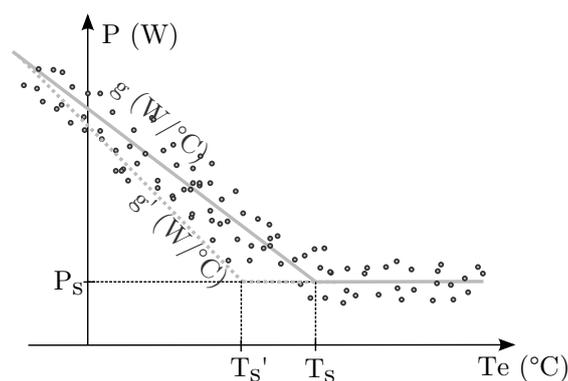


FIGURE 2.11 – Signature énergétique d'un bâtiment, puissance consommée en fonction de la température extérieure

illustré sur la figure 2.11. Ce que l'on pourrait appeler l'ordre 0 de l'estimation d'une signature énergétique est explicité par l'équation 2.13 où $(x)^+ = \max(x, 0)$.

$$P = g(T_{ext} - T_s)^+ + P_s \quad (2.13)$$

T_{ext}	Température extérieure	(°C)
g	Coefficient de sensibilité de la charge au climat	(W/°C)
T_s	Température seuil ou température de non-chauffage	(°C)
P_s	Puissance seuil ou puissance hors-chauffage	(W)

Implicitement, il existe deux sous-problèmes à la caractérisation des signatures énergétiques :

1. $P_s = 0$, la quantité P mesurée à estimer est uniquement relative au chauffage ;
2. $P_s > 0$, l'énergie consommée ne dessert pas exclusivement du chauffage mais d'autres usages qui peuvent perturber l'identification des paramètres.

Le premier cas classique pose des problèmes de corrélation entre variables ; plus spécifiquement au pas de temps journalier où les apports solaires qui varient selon la saison modifie le besoin de manière saisonnière. À cela s'ajoute, pour la deuxième catégorie, les corrélations et les perturbations (homoscédastique ou non) des autres usages tel que l'ECS.

La température T_s varie selon plusieurs variables : le niveau d'apport gratuit, la température de consigne gérée par les occupants, et les apports solaires selon l'équation suivante en supposant que I et G sont stationnaires.

$$T_s = T_{int} - \frac{AsI + G}{L}$$

La sensibilité g est dépendante du niveau d'isolation L du bâtiment mais également de la corrélation des apports à la température, classiquement les apports solaires (limite identifiée dans Flouquet (1992)). Ce phénomène est illustré sur la figure 2.11 par des caractéristiques différentes g' et T_s' ; les apports solaires étant plus élevés en mi-saison lorsque les températures sont proches de T_s , les puissances de chauffage sont d'avantages réduites ce qui biaise l'estimation de L .

On peut ici esquisser simplement le lien qui existe entre ce type de signature énergétique et l'utilisation des degrés-jours (Day, 2006). L'énergie de chauffage Q_{ch} est estimée selon l'équation 2.14 :

$$Q_{ch} = \int_0^{\Delta t} (P - P_s) dt = \int_0^{\Delta t} (g \cdot (T_{ext} - T_s)^+ - P_s) dt \quad (2.14)$$

Une partie de l'intégrale s'estime grâce aux degrés-jours. Météo-France définit les Degrés Jours Unifiés (DJU) par l'équation 2.15 lorsque $T_{base} = 18^\circ\text{C}$ (Météo-France, 2005)

$$\int_0^{\Delta t} (T - T_{base})^+ dt \approx \sum_0^J \left(\frac{T_{min,j} + T_{max,j}}{2} - T_{base} \right)^+ = DJ(T_{base}) \quad (2.15)$$

- $T_{min,j}$: température minimale du jour J mesurée à 2 mètres du sol sous abri et relevée entre J-1 (la veille) à 18 h et J à 18 h UTC ;
- $T_{max,j}$ température maximale du jour J mesurée à 2 mètres du sol sous abri et relevée entre J à 6 h et J+1 (le lendemain) à 6 h UTC.
- T_{base} température seuil, classiquement 18°C ; elle devrait correspondre à T_s

L'expression la plus simple pour estimer les volumes d'énergie de chauffage et des autres usages peut donc s'écrire selon l'équation

$$Q = Q_{ch} + Q_{autre} = g.DJ(T_s) + P_s \Delta t \quad (2.16)$$

Une difficulté peu significative, certes, mais inhérente à ces modèles, est l'estimation de T_s car une simple régression linéaire ne prend pas en compte la saturation de la puissance de chauffage à 0. La procédure d'estimation devrait interdire d'estimer une puissance de chauffage négative.

La première solution consiste à procéder à une estimation par les moindres carrées, *Ordinary Least Square (OLS) regression*, en ne considérant que les points supérieurs à une température frontière a priori $T_{f,reg,0}$. En ajustant $T_{f,reg}$ par minimisation des résidus, i.e. une maximisation de R2, on trouve ainsi la frontière optimale qui permet une estimation paramétrique avec le plus haut niveau de confiance (Pedersen, 2007).

La deuxième consiste à utiliser les modèles statistiques en économétrie habitués à traiter des données positives ou nulles comme toutes les consommations par définition. Le modèle de Tobit permet de modifier localement, au voisinage de T_s , la distribution de l'erreur en interdisant des estimations négatives (Rabl et Rialhe, 1992; Fougère et Kramarz, 2009). Ce modèle est pertinent lorsque la concentration de données proche de T_s est prédominante.

Pour contourner ce problème nous supprimons les points correspondant à des températures supérieures à une température arbitraire de 15°C.

Vu sous un angle de planification des réseaux énergétiques, de chaleur et d'électricité, L. Pedersen et al. propose un modèle de régression, cf eq. 2.17, avec estimation paramétrique de T_s grâce à une méthode itérative.

$$\Phi_{HL,j,d} = \alpha_{j,d} + \beta_{j,d} \cdot \theta + \varepsilon_{j,d} \quad (2.17)$$

Φ_{HL}	le besoin thermique moyen horaire	(W)
θ	la température extérieure moyenne journalière	(°C)
α	les besoins hors chauffage	(W)
β	le coefficient de régression de la part dépendante de la température	(W/°C)
ε	l'erreur du modèle	(W)
j, d	l'heure et le type de client	(-)

où les paramètres $\alpha_{j,d}$ et $\beta_{j,d}$ définissent les modulations infrajournalières des besoins de chauffage par type de bâtiment

Si cette méthode définit des profils infrajournaliers, les fluctuations infrajournalières sont des approximations car la seule variable explicative est la température moyenne journalière.

2.2.1.2 Modèle à l'ordre 1 - Plusieurs variables explicatives

L'ordre 1 des modèles de signature énergétique consiste ici à inclure d'autres variables déterminantes à la consommation de chauffage. Cette conjecture suppose d'établir une liste exhaustive des variables impactant le chauffage et de retenir les plus influentes. Ceci est présenté dans le chapitre traitant de la modélisation des bâtiments.

En ordre de grandeur par rapport au coefficient de déperdition L du bâtiment défini en équation 2.12, le tableau 2.4 montre l'impact de 3 grandeurs : les apports internes, les apports solaires, un degré de température intérieure supplémentaire, sur l'énergie de chauffage, et la température seuil. Les impacts sont à peu près équivalents.

$L = 200$ (W/°C)	Ordre de grandeur	Nb h_{eq} (h)	Energie (kWh)	ΔT_s (°C)
\mathbf{G}	200 W	3000	600	1
$\mathbf{A_s I}$	300 W	1500	450	1,5
$\mathbf{\Delta T_{int}}$	1 °C	3000	600	1

TABLEAU 2.4 – Éléments de comparaison des ordres de grandeurs des impacts des apports internes, solaires et d'un changement de température intérieure sur : l'énergie de chauffage et la température seuil, selon leur nombre d'heure équivalent

Ces valeurs varient selon le niveau d'isolation L . Les paramètres retenus dans un modèle dépendent donc de l'erreur admissible sur la modélisation. Si auparavant les ingénieurs pouvaient négliger l'influence de certains paramètres en justifiant une faible influence sur l'erreur relative, les nouveaux bâtiments à hautes performances énergétiques ont des besoins si faibles que les erreurs relatives deviennent élevées. Les variables à « iso-incidences » sur la sortie (i.e. le chauffage) en valeur absolue deviennent ainsi significatives. Les bâtiments à très faibles consommations ne sont pas étudiés.

Le modèle complet de signature énergétique, équivalent du modèle statique, peut s'écrire selon les équations 2.18 ; les variables marquées par un chapeau sont à estimer.

$$P = \hat{g} \cdot (T_{ext} - \hat{T}_s)^+ + \hat{a}_0 I \tag{2.18a}$$

$$P = \hat{g} \cdot (T_{ext} - T_{cons})^+ + \hat{a}_0 I + \hat{a}_1 G \tag{2.18b}$$

Le modèle 2.18a est étudié dans la littérature (Richalet, 1991; Flouquet, 1992). Celui-ci permet de pallier les problèmes de corrélations entre apports solaires et température extérieure évoqués dans la partie précédente 2.2.1.1. Le second quant à lui est peu développé car les données d'apport internes G ne sont pas accessibles.

2.2.2 Influence du pas de temps sur la dispersion des variables

Peu de modèles de signature énergétique horaire à l'échelle d'un bâtiment sont renseignés dans la littérature. En réalité il s'agit d'un autre problème connu et renseigné dans différents travaux, l'identification des paramètres dynamiques. Finalement il s'agit d'un problème plus complexe d'identification de paramètres, car la présence de non-linéarités est un écueil majeur.

La figure 2.12 montre l'allure des signatures énergétiques de chauffage à différents pas de temps pour une même CdC. Nous remarquons aisément la réduction du nuage de point

autour d'une droite à mesure que le pas de temps s'étend. Le premier graphique montre qu'il est peu aisé de procéder à une estimation de la courbe de chauffage sur une seule variable explicative, la température extérieure.

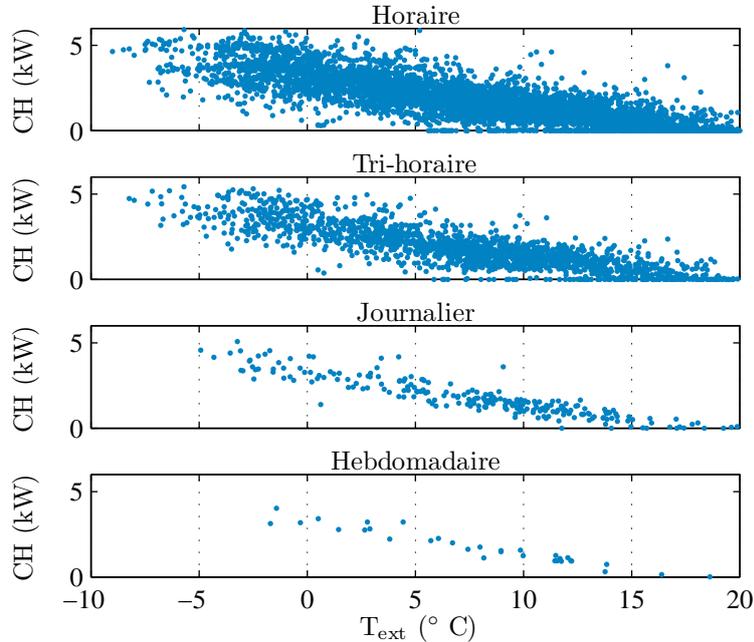


FIGURE 2.12 – Visualisation d'une signature énergétique individuelle réelle de chauffage à différents pas de temps

Dans la section suivante nous introduisons donc le concept de « signature dynamique », le but est de reproduire artificiellement la dynamique de la consommation de chauffage infra-journalière afin de réduire la dispersion des points et améliorer l'estimation/identification des paramètres.

2.2.3 Signature énergétique - modèle dynamique

Des modèles plus raffinés envisagent des lissages de température permettant de représenter les phénomènes inertiels de transferts thermiques dans les bâtiments. Ces lissages permettent d'améliorer la qualité de l'estimation en réduisant l'erreur ou le bruit engendré par les transferts non-instantanés.

Dans la partie précédente nous présentions un modèle statique, nous proposons donc ici un modèle dynamique simplifié issu des travaux d'EDF (Zayane, 2011) en éq. 2.19 :

$$T_{int} + \tau \frac{dT_{int}}{dt} = T_{ext} + \frac{1}{L}P + a_Q\tau \frac{dP}{dt} + \frac{AsI + G}{L} \quad (2.19)$$

En pratique il est extrêmement difficile d'observer expérimentalement à l'échelle d'un bâtiment les effets de la dynamique. En effet les perturbations rendent l'estimation des paramètres peu viable. En revanche à un niveau plus agrégé la prise en compte de la dynamique des bâtiments permet des améliorations notables sur l'estimation des paramètres.

Les approches entreprises dans la littérature sont présentées ci-après en deux parties selon le pas de temps d'étude.

Variables :		
P	Puissance du système de chauffage	(W)
T_{int}	Température intérieure moyenne du bâtiment	(°C)
T_{ext}	Température extérieure moyenne	(°C)
G	Apport interne gratuit	(W)
Paramètres statiques :		
I	Ensoleillement global vertical sud, énergie solaire reçue par une paroi verticale orientée au sud	(W/m ²)
A_s	Surface équivalente sud,	(m ²)
L	Coefficient de déperditions statiques globales,	(W/°C)
Paramètres dynamiques :		
τ	Constante de temps du bâtiment	(s)
a_Q	Ressaut aux flux de chauffage	(°C/W)

2.2.3.1 Lissage journalier

Dans la partie Maîtrise de la Demande du chapitre 1 concernant l'étude de cas du département du Lot, l'auteur propose une méthode d'estimation de la partie thermosensible de la charge électrique pour assurer le suivi de celle-ci (Pigenet, 2009). Selon un objectif de minimisation de l'erreur quadratique d'estimation N. Pigenet applique un lissage sur la température extérieure moyenne des relevés d'une station du département écrit en éq. 2.20 pour calculer une *température inertielle* $T_{j,n}$, avec n le nombre de jour définissant cette température.

$$T_{j,n} = \alpha_j.T_j + \alpha_{j-1}.T_{j-1} + \dots + \alpha_{j-n+1}.T_{j-n+1} \quad (2.20)$$

$$\text{avec } \sum \alpha_i = 1 \text{ et } \alpha_{j-n+1} = \frac{\left(\frac{1}{\sqrt{2}}\right)^n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{\sqrt{2}}\right)^i}$$

Les poids des coefficients de lissage du modèle précédent, cf. eq. 2.20, sont représentés figure 2.13(a). L'auteur conclut que $n = 9$, soit la prise en compte des 8 jours antérieurs, permet d'apporter une correction significative et qu'au delà le bénéfice marginal est quasi-nul.

A titre de comparaison, le modèle présenté ci-après est représenté sur la figure 2.13(b). Celui-ci propose également des coefficients aux poids décroissants avec le temps. Ce dernier est utilisé à des fins de prévisions de CdC électrique. Ruzic et al. (2003) proposent le lissage écrit en équation 2.21, une suite géométrique de raison $\frac{1}{2}$:

$$T = \frac{1}{2^N - 1} \sum_{k=1}^N 2^{N-k} T_{j-k} \quad (2.21)$$

De plus, Ruzic et al. (2003) corrigent l'estimation de température par les effets de vent, le « Wind Chill Effect », qui induisent une baisse de la température ressentie. Le modèle est détaillé ci-après, éq. 2.22

$$T_j = \begin{cases} T_{aj} & T_0 \leq T_{aj} \\ T_{aj} - (A_v - 1)(T_0 - T_{aj}) & T_{aj} < T_0 \end{cases} \quad (2.22)$$

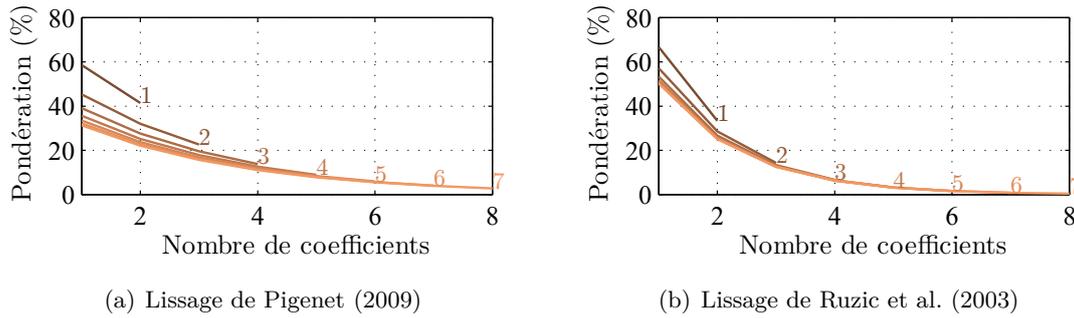


FIGURE 2.13 – Coefficients de pondération en fonction du nombre de jours passés

$$\text{avec } A_v = \begin{cases} 1 & v \leq v_0 \\ \frac{Q_0 + 10\sqrt{v} - v}{Q_0 + 10\sqrt{v_0} - v_0} & v_0 < v < v_{max} \\ \frac{Q_0 + 10v_{max}}{Q_0 + 10\sqrt{v_0} - v_0} & v_{max} \leq v \end{cases}$$

Par une heuristique, les auteurs déterminent les paramètres suivants :

- $T_0 = 13$ °C, température seuil à partir de laquelle la correction du vent est appliquée ;
- $Q_0 = 62,70$ kcal/(m²h°C) ou 72.9 W/(m²°C), énergie dissipée par le vent ;
- $v_0 = 2$ m/s, limite inférieure de vitesse de vent provoquant un refroidissement ;
- $v_{max} = 25$ m/s, limite supérieure de vitesse de vent provoquant un refroidissement.

Ce modèle corrige ainsi la température extérieure journalière T_{aj} , jusqu'à 3°C de correction, afin de prendre en compte l'effet du renouvellement d'air plus important dans les bâtiments.

Enfin nous concluons cette partie sur les méthodes journalières en abordant brièvement le choix effectué par le Groupe de Travail Gaz (GTG). Dans les profils de reconstitution des flux gaz au pas journalier, une température lissée est utilisée pour modéliser les profils de consommation des clients non-télérelevés, (GTG, 2009). Le modèle de *température efficace* proposé dans la méthode de reconstitution des flux gaz est le suivant :

$$T_{eff,j} = 0,64.T_j + 0,24.T_{j-1} + 0,12.T_{j-2} \quad (2.23)$$

2.2.3.2 Lissage infrajournalier

Étant donné la volatilité des variables pour des pas de temps inférieurs à 24 h, les modèles de signature s'appliquent en pratique à des CdC agrégées.

Modélisation semi-physique, Nielsen et Madsen (2006) :

Le modèle de signature présenté s'applique à une CdC de réseau de chaleur desservant des centaines de bâtiments.

À partir d'une description physique des phénomènes régissant le besoin de chauffage d'un bâtiment les auteurs (Nielsen et Madsen, 2006) déterminent un modèle non-linéaire générique de puissance de chauffage avant de simplifier l'impact des sollicitations (température, vent, ensoleillement). Ce type d'approche de modélisation est connu sous le nom de modélisation « boîte grise », à opposer aux modèles « boîtes noires » dont la forme finale est déterminée

par des algorithmes dénués de toute réalité physique (ARMAX, réseaux de neurones, ...) Les hypothèses qui justifient la forme du modèle sont :

- Température de consigne de chauffage constante ;
- Forme du modèle d'apport solaire indéterminée : modèle semi-paramétrique ;
- Effet inertiel représenté par un filtre passe-bas sans zéro ;
- Les apports internes ne sont pas estimés.

La justification d'un filtre passe bas appliquée à la température n'est pas clairement exposé. Les auteurs proposent la comparaison de la température lissée et de la charge de chauffage lissée par une moyenne quadratique mobile sur 3 jours sur un même graphique, dénommé « cave-plot ».

Le filtre retenu est :

$$H(q) = \frac{0,7}{(1 - 0,93q^{-1})} \quad (2.24)$$

La fonction de transfert correspondant aux apports solaires est un modèle semi-paramétrique comportant une partie estimée par Filtre à Réponse Impulsionnelle finie, et une moyenne. Après estimation, la radiation solaire est finalement lissée par un filtre du deuxième ordre. La démarche entreprise dans cette étude est originale dans la mesure où la physique du bâtiment participe à l'élaboration du modèle agrégé. Cependant l'agrégation des charges de chauffage des bâtiments n'est pas réalisée en tant que telle.

Le modèle est stationnaire et constant au pas temps horaire. Celui-ci prend donc en compte les variations infrajournalières des variables explicatives : vent, température, rayonnement solaire. En revanche comme le soulignent les auteurs celui-ci n'est pas adapté aux variations infrajournalières des températures de consigne de chauffage.

Méthode des points analogues, Météhore

La méthode développée par EDF (Bruhns et al., 2005) consiste à définir autant de modèles de lissage qu'il y a de points sur une journée, soit 24 pour un modèle horaire. Les variations infrajournalières du modèle rendent compte des évolutions des paramètres, en plus des évolutions des variables.

Nous l'appellerons dans ce document *méthode des points analogues* car on définit un modèle stationnaire variable ; on suppose que les paramètres à une heure fixée sont les mêmes quelque soit le jour.

La méthode de lissage employée permettant de prendre en compte les effets inertiels est un lissage exponentiel simple, également introduit dans la méthode de correction climatique pour le profilage (RTE, 2011c) :

$$T_{LT}(h, j, n) = (1 - a_h) \cdot T_e(h, j, n) + a_h \cdot T_{LT}(h - 1, j, n) \quad (2.25)$$

$$T(h, j, n) = (1 - b_h) \cdot T_e(h, j, n) + b_h \cdot T_{LT}(h, j, n) \quad (2.26)$$

- T_e la température extérieure brute ;
- T_{LT} , la température long-terme, T_e filtrée ;
- (h, j, n) , indices d'heure, du jour, et de l'année.

L'équation 2.25, équation du lissage exponentiel sous forme de récurrence, écrite dans le

domaine de la transformée en Z , donne, en indiquant selon t le temps et non (h, j, n) :

$$\begin{aligned} T_{LT}^t &= a_h \cdot T_{LT}^{t-1} + (1 - a_h) \cdot T_e^t \\ \Rightarrow T_{LT} &= a_h \cdot T_{LT} z^{-1} + (1 - a_h) \cdot T_e \end{aligned}$$

soit,

$$T_{LT} = \frac{1 - a_h}{1 - a_h \cdot z^{-1}} T_e \quad (2.27)$$

Finalement l'équation 2.26 peut donc se réécrire :

$$T = \frac{1 - a_h \cdot b_h + a_h (b_h - 1) z^{-1}}{1 - a_h \cdot z^{-1}} T_e, \quad h \in [1, 24] \quad (2.28)$$

Nous avons simplement mis en évidence que le modèle de lissage de la température peut se mettre sous la forme d'une fonction de transfert, comme dans le modèle proposé par Nielsen et Madsen (2006) à l'exception que celle-ci comporte un zéro. Selon Bruhns et al. (2005), a_h est de l'ordre de 0,98 au pas horaire.

Ce modèle à une température lissée a été complété par une deuxième température lissée ; voir le modèle d'estimation Météhore A.3 rappelé en équation 2.29. En suivant le raisonnement précédent on aboutit à une fonction de transfert d'ordre 2 de la forme eq. 2.30 pour définir la *température ressentie* :

$$T = w_0 \cdot T_e + w_1 \cdot LES(T_e, p_1) + w_2 \cdot LES(T_e, p_2) \quad (2.29)$$

et l'opérateur LES définissant un lissage exponentiel simple :

$$LES(u, p_\tau) : y_t = (1 - p_\tau) \cdot u_t + p_\tau \cdot y_{t-1}$$

$$T = H(z) \cdot T_e = \frac{1 + c_{h,1} z^{-1} + c_{h,2} z^{-2}}{(1 - a_{h,1} \cdot z^{-1})(1 - a_{h,2} \cdot z^{-1})} T_e, \quad h \in [1, 24] \quad (2.30)$$

Le modèle Météhore complet inclut également la couverture nuageuse pour prendre en compte l'effet de serre, et les apports solaires. En effet, d'une part les nuages diminuent les échanges radiatifs avec le ciel, et d'autre part ils réduisent également le rayonnement solaire en journée. La température est donc corrigée des effets de la nébulosité, $N \in [1, 8]$, selon l'équation 2.31. Lorsque la nébulosité est maximale, $N = 8$, la température n'est pas affectée ; en revanche lorsque le ciel s'éclaircit la température est augmentée d'environ 0,3 K/octa en prenant comme hypothèses 650 MW/octa et 2300 MW/K (RTE, 2011d).

$$T = H(z) \cdot T_e + \mu_h \cdot (8 - N), \quad h \in [1, 24] \quad (2.31)$$

L'ensemble de ces méthodes statistiques n'est pas basé sur les approches physiques et peu d'améliorations sont envisageables étant donné que, excepté Madsen, on ne peut connaître les hypothèses physiques sous-jacentes à l'écriture d'un tel modèle.

Cette partie a mis en évidence la frontière qui existe actuellement entre les méthodes individuelles qui ne prennent pas en compte la dynamique et les méthodes

agrégées qui au contraire profitent des effets d'agrégation pour traduire les effets inertiels du parc.

Le concept de température *inertielle*, *ressentie*, ou *efficace* consiste à filtrer la température ambiante afin de prendre en compte l'effet de mémoire provoqué par le stockage de chaleur dans les parois.

Nous proposons dans la partie suivante une analyse sur des courbes de charge réelles individuelles et agrégées de chauffage. Par anticipation sur le chapitre suivant nous appliquerons dans la suite le modèle des points analogues avec lissage de température dont la forme sera justifiée par une analyse théorique de la physique du bâtiment.

2.3 Application à des courbes de charge réelles

2.3.1 Étude de cas : micro-cogénérations en résidentiel

Cette section est un résumé d'une partie de l'article publié dans lequel on trouve des résultats de courbes de charge mesurées dans des logements en France (Vuillecard et al., 2011b), et inclu en annexe B.1.

Celui-ci comprend la description d'une campagne d'essai de 40 μ -cogénérations à moteur Stirling d'1 kWe installées dans des maisons situées en région Rhône-Alpes. L'échantillon est comparé à des consommations de référence fournies par le CEREN. Ainsi on a vérifié que ce panel très restreint a des moyennes de consommation de gaz et d'électricité proches des valeurs de référence. Le cahier des charges de cette expérimentation est bien adapté au bilan en énergie et en puissance étant donné que les relevés sont disponibles sur une année entière à une résolution de 1 minute.

La superposition des descripteurs présentés en début de chapitre concernant la puissance montre l'influence de la production par micro-cogénération sur les profils de charge électrique soutirée au réseau. L'analyse des relevés expérimentaux met en évidence une réduction de pointe de 17% entre l'ADMD et l'ADML annuels du groupe de 40 maisons; voir sur la figure 2.14, les deux maximums sont indiqués par une double flèche. L'ADmL est négatif en hiver car les productions nocturnes génèrent des reflux de courant. Cette figure trace également les facteurs de charge journaliers qui sont plus faibles avec la micro-cogénération. En effet cette technologie permet de diminuer plus fortement les consommations que les pointes journalières.

La superposition des descripteurs concernant la puissance montre l'influence de la production par micro-cogénération sur les profils de charge électrique soutirée au réseau.

Afin de compléter l'analyse nous proposons en plus dans ce manuscrit les figures 2.15(a) et 2.15(b) qui complètent la visualisation de l'autoconsommation moyenne d'un groupe de maison ainsi que de la quantité de reflux d'électricité sur le réseau amont. La définition des descripteurs est explicitée dans le prochain chapitre, nous les introduisons donc brièvement :

- *ADD*, en bleu, il représente la consommation moyenne d'électricité d'un foyer ;
- *ADG*, en vert, cette grandeur correspond à la quantité d'électricité produite ;
- *ADE* caractérise la quantité d'électricité produite et exportée, soit à l'échelle individuelle en rouge pour $n=1$ (moyenne des 37), soit au niveau du groupe $n=37$.

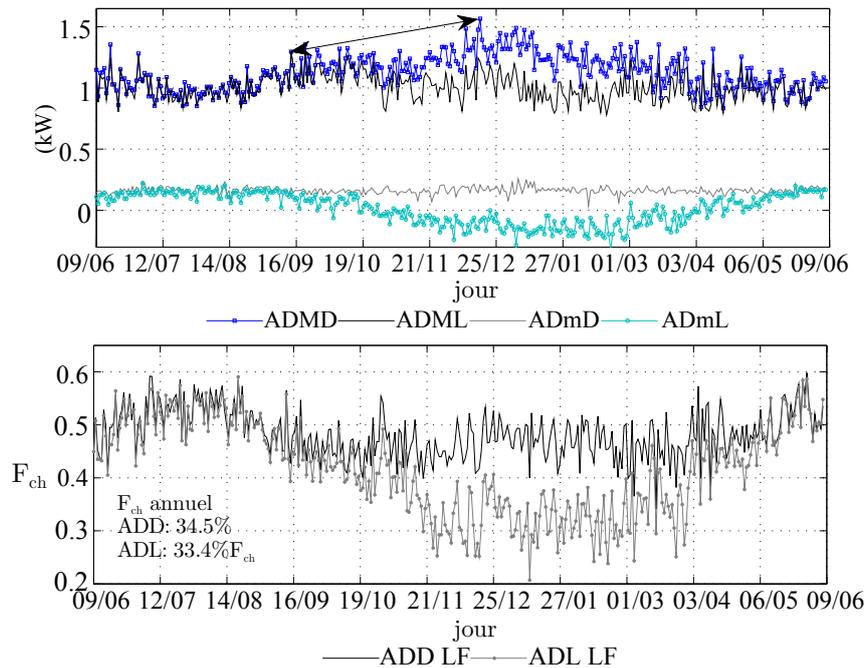


FIGURE 2.14 – Descripteurs journaliers des courbes de charge électrique de logements équipés de micro-cogénération

Dans l'article nous avons mis en évidence l'amplitude des reflux au pas minute (fig 2.14), ici nous présentons donc les quantités d'électricité exportée au pas horaire et journalier. Ce résultat est difficilement modélisable à cette échelle car la concomitance des courbes de charge réelles de demande et production dépend des hypothèses peu vérifiable d'un tel exercice.

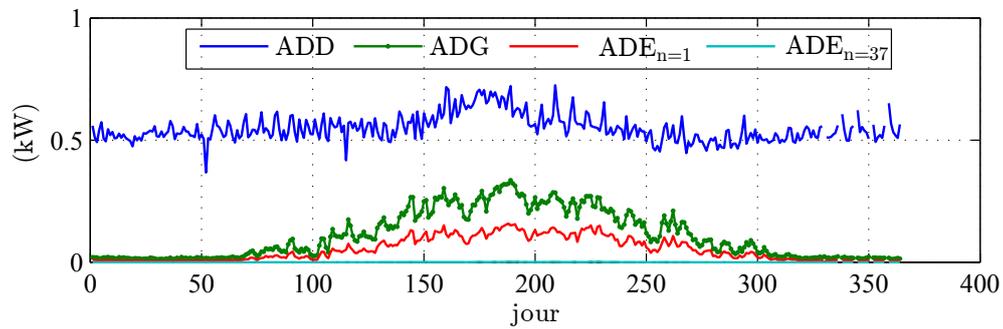
Enfin à partir d'une classification empirique des profils de température intérieure, constant ou avec réduit de nuit, nous montrons que l'évolution infra-journalière des gradients présente des distinctions intéressantes : constant ou variable avec un maximum le matin lors de la remise en chauffe des logements.

Nous mettons aussi en évidence le manque d'approche intégrée incluant la description de la charge (du chauffage) en fonction de la température dans les travaux de modélisation des réseaux électriques. La caractérisation du gradient est pourtant un point clé étant donné que c'est cette variable qui détermine le besoin et donc le gisement de production d'électricité cogénérée.

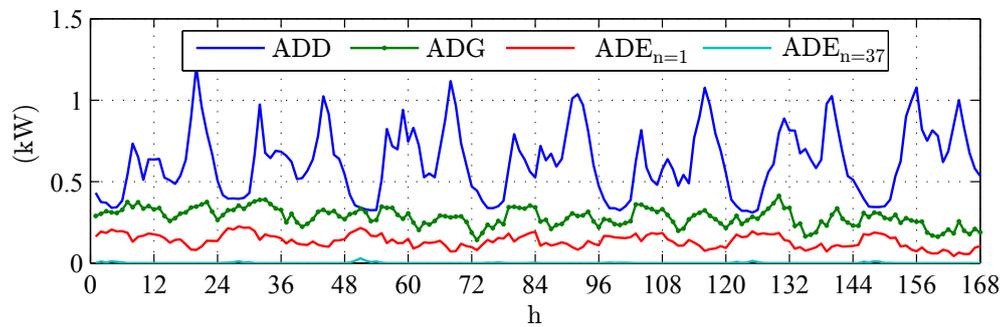
Nous proposons dans la section suivante une analyse plus fine des charges de chauffage électrique pour distinguer les caractérisations possibles des courbes de charge des logements selon les échelles de temps.

2.3.2 Analyse de courbes de charge de chauffage électrique

Dans une souci de concision, les données utilisées dans cette partie sont présentées en annexe page 257. Nous avons à disposition un panel de CdC, électricité spécifique, ECS, et chauffage électrique.



(a) CdC annuels au pas journalier



(b) CdC hebdomadaires centrées sur l'hiver au pas horaire du lundi au dimanche

FIGURE 2.15 – Illustrations aux pas journalier et horaire des mesures expérimentales relevés au pas minute pour un groupe de 37 maisons individuelles équipées de micro-cogénération Stirling 1kWe

2.3.2.1 Données et traitements

Nous avons à disposition un panel de 160 courbes de charge (CdC) de chauffage électrique de différents logements (maisons et appartements) répartis sur le territoire français. L'analyse des signatures énergétiques permet de caractériser les thermosensibilités de chacun des logements. Lorsque le coefficient de corrélation entre la température et la charge est inférieur à 0,7 (critère arbitraire) la signature est chaotique et nous écartons le logement de cette analyse (jours d'absence trop fréquents, bois de chauffage, gestion du chauffage trop irrégulière) ; 25 % des individus sont écartés.

Pour les 120 sites restants nous menons l'analyse suivante :

Analyse individuelle : Couplets {gradient, température seuil} selon la méthode de signature énergétique d'ordre 0 pour chacun des logements ;

Analyse agrégée : Par sommation des CdCs et création d'une température extérieure pondérée des gradients de chaque site nous analysons les charges selon les méthodes présentés dans la partie précédente.

2.3.2.2 Analyse de charges individuelles

L'analyse des signatures énergétiques d'ordre 0 de chacun des logements, $P = g \cdot (T_{ext} - T_s)^+$, fournit les résultats suivants représentés sur les figures 2.16(a) et 2.16(b).

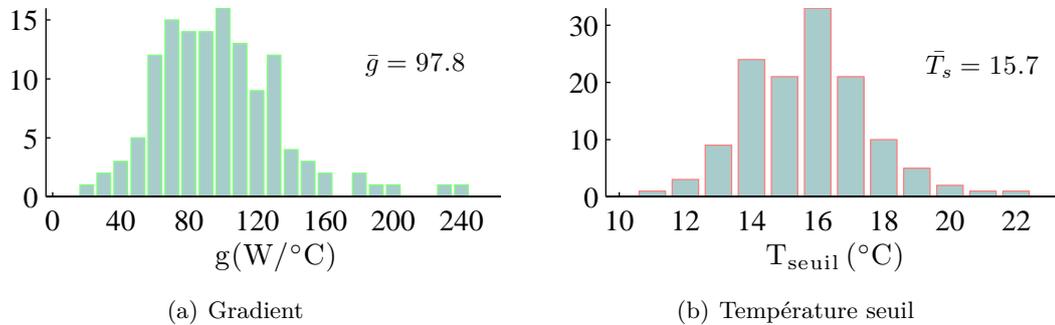


FIGURE 2.16 – Distribution des températures seuils et des gradients pour les sites identifiés comme « réguliers »

La moyenne des paramètres identifiés est : $\{\bar{g}, \bar{T}_s\} = \{98 W/^\circ C, 15,7 ^\circ C\}$. La taille de l'échantillon ne permet pas de conclure sur la représentativité de telles ou telles lois de probabilité. Si une gaussienne paraît adaptée pour la variable température seuil, le gradient en revanche montre qu'une loi log-normale pourrait être justifiée étant donné l'étalement des valeurs au delà de la moyenne.

La distribution des consommations de chauffage électrique est présentée sur la figure 2.17. Celle-ci a une moyenne relativement faible par rapport à la consommation du parc de logements français qui est de 5600 kWh par an CEREN (2012). Le tableau 2.5 présente les consommations des segments chauffés à l'électricité. On remarque que les valeurs sont relativement proches mais il est impossible d'expliquer les écarts dus à un manque d'information concernant les logements (surface, ancienneté, etc).

kWh (et % des effectifs)	Maison	Appartement	non-identifié
CdC du panel	5 440 (31 %)	3 860 (47 %)	3 470 (22 %)
CEREN	5 600 (58 %)	3 240 (42 %)	-

TABLEAU 2.5 – Consommation de chauffage électrique ; 30% du panel est exclu car une partie de la saison de chauffe est manquante

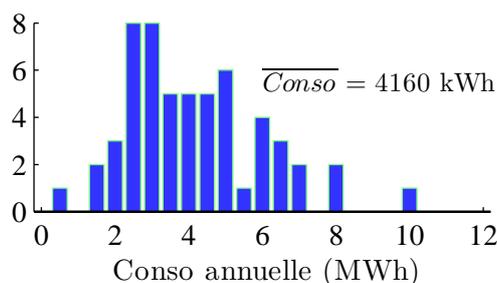


FIGURE 2.17 – Distribution des consommations annuelles de chauffage du panel

2.3.2.3 Analyse de la charge agrégée

La première étape avant l'analyse des données consiste à moyenner les CdCs, de créer l'ADD du panel, c'est-à-dire la CdC du logement moyen. Pour créer la température extérieure moyenne correspondante à l'ADD, une pondération des températures des stations météo les plus proches par la thermosensibilité de chacun des sites est effectuée. De cette manière on crée un indice le plus représentatif de la température qui aurait affecté le logement moyen.

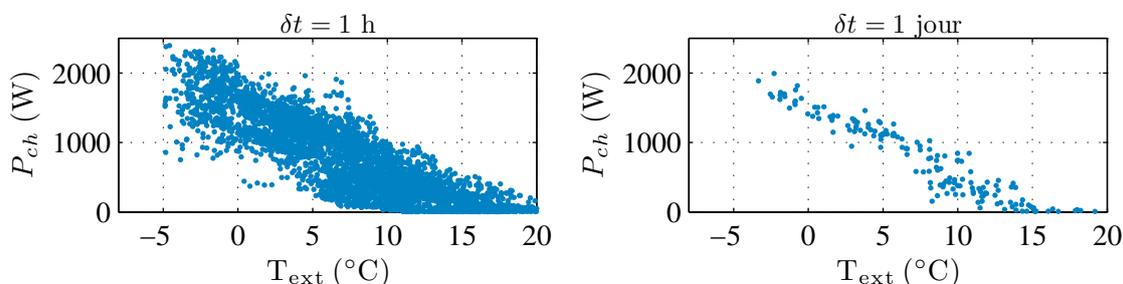


FIGURE 2.18 – Signatures horaire et journalière de l'ADD du chauffage.

La figure 2.18 montre les signatures horaires et journalières. On note que la réduction de la dispersion entre le pas horaire et le pas journalier est bien marquée, et qu'entre 7 et 15 °C la dispersion des points journaliers semble plus élevée qu'en deçà de 7°C.

Estimation journalière :

Après application des estimations par signature statique (d'ordre 0), fig. 2.19, et par signature dynamique, fig. 2.20, on remarque une forte amélioration de l'estimation ; respectivement l'erreur absolue moyenne est de 118 W contre 57 W. L'utilité d'un lissage permettant de refléter la dynamique de consommation est donc confirmée.

Le tableau 2.6 présente les valeurs estimées de gradient, de température seuil, et des variables associées au lissage exponentiel. Nous pouvons souligner deux choses. Premièrement,

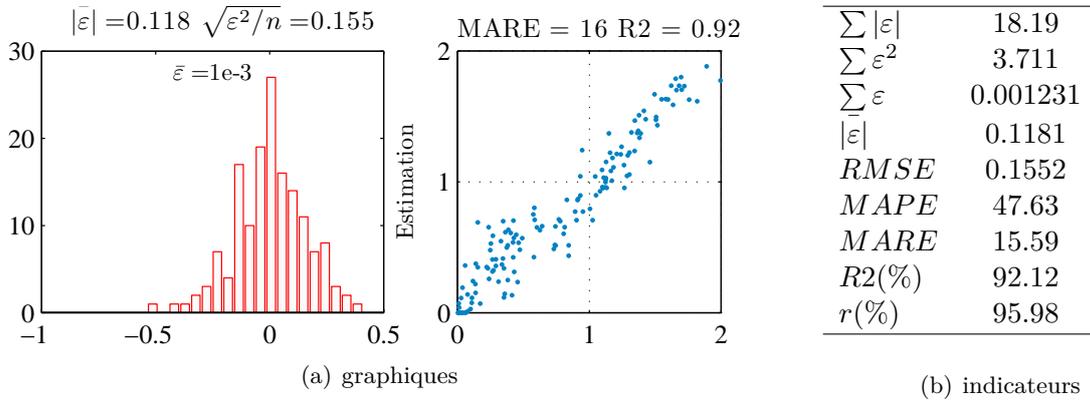


FIGURE 2.19 – Synthèse de l'erreur (kW) d'une signature statique d'ordre 0

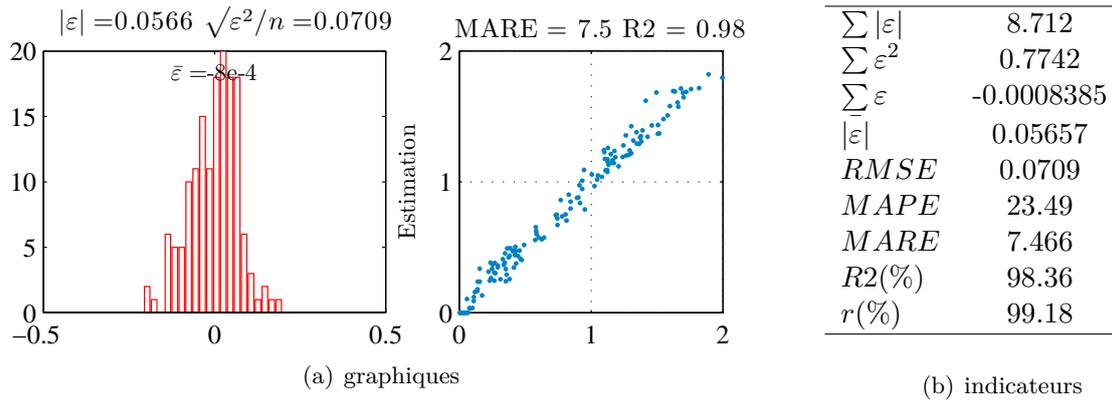


FIGURE 2.20 – Synthèse de l'erreur (kW) d'une signature dynamique avec lissage exponentiel

	g (W/°C)	T_s (°C)	τ_1 (h)	τ_2 (h)	w_0 (%)	w_1 (%)	w_2 (%)
Estimation statique	102,63	15,01	0	0	0	0	0
Estimation dynamique	120,43	13,63	169,92	28,47	28,75	71,25	0,00

TABLEAU 2.6 – Paramètres identifiés par l'estimation journalière

les valeurs de gradient indiquées pour les deux estimations diffèrent de 20% et les températures seuils de 10%. Le filtre appliqué à la température extérieure modifie le référentiel de température et donc **la thermosensibilité apparente**. Nous désignons par apparente les quantités estimées. **La définition d'une thermosensibilité, $\{g, T_s\}$, est donc propre au modèle d'estimation.**

Deuxièmement, l'algorithme d'estimation mis en œuvre ne détecte pas de deuxième constante de temps, le poids correspondant est nul. Nous aborderons dans le chapitre suivant la signification des constantes de lissage et des poids associés.

Enfin, pour illustrer, nous montrons sur la figure 2.21 les profils d'ADD estimés selon les deux méthodes. La période recouvre une partie de l'hiver et une mi-saison pour que le signal estimé balaie l'intervalle $[0, ADM D]$.

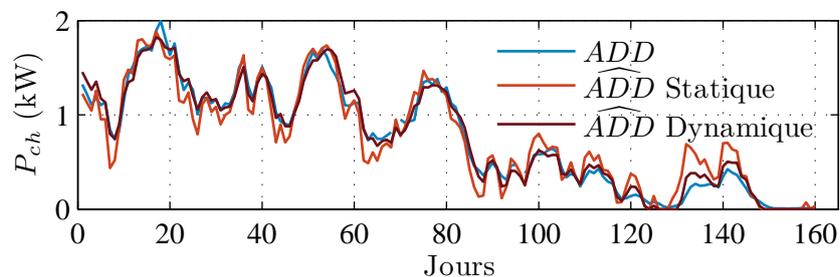


FIGURE 2.21 – Profils journaliers de chauffage

Estimation infrajournalière au pas horaire :

Par application de la méthode des points analogues nous présentons les résultats dans le cas de signatures statique et dynamique, fig. 2.22 et fig. 2.23.

Les écarts d'estimation entre les deux méthodes sont du même ordre de grandeur que dans le cas journalier. En revanche au pas horaire l'erreur moyenne est de 90 W contre 57 W au pas journalier dans les meilleurs cas.

L'identification sans contrainte des paramètres est résumée par les figures 2.24(a), et 2.24(b). On constate que la température seuil oscille autour de 14°C, et que le gradient moyen est de 120 W/°C. Cette dernière valeur est cohérente avec l'estimation journalière. On observe les valeurs élevées du gradient le matin et le soir, de 20% supérieures à la moyenne.

Les modulations observées soulèvent des questions sur les interprétations possibles :

- est-ce que les augmentations de gradient correspondent à un indice de concomittance d'utilisation du chauffage ? ou une déformation due à des relances ?
- La température seuil élevée entre 8h et 17h indique-t-elle une élévation de la température de consigne ?

L'identification des causes de ces variations serait une avancée à la compréhension des déterminants de la demande.

La température « rapide » identifiée n'influe pas sur la température ressentie, elle a un poids nul comme le montre la figure 2.24(b). La température « lente » est très présente la

nuit, elle détermine à plus de 80 % la température ressentie, et compose cette dernière pour moitié en pleine journée.

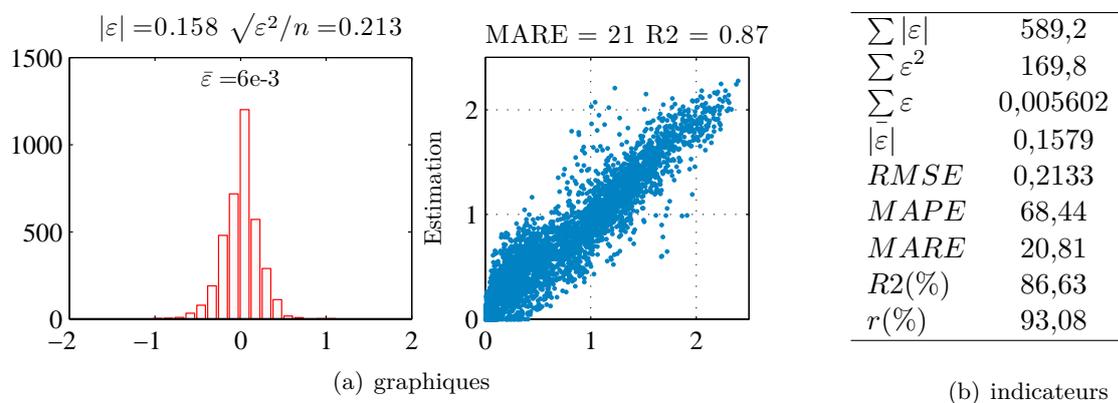


FIGURE 2.22 – Synthèse de l'erreur (kW) en régression simple infrajournalière

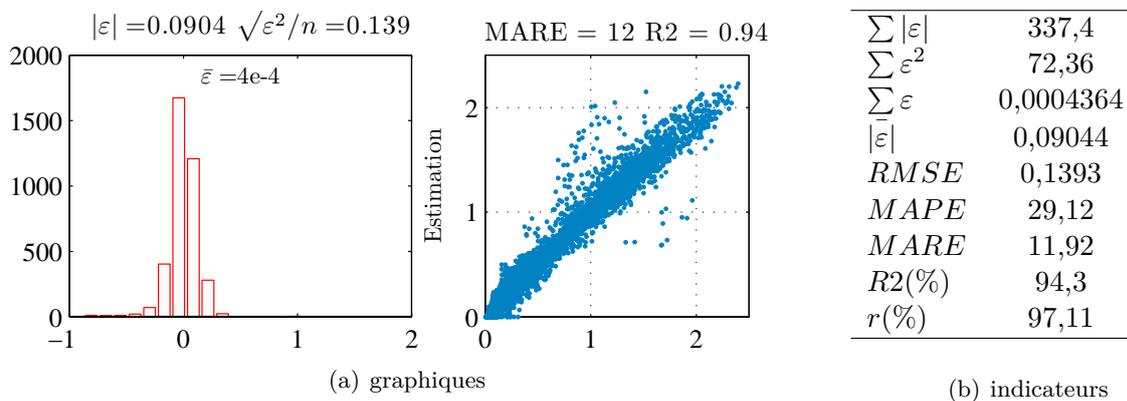
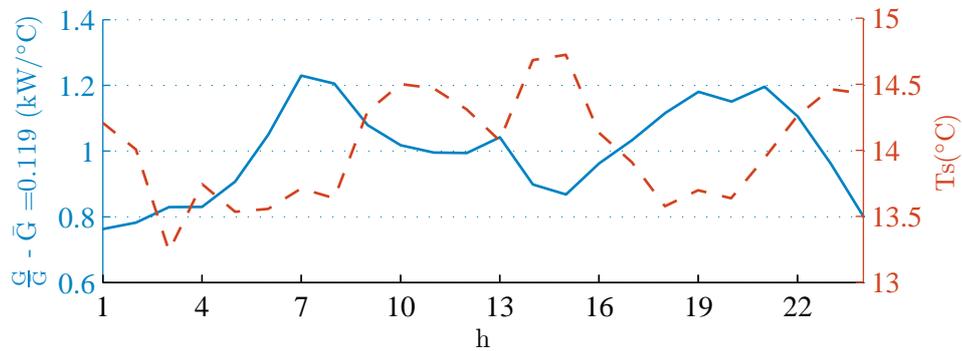
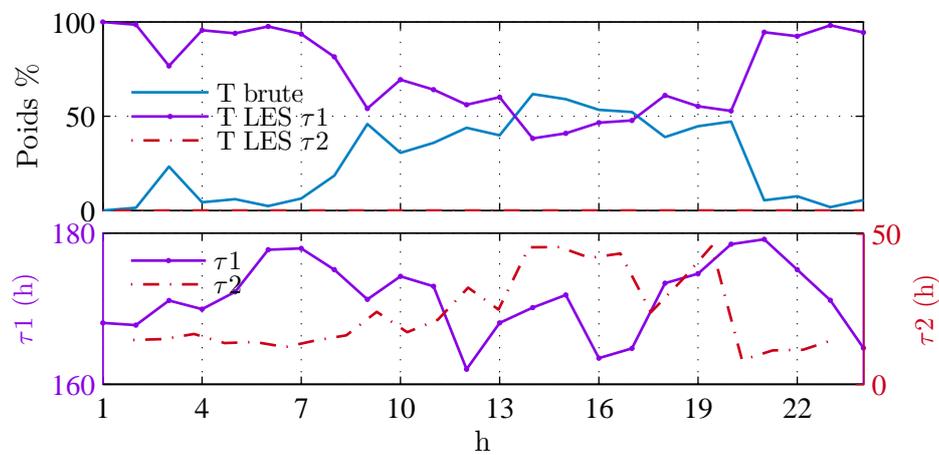


FIGURE 2.23 – Synthèse de l'erreur (kW) en régression dynamique infrajournalière



(a) Gradient et température seuil



(b) Poids des températures lissées dans la température ressentie, et constantes de temps

FIGURE 2.24 – Caractéristique dynamique de la charge de chauffage agrégée

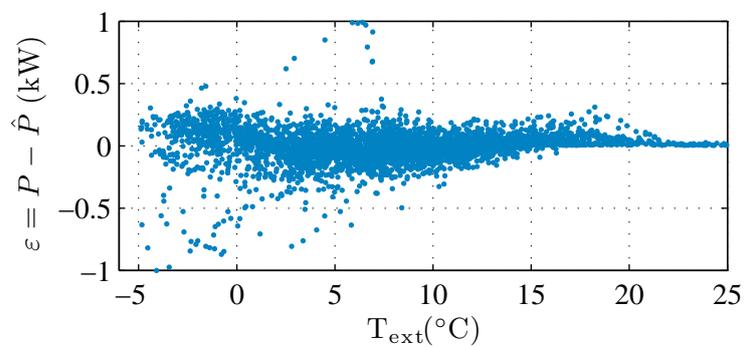


FIGURE 2.25 – Distribution de l'erreur selon la température

La figure 2.25 montre la répartition de l'erreur en fonction de la température extérieure. On observe que l'erreur n'est pas homoscedastique, entre 15 et 20°C, l'estimation prévoit des consommations supérieures à la réalité.

C. Puis retour au journalier :

Si l'estimation infrajournalière permet de capter les modulations infrajournalières de la dynamique, la qualité de l'estimation évaluée au pas journalier est-elle meilleure ?

La figure 2.26 expose l'évaluation de l'erreur d'estimation dont l'erreur absolue moyenne est de 49,7 W. Celle-ci est de 56,6 W dans le cas de l'estimation journalière, soit un écart de 14%.

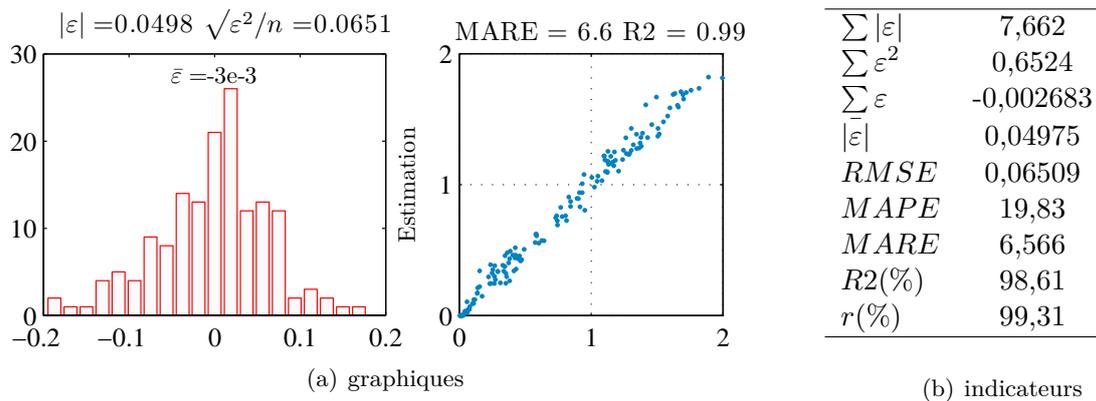


FIGURE 2.26 – Synthèse de l'erreur (kW) au pas journalier après régression dynamique infra-journalière

2.4 Synthèse

L'estimation des courbes de charge est un exercice épineux dont la difficulté dépend des effets d'échelle. Les effets de foisonnement, d'agrégation spatiale, et de résolution temporelle diminuent la volatilité des signaux. Il est donc plus aisé d'estimer et d'augmenter le niveau de confiance à mesure que la granularité des échelles spatio-temporelle diminue. À partir d'une échelle, définie au risque α près, il est donc possible d'estimer et de profiler les courbes de charge des usages non-thermosensibles. Ainsi, à partir de ce niveau il est possible de reconstituer des courbes de charge d'une zone en utilisant des profils de consommation définis, à périmètre fixé : usages et secteurs (ici résidentiel). Cette approche permet donc de procéder à des exercices de planification en utilisant des gammes de profils par usages et secteurs. Ceci sous l'hypothèse qu'il n'y ait pas de rupture technologique, auquel cas il faudrait une représentation Bottom-Up des usages concernés.

En revanche cette approche n'est plus applicable pour les usages thermosensibles car la température est une variable déterminante ; plus généralement le climat.

Nous avons donc passé en revue les méthodes d'estimation des charges dépendantes de la température. Les modèles ne sont pas des représentations du foisonnement des appels de puissance mais des modélisations du besoin de chauffage en fonction de la température. Ces classes de modèles statistiques sont généralement dynamiques lorsque l'on considère une charge agrégée, et statique au niveau unitaire. La connaissance du profil au pas horaire permet

de mieux de capter les modulations du gradient et de la température seuil et d'acquérir plus d'information, donc une meilleure estimation. Les modulations infrajournalières de la signature peuvent apporter des informations sur les modulations des déterminants de la courbe de charge. Quelle interprétation peut-on faire du modèle statistique? Ces questions trouveront des réponses dans le chapitre suivant.

Hormis Nielsen et Madsen (2006) nous n'avons pas connaissance d'approche physique permettant de créer un modèle agrégé.

Ces méthodes de signatures sont Bottom-Up au sens où l'on peut représenter la charge d'un bâtiment mais il n'est pas suffisamment détaillé pour répondre à nos objectifs car les systèmes ne sont pas pris en compte. Les systèmes de chauffage sont généralement régulés sur la température intérieure du logement qui n'apparaît pas dans les modèles d'estimation même si un lien existe.

L'approche Bottom-Up qui doit résulter de la méthode doit prendre en compte le système ainsi que les consignes de température responsable a priori de modulation journalière forte. Le chapitre suivant s'attache donc à la définition d'une méthode permettant la représentation Bottom Up d'une courbe de charge incluant le système et la programmation du système de chauffage.

Chapitre 3

Construction d'une méthode d'estimation des courbes de charges régionales de chauffage

Introduction

La méthode de construction d'une offre d'effacement repose d'une part sur l'étude des valorisations d'un effacement et d'autre part son estimation technique. Il s'agit dans ce chapitre d'évaluer l'impact en puissance et en énergie de plusieurs technologies de chauffage.

Le chapitre deux montre que des approches d'estimation des charges non thermosensibles peuvent être mises en œuvre sous hypothèses de stationnarité. L'utilisation de la méthode de profilage des charges est donc parfaitement justifiée pour reconstituer la courbe de charge d'une zone de desserte conséquente à condition de connaître les typologies de clients desservis¹. Concernant les profils de chauffage il convient d'inclure la variable température extérieure dans le modèle d'estimation ; le plus simple, l'ordre 0, est une signature simple caractérisée par un gradient et une température seuil. De plus en ajoutant un degré de complexité, un lissage de la température, il est possible d'améliorer la méthode en modélisant l'inertie des logements. Ces méthodes statistiques ne sont toutefois pas à même d'estimer l'impact de systèmes de chauffage en particulier.

Comme le souligne la CRE il est nécessaire de caractériser finement les profils correspondants à des systèmes et non des classes tarifaires afin d'estimer au mieux les impacts des déterminants de la courbe de charge sur les infrastructures (CRE, 2012a). L'utilisation de données de facturation définissant l'utilisateur uniquement selon son abonnement n'est donc pas une solution, il convient de décrire au mieux des typologies d'utilisateurs selon des critères techniques.

La méthode proposée dans la thèse repose donc sur une caractérisation de la courbe de charge gaz et électrique selon une approche physique Bottom-Up incluant une représentation des déterminants de la demande. La calibration du modèle est délicate car les données requises sont inaccessibles et nécessite une connaissance fine du parc de logement qui dépasse le cadre de ces travaux. Nous nous appliquerons donc à générer des courbes de charge les plus vraisem-

1. Cette méthode est appliquée à la reconstitution des flux en définissant des profils correspondants aux classes tarifaires.

blables possibles en soulignant les limites de la méthode. Une plateforme de simulation a été mise en place durant la thèse afin de parvenir à cette fin. Des données descriptives du parc de logement et des variables climatiques ont été recueillies à l'échelle départementale. Cette plateforme n'est pas validée au sens strict et donc nous ne présenterons pas les détails de son implémentation ; celle-ci est présentée dans Vuillecard et al. (2011a). Nous montrons ici les limites rencontrées ainsi que les avancées effectuées dans la modélisation de charge agrégée par une description Bottom-Up.

La première partie introductive positionne notre modèle par rapport aux modèles existants et expose les objectifs et les limites de la démarche. Les données existantes et accessibles sont détaillées et nous précisons donc l'approche appliquée en conséquence.

Ensuite nous détaillons les éléments permettant la caractérisation des consommations de chauffage ; tant sur les données disponibles que sur les méthodes existantes. La réconciliation entre consommations réelles et consommations modélisées est un écueil majeur au calibrage d'un modèle de parc de bâtiment. Nous justifions nos choix pour parvenir à cette fin.

Enfin la troisième partie vise à étudier la dynamique d'un bâtiment d'une part, et la dynamique d'un parc de logement d'autre part. Nous présentons donc le lien existant entre les modèles unitaires et agrégés. Ce lien permet de préciser les liaisons entre les paramètres d'un modèle physique et les valeurs identifiées par un modèle statistique. Les variations infrajournalières de ce dernier apportent donc de l'information permettant de préciser les variations infrajournalières des variables d'entrées.

Les domaines de l'automatique et du traitement du signal apportent des éléments pour traiter ce problème qui n'est pas complètement résolu.

3.1 Positionnement spatio-temporel du modèle et critères de validation

3.1.1 Objectifs

La modélisation consiste à :

1. **Quantifier les effets d'un déploiement de technologies dans un parc de logement sur les courbes de charges gaz et électrique à l'échelle régionale ;**
2. **Estimer les consommations par catégorie de clients (à préciser), et leur profil moyen afin d'examiner la répartition infra-journalière des consommations, en plus des impacts saisonniers.**

Le premier point est évident, nous avons mis en évidence le besoin de régionaliser une telle approche, le second quant à lui est nécessaire à la caractérisation des différents profils de consommations hypothétiques. Le terme « hypothétique » révèle ici le caractère indéterminé des courbes de charges individuelles. En effet, nous n'avons que des a priori sur les paramètres régissant ces profils.

Nous souhaitons donc proposer une méthode d'estimation Bottom-Up des courbes de charge gaz et électrique de l'usage chauffage pour différents systèmes. Le raisonnement Bottom-Up impose une représentation unitaire pour décrire le plus justement possible les interactions

{climat, bâti, système, confort}.

Selon notre connaissance des modèles d'estimation (grandeurs observées) et de simulation directe (modélisation unitaire), les critères requis pour la construction d'un tel modèle sont les suivants :

- Représentativité :
 - **Décrire le parc** de bâtiments en précisant les caractéristiques des bâtis. Cette étape consiste à segmenter le parc de bâtiments en catégories représentatives de la diversité des logements ;
 - **Modéliser le bâti**, à chaque segment au moins une caractéristique d'isolation et d'inertie est à définir car on observe un comportement inertiel de la CdC agrégée ;
 - **Représenter les sollicitations météorologiques**, en particulier la température et les apports solaires qui sont des déterminants. La résolution des zones modélisées doit être suffisamment fine pour décrire les variations climatiques représentatives ;
 - **Intégrer des apports internes**, afin de prendre en compte la diversité des comportements des usagers.
 - **Définir le confort**, nous envisageons un critère de confort basé sur le niveau de température de consigne et le taux de logement chauffé.
 - Intégrer les courbes de performance des systèmes.
- Rapidité :
 - **Simuler rapidement le modèle unitaire**, cela impose une représentation simplifiée des phénomènes physiques observables. Le temps d'exécution des calculs dynamiques unitaires doit être minimale afin de segmenter le parc le plus finement possible.

Compte tenu des erreurs possibles sur les entrées (micro-climat, incertitude sur la description des logements, ...) nous devons restreindre les applications d'un tel modèle. Il paraît évident que cette modélisation ne peut répondre à des besoins de résultats à des échelles fines d'espace et de temps. Nous verrons que la validation stricte du modèle n'est pas possible, nous garderons donc à l'esprit la notion de représentativité. Chaque point listé ci-dessus est donc discuté. Toutefois la pertinence de la résolution des données climatiques n'est pas traitée. En effet, pour être en mesure de comparer des résultats issus de mailles territoriales fines à des résultats de mailles plus larges, il est nécessaire de disposer de données climatiques à une échelle réduite (ex : exemple les grandes agglomérations, ou les communes)².

Les modélisations Bottom-Up s'appliquent donc à définir une segmentation représentative de la diversité de la population. L'exhaustivité du découpage dépend des informations disponibles, ainsi le recueil de données statistiques descriptives du parc de logement est une première étape déterminante (présentée ci-après). Une segmentation très fine aura deux effets négatifs, le premier est l'incertitude sur les paramètres qui augmente à mesure que les individus concernés deviennent minoritaires (les valeurs des paramètres sont difficiles à préciser), le second est le nombre de données à manipuler qui croît très rapidement et alourdit le modèle. Une fois cette étape réalisée, les paramètres incertains et significatifs sont identifiés pour calibrer le modèle. Nous verrons que le choix des paramètres ainsi que leur nombre influent sur

2. Nous avons réalisé une analyse en composante principale des températures tri-horaires de 46 stations météo réparties sur le territoire, il en ressort que l'on ne peut réduire ce nombre sans perdre de l'information.

le résultat de la procédure.

À partir d'une représentation unitaire à des échelles réduites d'espace et de temps nous souhaitons obtenir des informations sur des grandeurs agrégées. Nous plaçons donc sur le graphique 3.1 présentant deux axes de résolution d'espace et de temps, les sorties du modèle :

- une quantification des profils de charges agrégées selon les systèmes de chauffage ; représentée par un I. À une échelle régionale nous modélisons les CdC agrégées de chauffage en fonction des caractéristiques représentatives du parc. Ainsi nous pourrions estimer l'influence de ces derniers sur la consommation ;
- un bilan annuel des consommations de chauffage gaz et électrique selon les systèmes de chauffage, représenté par un II. Ceci permet d'estimer les consommations moyennes et les factures moyennes représentatives de différents segments, de différentes classes d'utilisateurs.

Il est important d'estimer les factures associées aux systèmes étant donné que c'est un des éléments décisionnels qui participe à la diffusion de tels ou tels systèmes. Ces décisions individuelles décentralisées ont des impacts sur le système centralisé.

Les deux objectifs paraissent réalistes dans la mesure où nous avons montré que pour des résolutions spatiale et temporelle peu étendues l'incertitude est réduite. En arrière plan de la figure 3.1 nous rappelons l'allure des lignes d'iso-variances des CdC en sachant que le coin inférieur gauche positionne des données très variables tandis que le coin supérieur droit situe des grandeurs peu variables.

3.1.2 Positionnement des données et modèles existants

La figure 3.1 présente les données existantes pouvant servir à la construction et la calibration du modèle Bottom Up de charge thermosensible.

Quatre classes de modèles figurent sur ce graphique :

Simulation dynamique directe : La simulation thermique dynamique est largement utilisée pour caractériser à des pas de temps fins, typiquement de l'ordre de l'heure, les consommations d'un bâtiment. Les approches directes par simulation thermique détaillée servent aux ingénieurs dans les phases de conception pour réaliser des optimisations technico-économiques. Des logiciels dédiés à cet effet sont commercialisés.

Les approches indirectes (type signature dynamique) servent à modéliser le bâtiment lorsqu'il est en exploitation par des méthodes statistiques d'estimation/identification Mejri et al. (2011).

Modélisation de consommation : Les modèles d'estimation de consommation annuelle de chauffage les plus connus en France sont certifiés par les pouvoirs publics dans les diagnostics de performance énergétique. À partir d'une description simplifiée d'un bâtiment (configuration géométrique, niveaux, matériaux de construction, etc), l'algorithme proposé estime une consommation pour des hypothèses d'utilisation du bâtiment (profil et niveau de la consigne, période de vacances, météo ...). Cette classe de modèles est généralement issue de lois calibrées sur des modèles dynamiques détaillés.

Prospectif : Ils ont pour fonction de calculer des consommations de chauffage par types de bâtiments en modifiant les caractéristiques des systèmes, de la performance de l'enveloppe ... Plus généralement cette classe est largement développée par les acteurs

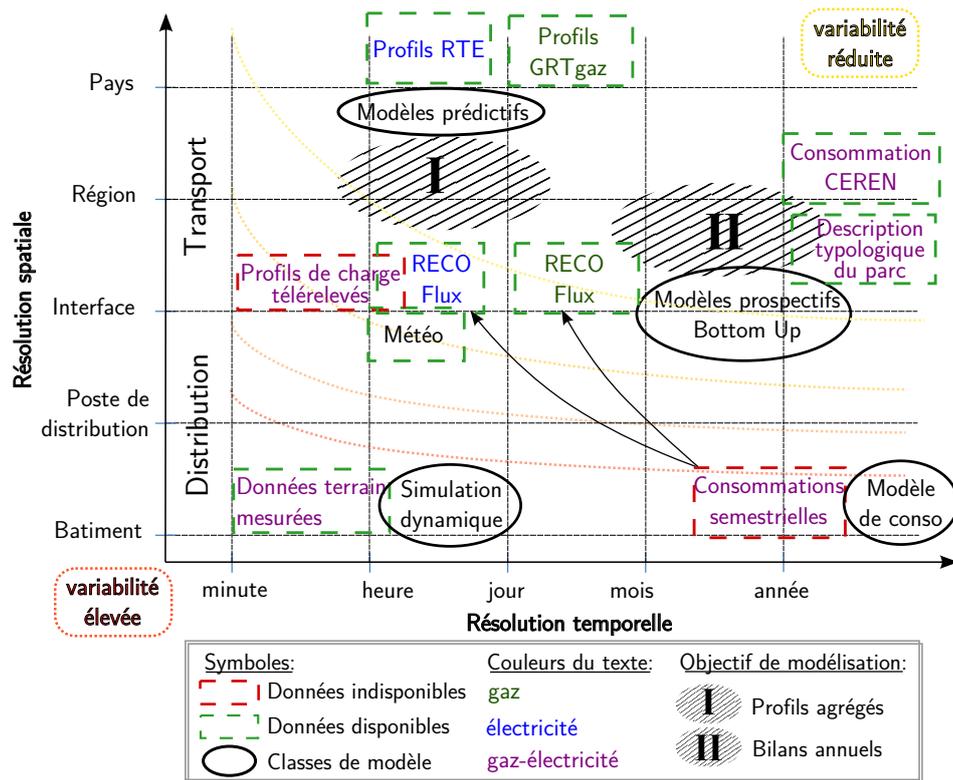


FIGURE 3.1 – Positionnement spatio-temporel des modèles et données existantes en distinguant les énergies concernées

désireux de quantifier les impacts en émission de CO_2 de programme de rénovation, de conversion énergétique ; voir (Kavgic et al., 2010) pour une revue complète. Cette classe de modèles repose sur les classes précédentes.

Prédictif : les modèles prédictifs sont actuellement utilisés par les GRT afin d’anticiper l’évolution de la courbe de consommation, cf annexe A.3. Leur formulation est purement statistique et les coefficients ne sont pas interprétés physiquement.

Ce domaine est actuellement étudié à l’échelle du bâtiment car les Model Predictive Control sont des prérequis à la mise en place de gestion intelligente (identification du comportement de la CdC lors de délestage et/ou de surchauffe, de gestion fragmentée ...).

Les données représentées ne sont pas toutes accessibles, une partie est qualifiée d’information commercialement sensible et est détenue par les gestionnaires de réseaux (en encadré rouge sur la figure). Les GRD ont les données de consommation à chaque semestre, et de manière plus fine pour les clients télérelevés non résidentiels (certaines relevés sont effectués mensuellement pour les utilisateurs, dit « Gros Clients » du réseau de distribution gaz). Nous nous intéressons ici aux clients résidentiels dits 6M, c’est-à-dire relevés tous les 6 mois. Ce sont ces données qui alimentent les méthodes de reconstitution des flux RECO flux à des pas de temps plus fins (cf. 1.3.3 chapitre 1). Les profils télérelevés aux interfaces transport-distribution sont également inaccessibles au public.

Au cours de cette thèse nous avons pu obtenir :

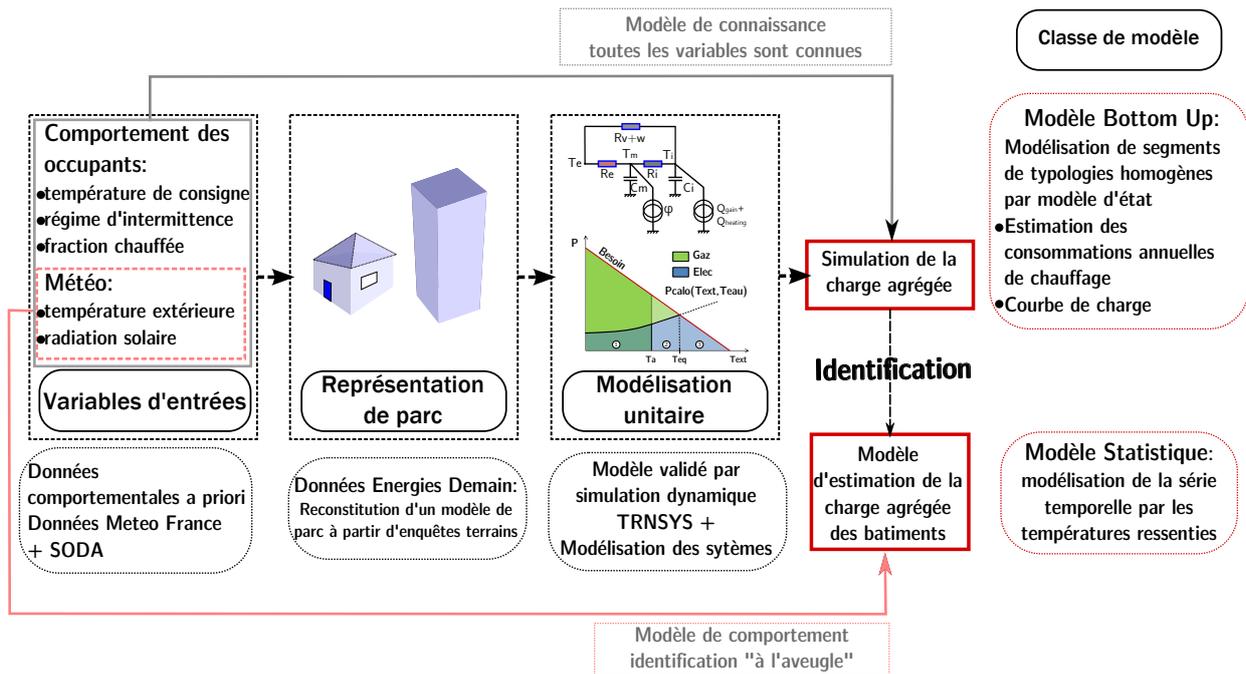


FIGURE 3.2 – Schéma de simulation

- Des profils de consommation mesurés sur des bâtiments (présentés dans les chapitres précédents). Les profils d'électricité spécifique sont intéressants pour ce modèle dans la mesure où ils représentent (partiellement) les périodes d'occupation du logements, ainsi qu'une fraction des apports gratuits issus des équipements. De plus on relève en moyenne des charges continues de 100 à 200 W (veille des appareils, réfrigérateurs) qui sont effectivement des apports de chaleur dans le logement ;
- Une base descriptive de bâtiments à l'échelle départementale, base Enerter (Houdant et Schram, 2009) ;
- Des données de température Météo France au pas tri-horaire pour plusieurs villes françaises. Des données de radiation globale horizontale de la base SODA³ ;
- l'enquête logement 2006 exploitée par le CEREN qui fournit des consommations par usages pour chaque région.

3.1.3 Structuration du modèle Bottom-Up

Les modélisations unitaires à l'échelle **départementale** sont réalisées en suivant 4 étapes illustrées sur la figure 3.2.

1. **Variables d'entrées** : les variables d'entrées du modèle se décomposent en deux catégories :

Comportementales La description des variables comportementales est importante car fortement influence sur les profils de consommation. La sous-segmentation de la base Enerter (bloc suivant) est issue d'aprioris sur les comportements. L'hypothèse de base est un ajustement des variables comportementales permettant de refléter les consommations annuelles et les variations infra-journalières de la CdC

3. Les radiations sont estimées à partir d'images satellites <http://www.soda-is.com/eng/index.html>

agrégée. Une procédure d'estimation consiste donc ensuite à sélectionner des comportements admissibles. Ce point est illustré sur la figure 3.2, par une identification de la charge agrégée nous sommes en mesure de juger de la vraisemblance des comportements supposés. Cependant l'emploi de méthodes statistiques prometteuses telles les méthodes de calibration bayésienne n'est pas possible car nous n'avons pas accès aux distributions de consommations de chauffage par type. Cette méthode n'est pas complètement aboutie.

Les entrées comportementales sont décrites dans le tableau 3.1.

Météorologiques Nous retenons la température et la radiation globale horizontale de la plus grande ville du département comme entrées. Le choix des données et leurs disponibilités sont traités en annexe D.2.

2. **Description du parc** : La base de données Enerter de Energies Demain à la maille départementale fournit une représentation satisfaisante du parc résidentiel (Houdant et Schram, 2009). Les données sont récapitulées dans le tableau 3.1. Le coefficient de masse interne est un coefficient qui module une capacité interne forfaitaire basée sur une quantité équivalente de béton (hypothèse).
3. **Modélisation unitaire des courbes de charge** : Le choix du modèle unitaire est abordé dans la suite. Les modélisations des performances des systèmes sont détaillées en annexe C.1.

Paramètres, variables d'entrée	Unité
Description des bâtiments	
Surface des parois opaques	m ²
Surface du plancher	m ²
Surface de toit	m ²
Hauteur sous plafond	m
Taux de vitrage	%
Nombre de niveau	
Composition des murs	
Coefficient de déperdition des parois opaques	W/m ² /°C
Coefficient de déperdition du plancher	W/m ² /°C
Coefficient de déperdition du toit	W/m ² /°C
Coefficient de déperdition des fenêtres	W/m ² /°C
Coefficient de déperdition par renouvellement d'air	W/m ³ /°C
Coefficient de masse interne	
Entrées comportementales	
Nombre d'occupants	
Taux d'occupation en journée	%
Température de consigne, et de réduit	°C
Horaire de relance et de réduit de la consigne	minutes
Profil d'apports en électricité spécifique	W
Fraction chauffée de logement	%

TABLEAU 3.1 – Attributs d'une maison individuelle

Le choix de la maille départementale est issu en grande partie de la résolution des données disponibles. Nous supposons que cette maille permet de capter une partie importante de la

variabilité des entrées et paramètres du modèles. Ceci revient à faire l'hypothèse d'une homogénéité de toutes les grandeurs à l'échelle départementale. Malheureusement cette hypothèse ne peut être vérifiée et est *a priori* fautive. Ce modèle global introduit des incertitudes de différentes natures :

Source d'incertitudes Inspirée du domaine médical, Booth et al. (2012) proposent une analyse des sources de variabilités (et donc d'incertitudes si nous ne sommes pas en mesure d'expliquer toute la variance du signal de chauffage agrégée à modéliser) :

- La première source d'incertitude, également désignée comme **incertitude de premier ordre**, est la **variabilité** aléatoire des données mesurées. Dans un groupe de bâtiment homogène les individus aux caractéristiques similaires n'ont aucune chance d'obtenir des consommations identiques ; idem pour un logement d'une semaine à l'autre. Ce bruit se caractérise par une erreur de moyenne nulle mais d'amplitude significative réduisant les niveaux de confiance (le niveau de certitude).
- Les hétérogénéités sont sources de variabilités dans une population. Dans une perspective de réduction de la variabilité de premier ordre il est possible de stratifier la population en **sous-groupes homogènes**. C'est-à-dire que la population n'est pas, selon certaines modalités, complètement homogène. Une partie du caractère aléatoire peut donc s'expliquer en décomposant la population. Par exemple, dans notre application, nous pouvons décomposer le parc de bâtiment en sous-groupes selon les périodes de construction. *À priori* les périodes correspondantes aux applications des réglementations thermiques permettent de former des classes de bâtiment. Ainsi le paramètre d'isolation moyenne du parc, qui pouvait (sans connaissance métier) paraître aléatoire peut en réalité s'expliquer par strates représentatives.
- L'incertitude liée aux paramètres, dite **épistémique**, introduite par une méconnaissance de la réalité. Celle-ci provient, d'une part, des paramètres standardisés (qui pourraient être mesurés en théorie mais qui ne le sont pas en pratique, ex : taux de ventilation), dite **incertitude de second ordre**, d'autre part, des hypothèses liées au choix méthodologique comme le taux d'actualisation, des grandeurs non mesurables. L'incertitude sur les paramètres descriptifs d'un parc est de second ordre, il n'est pas possible de quantifier précisément l'espérance et la variabilité d'un paramètre.
- Les **limites du modèle**, les erreurs et biais introduits par une modélisation qui est par nature une représentation limitée de la réalité.

Intégration d'autres usages L'idée de corrélation entre les différents postes ECS, Électricité Spécifique, et Chauffage a été initialement émise mais cette ambition a du être revue car les relations semblent peu déterministes. L'idée intuitive de liaison entre le nombre de personnes, la consommation d'ECS, d'électricité spécifique et la taille des logements n'est pas vérifiée. En réalité il existe des relations entre le nombre d'occupants, l'énergie ECS et l'électricité spécifique, mais la taille du logement et les consommations de chauffage sont presque indépendantes. Pour preuve les tentatives de corrélation présentées en annexe D.5⁴ montrent un coefficient de corrélation entre l'ECS et l'électricité spécifique bien supérieur à celui incluant les consommations de chauffage. Nous montrons sur la figure 3.3, une exploitation de l'enquête logement 2006, que les distributions de surfaces habitables selon le nombre d'occupants sont très dispersées. Ainsi une maison individuelle de 80 à 100 m² a autant de

4. page 265

chance d'être occupé par 1, 3, ou 4 personnes. Nous noterons également que 60% des maisons sont occupées par 1 ou 2 personnes, cette valeur est de 75% pour les appartements. Finalement l'étude des consommations d'ECS (autre usage thermique) peut être considérée comme indépendante du chauffage en premier ordre et ne sera pas traitée.

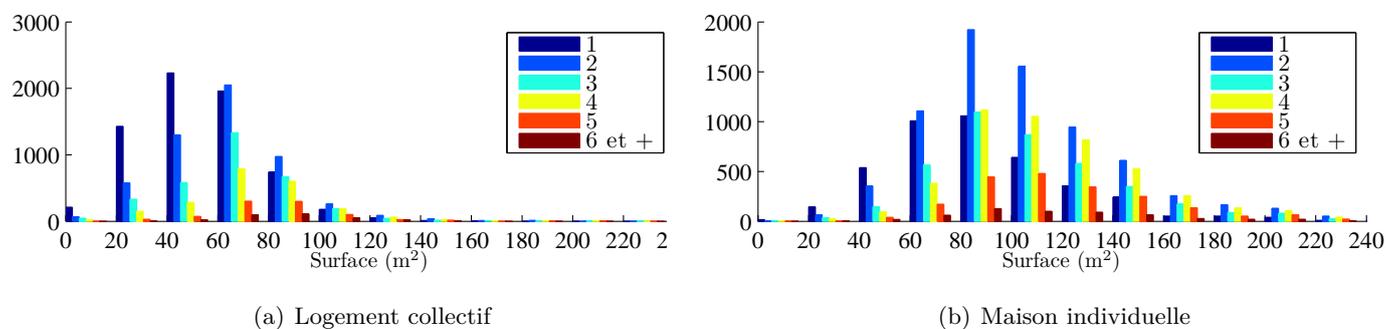


FIGURE 3.3 – Distribution des surfaces habitables en fonction du nombre d’habitants dans les résidences principales, *exploitation enquête logement 2006 (INSEE, 2006)*

3.1.4 Vers une validation du modèle

Au vue des données disponibles, la validation stricte du modèle à l’échelle régionale par comparaison de résultats de simulation à des CdC mesurées n’est pas possible. En effet les données réelles permettant de confronter les résultats de simulation à la réalité sont inaccessibles. Un recueil de données aussi conséquent que Pigenet (2009) n’a pas été possible. Néanmoins nous proposons une méthode de calibration basée sur les données disponibles, celle-ci est illustrée sur le graphique 3.4. Le modèle Bottom-Up dynamique est alimenté par des paramètres et des variables définis à l’échelle du département, en plus de profils d’apports issus de campagnes de mesure. Les sorties du modèle, courbes de charge agrégées et bilan de consommation, sont ensuite confrontées aux données existantes de caractérisation de la dynamique.

La procédure de validation proposée consiste à calibrer le modèle en énergie selon les périodes constructives des bâtiments, et en puissance en comparant l’identification de la courbe de charge agrégée aux coefficients du modèle d’estimation.

Les consommations moyennes sont comparées aux données CEREN régionales issues de l’enquête logement 2006 à périmètre équivalent (années de construction, énergie). Des biais identifiés tardivement existent dans la méthode de calcul des consommations de chauffage, voir en annexe D.1. Plus largement, la méthode employée par le CEREN pour estimer les consommations de chauffage électrique et gaz peut être critiquée sur plusieurs points mais faute de mieux nous emploierons ces données.

Enfin la dynamique de la charge simulée devra être validée, ou plutôt confrontée, à la dynamique identifiée par le modèle d’estimation utilisé à la maille France. Il s’agit donc d’une confrontation entre **modèle de connaissance** (tous paramètres et variables sont connus) et **modèle de comportement** (il y a des inconnues et le modèle est valable dans un domaine de validité défini) comme le montre la figure 3.2. Ceci ne donne aucune information sur la justesse du modèle mais plutôt une indication sur son degré de validité. Les deux points pré-

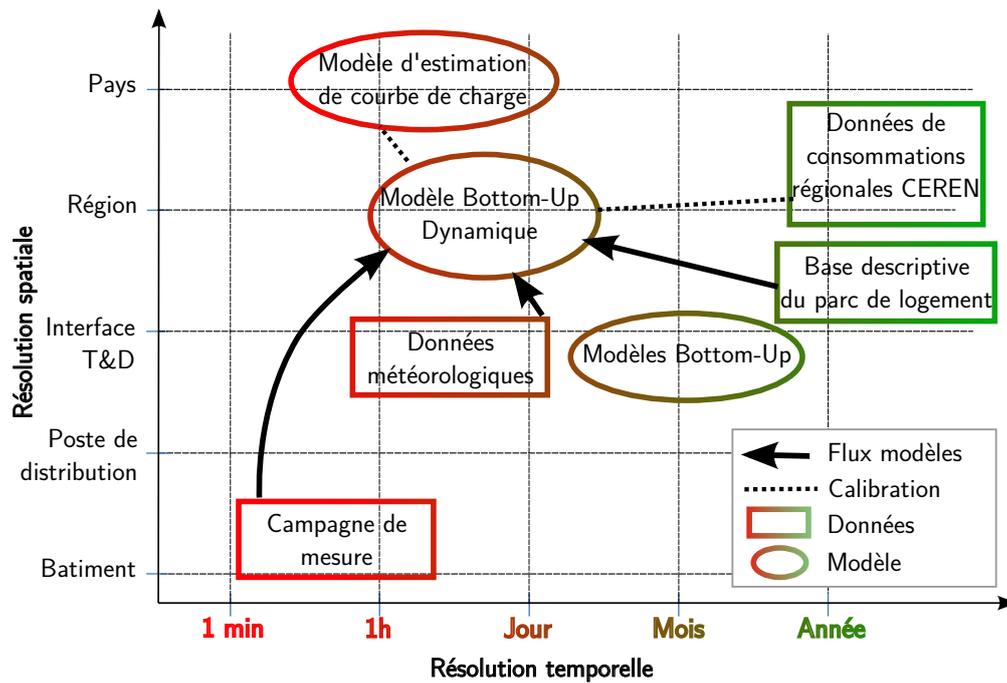


FIGURE 3.4 – Construction et calibrage du modèle

cédents font donc l'objet d'approfondissements présentés dans les sections suivantes.

3.2 Vers une calibration en énergie : analyse et définition du problème

La calibration en puissance d'un modélisation impose une calibration en énergie. Cette partie s'attaque donc à ce problème.

Avant de définir et d'entamer la calibration d'un modèle à proprement parler, nous introduisons les problématiques de connaissance des consommations de chauffage et de leurs déterminants ainsi que celles liées à la calibration. Au lieu de présenter un modèle puis sa procédure de calibration, nous apportons des éléments sur les incertitudes épistémiques et les limites des modèles.

3.2.1 Introduction à la problématique

Calibrer un modèle de consommation suppose de :

1. Connaître les déterminants de la demande ;
2. Être capable de modéliser l'influence de chacun d'eux sur la consommation.

Les déterminants de type physique, soit la description des bâtiments (surface, taux de vitrage, isolation des parois, etc), et des systèmes, sont bien identifiés et leurs modélisations établies. En revanche, l'influence du comportement des occupants fait encore l'objet de recherche : l'influence du revenu Cayla et al. (2011), la température de confort, l'effet rebond ⁵,

5. L'effet rebond traduit la réduction des bénéfices d'une opération d'économie d'énergie lorsque le comportement économe des usagers est modifié

le taux d'utilisation des logements.

La procédure de calibration du modèle impose en premier lieu de sélectionner les paramètres à ajuster considérés comme incertains et donc à calibrer, des paramètres considérés connus. Les premiers deviennent donc des variables au sens de la calibration. Le choix et le nombre de paramètres à identifier dépend de :

- La corrélation entre les variables explicatives : les modèles de régression multilinéaire peuvent être biaisés par des variables explicatives corrélées. Or intuitivement nous savons qu'il existe des corrélations ; par exemple le prix de l'énergie de chauffage est lié au système associé, donc les variables de rendement et de prix sont très liées⁶ ;
- L'influence des variables : la calibration d'une variable qui a peu d'influence sur la sortie du modèle a peu d'intérêt. En effet comme celle-ci influe peu sur la réconciliation entre données mesurées et données simulées, sa plage de variabilité peut être élevée pour un niveau d'erreur fixé. Son estimation restera donc incertaine et sa calibration peu robuste.

Les méthodes de calibration sont en général liées aux analyses de sensibilité. La démarche de calibration suppose a priori que les plages de définition des variables permettent l'égalité entre sorties des modèles et consommations réelles (référence de calibration). Or d'après les hypothèses sur l'état thermique du parc, des scénarios de températures . . . nous relevons des écarts très importants entre les consommations réelles estimées par le CEREN et les consommations modélisées, voir figure 3.5.

Le tableau 3.2 montre les températures de consigne calibrées du modèle Bottom-Up permettant d'ajuster les consommations. Ce premier exemple montre que pour caler le modèle il faudrait abaisser la température de chauffe à des niveaux peu vraisemblables. Ce résultat peut provenir :

1. soit d'une erreur sur les valeurs associées aux paramètres (incertitude de second ordre) ;
2. soit d'une erreur du modèle (ignorance et incapacité à représenter la réalité) ;

Ces résultats sont peu acceptables en l'état. En plus d'être invraisemblables ces approximations nuisent à l'estimation des profils de charge de l'usage chauffage car la température seuil (ou température de non chauffage) des ces modèles seraient trop faibles.

Année de construction	Gaz	Électricité
avant 1915	13	13
1915 - 1948	16	13
1949 - 1974	17	16
1975 - 1981	18	16
1982 - 1989	20	20
après 1990	20	20

TABLEAU 3.2 – Température de consigne supposée constante permettant de calibrer le modèle des maisons individuelles selon leurs années de construction

6. Deux alternatives possibles consistent à étudier des chroniques longues pour avoir des variations de prix significatives, ou disposer de plusieurs systèmes avec des efficacités différentes

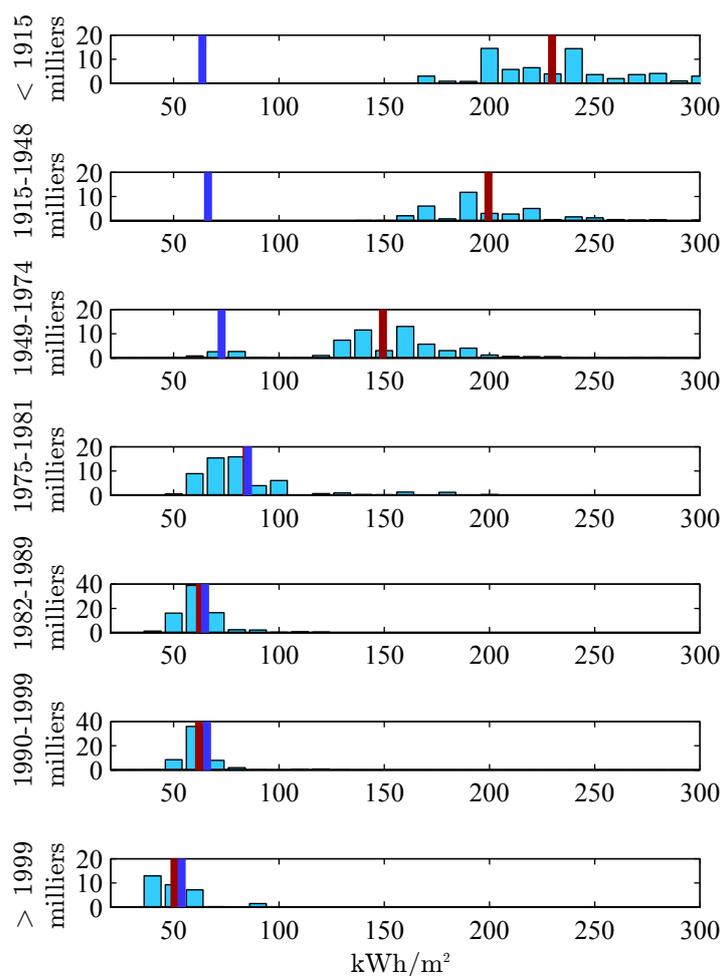


FIGURE 3.5 – Distribution des résultats de modélisation de chauffage électrique et leur moyenne (en rouge) et consommations estimées par le CEREN INSEE (2006) (en bleu ; plus consommation de bois convertie en chaleur restituée au logement avec un rendement de 50 %) pour la région PACA des maisons individuelles sur la période 2005/2006 selon les années de construction

Cette confrontation entre consommations réelles et consommations estimées a été menée dans plusieurs travaux selon différentes approches. Nous exposons celles-ci dans les sections suivantes.

3.2.2 Approches de modélisation possibles

La réconciliation entre consommations réelles et consommations estimées est une tâche délicate. Récemment des travaux de thèse de B. Allibe apportent des contributions Allibe (2012a). Dans (Allibe et al., 2010), les auteurs testent l'aptitude de différentes approches de modélisation à expliquer les consommations.

Modèle physique normatif Les méthodes conventionnelles d'estimation de consommation (DPE, RT 2012, ...) définissent des scénarios normatifs de comportement des usagers en termes d'occupation et de confort ;

Modèle physique normatif avec variations comportementales Les scénarios comportementaux sont adaptés aux déclarations des ménages afin d'être plus représentatifs de la réalité ;

Modèle d'intensité d'utilisation Ces modèles caractérisent le niveau d'utilisation du chauffage par rapport à une quantité attendue en fonction de variables explicatives.

Les deux premiers sont fondés uniquement sur des approches physiques, tandis que le dernier relève plutôt de l'économétrie ; à partir de données statistiques une loi est interpolée permettant d'expliquer les variations observées. Pour un modèle physique les sources d'erreurs sont nombreuses et les variables comportementales sont extrêmement difficiles à transcrire. Les résultats sont généralement peu satisfaisants.

L'approche définissant une intensité d'utilisation, dont Haas est l'un des principaux contributeurs, est résumé en équation 3.1. Cette approche économétrique peut être écrite différemment selon les variables explicatives considérées (surface, type de chauffage, ...) et la forme du modèle (Haas et Biermayr, 2000).

$$I = \frac{C_{obs}}{C_{mod}} \sim P^{-\alpha} Y^{\beta} \eta^{-\gamma} \quad (3.1)$$

C_{obs}	consommation observée	kWh
C_{mod}	consommation modélisée	kWh
P et α	respectivement le prix de l'énergie et l'élasticité	€
Y et β	respectivement le revenu du ménage et l'élasticité	€
η et γ	respectivement l'efficacité du système et l'élasticité	-

I est inférieur à 1, c'est-à-dire que les consommations modélisées selon des scénarios standards sont surestimées (cf tab 3.2 de température intérieure). L'équation 3.1 traduit la propension des foyers à augmenter leurs consommations lorsque la facture diminue, que les revenus augmentent et que l'efficacité augmente (les élasticités α , β et γ sont positives).

Cayre et al. (2011) utilisent finalement une loi simplifiée écrite en eq. 3.2, les élasticités de l'éq. 3.1 sont en quelque sorte agrégées. Si la loi est simplifiée comparée à d'autres modèles économétriques, la variable *PBT* (*PartBudgétaireThéorique*) est relativement complexe à estimer car elle inclut d'une part l'estimation du revenu, et le calcul de la facture théorique

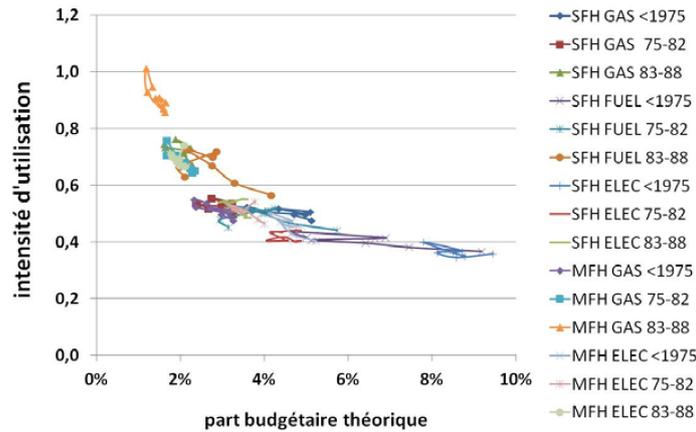


FIGURE 3.6 – Facteur d'intensité calculé sur les données CEREN sur 7 années de 1998 à 2005 pour 3 énergies (gaz, fuel, électricité) et 2 types de logement (Maison individuelle (SFH) et logement collectif (MFH) avec chauffage individuel), *extrait de (Allibe, 2012b)*

(surface, prix, système, etc).

$$I = \frac{C_{obs}}{C_{mod}} = K.PBT^{-\beta} \quad (3.2)$$

K	constante	-
$PBT = C_{mod} \frac{Prix}{Revenu}$	PBT (<i>Part Budgétaire Théorique</i>), et β , respectivement la part théorique de revenu consacrée au chauffage et l'élasticité	-

Cette approche est mise en œuvre sur les données CEREN pour les consommations des années 1998 à 2005, cf fig. 3.6 pour les logements anciens construits avant 1988 et apparaît bien adaptée à l'explication des écarts entre modélisations et observations statistiques.

Nous proposons de décomposer la loi 3.2 selon l'équation 3.3 suivante :

$$I = \frac{C_{obs}}{C_{mod}} = K.PBT^{-\beta} \sim \left(\frac{GV.S.DH_{Ts} P}{\eta R} \right)^{-\beta} \quad (3.3)$$

GV	Coefficient de déperdition surfacique	$W/m^2 \cdot ^\circ C$
S	Surface chauffée	m^2
DH_{Ts}	Degré Heure	$h \cdot ^\circ C$
η	Efficacité	-
P	Prix	€
R	Revenu	€

La détermination indépendante des élasticités nécessite des enquêtes complètes sur un panel significatif. B. Allibe a pu, à partir d'un panel interne à EDF de 923 résidences principales, estimer les élasticités de chacune des variables sur la consommation de chauffage. L'élasticité la plus faible est le revenu avec une valeur de 0,06 ; ce résultat est rassurant dans la mesure où une augmentation de revenu n'implique pas ou peu d'augmentation de chauffage. En revanche le prix est une variable très sensible avec une élasticité de -0,52 ; ceci signifie qu'une augmentation du prix de 100% induirait une baisse de la consommation de l'ordre de 50%.

Les valeurs d'élasticité associées au coefficient de déperditions et au rendement système sont respectivement de -0,21 et 0,28 alors qu'a priori nous attendons des valeurs proches de -1 et 1. Ces résultats sont toutefois dépendant des valeurs normalisées de performances associées aux individus du panel.

Il existe d'autres principes d'ajustement, dérivés de l'intensité d'utilisation. Nous en présentons ici un, le facteur de service, qui repose sur des paramètres physiques uniquement (pas de prix de l'énergie) (Kranzl et al., 2012); cette approche illustrée fig. 3.7 modélise l'idée selon laquelle le confort est atteint uniquement lorsque le logement est bien isolé. Lorsque le logement est fortement déperditif le confort est dégradé, ceci d'autant plus que la surface à chauffer est importante. Intuitivement les usagers restreignent leur confort pour diminuer leurs factures. Cette modélisation intègre donc la définition d'une température intérieure qui représente un indice de confort (plus qu'une température au sens physique).

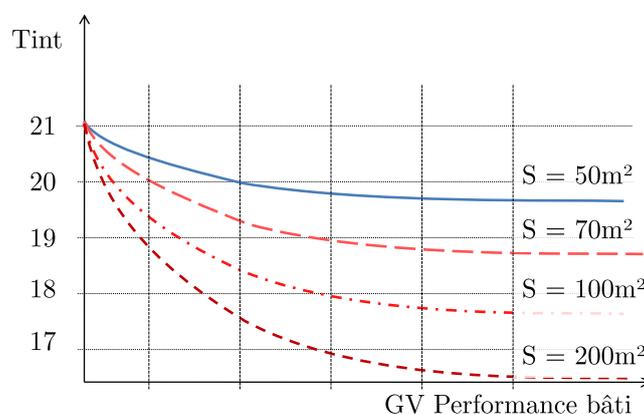


FIGURE 3.7 – Facteur de service fonction de la surface, et l'isolation (issu de (Kranzl et al., 2012))

En résumé, pour réconcilier les consommations réelles aux consommations estimées, soit des lois économétriques explicatives des écarts sont calibrées, soit les paramètres physiques sont ajustés. La seconde méthode est délicate car les variables explicatives telles que le prix doivent être prises en compte implicitement dans la description des paramètres physiques comme la température intérieure ou plus généralement le niveau de confort.

3.2.3 Calibration statistique d'un modèle physique

Nous avons montré que la calibration « manuelle » de la température intérieure ne mène pas à des résultats satisfaisants. Ceux-ci ne sont pas satisfaisants car les valeurs obtenues ne font pas partie de valeurs admissibles représentatives. Il est donc nécessaire de calibrer une variable supplémentaire.

L'approche sophistiquée retenue par Booth et al. (2012) consiste à utiliser une méthode de calibration bayésienne. Les paramètres ne sont plus des grandeurs scalaires mais des lois de probabilités. Le but est de calibrer les paramètres d'un modèle statique issu de l'Energy Performance Standard Calculation Toolkit développé par Georgia Tech (2012) sur un panel de relevés de consommation journalière de chauffage de 35 appartements voisins. L'algorithme

est basé sur la méthode employée par les organisations internationales CEN-ISO : le modèle est qualifié de quasi-permanent car il est capable de prendre en compte les effets produits par la dynamique du bâtiment ; tout comme dans la méthode de 3CL utilisée pour le DPE français.

La démarche empruntée par les auteurs est la suivante :

- Classer les paramètres selon leur degré d'influence par une analyse de sensibilité. Il n'est pas utile de surcharger la procédure de calcul en incluant des variables peu déterminantes sur la consommation, d'autant plus que le niveau de confiance sera faible (point évoqué en introduction) ;
- Sélectionner le nombre de variables à estimer. Si des variables sont corrélées il est conseillé d'en choisir une seule sous peine de ne pas faire converger la procédure. Un choix restreint permet en plus de réduire le temps de calcul. Cependant si les variables ne permettent pas de calibrer le modèle la procédure est à revoir.
- Appliquer une méthode de calibration bayésienne.

La première étape conduit aux résultats suivants, Booth et al. (2012) trie les variables par ordre décroissant de sensibilité :

1. la part de logement chauffée (des études montrent que les ménages ne chauffent pas la totalité de leur logement) ;
2. la température de consigne, estimée à partir de mesures in-situ ;
3. la performance des systèmes de chauffage, apparemment incertaine car les systèmes sont multiples ;
4. l'isolation des fenêtres ;
5. le taux de vitrage ;
6. isolation des murs ;

La deuxième étape fait l'objet de discussions dans l'article (Booth et al., 2012). Les choix portant sur la moyenne et l'écart type assignés comme *a priori* sur les variables sont justifiés par des connaissances métiers. Le modèle est ainsi pré-calibré.

Or, le pré-calibrage (avec des *a priori*) conduisait à une sur-estimation des consommations. Le tableau 3.3 montre les baisses constatées des moyennes de deux paramètres par la méthode. En résumé celle-ci permet de diminuer les consommations estimées.

	Température de consigne	Fraction de logement chauffée
A priori	20 °C	53%
A posteriori	19,5°C	49%

TABLEAU 3.3 – Valeurs des moyennes des lois de probabilités

Booth et al. montrent comment le nombre de variables à calibrer influe sur les résultats. En effet, il convient de préciser que la calibration d'un seul paramètre conduit en réalité à agréger les incertitudes de l'ensemble des paramètres. Ainsi le paramètre perd son sens physique initial. En augmentant le nombre de paramètres à calibrer la procédure est mise à mal par le nombre de dimensions à couvrir. La précision des résultats est d'autant plus mauvaise que les effets des paramètres sont corrélés et que le nombre d'observations est réduit.

Les méthodes statistiques, même complexes, ne permettent pas d'éviter le problème de corrélation, de compensation sur le résultat entre paramètres. Finalement les auteurs montrent que l'interprétation des variables calibrées doit être menée avec précaution. Ils emploient le terme de « pseudo-variables » car les incertitudes et erreurs introduites sur les paramètres impactent l'identification et donc le sens physique des résultats. Pour preuve, selon le nombre de variables calibrées, il est possible de modifier les valeurs sans augmenter le niveau de certitude du modèle.

La *pseudo-calibration* impose donc un modèle de bâtiment bi-zone dont l'une est en évolution libre non chauffée.

Les travaux menés dans le passé montrent que les variables descriptives du comportement des occupants, i.e. du niveau de confort, sont significatives et peu présentes dans les modélisations de consommation. Ces variables sont généralement qualitatives, issues de campagnes déclaratives (pas de mesure, ni de vérification) et induisent donc des contraintes à l'emploi d'approches par modélisation physique. Il est donc nécessaire de quantifier les effets des déterminants tels que le prix sur les pratiques de chauffe. Booth et al. (2012) concluent à une nécessaire sous-segmentation socio-démographiques de la première segmentation issue de considérations techniques.

3.2.4 Connaissance du parc et des consommations de chauffage

Dans cette partie nous présentons les données disponibles et les connaissances actuelles permettant la caractérisation des consommations de chauffage. La difficulté de cet exercice est une fois de plus mise en évidence. Nous présentons succinctement quelques résultats d'études sur le comportement des usagers.

Ordres de grandeurs des consommations Créée en 1958, le CEREN (Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie) est un groupement d'intérêt économique qui rassemble aujourd'hui GDFSUEZ, GRTgaz, GrDF, ADEME, ERDF, RTE, et EDF. Il apporte des connaissances sur les consommations énergétiques tous usages et tous secteurs, indispensables à la définition des politiques énergétiques.

Grâce aux études de suivi de consommation du parc de logement, il est possible d'accéder aux consommations de chauffage par énergie (sur base de factures) en s'assurant que celles-ci ne concernent pas de logement équipé de système bi-énergie (comme par exemple les systèmes mixtes PERCHE, Pompe à chaleur Électrique en Relève de CHaudière Existante). La figure 3.8 montre les consommations de chauffage par système dans les maisons individuelles à climat normalisé. Les valeurs sont relatives à des consommations par énergie hors consommations éventuelles de bois de chauffage.

On peut noter deux points surprenants, premièrement les consommations de gaz et de fioul sont à peu près de 2.5 fois supérieures aux consommations d'électricité ; deuxièmement les consommations des pompes à chaleur sont au moins aussi importantes que les consommations des convecteurs.

Finalement, d'après l'équation 3.3, on pourrait penser que les PAC sont installées dans des logements de plus grandes tailles que ceux équipés de convecteurs (ce qui est économiquement

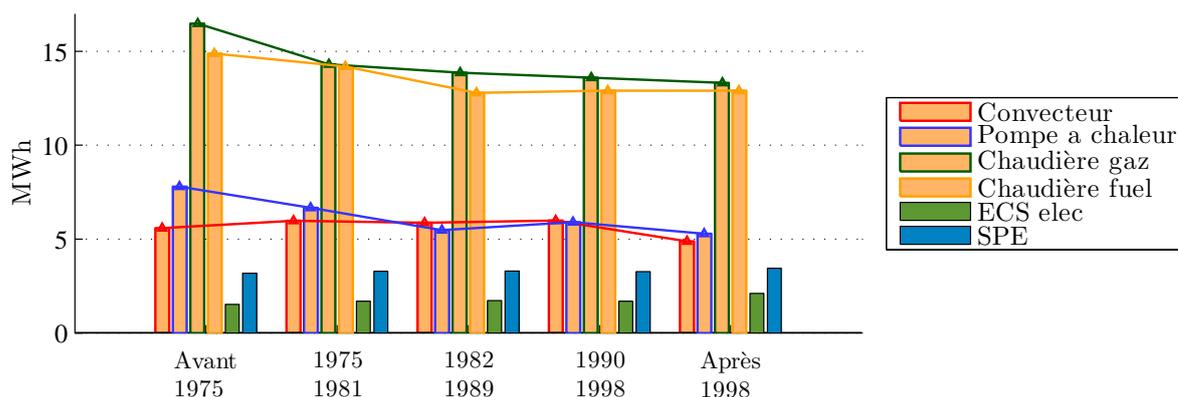


FIGURE 3.8 – Consommations des postes d'ECS électrique, d'électricité spécifique et des consommations de chauffage en base seul à climat normal pour différents systèmes pour les maisons individuelles en fonction de la période de construction; selon les hypothèses, gaz : $1 \text{ MWh}_{PCS} = 0,9 \text{ MWh}$, fuel : $1 \text{ tep} = 11,6 \text{ MWh}$, $DJ = 2250^\circ\text{C}$ exploitation de (CEREN, 2012)

rationnel). Cet effet de structure (hors PAC) a été étudié dans le passé entre les solutions gaz et électricité.

Explication des consommations Le CEREN a tenté d'expliquer les variations de consommations de chauffage pour les solutions gaz et électrique dans une étude (CEREN7114, 1998) dont les résultats sont publiés dans (Pigenet, 2009). Le tableau 3.4 montre les consommations

	Maison	Appartement
<i>Consommation (kWh/m²) :</i>		
Chauffage au gaz	174	161
Chauffage électrique	63	64
Ecart gaz-électricité	111	98
<i>Effets justifiant l'écart gaz-électricité (%) :</i>		
Effet technique	49	73
Effet prix	25	18
Effet bois	13	0
Effet de structure	13	9

TABLEAU 3.4 – Répartition des facteurs déterminant une moindre consommation surfacique des logements chauffés à l'électricité, d'après (CEREN7114, 1998)

surfacades de gaz et d'électricité et les déterminants de ces écarts. Ces derniers sont classés en quatre catégories :

Effet technique : les efficacités des systèmes de chauffage expliquent en grande partie les écarts de consommation. De plus la possibilité d'ajuster sa consommation au plus juste avec des régulations dans le temps (adapter la consigne à l'occupation) et dans l'espace (fractionner les consignes de chauffe selon l'occupation des pièces) est source d'écart entre les systèmes sur boucle d'eau et décentralisés comme le chauffage électrique direct.

Effet prix : le prix du kWh peut induire des pratiques de chauffe différentes selon les énergies. Plus le prix de l'énergie est élevé, plus les usagers sont économes ; concept d'élasticité de la demande au prix.

Effet bois : le recours plus fréquent au chauffage bois dans les logements équipés de chauffage électrique (incité par le tarif EJP notamment) induit nécessairement un écart de consommation entre solution électrique et solution gaz.

Effet portefeuille, de structure : le portefeuille ou le parc de logements équipés de telle ou telle solution introduit une distorsion sur les consommations. En effet d'après l'enquête Logement 2006 les maisons chauffées au gaz sont en majorité des maisons anciennes, contrairement à l'électricité qui est sur-représentée (en proportion) dans les logements construits après 75, cf figure 3.9. De plus, ces dernières ont bénéficié de programmes d'isolation plus performante dans le cadre des réglementations thermiques. Enfin il paraît compréhensible que les solutions les moins coûteuses comme les convecteurs soient privilégiées dans des zones climatiques plus clémentes.

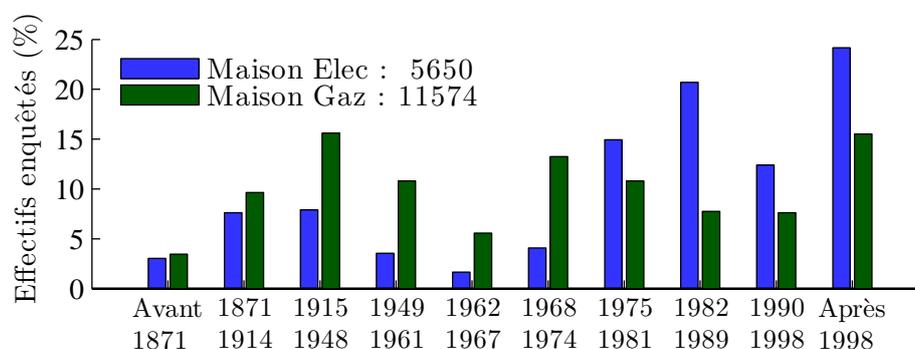


FIGURE 3.9 – Distribution du nombre de maisons individuelles selon l'ancienneté de construction *exploitation enquête Logements (INSEE, 2006)*

Cette étude datant, nous avons pu accéder aux études bois-électricité et bois-gaz réalisées plus récemment par le CEREN. La comparaison qui figure sur le graphique 3.10 est effectuée en estimant les quantités de chaleur restituées dans le logement à climat de référence et à surface de référence identiques.

Les estimations relatives illustrées sont réalisées sous les hypothèses suivantes⁷ :

- **Bois** :
 - 1 stère = 1709 kWh
 - rendement chauffage foyer ouvert : 10%
 - rendement chauffage foyer fermé : 50%
- **Gaz** :
 - 1 kWh PCS = 0.9 kWh
 - rendement chaudière : 70%

Cette comparaison permet de remarquer que :

- l'énergie de chauffage totale dépensée est équivalente entre les logements chauffés au gaz et les logements chauffés à l'électricité équipés de solutions bois performantes ;
- le bois en foyer ouvert modifie très peu les consommations, il s'agit d'un usage récréatif ;

7. Hypothèses CEREN, hors rendement chaudière

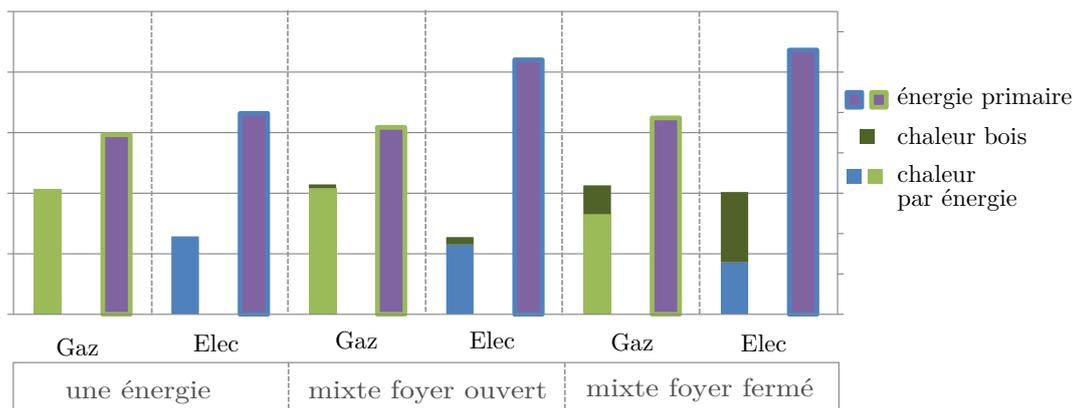


FIGURE 3.10 – Énergies de chauffage consommées en maison individuelle d'après les observations réalisées par le CEREN sur leur panel *exploitation de CEREN8107; CEREN9155*

- le bois en foyer fermé permet :
 - une réduction de la consommation de gaz à énergie de chauffage constante.
 - une réduction de la consommation d'électricité combinée à une augmentation significative de l'énergie de chauffage.

Le CEREN souligne un usage très restrictif de l'usage chauffage pour les ménages équipés de solutions électriques. Le graphique 3.10 montre des écarts importants entre la consommation de chauffage électrique et la consommation de gaz compris entre $2/5$ et $1/2$. **Ceci montre que la calibration des modèles de consommation de chauffage est fortement dépendante des usagers.** Ainsi la calibration d'un modèle de parc nécessite des études socio-technico-économiques avancées.

Description du comportement des occupants Les pratiques de chauffe des usagers influent fortement sur les consommations. Le taux d'occupation et l'intermittence de chauffage associée, le taux d'utilisation de la superficie du bâtiment et son chauffage ... Le CEREN publie chaque année le suivi annuel du comportement des ménages en matière de chauffage (CEREN1108, 2011). Diverses enquêtes non publiques pour le compte des énergéticiens sont réalisées par le CREDOC, le groupe CSA ... Il est très difficile d'obtenir des certitudes sur le comportement des usagers car les questions posées diffèrent selon les sondages. De plus les informations recueillies sont des réponses obtenues sur base déclarative sans aucune certitude sur leur véracité.

Température de chauffage déclarée : dans les maisons françaises, au début des années 1990 les ménages chauffés à l'électricité déclaraient une température de chauffe de 19°C , celle ci est aujourd'hui proche de 20°C , température également recensée dans les maisons gaz. En appartement les températures déclarées ont également augmenté en gaz et en électricité pour atteindre $19,8^{\circ}\text{C}$. Les convergences des températures intérieures déclarées peut s'expliquer par une amélioration de la performance énergétique des bâtiments, dans le neuf et dans l'existant grâce aux travaux de rénovation. L'année de construction impacte le confort des habitants, ainsi la température enregistrée est de plus de $0,2$ à $0,3^{\circ}\text{C}$ pour les bâtiments construits après 1975. Cette différence s'observe également entre les tranches d'âge des occupants, par une température plus élevée pour les ménages de plus de 65 ans. Attention toutefois à la fiabilité des valeurs, en moyenne les sondeurs ont mesuré sur le terrain des températures supérieures de $0,7^{\circ}\text{C}$

aux températures déclarées (CREDOC, 2011).

B.Allibe rappelle que le biais de *désirabilité* peut introduire des écarts dans deux sens opposés : dans les logements sous-chauffés les personnes déclarent une température plus élevée qui leur semblent préférable tandis que les gens qui surchauffent minimisent la température afin de s'approcher des 19°C réglementaires. Des sondages sur le confort dans l'habitat ont montré que la température idéale dans les pièces de vie est de 20°C. Cette valeur n'est pas ou peu influencée par le revenu ou la *sensibilité écologique*. En revanche la date de construction des logements est déterminante : dans le salon la température recherchée est de 21°C dans les logements construits après 1988 et de 20°C pour les autres (Dujin et Maresca, 2010).

Gestion de la consigne : d'après le CEREN la réduction de la température en période d'absence, ou nocturne, enregistrée est d'environ 2°C pour les logements gaz ; et autour d'1°C la nuit et 2°C en période d'absence en électricité. La distribution des températures de chauffe est précisée en fournissant le taux de logements se chauffant en dessous de 18°C ou au dessus de 21°C, respectivement 12 et 22% pour les logements gaz, et 17 et 25 % dans les logements élec.

Bois : 25 % des maisons individuelles gaz se chauffent partiellement au bois, proche de 45 % pour les maisons équipées de chauffage électrique. Le CEREN relève environ 6 stères de bois pour les maisons chauffées à l'électricité, contre 3.8 au gaz.

Confort Le niveau de confort atteint dans les logements peut impacter significativement la consommation de chauffage. Le CEREN recense un taux de 23 % de ménages déclarant une ou plusieurs pièces insuffisamment chauffées dans les maisons utilisant l'électricité comme énergie de chauffage. Cette proportion est de 18 % pour les maisons chauffées au gaz. En appartement, concernant l'énergie électrique, ce ratio atteint 27 %. Toutes énergies confondues, environ 10 % déclarent ne pas bénéficier d'un confort thermique suffisant. Ce recensement est plus élevé de 2% en électricité.

Une enquête externe comptabilise 25% de foyers déclarant avoir froid dans leur logement. Cette catégorie varie en fonction de l'année de construction, 28% pour la tranche de construction la plus ancienne.

Aération et ventilation L'ouverture des ouvrants et la gestion de l'aération du logement est difficile à préciser. Environ un tiers des ménages modifient leur habitudes en matière d'aération selon la rigueur du climat. Le CEREN relève des taux significatifs de ménages ouvrant leur fenêtre au moins une heure par jour. 30 % des logements sont équipées d'une VMC.

Occupation et apports internes L'estimation des profils d'occupation et des profils d'apports internes est un point délicat. La mesure exacte de ces apports est impossible en pratique, et ils peuvent être très différents d'un logement à l'autre selon le taux d'équipement, le nombre d'habitant, l'activité des occupants actifs/inactifs ... Ces facteurs sont responsables d'une forte sensibilité dans les calculs de charge des logements à très haute performance énergétique (la part d'apport gratuit devient conséquente par rapport aux déperditions).

L'enseignement principal de l'étude CSA est qu'en journée de semaine environ 70% des foyers déclarent la présence d'au moins une personne dans leur logement, cette statistique atteint 90 % le weekend. Cette proportion dépend fortement de l'âge du chef de famille.

Nous n'avons pas procédé à un découpage socio-démographique de la population (ajouter des modalités descriptives de l'usage bois, de la gestion du chauffage, etc). Malheureusement cet exercice est nécessaire et dépasse le cadre de ces travaux. Ceci aurait nécessité une étape supplémentaire d'associations entre les caractéristiques sociologiques, les pratiques de chauffe et la description des logements qui sont pour le moment très incertaines. Pourtant ce travail est nécessaire à la calibration du parc de logement. La mise en place d'enquêtes exhaustives complétées de mesures, et de caractérisations techniques des logements semblent indispensables. Sinon les incertitudes sur les paramètres conduiront toujours à des conclusions biaisées sur l'impact de tel ou tel plan d'action car les effets des déterminants seront presque toujours biaisés par des agrégations d'incertitudes qui conduisent à l'identification de pseudo-déterminants. Les rendements des systèmes, les malfaçons techniques, le taux de logements rénovés, la part de logement non chauffé ... Selon l'INSEE (voir les résultats des *Enquêtes annuelles de recensement de 2004 à 2006*), le taux de logement comptant un seul occupant est passé de 20 % dans les années 60 à plus de 32 % en 2005. Nous pouvons penser a priori que le *facteur de service* d'un logement s'est réduit car sous contrainte budgétaire la fraction non chauffée de logement a dû augmenter.

Cette limite est majeure dans le cadre de cette thèse puisque nous devons nous assurer que les performances des systèmes expliquent la consommation de chauffage à leurs justes mesures et que les valeurs calibrées ne soient pas des pseudo-performances

Enfin, nous proposons un ajustement de la température de consigne qui suit une logique de calage de la température seuil relevée sur les estimations de CdCs et nous introduisons S_{ch} , la surface chauffée, qui est une pseudo variable représentative de plusieurs effets que nous ne pouvons distinguer. Par ailleurs nous supposons que cette dernière est stationnaire (ce qui est une hypothèse forte).

3.3 Calibration en puissance

La calibration en puissance d'une courbe de charge nécessite premièrement d'être en mesure de décrire, quantifier, et d'estimer finement la courbe de charge agrégée ; ce fut l'objet du chapitre 2. Nous proposons dans cette partie de présenter le lien existant entre les modélisations unitaires de courbes de charge de bâtiment, et les estimations agrégées. Pour ce faire nous présentons les méthodes de modélisation appliquée au bâtiment ainsi que la description des signaux de consommation de chauffage. En effet la composition du signal agrégée n'est autre qu'une somme de signaux unitaires qu'il convient de décrire.

3.3.1 Modélisation physique unitaire

Le système que nous cherchons à modéliser est illustré sur la figure 3.11.

La puissance appelée par un système de chauffage, notée P_{ch} , résulte des interactions des paramètres et composants suivants :

- météo ;
- caractéristique thermique du bâti ;
- système d'émission ;
- régulation (TOR, P, PID) ;

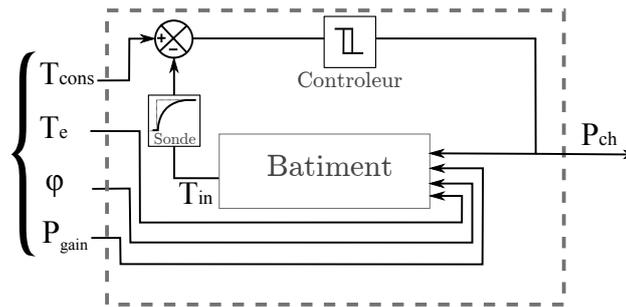


FIGURE 3.11 – Système global étudié

- température de consigne ;
- apports gratuits.

Le bâtiment est constitué d'éléments capacitifs ou inertiels qui introduisent des effets de déphasage dus aux stockages et déstockages successifs d'énergie dans les parois. Les interactions avec le bâti sont d'autant plus complexes que les liens de causalité entrées-sorties ne sont pas instantanés (lois statiques) mais retardées par ces effets inertiels (lois dynamiques). La dynamique d'un bâtiment est donc liée à son inertie thermique, que l'on peut décomposer ainsi (Cyssau, 1995) :

- l'inertie d'enveloppe, parois extérieures, vitrages, ... ;
- l'inertie de masse interne, parois intérieures, meubles, ... ;
- l'inertie du système de distribution/émission.

Les constantes de temps associées aux parois lourdes atteignent des centaines d'heures tandis que les parois dites légères ont des constantes faibles voire nulles pour les parois vitrées. Les ordres de grandeur des constantes de temps des systèmes d'émission sont rappelés dans le tableau 3.5.

Les constantes de temps des systèmes sont à évaluer afin d'estimer leur influence sur la dy-

Type	τ
convecteurs à eau	2 à 5 [min]
radiateur en acier	5 à 15 [min]
radiateurs en fonte	15 à 40 [min]
panneaux enrobés	1 à 10 [h]

TABLEAU 3.5 – Émetteurs statiques et constantes de temps associées (Cyssau, 1995)

namique globale. En automatique, il est d'usage d'étudier ces effets sous la forme de systèmes multi-échelles lents/rapides ; voir (Petit et Richon, 2011) pour une application avec une sonde thermique. Dans notre démarche de modélisation de CdC de chauffage, nous introduisons une inertie de boucle à une constante de temps évaluée à partir du tableau 3.5. Ce déphasage introduit un bruit de régulation par rapport à un signal de chauffage parfait.

La constante de temps de l'enveloppe est délicate à décrire. En effet, selon le positionnement interne ou externe d'une couche d'isolant, la constante de temps associée à la charge ou décharge est affectée. De plus selon les régimes de chauffe (définis plus tard), les constantes interviennent différemment en fonction de l'état du système :

Etat forcé : la température intérieure est contrainte par la régulation du système de chauffage. Dans ce cas les variations de température sont restreintes et **la capacité de stockage interne est peu sollicitée ;**

Etat libre : la température évolue selon les sollicitations car le système de chauffage n'est pas en mesure de répondre à la commande. On limitera ce cas aux situations où le chauffage est à l'arrêt ou puissance maximale, c'est-à-dire lorsque l'actionneur répondant à une sollicitation est en butée haute ou basse. Durant ces périodes la température intérieure peut augmenter lors des surchauffes dues à des surplus d'apports gratuits, la capacité interne se charge ; ou au contraire, la température intérieure peut osciller vers des valeurs inférieures à la consigne lorsque le système de chauffage fonctionne à plein régime. Le niveau de température de la capacité intérieure est donc réduit par rapport au régime établi, le stock thermique est donc déchargé par rapport à l'état attendu.

L'état forcé correspond à un régime de chauffe continu, et l'état libre correspond à un régime de chauffe contraint, c'est-à-dire que le signal de chauffage est soit en **saturation basse**, $P_{ch} = 0$, (les systèmes étudiés ne sont pas réversibles et P_{ch} est nulle lors des périodes de surchauffe) soit en **saturation haute**, $P_{ch} = P_{max}$, (le système est sous-dimensionné par rapport au besoin instantané et P_{ch} délivre toute la puissance disponible, le bâtiment est sous chauffé). Nous proposons donc de définir 4 régimes de fonctionnement récapitulés dans le tableau 3.6.

	Consigne constante	Intermittent
Mi-saison	saturation basses occasionnelles , les apports gratuits suffisent à satisfaire la consigne	saturation basses régulières , le générateur se coupe au moment des réduits de consigne
Jour froid	non contraint , par hypothèse le système est bien dimensionné : pas de saturation haute, et il existe toujours un besoin : pas de saturation basse	saturation basses et hautes , apparition de saturation basse régulière due à l'intermittence, et de saturation haute au moment des relances lors des épisodes climatiques rigoureux

TABLEAU 3.6 – Régime de chauffe et contraintes associées à la puissance de chauffage

Nous précisons ces notions car les saturations nuisent à l'identification de la dynamique de l'ensemble, nous illustrerons ce propos par la suite. Il est donc important de préciser les régimes de chauffe lors de la caractérisation d'une courbe de charge de chauffage, parmi les quatre régimes présentés.

L'apparition des saturations dépend du pas de temps d'observation, ainsi que de la régulation du système de chauffage. Dans la partie suivante nous introduisons donc les types de régulations existantes et rencontrées sur les systèmes de chauffage résidentiels.

3.3.1.1 Caractérisation du signal de sortie

La puissance de chauffage, P_{ch} , est un signal qui est discret ou continu suivant le mode de régulation du système de chauffage.

Le tableau 3.7 montre deux familles de régulation dont l'une est progressive, la commande (la puissance) comprend des valeurs dans l'intervalle $[0, P_{max}]$, l'autre est non-progressive, la

commande prend des valeurs discrètes : marche, arrêt (Tout Ou Rien), ou Tout-Peu-Rien, notamment pour les chaudières à trois positions 0, 6 et 24 kW. Les régulations courantes sont représentées sur la figure 3.12.

Non progressive	Progressive
<ul style="list-style-type: none"> • 2 positions, Tout Ou Rien (TOR) ; • Positions multiples ; • TOR quasi-proportionnel, assimilable à un régulateur progressif. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proportionnel (P) ; • Intégral (I) ; • PI ; • PID (Proportionnel Intégral Dérivé).

TABLEAU 3.7 – Familles de régulation et type de régulateur

La régulation TOR qui régit les convecteurs électriques, les pompes à chaleur et chaudières non modulantes, fonctionne avec un cycle d’hystérésis de paramètre ΔT , appelé bande morte, centrée sur la consigne, cf fig. 3.12(a). La température intérieure est comparée aux bornes $T_{cons} + \frac{\Delta T}{2}$ et $T_{cons} - \frac{\Delta T}{2}$ à intervalle de temps régulier δt . Pour les systèmes récents la mesure de température intérieure est effectuée par une sonde électronique à des pas de temps de 40 à 80 secondes (El Guedri, 2009). Il existe aussi des systèmes plus anciens où la mesure est effectuée par un contacteur qui a une constante de temps τ_{reg} de l’ordre de la minute. La régulation proportionnelle fournit une puissance qui comme son nom l’indique est proportionnelle à l’écart entre la consigne et la température mesurée par la sonde selon un coefficient K ; plus K est élevé plus la régulation est instable et tend vers un régulateur TOR avec $\Delta T = 0$. Généralement les générateurs ont des puissances minimales de fonctionnement, P_{min} , qui engendrent des séquences de régulation de type TOR lorsque le besoin est inférieur à P_{min} .

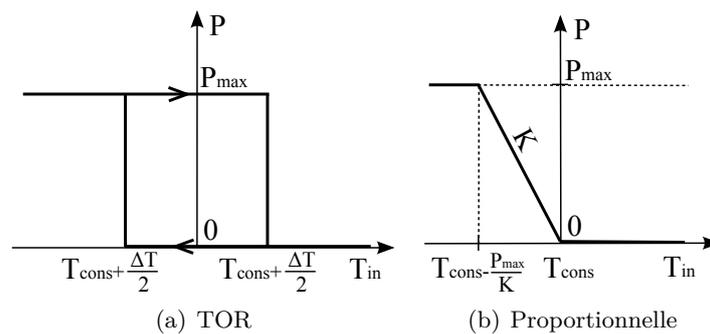


FIGURE 3.12 – Régulations classiques rencontrées sur les systèmes résidentiels

Selon le mode de régulation TOR ou proportionnelle le signal est un créneau ou un signal continu borné. Dans la thèse de El Guedri des relevés expérimentaux à des pas de temps très fins permettent d’observer les états de marche et d’arrêt d’un convecteur. L’observation des états de la commande, valeur ON/OFF ou continue, dépend du pas de temps d’observation, si celui-ci est grossier nous observons simplement une moyenne des états discrets de la commande.

Les paramètres des régulations sont récapitulés dans le tableau 3.8. Le pas de temps de si-

mulation, δt_{reg} , correspond au pas de temps de contrôle de l'évolution de la température intérieure, équivalent à la période de régulation évoquée précédemment. Le pas de temps d'observation, Δt , généralement l'heure ou la demi-heure, correspond au pas de temps du profil que l'on étudie en sortie de simulation. Un pas de temps d'observation se décompose en p pas de temps de simulation δt .

$$p = \frac{\Delta t}{\delta t} \quad (3.4)$$

δt	Pas de temps de régulation/simulation	(min)
Δt	Pas de temps d'observation	(min)
ΔT	Bande morte	(°C)
K	Gain proportionnel	(W/°C)
τ_{reg}	Constante de temps de la régulation	(min)

TABLEAU 3.8 – Paramètres de simulation

Dans le cas d'une régulation TOR, la puissance injectée dans le bâtiment est une quantité discrète :

- sur un pas de temps de simulation $\{0, P_{gen}\}$, 2 possibilités ;
- sur un pas de temps d'observation $\{0, \dots, \frac{i}{p} \cdot P_{gen}, \dots, P_{gen}\}$ avec $i \in [0, p]$, $p + 1$ possibilités.

Un pas de régulation/simulation trop élevé a plusieurs effets négatifs :

- Les temps de marche et d'arrêt sont trop élevés impliquant une mauvaise régulation de la température intérieure, celle-ci peut osciller très largement autour de la bande morte. Ce problème est similaire à la dégradation de confort lorsque le temps de réponse de la sonde de température du thermostat est trop long.
- Le profil de puissance de résolution temporelle Δ_t est défini dans un espace discrétisé très réduit (p est faible). Le profil est mal décrit avec une précision de $\Delta P = \frac{P_{gen}}{p}$ W sur les valeurs de puissance. Pour $P_{gen} = 6$ kW, $\Delta t = 60$ min, $\delta t = 10$ min alors $\Delta P = 1000$ W.

Pour une régulation TOR il faut donc s'assurer d'avoir un pas de simulation bien inférieur au pas d'observation, $\delta t \ll \Delta t$. Cette contrainte est respectée aujourd'hui pour les chauffages électriques avec des fréquences de mesure de l'ordre de la seconde, on a ainsi une régulation quasi-proportionnelle.

La séquence de fonctionnement peut donc se décrire selon une suite d'états binaires. À partir de cette séquence, on peut déduire :

la fraction de temps de marche : la proportion de séquence de marche sur $d = \frac{n_{on}}{n_{on} + n_{off}}$ avec n_{on} et n_{off} respectivement le décompte des séquences de marche et d'arrêt, (Orphelin, 1999).

le temps moyen de cycle : le nombre moyen de séquences ON consécutives.

La bande morte ΔT contribue à la qualité de la régulation et affecte le temps moyen de cycle. Si cette dernière est importante les cycles de marche/arrêt seront plus longs et impacteront le différentiel dynamique, c'est-à-dire la différence entre le maximum et le minimum de la température régulée autour de la consigne. En pratique $\Delta T = 1^\circ\text{C}$ et n'est pas abaissé

car le commutateur serait sollicité à une fréquence trop élevée.

Un cas théorique intéressant, pour $\tau_{reg} = 0$:

$$\lim_{\substack{\delta t \rightarrow 0 \\ \Delta T \rightarrow 0}} P_h^{\Delta t}(\delta t, \Delta T) = P_{besoin}^{\Delta t} \quad (3.5)$$

L'équation 3.5 se lit : lorsque le pas de régulation et la bande morte du profil simulé tendent vers 0, ce profil, observé au pas Δt , est égal au profil besoin de la simulation correspondante. En d'autres mots, sous les conditions de régulation idéale on obtient un calcul de profil de besoin comparable au résultat de simulation de logiciel de thermique dynamique. Ceci nous permet de comparer un modèle simplifié à un modèle détaillé de référence (non présentée dans la thèse).

Finalement, dans le cas réel, la régulation introduit nécessairement un bruit autour du signal idéal. L'agrégation de signaux fait disparaître les erreurs, ou le bruit, de fonctionnement du système.

Pour illustrer nos propos sur l'influence du pas de temps d'observation et la régulation, nous proposons une série de graphiques ci-après qui montrent, pour un pas de simulation de 5s, 3 courbes des pas de temps Δt de 5 secondes, 5 minutes, 1 heure, et 1 jour. Les figures 3.13 , 3.14, 3.15, et 3.16 montrent de gauche à droite la chronique de puissance, qui est sur le graphique central représentée en fonction de la température (signature), puis sous forme de monotone. La simulation est exécutée pour une période de 6 semaines débutant mi-septembre pour une chronique réelle de température de la station de Lyon. Le modèle utilisé est présenté dans la suite (fig. 3.18), aucun apport n'est intégré, $GV = 235 \text{ W/}^\circ\text{C}$ pour 100 m^2 habitable et la puissance installée est de 6,3 kW.

Nous observons sur les premières lignes de la série la puissance de chauffage lorsque $\Delta t = \delta t$, P_{ch} est donc binaire ; les chroniques et signatures n'apportent aucune information tandis que la monotone illustre la fraction de temps de marche visuellement. Les lignes suivantes correspondants aux pas de temps 5, 60 et 1440 minutes montrent l'influence de Δt sur les formes des courbes.

Sur la figure dédiée à la régulation proportionnelle, fig. 3.13 nous remarquons que le pas de temps d'observation n'a pas d'influence ; idem dans le cas avec un TOR parfait (sans bande morte), où l'on observe l'effet du TOR à $\Delta t = 5 \text{ min}$ sur la monotone avec un signal discret quasi-proportionnel. Pour $\Delta t = 60 \text{ min}$ ou 1 jour, les régulations parfaites TOR et proportionnelle sont identiques.

En revanche pour une régulation non idéale avec $\Delta T = 1^\circ\text{C}$, P_{ch} est plus irrégulier et le pas de temps influe significativement sur l'identifiabilité de P_{ch} . Sous un climat peu rigoureux des saturations hautes sont observables à $\Delta t = 5 \text{ min}$, et non à 60 min lorsque la consigne est abaissée à 16°C la nuit, cf fig. 3.16. Dans ce cas de figure les saturations basses quant à elle sont significatives, nous en relevons 400 h de plus qu'avec une consigne constante. Ces saturations nuisent très fortement à la connaissance de l'état du bâtiment puisqu'il est en évolution libre.

Pour des régulations proportionnelles, la contrainte sur δt est donc plus souple dans la mesure où le domaine de sortie n'est plus discret mais défini dans $[0, P_{gen}]$.

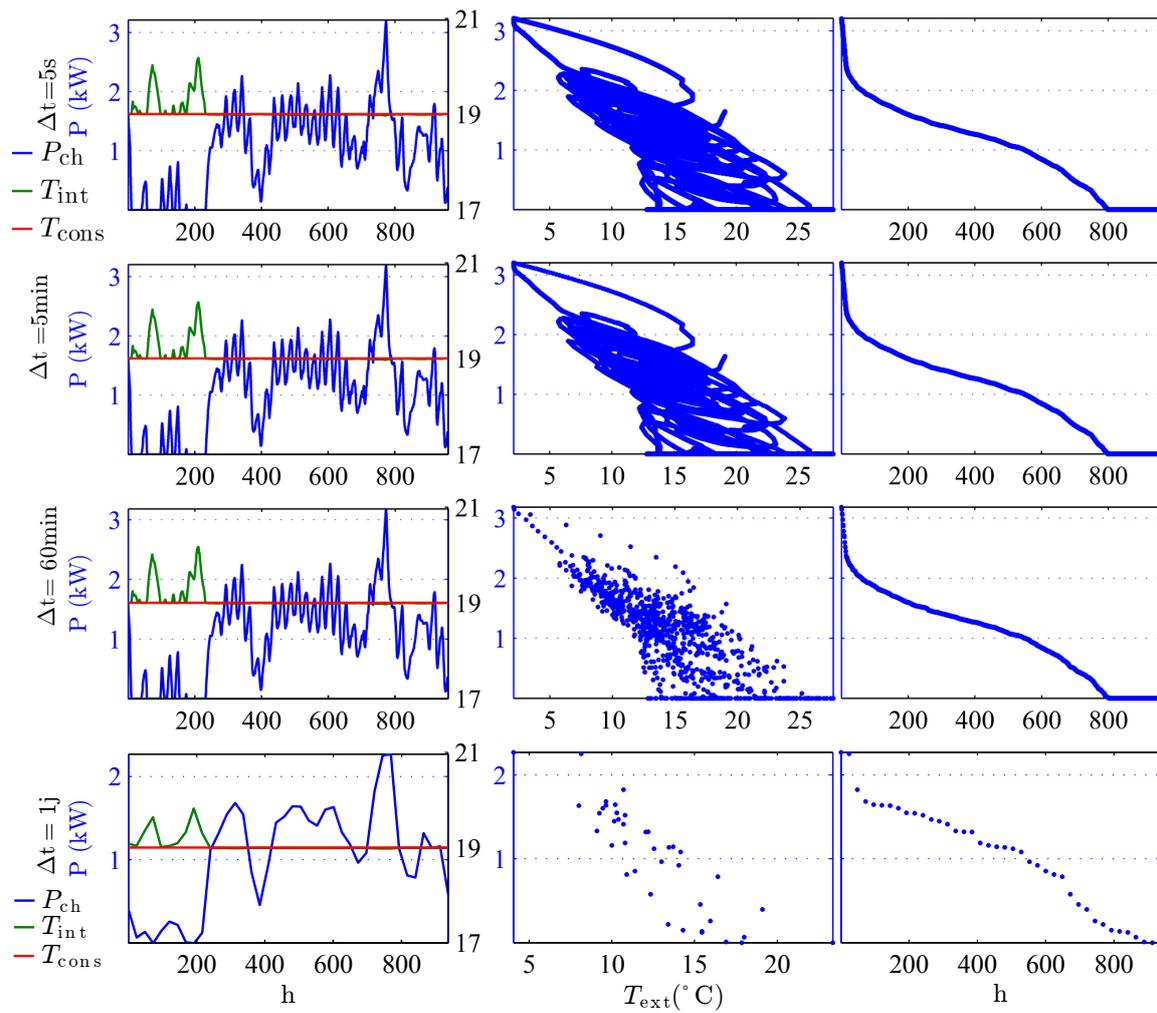


FIGURE 3.13 – Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation proportionnelle à différents pas de temps

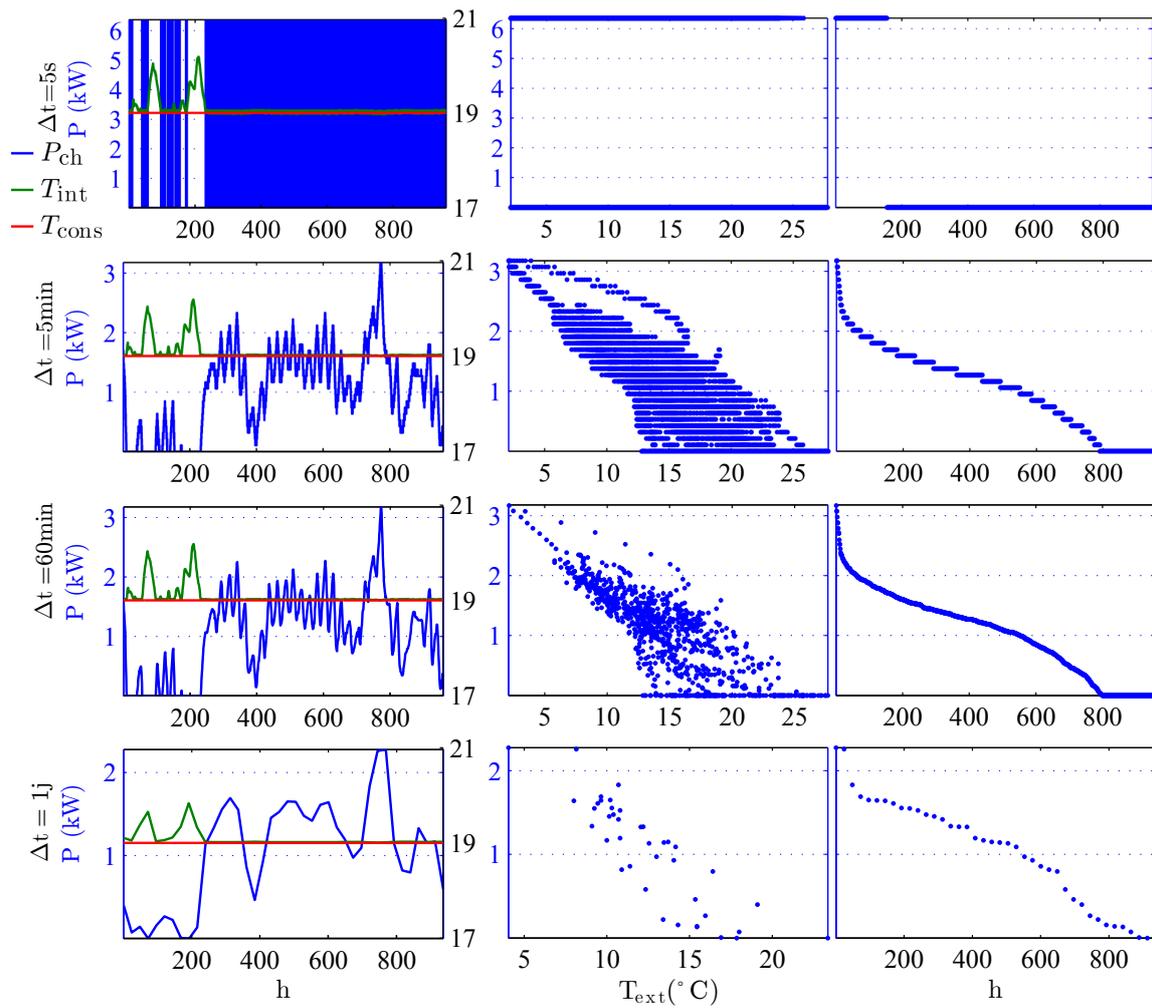


FIGURE 3.14 – Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation TOR avec $\Delta T = 0^\circ\text{C}$, $\delta t = 5s$, à différents pas de temps

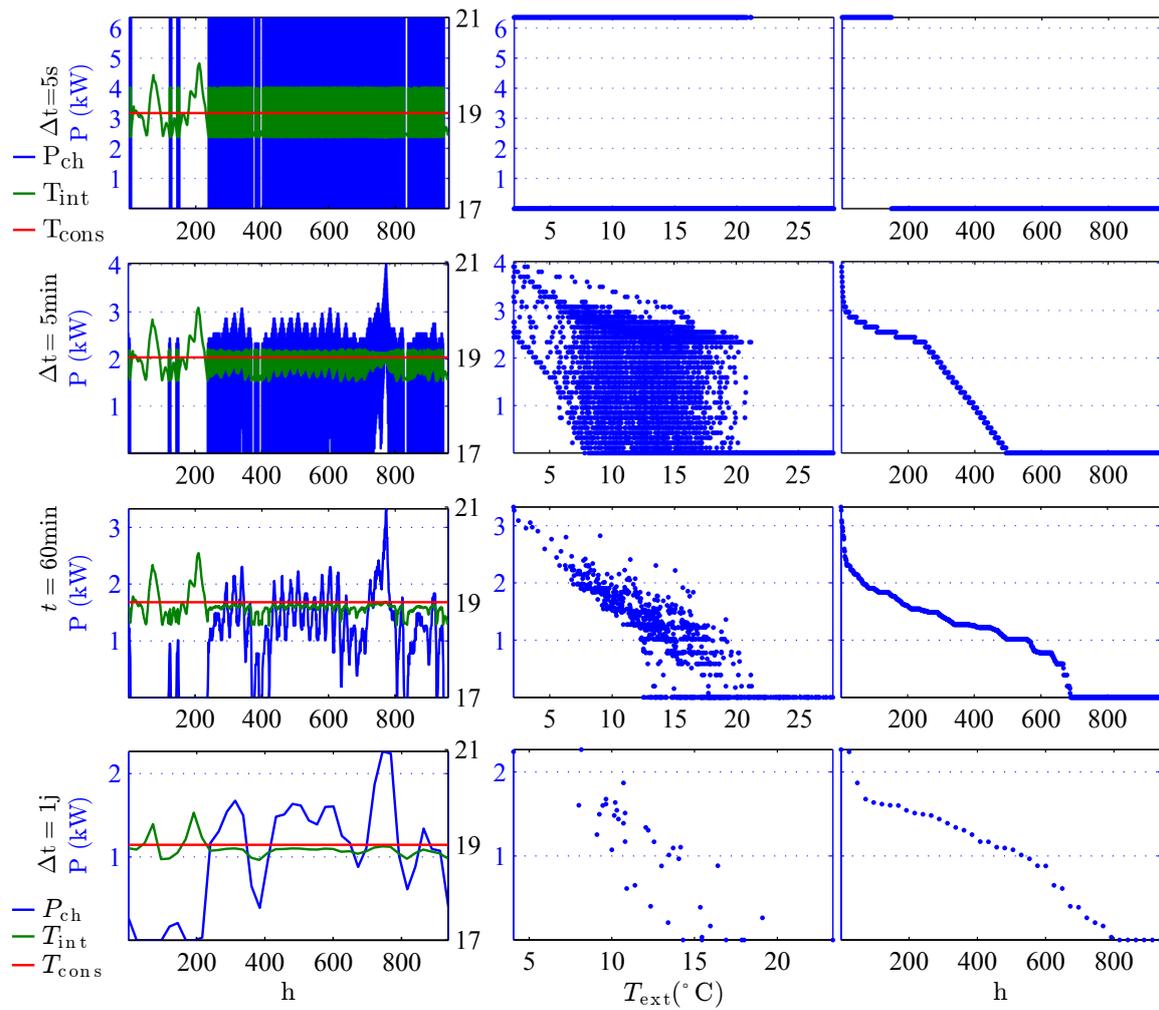


FIGURE 3.15 – Chronique, signature, et monotone, d'une courbe de charge pour une régulation TOR avec $\Delta T = 1^\circ\text{C}$, $\delta t = 5\text{s}$, à différents pas de temps

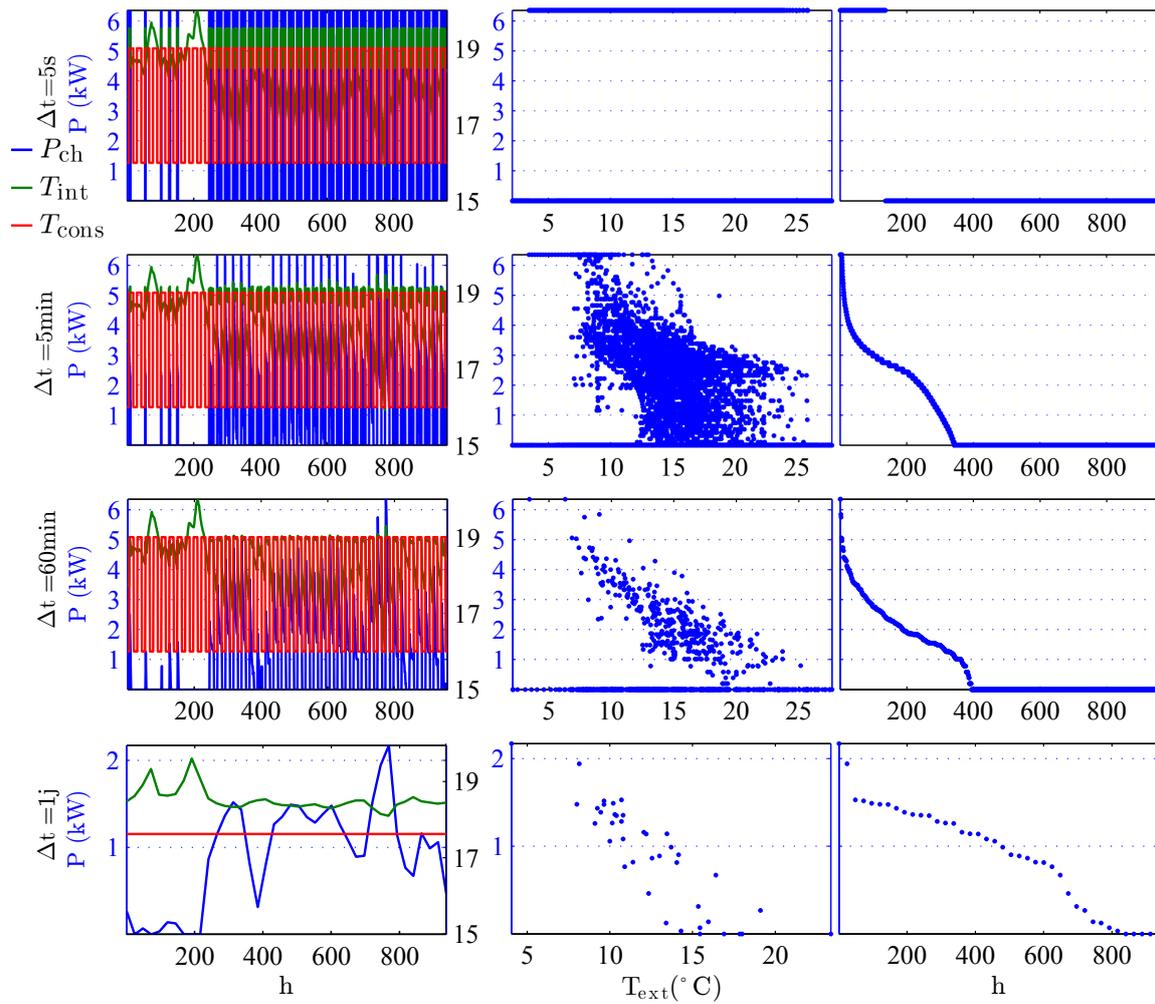


FIGURE 3.16 – Chronique, signature, et monotone, d’une courbe de charge avec réduit de consigne pour une régulation TOR avec $\Delta T = 1^{\circ}C$, $\delta t = 5s$, à différents pas de temps

3.3.1.2 Représentation interne simplifiée

Les représentations internes de bâtiment sont des modèles détaillés nécessitant une description de l'ensemble des caractéristiques thermiques et géométriques des parois. Les états thermiques des constituants sont décrits avec plus ou moins de finesse selon le niveau de discrétisation. Les représentations simplifiées, permettant des simulations rapides, ont été bien étudiées dans la littérature car l'arbitrage entre niveau de détail et temps de calcul doit être justifié.

La modélisation simplifiée de bâtiment fait l'objet de travaux de recherche dans le domaine de l'étude des charges électriques pour faire face au CLPU (Cold Load Pick Up), soit la reprise en charge de bâtiments équipés de chauffage électrique après avoir subi un délestage. Ces modèles sont généralement des modèles RC très sobres (rencontrés pour le CLPU dans (Lefebvre et Desbiens, 2002; Nehrir et al., 1995)), cf fig 3.17(a).

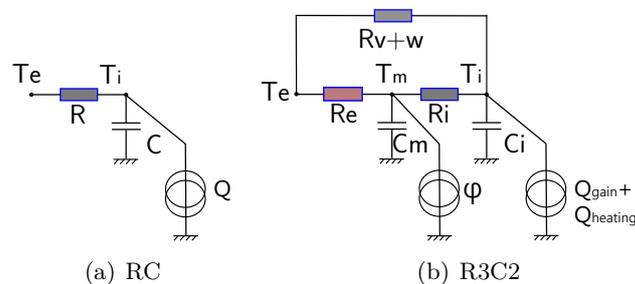


FIGURE 3.17 – Représentations simplifiées classiques

Différentes structures de modèles simplifiés sont recensées dans la littérature. La forme d'un modèle n'est pas limitée et différentes structures peuvent être proposées afin d'être robustes à différentes sollicitations (Bacher et Madsen, 2011).

A. Rabl propose une analyse des différentes représentations simplifiées existantes Rabl (1988). Toutefois le modèle simplifié capable de bien représenter la dynamique et qui fait consensus est le modèle développé par Laret, le modèle R3C2, cf figure 3.17(b), utilisé dans de nombreux travaux dont (Zayane, 2011; Orphelin, 1999). On distingue deux capacités calorifiques, l'une permettant de prendre en compte l'amortissement des murs, l'autre les phénomènes inertiels dus à l'air intérieur, le mobilier et les parois intérieures. De plus une conductance relie directement les zones intérieure et extérieure rendant compte des échanges à travers les parois légères (typiquement les fenêtres) et des pertes par ventilation/infiltration.

La température T_i de ce dernier représente donc une température de zone différente d'une température d'air. Ceci est limitant pour des simulations directes où l'on désire modéliser correctement une température d'air permettant de réguler le bâtiment à une consigne fixée par l'utilisateur (à partir de coefficient physique estimé par une approche directe). Ceci n'est en revanche pas limitant pour une identification, approche inverse, car les valeurs numériques s'ajustent pour rendre compte de la dynamique mais perdent leur signification physique originelle.

Nous introduisons donc le modèle étendu présenté figure 3.18 a priori capable de décrire l'évolution de l'air, distinctement des effets d'inertie interne (associé à C_m) et l'inertie des parois. Si l'on peut faire l'hypothèse de deux nœuds pour décrire distinctement la température d'air et la température d'une masse équivalente à l'interne, on ne sait pas *a priori* combien

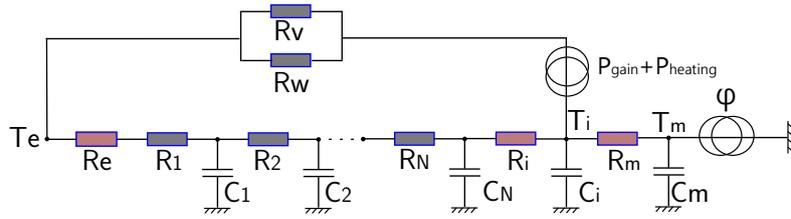


FIGURE 3.18 – Modèle simplifié étendu d'un bâtiment

d'états doivent être implémentés afin de décrire convenablement le transfert thermique entre l'extérieur et l'intérieur. Nous implémentons donc N nœuds.

Une fois décrit, le modèle est transcrit matriciellement en écrivant les équations différentielles correspondantes aux bilans enthalpiques sur chacun des nœuds. Nous obtenons un système à $N+2$ équations différentielles couplées qui peut s'écrire sous la forme 3.6.

$$\begin{cases} \dot{X} = \mathbf{A}X + \mathbf{B}U \\ Y = \mathbf{C}X + \mathbf{D}U \end{cases} \quad (3.6)$$

Le modèle complet peut-être réduit sous certaines contraintes, le modèle (3.6) peut s'écrire sous la même forme avec des matrices de tailles réduites (3.7). Cette démarche est celle exécutée dans le logiciel de thermique COMFIE développé à l'école des mines de Paris. La méthode est décrite dans l'annexe de l'arrêté du Diagnostic de Performance Énergétique (JO, 2006). Nous introduisons dans la suite les méthodes de réduction existantes.

$$\begin{cases} \dot{Z} = \mathbf{F}Z + \mathbf{G}U \\ Y = \mathbf{H}Z + \mathbf{J}U \end{cases} \quad (3.7)$$

Choix du nombre de nœuds des parois extérieures Le nombre de nœuds et de capacités conditionne la représentation des effets dynamiques et des effets de mémoire de transfert entre l'extérieur et l'intérieur. Sans capacité, le modèle devient statique et les sorties ne dépendent plus du passé, alors une simple résistance suffit. L'analyse fréquentielle des transferts thermiques permet de conclure sur le bon niveau d'approximation du nombre de nœuds, du nombre d'états internes (dimension du modèle d'état 3.6). Une démarche similaire à Fraisse et al. (Fraisse et al., 2002) est appliquée afin de justifier l'ordre du modèle retenu. Nous appliquons ici une méthode de réduction permettant d'observer le comportement dynamique d'une paroi réduite à 1 ou 2 nœuds en conservant le gain statique (c'est-à-dire la valeur du coefficient de déperdition U).

Les effets dynamiques de transfert thermique à travers les parois et leurs justes représentations mathématiques (modèle d'état réduit à un ordre minimal) dépendent en réalité de l'inertie de la paroi. Nous portons donc une attention particulière sur la réponse du système à la sollicitation de température extérieure, car c'est l'effet prédominant observé sur les signatures énergétiques. Afin d'apporter des éléments de réponse, nous proposons un modèle générique avec N couches associées à la discrétisation des parois extérieures, cf. figure 3.18. Toutes les représentations R-C peuvent se mettre sous la forme d'un modèle d'état type écrit selon le système d'équations 3.6. Grâce à l'environnement Matlab cette représentation nous permet d'évaluer simplement le comportement fréquentiel du transfert de chaleur sollicité par la température extérieure. La figure 3.19(a) montre l'écart d'amplitude d'un modèle réduit.

Pour des basses fréquences, à l'extrémité gauche du diagramme de Bode, on relève le gain statique de la paroi, soit son coefficient de déperdition U (W/°C) pour une surface arbitraire de 100 m². À l'extrémité droite, on note un gain quasi-nul pour la fréquence de Nyquist F_N qui est de 0,5 cycles/h pour le modèle discrétisé au pas horaire $F_N = \frac{2}{\Delta t}$. On relève l'écart de comportement entre le modèle de référence et le modèle réduit pour une période de 24 h tracée en trait épais sur la figure 3.19(a), c'est l'écart des gains apparents $\Delta U_{T=24h}^*$, avec $U_{T=24h}^*$ **gain apparent** ou **coefficient de déperdition effectif**.

ici on note
T la période

On définit le ratio $\frac{\Delta U_{T=24h}^*}{U} \cdot 100$, qui représente une erreur relative où $U = U_{T=\infty}$, celui ci est de 96% à l'ordre 1, contre 1 % à l'ordre 2, illustré respectivement sur les figures 3.19(a) et 3.19(b). La figure 3.20 représente l'erreur introduite sur $U_{T=24h}^*$ en fonction de l'épaisseur d'une paroi en béton. On remarque qu'un modèle de paroi d'ordre 1 perturbe la dynamique pour les inerties importantes. En revanche l'ordre 2 est suffisant.

L'analyse fréquentielle est réalisée ici en supposant une température intérieure constante, hors la réduction complète (placement des pôles et des zéros de la fonction de transfert) dépend également de l'influence de la température intérieure. Pour la réduction complète, l'erreur d'isolation apparente $\Delta U_{T=24h}^*$ est très faible et la dynamique reste validée.

Ainsi, nous retenons le critère de N=2 comme représentation suffisante permettant de décrire le comportement inertiel d'un mur.

3.3.1.3 Liaison à une représentation externe des modèles

Au chapitre 2 nous avons vu que les charges thermiques agrégées sont décrites au mieux de notre connaissance actuelle par des températures lissées équivalentes à des filtres passe-bas. Il semble donc judicieux de s'intéresser aux représentations externes de bâtiment par fonction de transfert.

Comme annoncé en introduction, il existe des passerelles entre les représentations internes et externes par fonctions de transfert que nous présentons brièvement. Par définition une représentation externe ne décrit par l'état interne, mais uniquement les liens entre les sollicitations (température extérieure, consigne, apport, etc) et la ou les sorties (ici la puissance de chauffage). Après avoir introduit quelques généralités utiles à la compréhension, nous détaillons nos propos.

Généralités sur les modèles linéaires invariants La littérature est très fournie sur le sujet, nous proposons ici une synthèse permettant d'appréhender les modèles thermiques de bâtiment. On a vu que les transferts thermiques par les parois d'un bâtiment peuvent être décrites par un système d'équations différentielles linéaires. Les cas continus et discrets sont proches et peuvent être décrits par une formulation unique (Brezinski, 2007) :

$$\begin{cases} \mathfrak{D}X(t) = \mathbf{A}X(t) + \mathbf{B}U(t) \\ Y(t) = \mathbf{C}X(t) + \mathbf{D}U(t) \end{cases} \quad (3.8)$$

avec \mathfrak{D} , opérateur différentiel, $\frac{d}{dt}$ dans le cas continu, et l'opérateur aux différences défini par $\mathfrak{D}X(t) = X(t+1)$

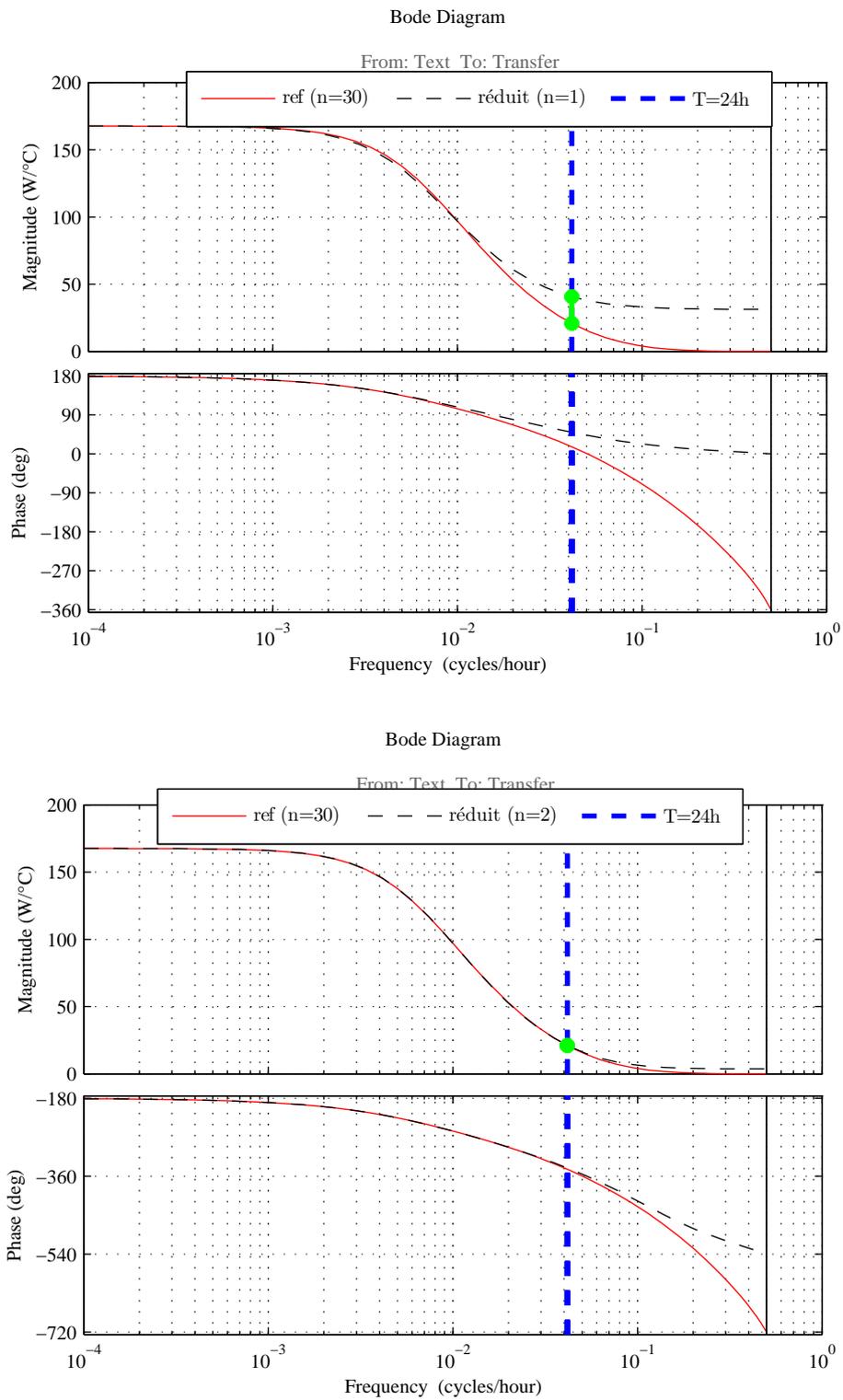


FIGURE 3.19 – Analyse fréquentielle d’une paroi lourde, courbe de référence avec 30 nœuds, et modèle réduit à 1 ou 2 nœud $\Delta t = 1$ h

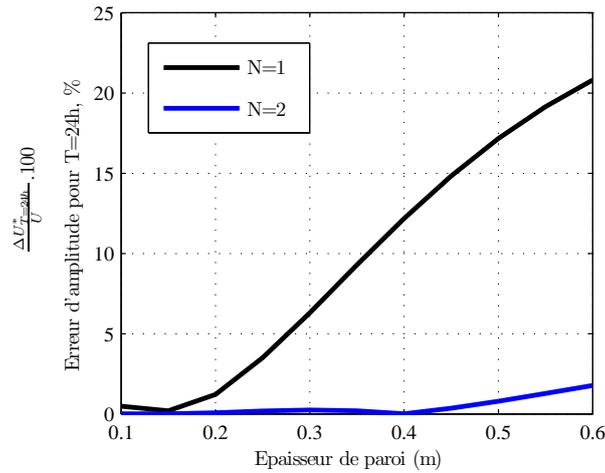


FIGURE 3.20 – Erreur d'amplitude pour une sollicitation de température extérieure de période 24h par rapport à une référence de $N=30$ après réduction

avec les dimensions :

\mathbf{A} , matrice d'évolution ou d'état	$N \times N$
\mathbf{B} , matrice de commande	$N \times q$,
\mathbf{C} , matrice d'observation	$s \times N$
\mathbf{D} , matrice de transmission directe	$s \times q$
X , vecteur d'état	$N \times 1$
Y , vecteur de sortie	$s \times 1$
U , vecteur des sollicitations	$q \times 1$

L'état X représente la mémoire du système.

La notion de modèle boîte noire, « black box », consiste à construire une *réalisation* d'un système (A, B, C, D) de même dimension que le problème. Si la dimension du problème est connue, c'est un problème d'identification. La réalisation de la plus petite dimension s'appelle une *réalisation minimale* et le nombre de paramètres indépendants à identifier est minimal. En pratique il faut distinguer la théorie de la réalisation (on cherche à identifier la totalité du modèle, modèle de même dimension), de la théorie de la réduction (nombre restreint de dimension). Dans la pratique les techniques sont très liées (Brezinski, 2007).

Dans notre problème, pour un bâtiment nous recherchons la représentation minimale nécessitant le moins de paramètre.

Soit le modèle d'état représenté par le modèle 3.8, il est possible de donner une nouvelle description de ce même modèle par changement de base. Soit \mathbf{P} de taille $(N \times N)$ tel que $X = \mathbf{P}\tilde{X}$, alors on a l'équivalence 3.9 :

$$\begin{cases} \dot{X} = \mathbf{A}X + \mathbf{B}U \\ Y = \mathbf{C}X + \mathbf{D}U \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \dot{\tilde{X}} = \tilde{\mathbf{A}}\tilde{X} + \tilde{\mathbf{B}}U \\ Y = \tilde{\mathbf{C}}\tilde{X} + \tilde{\mathbf{D}}U \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{A}} &= \mathbf{P}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{P} \\ \tilde{\mathbf{B}} &= \mathbf{P}^{-1}\mathbf{B} \\ \text{avec : } \tilde{\mathbf{C}} &= \mathbf{C}\mathbf{P} \\ \tilde{\mathbf{D}} &= \mathbf{D} \end{aligned}$$

On conclut donc qu'une représentation d'état n'est pas unique, il en existe une infinité

par changement de base. En revanche il existe des représentations canoniques d'un système, par changement dans une base bien choisie :

- base des vecteurs propres, utilisée pour l'analyse modale ;
- mise sous forme compagne de \mathbf{A} , forme canonique ;
- base équilibrée, utilisée par la méthode de Moore (Déqué et al., 1997)

Si la description des systèmes peut varier, l'ensemble des représentations ont des liens entrées-sorties identiques. Pour démontrer cette affirmation il faut transformer le modèle en représentation externe sous forme de fonction de transfert. Cette transformation s'effectue dans le domaine de Laplace, le système d'état 3.10 devient 3.11 :

$$\begin{cases} pX(p) &= \mathbf{A}X(p) + \mathbf{B}U(p) \\ Y(p) &= \mathbf{C}X(p) + \mathbf{D}U(p) \end{cases} \quad (3.10)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} X(p) &= (p\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B}U(p) \\ Y(p) &= (\mathbf{C}(p\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D})U(p) \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} H(p) &= \mathbf{C}(p\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D} \\ &= \frac{\det(p\mathbf{I} - \mathbf{A} + \mathbf{B}\mathbf{C}) - \det(p\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(p\mathbf{I} - \mathbf{A})} + \mathbf{D} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Sous cette forme, les $s \times q$ fonctions de transfert (il y a autant de fonctions que de couples entrée-sortie) sont invariables par changement de base. Lorsque les fonctions de transfert de deux systèmes sont identiques, on dit qu'ils sont algébriquement équivalents. Nous noterons $H_{i,j}$ la fonction de transfert associant l'entrée i à la sortie j , élément de H eq. 3.12. On remarque au dénominateur le polynôme caractéristique de la matrice \mathbf{A} , matrice d'évolution du bâtiment. Les racines de celui-ci sont les valeurs de propre de \mathbf{A} , elles définissent les pôles de la fonction de transfert H . Dans notre cas, ces valeurs propres sont à partie réelles strictement négatives. On dit que le polynôme caractéristique de la matrice \mathbf{A} est un polynôme Hurwitz (stable) (Petit et Richon, 2011).

Généralités sur les fonctions de transfert Soit, $H_{i,j}$ une fonction de transfert entrée-sortie, celle-ci est définie par les coefficients des polynômes Φ_{na} et Φ_{nb} :

$$y_j = \frac{\Phi_{na}}{\Phi_{nb}}(p)u_i = \frac{b_1p^{nb} + b_2p^{nb-1} + \dots + b_{nb+1}}{a_1p^{na} + a_2p^{na-1} + \dots + a_{na+1}}u_i \quad (3.13)$$

On peut réécrire l'équation précédente en faisant apparaître les pôles et les zéros de la fonction de transfert :

$$H_{i,j}(p) = \frac{\Phi_{na}}{\Phi_{nb}}(p) = \frac{\prod(p - z_l)}{\prod(p - \lambda_m)} \quad (3.14)$$

Dans l'équation 3.14, z_l et λ_m sont respectivement les zéros et les pôles de la fonction de transfert $H_{i,j}$.

Méthode de Gilbert (Fossard, 1997), Mise sous forme d'état Lorsque les pôles sont simples et réels on peut décomposer l'équation 3.14 sous la forme 3.15.

$$H(p) = \sum_m \frac{M_m}{p + \lambda_m} \quad (3.15)$$

Les matrices M_i sont les matrices des résidus associés aux pôles $-\lambda_m$.

On peut donc décomposer, sous contraintes de pôles simples et réels, la fonction de transfert en somme de fonctions de transfert du premier ordre, soit des filtres passe bas de fréquence de coupure $\frac{1}{\lambda_m}$.

Le domaine de Laplace est utilisé pour les fonctions continues, nous travaillerons donc dans le domaine de la transformée en z qui est l'équivalent discret de Laplace ; les modèles de bâtiment sont toujours discrétisés dans le temps. Dans le domaine temporel, le lien entre la sortie y et l'entrée u s'écrit selon l'équation 3.16 qui est un modèle ARMA (Auto Regressive Moving Average). Dans le domaine de la transformée en z le filtre numérique associé est IIR (Infinite Impulse Response), équation 3.17.

$$a_0.y_t + a_1.y_{t-1} + \dots + a_{na}.y_{t-na} = b_0.u_t + \dots + b_{nb}.u_{t-nb} \quad (3.16)$$

$$H(z) = \frac{b_0 + b_1.z^{-1} + \dots + b_{nb}.z^{-nb}}{1 + a_1.z^{-1} + \dots + a_{na}.z^{-na}} \quad (3.17)$$

Cette interprétation des fonctions de transfert permet d'établir un lien entre le domaine des statistiques et celui de la thermique, de donner un sens aux coefficients obtenus par réduction ou identification.

Le modèle d'état invariant représentant un bâtiment peut donc s'écrire, d'après 3.11 et , sous forme d'une fonction, selon le choix sur la sortie T_i ou P_{ch}

$$T_i = H_{T_e}^{T_i}(T_e) + H_{P_{ch}}^{T_i}(P_{ch}) + H_{\phi}^{T_i}(\phi) + H_{P_{gain}}^{T_i}(P_{gain}) \quad (3.18)$$

$$P_{ch} = H_{T_e}^{P_{ch}}(T_e) + H_{T_{cons}}^{P_{ch}}(T_{cons}) + H_{\phi}^{P_{ch}}(\phi) + H_{P_{gain}}^{P_{ch}}(P_{gain}), \quad P_{ch} \in [0, P_{inst}] \quad (3.19)$$

Avec la fonction $H_{T_e}^{P_{ch}}$ qui représente la puissance de chauffage sollicitée par la température extérieure et qui peut s'écrire sous la forme :

$$P_{ch} = \frac{g}{1 + \alpha + \beta} (T_e + \alpha LES(T_e, \tau_1) + \beta LES(T_e, \tau_2))$$

Nous voyons donc apparaître le gradient et les températures lissées représentatives de la dynamique d'une paroi. Nous avons donc mis en évidence les équivalences entre représentation d'état et fonction de transfert.

Bilan Nous avons décrit les principes permettant de transposer un modèle linéaire en fonction de transfert que l'on peut décomposer en filtre passe bas. Or nous avons montré au chapitre 2 que les modèles de charge thermique agrégée s'écrivent justement avec des filtres passe bas présentés sous forme de lissage exponentiel simple. Pour récapituler nous proposons la démonstration ci-après :

Démonstration de l'équivalence, entre représentation directe réduite par méthode modale, et modèle agrégé de thermosensibilité

Un modèle de bâtiment peut s'écrire sous forme de modèle d'état (par bilans enthalpiques) et de fonction de transfert. Les pôles sont les racines du polynômes Φ_{nb} qui n'est autre que

le polynôme caractéristique associé à la matrice \mathbf{A} , $\det(\lambda\mathbf{I} - \mathbf{A})$, donc les valeurs propres de la matrice d'évolution du système.

$$\begin{cases} \dot{\tilde{X}} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\tau_1} = \lambda_1 & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & -\frac{1}{\tau_N} = \lambda_N \end{bmatrix} \tilde{X} + \tilde{\mathbf{B}}U \\ Y = \tilde{\mathbf{C}}\tilde{X} + \tilde{\mathbf{D}}U \end{cases} \quad (3.20)$$

Dans le cas d'une modélisation physique du bâtiment, les valeurs propres sont réelles et simples. C'est la principe de l'analyse modale, on décompose le système d'état en N équations différentielles indépendantes du premier ordre grâce à un changement de base. Dans les années 1980 le Centre Énergétique et Procédés de l'école des mines de Paris a développé l'analyse modale appliquée au bâtiment, voir (Bacot, 1984; Neveu, 1984; Lefebvre, 1987) et (Dehausse, 1988) pour un exposé plus large des travaux passés. Le système 3.20 met en évidence le lien qui existe entre les modes du système, λ_m homogène à une fréquence, et les constantes de temps τ_m homogène au temps. Une fois discrétisé, le coefficient de Fourier apparaît $Fo = \frac{U \cdot \Delta t}{C}$, avec U le coefficient de transmission et C la capacité.

Par application d'une méthode de réduction par troncature, le précédent système devient 3.21 :

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\tau_1} = \lambda_1 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\tau_2} = \lambda_2 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} z_1 \\ z_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} g_{1,i} \\ g_{2,i} \end{pmatrix} (u_i) \\ Y = \mathbf{H}Z + \mathbf{J}U \end{cases} \quad (3.21)$$

Les méthodes de réduction ont été largement traitées dans le passé par soucis d'économie d'espace mémoire et de temps de calcul. Elles sont basées sur l'extraction d'un nombre de modes ou de comportements dominants suffisants à décrire les évolutions d'un système. Les différentes méthodes de réduction appliquées aux processus de diffusion thermique sont décrites dans la thèse de Daniel Petit⁸ (Petit, 1991). Les méthodes d'Eitelberg, de Marshall-Davisson-Fossard sont détaillées et comparées, celles-ci cherchent le meilleur résumé de la dynamique (la représentation la plus simplifiée étant ajustée au comportement dynamique). Dans ses travaux de thèse il mentionne l'avantage des méthodes d'identification qui amalgament les différents modes « naturellement » selon les sollicitations appliquées, c'est le meilleur résumé de la dynamique, autrement que par une sélection de modes à partir d'un modèle de connaissance. En résumé la réduction consiste à conserver les dynamiques qui sont sollicitées d'une part, et qui influent sur la sortie d'autre part. La réduction dépend donc du couple **{sollicitation, mesure}**, $\{U, y\}$ (Sicard et al., 1985).

Plusieurs applications portant sur la thermique du bâtiment sont présentes dans la littérature. L'une d'elle a été menée à EDF (Déqué et al., 1997) en employant la méthode de Moore (également décrite dans (Petit, 1991)). La troncature est réalisée dans une base équilibrée afin de conserver les modes dominants régissant la dynamique d'un bâti, puis ajustée pour que le gain en régime permanent reste identique, c'est-à-dire assurer la conservation du niveau d'isolation du bâtiment. Déqué et al. (2000) ont également développé un modèle « boîte grise » de bâtiment à partir d'une méthode de réduction.

8. D. Petit a récemment contribué à la publication d'un dossier sur les méthodes d'identification, de problèmes inverses appliqués à la diffusion (Maillet et al., 2011)

Explicite	$\tau = \frac{\Delta t}{1 - pole}$
Implicite	$\tau = \frac{\Delta t \cdot pole}{1 - pole}$
Cranck-Nicholson	$\tau = \frac{\frac{\Delta t}{2}(1 + pole)}{1 - pole}$
Linéaire	$\tau = \frac{-\Delta t}{\log(pole)}$

TABLEAU 3.9 – Équivalence entre pôle et constante de temps pour un pas de temps de discrétisation Δt

Nous avons donc réduit le modèle de bâtiment à un modèle à deux constantes de temps. Ce modèle peut ainsi se mettre sous la forme d'une fonction de transfert à deux pôles. *Pourquoi deux ?* car la réduction appliquée précédemment (cf fig. 3.19(b)) sur une paroi montre que 2 modes suffisent à décrire le transfert thermique.

$$\begin{aligned} \mathcal{H}(p) &= \frac{b_0 + b_1 p + b_2 p^2}{a_0 + a_1 p + a_2 p^2} = k + \frac{r_1}{1 - \lambda_1 p} + \frac{r_2}{1 - \lambda_2 p} \\ \mathcal{H}(p) &= k \left(1 + \frac{r_1}{k(1 - \lambda_1)} \frac{1 - \lambda_1}{1 - \lambda_1 p} + \frac{r_2}{k(1 - \lambda_2)} \frac{1 - \lambda_2}{1 - \lambda_2 p} \right) \\ &= k \cdot (1 + \alpha \cdot FPB(\tau_1, p) + \beta \cdot FPB(\tau_2, p)) \end{aligned} \quad (3.22)$$

$FPB(\tau, p)$ désigne un filtre passe-bas : $\frac{1}{1 + \frac{1}{\tau} \cdot p}$. Sous forme discrète, il s'agit d'un lissage exponentiel simple, équation 3.23. Cette forme correspond à la discrétisation d'une équation différentielle du premier ordre par un schéma Euler Implicite. Selon les différents schémas de discrétisation possibles on obtient des relations liant pôles et constantes de temps, cf 3.9. La figure 3.21 trace le lien entre constante de temps et pôle selon le pas de temps.

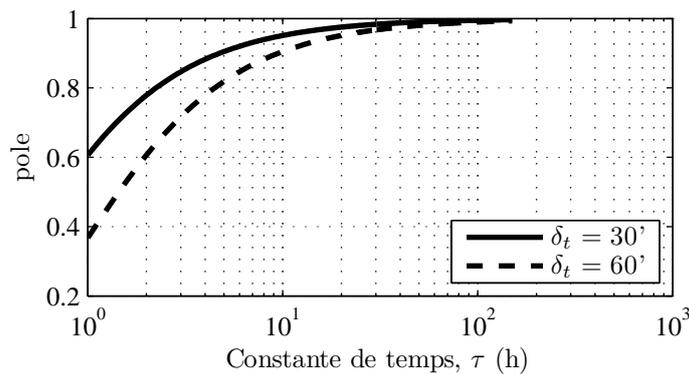


FIGURE 3.21 – Relations entre pôle et constante de temps pour deux pas de temps de discrétisation

$$LES(u, p) : y_t = (1 - p) \cdot u_t + p \cdot y_{t-1} \quad (3.23)$$

Nous retrouvons donc la forme du modèle Météhore de RTE 1.2 (Lefieux, 2007) qui permet d'estimer la part thermosensible de la courbe de charge électrique.

3.3.1.4 Distinction des approches

Un modèle de chauffage de type RC est donc équivalent à une fonction de transfert. Les équations précédentes 3.18 et 3.19 représentent donc les variables de sortie d'un modèle de bâtiment ; la première représente la température intérieure en fonction des sollicitations de chauffage, d'apports interne, externe, et de la température extérieure. T_{in} est définie dans \mathbb{R} et aucune contrainte n'existe sur la vérification de l'égalité. En revanche, la deuxième équation qui a en sortie la puissance de chauffage n'est pas applicable lorsque P_{ch} atteint les limites du domaine admissible $[0, P_{inst}]$. Malheureusement le modèle n'est donc pas applicable dans les zones de saturation définies précédemment dans le tableau 3.6. Cette forme est utilisable uniquement lorsque le chauffage n'est pas contraint, c'est-à-dire en période froide lorsque la consigne de chauffage est constante. **Un modèle linéaire n'est donc pas applicable, ni identifiable lorsqu'un bâtiment est soumis à des régimes de saturations.**

Une représentation interne est donc indispensable à la prise en compte des effets de mémoire du système « bâtiment ».

L'identification d'une charge unitaire de chauffage contrainte est possible uniquement à l'aide d'une représentation interne capable de prendre en compte les évolutions libres de la température intérieure. Pour identifier un signal agrégé de chauffage les saturations sont plus ou moins concomitantes ce qui assure un caractère identifiable selon un modèle linéaire.

Le signal agrégé est donc plus ou moins identifiable en fonction du taux de saturation et donc du niveau d'agrégation (le foisonnement fait « disparaître » les saturations). La méthode des points analogues présentée au chapitre 2 est donc une approximation linéaire de la courbe de charge par un modèle linéaire. L'évolution des variables internes n'est pas décrite et est supposée stationnaire.

Pour la représentation Bottom-Up dynamique d'un parc cette contrainte de saturation est majeure. D'une part les représentations externes ayant un temps de simulation 100 fois plus rapide qu'une représentation interne peuvent être employées uniquement pour simuler des bâtiments hors zone de saturation (ce qui est un obstacle pour les mi-saisons et les consignes avec réduit). Et d'autre part la calibration de la dynamique d'un parc semble compromise car son identification ne peut être qu'une approximation, le problème est mal posé.

Nous avons cherché des solutions de linéarisation dans le domaine de l'automatique, notamment sur les sujets traitant des lois de commande saturée mais aucune solution n'a été identifiée à ce jour.

Néanmoins la démonstration précédente apporte des contributions et des perspectives sur la compréhension des modèles d'estimation. En effet, une fois une représentation externe identifiée il est toujours possible de transformer celle-ci en représentation interne. Cette possibilité est intéressante dans la mesure où l'on peut interpréter les ordres de grandeur des coefficients de transfert, leur poids relatif, et leur signe.

3.3.2 Approche d'agrégation, et interprétation « statistique »

La partie précédente réconcilie les modélisations physiques unitaires avec une modélisation statistique agrégée qui fait aujourd'hui référence.

3.3.2.1 Analyse de l'existant

L'agrégation de charge des usages thermiques a été traitée par M. Orphelin dans une thèse dédiée à ce sujet (Orphelin, 1999). Après avoir identifié les différentes représentations et approches de modélisation d'un parc de systèmes thermostatés (ballon d'ECS, chauffage, climatiseur), l'auteur fait le choix de développer une approche d'agrégation en assignant deux états possibles aux systèmes : marche et arrêt, la fraction de temps de marche présentée précédemment. La charge est interprétée comme une probabilité de fonctionnement, d'être en marche ou à l'arrêt, intéressant pour probabiliser le foisonnement. Cette probabilité est dépendante des capacités, des puisages, ... des déterminants du fonctionnement du système. La fraction de temps de marche est traduite en statistique qui est ensuite décrite par une chaîne de Markov. Celle-ci permet une représentation adaptée de l'étude de la charge agrégée, en particulier grâce au caractère ergodique des chaînes modélisées.

Cependant ces approches sur la modélisation de la fraction de marche n'aboutissent pas à des résultats viables pour une réconciliation unitaire/agrégée. Les solutions ergodiques ne dégagent pas de constante de temps et de coefficients interprétables. Le principal intérêt est de pouvoir estimer rapidement le signal agrégé selon différentes commandes. De plus, pour des modèles de dynamique de bâtiment type R3C2 les matrices de transition sont très lourdes et ne simplifient pas la tâche.

Cette piste semble donc peu adaptée et nous n'avons pas jugé bon de continuer dans cette voie déjà bien étudiée dans le passé. Cet axe de recherche a continué à être étudié par ailleurs (Lu et Chassin, 2004).

3.3.2.2 Présentation de l'approche retenue

facteur de réponse, facteur de pondération, facteur de parc

Une notion intéressante, qui est à la base des calculs de fonction de transfert, est le *principe de superposition*. Les solutions des équations différentielles linéaires définissant le modèle se superposent, s'additionnent, ainsi la sortie y peut se décomposer comme une somme de réponses du système aux différentes sollicitations. Grâce à cette propriété les thermiciens avaient mis au point dans le passé les facteurs de réponse des parois.

$$Y_q(t) = \sum_{n=0}^{\infty} r_{qd}(n\Delta_t)U_d(t - n\Delta_t)$$

avec

$$r_{qd}(n\Delta) = \int_0^{\infty} H_{qd}(\zeta)E_0(n\Delta_t - \zeta)d\zeta$$

« r_{qd} est le facteur de réponse de la variable q à la sollicitation d . Il traduit l'effet de la sollicitation d de type triangle unité E_0 au bout d'un temps $n\Delta_t$ sur la sortie q », (Lefebvre, 1994) $H_{qd}(t)$ est la réponse impulsionnelle de Y_q à la sollicitation U_d .

Les facteurs de réponse de chaque couple entrée-sortie se calculent analytiquement, numériquement ou à partir de mesures expérimentales. Pour calculer la charge d'un bâtiment directement il est possible d'utiliser la méthode de facteur de pondération, il s'agit d'une pondération des facteurs de réponse pour définir le comportement d'un local, (Rousseau, 1978). Les séries des facteurs de réponse et de pondération sont des suites décroissantes convergeant vers 0, ces suites infinies peuvent donc être tronquées à un certain ordre.

Et donc sous l'hypothèse de bâtiment monozone, équivalent d'un local, il est possible d'effectuer des sommes pondérées de facteurs de pondération que l'on nommerait **facteurs de parc**.

3.3.3 Agrégation et réduction appliquée à un parc

3.3.3.1 Présentation du problème

Soit 2 bâtiments, eq. 3.24, décrits par les modèles d'état de paramètres $\Gamma = \{\mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{C}, \mathbf{D}\}$ indicés 1 et 2, nous souhaitons déterminer la charge agrégée.

$$\left\{ \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} \dot{X}_1 = \mathbf{A}_1 X_1 + \mathbf{B}_1 U_1 \\ Y_1 = \mathbf{C}_1 X_1 + \mathbf{D}_1 U_1 \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} \dot{X}_2 = \mathbf{A}_2 X_2 + \mathbf{B}_2 U_2 \\ Y_2 = \mathbf{C}_2 X_2 + \mathbf{D}_2 U_2 \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (3.24)$$

En supposant les représentations internes adaptées au problème à traiter, on peut calculer les 2 sorties $y(t, \Gamma_1, U_1)$ et $y(t, \Gamma_2, U_2)$. Dans le cas général on dit que le modèle est linéaire par rapport :

- aux entrées si : $y(t, \Gamma, c_1.U_1 + c_2.U_2) = y(t, \Gamma, c_1.U_1) + y(t, \Gamma, c_2.U_2)$
- à ses paramètres si : $y(t, c_1.\Gamma_1 + c_2.\Gamma_2, U) = y(t, c_1.\Gamma_1, U) + y(t, c_2.\Gamma_2, U)$

Dans le cas de modèle de diffusion, la linéarité par rapport aux paramètres n'est pas vérifiée, seulement par rapport aux entrées. Si à l'échelle d'un quartier les sollicitations U_i sont similaires et peuvent être considérées égales par hypothèse, nous devons trouver un moyen de représenter la diversité des paramètres dans la représentation agrégée de la charge.

3.3.3.2 Réduction d'un parc de bâtiment

Le système d'équations 3.25 est un empilement de p bâtiments. Sous l'hypothèse de sollicitations internes et climatiques identiques, $U_i = U$ appliquées à chaque système X_i il est possible de réduire l'ordre du modèle en appliquant une méthode de réduction.

$$\begin{pmatrix} \dot{X}_1 \\ \vdots \\ X_i \\ \vdots \\ X_p \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 & & & \\ & \ddots & & \mathbf{0} \\ & & \mathbf{A}_i & \\ & \mathbf{0} & & \ddots \\ & & & & \mathbf{A}_p \end{bmatrix} \begin{pmatrix} X_1 \\ \vdots \\ X_i \\ \vdots \\ X_p \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{B}_1 & & & \\ & \ddots & & \mathbf{0} \\ & & \mathbf{B}_i & \\ & \mathbf{0} & & \ddots \\ & & & & \mathbf{B}_p \end{bmatrix} \begin{pmatrix} U_1 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_p \end{pmatrix} \quad (3.25)$$

Sous des conditions de non-saturations des charges individuelles, nous pouvons réduire le modèle à une ou deux constantes de temps sous la forme du modèle d'estimation :

$$P = \frac{g_{parc}}{1 + \alpha + \beta} (T_e + \alpha LES(T_e, \tau_{parc,1}) + \beta LES(T_e, \tau_{parc,2}))$$

En diagonalisant la matrice d'évolution du parc nous pouvons réduire le modèle pour en déduire les facteurs de réponse du bâtiment agrégé.

Or l'introduction de régime de chauffe intermittent rend cette représentation caduque. En supposant un régime stationnaire quotidien (variation infrajournalière uniquement) des modes de chauffage, la méthode des points analogues permet de contourner le problème et estimant un modèle à chaque pas de temps infrajournalier. Ainsi les états internes inconnus sont supposés stationnaires ce qui est une approximation qui semble fonctionner en pratique.

Finalement dans un cas d'application très restreint il est possible de faire le lien entre le modèle agrégé et les modèles unitaires. Nous n'avons pas trouvé d'astuce mathématique permettant de passer outre les saturations. L'automatique répond en partie aux questions d'actionneurs saturés afin de déterminer des lois de commande adaptées mais nous n'avons pas pu identifier de solution à notre problème.

Les perspectives de calibrage de la dynamique d'un parc de logement sur le modèle d'estimation de la part thermosensible montre ses limites. Le caractère identifiable de courbes de charge de chauffage restera mal posé car nous avons mis en évidence les limites du modèle d'estimation. Nous ne sommes pas en mesure de décomposer une courbe de charge agrégée sur une base de fonctions adéquates. De futurs développements restent donc en perspective : nous pouvons envisager la construction d'une base de fonction représentative de la dynamique des bâtiments incluant des saturations. En générant des signaux ayant un coefficient de déperdition apparent unitaire, $g = 1$, pour différentes inerties de parois et de stockage thermique intérieur (avec des valeurs a priori admissibles) et des profils de consigne représentatifs, nous pourrions créer d'une base propice à l'identification d'une courbe de charge agrégée de chauffage. Le but est de construire un ensemble de signaux représentatifs (non corrélés sous peine d'indétermination) sur lequel nous pourrions projeter le signal agrégé en imposant des coefficients positifs.

3.4 Application

La validation de la plateforme n'ayant pas pu être mise en œuvre, nous montrons dans cette partie les résultats attendus de la méthode pour deux scénarios comportementaux. Le but de cette application illustrative est de montrer l'effet des températures de consigne sur l' $ENDp$ (cf chap 1). On s'attend a priori à constater un impact supérieur des ménages qui se chauffent durant les heures pleines sur la grandeur $ENDp$ que ceux qui se restreignent.

Les données de modélisation étant disponibles pour la région PACA (températures départementales, radiations départementales, description du parc) durant l'hiver 2005/2006 nous simulons la courbe de charge du parc de maison équipé de chauffage électrique. En revanche n'ayant pas à disposition la courbe de charge régionale nous réalisons une homothétie sur la courbe de charge nationale afin d'obtenir un gradient comparable à celui de la région ; valeur comprise entre 150 et 200 MW/K d'après les données figurant au tableau 3.10.

Cette courbe de charge régionale fictive est au préalable décomposée en une partie saisonnière et thermosensible selon un algorithme équivalent au modèle d'estimation actuel (Lefieux, 2007). En construisant une chronique hebdomadaire non climatique (en moyennant les semaines hors période climatique (mai-juin, en supprimant les jours fériés) que nous modulons de manière saisonnière selon l'équation 3.26, nous estimons pour chaque pas horaire les 4 paramètres ($\{a_h, b_h\}$, avec $h = \{1, 2\}$) et les 6 paramètres du modèle de thermosensibilité

	2005	2007	2009	2011
Hiver (MW/K)	150	200	175	190
Été (MW/K)	70	60	55	64
EJP (MW)	300	170	140	140

TABLEAU 3.10 – Évolution de la thermosensibilité en PACA (*source Bilans Prévisionnels RTE*)

(g , T_s , p_1 , p_2 , α , β resp. le gradient, la température seuil, les poles de lissage et les poids des températures lissées).

Une procédure d'optimisation standard disponible sous Matlab, Nelder-Mead, est utilisée pour l'estimation. À la fonction de coût initiale (celle des résidus de l'estimation) nous ajoutons des fonctions de pénalisations⁹ permettant de contraindre les coefficients entre des bornes (fixées a priori) et de faciliter la convergence de l'algorithme (dans certains cas la procédure ne converge pas étant donné le nombre élevé de paramètres, 10, à calibrer ; les fonctions de pénalisations restreignent le champ des possibles). Les coefficients sont estimés pour les dimanches uniquement pour éviter l'influence des signaux EJP et des jours ouvrés (qui peuvent être fériés et/ou vaqués).

$$f_h(j) = 1 + \left[\sum_{m=1}^{m=2} a_m \cos\left(\frac{2\pi m j}{365}\right) + b_m \sin\left(\frac{2\pi m j}{365}\right) \right] \quad h, j, \text{ respect. heure, jour} \quad (3.26)$$

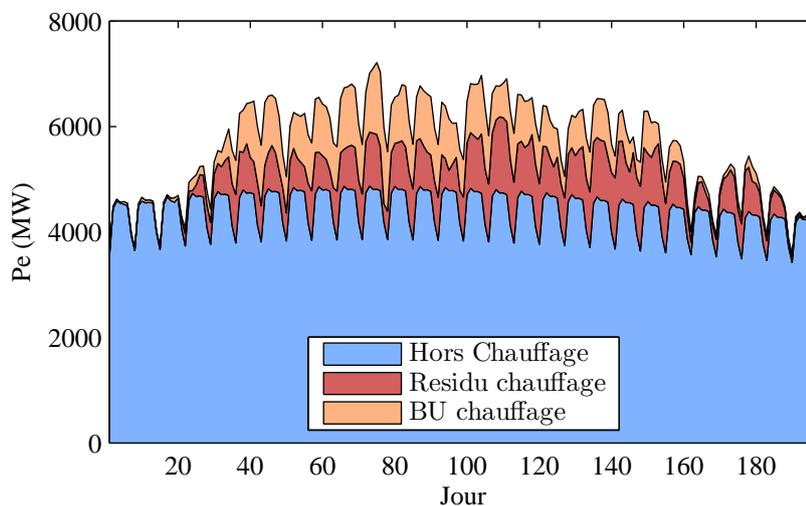
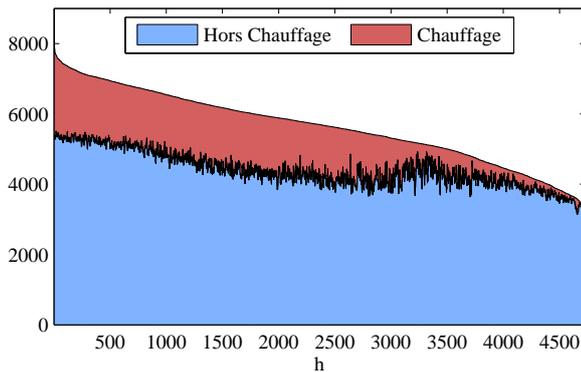


FIGURE 3.22 – Décomposition de la courbe de charge *hypothétique* PACA en part saisonnière et thermosensible, dont la partie simulée par plate-forme Bottom-Up ; présentation au pas journalier

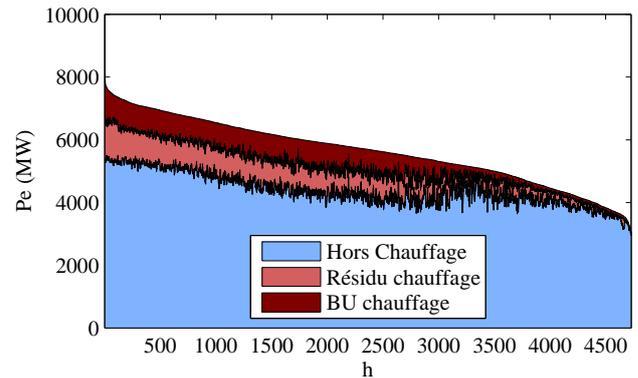
Les résultats agrégés des simulations Bottom-Up des courbes de charge des maisons individuelles équipées de chauffage électrique, noté « BU chauffage », cf fig. 3.23(a), sont ensuite intégrés à la part thermosensible estimée précédemment. Le reste de la part thermosensible

9. Cette approche est conventionnelle en dimension finie. Elle est inspirée des travaux de P. Malisani et al. (2011).

est un résidu noté « Residu chauffage ». La décomposition 3.23(b) nous permet ainsi de visualiser la part thermosensible, dont la part des consommations de chauffage des maisons individuelles issues de la plate-forme Bottom-Up pour une température de consigne de 20°C. Nous remarquons que la répartition de la courbe de charge simulée est relativement uniforme ou « homogène » (sur la monotone) au sein de la part thermosensible. Les consommations sont réajustées par période constructive.



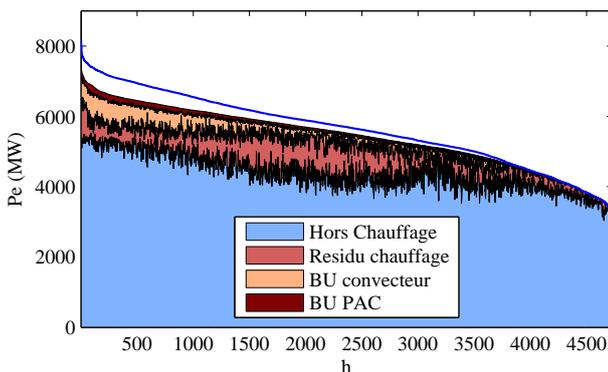
(a) Monotone de la courbe de charge hypothétique



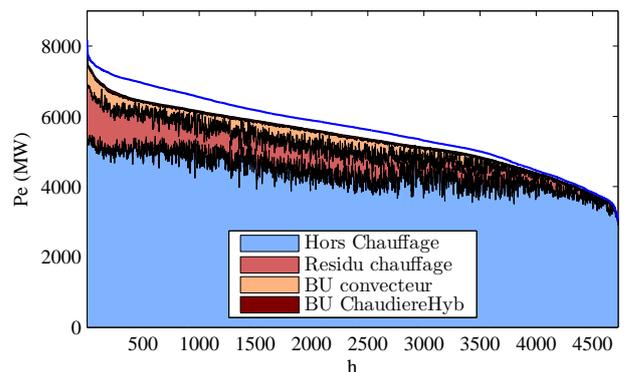
(b) Monotone incluant la charge agrégée simulée avec $T_{cons} = 20^\circ\text{C}$

FIGURE 3.23 – Comparaisons des monotones sans (a) et avec (b) modélisation Bottom-Up : « BU chauffage »

Cette situation n'est en revanche plus vraie lorsque nous simulons des températures de consigne créneau avec un réduct de 3°C, soit en journée 3.24(b), soit durant la nuit 3.24(a). Dans le second cas nous observons une concentration des puissances lors des heures les plus chargées, dont presque la totalité est comprise dans $P_{[0,2000 h]}^{\rightarrow}$. En faisant une moyenne des 3 scénarios (2 consignes variables et 1 consigne constante) nous obtenons les ordres de grandeurs inscrits dans le tableau 3.11.



(a) Scénario : 19°C en journée, 16°C la nuit



(b) Scénario : 16°C en journée, 19°C la nuit

FIGURE 3.24 – Comparaisons des monotones avec des simulations incluant deux comportements, dont 50 % du parc est équipé de PAC dans un cas (a), et 50% de PAC hybride dans l'autre (b)

Nous notons que le calibrage de la dynamique du modèle (affectée par les comportements)

	ENDp (MWh)	D_{max} (kW)
<i>en remplacement d'un convecteur</i>		
PAC	-3,4	-2,8
Chaudière Hybride	-3,8	-3,9
<i>en remplacement d'une chaudière</i>		
Micro-cogénération	- 0,5	- 0,8

TABLEAU 3.11 – Ordre de grandeur des impacts des solutions de chauffage sur l'*ENDp* pour le climat de l'hiver 2005/2006, moyenne de 3 scénarios de température de consigne (1 constant et 2 variables)

est déterminant car l'effet des profils de consigne est effectivement significatif sur la valorisation d'une installation d'effacement saisonnière. Finalement, en diffusant des solutions d'effacement dans des habitats où les occupants se chauffent peu durant les heures les plus contraintes, leurs intérêts seraient à l'évidence amoindris. La modélisation permet d'apporter des éléments sur la quantification des impacts en fonction des scénarios de comportement.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons introduit un cadre méthodologique pour la calibration d'un parc de bâtiments. Sa mise en application s'est heurtée à l'indisponibilité des courbes de charges régionales, et aux incertitudes élevées sur la modélisation des consommations de chauffage. Par ailleurs, afin de fiabiliser l'estimation des impacts des systèmes de chauffage sur les courbes de charge agrégées il est nécessaire d'améliorer la connaissance des déterminants des consommations de chauffage. La quantification de l'impact d'un déploiement de technologie gaz est dépendante de la bonne représentativité du modèle de parc, en particulier de l'influence des systèmes et des comportements (température de consigne). Ces écueils devraient faire l'objet d'enquêtes approfondies permettant de mieux connaître le parc de bâtiments. En fait, la pseudo-calibration des variables et des paramètres peut conduire à des interprétations biaisées sur l'impact de tel ou tel plan d'action ou de mesure de MDE. L'analyse modale nous a permis de mettre en évidence le lien existant entre les modèles de bâtiments simplifiés et le modèle d'estimation de la part thermosensible de la courbe de charge électrique. Celle-ci permet d'envisager une calibration du modèle de parc de bâtiment, soit en modélisant les autres secteurs thermo-sensibles (par exemple, tertiaire), soit en négligeant les autres secteurs devant les chauffage résidentiel (par exemple, en calibrant sur les périodes de week-end).

Une plate-forme de simulation a été mise place, celle-ci permet de simuler des profils de charge agrégée selon des scénarios d'usage de chauffage. Cette contribution permet de fournir des ordres de grandeur à l'intérêt d'un déploiement de technologies de chauffage gaz/électricité. Pour que le lecteur se forge des convictions sur ces chiffres nous posons le problème plus simplement : quelle est la contribution d'un chauffage électrique en base seul consommation 5000 kWh par an (chiffre CEREN à climat normal, que ce soit une PAC ou un convecteur) sur $P_{[0, 2000]_h}^{\infty}$ sachant que le chauffage est sollicité durant 3500-4000 h.

Conclusion et perspectives

Ces travaux de thèse ont visé à construire une méthode d'évaluation du potentiel technique et économique des technologies de chauffage au gaz (chaudière hybride et micro-cogénération) pour soulager le réseau électrique qui est de plus en plus contraint par l'augmentation de la pointe saisonnière de consommation électrique. Le recours aux technologies gaz pour inverser la tendance à la désoptimisation du réseau électrique est justifié dans la mesure où le réseau de distribution de gaz naturel tend vers une sous-utilisation du fait de la baisse des consommations des usages thermiques.

Nous avons montré la pertinence d'un déploiement de solutions d'effacement caractérisées par des temps d'activation longues durées. En effet l'analyse de la demande en électricité, et des infrastructures, montre que des effacements ciblés sur des périodes infrajournalières, de l'ordre de l'heure, ne répondent que partiellement aux contraintes exercées sur le système électrique et en particulier sur les infrastructures de transport régional. Nous proposons donc d'intégrer les actions de MDE au sein des méthodes de planification des réseaux. Il est donc nécessaire de réaliser une évaluation technico-économique d'opérations de MDE telles que la diffusion de systèmes de chauffage économes en pointe électrique. En sus de la planification des réseaux et de leurs renforcements, les gestionnaires seront à même d'estimer la pertinence d'un déploiement de solutions agissant sur la demande. **Cette proposition permet d'introduire une nouvelle forme de régulation du système offre-demande à moyen et long terme qui doit être adaptée à l'échelle spatiale pertinente**, c'est à dire celle de la région. Ainsi l'introduction d'éco-conditionnalités sur les systèmes, mise en avant dans le pacte électrique breton, sera justifiée par les volets régionaux des exercices de planification. La gestion de l'équilibre offre-demande traditionnelle applicable à l'échelle nationale trouve ses limites aux échelles plus locales. D'ailleurs les programmes de MDE engagés dans les régions Bretagne et PACA répondent en partie aux hétérogénéités nationales . Pour ce faire, nous mettons en évidence le besoin d'une méthode permettant de caractériser le profil de demande marginale d'un usager selon son système de chauffage. Il est donc essentiel de mesurer, estimer et modéliser les impacts.

Grâce à des profils expérimentaux de courbes de charge de logements équipés de **micro-cogénération**, nous avons mis en évidence l'impact de ces systèmes sur les transits à une échelle locale. Pour une agrégation de 40 logements, nous avons pu mesurer la réduction de la pointe grâce à ce système. L'intégration de ce type de production décentralisée ne pose pas de contrainte aux réseaux car l'électricité produite est auto-consommée à l'échelle du poste de distribution. Cependant la variabilité des courbes de charge introduit une incertitude sur le dimensionnement des ouvrages (et le bénéfice d'un effacement). Le phénomène de foisonnement permet de diminuer cette variabilité et donc l'incertitude associée à l'impact d'un dispositif de gestion de la demande. Nous pouvons donc établir des lignes d'iso-confiance

d'une estimation selon les échelles spatiale et temporelle en fonction d'un niveau de marge d'erreur.

Outre les aspects de valorisation de l'effacement, la thèse a visé à reconstruire les courbes de charges de chauffage agrégées, pré-requis indispensable à l'estimation des capacités d'effacement par technologies gaz. Les travaux engagés ont permis de **mettre en œuvre une plate-forme de simulation Bottom Up des courbes de charge de chauffage pour différents systèmes, incluant des paramètres descriptifs du parc à l'échelle départementale, du climat (ensoleillement, température) et des variabilités des pratiques de chauffe**. Les courbes de charge régionales n'étant pas disponibles, la calibration au sens strict (confrontation des simulations à la réalité) n'est pas possible. Afin d'apporter une contribution aux modèles d'empilement existants, nous avons cherché à modéliser au mieux les profils de chauffage d'un parc de maisons individuelles.

La méthode proposée repose sur la calibration en énergie à partir de données de consommation annuelle de chauffage (par segment régionaux), et sur une calibration en puissance par rapport au modèle d'estimation de la part thermosensible de la courbe de charge agrégée (en supposant que le modèle est accessible, calibré à l'échelle régionale). **La principale contribution est la démonstration des liens existants entre des modèles simplifiés de bâtiments et le modèle de thermosensibilité de la courbe de charge agrégée utilisée par RTE**. Celle-ci permet d'apporter des interprétations physiques à un modèle statistique. Cependant les non linéarités limitent l'applicabilité de ce principe. Toutefois la prise en compte des variations infrajournalières du gradient thermique, de la température seuil et des constantes de lissage apporte de l'information sur les variations des pratiques de chauffe des usagers.

Le modèle développé permet néanmoins de simuler les courbes de charge en fonction des classes de maisons, du climat, des pratiques de chauffe et des systèmes de chauffage. Il est ainsi possible d'estimer la contribution marginale d'un type d'utilisateur sur l'énergie soutirée, lorsque la charge agrégée est supérieure à la puissance garantie par le réseau en cas de coupure (P_{N-1}) ou lorsque la charge est supérieure aux capacités de production décarbonée.

Par ailleurs, une méthode d'estimation de la valorisation de l'effacement par des systèmes de chauffage sur les infrastructures de transports régionaux est proposée. Elle s'appuie d'une part sur la méthode Bottom-up, présentée ci-avant, de reconstitution de la demande pour évaluer les puissances effacées, et d'autre part, sur les coûts de défaillance liées à l'énergie non distribuée potentielle (ENDp). Cette grandeur qui correspond à l'énergie non délivrée en cas de défaillance d'un ouvrage de transport est mesurable (par le transporteur) à l'échelle régionale et qui est le critère dimensionnant du réseau. Le bénéfice d'une économie d'ENDp est d'autant plus important que les contraintes réseaux sont fortes. Cette contribution permet de fournir des ordres de grandeur à l'intérêt d'un déploiement de technologies de chauffage gaz pour le réseau électrique.

Perspectives

Nous proposons des perspectives de travaux répondant aux points bloquants ou limitant à l'estimation des offres d'effacement des usages thermiques de l'électricité.

L'effet réel d'un système de chauffage plutôt qu'un autre est variable selon les détermi-

nants (déperdition, utilisation du logement, niveau de confort, installation non dégradée). Cette variabilité influe sur la capacité d'effacement mise à disposition par l'utilisateur. La mise en place d'une analyse de sensibilité est donc envisageable pour répondre à cette problématique. Toutefois le niveau de certitude sur la variabilité de chaque entrée est discutable. Il est donc nécessaire d'auditer un panel représentatif des maisons existantes par des experts afin de collecter des données techniques et sociologiques (des niveaux d'isolation, de la performance des systèmes en exploitation et du taux de logement ancien rénové, ou encore du taux d'utilisation du logement). La précision sur les impacts estimés est a priori faible mais une analyse de sensibilité permettrait de hiérarchiser les paramètres à préciser.

La proposition d'intégration des solutions de couplage des réseaux de distributions gaz/électricité ou de MDE dans les processus de planification nécessite des garanties sur la réalisation de l'effacement. Dans le cas des solutions gaz, il convient donc d'inclure le taux de défaillance des systèmes de production décentralisée et des réseaux de répartition gaz. La comparaison des taux de défaillance de la chaîne électrique est à réaliser à des mailles régionales. La garantie d'économie d'ENDp par des opérations de MDE telle que, par exemple, l'isolation des logements peut être complexifiée par l'effet rebond qui est un effet non maîtrisé.

Éléments de réflexion

Finalement, comme nous l'avons montré et comme la CRE le mentionne, la thermosensibilité est une caractéristique de la consommation pesant de plus en plus sur le dimensionnement des réseaux. Cette thermosensibilité coûte plus ou moins au système électrique selon la localisation des soutirages. La caractérisation de la thermosensibilité individuelle à l'échelle individuelle resterait trop incertaine pour pouvoir en faire une grandeur soumise à facturation. En outre, se pose la question de la péréquation tarifaire, question éminemment politique qui n'est pas traitée ici. Nous pourrions toutefois envisager des systèmes de comptage évolués capables d'intégrer temporellement les puissances soutirées lorsque la charge agrégée est supérieure à un seuil variable selon les contraintes sur le système électrique (à un niveau d'agrégation défini en concertation). La relative simplicité du dispositif doit être garantie pour assurer son adaptabilité. Un indicateur lumineux (tel le dispositif TEMPO¹⁰) pourrait convenir. Le compteur Linky pourrait apporter cette solution.

Les dispositifs de comptage et de tarification de certains pays comme la Suisse (dans certains cantons) et l'Allemagne répondent à ces contraintes en comptant séparément l'usage chauffage qui est déléstable quelques heures par jour.

La caractérisation fine du parc de bâtiments et des déterminants des besoins de chauffage, c'est-à-dire de l'évaluation du gisement de capacité d'effacement, est indispensable à toute prise de décision. Les éléments du chapitre 3 traitant de l'estimation des consommations de chauffage montrent l'importance d'investir dans des campagnes de mesure in-situ permettant de caractériser finement les déterminants de la demande de chauffage. L'établissement d'offres de service, d'effacement, de gestion de la demande, et les actions de maîtrise de la demande nécessitent aux préalables des outils d'estimation fiabilisés à des échelles agrégées (régionales ou nationale). Aujourd'hui nous avons à disposition des méthodes qui sont dans l'incapacité de répondre à ces objectifs car les paramètres d'entrées identifiés (caractéristiques techniques, et sociologiques liées à l'utilisation du chauffage) sont trop incertains pour évaluer les effets de tel ou tel plan d'action. Pour valider une offre technique, il faut comme nous l'avons illustré,

10. D'ailleurs la généralisation du tarif TEMPO à toute la classe résidentiel aurait pu être une solution efficace à la maîtrise des pointes de consommation électrique, au moins à ceux équipés de chauffage électrique

des mesures de courbes de charge (si possible en distinguant le poste chauffage) en incluant des audits énergétiques détaillés ayant recours à des mesures in-situ. Ainsi les observations sur la dynamique de la courbe de charge pourraient, en plus de questionnaires détaillés sur l'utilisation du logement, aider à réduire les incertitudes sur les estimations d'impacts.

La valorisation d'opérations de MDE dans le processus de planification (amélioration de l'efficacité du bâti et des systèmes) nécessite des études sociologiques très avancées, dans la durée, sur la caractérisation des pratiques de chauffe en fonction des classes d'individus (CSP, prix des énergies, etc).

L'instauration d'un tarif progressif montre la nécessité d'une telle collecte de données (qui doivent être précises pour garantir une mise en application). Que ce soit le distributeur d'électricité, les collectivités ou autre parti, la constitution d'une base de données est indispensable avant d'envisager un plan d'action. Si les intérêts économiques privés liés à des offres de services énergétiques sont présents, l'État doit être le garant de la mise à disposition d'informations publiques relatives à la quantification des déterminants du chauffage, aussi bien techniques que sociologiques, conduisant à une utilisation « maximisée » des capitaux engagés (que ce soit par les ménages, les ministères, les collectivités au travers de subvention, les fournisseurs, etc) par les politiques énergétiques.

Les capitaux « gaspillés » par des décisions mal « calibrées » pourraient coûter bien plus qu'un programme ambitieux de quantification des déterminants des consommations.

Annexe A

Annexes du chapitre 1

A.1 Formalisme des Courbes de Charges

A.1.1 Définition

Une Courbe de Charge, ou un profil de consommation est un signal temporel continu représentant les appels de puissance d'un appareil ou d'un groupe d'appareils. Les CdC sont définies en convention récepteur, c'est à dire que les consommations sont positives et les exports ou productions négatives.

$x(t)$ pour $t \in [0, t_{obs}]$, avec t_{obs} la période d'observation.

Que ce soit en gaz ou électricité, l'unité descriptive de la puissance soutirée est le Watt (W). Cette évidence est toutefois nuancée lorsque le signal n'est plus continu mais discret. A ce moment là nous manipulons des quantités d'énergie écoulées durant un pas de temps, c'est en d'autres termes une puissance moyenne. Car en pratique les courbes de charges sont discrètes car mesurées avec une période d'échantillonnage Δt . Les compteurs à réponses impulsionnelles génèrent un incrément lorsqu'une quantité Q_{imp} d'énergie électrique est consommée. La CdC est donc déterminée par la quantité Q_{imp} (1Wh sur les compteurs électroniques ERDF) ainsi que la fréquence d'envoi du nombre d'incrément enregistrés $1/\Delta t$. La résolution de la courbe de charge dépend donc du couple $(Q_{imp}, \Delta t)$. Le rapport $\frac{Q_{imp}}{\Delta t}$ est l'incertitude de mesure liée au comptage (en W). Afin d'uniformiser les périodes d'échantillonnages des différents signaux disponibles on se ramènera toujours a un pas de temps d'observation commun que nous noterons : δt . Pour transformer le pas de temps d'une CdC, on moyennera les valeurs pour grossir la résolution ou on interpolera linéairement pour augmenter la résolution. Le signal $x(t)$ discrétisé est une suite de valeurs :

$$(x_k), k \in [1, K], \text{ et } K \cdot \Delta t = t_{obs}$$

Cette dernière notation sera utilisée uniquement si besoin lors d'opérations matricielles. Afin de distinguer les charges par usage nous notons les charges de la sorte :

- x_{ch} pour le chauffage, ou CH ;
- x_{ecs} pour l'eau chaude, ou ECS ;
- x_{spe} pour des usages spécifiques, ou SPE.

A.1.2 Descripteurs et opérateurs associés

A.1.2.1 Le facteur de capacité

Le Facteur de Capacité, F_c est une mesure de l'utilisation d'une unité de production, ou d'une infrastructure. Il traduit le rapport entre la quantité d'énergie fournie et la quantité maximale potentiellement produite, ou transitée, à puissance nominale. Pour des unités de production, il est utile de raisonner en nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale sur une année, utile pour des calculs approximatifs rapides. Les ordres de grandeurs :

- éolien : 2500 h ;
- solaire : 900/1200 h selon les régions ;

Définition A.1.2.1 *On définit le facteur de capacité de la CdC X :*

$$F_c = \frac{\int_{t_0}^{t_1} x(t) dt}{x_{nom.} \cdot (t_1 - t_0)}$$

A.1.2.2 Le facteur de charge

Le Facteur de Charge, F_{ch} , le pendant de la définition précédente appliqué à la demande, est une mesure du rapport entre la puissance moyenne et la puissance maximale de la charge. Ce facteur a intérêt à tendre vers 1 afin d'optimiser l'utilisation des ouvrages de transport et distribution. Grâce à des incitations tarifaires telle que l'offre heure pleine/heure creuse, le facteur de charge nationale journalier, $[t_0, t_1] = 24 h$, a considérablement augmenté les décennies passées, voir figure 1.2 page 15.

Définition A.1.2.2 *On définit le facteur de charge de la CdC X :*

$$F_{ch} = \frac{\int_{t_0}^{t_1} x(t) dt}{(t_1 - t_0) \max_{[t_0, t_1]}(x(t))} = \frac{E}{t_{obs} \cdot P_{max}} = \frac{P_{moy}}{P_{max}}$$

Avec E la quantité d'énergie, P_{max} et P_{moy} , respectivement la pointe et la moyenne sur la période $t_{obs} = t_1 - t_0$.

A.1.2.3 Monotone de charge

La monotone de charge est la représentation décroissante des puissances de la CdC, voir figure A.1. Celle-ci permet de visualiser directement la période associée à un niveau de consommation, ou la quantité d'énergie consommée au delà d'un certain seuil (utile pour estimer l'Énergie Non Distribuée).

Définition A.1.2.3 *On notera la monotone de la CdC X :*

$$X^{\searrow} : \text{tri descendant de } X$$

Le symbole « \searrow » rappelle le tri décroissant des points de consommation. Pour P définit au pas horaire on notera P_n^{\searrow} la pointe à n h.

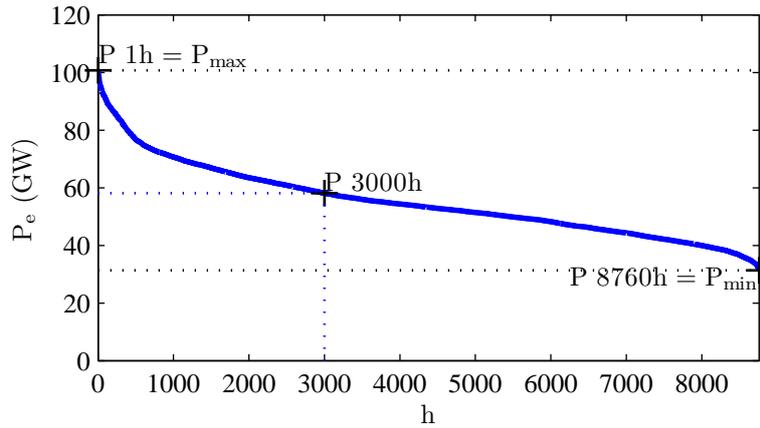


FIGURE A.1 – Exemple de monotone de la CdC nationale électrique horaire

A.1.2.4 Opérateur pour l'agrégation

Définition A.1.2.4 On définit l'opérateur μ qui transforme l'ensemble de CdC en After Diversity Demand, soit en vecteur moyen de l'ensemble, c'est la CdC moyenne de l'agrégat X^N :

$$X^N \xrightarrow{\mu} \frac{\sum_{i=1}^N x^i}{N} = \overline{X^N}$$

Définition A.1.2.5 La volatilité de X^N est caractérisée par l'écart type entre les x^i . On définit l'opérateur σ qui transforme l'ensemble des CdCs en un vecteur d'écart type.

$$X^N \xrightarrow{\sigma} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x^i - \overline{X^N})^2}{N}}$$

Afin de caractériser le foisonnement il est utile de définir le coefficient de variation d'une courbe de charge. Le coefficient de variation $c_v = \frac{\sigma}{\mu}$ est une mesure de la variation relative. En physique c'est une erreur relative. La grandeur concernée doit obligatoirement être positive, ce qui est bien le cas pour une consommation.

Définition A.1.2.6 On définit l'opérateur CV qui transforme l'ensemble des CdCs en un vecteur de coefficient de variation.

$$X^N \xrightarrow{CV} \frac{\sigma(X^N)}{\mu(X^N)} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{x^i}{\overline{X^N}} - 1 \right)^2} \quad (\text{A.1})$$

A.2 Analyse de la courbe de charge électrique

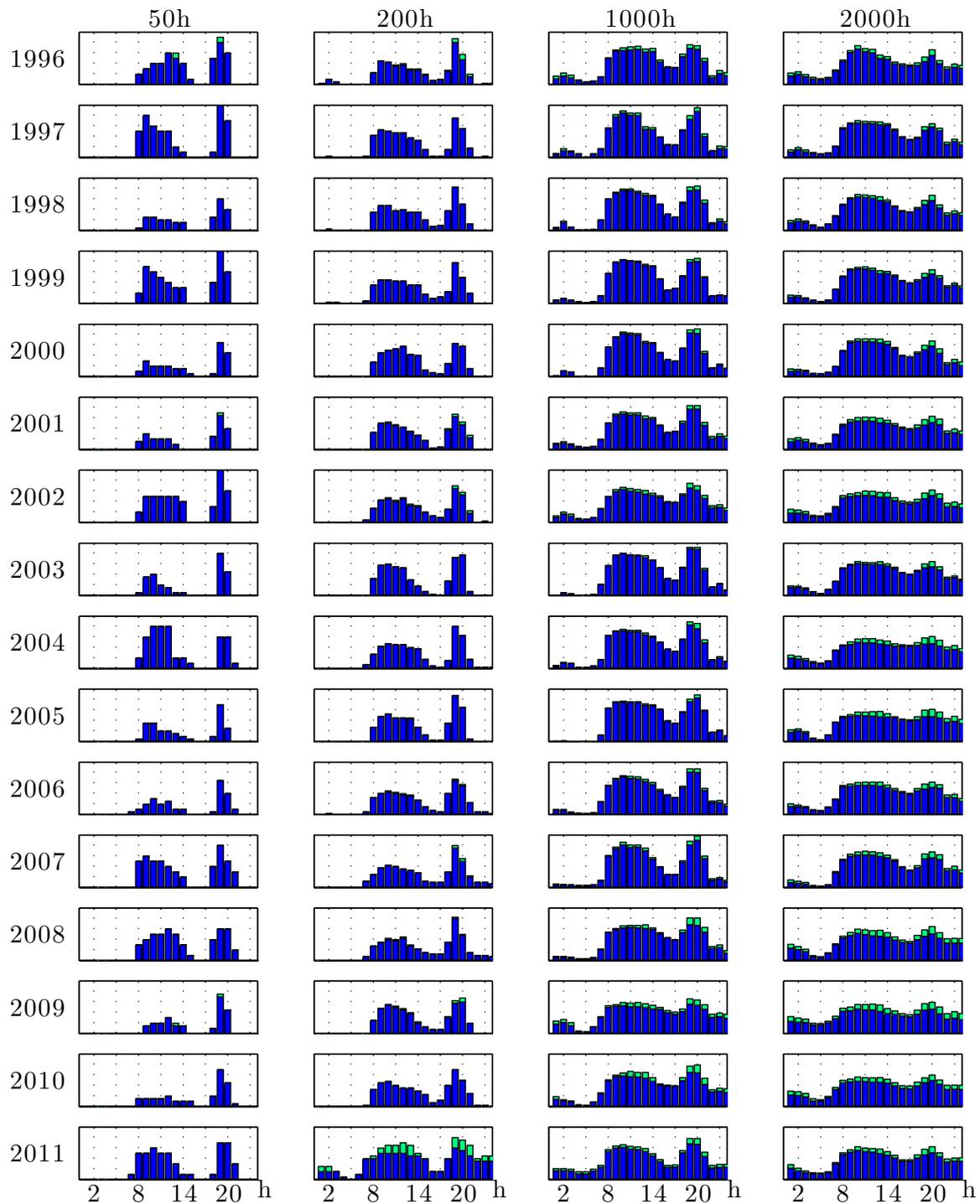


FIGURE A.2 – Distribution des points $[0, X]$ heures selon les heures de la journée, distinction semaine/week-end (foncé/clair).

A.3 Description de la modélisation des consommations thermosensibles des modèles d'estimation

A.3.1 Estimation de la consommation de gaz

Modèles linéaires à erreur autocorrélée :

$$P_j = \alpha + g(\tilde{T}_{e_j} - T_s)^+ + \gamma \cdot J_j + u_j \quad (\text{A.2})$$

$$\tilde{T}_j = \frac{\beta_0 \cdot T_{e_j} + \beta_2 T_{e_{j-2}} + \beta_7 \cdot T_{e_{j-7}}}{\beta_0 + \beta_2 + \beta_7} \quad (\text{A.3})$$

$$\text{avec } u_j = \sum_{i=1}^k \rho_i \cdot u_{j-i}, \quad k \in [1, 7]$$

P	Consommation journalière	(MWh)
T_e	Température moyenne journalière	(°C)
\tilde{T}	Température lissée	(°C)
T_s	Température seuil	(°C)
β_r	Poids de la thermosensibilité de P_j à la température du r^{e} jour précédent	
J	Variable muette indiquant un jour chômé	
α	Consommation journalière hors climat	(MWh)
γ	Différence de consommation entre jours ouvré et chôme	(MWh)
k	Nombre de retard pour l'autocorrélation de l'erreur	
j	Indice du jour	

Les coefficients du modèle sont estimés mensuellement en assurant une continuité entre les mois. Chaque estimation est réalisée en considérant en plus des données actuelles 3 années antérieures.

A.3.2 Estimation de la consommation d'électricité

$$P_{h,j,n} = PHA_{h,j,n} + PEF_{h,j,n} + CH_{h,j,n} + CL_{h,j,n} \quad (\text{A.4})$$

$$CL = g_{h,n}^{\text{hiver}} \cdot |(TR_{h,j,n} - T_s^{\text{hiver}})^-| \quad (\text{A.5a})$$

$$CH = g_{h,n}^{\text{été}} \cdot (TR_{h,j,n} - T_s^{\text{été}})^+ \quad (\text{A.5b})$$

$$TR_{h,j,n} = \frac{1}{1 + \alpha_h + \beta_h} (T_{e_{h,j,n}} + \alpha_h LES(T_e, p_1)_{h,j,y} + \beta_h LES(T_e, p_2)_{h,j,n}) + \mu_h (8 - N_{h,j,n}) \quad (\text{A.6})$$

et l'opérateur LES définissant un lissage exponentiel simple :

$$LES(u, p_\tau) : y_t = (1 - p_\tau) \cdot u_t + p_\tau \cdot y_{t-1} \quad (\text{A.7})$$

PHA	Puissance hors aléas climatique et tarifaire	(W)
PEF	Puissance effacée par le tarif EJP	(W)
CH	Puissance sensible à l'aléa climatique hivernal	(W)
CL	Puissance sensible à l'aléa climatique estival	(W)
TR	Température ressentie	(°C)
T_s	Température seuil	(°C)
g	Gradient	(W/°C)
α, β, μ	Poids des variables définissant TR	
p	Pôle du lissage	(s ⁻¹)
h, j, n	Respectivement les indices : heure, jour, année	

L'identification de chaque composante est réalisée sur un historique de 5 années ; une année étant définie du 1 septembre au 31 août pour évaluer les impacts saisonniers de manière continue.

PHA est une chronique saisonnière de la demande hors aléa climatique et tarifaire, elle traduit la part de la demande non dépendante du climat prenant en compte le changement d'heure, les variations d'éclairage et d'activité (creux de consommation estival).

CL et CH traduisent les variations de puissance dues au climat, ce sont les composantes thermosensibles. La température ressentie traduit les phénomènes inertiels constatés entre la température et la CdC. RTE utilise actuellement deux lissages pour traduire deux effets qui sont interprétées comme une inertie de court terme (quelques heures), due à des temps de réactions humains, et comme une inertie de moyen terme (de quelques heures à une journée), à cause de l'inertie des bâtiments (Lefieux, 2007). La température ressentie est également corrigée des effets de la nébulosité traduisant la diminution des besoins de chauffage (et d'éclairage dans une moindre mesure, mélange des deux phénomènes) par l'augmentation des apports solaires, 650 MW/octa (RTE, 2011d). Cette dernière valeur est évidemment sujette à des variations infrajournalières avec un maximum en milieu d'après midi, voir la CdC sous ciel clair et couvert ((Lefieux, 2007) page 9).

A.4 Outils de diagnostic des réseaux de distribution gaz et électrique

Les distributeurs sont équipés d'outils de simulation des réseaux permettant de détecter les saturations et d'en déduire des travaux de renforcement à mettre en œuvre. Le point de départ de tels outils est la description des ouvrages, topologie, caractéristique des branches etc. Du temps du monopole EDF-GDF a toujours disposé d'une base de Gestion Des Ouvrages (GDO). L'entreprise intégrée a lancé un grand chantier, le projet MERCATOR, qui a permis de créer un système d'information géographique (SIG) commun des données patrimoniales des réseaux de distribution. Désormais les applications de calculs des réseaux sont : CARPATHE pour le gaz, et BAGHERRA (modèle BAsse tension de Génération des cHarges et de calcul de l'État Électrique des Réseaux Arborescents) pour l'électricité depuis 1997 (Nadaud, 2005)). En gaz les lois de Darcy - Weibach et de Kirchhoff (bilan entrée-sortie) permettent de calculer les couples pressions/débits à chaque nœud du réseau. En électricité, les outils estiment les couples tensions/intensités sur les branches. En gaz comme en électricité les problèmes de tenue de plan de pression et de tension se posent dans les zones peu denses lorsque les lignes et canalisations sont plus étendues que la moyenne ; en revanche en milieu urbain les contraintes

portent sur les seuils de débit et de pression admissibles. Ces outils sont à la base des études d'exploitation et de planification qui peuvent se décliner sous d'autres applications.

L'estimation de l'état des réseaux est réalisée sous des hypothèses de consommation à chaque point de desserte. Outre la description des matériaux, des réglages des postes, l'estimation des appels de puissance est un élément clé de la détermination du comportement des réseaux. En gaz l'estimation des débits horaires est réalisée pour chaque mois, on suppose des modèles de consommations différents selon les saisons, et adaptés aux types de clientèle (le séchage du maïs par exemple est un usage thermique hors période de chauffe). En électricité, en revanche, les soutirages sont modélisés au pas horaire pour deux jours types, semaine et weekend.

Les pointes de consommation associées à un point de soutirage sont issues de modèles ayant pour entrées les données facturaires : puissance souscrite (abonnement), et relevé d'index (énergie) et les profils associés (distinction professionnel, résidentiel). BAGHEERA compte 115 courbes de charges types. Ce jeu d'entrées caractérise la part saisonnière allouée à la consommation de chaque usager du réseau.

La pointe de consommation de chaque nœud du réseau est estimée sous des niveaux de risque définis, R10% en électricité, R2% et R50% en gaz.

A.5 Coût évité par report d'investissement

L'exercice est délicat et nécessite une quantité d'hypothèses et de données telle que les conclusions d'une telle démarche deviennent peu exploitables. L. Cauret (1997) en fait le bilan en considérant les variables du calcul économique :

« **Cadrage financier** : taux d'actualisation, dérive des coûts d'exploitation, parité du dollar ;

Coûts de combustibles : scénarisation des cours du pétrole, du charbon, de l'uranium et dans ce dernier cas, des hypothèses sur les coûts de stockage des déchets ;

Coûts d'investissement : coûts de construction souvent déduit des expériences antérieures ; frais de mise en œuvre, résumés sous la forme d'un pourcentage du coût de construction ; frais intercalaires ; frais de préexploitation correspondants aux essais, également traduit sous la forme d'un pourcentage du coût de construction ; frais de démantèlement ;

Coûts d'exploitation : masse salariale et dépenses d'entretiens. »

et propose une formulation simplifiée par une analyse coûts/bénéfices appliquée à une compagnie intégrée. « L'économie de puissance et/ou d'énergie consommée induit notamment un différé des investissements de production et de leur exploitation. Donner une valeur à une tel décalage d'échéancier donne alors un ordre de grandeur des gains nets envisageables pour la compagnie ; à condition d'y inclure les pertes de revenu ».

La méthode proposée consiste donc en une comparaison des impacts économiques de deux solutions : la programmation de référence et une programmation incluant les opérations de MDE.

Les données d'entrées sont :

- le taux d'actualisation, a ;
- année de référence, D_{ref} ;
- date de mise en service initialement prévue, D_0 ;

- date de mise en service décalé, D ;
- coûts d’investissements des nouvelles infrastructures, I ;
- taux d’intérêt, r ;
- période d’amortissement, N ;
- dotations aux amortissements, I/N ;
- coûts fixes (charges salariales), N_s ;

Le gain économique d’un report d’investissement est la différence entre l’échéancier F_0 et l’échéancier décalé F_d . Par rapport à l’année 0, date de démarrage des travaux correspondant à D_0 :

$$F_0 = \sum_{j=0}^d (1+a)^{-j} \cdot [r \cdot (1-r)^{j+1} \cdot I + I/dN + N_s]$$

En actualisant l’échéancier par rapport à l’année de référence :

$$F_{0/ref} = (1+a)^{-(D_0-D_{ref})} \sum_{j=0}^d (1+a)^{-j} \cdot [r \cdot (1-r)^{j+1} \cdot I + I/N + N_s]$$

De même, l’échéancier décalé par rapport à l’année de référence s’écrit :

$$F_{d/ref} = (1+a)^{-(D_0-D_{ref})} (1+a)^{-(D-D_0)} \sum_{j=0}^d (1+a)^{-j} \cdot [r \cdot (1-r)^{j+1} \cdot I + I/N + N_s]$$

Le gain actualisé est donc :

$$F_{0/ref} - F_{d/ref} = (1+a)^{-(D_0-D_{ref})} \left[1 - (1+a)^{-(D-D_0)} \right] \sum_{j=0}^d (1+a)^{-j} \cdot [r \cdot (1-r)^{j+1} \cdot I + I/N + N_s] \quad (\text{A.8})$$

Enfin l’auteur évoque le manque d’information comme principale limite d’application de cette démarche théorique. Des ordres de grandeur peuvent cependant être avancés.

A.6 Évolution des thermosensibilités des profils dans les versions 4, 5, et 6, de la méthode de reconstitution

Profils	Gradient total V4 (MW/°C)	Gradient des usagers profilés
		V5 - V6 (MW/°C)
RES	790	1011
PRO	106	161
ENT	343	248*

* Valeur non comparable à la version précédente

TABLEAU A.1 – Comparaison des gradients par type d’usager, sources RTE (RTE, 2007b, 2010, 2011c)

Le tableau présente les valeurs de gradients par types d'usagers. Malheureusement les données collectées ne permettent pas de comparer la thermosensibilité estimée du secteur entreprise à cause d'un changement de données publiées (soit la valeur concerne l'ensemble des usagers, soit ceux qui ne sont pas télérelevés). Toutefois on peut constater une augmentation de 51% pour le profil PRO, et 28% pour le RES.

Les hypothèses avancées dans la version V4 sont les suivantes (RTE, 2007b) :

- la valeur du gradient total France (estimé d'après les chroniques RTE) est de 1450 MW/°C ;
- 90% du gradient total France est alimenté par le RPD, le reste étant sur le RPT ;
- le gradient des ELD raccordées sur le réseau GRD-EDF est estimé à 72 MW/°C.

Les hypothèses avancées dans la version V5-V6 sont les suivantes (RTE, 2010) :

- la valeur du gradient sur la maille profilé est de 1420 MW/°C ;

Les valeurs de gradients n'ont pas évolué entre les version 5 et 6 applicables au 1^{er} juillet 2010 et 2011. Toutefois une modification notable a été mis en place concernant le profil RES1, contrat Bleu simple tarif; celui-ci a été scindé en deux profils concernant les particuliers simple tarif :

- profil RES1 pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 6 KVA ;
- profil RES11 pour une puissance souscrite supérieure à 6 KVA ;

A.7 Gestion de l'équilibre offre demande

Garant de l'équilibre offre-demande (EOD) RTE se doit de garantir un niveau de réserve suffisant afin de se couvrir contre les aléas menaçant cet équilibre. Ce niveau de réserve dépend de l'horizon de temps concerné, la gestion temps réel est gérée en instantanée par les automatismes constituant les réserves primaires tandis que la marge d'adéquation saisonnière dépend des décisions d'investissement et de la gestion moyen terme du parc de production. Dans les plages intermédiaires, de 2 à 16h les méthodes probabilistes fournissent une estimation des marges nécessaires. Ces dernières diminuent lorsque l'échéance de temps se réduit, en effet les incertitudes sur les prévisions diminuent et les marges à mobiliser sont moindres. La gestion des risques associés aux déséquilibres de l'EOD du temps réel au long terme se décompose par type de réserve comme présentée ci-après RTE (2004). Chaque niveau de réserve a pour but de reconstituer les réserves d'horizon temporel plus réduit afin de garantir un ajustement de l'offre à la demande. Du temps réel au long terme on trouve :

- **Réserve primaire** : temps-réel

Entièrement géré par des automates, le réglage primaire permet d'absorber toutes les variations de fréquence. La valeur recommandée par l'UCTE est de 3000 MW sur l'ensemble de la plaque interconnectée, correspondant à la perte des 2 plus gros groupes. La France met à disposition 600 MW.

- **Réserve secondaire** : jusqu'à 15 minutes

Le réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) a pour fonction de reconstituer les réserves primaires, et rééquilibrer les échanges aux frontières; on parle de services systèmes. RTE détermine le besoin en réserve secondaire, fonction du niveau de demande et donc de la sensibilité au climat. Chaque responsable d'équilibre doit assurer sa part.

Les valeurs oscillent annuellement entre 500 et 800 MW (recommandées par l'UCTE, $P_r = \sqrt{10 \cdot P_{max} + 22.5 \cdot 10^3} - 150(MW)$ fonction de la charge maximale P_{max}). Les groupes participent ainsi :

- Nucléaire : 5% Pn ;
- Thermique : 10% Pn ;
- Hydraulique : 25% Pn.

- **Réserve tertiaire** : au-delà de 15 minutes

Prise en compte des contraintes dynamiques des groupes grâce au Délai de Mise en Oeuvre (DMO)¹, délai entre modification du programme et production effective.

- Réserve tertiaire rapide mobilisable en moins de 15 minutes, au moins une heure de fonctionnement, et 2 fois par jour. Au moins 1000 MW disponible.
- Réserve tertiaire complémentaire : réserve de puissance mobilisable entre 15 et 30 minutes, au moins 6 heures en continu pour une activation par jour. Au moins 500 MW disponible.
- Réserve différée : Mobilisable dans un délai de plus de 30 minutes à durée de fonctionnement contractualisée, ou en moins de 8h constituées de :
 - * Groupes hydrauliques à l'arrêt ou démarrés à puissance intermédiaire
 - * Tranche thermique à puissance minimale ou intermédiaire
 - * Turbine à combustion (pondéré par un risque d'échec au démarrage)
 - * Diesel dispatchable (disponible en 10 minutes)
 - * Effacements de clients
 - * Offres d'ajustement aux frontières
 - * Réserves de secours entre GRT

- **Gestion moyen terme**

Le choix des mises en service, des programmes d'entretien, ou de rechargement du combustible influe sur les marges d'exploitation disponibles.

- **Planification**

Le choix des investissements en groupe de production est capital afin d'assurer des marges futures suffisantes par rapport au niveau de demande prévue. Les investissements portant sur la régulation, déploiement de programme type EJP, modulation de la demande par boîtier télécommandable (activité type Voltalis) sont également à inclure dans ce type d'arbitrage.

Au niveau européen, l'ENTSOE publie le System Adequacy Forecast afin de vérifier l'adéquation entre l'offre et la demande sur la plaque interconnectée à un horizon de 10 ans.

1. A l'arrêt un groupe hydraulique met en moyenne 15 à 30 minutes pour suivre une consigne, le thermique 30 minutes à plusieurs heures et le nucléaire de plusieurs heures à plusieurs jours.

A.8 Modulation des moyens de production

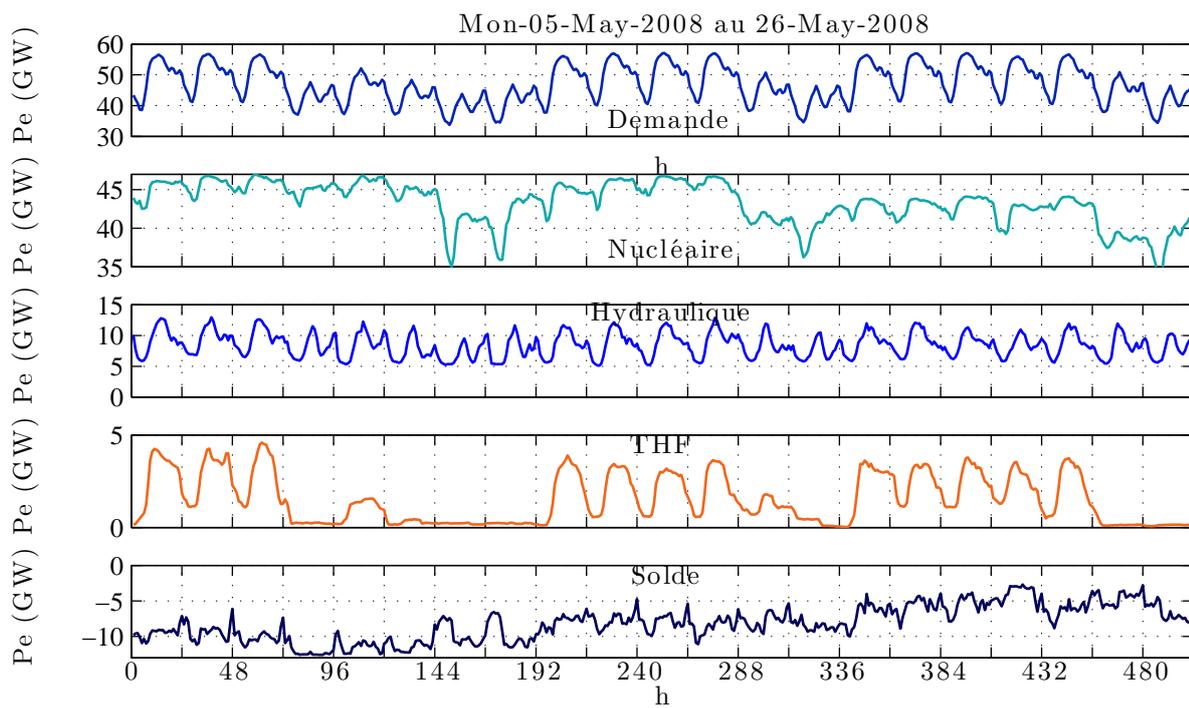


FIGURE A.3 – Modulation de la demande, des moyens de production (Nucléaire, Hydraulique, THF) et du solde pour 3 semaines hors période de chauffe.

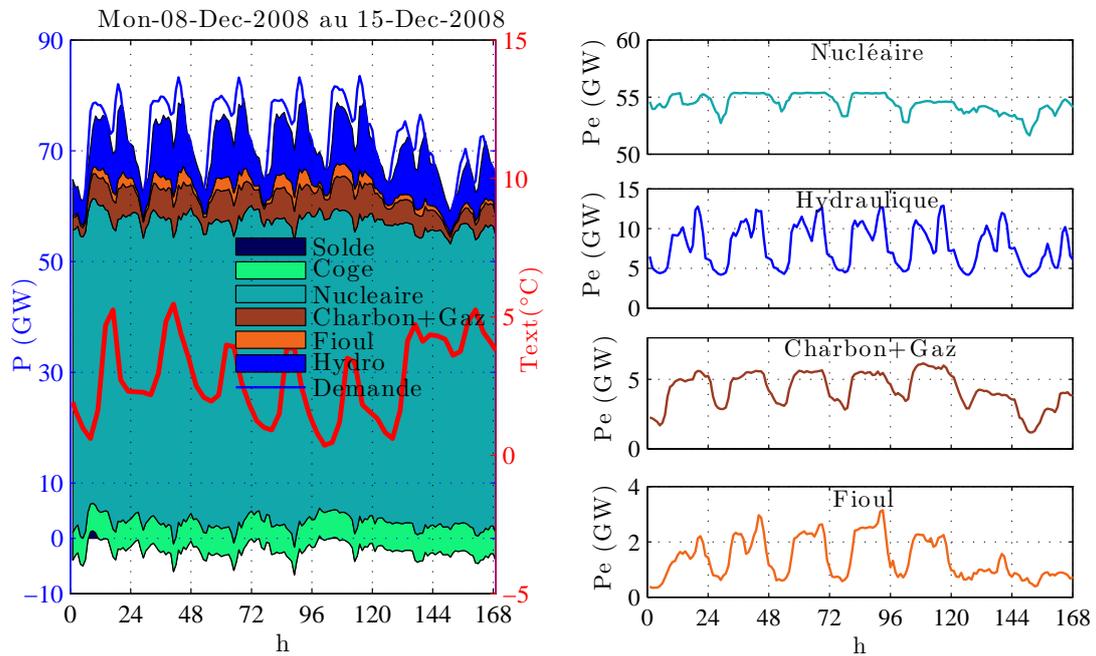


FIGURE A.4 – Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine d’hiver

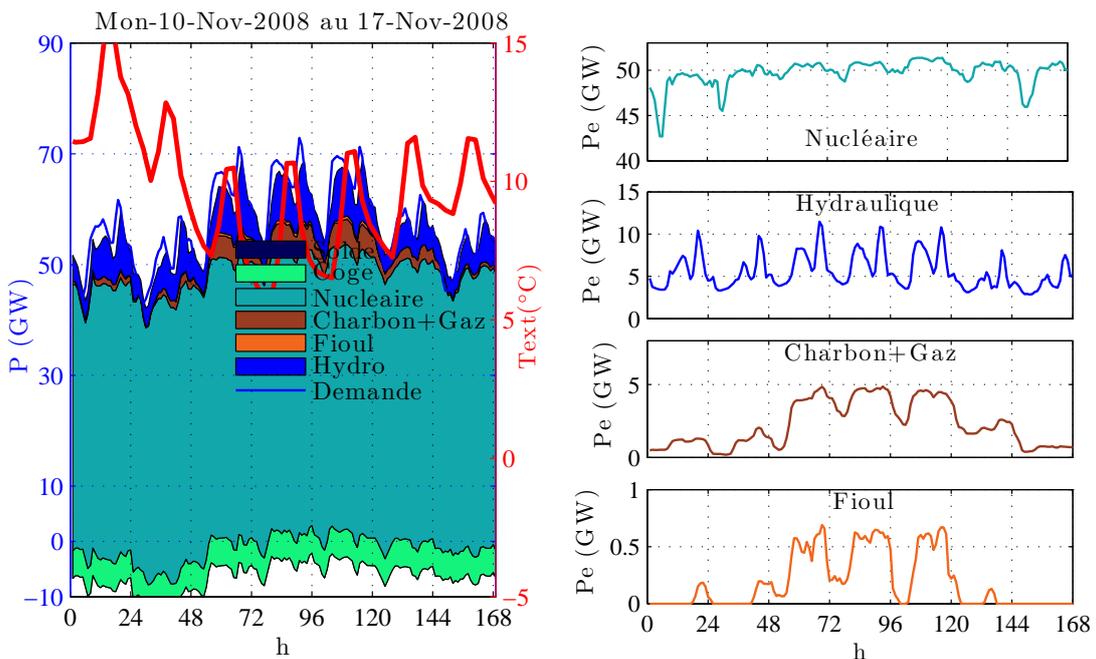


FIGURE A.5 – Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine de mi-saison.

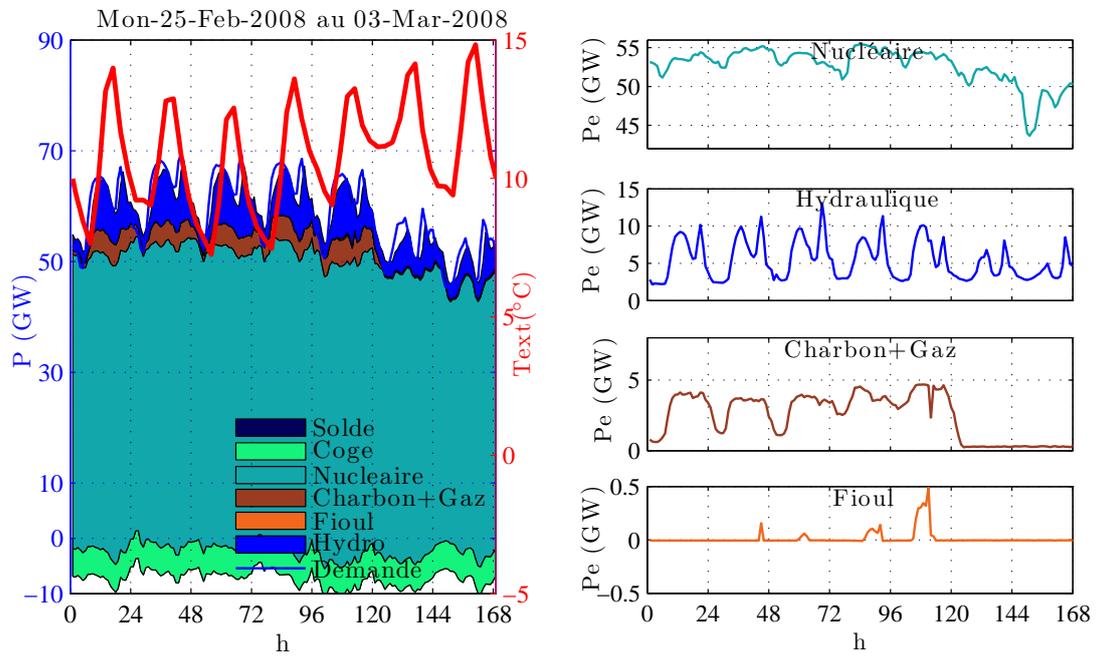


FIGURE A.6 – Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine d’hiver tempérée.

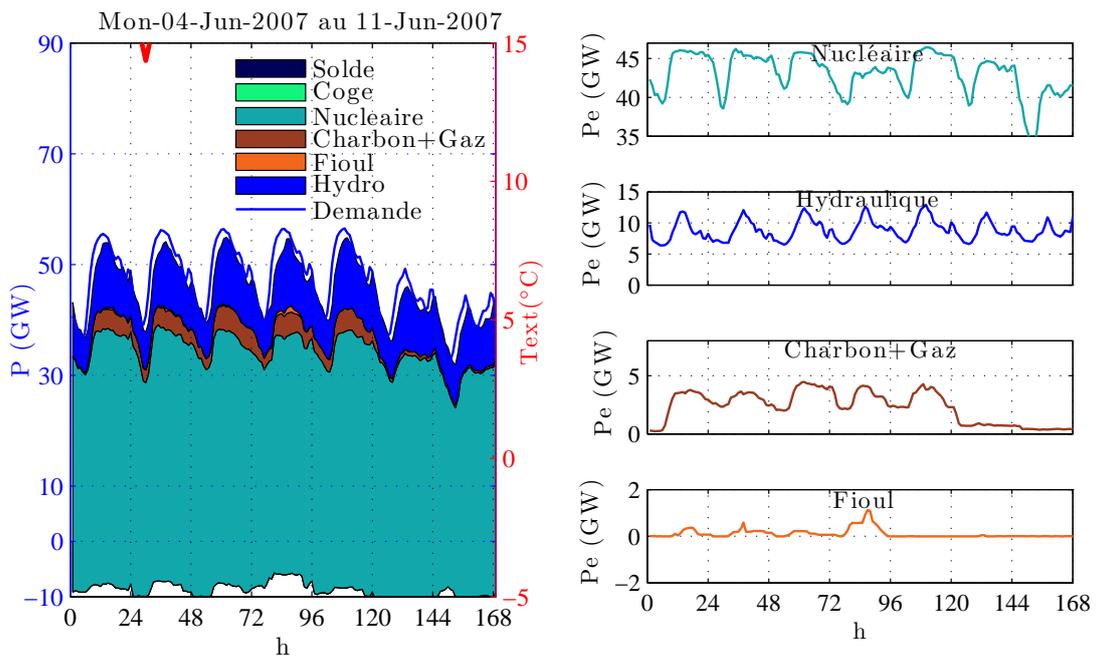


FIGURE A.7 – Chronique hebdomadaire des puissances horaires par filières de production, et modulations associées, semaine hors période de chauffe.

A.9 Les apologues de Gabriel Dessus relatifs à la tarification au coût marginal, extrait de Marty (2002)

Cette annexe reproduit les deux célèbres apologues de Gabriel Dessus, Directeur Commercial d'EDF. « L'apologue du bois et de la mine² » nous permet de préciser les insuffisances d'une tarification au coût moyen par rapport à la tarification au coût marginal. Le second apologue, « le paradoxe du voyageur de Calais », nous permettra d'introduire les notions de coût marginal de court terme et de coût marginal de développement.

L'apologue du bois et de la mine décrit un village qui possède deux sources d'énergie alternatives dont il s'agit de déterminer les exploitations optimales respectives. Le village est surplombé par une colline boisée et possède par ailleurs une mine de charbon. Ainsi, pour se chauffer, les villageois peuvent procéder à des coupes en bas de la forêt. Cependant, ils devront monter peu à peu. Il arrivera donc un seuil où il sera moins pénible d'exploiter la mine. Nous aurons donc un équilibre économique, en situation de concurrence pure et parfaite, caractérisé par :

$$\text{Coût marginal de l'exploitation du bois} = \text{Coût marginal de l'exploitation de la mine}$$

Il est à noter que les propriétaires de bois situés près du village vont disposer d'une rente, laquelle sera égale à la différence entre le coût d'exploitation de la coupe marginale (i.e. celle située le plus haut sur la colline) et le coût d'exploitation de la sienne. Admettons que les sources d'énergies soient municipalisées. Quelle sera la politique tarifaire optimale des édiles ? Supposons que le Conseil Municipal opte pour la tarification au coût moyen. Il s'agira de baisser le prix de vente du bois. L'exploitation de la forêt se faisant à rendements décroissants, le coût marginal sera toujours supérieur au coût moyen. Supposons un instant que l'exploitation de la mine se fasse à l'inverse à rendements constants. Pour le charbon, on aurait :

$$\text{prix} = \text{coût marginal} = \text{coût moyen}$$

Les consommateurs individuels consommeront plus de bois dans la mesure où le prix assis sur le coût moyen sera inférieur au coût marginal. La collectivité devra exploiter des coupes situées sur les hauteurs. Les bûcherons auront un surcroît de travail pénible injustifié économiquement. Si les deux sources d'énergie avaient été facturées à leur coût marginal, chacune aurait été exploitée optimalement et le bénéfice collectif n'en aurait que plus fort. Nous retrouvons ici les préceptes d'Allais et Boiteux. Le prix de revient à prendre en compte ne saurait être le coût comptable ni le coût moyen mais le coût marginal, c'est-à-dire le supplément de dépense à engager pour augmenter la production d'un bien donné d'une unité. Le coût marginal indique à l'usager quel sera le prix (i.e. le coût) de l'unité complémentaire qu'il envisage de consommer, ou à l'inverse, l'avantage que retirera la collectivité de l'unité à laquelle il renonce à consommer. Ainsi proposer un bien à un prix inférieur au coût marginal introduit une distorsion des choix, source d'un gaspillage au niveau collectif. Si la firme d'électricité vend au prix de revient, la décision la moins coûteuse pour la firme le sera aussi

2. Dessus G., (1949), « Les principes généraux de la tarification dans les services publics », Congrès de Bruxelles, Unipede.

pour l'ensemble de la collectivité nationale³. Nous retrouvons donc l'idée selon laquelle la vente au prix de revient a pour objet d'orienter valablement le choix des usagers en vue de prévenir tout gaspillage au niveau collectif. Une facturation au coût moyen pourrait, en effet, susciter des choix antiéconomiques quant aux activités et aux localisations de celles-ci. Il faut que l'entrepreneur intègre dans sa décision d'activité additionnelle, le coût pour la collectivité de l'énergie supplémentaire qu'il appelle. L'hypothèse est que sa nouvelle activité nécessite l'édification d'une nouvelle usine. Il s'agira de lui facturer le coût de cette nouvelle unité (l'unité marginale) et non pas le coût moyen de l'énergie produite (lequel par définition est inférieur). L'idée que défend Marcel Boiteux est que toute consommation est nouvelle dans la mesure où la décision d'y renoncer peut être prise à tout instant.

Mais de quel coût marginal s'agit-il? Si l'on suppose que le coût marginal est le coût de l'unité supplémentaire, il s'agit de distinguer des frais proportionnels de production, sinon les tarifs ne rémunéreraient aucune charge fixe. Un enrichissement de l'apologue de la mine et de la forêt et le paradoxe du voyageur de Calais vont nous aider à résoudre ce paradoxe. Supposons que la colline soit caractérisée par une succession de falaises. En d'autres termes, introduisons des discontinuités. Au pied de chacune des falaises, le coût marginal va devenir indéterminé. Cependant, une fois la falaise franchie, le coût marginal va redevenir en tout point comparable à ce qu'il était sur la précédente parcelle. En fin de compte, si nous ne tenions compte que du coût d'exploitation, le nombre de falaises à franchir serait déterminé par la seule élévation progressive du coût marginal. Or, en ne tenant pas compte du coût de franchissement de chaque falaise, nous occultons une grande partie des coûts, ce qui conduit à une mauvaise allocation des ressources. Il faut tenir compte de ce coût dans le coût de l'unité supplémentaire. Le coût de franchissement et le nombre de falaises à franchir sera pris en compte dans la comparaison avec le coût d'extraction d'une quantité de charbon équivalente à la quantité de bois comprise entre deux falaises. Ainsi, on verra s'il y a lieu d'exploiter toutes les coupes accessibles jusqu'à la falaise suivante.

Cette intégration des discontinuités va être précisée par le paradoxe du voyageur de Calais. Considérons un train en gare. Ses wagons ne sont pas pleins. Le coût marginal du transport d'un voyageur supplémentaire est infinitésimal, si ce n'est égal à zéro. Cependant, s'il n'existe plus de place disponible, il faut rajouter un wagon. Si la locomotive ne peut tracter de wagon supplémentaire, il faut prévoir un nouveau train. Si la voie est saturée, il faut la doubler. Si une nouvelle voie est aménagée, il faudra sans doute prévoir de nouveaux ouvrages d'art. Quel est alors le coût marginal? Il est au mieux indéterminé, au pire infini. La tarification au coût marginal suppose donc de résoudre le défi posé par la discontinuité « wagon ». Le wagon comme la ligne de transport d'énergie électrique est une installation inélastique. Quand l'installation est saturée, le coût marginal est indéterminé. Pour un nombre de wagons donnés, le coût marginal est proche de zéro ou de l'infini. La solution passe par l'application de la tarification au coût marginal à un niveau supérieur. Elle sera appliquée non plus au passager mais à un wagon entier. Le tarif doit rémunérer les wagons à leur coût de construction. Un tarif fondé sur la tarification au coût marginal ne peut être nul même si le wagon n'est pas plein. L'astuce sera donc de raisonner sur le coût de transport d'un groupe supplémentaire. On divisera parmi tous les membres de ce groupe le coût de ce wagon. Les n passagers du wagon vont se partager le $n^{\text{ième}}$ du coût de ce wagon supplémentaire.

3. Boiteux M., (1956), « La vente au coût marginal », Revue française de l'énergie, décembre, n° 81, pp.113-117.

A.10 Coût de développement du réseau : estimation économétrique, relation de Juricic

$$\frac{P}{S} = K \cdot \left(\frac{L}{S}\right)^{\alpha_{DP}} \cdot \left(\frac{N}{S}\right)^{\beta_{DP}}$$

- P , puissance à la pointe ;
- S , surface électrifiée ;
- N , nombre de poste ;
- L , volume de lignes (longueurs pondérées par les sections). K, α_{DP} et β_{DP} étaient estimés

La minimisation du coût d'infrastructure donne les valeurs optimales suivantes Nadaud (2005) :

$$\frac{P}{S} = K_1 \cdot \left(\frac{L}{S}\right)^{\alpha_{DP} + \beta_{DP}} \text{ et } \frac{P}{S} = K_2 \cdot \left(\frac{N}{S}\right)^{\alpha_{DP} + \beta_{DP}}$$

soit :

$$P = K \cdot Q^r \tag{A.9}$$

avec $r = \alpha_{DP} + \beta_{DP}$, r étant le rendement d'échelle global et Q les lignes et les postes. Cette relation a été employé par EDF, les valeurs de rendement d'échelle sont de 1.5 sur des réseau urbain contre 2 en réseau rural. Le coût marginal de développement s'écrit :

$$C_m = \frac{\Delta Q}{\Delta P} \cdot A \text{ avec } A = a \cdot I + (I - V) + d$$

A est le coût unitaire d'anticipation de l'ouvrage, avec

- a , le taux d'actualisation ;
- I , le coût d'investissement unitaire ;
- V , la valeur résiduelle des ouvrages au bout de la première année d'exploitation ;
- d , le montant des charges d'exploitation de la première année.

L'équation peut se différencier pour aboutir à une expression plus détaillée du coût marginal en développement :

$$\Delta P = K \cdot r \cdot Q^{r-1} \cdot \Delta Q = r \cdot \left(\frac{P}{Q}\right) \cdot \Delta Q$$

$$C_m = \frac{1}{r} \sum_{\text{ouvrages}} A \frac{Q}{P} \text{ €/ kW.an} \tag{A.10}$$

Annexe B

Annexes du chapitre 2

B.1 Small scale impact of gas technologies on electric load management Vuillecard et al. (2011b)



Small scale impact of gas technologies on electric load management – μ CHP & hybrid heat pump

Cyril Vuillecard^{a,c,*}, Charles Emile Hubert^b, Régis Contreau^b, Anthony mazzenga^c, Pascal Stabat^a, Jerome Adnot^a

^a Center for Energy and Processes Mines-Paristech, Paris, France

^b GDFSUEZ – CRIGEN Saint Denis, France

^c GrDF, Paris, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 23 August 2010

Received in revised form

10 February 2011

Accepted 13 February 2011

Available online 23 March 2011

Keywords:

Micro-CHP

Electricity aggregate load

Distributed generation

Bi-energy systems

Peak demand

ABSTRACT

To face winter electricity peaking issues the authors proposes an analysis of the potential of distributed gas technologies for demand side management. This impact has to be analysed at small scale before any large scale extrapolation. Bi-energy technologies (gas and electricity) are a path to transfer loads from one system to another. Indeed, the flexible gas infrastructure adapts to load while electricity demand variations cause risk of black-out. The impacts of two hybrid technologies are studied at transformer level with 1-min experimental load profiles of 40 dwellings equipped with micro Combined Heat and Power (μ CHP) boilers over a year in France. An absolute peak load reduction by 17% at small scale is found. Different technology mixes are then simulated to assess the effect on local infrastructure. Finally a methodology for temperature dependence analysis of load is used to assess different potential benefits of gas technologies.

© 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

1.1. Electricity and gas interactions

1.1.1. Climatic impact on electric system

Electricity demand is driven by several variables such as gross domestic product, demographics and local weather conditions. Climate, especially ambient temperature, plays a significant role on seasonal energy demand as clearly demonstrated by [1] for two capital cities in the south and north of Europe: London, UK and Athens, Greece. Investigation of 1997–2001 load data for both cities showed that the annual electricity peak demand occurred during the winter-time. Even though development of air-conditioning systems might reverse this phenomenon in southern countries of Europe, the northern countries will still have to deal with winter peak loads; especially if electric heat pumps are deployed in those countries.

Abbreviations: μ CHP, micro Combined Heat and Power; DER, Distributed Energy Resources; TSO, Transmission System Operator; DNO, Distribution Network Operator; ADMD, After Diversity Maximum Demand; ADmD, After Diversity Minimum Demand; ADML, After Diversity Maximum Load; ADmL, After Diversity Minimum Load; LF, Load Factor; HP, Heat Pump.

* Corresponding author. Center for Energy and Processes Mines-Paristech, Paris, France. Tel.: +33 1 71 19 18 93; fax: +33 1 71 19 15 82.

E-mail address: cyril.vuillecard@grdf.fr (C. Vuillecard).

The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) publishes every year a system adequacy forecast to ensure that future generation supply is adequate [2]. According to the latest forecast, it would appear that the Seasonal Peak Load increases faster than reference load under normal conditions. This trend is observed in France, which has the highest electricity peak load according to ENTSO-E. The French Transmission System Operator (TSO) adequacy forecast [3] shows that French peak loads have been increasing on average by 2% per annum over the past decade, whereas the annual load growth rate has been inching upward by nearly half that amount (1.2% according to the available data). Due to the widespread use of electric heaters, the fall of 1 °C of ambient temperature over France induces an increase of national consumption by up to 2100 MW. Winter-time national hourly loads tend to be similar across European countries, with peaks occurring in the evening-time hours when residential consumption due to cooking and lighting gets aggregated to commercial and industrial uses. As a consequence, the 7 pm winter electric load is driving the entire electricity system, from power plant to transport, distribution and interconnection capacities with neighbouring countries. Security margins (secondary and tertiary reserves) are also driven by winter-time diurnal temperature variations. According to the study of 2009–10 winter

performance data by the French TSO [4], in the event of a prolonged period of cold weather conditions, electricity imports would be very close to the maximum system transmission capacity. To relieve this situation, either an increase in capacity generation (and interconnection) or implementation of Demand Response and Demand Side Management would be required.

1.1.2. Development of generation capacity and role of distributed solutions

On the generation side, gas technologies such as combined cycles are expected to grow by up to 8% in the European mix [2]. A combined cycle power plant is a flexible and more efficient way to generate electricity than conventional fossil fuel power plants. Smaller decentralized gas combined heat and power (CHP) units represent an even better opportunity to increase global efficiency. The deployment of CHP, linked to heating needs, can be easily achieved without major consequences on gas infrastructure as large storage capacity allows for seasonal variations. Large CHP plants can be used in district heating applications or to supply the needs of large apartment complexes and hospitals. Mini and micro-CHP technologies can be employed in smaller dwellings to provide heat while also generating electricity locally.

Micro-combined heat and power (μ CHP) systems typically refer to units generating less than 50 kWe according to [5]. It is a promising technology for use in Europe, especially in the UK where environmental benefits could be significant [6]. Stirling engine-based CHP is already a commercially viable technology. Stirling μ CHP typical characteristics are 1kWe generation with a heat to power ratio varying from 5 to 8 for most residential applications. When a μ CHP is coupled with a condensing heat exchanger and an auxiliary burner, global efficiencies can reach as high as 96% (107% if based on lower calorific value). Distributed gas technologies are more profitable than central gas power plants, as these are not constrained by the precise location of the gas network and micro-generation tends to limit electricity transit and network losses [7].

Distributed Energy Resources (DER), such as μ CHP, is gaining increasing momentum thanks to the development in the information and communication technology fields. Central load dispatch of a multitude of small units can help TSOs to manage electricity transits. Geographically scattered load balancing, based on local electricity needs, has been studied in Denmark [8]. Using different CHP control strategies to decrease transits on high voltage transport lines, Østergaard showed that transmission transits are reduced, which in turn results in higher transmission capacity margins. In his analysis Østergaard investigated electricity balance with dispatchable load systems: district heating heat pumps and electrical vehicles. The first system can dispatch electrical loads through the use of large heat storages, but is constrained by demand and system capacity (storage and heat generator).

To alleviate this constraint, the use “hybrid” heat pumps, consisting of a combination of a heat pump and gas boiler (this is described later) could be an adequate solution. There is abundant literature on the integration of DER, including CHP systems, and a review of this topic, presented in next section, will focus on the temporal resolution, which is a parameter of major importance.

1.2. Review of μ CHP impact on electricity demand

Modelling of thermal and electrical load profiles is quite sensitive to the choice of time resolution, as demonstrated in the study by Hawkes and Leach [9], who considered optimal dispatch, economic and environmental strategies for typical Stirling μ CHP power plants. The same methodology applied to the determination of optimal capacity revealed large design criteria uncertainties. In their study they concluded that a 10 min resolution for average

profiles was an adequate modelling interval, with little improvement for shorter time periods. Larger time periods were insufficient to capture actual constraints, and resulted in large deviations between predicted and measured profiles. According to an analysis by the IEA [10], electricity peak loads were underestimated by a factor of three when the time sampling resolution interval was increased from 1 min to 5 min. When estimating typical domestic electricity consumption rates in Europe, the IEA report assumed a 5 min interval in their assessment. Other studies [9] [11], and [12] have assumed a reference interval of 1 min. In our opinion, a 10 min resolution interval is likely to be the coarsest acceptable time resolution for modelling electrical load profiles.

When dealing with bi-energy technologies, the heating load time resolution should be adequate (fine enough) to obtain the same precision as the electricity profile. In the μ CHP impact study by Peacock and Newborough [14], the authors noted that weather conditions, building design, occupancy rate and occupant behaviour were all contributing factors in predicting an accurate heating load profile. In their assessment they used a time step of 1 min for describing both the electricity and gas profiles. A gas to heat load conversion is operated to model electricity generation through a control logic scheme implemented for a Stirling engine of 15% electrical efficiency. And a reduction of 44% of aggregate peak load on a winter's day is presented. In [11], Boait et al. proposed a heating load model to assess exported electricity from a dwelling, considering μ CHP regulation, internal heat gains, thermal capacities in the house and in the radiator circuit. Their 5-min step model gives confidence when compared with experimental and modelled export electricity. They have estimated a range of 2–3.4 MWh of electricity generation for 3 types of houses, and concluded that exported electricity was around 40–50%. As part of the European project “More Microgrids”, an optimisation of μ CHP has been studied with an emphasis on occupancy pattern [15]. The study used four different electricity demand patterns but only one heat demand for each case. Hourly profiles were utilised, which is a limit to performance analysis.

Control command strategies from an aggregator have been studied in EUDEEP [16]. Large thermal storage was set up to give a degree of freedom on electrical load dispatch. Different types of control strategies to modulate electrical load are also investigated in [17]. Different operating modes are described in [6] but such considerations are out of scope.

Detailed modelling studies on the influence of distributed generation are notoriously complex in nature, especially when considering local issues such as electrical constraints (voltage rise, for example), which, of course, depend on the distribution network architecture details. Trichakis et al. [18], used key electrical characteristics such as network symmetry, length, lines, distribution transformer, and so forth to predict the impact of embedded generators. Network characteristics coupled with geographic load dispatch lead to different possible configurations. Thomson and Infield [12] pointed out the limitation of current impact studies of μ CHP regarding generation and demand analysis by noting that both geographical and temporal considerations must be addressed when modelling the effect of micro-CHP on distribution networks. Once these previous issues are addressed, potential benefits on distribution network can be assessed. In [19] and [20], the authors evaluate the economic impact of microgeneration (CHP and PV) on the total network costs, losses and infrastructures.

1.3. Scope of the study

Power plant and network capacities are typically over-sized to accommodate seasonal load variations, which inevitably leads to a low utilization factor of the installed infrastructure. The aim of this

study is to investigate the influence of small scale distributed gas technologies that could be used in the residential sector. Field data since 2007 for 40 homes equipped with Stirling μ CHP units has been collected and analysed for this work. The high temporal resolution data (collected at 1 min intervals) offers the opportunity to capture in “real-time” the electrical demand and supply behaviour in this representative sample of residential homes and to explore the “potential” benefits of using small scale gas technologies, such as μ CHP, in reducing demand loads. Our focus is in supplying heat to the building without any constraint, as a conventional boiler would, and considering electricity as an extra product.

As already noted, several local parameters have a great influence on the aggregate or global electricity demand; chief among these parameters is the outdoor temperature. Although Thomson and Infield [12] concluded that local meteorological data should be part of a comprehensive assessment of the electrical and thermal demand, we found no relevant analyses in the literature on this topic. This paper follows a similar approach as Peacock and Newborough [14], with the notable exception that local climate influence is explicitly taken into consideration in assessing the heating demand. In addition, this study will also consider the effect of indoor air temperature setpoint on the performance characteristics of μ CHP. Integration in the analysis of these two input parameters will greatly improve load modelling and permit a better assessment of the potential of μ CHP for reducing the aggregate electricity load and infrastructural costs.

2. Methodology

Before presenting experimental results, the authors introduce the whole picture of the energy infrastructures with the assumptions made for this study, and a definition of useful parameters in the next section.

2.1. Scaling model of the peaking problem of the energy system

Global electrical load, made of millions of individual loads, is largely dependent on weather and on heating distributed technologies. Those latter ones have the ability to modulate global electricity demand and optimise infrastructures or environmental criterion such as CO₂ emissions. Summing small scale impacts on different areas will allow determining the global impact of the deployment of gas technologies. Therefore a bottom up approach seems relevant for this issue dealing with dispersed loads. This exercise is complex due to a variety of loads from one feeder to another. Residential areas, business parks or industrial zones have their own load curve properties. Peaks might occur at very different time for each unit area, and reducing global peak consumption might not bring benefits to all parties. Peacock and Newborough, [17] experienced this issue while aiming at reducing peak demand of a cluster of dwellings with μ CHP control strategy. Despite a real aggregate load management improvement, some μ CHPs were overproducing heat, leading to losses and efficiency reduction. We can mention that this issue illustrates a well known phenomenon: global optimum is not the sum of local optima.

From an analysis of a few dwellings, our goal is to assess global impacts of gas bi-energy technologies. Fig. 1 illustrates the scope of this analysis. By simulating the deployment of distributed bi-energy technologies in buildings, we will be able to transfer demand constraints from the electricity to the gas supply chain which is more flexible. This is valuable because electricity system time constant is much lower than the gas one, and can relieve electrical adequacy management. Time resolution is important, therefore our analysis deals with a 1-min time frame. This fine resolution gives us confidence in load characterization. Moreover

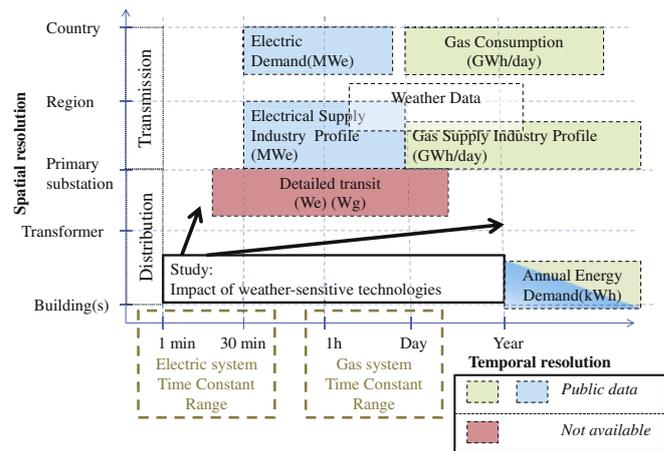


Fig. 1. Spatial and temporal resolution of loads.

10-min definition is the upper limit resolution for the electricity supply industry as 10-min average voltage values are constrained by standard limits EN 50160 [21]. As a result we are able to conclude on μ CHP impact at all ranges of resolution.

Yet, this study is limited to the small spatial resolution that is the residential area; diversity analysis of loads from different other sectors is not taken into account. The biggest issue is the aggregation of loads at intermediate scale, because distribution transformer loads are not published by TSOs and DNOs (red zone on Fig. 1). The only piece of data communicated in the French electricity supply community is the agreed profile associated with tariff subscriptions for customers unequipped of automated meter reading. For trading purpose many countries have such profiles with 15–30-min load resolution.

2.2. Definition of load variables

For load characterization purpose, the following analysis considers the After Diversity Load. This is inspired from the ADMD which is used by the electric supply industry, the After Diversity Maximum Demand [14] – [13], which defines the peak load for an average customer. Here, we define the After Diversity Load (ADL), with P_f being the feeder load, and N the number of consumer served by the feeder; and the ADD, After Diversity Demand, with P_d being the demand, over a period $[t_1, t_2]$, see equations (1). We distinguish ADD and ADL for demand versus load to consider the actual generation from μ CHP.

$$\begin{cases} ADD = \frac{P_d}{N} \\ ADL = \frac{P_f}{N} \end{cases} \quad (1)$$

From the previous definition, we find the ADML of the load for a time interval and we extend the definition to ADmL, as After Diversity minimum Load. The minimum load is important as it can be negative, meaning that the group is exporting electricity to the grid. Bi-directional flow in feeders is a major impact of DER that has to be studied carefully (next section, 4.2). In [14] the authors defined the After Diversity Maximum Export, equivalent to the ADmL presented in this paper. A slightly different definition was used in EUDEEP [22], the After Diversity Maximum Generation. This latter one is not used because it requires a correlation between demand and generation for impact studies.

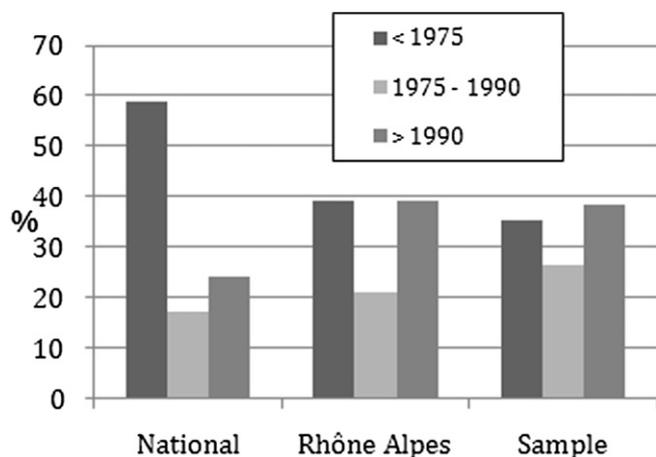


Fig. 2. distribution of construction year of houses.

$$\begin{cases} ADML = \max_{[t_1, t_2]} \left(\frac{P_f}{N} \right) \\ ADmL = \max_{[t_1, t_2]} \left(\frac{P_f}{N} \right) \end{cases} \quad (2)$$

3. Experimental field test

3.1. Representativeness of the monitored sample

The field test consists in the deployment of 40 μ CHP in built households in the South-East of France, near Lyon. Dwellings were selected among Savelys customers (GDFSUEZ maintenance subsidiary company) with no special requirement apart from being gas heated and occupied by their owner. The sample is quite representative of individual gas heated houses in this region in terms of floor area with a mean area of 117 m², comparable with the regional average of 118m², and close to the national average 109m². However, the monitored buildings are a bit more recent than national building stock (see Fig. 2).

Different occupancy patterns were part of the experimentation: families, retired or active couples.

With an area from 80 to 140 m², houses consume large amount of heat. The annual gas consumption associated to domestic hot water (DHW) and heating ranges between 10 000 kWh and 40 000 kWh, with an average consumption of 16 890 kWh. Electrical loads are composed of typical standard uses (TV, washing machines, lighting, etc...), but the experimental measurements do not give access to the load breakdown. In average, the consumptions are 144 kWh/m² of gas measured from June 2008 to June 2009 (corresponding to 2498 standard degree-days).

From CEREN¹ studies, the average gas consumption in Rhone-Alpes area has been adjusted to account for climate correction (degree-days) and reaches 142 kWh/m². As a result, we can conclude that selected houses represent conventional energy consumption. Yet, uncertainties on mean energy consumption of our sample still remain; for instance cooking energy and the use of additional electric heater energy are unknown. The average annual energy consumption of national gas heated homes is 159 kWh/m² for gas and 4105 kWh for electricity, see Table 1. The test houses heat consumption seems to be less representative of French gas

Table 1

Annual energy consumption comparison (2008/2009).

	National	Rhone-Alpes	Sample
Gas, Heating + DHW (kWh/m ²)	159	142	144
Electricity (kWh)	4105	4711	4690

heated homes. This lower gas consumption of our test dwellings can be explained by the fact that the sample of 40 houses is more recent than the national average (see Fig. 2), and hence potentially more insulated because of national thermal regulation in application after 1975. Besides, different weather conditions are responsible for variations in heating needs.

3.2. Monitoring of dwellings

The old gas boilers of the houses were replaced by first generation Stirling μ CHP with no modification of the existing heating circuit, radiators or slab heating floors. By coupling a Stirling engine and a boiler, this technology generates 1 kW of electricity and around 7 kW of thermal energy. In addition, an auxiliary burner of 6 kW located in the same casing allows extra generation of heat to satisfy the entire demand. Ten houses have a fireplace, some with an intensive use.

All the 40 dwellings were equipped with sensors and meters providing the following information every minute:

- Generated electricity by μ CHP, [kWh/min];
- Imported electricity from the grid, [kWh/min];
- Export to the grid, [kWh/min];
- Gas consumption, [m³/min];
- Indoor ambient temperature, [K];
- Domestic hot water storage temperature, [K];
- Hot water consumption, [m³/min].

Data are centralized and processed daily, weekly and annually. The daily measurements presented on Fig. 3 reflect the real behaviour of the system onsite. Several issues could affect the accuracy of the data: small or large lack of data, communication issues... To overcome these unwonted issues, data are reprocessed before entering the analysis.

The electricity generation measured from the metering system is the net electrical output from the μ CHP, defined as total electricity generation subtracted by pump and electronic system

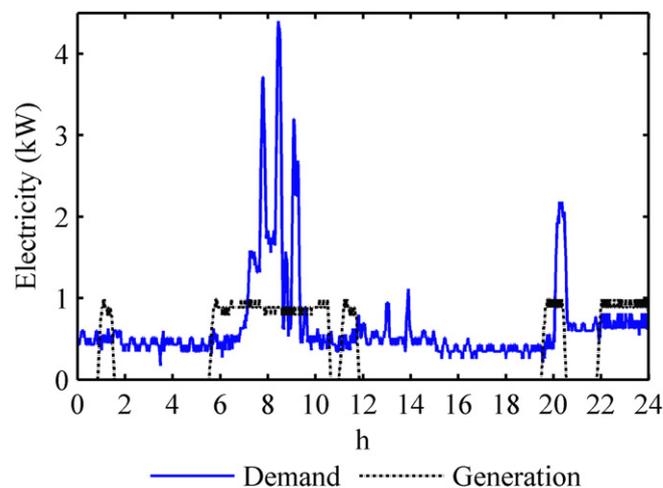


Fig. 3. Example of demand and electricity generation profiles over a day of January.

¹ French association for energy consumption analysis.

consumption. The electricity demand profile is reconstructed thanks to an energy balance including auxiliary pump, fans, and electronic controller of the heating system. These latter are responsible for about 150 W when the system is providing heat. The outdoor air temperatures are available every 3 h from the closest weather station of Météo France; a linear interpolation is then processed to obtain smaller time steps. Supply and return water temperatures of the heating loop were metered to observe thermal behaviour of the heating circuit. Performance evaluation was not possible with those records but data helped to understand μ CHP control logic influence. A metering of the flow rate in the heating loop also helped to practice active maintenance in case of failure.

The controlling logics of the μ CHP is quite simple with use of on/off cycles. The control system uses indoor temperature (and in some cases outdoor temperature), supply temperature of the heating circuit, and water storage temperature. If indoor or DHW storage temperatures are below an acceptable limit, set by occupants, μ CHP is started. Then, after satisfaction of needs, or after reaching the saturation limit of the supply temperature, the system stops. Different control logic strategies have been studied; some with Outdoor Temperature Compensated controller and others with constant temperature range as in [11]. The 200 L water tanks are fed in priority when the domestic hot water temperature reaches a low value. It is to mention that the auxiliary burners have been running only few hours through a year.

4. Impact results of μ CHP field test on electrical demand

4.1. Consumption analysis of dwellings

Heat-to-power (HP) ratio is a key parameter of μ CHP technology and should be compared to the so-called “energy demand HP ratio”. Here, the annual average demand HP ratio of the sample is equal to 3.6. Fig. 4 reports annual electricity and gas consumptions corresponding to the 2008/2009 period (2498 standard degree-days). This graph shows energy consumption diversity of the sample. Typical HP ratios of Stirling μ CHP, from 5 to 8, are also represented on this graph by lines. It is relevant to note that both lines are outlying compared to the mean HP demand line of 3.6. This reveals

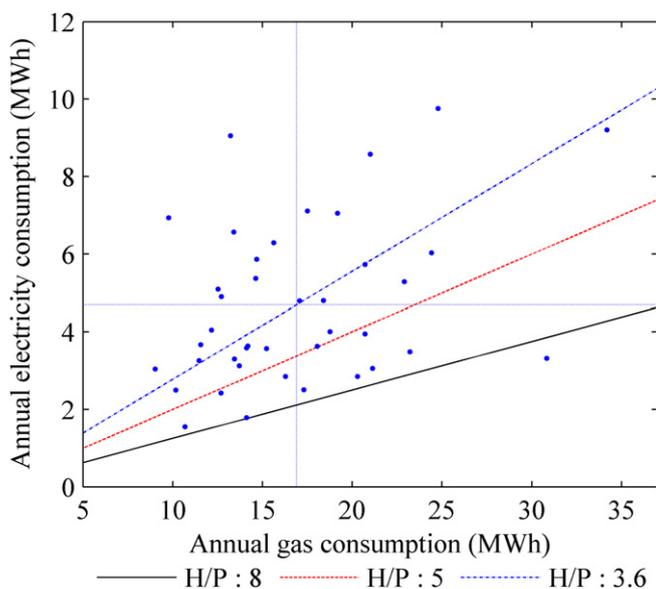


Fig. 4. Energy consumption characteristics of households and heat to power ratio curves – mean values by thin lines.

that technologies with lower HP ratios would be welcome in the residential sector; most of dwelling consumption signatures are above the Stirling HP ratio lines plotted on the graph.

Then, investigation on daily aggregate electricity demand and generation is carried out. On Fig. 5, daily energy monitored from June 2008 till June 2009 shows significant additional consumption in winter, up to 150 kWh per day above the average, equivalent to 3.75 kWh per household. It can be noted that export electricity represents 47% of the generation which matches with the 40–50 per cent range indicated in [11]. It is clear that during periods of high electricity demand, μ CHPs provide a significant proportion of daily electricity needs up to 55% possibly relieving transmission congestion and centralized power plant limitation. However this analysis does not provide enough results to conclude on peak savings or admissible export flows, therefore next section is dedicated to these points. Furthermore, intraday aggregate load characteristics are presented in the next section with the concept of diversity between individual loads in order to go beyond a daily analysis.

4.2. Measured impact of μ CHP on peak demand and export flow

While the article was previously dealing with energy, this section studies the recorded power demand to quantify the impact of μ CHP on peak demand. In addition, the ADmL variable is processed to evaluate export flows to medium voltage network.

The aggregate load plot (Fig. 6) shows the measured load reduction at 7 pm for 1-min recorded power values through the whole year 2008/2009. This is the proof that μ CHP has the ability to reduce significantly the 7 pm peak load with a 10.2 kW reduction for 40 households. In addition, with 1-min measurements through the whole year, we observe an absolute 10.8 kW saving for a virtual feeder, corresponding to an approximate 17% peak load reduction. As reported in Table 2, the maximum of the load is recorded on September the 14th when μ CHP does not generate electricity significantly, whereas the peak demand occurs on December the 17th. Electricity generation reduces the load for low temperature condition. Nevertheless these results are not totally accurate due to missing data during few days for a maximum of 2 dwellings per day.

To explain how demand is modified with μ CHP generation, an empirical approach is proposed here with an emphasis on peak values. The After Diversity approach presented in 2.1 is used in this section. An aggregate reference load profile can be defined for weekdays by averaging several daily load profiles over a given period. Two profiles are presented on Fig. 7 for weekdays and

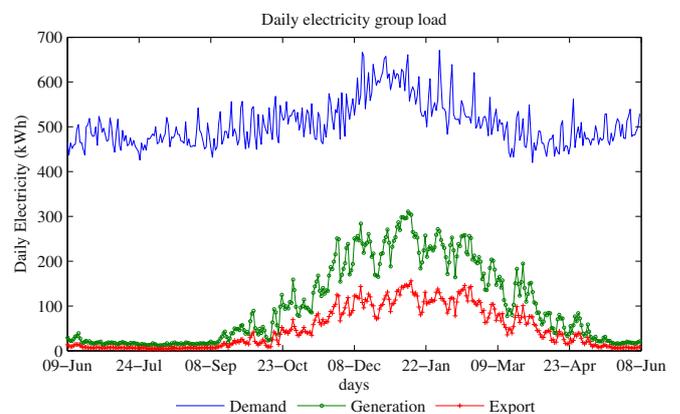


Fig. 5. Demand, generation and export daily energy of the 40 dwellings over June 2008 to June 2009.

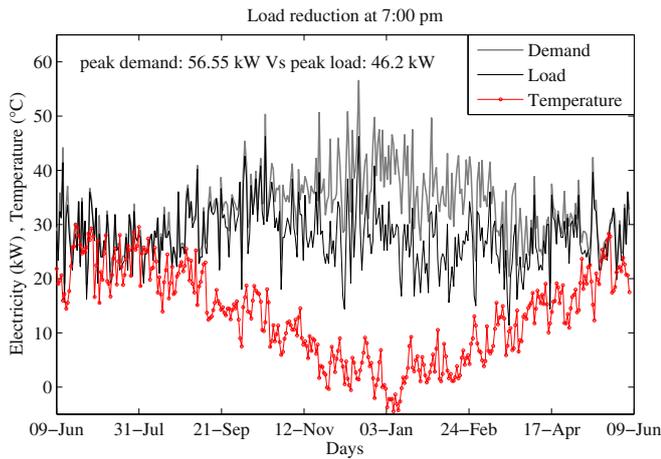


Fig. 6. One minute aggregate loads at 7:00 pm over a year.

Sundays, ‘summer’ being the load in June, and ‘winter’ in January. This figure presents the average of the ADD over one month for weekdays, meaning that it represents the load curve for 20 similar groups of the 40 households (assuming 20 weekdays in a month); in other words, the daily aggregate load of 800 similar houses. But averaging over 4 Sundays in a month makes the aggregate load less smooth; in other words, the daily aggregate load of 160 similar houses. We can observe that standard variation is not constant over 24 h, volatility increases when human activity disturbs the signal. The two extra lines show 68% confidence interval assuming Gaussian distribution at each time step. This same graph highlights that lighting, heating loop pump and potentially a concentration of other uses causes severe peak loads in winter. Here, an increase of 50% of the ADMD on weekday (0.4 kW) is noticeable at 7 pm. We can notice that two peaks are especially marked, a morning one around 7:30am and a second one in the evening around 7 pm. Fig. 7 reveals strong differences of load profile between weekdays and Sundays. Moreover, winter load of Sundays is very different compared with the summer one as two peaks of equivalent magnitude appear at 11 am and 8 pm.

In spite of different shapes, daily peak demand is quite close from day to day over a week.

As proposed in [17], we measure the evolution of the ADMD, ADmD and load factor. The load factor (LF) is the average power consumed out of peak recorded over the period, P_{mean}/P_{max} . It aims at characterizing the time of use of the infrastructure. From Fig. 8 and Fig. 9, we observe that temperature variations cause severe load distortion of the previous variables from one day to another. We analyse the effect of μ CHP generation on peaks over a year. On Fig. 8, the double arrow points out the discrepancy between the ADMD and ADmL corresponding to peak values reported in Table 2. With heat led control, μ CHP cannot decrease peak load efficiently; even if the ADMD is decreased by 0.269 kW (17%), the ADmD falls by 0.315 kW. Therefore, in this mode, μ CHP lowers peaks but tends to dig valleys. The ADmL is negative during the winter period, meaning that export flows of energy are recorded. Those exports

Table 2
Maximum recorded load on 1-min group load profile for days of peak occurrence.

	14th September	17th December
Maximum demand (kW)	51.9	62.7
Maximum load (kW)	51.9	48.6
Daily mean temperature (°C)	13.4	1.4

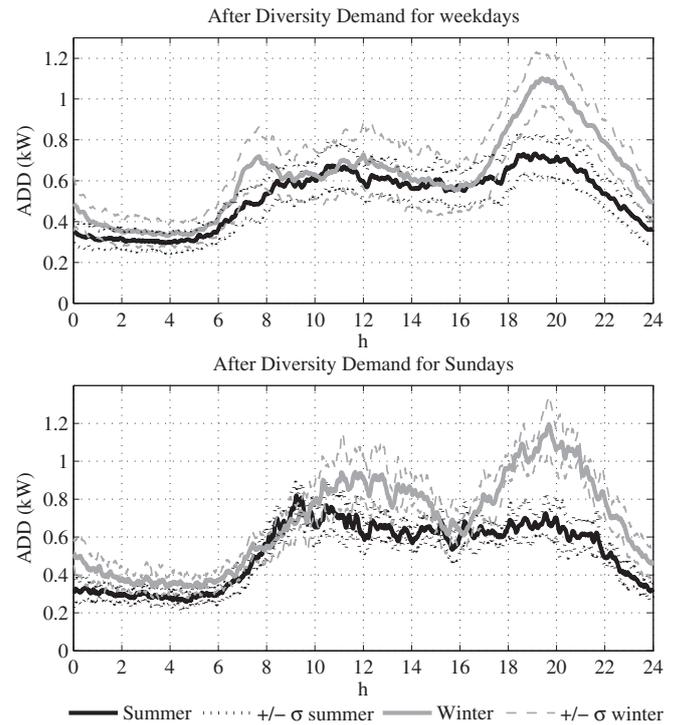


Fig. 7. Averaged profile over a month.

occur between 1 and 5 am while demand is the lowest. Such exports are very low compared with admissible transit capacity, that is why no particular constraint of μ CHP deployment is detected.

In [14], the authors mentioned a peak reduction of 44% with similar μ CHP technology over a day of January; our result shows a maximum 35% reduction of the daily peak also in January. Whereas the absolute peak reduction is 17%, the mean daily peak reduction over the winter season 2008/2009 is 20%.

Investigation on the range of variation of ADD and ADL, (ADMD–ADmD) and (ADML–ADmL) on Table 3, shows that power variations at a virtual feeder will remain similar, meaning that, potentially, voltage range constraint will not be an issue.

The load factor cannot be considered on a daily basis because it aims at reflecting the infrastructure time of use. Cyclic variation on annual period implies to consider annual LF to conclude on any potential benefit. However, daily load factor is a good indicator to notice how load evolves through seasons. In winter, the peak load is decreased but the daily import electricity as well. As a result the ADL LF is higher in summer than in winter, see on Fig. 9. μ CHP has

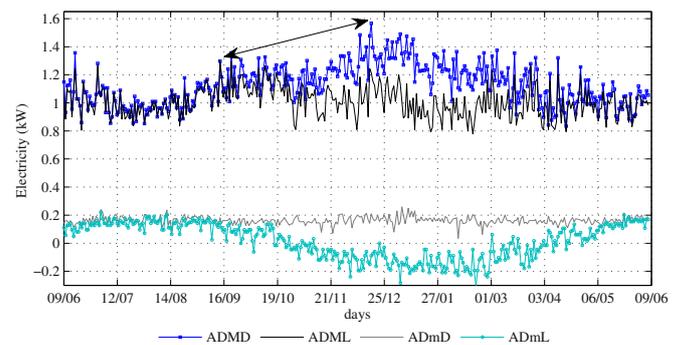


Fig. 8. Evolution of daily After Diversity variables over a year.

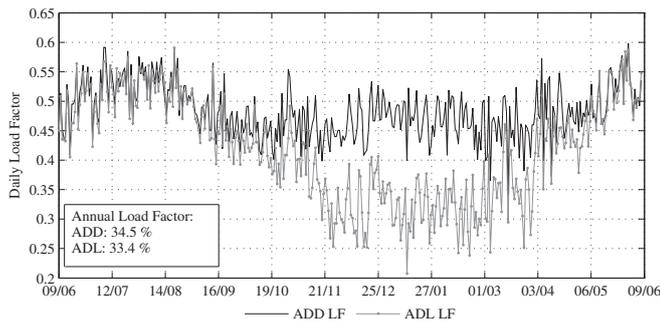


Fig. 9. Evolution of daily load factors over a year.

a better ability to save energy than to save capacity from a feeder point of view. By comparing the annual load factor, 34.5% originally against 33.4% with μ CHP, we find that this technology does not improve the infrastructure usage. On the other hand, with a mixed neighbourhood of dwellings using electric heating (heat pumps, or convectors) and μ CHP, the load factor could be potentially improved.

To conclude, experimental results show a real impact on aggregate load but lower than expected. Several reasons explain this issue. First, the transient phase of μ CHP start is too long, about 10–20 min. Secondly, the number of cycles per day was high due to saturation of the heating circuit, which results on a predominance of transient phase. Similar phenomenon has been faced in the EUDEEP field test [16]. However, new generation of Stirling μ CHP gives confidence on future potential benefits. Indeed, transient phase is shorter, and the heat to power ratio is improved to reach 5.8 and 4.8 at full and partial load respectively, which limits saturation of heating circuit - thus potentially doubling the electrical outcomes.

5. Study of other technologies to modulate electrical load

In this section the effect of five heating technologies on the aggregate load is investigated and compared :

- Condensing boiler;
- μ CHP;
- Electric Heat pump;
- Hybrid heat pump;
- Joule heater.

The boiler is well known and has no major impact on electricity load. Record of electricity consumption with this system is the ADD. And load with μ CHP is the ADL seen previously.

Commercially available, hybrid heat pump systems will obviously disturb electrical load in a different manner than heat pumps and heaters do. A hybrid heat pump combines, in the same casing, an electrical air/water heat pump and a condensing boiler. This bi-energy system offers the option of switching from electricity to gas and reciprocally in order to satisfy heating demand, according to economic signals or primary energy minimization target. Indeed, using air heat pump above freezing temperature is efficient

Table 3
Daily range variation of ADD and ADL.

Annual analysis	ADMD–ADmD (kW)	ADML–ADmL(kW)
Max	1,36	1,42
Mean	0,97	0,99
Standard deviation	0,15	0,16

whereas at low temperature, defrost cycles and increasing pressure losses in exchangers reduce the coefficient of performance. Subsequently, under a certain ambient air temperature, with given performance characteristics and final/primary conversion coefficient, the use of natural gas saves primary energy. Both modes can operate together, boiler and heat pump, in case heat pump thermal power is not sufficient to satisfy demand. First we will introduce the thermal-sensitivity concept and then analyse these various technologies. Then an extrapolation of electrical load from heating load is applied for the different technologies.

5.1. Concept of electrical load thermal sensibility

As mentioned previously, the best way to describe resultant load of the group is to describe the link between load and climate conditions. μ CHPs are driven by thermal demand of houses. So a correlation between outdoor temperature and electricity generation obviously exists. The gas consumption profile, and hence the generation profile, are both dependent on external temperature profile, setpoint indoor temperature and free heat gains (solar, and internal). Therefore a temperature dependence analysis is well adapted to our case.

To introduce the impact of various technologies, the reader can refer to Fig. 10. Below a balance point temperature, T_b , heating demands are created and heating systems start to interact with electric loads. Temperature dependence of electrical load is modified depending on the technologies. For instance, power consumption of heaters is proportional to temperature difference between balance setpoint temperature and outdoor temperature. On the contrary, a non-linear phenomenon exists for heat pumps because the performance (COP) depends on air temperature. T_c is the cut-off temperature of the hybrid heat pump, ranging from 4 to 7 °C. All curves are expected to vary through the day, as it will be presented later.

This illustration shows how heating technologies act on aggregate electric loads of dwellings. μ CHPs deployment could help to locally balance the increase of electrical load of dwellings with

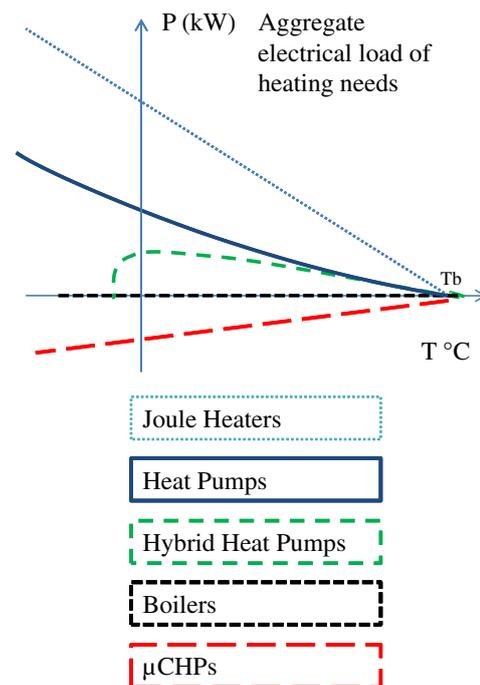


Fig. 10. Aggregate electrical load of heating needs for different heating technologies.

heaters and heat pumps. Furthermore, a local optimal mix of different technologies could be defined to optimize infrastructures. Such considerations are of great importance when dealing with grid sizing. Indeed, electrical infrastructures design is based on peak value, a load criterion which is dependent on temperature. As a consequence, hybrid heat pumps are well appropriate to limit transit capacity to a reasonable extent.

5.2. Characterization of electrical load thermal-sensitivity

Fig. 11 presents gas consumption functions of external temperatures at 7:00 pm in the evening. We can measure the thermal-sensitivity from this plot and apply the same procedure every half hour of every weekday. Equations (3) present the regression model. We chose to work with averaged variables on a 30 min time steps to reduce load diversity and the uncertainty ϵ . This time frame is used by the French electricity supply industry for trading purpose [23], like other countries [13]. This type of analysis used by TSOs is appropriate to translate load variation in a function of temperature variations.

$$\begin{cases} T = \max(T_{out} - T_b, 0) \\ G_{t,d} = \frac{\partial P_{t,d}}{\partial T_{t,d}} \\ P_{t,d} = G_{t,d} \cdot T_{t,d} + P_r \gamma_{t,d} + \epsilon_{t,d} \end{cases} \quad (3)$$

- t, the time in minute over a day, [1; 1440];
- d, dummy variable representing the day type, weekday, Saturday or Sunday;
- G, thermal-sensitivity or thermal-gradient [kW/°C];
- P, power (generation or consumption) averaged over 30 min [kW];
- P_r, residual power due to DHW [kW];
- T_b, balance point temperature [°C];
- T_{out}, outdoor temperature [°C];
- ϵ , uncertainty [kW].

Uncertainty of loads and inaccuracy of the regression (a coefficient of determination of 0.81 is obtained on Fig. 11) are increased by many factors: solar gain, internal gains, spatial distribution of temperature (dwellings are dispersed by hundreds of kilometres

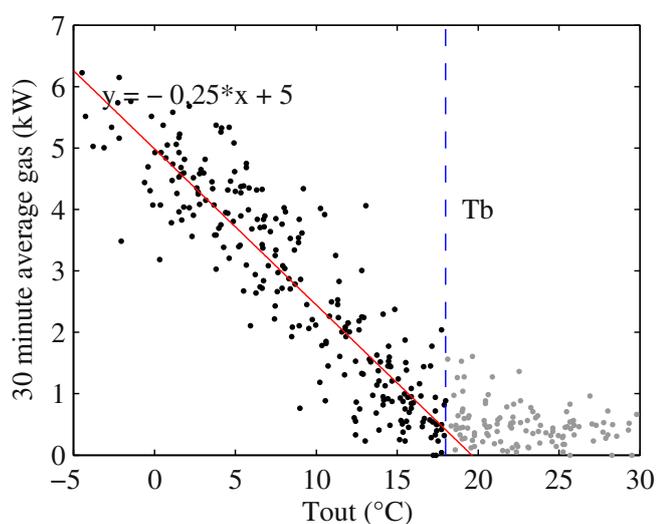


Fig. 11. Thermal-sensitivity of after diversity gas consumption at 7:00 pm for weekdays through one year, $r = 0.90$.

around the Meteo France metering location), and the calorific value of natural gas which is not constant. In [24], RTE's regression accuracy is improved by considering a smoothed temperature profile representing equivalent indoor temperature that really drives dwelling thermostat. In this global demand forecast model, nebulosity is also an input parameter that enhances regression and hence, prediction. Yet, this simple regression is used here but forecast method application at small scale is underway for future improvement.

5.3. Extrapolation to electrical load with other technologies

A heat demand profile has been estimated to determine the electricity supplied from the grid to satisfy those heating needs with heat pumps and others. A heating load has been extracted from experimental data: supply and return water temperatures, and the minute water flow rate through the loop. The control system regulates heat output first to generate DHW and then to the heating loop. For this reason, special attention has been paid to extract the real transferred power to the building. 7 kW cyclic heating load profiles, with a time resolution of 1 min, are then available for further studies. The use of a simple contact sensor for supply and return temperatures introduces uncertainties, especially marked during transient phase. This limitation leads to approximate thermal power flows that are underestimated. We excluded four households of the panel because of unusable heating load profiles.

From this experimental heat load, we estimate the electrical demand of on/off air/water heat pump. This exercise is ambitious because our heat load profiles from μ CHP have very different shapes than heat pumps output profiles. Indeed, thermal power output from these systems is modulated according to air temperature because the COP is temperature dependent. In addition, cycle duration is a function of power output and needs. Applying a variable COP to our heat load profile is a crude approximation but further accuracy would require simulation with unknown inputs. We are conscious that this approach has strong limitations but it gives an electrical profile that is expected to be in the right order of magnitude. Our hybrid HP modelling consists in implementing a 7 kW heat pump with averaged air/water performance taken from [25], $COP(T) = 0.000873 \cdot T^2 + 0.125 \cdot T + 3.2$, see equations (4).

$$\begin{cases} T_{out} > T_c, P_e = \frac{P_{th}}{COP(T_{out})} \\ T_{out} < T_c, P_e = 0 \end{cases} \quad (4)$$

- T_c, cut-off temperature [°C];
- T_{out}, outdoor temperature [°C];
- P_{th}, thermal power [kW];
- P_e, electrical power [kW].

The Joule heater load, equal to heat load, is a rough estimate because control and time constant characteristics are very different from μ CHP system. However, by applying these technologies to the panel of individual loads, we can see the effect on aggregate electrical load for a heating season on Fig. 12. The After Diversity Daily electrical loads, equivalent to the daily mean electrical energy of a representative dwelling for heating needs, are impacting the electric system in different manners. With an average daily electricity consumption of 13 kWh for conventional usages, HP and Joule heaters are increasing the electricity demand by a factor of 2–6, whereas hybrid heat pump system has a moderate impact on electrical load. And finally, μ CHP relieve the global load.

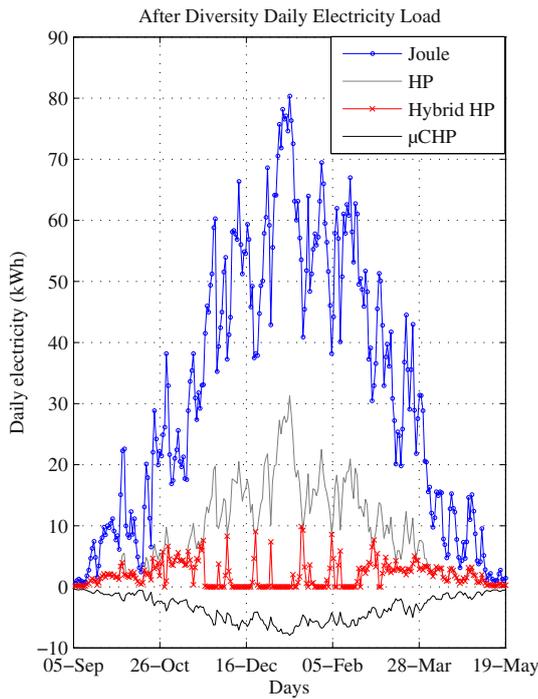


Fig. 12. Extrapolated daily ADL of heating needs for few technologies.

Being temperature dependent, these loads can be analysed as presented above. Fig. 13 shows electrical after diversity load thermal-sensitivity at 7:00 pm, similar to Fig. 10. Those two figures reveal the impact of heating technologies on electric load. Electric devices (HP and heater) are responsible for winter peak loads, while others tend to limit them.

The calculation of “thermal-gradients” is a way to measure the impact of various technologies on electrical load for different weather condition. This analysis may help distribution network planners to assess impacts of deployed technologies which are dependent on local condition. We propose equation (5) for ADML

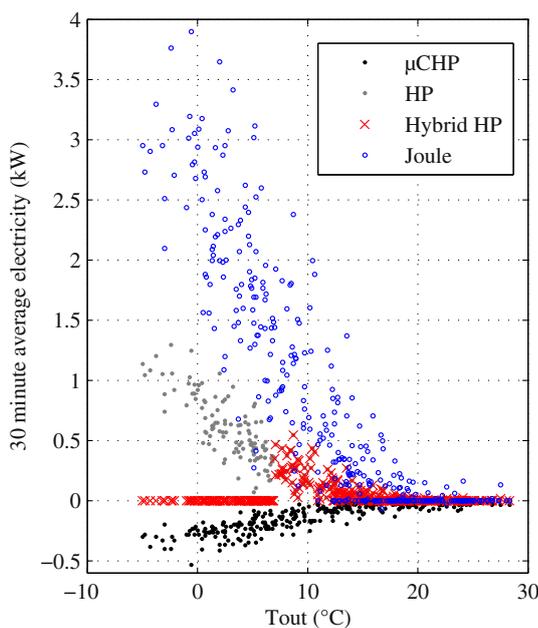


Fig. 13. Extrapolated thermal-sensitivity load at 7:00 pm.

with G being the technology thermal-gradient at the time of occurrence of ADMD, around 7:00 pm. G could be a combination of different technologies, depending on the mix, being non-linear and piecewise in case of hybrid HP.

$$ADML \approx \max_d (ADMD_{7pm,d} - G_{7pm,d} \cdot T_{7pm,d} + \epsilon_{7pm,d}) \quad (5)$$

For all technologies mentioned in this paper, Table 4 presents yearly impacts on load properties. Presented figures with a mix of heat pumps and μ CHPs are averaged results for 60 random permutations to allocate one of the technologies to each dwelling. The ADmL is significantly impacted with μ CHPs. Once again gas technologies are well suited to limit peak loads and relieve distribution and transmission networks. Surprisingly the load factor is not improved compared with the demand load factor, meaning that dwellings equipped with a conventional boiler maximise the load factor. However, gas technologies have the highest LF as seen on Table 4.

Based on the same principle we assessed the parameters evolution depending on μ CHP penetration among dwellings equipped with hybrid and conventional heat pump systems, and plotted on Fig. 14. Some conclusions can be drawn. First the introduction of μ CHPs reduces the ADMD with a variable magnitude depending on heat pump technologies. Secondly, a mix of hybrid HPs and μ CHPs is far more advantageous for the local network infrastructure due to lower ADMD and better LF. On the other hand, the ADmL becomes negative for 40% μ CHP penetration rate instead of 70% for hybrid and conventional HP respectively. This drawback is less significant than the potential benefits. On part (b) of Fig. 14 it seems that a penetration optimum is found for maximising the load factor. LF being the ratio of the mean import electricity divided by the peak, both quantities vary differently depending on the penetration ratio, resulting in an optimum. This phenomenon is also function of dwelling load curves. Yet, the evolution of the LF is contained in a narrow range since both technologies have similar load factors.

6. Refinement of thermal-sensitivity method: determination of the effect of different indoor temperature controls

From experimental data of the field test described in 3 we extracted a classification of the energy consumption behaviour of the dwellings.

Indeed, the identification of different criteria to distinguish electrical load behaviours in a panel is useful to predict impact of μ CHP. No clustering method has been tested here because of the small sample, but based on the literature we defined two groups. Indeed in [11] the authors tested different room temperature setpoints to draw conclusion on export electricity. Based on the observation that inside temperature control modifies μ CHP generation, particular attention has been paid to the measured indoor temperature profiles of tested dwellings.

Monitored systems were set with a controller authorizing the user to define inside temperature setpoints. People were free to

Table 4
ADL of various technologies.

	ADML (kW)	ADmL(kW)	LF(%)
Demand	1.57	0.06	34.5
μ CHP	1.30	-0.24	33.4
Heat pump	3.22	0.098	24.2
Hybrid heat pump	1.85	0.06	32.0
Joule heater	6.74	0.08	21.0
20% hybrid heat pump + 80% μ CHP	1.31	-0.16	34.0
50% heat pump + 50% μ CHP	2.19	0.07	27.2

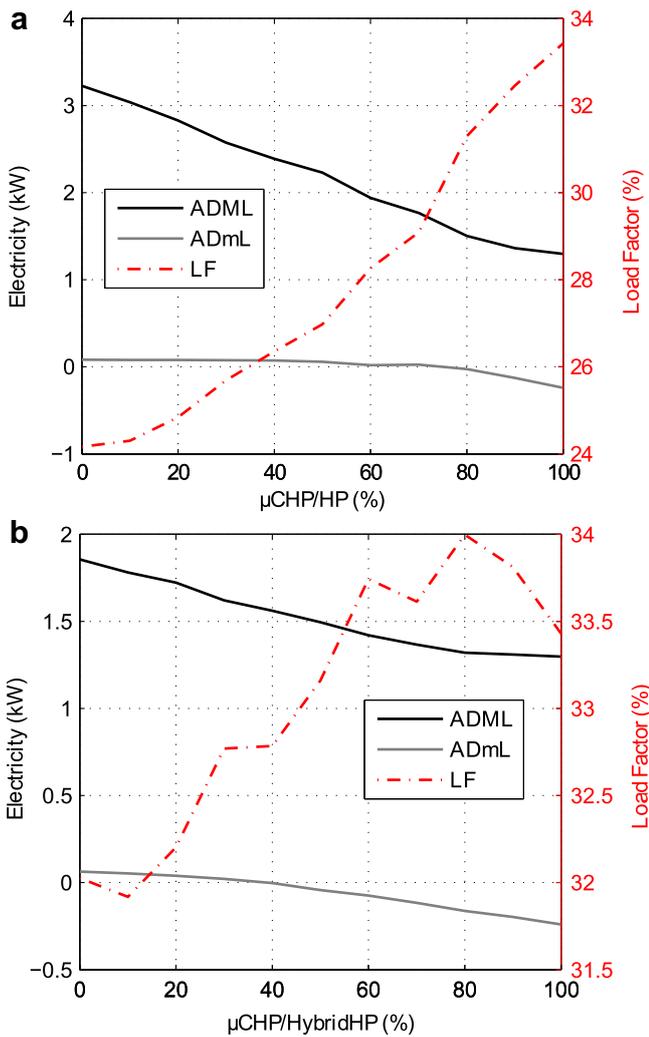


Fig. 14. After Diversity Load characteristics and Load Factors for portions of μ CHP systems with HP (a) and hybrid HP (b).

choose their own program according to their comfort requirement. Observation of inside temperature in winter shows two types of behaviour, one with constant internal temperature, and the other one with night setback temperature. For several weeks in January we measured for all dwellings the mean inside temperature dispersions between two periods, 2–5am, and 4–7 pm. With a temperature difference between days and nights greater than 1 °C, we extracted 2 classes of households, the one with constant internal temperature, being numbered 1, and the other where strong variations occur, numbered 2. On Fig. 15–Average weekly indoor temperature of class 1 and 2 Fig. 15 we see that class 2 has a significant reduction of 2.5 °C between 10 pm and 5 am (Fig. 16).

Unfortunately, class 2 is composed of only 8 dwellings; this low number makes it difficult to draw definitive conclusion on aggregate load of this class. However, by applying the ADD method on both classes over 8 weeks of winter we can observe significant differences between class 1 and 2. Class 2 profiles have large uncertainties due to a low aggregation but it is clear that this group of households consumes less than class 1. With an annual demand of 5070 kWh against 4110 kWh for class 1 and 2 respectively, one group of consumer seems less dedicated towards energy savings. Apparently, class 2, which uses a night setback temperature, corresponds to moderate electricity consumers. No conclusion on occupancy could

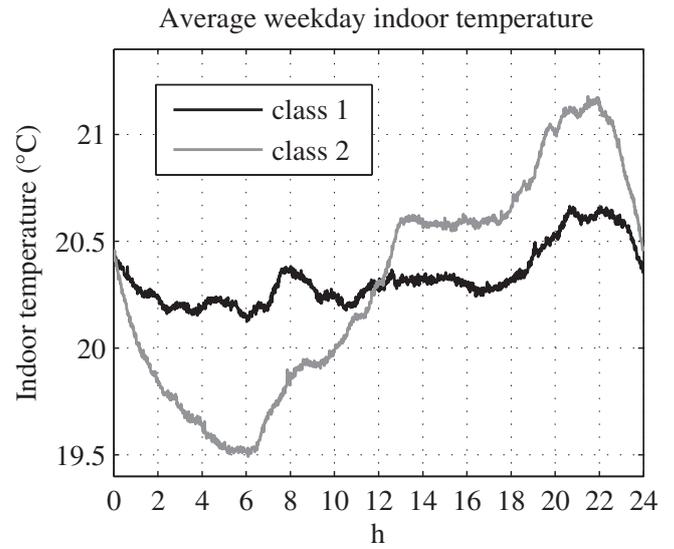


Fig. 15. Average weekday indoor temperature of class 1&2 over a week of January.

be achieved because both classes are composed of retired couple and family. Focusing between 1 and 5am, both ADL are similar whereas the two ADD are significantly different, see on Fig. 16. While class 1 is consuming more electricity, the μ CHPs are generating larger quantity of energy due to a higher indoor temperature requirement. Over the analysed period, 2008/2009, class 1 and 2 generated 1020 kWh and 800 kWh with an export rate of 47% and 52% respectively. With a lower electricity demand, class 2 is less inclined to capture electricity generation even if generation is lowered at night. This conclusion is particular to our sample and cannot be extended due to a low number of equipped households; however it highlights a possible correlation between a low electricity generation at night and a household behaviour of moderate energy consumer.

The differences between ADD and ADL are dependent on μ CHP generation according to the definition, so obviously dependent on climate, as seen previously. An analysis of the thermal-sensitivity is applied to the previous classes of dwellings to validate this method and conclude on μ CHP impacts. On Fig. 17 is plotted the sensitivity of natural gas consumption to temperature through an average

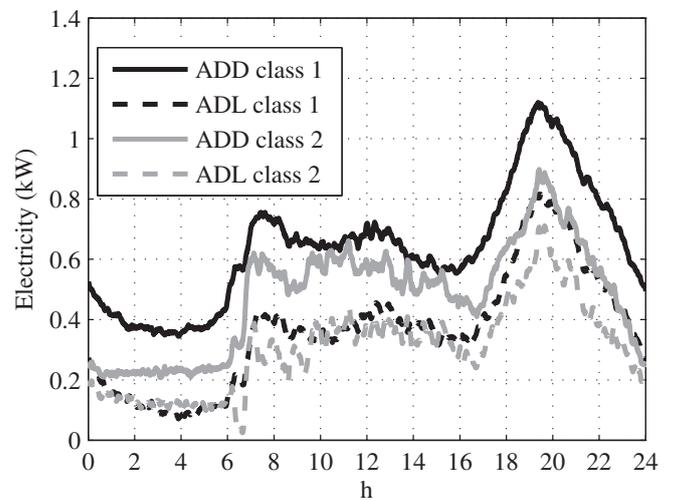


Fig. 16. Weekday After Diversity profiles for class 1&2 over 8 weeks of Winter 2008/2009.

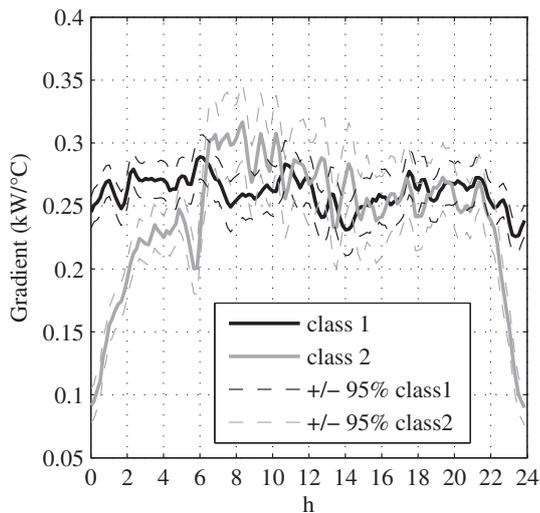


Fig. 17. Gas consumption thermal-gradient of class 1&2 for weekdays.

weekday. Class 2 gas consumption gradient is less accurate than class 1, again, due to a low aggregation level. The correlation coefficients vary from 0.85 to 0.93 for class 1, and 0.7 to 0.85 for class 2.

The class 2 gradient drop at 10pm is caused by an indoor temperature change noticed on Fig. 15. Such a setback program is responsible for halving μ CHP generation. While indoor temperatures are decreasing due to dwelling thermal losses, the gas consumption gradient is increasing gradually up to 6am. The shape of the gradient rise is mainly dependent on building and system dynamics, and minimum indoor temperature setpoint. After 6am, indoor temperature settings are responsible for a peak of gas thermal-gradient. From 6 till 10am, class 2 μ CHPs are generating more electricity than class 1, corresponding to the launch of the heating system to heat the dwellings until reaching the desired temperature. On the other hand, the class 1 gradient is constant with a small reduction at 2 pm due to free heat gains.

This approach shows that two different indoor temperature setpoint programs with heat led control would provide different services to the grid. If all controllers were setting low night temperature, the aggregate generation could better support central power plants between 6 and 10am instead of potentially increasing export at night time. Yet, both classes are equivalent when dealing with the 7pm peak demand. A control on domestic hot water storage refill might be useful to increase artificially the μ CHP generation around 7 pm.

Relieving loads between 7 am and 9 pm instead of night time will have a different impact on central power plant dispatch. Further conclusions on this point will require deeper analysis on load adequacy management, giving results on economic saving and CO₂ abatement.

7. Conclusion

Distributed natural gas hybrid systems may be seen as demand side management technologies from a global point of view due to a modification of demand at local level. Besides, μ CHP and hybrid heat pump enable small scale electric load management which is effective at time when cold temperatures are constraining the electrical system at regional and national levels. From experimental measurements, we proved that μ CHP systems provide substantial peak savings of about 17% with 1-min electrical recorded profile through a whole year; reducing transformer design or delaying investment in transit capacity. First generation Stirling μ CHP has

a lower heat-to-power ratio and efficiency than new generation, which indicates future higher potential benefits.

The thermal-gradient analysis allows us to provide a deeper insight on electricity generation properties. However a study of After Diversity Load at different scales would help us understand the limit of a 30 min averaging to reduce diversity. We think that temperature dependence uncertainty can be reduced by defining a temperature that reflects building inertia. Such methods are used in load forecasting and could be applied here.

Different heating system mixes were tested to observe the effect on the maximum and minimum of the After Diversity Load. Gas technologies can relieve the distribution network by lowering ADMD with acceptable export flows. Another benefit is that load factors are improved with gas technologies compared with electrical heat pump and Joule heaters.

We observed that a simple indoor control helps limiting export flows at night time using a thermal-sensitivity approach. In addition, we measured higher electricity generation between 6 and 10am for households with night setback temperature. In a 40 monitored dwelling group we identified that houses with such temperature behaviours are low energy consumers.

For future work, a gradient analysis for heater and heat pump with different controls has to be achieved. From simulation or other field test, it is essential to obtain a deeper insight of gradient variation linked to dwelling characteristics, indoor temperature, occupancy pattern, and comfort requirements. An aggregation model would help us to identify potential benefits of thermal-sensitivity reduction at different scales. Such a reduction would help to lower the constraints on security margin for transmission operation. Further work is also required to evaluate the control system of μ CHPs and hybrid heat pumps to provide ancillary services to the electric system. In addition, a similar analysis will have to be carried out on gas infrastructure to confirm that gas security margins will not be affected.

Acknowledgment

The authors thank the ADEME and GrDF for supporting this research investigation.

References

- [1] Psiloglou BE, Giannakopoulos C, Majithia S, Petrakis M. Factors affecting electricity demand in Athens, Greece and London, UK: a comparative assessment. *Energy* 2009;34:1855–63.
- [2] Entso-E, Ucte. System adequacy forecast 2009–2020. Technical report, union for the co-ordination of transmission of electricity; 2009.
- [3] RTE. Generation adequacy report 2009, http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/generation_adequacy_report_2009.pdf; 2009 (visited June 2010).
- [4] RTE. Analysis of the electricity supply-demand balance for the winter period 2009–2010, http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/analyse_H_2009_an.pdf; 2009 (visited June 2010).
- [5] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
- [6] Newborough M. Assessing the benefits of implementing micro-chp systems in the UK. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 2004;218(4):203–18.
- [7] Costa PM, Matos MA. Avoided losses on LV networks as a result of micro-generation. *Electric Power Systems Research* 2009;79(4):629–34.
- [8] Østergaard PA. Regulation strategies of cogeneration of heat and power (CHP) plants and electricity transit in Denmark. *Energy* 2010;35(5):2194–202.
- [9] Hawkes A, Leach M. Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-combined heat and power. *Energy* 2005;30:1759–79.
- [10] Knight I, Kretzer N, Manning M, Swinton M, Ribbering H. European and Canadian non-HVAC electric and DHW load profiles for use in simulation the performance of residential cogeneration systems. Annex 42, IEA; 2007.
- [11] Boait PJ, Rylatt RM, Stokes M. Optimisation of consumer benefits from microcombined heat and power. *Energy and Buildings* 2006;38:981–7.

- [12] Thomson M, Infield D. Modelling the impact of micro-combined heat and power generators on electricity distribution networks. *Proc. IMechE Part A J. Power and Energy* 2008;222(7):697–706.
- [13] Stokes M. Removing barriers to embedded generation: a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis. PhD thesis. De Montfort University; Leicester, 2005.
- [14] Peacock AD, Newborough M. Impact of micro-combined heat-and-power systems on energy flows in the UK electricity supply industry. *Energy* 2006;31(12):1804–18.
- [15] Jenkins N, Sulka T, Chaudry M, Ekanayake JB. Advanced optimisation for domestic chp, DA3. Technical report, More Microgrids Project; 2008.
- [16] Berger M, Deuse J, Bollen M, Silva M, Hooponen P, Contreau R, et al. Experimental data of 5 experiments Single site tests: Grenoble & Athens aggregation tests: United Kingdom, Germany and Greece, D8 WP4&5. EUDEEP Project; 2009.
- [17] Peacock AD, Newborough M. Controlling micro-CHP systems to modulate electrical load profiles. *Energy* 2007;32:1093–103.
- [18] Trichakis P, Taylor PC, Lyons PF, Hair R. Predicting the technical impacts of high levels of small-scale embedded generators on low-voltage networks. *IET Renewable Power Generation* 2008;2(4):249–62.
- [19] Mancarella P, Strbac G. Microgrid impact on the development of electricity infrastructure, More Microgrids Project, http://www.microgrids.eu/documents/p_mancarella_impact_of_microgrids_on_network_planning.pdf (visited June 2010).
- [20] Deuse J, Grenard S, Benintendi D, Agrell PJ, Bogetoft P. Use of system charges methodology and norm models for distribution system including DER. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna: CIREC; 2007. 1–4.
- [21] CENELEC. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks (European Standard EN 50160); 2007.
- [22] EUDEEP T4: Further increasing the "hosting capacity" implies active management and new design criteria, <http://www.eu-deep.com/index.php?id=470> (visited June 2009).
- [23] RTE. Balance responsible entity, http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/vie/vie_reconst_flux.jsp (visited June 2009).
- [24] Lefieux V. Application of semiparametric modelling to times series forecasting. Case of the electricity consumption. PhD thesis. Université Rennes 2, 2007 [French].
- [25] Mollard C. Consommations des usages électriques, prévisions à long terme. Internship report, Mines Paristech; 2008.

Annexe C

Annexes du chapitre 3

C.1 Modélisation de la performance des systèmes

C.1.1 Objectif

En sortie du module de calcul de charge thermique vient se connecter un module de calcul de consommation. Ce dernier module est constitué de fonctions qui transforment les besoins horaires en consommation de gaz et d'électricité. Dans cette partie, on détaillera les modèles retenus après étude des modèles existants. Les fonctions doivent répondre à des critères de :

Rapidité Temps de calcul minimal pour limiter au maximum l'exécution de cette étape ;

Niveau de précision Pas de temps utilisé en cohérence avec le niveau de détail de la modélisation.

Flexibilité Le système doit pouvoir répondre à des signaux extérieurs autres que le besoin.

Les entrées nécessaires au calcul sont les suivantes :

- Puissance à installer à la température de base ;
- La présence ou non d'une sonde extérieure ;
- Le type d'émetteur pour les boucles à eau chaude ;
- Les niveaux de performance des machines aux points de fonctionnement nominaux ;
- Les lois de charge partielle selon que les systèmes soient TOR (ON/OFF), ou modulants.

Nous le verrons dans la suite, l'estimation des performances réelles d'un système de chauffage dépend de nombreux paramètres dont certains (pourtant influents) sont inconnus. Les réglages de loi d'eau, de température de consigne, de régulation et de niveau de température dans la boucle d'eau sont des paramètres déterminés en partie par les installateurs et les usagers. L'utilisateur est donc responsable de la performance de son système de chauffage. Ainsi l'estimation des performances réelles des systèmes de chauffe requiert soit un nombre d'hypothèses élevé, des jeux de données exhaustifs sur les installations existantes n'étant pas accessibles.

C.1.2 Chaudière

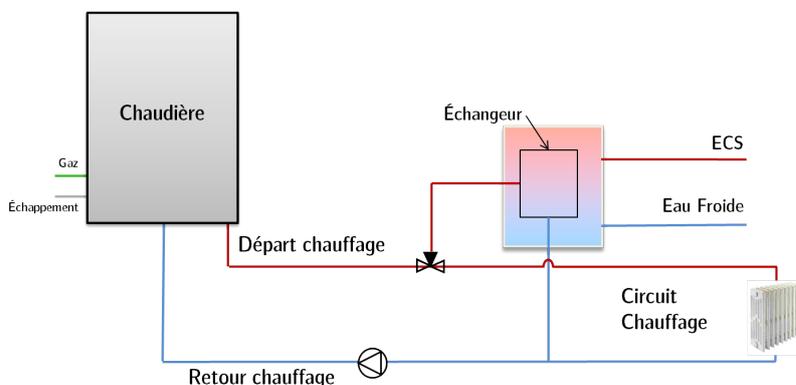


FIGURE C.1 – Schéma de principe d'une installation de chauffage et ECS gaz

Dans cette partie nous traitons les chaudières gaz raccordées à une boucle d'eau chaude. La figure C.1 représente une installation de chauffage individuel et d'ECS équipée d'une chaudière gaz. L'eau chauffée dans la chaudière est distribuée vers un système d'émission. L'ECS est produite, soit instantanément, soit par micro-accumulation ou accumulation.

Avant d'entamer la description et la modélisation des chaudières nous abordons en premier lieu la notion de loi d'eau qui régule la température au sein la boucle d'eau.

C.1.2.1 Loi d'eau ou courbe de chauffe

La température de l'eau injectée dans le système de distribution est fixée par défaut par l'installateur ou ajustée dans le temps par le système de régulation. Appelée également courbe de chauffe, la loi d'eau est une loi affine qui permet de modérer la température injectée et ainsi de réduire les pertes. L'allure des courbes de chauffe est représentée sur la figure C.2. Le niveau de température d'eau à injecter dans le réseau dépend du type d'émetteur et de la température extérieure de base.

Les paramètres déterminants sont récapitulés dans le tableau C.1.

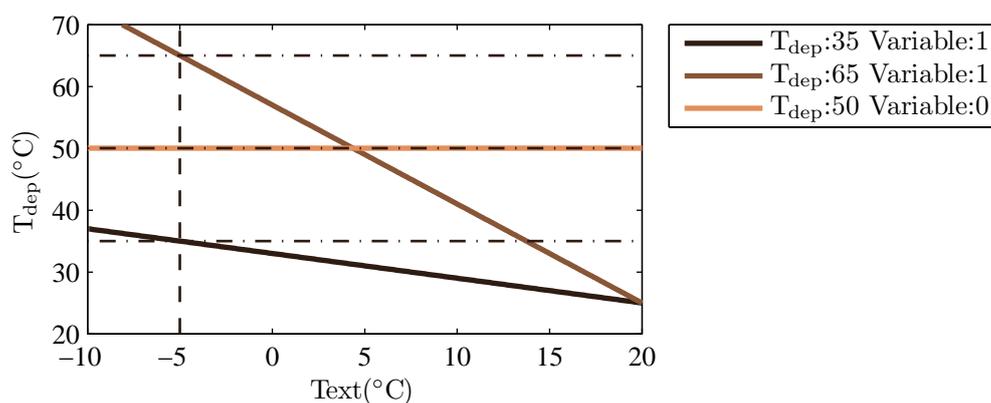


FIGURE C.2 – Exemple de différentes lois d'eau pour un écart minimal à la consigne de 5°C, et une température de base de -5°C, si l'indicateur "Variable" est à 0 la température est fixe

Variables d'entrée	
T_{ext}	Température extérieure
T_{cons}	Température de consigne
Paramètres	
$active$	1 : loi d'eau variable ; 0 : loi d'eau fixe
T_{base}	Température de base
$T_{dep,base}$	Température de départ d'eau pour $T_{ext} = T_{base}$
$T_{écart}$	Écart minimal entre T_{cons} et T_{dep}
Sorties	
T_{dep}	Température de départ d'eau injectée dans la boucle

unités : °C

TABLEAU C.1 – Entrées et paramètres du modèle de loi d'eau

Les niveaux de température de départ selon le système d'émetteur sont les suivants :

- Plancher : 35°C
- Ventilo-convecteur : 45°C
- Radiateur BT : 55°C

La modélisation retenue est sous la forme de l'équation C.1.

$$T_{dep} = \frac{T_{dep,base} - (T_{cons} + T_{écart})}{T_{base} - T_{cons}} \cdot (T_{ext} - T_{cons}) + T_{cons} + T_{écart} \quad (C.1)$$

$T_{écart}$ assure un écart suffisant entre les émetteurs et l'air ambiant pour chauffer convenablement le logement, par défaut nous prendrons 5°C.

C.1.2.2 Généralités sur les chaudières

L'estimation des performances réelles d'une chaudière dépend de la représentation des phénomènes physiques et des lois associées. Les pertes issues d'une chaudière gaz sont multiples (Angioletti et Despretz, 2006) :

- Pertes par rayonnement convection de la chaudière vers l'ambiance ; plus la température de fonctionnement de la chaudière est basse, plus les pertes sont faibles. Si la chaudière se situe dans un local chauffé alors celles-ci sont récupérées.
- Perte par balayage ; le tirage naturel de la cheminée d'évacuation entraîne des pertes par balayage du foyer. Un clapet coupe tirage permet de diminuer significativement ces pertes ;
- Pertes par les imbrûlés, elle dépendent de la performance du brûleur et de la gestion du mélange comburant combustible.
- Pertes par les fumées, celles-ci sont réduites en préchauffant l'eau en entrée de chaudière par un échangeur sur l'évacuation des produits de combustion. Les chaudières basse température (BT) et condensation permettent une telle récupération. Les températures de fumée sont de l'ordre de :
 - 180°C pour une chaudière standard ;
 - 150°C pour une chaudière BT¹ ;
 - 40-50°C pour une chaudière condensation ;
- Perte de la vapeur d'eau non-condensée. L'énergie latente contenue dans la vapeur d'eau formée durant la combustion est perdue si les produits de combustion ne sont pas suffisamment refroidis.

Le rendement d'une chaudière peut être exprimé en considérant l'énergie disponible issue du gaz naturel en pouvoir calorifique inférieur (PCI) ou pouvoir calorifique supérieur (PCS)². La différence entre les deux valeurs est l'enthalpie latente de l'eau dans les produits de combustion.

Par convention, toutes les valeurs d'énergie ou de rendement sont exprimées en valeur PCI.

1. il n'est pas nécessaire d'associer une chaudière BT à un circuit de chauffage BT muni de grands émetteurs
 2. pour le gaz naturel : $\frac{PCS}{PCI} = 1.11$

La récupération de la chaleur latente est possible grâce à l'installation d'un échangeur adapté permettant de récupérer les condensats (acides) en refroidissant les fumées grâce à l'eau froide de retour de la boucle de chauffage. Le point de rosée des produits de combustion en sortie de chaudière se situe entre 50 et 55 °C en fonction de l'excès d'air. La température de la boucle d'eau doit donc être inférieure à ce seuil de température pour condenser l'eau et profiter d'un gain de performance. En travaillant à un faible taux de charge³, et avec un système de régulation limitant la température de fonctionnement, les chaudières actuelles atteignent un rendement de 107% PCI, soit 96% PCS.

La température de retour d'eau est donc un paramètre important à la qualification des pertes dans les fumées. En illustration on peut citer les résultats de la caractérisation des lois d'une micro-cogénération Stirling munie d'un condenseur par B. Andlauer (Andlauer, 2011). Ceux-ci ont permis de fournir des lois linéaires de pertes latentes (et de débit de condensat) en fonction de la température de retour à pleine charge. Ainsi, pour une température de retour de 60°C les pertes latentes s'élèvent à 750 W pour une énergie gaz de 6930 W, soit 10% de pertes ; cette valeur est de 190W pour une température de retour de 30°C avec une énergie gaz disponible de 6300 W, soit 3% de perte (une partie de la vapeur d'eau n'est pas condensée). Cet exemple montre que la technologie actuelle de condensation permet d'économiser 560 W, soit de gagner 9 % de rendement.

Rendement Les valeurs de rendement des chaudières sont certifiées à des points fonctionnement déterminés par les normes européennes (NF13203 pour l'ECS et NF297 pour le chauffage). Nous verrons ceci dans la prochaine section C.1.2.3.

En revanche il n'existe pas de valeur de rendement saisonnier certifiée, définie par une norme. Les performances saisonnières d'une installation de chauffage dépendent, en plus des performances aux points de fonctionnement certifiés, de nombreux paramètres comme :

- le taux de charge ;
- la température de boucle d'eau, fonction de la régulation et du système d'émission ;
- des pertes à l'arrêt.

Types de chaudières Il est possible de classer les chaudières selon deux critères : le système de régulation et le schéma d'amenée d'air. Le fonctionnement et les performances des installations de chauffage dépendent des caractéristiques du système de régulation de la chaudière :

- Tout Ou Rien ; la chaudière fonctionne en mode on-off.
- Tout Peu Rien ; la chaudière fonctionne à 3 vitesses : Puissance nominale, Puissance intermédiaire (30%) et Arrêt.
- Modulant ; la chaudière peut moduler la puissance fournie au système d'émission en ajustant les températures d'eau et les débits.

Enfin, les normes européennes classent les chaudières par type A, B, C, suivis de deux indices dont le premier caractérise l'entrée d'air, et le deuxième l'évacuation des produits de combustion.

- type A, chaudière faible rendement ;
- type B, chaudière haut rendement avec air prélevé dans le local de la chaudière ;

3. Taux de charge = $\frac{P_{fournie}}{P_{nominale}}$

- type C, chaudière haut rendement étanche, l'air est prélevé à l'extérieur.

Nous ne détaillons pas les systèmes d'amenée ou d'évacuation d'air. Pour exemple : le type B11 est une chaudière prélevant de l'air dans le local par convection naturelle avec un coupe-tirage sur la sortie ; le type B21 est lui sans coupe tirage.

Depuis les années 2000 toutes les chaudières à destination du chauffage résidentiel modulent sur la plage [30 ; 100] %. Une nouvelle chaudière adaptée au faible besoin est proposée par Vergne Innovation, celle-ci possède une plage de modulation basse et étendue de 0.8 à 12 kW. Cette nouvelle technologie de chaudière est destinée en particulier aux nouveaux logements basse-consommation imposés par le règlementation thermique 2012.

État du parc Peu d'informations existent sur l'état du parc de chaudières installées et leurs performances associées. Une indication pertinente est le flux de chaudières vendues chaque année qui est estimé à 500 000 par an pour un parc de 10 millions de chaudières, soit un renouvellement du parc tous les 20 ans (à parc constant). L'âge moyen d'une chaudière est donc autour de 10 ans. Les statistiques des DPE relatives aux installations de chauffage pourraient être utiles pour préciser l'âge et le type de chaudière en service chez les particuliers.

Une étude réalisée en Belgique en 2005 a permis de caractériser le parc de chaudières en résidentiel de la région flamande. Les conclusions les suivantes (Peeters et al., 2008) :

1. L'âge moyen d'une chaudière est de 12.8 ans ;
2. le dimensionnement est en moyenne 3 fois supérieur à la capacité requise selon une méthode d'estimation standardisée (selon l'âge et la surface du logement). Les auteurs expliquent ce constat par les pratiques des installateurs qui préconisent des dimensionnements importants pour couvrir les besoins d'ECS.
3. 6% des régulations sont équipées de sonde de température extérieure ;
4. 80% des installations sont équipées d'un thermostat centralisé et de vannes thermostatiques ; dont 46 % ne sont pas programmables.

Les précédents points 1 et 2 pourraient se révéler similaires au cas français si une telle étude était menée dans l'hexagone.

C.1.2.3 Modélisation des efficacités

Définition normalisée des performances d'une chaudière gaz

Une des seules méthodes déclinées dans les algorithmes de calcul réglementaire et autre DPE (3CL V2 (MEDDTL, 2012), RT (CSTB, 2011), ConsoClim (Zirngibl et Millet, 2002)) consiste à déterminer la carte de performance de l'équipement à partir de 3 points de fonctionnement définis dans la norme NF EN 297 (Française, 1996) :

- **Rendement à puissance calorifique nominale** P_n : pour les chaudières sans organe d'ajustement aux besoins thermiques on se place au point de fonctionnement nominal ; Pour les chaudières modulantes « le rendement est déterminé au débit calorifique maximal et à la moyenne arithmétique des débits calorifiques maximal et minimal ».

- **Rendement à charge partielle à 30 %**, $P_{30\%}$ du débit calorifique nominal ou à la moyenne des débits maximal et minimal pour les systèmes avec organe d'ajustement. Le système est en régime stabilisé et la température de retour de la chaudière doit être maintenue à (47 ± 1) °C. Dans les cas où la chaudière ne peut atteindre une température aussi basse, la norme prévoit la mesure d'un rendement utile sur un cycle de 10 minutes avec un temps d'arrêt calculé pour obtenir une puissance moyenne de 30 % sur le cycle⁴.
- **Pertes à l'arrêt** : celle-ci représente les pertes par rayonnement et convection lorsque l'eau qui circule dans le circuit interne de la chaudière est à une température de 30°C supérieure à la température du local. La norme définit ainsi les pertes à l'arrêt (Française, 1996), description du protocole :
 - P_0^* , la puissance électrique consommée par la chaudière électrique (qui alimente l'eau de la chaudière), corrigée des pertes du banc d'essai et des apports calorifiques de la pompe ;
 - T , la température moyenne de l'eau, soit la moyenne des températures de départ et retour pendant l'essai ;
 - T_A , la température ambiante moyenne pendant l'essai.

Les pertes à l'arrêt P_0 , exprimées pour une température moyenne d'eau de 50 °C et une température ambiante de 20 °C, sont données, en kW, par l'équation C.2.

$$P_0 = P_0^* \cdot \left(\frac{30}{T - T_A} \right)^{1.25} \quad (\text{C.2})$$

A partir de ces valeurs standardisées, les modèles développés dans la littérature consistent à interpoler linéairement les pertes entre les points de fonctionnement. En incluant des corrections de performance en fonction de la température de la chaudière, on obtient des lois de rendement en fonction du taux de charge et du niveau de température de la boucle d'eau.

Modèle ConsoClim

Dans le modèle de Zirngibl et Millet (Zirngibl et Millet, 2002), les entrées du modèle de calcul de consommation de chaudière sont récapitulées au tableau C.2 suivant.

La méthode définie consiste à calculer les pertes à 0, et 30 et 100% de charge pour le niveau de température T_{ch} de la chaudière à partir des performances certifiées de la chaudière ; puis d'estimer le rendement à la charge demandée P_{th} par interpolation linéaire des pertes entre les niveaux de charge précédents. Les étapes de la méthode sont présentées ci-dessous :

1. **Correction des performances selon la température de fonctionnement** : les rendements au niveau de température de la chaudière T_{ch} sont estimés par une correction linéaire selon le coefficient η'_T selon les équations C.3a et C.3b ci-après. Le rendement est converti en PCS pour ne pas obtenir de perte négative. Dans le présent modèle η'_T est identique quelque soit le taux de charge appliqué à la chaudière. Toutefois, que ce soit à charge partielle ou à pleine charge ce coefficient n'est pas identique. Les coefficients définis dans la RT2012 selon les systèmes sont donnés au tableau C.3. L'ordre de

4. la valeur finale est la moyenne des mesures réalisées sur trois cycles consécutifs

Variables d'entrée	
T_{ch}	Température de la chaudière
P_{th}	Puissance thermique à fournir
Paramètres	
T_A	Température du local
P_n	Puissance nominale à 100%
$T_{ch_{100\%}}$	Température de la chaudière à P_n
$\eta_{ch_{100\%}}$	Rendement de la chaudière à P_n et $T_{ch_{100\%}}$
$T_{ch_{30\%}}$	Température de la chaudière à $P_{30\%}$ (variable interne, $P_n \times 0.3$)
$\eta_{ch_{30\%}}$	Rendement de la chaudière à $P_{30\%}$ et $T_{ch_{30\%}}$
$R_{\frac{PCS}{PCI}}$	Ratio PCS PCI
η_T'	Coefficient de correction du rendement par rapport à la température
P_0	Pertes à l'arrêt hors veilleuse
ΔT_0	Différence de température entre T_{ch} et T_A lors de la détermination des pertes à l'arrêt (30°C selon la norme).
P_{veil}	Puissance de la veilleuse
Ef_{veil}	Efficacité de récupération de la veilleuse
Sorties	
P_g	Puissance appelée par la chaudière
P_{perte}	Puissance perdue par la chaudière

les puissances sont en W , et les températures en $^{\circ}C$

TABLEAU C.2 – Entrées et paramètres du modèle de chaudière de ConsoClim (Zirngibl et Millet, 2002).

grandeur est une amélioration d'un point tous les 20 et 5°C, respectivement pour les chaudières classiques et condensation.

$$\eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch}} = \eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_{100\%}}} \cdot R_{\frac{PCS}{PCI}}^{-1} + \eta_T' \cdot (T_{ch_{100\%}} - T^{hch}) \quad (C.3a)$$

$$\eta_{ch_{30\%}}^{T_{ch}} = \eta_{ch_{30\%}}^{T_{ch_{30\%}}} \cdot R_{\frac{PCS}{PCI}}^{-1} + \eta_T' \cdot (T_{ch_{30\%}} - T^{hch}) \quad (C.3b)$$

2. **Calcul des pertes à 30 et 100 % de charge** : à partir des rendements on déduit les pertes selon les équations C.4a et C.4b.

$$P_{pertes,100\%} = P_n \cdot \frac{1 - \eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_{100\%}}}}{\eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_{100\%}}}} \quad (C.4a)$$

$$P_{pertes,30\%} = P_{30\%} \cdot \frac{1 - \eta_{ch_{30\%}}^{T_{ch_{30\%}}}}{\eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_{100\%}}}} \quad (C.4b)$$

3. **Calcul des pertes à l'arrêt** : P_0 se détermine en prenant en compte la température de la chaudière et la puissance appelée par la veilleuse selon l'équation C.5.

$$P_{arret} = P_0 \left(\frac{T^{hch} - T_A}{\Delta T_{arret}} \right)^{1.25} + P_{veil} \cdot (1 - Ef_{veil}) \quad (C.5)$$

4. **Interpolation au taux de charge demandée** : une fois les pertes estimées au niveau de la température de la chaudière, une interpolation linéaire est réalisée pour déterminer les pertes au taux de charge calculé, P_{perte}
5. **Finalement, la demande de gaz** : au pas de temps h $P_g^h = (P_{perte}^h + P_{th}^h)/R_{\frac{PCS}{PCI}}$; attention, la conversion en PCI n'est pas précisée dans l'algorithme (Zirngibl et Millet, 2002).

	100 %		30 %	
	$\eta ch_{100\%}^{Tch_{100\%}}$ (%)	$Tch_{100\%}$ (°C)	$\eta ch_{30\%}^{Tch_{30\%}}$ (%)	$Tch_{30\%}$ (°C)
Chaudière standard	0.04	70	0.05	50
Chaudière basse température	0.04	70	0.05	40
Chaudière gaz à condensation	0.2	70	0.2	33

TABLEAU C.3 – Coefficient de correction du rendement en fonction de la température selon les types de chaudières gaz dans la RT2012 (CSTB, 2011)

Mise en forme du modèle à charge partielle, entre 0 et PLR_m

Finalement le modèle de charge partielle sous-jacent peut être écrit sous la forme suivante : Les indices « 0 », « m », et « n » désignent respectivement, le point de fonctionnement à charge nulle, à puissance minimale (pour un fonctionnement continu) et le point de fonctionnement à puissance nominale. Les équations définissent les notations utilisées.

$$PLR = \frac{P_{th}}{P_{th,n}} \quad (C.6a)$$

$$PLR_m = \frac{P_{th,m}}{P_{th,n}} \quad (C.6b)$$

$$\eta = \frac{P_{th}}{P_g} \quad (C.6c)$$

$$\eta_m = \frac{P_{th,m}}{P_{g,m}} \quad (C.6d)$$

$$PLF = \frac{\eta}{\eta_m} = \frac{P_{th}}{P_g} \cdot \frac{P_{g,m}}{P_{th,m}} \cdot \frac{P_{th,n}}{P_{th,n}} = \frac{PLR}{PLR_m} \cdot \frac{1}{\frac{P_g}{P_{g,m}}} \quad (C.6e)$$

- PLR , le Part Load Ratio ou taux de charge ;
- PLR_m , le Part Load Ratio à fonctionnement continu minimal ;
- PLF , le Part Load Factor ;
- η , le rendement (variable) ;
- P_g , la puissance de gaz consommée ;
- $P_{g,0}$, la puissance de gaz consommée à charge nulle ;
- P_{th} , la puissance thermique fournie.

Puis on définit Y selon l'équation C.7, le rapport entre la puissance de gaz soutirée par la machine et la puissance consommée au point m :

$$Y = \frac{P_g}{P_{g,m}} \quad (C.7)$$

En supposant une variation linéaire de gaz appelé entre la puissance de gaz à charge nulle, veille et puissance de gaz pour compenser les pertes à l'arrêt $P_{g,0}$, et la puissance P_m (idem dans le modèle (Zirngibl et Millet, 2002), hypothèse de variation linéaire des pertes) :

$$P_g = P_{g,0} + PLR \cdot \frac{P_{g,m} - P_{g,0}}{PLR_m} \quad (C.8)$$

On a ainsi, pour $PLR \in [0, PLR_m]$:

$$Y = \frac{P_{g,m} - P_{g,0}}{P_{g,m} \cdot PLR_m} \cdot PLR + \frac{P_{g,0}}{P_{g,m}} = a \cdot PLR + b \quad (C.9)$$

Soit,

$$\text{Pour } PLR \in [0, PLR_m], \quad PLF = \frac{PLR}{PLR_m} \cdot \frac{1}{Y} = \frac{PLR}{a' \cdot PLR + b'} \quad (C.10)$$

Nous verrons que l'équation C.10 est une forme de modèle admise pour la modélisation des performances des pompes à chaleur en fonctionnement TOR. Les paramètres (a,b) définissent l'efficacité à charge partielle de la machine. L'équation C.10 est une forme de modèle relativement simple traduisant l'impact des pertes lorsque la chaudière fournie de la chaleur de manière cyclique. Nous verrons que les limites de ce modèle sont nombreuses, voir C.1.2.4, mais qu'il permet de traiter les systèmes avec un niveau de détail équivalent (pour les systèmes sur boucle d'eau, pompe à chaleur et chaudière). L'application de cette méthode à partir des efficacités fournies par la norme EN297 présente une limite pour les chaudières qui ne sont pas capables de fournir une charge à 30 % de manière continue. En effet pour celle-ci l'efficacité définie correspond déjà un mode de fonctionnement ON/OFF. L'efficacité au point m n'est donc pas connue ; cependant les modèles récents fonctionnent en continu à 30% de charge. La figure C.3 montre la variation de PLF en fonction PLR pour deux chaudières avec les niveaux de température correspondants à $\eta_{ch_{30\%}}$, soit 50°C pour une chaudière standard et 35°C pour une chaudière condensation. La figure C.4 montre les niveaux de performance des chaudières avec les caractéristiques définies dans la méthode 3CL. On observe une différence de rendement significative entre les anciennes chaudières et les chaudières à condensation récentes, en particulier sur la plage de fonctionnement à charge réduite.

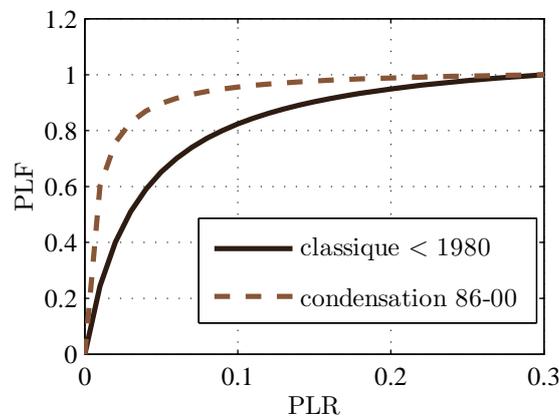


FIGURE C.3 – PLF en fonction de PLR pour deux chaudières pour $PLR_m = 30\%$

Méthode 4 points :

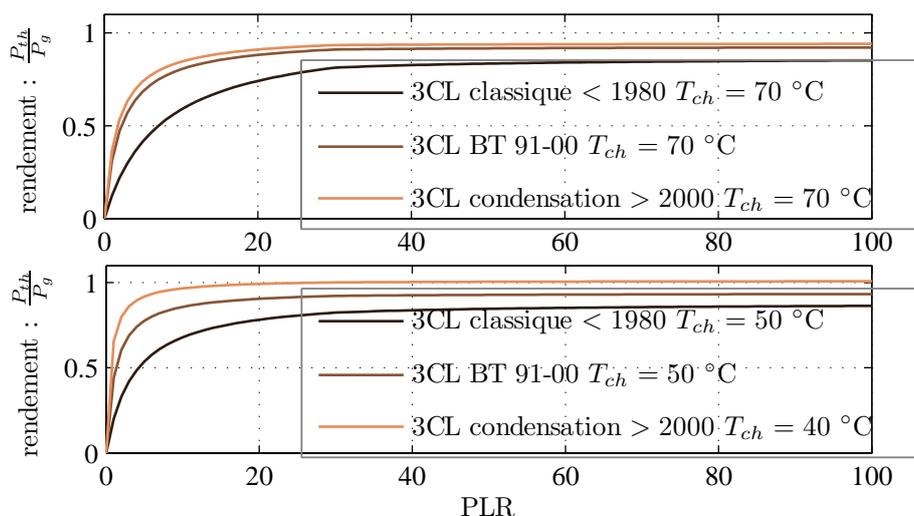


FIGURE C.4 – Comparatif des rendements de chaudière en fonction de la charge selon les types de chaudière définis dans la méthode 3CL V2

Une méthode d'estimation de consommation utilisée au CRIGEN consiste à interpoler les valeurs de rendement sur 4 points de fonctionnement : selon deux régimes de température et deux taux de charge : $\eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_1}}$, $\eta_{ch_{100\%}}^{T_{ch_2}}$, $\eta_{ch_{30\%}}^{T_{ch_1}}$, $\eta_{ch_{30\%}}^{T_{ch_2}}$. Les niveaux de température T_{ch_1} et T_{ch_2} varient avec la technologie.

Cette méthode est très similaire à la précédente, le paramètre η'_T étant directement estimé par interpolation d'après les valeurs de rendement à deux niveaux de température. Le tableau C.4 donne des valeurs de référence.

Efficacité	T_{ch_1}		T_{ch_2}	
	100%	30%	100%	30%
Standard CERUG 90	0.90	0.84	0.90	0.83
BT CERUG 90	0.91	0.93	0.91	0.93
Condensation Essai	1.04	1.09	0.98	0.98

TABLEAU C.4 – Rendement des chaudières à 4 points de fonctionnement, T_{ch_1} variable et $T_{ch_2} = 70^\circ\text{C}$

Performances des chaudières selon les méthodes conventionnelles

Les méthodes de calcul conventionnelles utilisées pour les Diagnostics de Performance Énergétique, 3CL (Calcul des Consommations Conventionnelles dans les Logements) (JO, 2006) et 3CL V2 (MEDDTL, 2012), définissent le rendement de l'installation de chauffage comme le produit de rendement de distribution, d'émission, de génération et de régulation.

Dans la méthode 3CL V1 le rendement de génération saisonnier d'une chaudière est déterminé selon des valeurs normatives présentées au tableau C.5.

La nouvelle méthode 3CL V2 permet de valoriser les régulations avec sonde extérieure en améliorant les performances de la génération. L'amélioration consiste à prendre en compte les types d'émetteurs (selon le niveau de température) et la présence d'une loi d'eau pour affiner l'estimation des rendements de génération à charge partielle. Un profil de taux de

Type d'installation	Rendement de génération (%)
Chaudière individuelle gaz installée jusqu'à 1988	60
Chaudière gaz sur sol installée jusqu'à 1988 et changement de brûleur	65
Chaudière gaz installée entre 1989 et 2000	73
Chaudière gaz installée à partir de 2001	78
Chaudière gaz basse température	80
Chaudière gaz condensation	83

TABLEAU C.5 – Rendement des chaudières dans la méthode 3CL (JO, 2006)

charge est défini conventionnellement pour déterminer un niveau de performance à « charge conventionnelle ». Cette nouvelle méthode d'estimation permet de valoriser les équipements plus vertueux au sein d'une même classe de systèmes énergétiques. Les rendements pris en compte sont résumés dans la table C.6.

Type d'installation	Efficacité 100%	Efficacité 30%
classique < 1980	0.85	0.82
classique 81-85	0.88	0.85
classique 86-90	0.89	0.85
standard 91-00	0.90	0.89
standard > 2000	0.90	0.89
BT 91-00	0.92	0.92
BT > 2000	0.92	0.92
condensation 81-85	0.94	1.00
condensation 86-00	0.94	1.00
condensation > 2000	0.94	1.00

TABLEAU C.6 – Rendement des chaudières dans la méthode 3CL V2

C.1.2.4 Modélisation réaliste de la charge partielle ?

Les chaudières gaz étant surdimensionnées (Peeters et al., 2008), celles-ci fonctionnent très peu à charge nominale et les régimes de fonctionnement à charge partielle prédominent. Les performances des systèmes à charge partielle dépendent, de leur système de régulation ainsi que des caractéristiques techniques des machines.

Les technologies modulantes, telles les brûleurs modulants, ajustent la puissance fournie de manière continue au système d'émission. Celles-ci sont particulièrement intéressantes car plus efficaces à charge partielle qu'à charge nominale ; en effet à ces régimes de fonctionnement le système d'échangeur est surdimensionné améliorant ainsi les rendements.

En revanche sur des plages de fonctionnement où la machine ne peut pas assurer l'équilibre production-besoin, celle-ci enchaîne des phases de marche (à puissance minimale) et d'arrêt, on parle de cyclage. Les machines en régulation TOR fonctionnent uniquement dans cette configuration.

A besoin équivalent, la durée des cycles dépend :

- De l’inertie du système d’émission, volume en eau, émetteur, ... jusqu’à l’inertie de l’espace conditionné.
- Du système de régulation : anti-court cycle, largeur de la bande morte.

Ainsi il est possible de constater la performance d’un système à charge partielle avec des modèles très détaillés de l’ensemble bati-émission-régulation-machine. Boait et al., (Boait et al., 2006), proposent d’étudier le cyclage à partir d’un modèle simplifié tenant compte d’une inertie de boucle d’eau. En revanche le paramétrage réaliste et représentatif d’un tel modèle pour un ensemble de logements est illusoire. D’une part les statistiques sur le parc de chaudières et les systèmes d’émission sont inexistantes, et d’autre part les réglages effectués par les installateurs sont également inconnus. Le modèle type présenté à l’équation C.10 est donc adapté à notre problème, un degré de sophistication supplémentaire n’apporterait pas d’information plus certaine sur l’estimation des performances.

Au paragraphe C.1.2.3, nous présentions la procédure de test des machines à charge partielle. La norme NF EN 297 (Française, 1996) estime la performance à 30% lors d’un cycle sur une période de 10 minutes. Que serait le rendement normalisé pour des conditions d’essai différentes : 2 cycles sur une période de 10 minutes ? La valeur de rendement serait sans doute plus faible due à une augmentation des pertes par balayage, par déperdition (machine plus chaude en moyenne sur la période de test), overshooting, possiblement associé à des pertes de combustible au démarrage, ...

Conclusion :

La méthode de modélisation proposée répond au critère d’estimation de performance et de rapidité de temps de calcul, illustrée sur le schéma C.5 :

1. Les cartes de performances en fonction du taux de charge et de la température sont générées en phase amont. Le temps de calcul d’une carte de performance est d’environ 1 seconde ;
2. ensuite l’étape de conversion d’un profil de besoin en consommation de gaz est réalisée en 10^{-2} seconde. On peut ainsi traiter une grande diversité de profils de besoin.

La relative simplicité de cette méthode a l’avantage d’être ajustable aisément, y compris les lois de performances à charge partielle, et d’être admise par la communauté des énergéticiens.

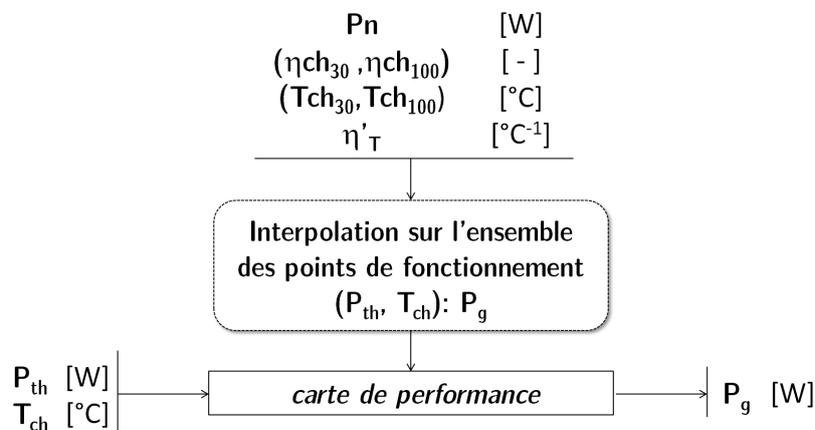


FIGURE C.5 – Description de l’approche utilisée

C.1.3 Pompe à chaleur

La caractérisation des performances des pompes à chaleur a fait l'objet de travaux récents dont une étude coordonnée par l'ADEME et ARMINES concernant les PAC sur boucle d'eau (Rivière, 2010). Le développement suivant en est largement inspiré.

C.1.3.1 Généralités sur les pompes à chaleur

La pompe à chaleur extrait des calories depuis une source extérieure pour les transmettre au logement par une distribution sur boucle d'eau ou de l'air. Le fluide frigorigène augmente son enthalpie par changement de phase dans l'évaporateur, puis la diminue au condenseur après avoir été comprimé. De l'énergie est donc absorbée d'une source extérieure, source froide, pour être restituée dans le logement à une température plus élevée, source chaude. La puissance thermique fournie par le condenseur au logement est supérieure à la puissance électrique de compression nécessaire au cycle thermodynamique. Ainsi une définition conventionnelle de rendement n'est pas adaptée, on utilise donc la notion de coefficient de performance et plus particulièrement le COP (en anglais Coefficient Of Performance)⁵.

$$COP = \frac{P_{th}}{P_{comp} + P_{aux}} \quad (C.11)$$

Avec,

- P_{th} , puissance calorifique fournie ;
- P_{comp} , puissance électrique absorbée par le compresseur ;
- P_{aux} , puissance électrique appelée par l'ensemble des auxiliaires (électronique, pompe, résistance de carter, ventilateur)

La norme NF EN 14511 (AFNOR, 2011) relative aux pompes à chaleur avec compresseur électrique définit le COP comme le rapport entre la puissance calorifique fournie, et la puissance électrique absorbée par l'appareil, selon l'équation C.11. Cette dernière inclut l'ensemble des auxiliaires, y compris le travail de la pompe de circulation pour compenser les pertes de charge interne à la machine (AFNOR, 2011) ; la puissance requise pour faire circuler le fluide dans le système d'émission (même définie de manière normative) n'est pas prise en compte.

Les performances d'une pompe à chaleur dépendent de nombreux facteurs :

Fluide frigorigène : le choix des fluides dépend de multiples critères : propriétés thermodynamiques, coût de production, impacts environnementaux⁶. Aujourd'hui le fluide le plus répandu est le R410A. Pour les pompes à chaleur haute température le 407C est utilisé, il permet de pallier les propriétés non adaptées du R410A (Rivière, 2010).

Type de compresseur : compresseur à piston, à vis, scroll (petite puissance) ;

Détendeur : thermostatique ou électronique. Le second est plus précis et plus coûteux, il est présent sur le segment des puissances élevées ;

5. Lorsqu'il s'agit de climatisation on emploie l'EER : Energy Efficiency Ratio

6. les CFC (chlorofluorocarbures) et les HCFC (hydrochlorofluorocarbures) ont été bannis du marché à cause de leur impact sur la couche d'ozone. Décision prise au protocole de Montréal en 1987

Cycle thermodynamique et régulation associée : Lorsque les puissances et températures demandées sont élevées des arrangements complexes sont mis en œuvre pour remplir les objectifs (injection partielle de vapeur, étagement de puissance avec compresseur en série ou circuits indépendants). Pour les cycles thermodynamiques classiques la régulation est assurée en mode TOR ou par régulation de la vitesse du compresseur connue sous le nom de technologie inverter.

Après une étude de marché, Rivière et al. (Rivière, 2010) concluent que le système représentatif à destination du résidentiel est un compresseur scroll avec une régulation TOR ou inverter, les efforts modélisations des performances se sont donc concentrés sur ces systèmes. Nous utiliserons donc les travaux issus de ce projet.

Types de pompes à chaleur Si la technologie de pompe à chaleur reste relativement similaire en secteur résidentiel, il existe trois grandes catégories selon les types de source thermique. Les sources sont identifiées selon la nature des sources à l'évaporateur (extérieur) et au condenseur (intérieur) selon les désignations suivantes (extérieur/intérieur) :

- **air/air** : la chaleur est puisée dans l'air extérieur puis restituée dans le bâtiment par une distribution sur vecteur air ;
- **air/eau** : les calories sont extraites de l'air extérieur et transmises dans le logement par l'intermédiaire d'une boucle d'eau ;
- **eau/eau** : la chaleur est cette fois-ci puisée dans un circuit d'eau qui extrait la chaleur du sol ou d'une nappe phréatique, pour être ensuite transmise à une boucle d'eau.

Les variables déterminantes de la performance d'une PAC sont les niveaux de température de la source froide et de la source chaude. Plus les écarts entre ces deux variables sont élevés, plus la performance est faible ; simple considération thermodynamique du rendement de Carnot. L'avantage indéniable des solutions eau/eau est de profiter d'une source froide de température stable et élevée comparativement à l'air extérieur. Ces solutions sont qualifiées de géothermiques, car la chaleur du sol est extraite via un système d'échangeur verticaux (sonde en U installée dans un forage de plusieurs dizaines de mètres) ou horizontaux (serpentin en polyéthylène enterré entre 60 et 120 cm).

Lorsque la source extérieure est l'air, l'échangeur extérieur est exposé au phénomène de givrage. Lorsque la température des ailettes de l'échangeur est inférieure à 0°C la vapeur d'eau contenue dans l'air condense et gèle. D'après des critères économiques (taille des échangeurs) et des critères d'acceptabilité (débit d'air maximal contraint par la puissance des ventilateurs et par le bruit généré), l'écart de température entre l'air et le fluide frigorigène est de l'ordre de 7°C (Pleynet et al., 1992). Le givrage apparaît donc pour des températures extérieures inférieures à 7°C. Ce phénomène diminue à mesure que la température extérieure baisse car le taux d'humidité dans l'air diminue. Ainsi, le givre affaiblit le coefficient d'échange à l'évaporateur et entraîne une baisse de la température d'évaporation, conduisant ainsi à une baisse de la puissance thermique soutirée. Sur les machines actuelles le dégivrage est effectué par inversion du cycle, c'est-à-dire que l'on fournit de la chaleur à la source froide en comprimant le fluide frigorigène vers l'évaporateur grâce à une vanne 4 voies. Le COP est inévitablement dégradé dans ces situations.

Etat du parc L'AFPAC⁷ fournit des informations sur les parts de marché des pompes à chaleur sur le territoire⁸. La mise en place de crédits d'impôt a dopé les ventes de pompes à chaleur sur boucle d'eau, les plus subventionnées. Le marché a atteint un pic avec 150 000 unités vendues en 2008, dont 61% dans l'existant en remplacement de chaudière (Rivière, 2010). Les PAC géothermales représentent un volume de vente d'environ 15 000 machines par an.

C.1.3.2 Modélisation retenue

Comme énoncé auparavant le choix de modélisation retenue est issu du projet PERSAPAC (Rivière, 2010). Ce dernier a permis de confronter des résultats expérimentaux réalisés par le CETIAT au modèle de Betanini et al. (Bettanini et al., 2003) qui est utilisé dans la norme italienne UNI 10963.

Le modèle ci-après permet de caractériser les performances des PAC air/eau pour une régulation TOR et inverser.

Variables d'entrée	
P_{th}	Puissance thermique à fournir
T_{sc}	Température de la source chaude (sortie d'eau)
T_{sf}	Température de la source froide (entrée d'air)
Paramètres	
PLR_m	Part load ratio au point de fonctionnement continu minimal
$P_{c,n}$	Puissance calorifique disponible au point nominal
$P_{e,n}$	Puissance électrique absorbée au point nominal
$T_{sc,n}$	Température nominale de la source chaude
$T_{sf,n}$	Température nominale de la source froide
COP_n	COP nominale à pleine charge
COP_m	COP à PLR_m
a^c et b^c	Paramètres estimés pour la loi de puissance calorifique
a^e et b^e	Paramètres estimés pour la loi de puissance électrique
c	$\frac{P_{e,0}}{P_{e,m}}$ ratio entre la puissance électrique à vide et à PLR_m
Sorties	
P_{ap}	Puissance électrique d'appoint
P_e	Puissance électrique appelée par la PAC

les puissances sont en W, et les températures en °C; hormis a et b, tous les paramètres sont fonction de (T_{sf}, T_{sc})

TABLEAU C.7 – Entrées et paramètres du modèle de PAC (Zirngibl et Millet, 2002).

Les indices « 0 », « m », et « n » désignent respectivement, le point de fonctionnement à charge nulle, à puissance minimale (pour un fonctionnement continu) et le point de fonctionnement à puissance nominale. La puissance nominale d'une PAC n'est pas définie de manière intrinsèque car la puissance délivrée dépend du couple de température des sources chaude et froide. Par convention, la référence à un point de fonctionnement dit « nominal » est arbitraire et est désigné sous la forme A2/W35, c'est à dire air extérieur à 2°C et température d'eau de 35°C. Les équations C.13 définissent les notations utilisées, le point « nominal » étant le point de

7. Association Française Pour les Pompes À Chaleur

8. le site internet de l'AFPAC ne diffuse plus les historiques de part de marché

fonctionnement à pleine charge pour un couple de températures définies.

La première étape de la méthode développée consiste à calculer les COP à pleine charge pour les conditions de T_{sc} et T_{sf} , puis d'estimer les charges partielles.

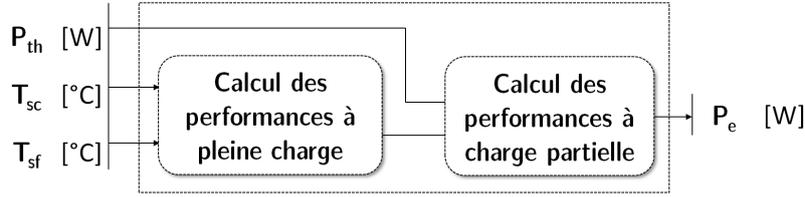


FIGURE C.6 – Schéma du calcul de performance des PAC

1^{re} étape : Performance à pleine charge :

La première étape consiste à corriger par l'équation C.12 la puissance maximale délivrée par la PAC pour les conditions de température imposée au condenseur et à l'évaporation.

Puissance calorifique

$$P_{c,100\%} = P_{th,n} \cdot \left[1 - a_i^c \cdot (T_{sf} - T_{sf,n}) \cdot \frac{T_{sc}}{T_{sc,n}} \right] \cdot (1 - b^c \cdot (T_{sc} - T_{sc,n}))$$

$$\text{si } T_{sf} \geq 0, \quad i = 1$$

$$\text{si } T_{sf} < 0, \quad i = 2$$
(C.12)

Les paramètres a_i^c et b^c sont déterminés par calage sur 9 points de fonctionnement de 11 machines testées par le Wärmepumpen-Testzentrum WPZ (Suisse) selon la norme EN 14511 (WPZ, 2010).

	a_1^c	a_2^c	b^c
max	-0.010	-0.015	0.003
moy	-0.024	-0.019	-0.003
min	-0.038	-0.025	-0.012

TABLEAU C.8 – Coefficients de loi calorifique identifiés sur des caractéristiques certifiées (Rivière, 2010)

En pratique, $T_{sf,n}$ et $T_{sc,n}$ sont des paramètres connus, tandis que T_{sf} et T_{sc} sont des variables d'entrée, avec T_{sc} déterminée par la loi d'eau, voir C.1.2.1.

Puissance électrique

Idem, en fonction des conditions extérieures on calcule la puissance électrique consommée par le compresseur.

$$P_{e,100\%} = P_{e,n} \cdot ([1 - a^e \cdot (T_{sf} - T_{sf,n})] \cdot (1 + b^e \cdot (T_{sc} - T_{sc,n})))$$

De même, les paramètres a^e et b^e sont déterminés par calage sur 9 points de fonctionnement de 11 machines testées par le Wärmepumpen-Testzentrum WPZ (Suisse) (WPZ, 2010) selon la norme EN 14511. T_{sc} est déterminée de la même manière que précédemment.

	a^e	b^e
max	0.014	0.025
moy	0.006	0.020
min	0.003	0.009

TABLEAU C.9 – Coefficients de loi électrique identifiés sur des caractéristiques certifiées (Rivière, 2010)

Les calculs de $P_{c,100\%}$ et $P_{e,100\%}$ nous permettent ensuite d'estimer $COP_{100\%}$ aux conditions de températures imposées.

2^e étape : Loi de charge partielle : Les équations C.13 définissent les variables utilisées pour définir les performances de la machine à charge partielle.

$$PLR = \frac{P_c}{P_{c,n}} \quad PLR_m = \frac{P_{c,m}}{P_{c,n}} \quad (C.13a)$$

$$COP = \frac{P_c}{P_e} \quad COP_m = \frac{P_{c,m}}{P_{e,m}} \quad (C.13b)$$

$$PLF = \frac{COP}{COP_m} = \frac{P_c}{P_e} \cdot \frac{P_{e,m}}{P_{c,m}} \cdot \frac{P_{c,n}}{P_{c,n}} = \frac{PLR}{PLR_m} \cdot \frac{1}{\frac{P_e}{P_{e,m}}} \quad (C.13c)$$

Pour une régulation TOR, PLR_m est égal à 100%, pour une régulation inverter PLR_m est de l'ordre de 30%.

- PLR , le Part Load Ratio ou taux de charge ;
- PLR_m , le Part Load Ratio à fonctionnement continu minimal ;
- PLF , le Part Load Factor ;
- COP , le COP (à charge partielle) ;
- COP_m , le COP au point de fonctionnement continu minimal ;
- P_e , la puissance consommée ;
- $P_{e,0}$, la puissance électrique consommée à charge nulle ;
- P_c , la puissance calorifique fournie,
- $P_{c,n}$, la puissance calorifique fournie, définie pour les conditions de température chaude et froide standards.

Le modèle (Bettanini et al., 2003) définit Z selon l'équation C.14, le rapport entre la puissance électrique soutirée par la machine et la puissance consommée au point m . Z caractérise le rapport des puissances électriques absorbées lorsque la machine cycle.

$$Z = \frac{P_e}{P_{e,m}} \quad (C.14)$$

En supposant une variation linéaire de P_e entre le point de charge nulle et le point « m » :

$$P_e = P_{e,0} + PLR \cdot \frac{P_{e,m} - P_{e,0}}{PLR_m} \quad (C.15)$$

On a ainsi, pour $PLR \in [0, PLR_m]$:

$$Z = \frac{P_{e,m} - P_{e,0}}{P_{e,m}} \cdot \frac{PLR}{PLR_m} + \frac{P_{e,0}}{P_{e,m}} = b \cdot PLR + a \quad (C.16)$$

Soit, sous forme conventionnelle :

$$PLF = \frac{PLR}{(b' \cdot PLR + a')} \text{ et } a = \frac{P_{e,0}}{P_{e,m}} \quad (C.17)$$

Empiriquement $b' = 1 - a'$. Pour $PLR \in [PLR_m, PLR_n]$, Bettanini et al. font l'hypothèse (après vérification expérimentale) d'une variation linéaire de PLF entre 1 et $\frac{COP_n}{COP_m}$.

Les limites de ce modèle identifiées par (Rivière, 2010) sont :

Régulation TOR : L'effet de cyclage à charge partielle lors de l'apparition de givrage est bénéfique. Expérimentalement, à 70% de charge et pour $T_{ext} = T_{sf} = 2^\circ C$, une amélioration de 10% du COP est relevée par rapport au COP à 100%. Cet effet s'explique par le dégivrage partiel qui se produit lors des phases d'arrêt lorsque la machine cycle. Ce gain atteint 20% pour un taux de charge de 25%. Ce phénomène se modélise par une correction artificielle du COP à pleine charge entre 0 et 6°C.

$$COP_{100\%}^{corr} = COP_{100\%} \cdot (k_1 \cdot T_{sf} + k_2) \quad k_1 = 0.03, k_2 = 1 \quad (C.18)$$

Régulation inverter : la loi caractérisant Z est linéaire pour une température d'air extérieure de $-7^\circ C$ et devient parabolique à partir de $2^\circ C$ entre 0 et 100% de charge. L'effet de l'inverter se caractérise par une diminution de la puissance électrique adsorbée à des taux de charge compris entre 30 et 100% pour des températures positives. Ce phénomène se modélise par une modulation de $COP_{100\%}$ en fonction de la température extérieure selon :

$$\begin{aligned} \text{Si } T_{sf} > 0^\circ C, COP_m &= COP_{100\%} \cdot (k_1 \cdot T_{sf} + k_2) \quad k_1 = 0.0156 \quad k_2 = 1.083 \\ \text{Si } T_{sf} < 0^\circ C, COP_m &= COP_{100\%} \end{aligned} \quad (C.19)$$

La figure C.7 représente l'allure du PLF pour un système ON/OFF et inverter.

Résultat

La figure C.1.3.2 présente les performances d'une pompe à chaleur avec les deux types de régulation, TOR et Inverter pour $T_{dep,base} = 45^\circ C$.

Modèle CSTB En supposant une variation linéaire d'électricité appelée entre la puissance de électrique à charge nulle, veille et puissance électrique pour compenser les pertes à l'arrêt $P_{e,0}$, et la puissance P_m (idem dans (Zirngibl et Millet, 2002), hypothèse de variation linéaire des pertes) :

$$P_e = P_{e,0} + PLR \cdot \frac{P_{e,m} - P_{e,0}}{PLR_m} \quad (C.20)$$

On a ainsi :

$$Y = \frac{P_{e,m} - P_{e,0}}{P_{e,m} \cdot PLR_m} \cdot PLR + \frac{P_{e,0}}{P_{e,m}} = a \cdot PLR + b \quad (C.21)$$

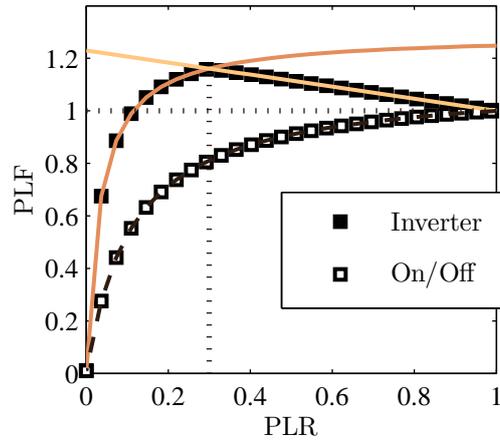


FIGURE C.7 – Représentation du comportement à charge partielle pour $T_{ext} = 5\text{ °C}$ et $PLR_m = 30\%$

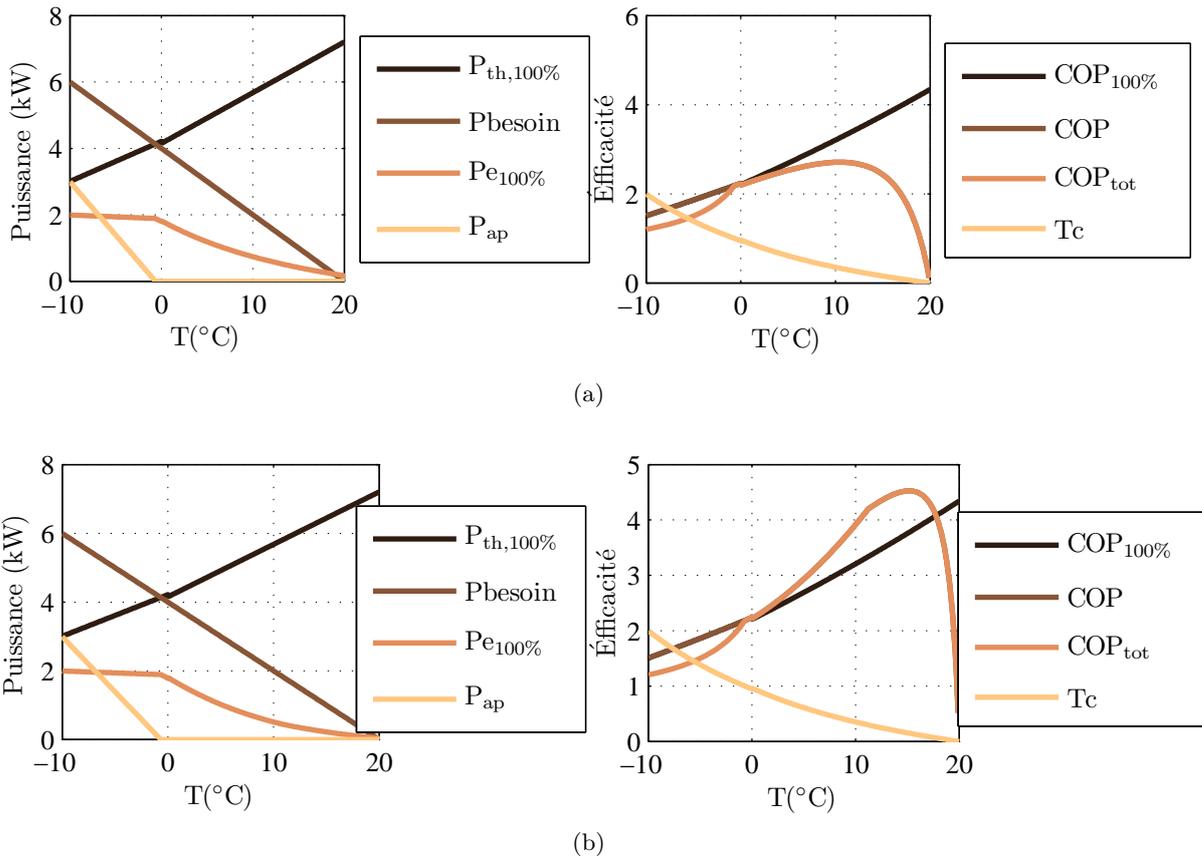


FIGURE C.8 – Performance d’une pompe à chaleur sous-dimensionnée avec régulation TOR C.8(a) et Inverter C.8(b); COP_{tot} inclut l’appoint, T_c est le taux de charge

Le modèle du CSTB de charge partielle lors des cyclages, voir équations C.22, est inclus dans la réglementation thermique 2012 ; il permet de prendre en compte l'inertie du système d'émission comme facteur influant la charge partielle.

$$P_{e,comp}(PLR) = P_{e,comp,m} \cdot \frac{PLR}{PLR_m} \quad (C.22a)$$

$$P_{e,aux}(PLR) = k \cdot P_{e,comp,m} \quad (C.22b)$$

$$P_{e,irr}(PLR) = P_{e,comp,m} \cdot \gamma \cdot \left(\frac{PLR}{PLR_m} \right) \cdot \left(1 - \frac{PLR}{PLR_m} \right) \quad (C.22c)$$

$$\gamma = \frac{\delta eq}{\delta fou0} \quad (C.22d)$$

L'équation C.22a fait l'hypothèse admise d'une variation linéaire de la puissance de compression entre 0 et PLR_m .

L'équation C.22b suppose une puissance constante des auxiliaires.

Enfin l'équation C.22c modélise les pertes, ou irréversibilités, générées lors des phases d'arrêt/démarrage en condition de cyclage. La fréquence des cycles est influencée par l'inertie de la machine et des émetteurs. Le CSTB définit donc δeq comme une caractéristique de la machine, « la durée équivalente liée aux irréversibilités », 0.5 min par défaut ; et $\delta fou0$ est un temps caractérisant l'inertie du système d'émission, le temps nécessaire à la montée en température du système de distribution (dépendant de la bande morte, du volume eau ...). Le paramètre γ traduit donc la propension de la machine à cycliser. Ce paramètre est élevé pour un système léger, et réduit pour les émetteurs lourds favorisant un phénomène de cycle long ; d'après les valeurs fournies par la RT $\gamma \in [0.016; 0.250]$. On obtient la puissance électrique absorbée en fonction des paramètres précédemment définis

$$P_e = P_{e,comp}(PLR_m) \left[k + (1 + \gamma) \cdot \frac{PLR}{PLR_m} - \gamma \left(\frac{PLR}{PLR_m} \right)^2 \right] \quad (C.23)$$

Pour un système lourd, le dernier terme est négligeable, on a :

$$P_e \approx P_{e,comp}(PLR_m) \left[k + (1 + \gamma) \cdot \frac{PLR}{PLR_m} \right] \quad (C.24)$$

On retrouve bien une loi de la forme :

$$\frac{P_e}{P_{e,comp_m}} = Z = a \cdot PLR + b \quad (C.25)$$

La figure C.9 montre que le paramètre γ a une influence secondaire par rapport aux phénomènes modélisés.

C.1.4 Pompe à chaleur hybride

Dénoté PAC hybride ou chaudière hybride, le couplage d'une chaudière gaz et d'une pompe à chaleur n'est pas une idée nouvelle. Dans les années 1980, EDF lançait ce concept sous le nom de programme PERCHE, Pompe à chaleur En Relève de CHaudière Existante.

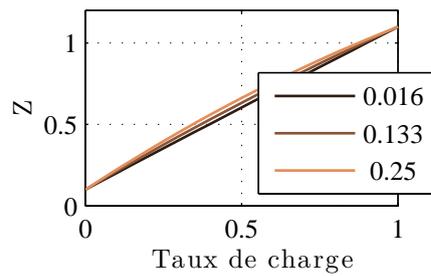


FIGURE C.9 – Variation de Z en fonction du taux de charge pour 3 valeurs de γ

C.1.4.1 Généralité sur les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides bi-énergie permettent d'optimiser la performance énergétique globale en utilisant l'énergie la plus efficace selon les conditions de fonctionnement. Le principe est illustré sur la figure C.1.4.1 :

- zone 1 : plage de fonctionnement caractérisée par une performance plus élevée de la chaudière gaz. Le fonctionnement est donc tout gaz en deçà de T_a ;
- zone 2 : la pompe à chaleur fonctionne à 100% de charge lorsque $T_{ext} < T_{eq}$, la chaudière gaz fait l'appoint ;
- zone 3 : la pompe à chaleur seule suffit à couvrir les besoins

Le détermination de la valeur de T_a , la température d'arrêt de la PAC, dépend des valeurs de rendement de la chaudière et du COP de la PAC. Le critère d'optimisation énergétique porte sur l'énergie primaire :

$$T_a = T_{ext} \text{ tel que } \text{COP} = \eta_{th} \times 2.58$$

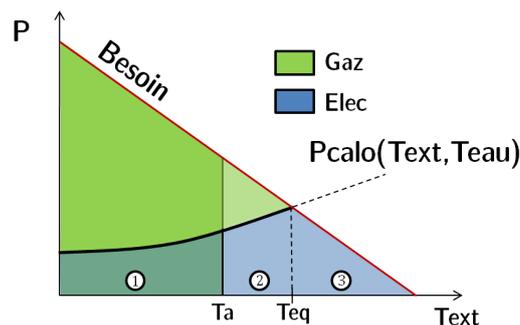


FIGURE C.10 – Principe de fonction d'une pompe à chaleur hybride ; T_a est la température d'arrêt et T_{eq} est la température d'équilibre

La performance globale dépend donc des performances de chaque unité (PAC et chaudière), points discutés dans les sections précédentes. La contribution de chacune des solutions dépend donc du climat, du bâti, de la régulation et également des sollicitations selon le niveau de confort de l'occupant. En effet si les usagers imposent des réduits importants et donc des relances nécessitant des puissances thermiques élevées, la chaudière sera mise à contribution de manière prédominante. Cette réalité a été observée lors d'essais terrain.

Types de systèmes hybrides gaz/électricité Les solutions actuellement développées existent sous deux formes illustrées figure C.1.4.1. Le modèle mono-bloc a l'avantage de s'intégrer plus aisément dans un logement en évitant d'ajouter un split extérieur. Les solutions commercialisées sont les suivantes :

Constructeur	Produit	Chaudière			PAC		Source
		P_{\min}	P_{\max}	η_c	P_{th}	COP 7/35	
ELM Leblanc, BOSCH	Megalis/Egalis CONDENS HYBRIDE	7.3	22.8	-	2	3.4	(Leblanc, 2012)
Saunier Duval	Genia hybrid Compact/ Universel	5.4	19.6	106.2	4.7	3.73	(Duval, 2012)
Chaffoteaux, Ariston Thermo	Talia Green Hybrid	6.2	27.4	110.3/98	3	4	(Chaffoteaux, 2012)

TABLEAU C.10 – Principales caractéristiques des chaudières hybrides disponibles sur le marché

Toutes les chaudières sont modulantes, les PAC sont également modulées par régulation inverter sauf le modèle proposé par ELM (TOR).

C.1.4.2 Modélisation retenue

La modélisation retenue est un couplage des modélisations précédentes de PAC et de chaudière gaz.

La figure C.12 montre les valeurs de puissance et de rendement attendu pour la PAC ELM.

C.1.5 Micro-cogénération

C.1.5.1 Généralités : définition et caractérisation des unités de micro-cogénération

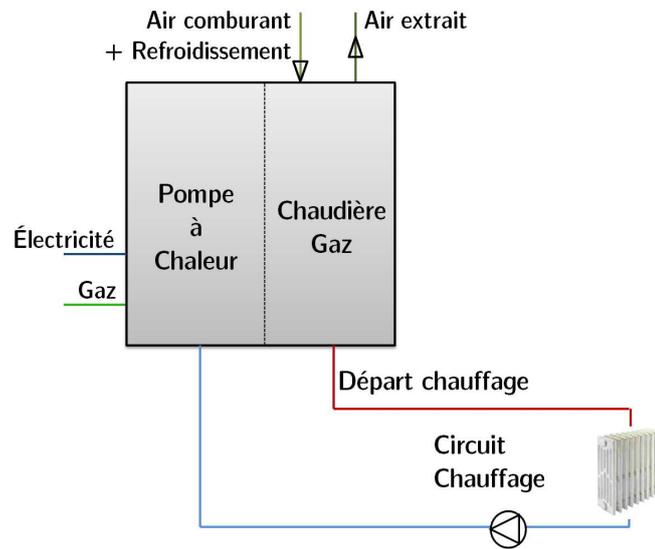
Une définition conventionnelle de la cogénération éditée dans une thèse dédiée à la micro-génération est la suivante (Andlauer, 2011) :

La cogénération est la production simultanée d'énergie électrique ou mécanique et d'énergie thermique utilisable (chaleur et/ou froid), à partir d'une source unique d'énergie.

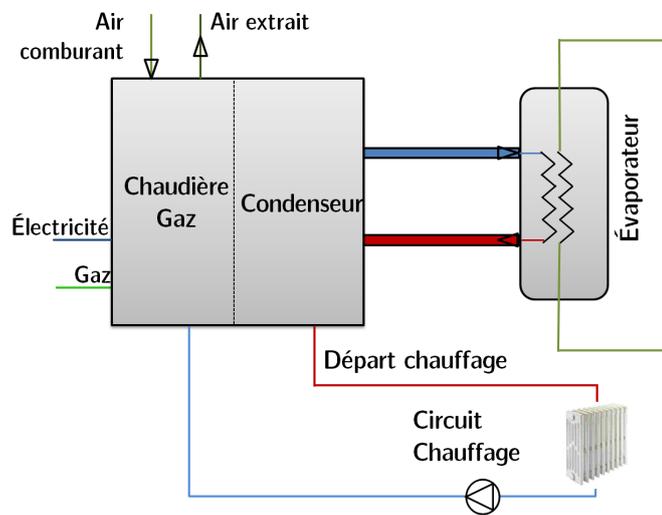
La source d'énergie peut être primaire, solaire, gaz naturel (GN), huile végétale ou secondaire (produit transformé), diesel, essence, hydrogène. Les technologies actuelles de pile à combustible utilisent le gaz naturel comme énergie primaire, qui une fois converti en hydrogène par réformage (reformeur intégré à la machine), est transformé en eau, en chaleur et en électricité par réaction chimique⁹.

Il existe différentes technologies de cogénération correspondant à différentes plages de puissance électrique, de quelques kW à plusieurs MW, voir tableau C.11. Les applications de

9. les technologies de pile très haute température, MCFC et SOFC, (650°C et 900/1000 °C) se passent de reformeur car le GN est dissocié naturellement à ces régimes de température

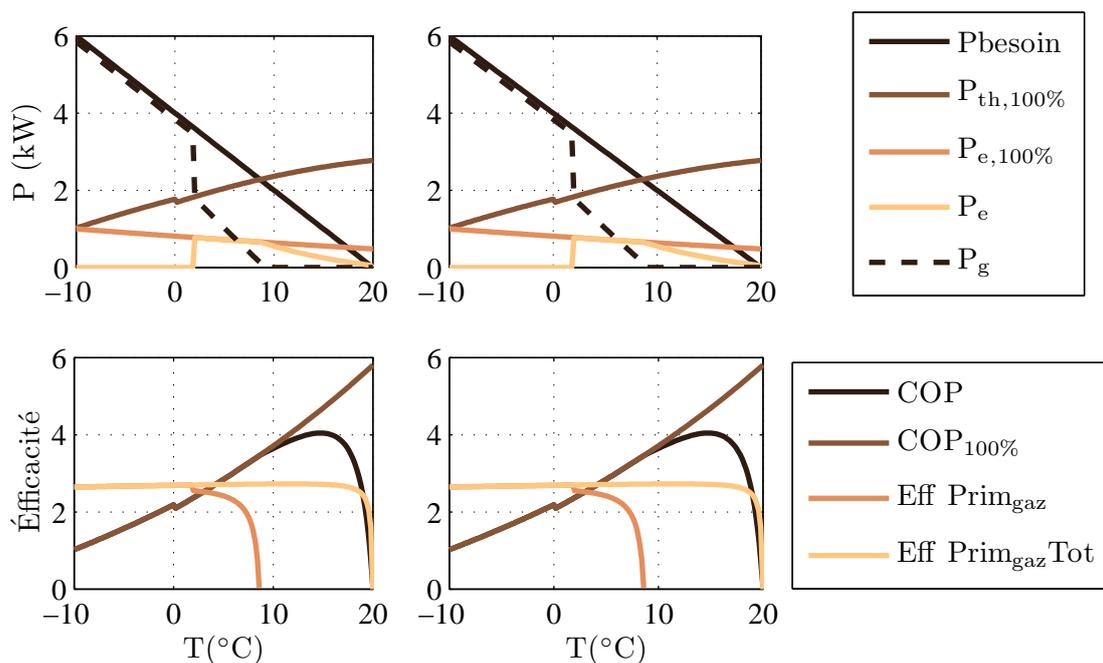


(a)



(b)

FIGURE C.11 – Principe de fonction d'une pompe à chaleur hybride, en solution mono C.11(a) et bi-bloc C.11(b)

FIGURE C.12 – Comportement d’une chaudière hybride pour $T_a = 2\text{ °C}$

cogénération industrielles consistent à utiliser la chaleur en sortie de cogénération vers un process industriel, ou à utiliser la vapeur perdue en sortie de process (utilisation de source de chaleur à faible température grâce à une machine basée sur un Cycle Organique de Rankine). La thèse se concentre sur les technologies de micro-cogénération de quelques kW adaptées au secteur résidentiel. Les différentes technologies ne sont pas décrites en détail dans le présent document, le lecteur est renvoyé vers les aperçus complets et synthétiques de B. Andlauer (Andlauer, 2011) et/ou de M. Boudellal (Boudellal, 2010).

	Puissance électrique	Rendement global (η)	Ratio Chaleur Electricité
MCI	1 kW - 1 MW	85 - 100 %	2 - 4
Moteur Stirling	1 - 5 kW	100 - 105 %	5 - 8
Pile à combustible	1-200 kW	85 - 90 %	2 - 1/3

TABLEAU C.11 – Ordres de grandeur des caractéristiques principales de 3 technologies de cogénération faible puissance

Caractérisation d’une unité de micro-cogénération :

Dans cette partie on s’attardera sur les technologies de micro-cogénération gaz naturel à Moteur à Combustion Interne (MCI) et Stirling. L’appellation « micro »-cogénération désigne, selon la directive européenne en vigueur (Council of the European Parliament, 2004), des installations de moins de 50 kW_e. Une micro-cogénération est caractérisée par son rendement global, ainsi que les efficacités thermique et électrique, voir figure C.1.5.1. Le ratio de ces deux dernières quantités est appelé le Heat to Power ratio (HPR) ; l’inverse, le Power to Heat Ratio (PHR) est également utilisé, exprimé en pourcentage.

$$\text{PHR} = \frac{\eta_e}{\eta_{th}}$$

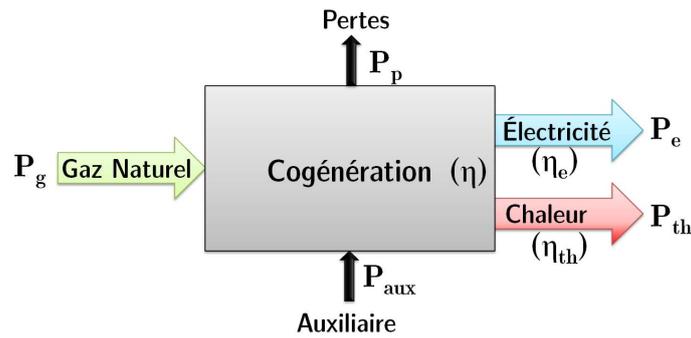


FIGURE C.13 – Schéma de principe de la cogénération

avec η_{th} et η_e respectivement les efficacités thermique et électrique défini selon :

$$\begin{cases} \eta_e = \frac{P_e}{P_g} \\ \eta_{th} = \frac{P_{th}}{P_g} \end{cases} \quad \text{et} \quad \eta = \eta_e + \eta_{th} = \frac{P_e + P_{th}}{P_g}$$

Définitions et notations :

- P_{th} , puissance thermique disponible en sortie de machine ;
- P_e , puissance électrique brute en sortie de générateur ;
- P_g , puissance du combustible injectée en entrée, du GN ;
- P_p , puissance perdue par convection et rayonnement, et rejetée dans les fumées ;
- P_{aux} , puissance électrique nécessaire au fonctionnement du système : pompe de circulation, ventilateur et électronique ;
- η_e , efficacité électrique ;
- η_{th} , efficacité thermique ;
- η , rendement global.

Sauf contre-indication P_g est toujours indiqué en pouvoir calorifique inférieure (PCI).

P_e est la puissance électrique produite par la génératrice de la machine que l'on appelle **production brute**. En retranchant la puissance des auxiliaires on obtient la puissance nette réellement disponible $P_e^{nette} = P_e - P_{aux}$. Il est donc important de noter que le rendement global ainsi défini ne tient pas compte des consommations des auxiliaires. Ce choix est arbitraire et en cohérence avec les valeurs de rendement publiées par les constructeurs.

Plus le PHR est élevé, plus la machine est disposée à produire de l'électricité. Le tableau C.13 dont les données sont issues de (Roselli et al., 2011) montre les caractéristiques des machines disponibles sur le marché. Les moteurs Stirling sont développés dans des gammes de puissance plus réduites que les MCI. Ces derniers sont également moins coûteux et donc plus favorables au marché des chaufferies collectives ou des petites copropriétés (faible coût, moteur bruyant à installer dans les communs ou à l'extérieur). D'autres différences notables, hormis le prix et la puissance, les micro-cogénérations à moteur Stirling ont des avantages sur le niveau de bruit et de vibration, et sur la qualité des produits de combustion (100 ppm de NOx pour les MCI contre 50 pour le Stirling).

Les moteurs à combustion interne, alimentés en GN ou diesel, sont des technologies éprouvées tandis que les technologies Stirling ont fait leur apparition sur le marché récemment. Les micro-cogénérations disponibles sur le marché français sont les produits des fabricants Whispergen et DeDietrich. Les micro-cogénérations sont également désignées sous l'appellation écogénérateur. En Grande-Bretagne les *mCHP boiler* sont très attendus pour leur capacité à produire une électricité au contenu carbone peu élevé en comparaison au parc de production centralisée. Les piles à combustibles sont aujourd'hui au stade de développement. Néanmoins certaines technologies abouties sont d'ores et déjà largement diffusées au Japon, (Okamura, 2011), environ 3000 unités PEFC étaient installées en 2010 ; celles-ci étant alimentées en gaz et au GPL à parts égales. La technologie développée par Panasonic et appuyée par Tokyo Gas a les caractéristiques suivantes : $\eta_e = 37\%$, $\eta_{th} = 52\%$, soit $\eta = 89\%$.

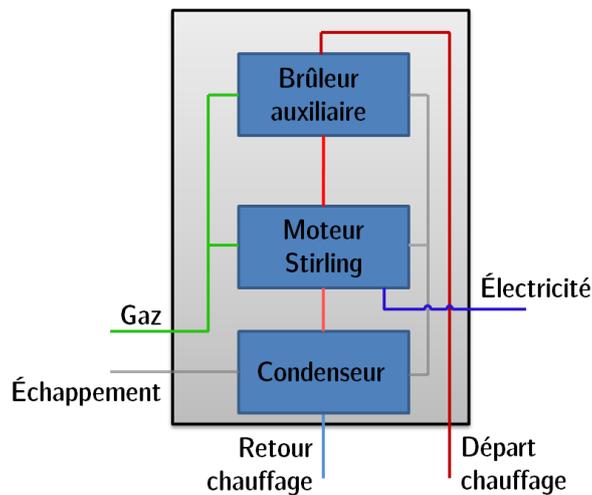
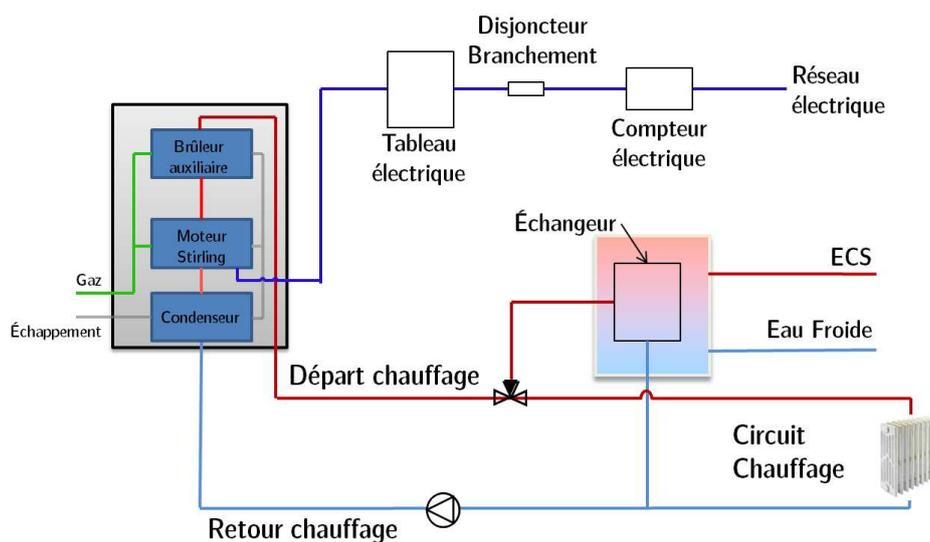
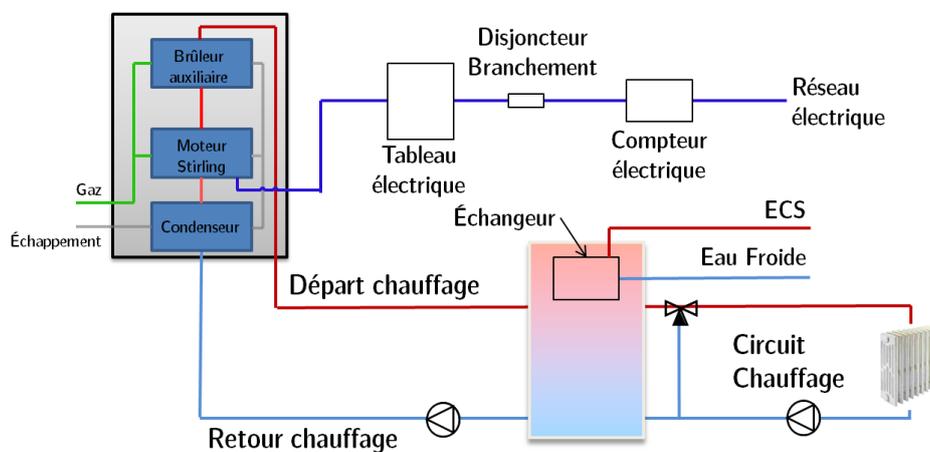


FIGURE C.14 – Schéma de principe d'une micro-cogénération à moteur Stirling



(a)



(b)

FIGURE C.15 – Schéma de raccordement hydraulique, classique avec ballon ECS en parallèle C.15(a), ou grande inertie avec ballon ECS en série C.15(b)

	Machines	P_g kW	P_e kW	P_{th} kW	η_{th} -	η_e -	PER -	HPR -	PHR %
Stirling	Whispergen	8.3	1.0	7.0	12.0	84.3	96.3	7.0	14
	BAXI Ecogen	7.4	1.0	6.0	13.5	81.1	94.6	6.0	17
	HRE-boiler	8.0	1.0	6.4	12.5	80.0	92.5	6.4	16
	Sunmachine	15.0	3.0	10.5	20.0	70.0	90	3.5	29
	SM5A	38.4	8.1	24.9	21.1	64.8	85.9	3.1	33
	Solo 161	36.0	9.0	26.0	25.0	72.2	97.2	2.9	35
MCI	Honda Ecowill	4.4	1.0	2.8	22.5	63	85.5	2.8	36
	Aisin Seiki GECC 46 A2	18.0	4.6	11.7	25.5	58.5	84.0	2.5	39
	Ecopower e4.7	18.9	4.7	12.5	24.8	66.0	90.9	2.7	38
	Senertec Dachs HKA G 5,0	19.6	5.0	12.3	25.5	62.7	88.2	2.5	41
	Yanmar CP5VB	17.2	5.0	9.6	29.0	55.8	84.8	1.9	52
	Senertec Dachs HKA H 5,3	17.6	5.3	10.3	30	58.5	88.5	1.9	51
	Senertec Dachs HKA G 5,5	20.5	5.5	12.5	26.8	59.8	86.6	2.3	44
	Aisin Seiki GECC 60 A2	20.8	6.0	11.7	28.8	56.2	85.0	2.0	51
	Yanmar CP10VB1	31.4	9.9	16.8	31.5	53.5	85.0	1.7	59
	Cogengreen Ecogen-12AG	31.4	11.7	26.5	28.5	64.6	93.1	2.3	44
	ECpower XRGI 13 NGAS	46.4	13.0	29.0	28.5	62.5	90.5	2.2	45

TABLEAU C.12 – Caractéristiques thermique et électrique à pleine charge de micro-cogénérateurs existants

C.1.5.2 Fonctionnement, régulation et charge partielle

Fonctionnement, régulation et charge partielle

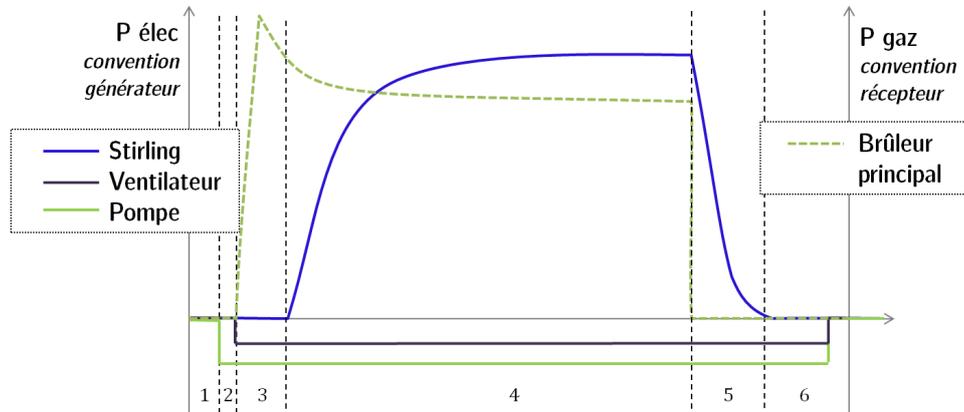


FIGURE C.16 – Cycle de production d'une micro-cogénération Stirling (sans auxiliaire)

Les unités de micro-cogénération munies d'un moteur Stirling sont non-modulables. Les modèles récents sont annoncés comme modulant (jusqu'à 30 % pour l'EcoGen de l'équipementier Baxi, voir tableau C.13).

Un cycle d'une unité de micro-cogénération se déroule selon le schéma proposé figure C.16. Une fois que l'ordre de démarrage est transmis nous proposons le descriptif de phase ci-après¹⁰ :

1. La machine est en mode stand-by, puissance de veille de 4 W pour l'électronique de régulation ;
2. Démarrage de la pompe de circulation (~ 20 s) ;
3. Préchauffage du moteur par démarrage du bruleur principal et démarrage du ventilateur (~ 40 s) ($P_{auxiliaire} = P_{pompe+ventilateur} = 40W$). Le bruleur principal consomme un surplus de gaz au démarrage du moteur par rapport au fonctionnement nominal ;
4. Production électrique : une fois que le moteur atteint $200^{\circ}C$ le générateur est synchronisé au réseau. Cette phase est associée à une montée en charge selon une loi exponentielle de constante de temps de l'ordre de 5 à 10 minutes selon le type et l'état du moteur, démarrage à chaud ou à froid. La constante de temps dépend des technologies de moteur Stirling. Pour l'Hybris Power il s'agit d'un moteur à piston libre développé par MicroGen ; les unités Whispergen sont équipées de moteur à 4 pistons à double effet plus massif (plus lent à mettre en route)
5. une fois l'ordre d'arrêt reçu, le bruleur se coupe. Lorsque la température du moteur chute à $170^{\circ}C$ le moteur se désynchronise ;
6. enfin, une fois à $130^{\circ}C$, le circulateur et le ventilateur sont mis à l'arrêt.

La puissance électrique active est représentée sur la figure C.16, la puissance réactive en revanche n'est pas étudiée dans la littérature. Les essais réalisés au sein du groupe GDFSUEZ montrent qu'une faible consommation de réactif est enregistrée en début et fin de cycle, et nulle

¹⁰. Les valeurs mentionnées sont extraites de (Andlauer, 2011) et de source interne concernant la micro-cogénération Stirling Hybris Power de Dietrich.

une fois la production établie. Le dimensionnement d'un condensateur permet de compenser l'absorption de réactif par le moteur au régime nominal.

	Ecogen 24/1.0	Ecogen 24/1.0 (GPL)
Heat performance (kW)		
Combined heat input max	25.3	24.9
Combined heat output max (net)	24	24
Combined heat output max (condensing)	25.9	25.9
Engine max heat input (net)	7.7	7.7
Engine min heat input (net)	3.7	3.7
Supplementary max heat input (net)	17.6	17.6
Supplementary min heat input (net)	3.6	3.6
Engine max heat output (non-condensing)	6	5.9
Engine max heat output (condensing)	6.4	6.4
Engine min heat output (non-condensing)	3.2	3.1
Engine min heat output (condensing)	3.4	3.4
Supplementary max heat output (non-condensing)	18	17.9
Supplementary max heat output (condensing)	19	19
Supplementary min heat output (non-condensing)	3.3	3.3
Supplementary min heat output (condensing)	3.8	3.8
Electrical performance (kW)		
Electric output max	1	1
Electric output min	0.3	0.3

TABLEAU C.13 – Performances de l'unité Baxi EcoGen, données constructeur <http://www.baxi.co.uk/products/ecogen.htm>

Les performances des micro-cogénérateurs dépendent des efficacités au point de fonctionnement nominal ainsi que de leurs évolutions à charge partielle.

		η_e	η_{th}	η	P_{th}
Hors condensation	min	8.1	86.5	94.6	3.2
	max	13.0	77.9	90.9	6.0
Avec condensation	min	8.1	91.9	100.0	3.4
	max	13.0	83.1	96.1	6.4

TABLEAU C.14 – Rendement en différent point de fonctionnement de la machine EcoGen pour des régimes de températures inconnues.

La régulation des systèmes de chauffage est primordiale

C.1.5.3 Modélisation

Revue de la littérature :

La thèse réalisée par B. Andlauer (Andlauer, 2011) fournit un bon exposé des modèles existants. La réalisation majeure, et récente, dans le domaine de la micro-cogénération est l'Annexe 42 de Kelly et Beausoleil-Morrison (Kelly et Beausoleil-Morrison, 2007). Les modèles

proposés sont très détaillés et nécessitent une multitude de paramètres d'entrée, plus d'une centaine.

Outre les performances de la machine elle-même, l'exploitation qui en est faite impacte son rendement saisonnier. Les régulations et les schémas hydrauliques ont pour fonction principale de desservir la chaleur dans le logement en garantissant le niveau de confort attendu par l'utilisateur. La fonction secondaire (et essentielle) est de garantir un niveau de performance élevé.

Nous l'avons vu, plusieurs schémas hydrauliques existent, figure C.14, permettant l'augmentation du système d'émission. Des tests terrains incluant les deux configurations ont été effectués par le CRIGEN en maison individuelle. Il en ressort que la configuration en série est judicieuse pour les logements aux faibles besoins, et peut au contraire dégrader les performances pour des logements fortement consommateurs. Ce dernier point dépend en réalité des régulations et des comportements des occupants ; un système ayant une inertie très lourde est complexe à réguler si les pratiques de chauffage ne sont pas adaptées. La représentation de ces phénomènes nécessite de modéliser la régulation selon les règles implémentées dans les machines ; hors celles-ci sont inaccessibles, les constructeurs ne divulguent pas ou peu de telles informations.

De même, la mise en place d'une loi d'eau n'est pas obligatoirement synonyme d'amélioration des performances. En effet la plupart des modèles fonctionnent de manière cyclique à puissance nominale et ne peuvent pas équilibrer leur production thermique. Lorsque la température maximale fixée, « bridée » par la loi d'eau, est atteinte la machine est mise à l'arrêt ; ce fonctionnement tend à augmenter le nombre de cycles de la machine et d'abaisser le rendement. Désormais les fabricants annoncent des modules Stirling modulants. Le premier, l'Hybris Power peut, selon les caractéristiques constructeurs, moduler la charge à 30%. De même, le modèle EcoGen de Baxi peut fonctionner à 30% de production électrique pour une charge thermique délivrée à 50% de la puissance à pleine charge. Les tests de caractérisation menés par B. Andlauer n'ont pas permis de mettre en évidence le fonctionnement à charge partielle de l'Hybris Power malgré des échanges sur ce point avec le fournisseur.

La modélisation fine et détaillée des micro-cogénérations est donc illusoire car :

- un modèle détaillé nécessiterait un calibrage précis d'un ensemble de machines ;
- les lois de régulation sont inconnues ;
- Les entrées de l'ensemble « système-régulation » seraient trop nombreuses et inconnues.

Choix d'un modèle simplifié

Dans un souci d'égalité de traitement entre les systèmes nous choisissons un modèle comparable aux précédents en supposant une loi de dégradation à charge partielle identique, voir C.1.2.3.

La figure C.1.5.1 illustre les flux d'énergie depuis l'amont, fourniture en gaz naturel, jusqu'aux produits de la transformation sous forme de chaleur et d'électricité. Dans la littérature, et notamment dans (Roselli et al., 2011) l'efficacité globale est appelée le Primary Energy Ratio (PER).

Illustration des résultats :

C.1.6 Sorties du module système

Le module système ainsi implémenté permet de simuler des courbes de consommations gaz et électrique à partir des courbes de charge de besoin. Les figures C.19 et C.20 montrent les

Variables d'entrée	
P_{th}	Puissance thermique demandée
c	Coefficient de la loi de charge partielle
Paramètres	
$P_{g,eng,max}\%$	Puissance gaz en entrée du moteur à charge max%
$P_{g,eng,min}\%$	Puissance gaz en entrée du moteur à charge min%
$P_{th,eng,max}\%$	Puissance thermique disponible à charge max%
$P_{th,eng,min}\%$	Puissance thermique disponible à charge min%
$P_{g,ap,max}\%$	Puissance gaz en entrée de l'appoint à charge max%
$P_{g,ap,min}\%$	Puissance gaz en entrée de l'appoint à charge min%
$P_{th,ap,max}\%$	Puissance thermique produite par l'appoint à charge max%
$P_{th,ap,min}\%$	Puissance thermique produite par l'appoint à charge min%
$P_{e,eng,max}\%$	Puissance électrique produite par le moteur à charge max%
$P_{e,eng,min}\%$	Puissance électrique produite par le moteur à charge min%
Sorties	
P_e	Puissance électrique produite
P_g	Puissance gaz consommée

unités : W

TABLEAU C.15 – Entrées et paramètres du modèle de micro-cogénération

puissances consommées en fonction de la température extérieure. Une loi simple de besoin thermique crée un besoin. Les distributions tracées sont :

- En arrière plan, la température ressentie France ;
- et la distribution de la température ressentie France pondérée par la puissance de besoin thermiques (distribution grisée). Cette distribution permet de mettre en évidence les occurrences des points de fonctionnement et des performances associées.

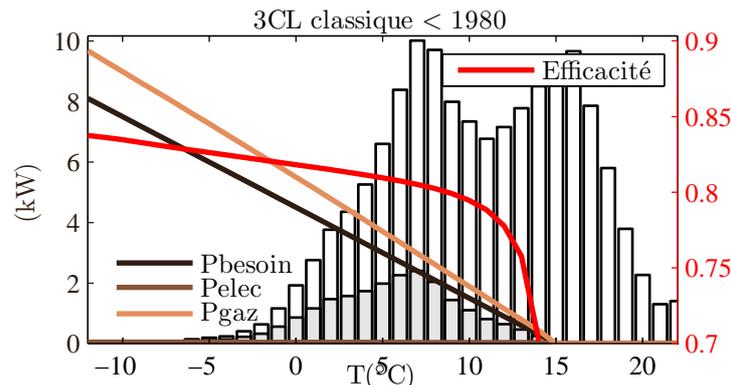


FIGURE C.19 – Efficacité d'une chaudière gaz installée avant 1980

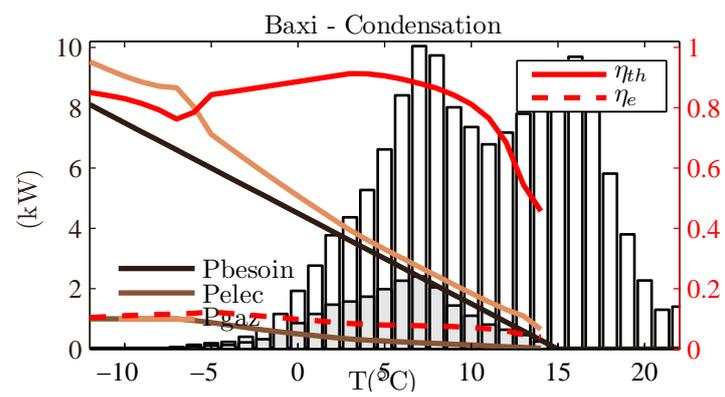


FIGURE C.20 – Efficacité d'une micro-cogénération Baxi

Annexe D

Caractérisation et exploitation des
données

D.1 Enquête Logement - CEREN

L'enquête Logement est réalisée par l'INSEE à intervalle régulier depuis 1995. Les principaux thèmes abordés sont :

- « les caractéristiques physiques du parc de logements (taille, confort sanitaire, chauffage, dépendances) ;
- la qualité de l'habitat : état du logement et de l'immeuble, bruit, exposition, localisation, environnement, voisinage, sécurité, qualité des équipements existants (installation de chauffage), utilisation d'énergies propres ;
- les modalités juridiques d'occupation du logement (forme et origine de la propriété, législation sur les loyers, aides de l'État) ;
- les difficultés d'accès au logement, la solvabilité des ménages, le fonctionnement des rapports locatifs ;
- les dépenses associées au logement (loyers, charges locatives ou de copropriété, prix et financement des logements achetés récemment, remboursements d'emprunt des accédants, travaux) et les aides dont bénéficient les occupants ;
- les ressources perçues par les différents membres du ménage ;
- le patrimoine en logement des ménages ;
- la mobilité résidentielle des ménages ;
- l'opinion des ménages à l'égard de leur logement et leur désir éventuel d'en changer. »

Le CEREN a participé à l'enquête 2006 et en particulier à la préparation des questions relatives au thème énergie. Au total, 36 955 résidences principales ont répondu à cette enquête qui s'est déroulée en 6 vagues réparties du 27 février au 23 décembre 2006, cf tableau D.1.

Vagues	1	2	3	4	5	6
Dates	27 févr 16 avril	17 avril 17 juin	5 juin 23 juill	31 juill 30 sept	25 sept 12 nov	13 nov 23 déc
Durée (sem.)	7	9	7	9	7	6

TABLEAU D.1 – Vagues d'enquête

À partir des données facturaires, le CEREN met à disposition (pour EDF et GDFSUEZ) un découpage des consommations par énergies et par usages pour chaque région. Les DJU 2006 sont également fournis à titre indicatif.

La méthode d'estimation repose sur une estimation par usage des consommations de cuisson, d'eau chaude (gaz et électricité pour les deux précédents), et des usages spécifiques de l'électricité par des lois de corrélation établies par le CEREN sur les variables CEREN7107 (2007) :

- Nombres de personnes ;
- Catégorie socio-professionnel du chef de famille ;
- Surface du logement ;
- Date de construction ;
- Revenu du ménage ;
- Mixité de la cuisson.

Au préalable, le CEREN estime les consommations à partir des factures fournies par les ménages. Des lois affines permettent de calculer les consommations par catégories permettant de différencier les parts fixes et les parts variables (heure pleine et heure creuse pour l'électricité) des tarifs.

Enfin, la consommation de chauffage gaz ou électrique **est la différence entre la consommation totale du logement et les estimations par usages** par énergies CEREN8107 (2009). Cette méthode peut conduire à une surestimation du poste chauffage lorsque des usages non-estimés s'ajoute au résidu : climatisation, pompe de piscine, . . .

Ainsi, dans les régions du sud de la France, les consommations de chauffage électrique estimées sont plus importantes que la moyenne. Les biais existants relatifs à la méthode utilisée :

Non-concomitance des périodes de facturation le sondage étant réalisé par vagues étalées de fin février à fin décembre 2006 les dépenses énergétiques des ménages sont transmises pour des périodes différentes¹. Si l'enquête fournit les DJU 2006 sur base des météo départementales, certains ménages enquêtés fournissent des informations sur une période antérieure à 2006. Le cas le plus défavorable est le suivant : un ménage, dont la dernière relève date du 1^{er} septembre, est interrogé fin février ; il a à disposition des factures de gaz-électricité datant de début décembre² ; celui-ci transmet donc à l'INSEE sa consommation de décembre 2004 à décembre 2005 incluant une estimation de consommation par les GRD les 3 derniers mois. A l'inverse un ménage questionné mi-décembre 2006 ayant été relevé par les GRD le 1^{er} décembre 2006 aura accès à sa consommation réelle de décembre 2005 à décembre 2006.

Ainsi les consommations de chauffage estimées par le CEREN concernent des périodes de 12 mois débutant de décembre 2004 à décembre 2005. Les rigueurs climatiques sont donc susceptibles d'être très différentes.

Ces difficultés sont inhérentes aux méthodes d'estimation reposant sur des bases de données facturaires ; dues au mode de comptage et de relève en France. Pour la modélisation des consommations dans la thèse nous avons donc retenu l'hiver 2005/2006 qui est l'hiver qui a touché l'ensemble du panel (centré sur la période de l'enquête).

Exclusion de l'usage climatisation dans l'estimation L'usage climatisation n'est pas estimé car, d'une part il reste marginal dans la consommation totale des ménages français, et cela nécessiterait la mise de place de nouvelles méthodes plus complexes. Toutefois, l'exploitation régionale de l'enquête Logement montre qu'un biais peut exister concernant les régions du sud de la France. Si le taux moyen d'équipement en climatiseur en 2006 est de 2.2% pour les maisons individuelles toutes énergies de chauffages confondues en France métropolitaine, la répartition n'est évidemment pas homogène sur le territoire. La figure D.1 et le tableau D.2 montrent clairement que les régions Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA, ont des usages spécifiques supplémentaires dus au climat méditerranéen.

Utilisation du bois L'énergie de chauffage utilisée par le bois est une consommation délicate à estimer, d'une part la quantité de bois brûlée est une donnée très approximative, et d'autre part la qualité du bois (humidité) et la performance de la cheminée (foyer

1. Question « COM » posé dans l'enquête INSEE (2006) : Quel a été le montant TOTAL de la dépense d'électricité (de gaz, de fioul, de bois, de gaz butane, d'autres combustibles) au cours des 12 derniers mois, c'est-à-dire depuis MOIS 2005 ? (en euros)

2. Les clients résidentiels ont des relèves d'index tous les 6 mois et des factures au moins tous les 3 mois.

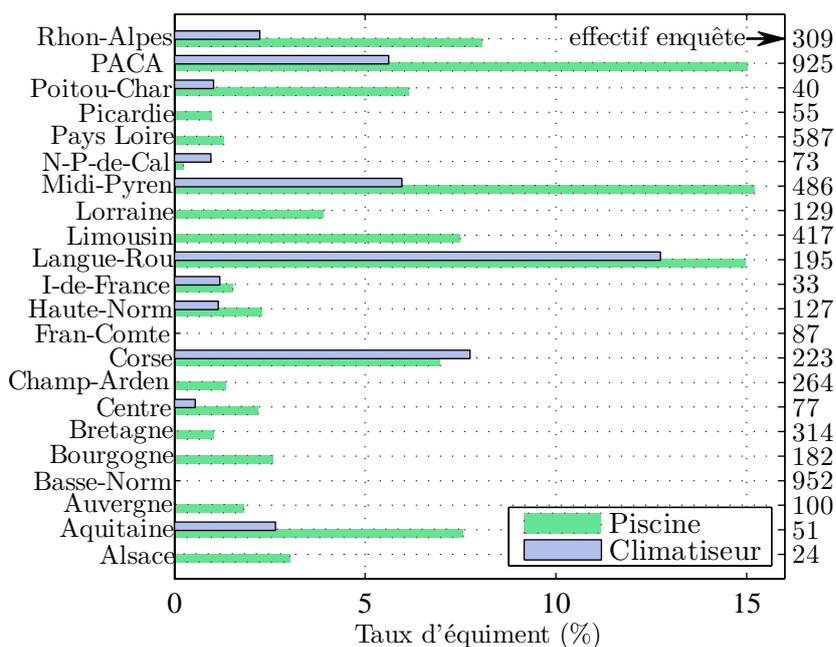


FIGURE D.1 – Taux d'équipement en piscine et climatiseur selon l'enquête logement 2006 INSEE (2006)

ouvert, foyer avec insert, cheminée radiante) sont autant d'éléments qui augmentent les incertitudes.

De plus le bois n'a apparemment pas la même fonction selon l'énergie principale de chauffage, électricité ou gaz. Selon l'étude CEREN8107 concernant l'utilisation du bois dans les logements chauffés au gaz, il apparaît que :

- Le bois permet d'économiser du gaz naturel dans les maisons équipées de chaudière individuelle, et réduire la facture,
- tandis que les ménages chauffés à l'électricité dépensent autant dans le poste chauffage quelque soit la configuration de couplage bois, en plus d'une surconsommation de bois pour les ménages munis de foyer fermé. Ceci montre que le bois permet de lever la contrainte de confort liée à une restriction de l'usage chauffage.

	Piscine %	Clim %	Chem %	Bois _{moy} stères	Nb	Surf _{moy} m ²	Anc _{moy}
Alsace	3	0	30	11	33	120	7
Aquitaine	8	3	37	7	264	108	7
Auvergne	2	0	36	40	55	106	7
Basse-Normandie	0	0	31	9	127	94	8
Bourgogne	3	0	30	8	77	97	7
Bretagne	1	0	40	7	952	108	7
Centre	2	1	42	8	182	102	7
Champagne-Ardenne	1	0	49	19	73	119	7
Corse	7	8	39	5	129	98	7
Franche-Comté	0	0	58	10	24	101	7
Haute-Normandie	2	1	44	9	87	102	7
Ile-de-France	2	1	39	7	587	111	7
Languedoc-Roussillon	15	13	27	6	314	99	7
Limousin	8	0	45	10	40	108	7
Lorraine	4	0	29	7	51	108	7
Midi-Pyrénées	15	6	41	6	486	113	8
Nord-Pas-de-Calais	0	1	28	10	417	103	7
Pays de la Loire	1	0	30	6	309	98	7
Picardie	1	0	37	8	100	98	6
Poitou-Charentes	6	1	31	7	195	109	7
PACA	15	6	36	8	925	100	7
Rhone-Alpes	8	2	40	9	223	111	7

TABLEAU D.2 – Taux d'équipement (en piscine, climatisation, et cheminée et consommation moyenne de bois) selon les régions, et caractéristiques moyennes (nombre d'enquêtés, Surface moyenne, et ancienneté moyenne (cf tab. D.3) du segment étudié pour les maisons individuelles chauffées à l'électricité, exploitation EL (INSEE, 2006).

Indice	Période
1	Avant 1871
2	De 1871 à 1914
3	De 1915 à 1948
4	De 1949 à 1961
5	De 1962 à 1967
6	De 1968 à 1974
7	De 1975 à 1981
8	De 1982 à 1989
9	De 1990 à 1998
10	En 1999 ou après

TABLEAU D.3 – Indice de période construction, variable **Anc** dans le tableau D.2

D.2 Analyse des données météo

Plusieurs sources de données météorologiques sont disponibles, Météo France, MERRA, SODA. Nous présentons l'ensemble de ces données et les problématiques de traitement associées.

- Quelles données considérées pour la modélisation ? température, rayonnement, nébulosité (utile au calage ?) sont à sélectionner d'après les besoins de la modélisation simplifiée.
- Il faut utiliser des chroniques climatiques qui soient représentatives des sollicitations appliquées au parc de bâti.
- Choix d'une station par département, faute de mieux ? on néglige les effets climatiques locaux (îlots de chaleur urbain, l'effet de l'altitude au sein d'un département). Plus largement on ne peut pas connaître en détails la distribution des températures sur une maille départementale, faute de données.

Nous considérerons donc la température de la station associée à la plus grande agglomération du département (si disponible).

umm

D.2.1 Données disponibles

Nous avons à disposition :

- Des données Météo France à accès restreint :
 - un historique des températures tri-horaires pour un panel de stations Météo France ;
 - la température et le rayonnement global horizontal horaires pour la station de Lyon-Bron, du 01/01/2008 au 31/09/2009.
 - des données de nébulosité tri-horaires pour un panel de stations durant une saison de chauffe et plus, du 01/09/2008 au 31/05/2009
- les données SODA (HelioClim-3) à accès restreint fournies par ARMINES, radiation globale horizontale au pas horaire pour plusieurs villes et plusieurs périodes.
- les données MERRA en libre accès, données horaires de ré-analyse (technique de calage de méthodes de prévision a posteriori, sur des chroniques passées) fournies par la NASA.

D.2.2 Caractérisation des données

Les caractéristiques des données sont à préciser, à savoir la base de temps, ainsi que la nature de la mesure³, instantanées ou moyennes. Ces considérations sont anodines et pourtant essentielles. Celles-ci aideront à préciser les précautions d'usage lorsque l'on ré-échantillonne une chronique (réduction ou augmentation du pas de temps). L'ensemble des jeux de données manipulés sont uniquement des chroniques discrètes à des pas de temps diverses, le plus courant est le pas de temps horaire.

3. Ici le terme mesure désigne la quantité indiquée au pas de temps, qu'elle soit effectivement mesurée ou modélisée

D.2.2.1 Nature de la mesure

Instantanées Certaines grandeurs sont des mesures instantanées, par exemple une puissance (un rayonnement solaire), une température, une photo de la situation à l'instant t . Cette catégorie inclut les chroniques Météo France :

- de température ;
- et de nébulosité.

Moyennées Lorsque l'on manipule des points de mesures moyennées sur un pas de temps, l'information recueillie est plus riche qu'une mesure instantanée. Même si l'on ne connaît pas l'évolution sur le pas de temps (on pourra faire des hypothèses), on a accès à un résumé de l'information. Cette catégorie inclut les mesures modélisées de SODA et MERRA :

- mesures modélisées par SODA (rayonnement) et MERRA (température, fraction nuageuse, rayonnement) ;
- et les chroniques Météo France de rayonnement.

Ceci est indépendant de l'intensivité ou de l'extensivité de la grandeur. Concernant le caractère intensif d'un point de mesure de température moyenne, la question est soulevée. En revanche une puissance moyenne, soit une mesure d'énergie, est bien une quantité extensive.

Cette distinction est essentielle lorsque l'on interpole des données. Nous ne discuterons pas de la méthode d'interpolation proprement dites (polynomiale, spline, ...), car une méthode linéaire suffit pour nos applications. L'interpolation de mesures instantanées, comme la température Météo France, peut être réalisée classiquement sur des périodes réduites. En revanche, lorsque les données sont intégrées, soient moyennées, (irradiation : énergie cumulée sur un pas de temps) il est nécessaire d'avoir un schéma d'interpolation centré. Les valeurs discrètes représentent une quantité moyenne sur le pas de temps écoulé donc pour interpoler il faut déphaser les mesures d'un demi pas de temps. Si cette précaution n'est pas prise, on crée artificiellement un déphasage du signal (plus ou moins marqué selon les pas de temps et les mesures).

D.2.2.2 Référence temporelle

La question de la référence temporelle, ou l'échelle de temps des mesures, est également à prendre en compte. La plupart du temps l'utilisateur suppose une référence en heure légale ou ne se pose pas la question ... Erreur classique de début de thèse : vouloir corrélérer les données de consommation fournies par RTE (en heure légale) aux données de température météo en GMT.

Dans le domaine de la météorologie l'échelle standard est « GMT » (Greenwich Mean Time) ou « UTC »⁴ (Coordinated Universal Time). A l'origine l'heure moyenne de Greenwich correspond à l'heure solaire moyenne au méridien de Greenwich. Aujourd'hui nous confondons par abus de langage GMT et UTC+0.

4. compromis linguistique entre Coordinated Universal Time (CUT) et Temps Universel Coordonné (TUC), wikipédia

Les données météo sont fournies en base UTC, il faut donc prendre en compte dans les procédures de traitement les décalages dues au changement de fuseau horaire et au changement d'heure, heure d'été, heure d'hiver, appelé DST, Daylight Saving Time.

La problématique du changement d'heure été/hiver intervient sur plusieurs plans :

- décalage des habitudes de consommations des gens (par rapport à GMT), la société vie avec une heure de décalage, les appels de puissance des usages du quotidiens (loisirs, électroménagers, bureautiques, ...), uniquement liés aux facteurs comportementaux, indépendant de facteurs extérieurs (ensoleillement, température ...). Pour cette catégorie d'usage, une discontinuité d'une heure est à implémenter ;
- le besoin d'éclairage est modifié, on observe une discontinuité car l'apport naturelle de lumière est déphasé d'une heure, en plus d'un décalage comportementale d'une heure dû au DST. Il y a donc une discontinuité modulée par un déphasage des besoins et un changement d'irradiation.
- Relativement aux données climatiques :

Solaire Les conversions temporelles de radiation solaire sont classiques et largement disponibles dans la littérature. Même disponible publiquement dans l'arrêté portant approbation de diverses méthodes de calcul pour le diagnostic de performance énergétique (legi2006).

Température Les données de températures disponibles doivent également être ajustées en heure légale. Et une température lissée ? Le lissage exponentiel d'une chronique de température doit être réalisé en UTC puis transposé en heure légale. En traitant des données de température en heure légale on crée une rupture de la dynamique. Toutefois l'erreur ainsi introduite disparaît (passé un nombre d'heure trois fois supérieurs à la constante de lissage, « l'inertie de la discontinuité » disparaît)

D.2.2.3 Référence spatiale

Les données sont disponibles pour des résolutions spatiales différentes. Malheureusement la dispersion spatiale des champs de température est un point manquant dans la thèse. Nous ne connaissons pas la dispersion relative qui peut exister entre les communes au sein d'un département. La dispersion climatique due au variations d'altitude est prise en compte dans les calculs de besoin thermique (même réglementaire).

Néanmoins, pour comparer des mesures il faut garder à l'esprit que les données modélisées sont des grandeurs moyennes sur les mailles de calcul. Ainsi il faut s'assurer que les mesures sont évaluées à des échelles raisonnables. Les résolutions seront présentées dans la suite.

Une limite identifiée à la comparaison des données de température, significative, est l'altitude du point associé à la grille de calcul, en particulier pour des zones pourvues de relief. Il est donc utile de prêter attention au relief moyen de la maille, et si besoin de recaler les champs

D.2.2.4 Caractérisation des jeux de données disponibles

Météo France Les données Météo France sont disponibles au pas horaire en UTC. Des précautions doivent être prises, certaines stations météo sont en heure solaire, information transmise par les experts du CEP. Cas atypique : les stations des DOM-TOM sont heures légales. Donc une étape de vérification est impérative. Pour cela il faut veiller au calage des

heures d'ensoleillement, ainsi qu'à la non duplication des relevés à 3h du dernier matin de dimanche d'octobre (valable uniquement pour la température, la radiation solaire est nulle à cette heure). Il est même conseillé d'obtenir de photos de la station de mesure et de ses environs pour détecter les masques environnants. Le champ de température correspond au relevé de la température d'air instantanée à la station. Le champ rayonnement global est le cumul d'énergie reçue en J/cm^2 sur l'heure écoulée.

Météo France comptabilise les heures de 0 à 23h sur la journée. Ainsi la mesure de rayonnement du 1^{er} janvier à 0h est le rayonnement reçu entre 23h et minuit le 31 décembre.

La mesure fournie est un relevé réel associé à une localisation très précise, à la seconde près.

SODA Les données de radiation issues de HelioClim-3 sont enregistrés en UTC de 1 à 24h. La mesure transmise est une valeur moyenne du rayonnement en Wh/m^2 sur le pas de temps précédent.

La mesure fournie est une moyenne sur une maille de résolution 6x6 km (variable selon la latitude).

MERRA Les données MERRA de radiation et de température sont des données moyennes sur le pas de temps, renseignées de 0 à 23h. Ainsi la mesure de rayonnement du 1^{er} janvier à 0h est le rayonnement moyen reçu entre minuit et une heure du matin le 1^{er} janvier ; Idem pour la température.

La mesure fournie est estimée sur une grille précise à 1/2 degré de latitude et 2/3 degré de longitude ; soit une maille d'environ 50 x 65 km.

D.2.2.5 Conclusion et précaution

Rayonnement Les données de rayonnement solaire ont des relevés sur des périodes diverses. Les données MERRA et SODA sont directement comparable sur une journée, bien qu'il y ait un décalage temporelle dû à la définition des données MERRA. De plus, il faut veiller à la définition temporelle des données Météo France qui commence à minuit, 0h, et donc donne une valeur sur la dernière heure du jour précédent.

Température La comparaison des données Météo France et MERRA suppose de s'accorder sur :

- l'altitude du point de mesure ; que l'on corrigera avec une valeur de $6.5^\circ\text{C}/\text{km}$ (d'après un modèle d'atmosphère standard) ; correction bénéfique significative sur les tests effectués.
- la correction de la nature de la mesure, moyenne pour MERRA et instantanée pour Météo France. Concrètement les valeurs moyennes sont centrées sur le pas temps, tandis que les valeurs instantanées sont exactes au pas de temps, il y a un déphasage d'un demi pas de temps.

D.2.3 Analyse des données climatiques

Nous cherchons dans cette partie à évaluer la précision des jeux de variables météorologiques modélisées avec les données Météo France. Pour se faire nous nous concentrons sur les chroniques horaires disponibles à Lyon Bron.

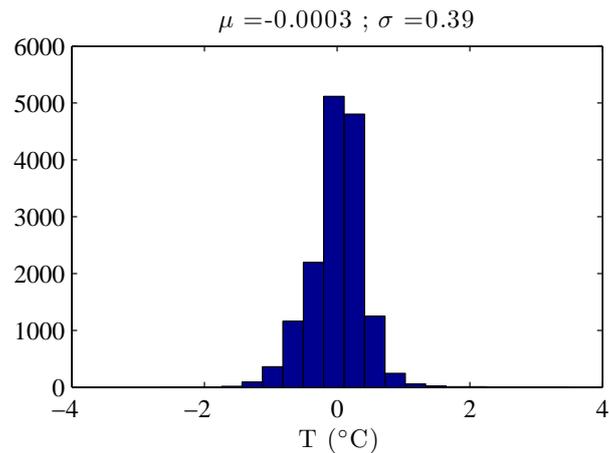


FIGURE D.2 – Différence entre le signal instantané et interpolé/moyenné

D.2.3.1 Température

Dans cette partie nous comparons la variable T2M, température moyenne d'air à 2 m du sol au point de coordonnées (45.5 ; 4.66), à la température relevée par Météo France à la station de Lyon-Bron (45.55 ; 4.94). La comparaison des données de températures suppose de s'accorder sur la nature des variables, instantanées ou moyenne. La méthode proposée consiste à interpoler le signal moyenné au pas 15 minutes pour l'intégrer au pas horaire. Ainsi on conserve l'information contenu sur le pas de temps. La différence entre les profils instantanées et moyens est centré, moyenne nulle, et d'écart type 0.39. En convertissant les natures de signaux on relève un écart absolu moyen de l'ordre de 0.4°C. Ainsi le tableau D.4 montre que l'erreur de nature est responsable d'un écart de 1.7 % sur le coefficient de détermination.

MERRA(%)	R2	fit	$ \bar{\epsilon} $ (°C)
brute (moyen)	88.72	66.41	1.94
interpolée (instantané)	90.22	68.25	1.81

TABLEAU D.4 – Différence horaire des données MERRA brute et interpolée aux données Météo France (instantanées)

Outre une explication partielle de la variance, (cf tableau D.4), l'erreur est proche d'être centrée (voir D.3), la température modélisée MERRA est plus faible de 0.67 °C en prenant en compte la correction d'altitude. Sans cette correction, l'erreur atteint 2.5°C. En effet l'altitude du point de grille de MERRA se situe à 482 m contre 197 m à la station Météo France. En corrigeant de 1.85°C (6.5°C/km) l'erreur est réduite.

Bilan énergétique et évaluation lors des jours froid On observe un écart de 9.8 % sur les degrés heures en base 18. L'utilisation des profils MERRA peut donc être source d'erreur significative sur l'énergie de chauffage annuelle consommée ainsi que sur la dynamique de la charge simulée (coefficient de détermination faible).

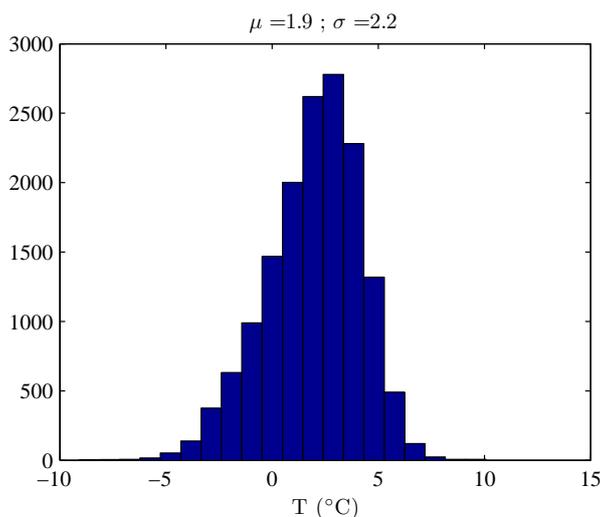


FIGURE D.3 – Distribution de l’erreur entre les données MERRA et Météo France

D.2.4 Radiation

Dans cette partie nous comparons les données de radiation globale horizontale reçue. Les statistiques présentées dans cette partie ne prennent pas en compte les points nocturnes lorsque la radiation reçue est nulle (sans ce traitement les indicateurs sont très bons).

Nous comparons les radiations moyennes horaires SODA/MétéoFrance du 01/09/2008 au 31/05/2009.

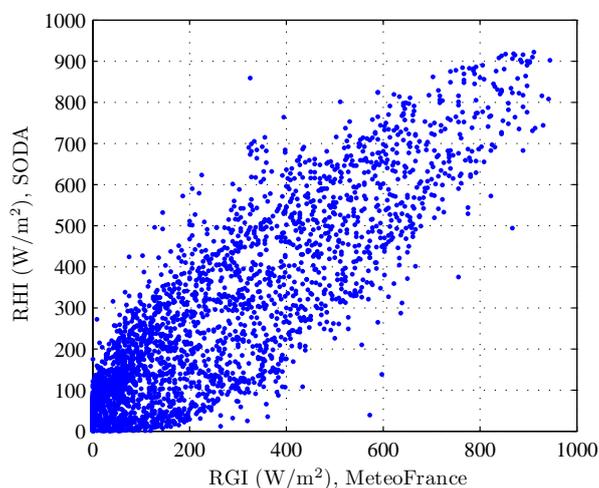


FIGURE D.4 – Distribution de l’erreur

SODA : Les données SODA ont un coefficient de détermination de 74.4 % et un écart absolu moyen de 41 W/m². Les données au pas horaire présentent une grande incertitude. Néanmoins on peut considérer que l’erreur de modélisation est centrée, la moyenne de l’erreur est de 19W/m² proche de 0. Ainsi on peut en première approximation conclure que le bilan d’énergie reçue sur la saison de chauffe est bon.

MERRA : Les données MERRA présentent les mêmes caractéristiques, l'erreur est centrée mais la distribution est plus grossière. Le coefficient de détermination est de 49.4 %, et l'écart moyen absolu est de 80 W/m².

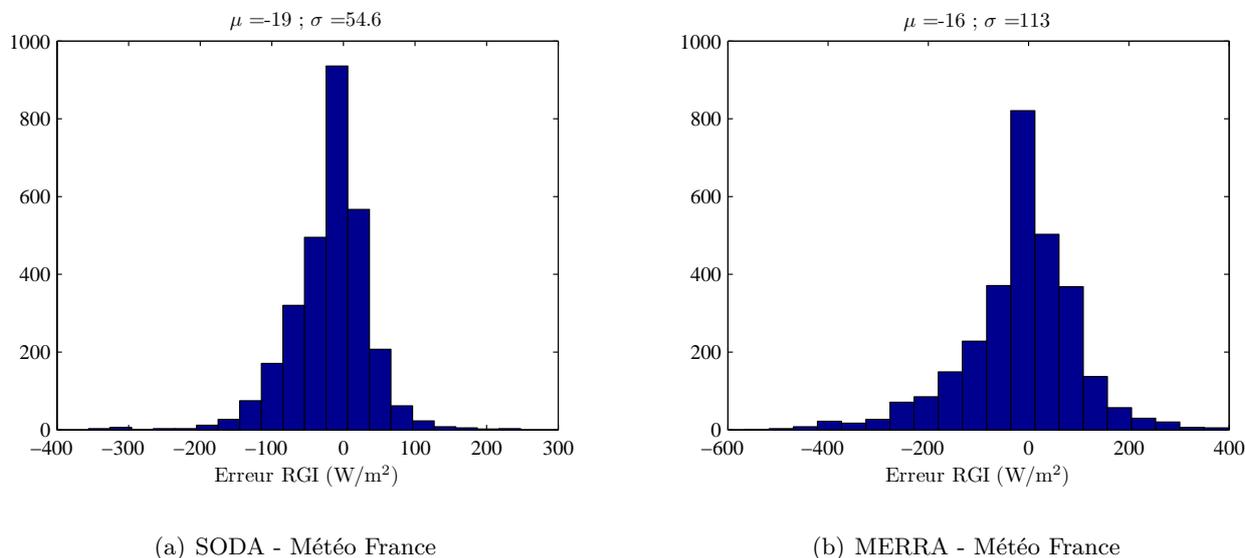


FIGURE D.5 – Distribution des erreurs des données modélisées par rapport aux relevés Météo France

D.2.4.1 Nébulosité

Les données de nébulosité Météo France sont issues de mesure par partitionnement du ciel. La définition exacte de l'indice de « total cloud fraction » MERRA n'est pas connue. Toutefois nous proposons dans cette partie de comparer les données MERRA et Météo France sur des données tri-horaires instantanées.

La chronique reçue de Météo France a 36 % de données manquantes et possède des valeurs de nébulosité à 9. La fiabilité de cette grandeur est donc remise en cause dès le dépouillement des données, cf tab. D.5

heure	0	3	6	9	12	15	18	21
(%) total manquant	8.8	8.51	0.22	0.22	0.27	0.32	9.1	8.9
(%) manquant à l'heure	70,4	68,1	1,76	1,76	2,16	2,56	72,8	71,2

TABLEAU D.5 – Données manquantes

La figure D.6 montre la fiabilité de la chronique étudiée ; Les données manquantes son enregistrées lorsque le rayonnement solaire est nul avec environ 65 % manquant la nuit.

La corrélation entre les deux séries est de 0,51 seulement. L'écart moyen de nébulosité est supérieur à 2 octas. La figure D.8 montre que les valeurs modélisées MERRA et les chroniques Météo France sont très différentes.

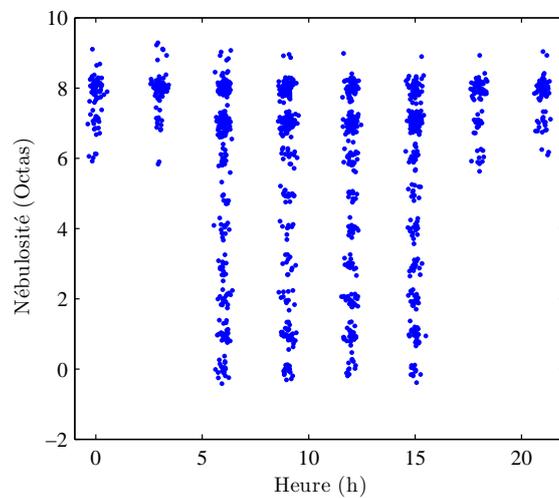


FIGURE D.6 – Observation des données de nébulosité tri-horaire (chaque point a une position bruitée pour éviter les superpositions et avoir une idée de la densité)

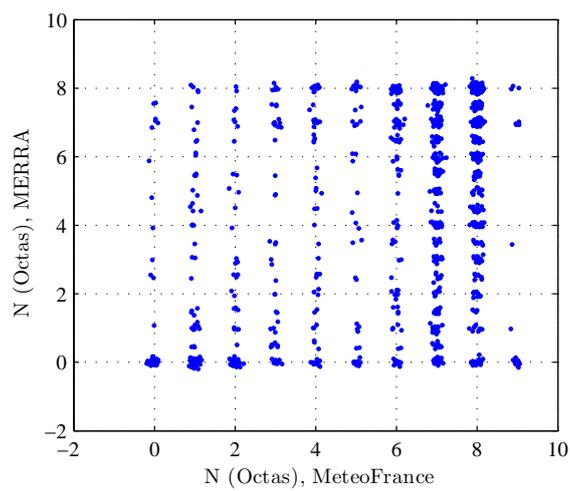


FIGURE D.7 – Corrélation des données

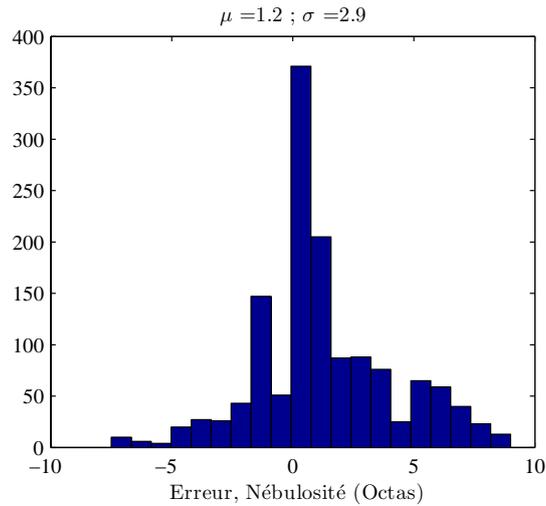


FIGURE D.8 – Distribution de l’erreur entre les données modélisées MERRA et les relevés Météo France

D.2.5 Corrélation nébulosité rayonnement

Une piste de validation des gains solaires du model Bottom Up dynamique consiste à confronter l’identification des coefficients de nébulosité du modèle METEHORE à une identification post-simulation sur des valeurs de nébulosité estimée. La difficulté majeure repose donc sur le lien existant entre les apports solaires et la nébulosité. La relation entre N , la nébulosité, et G l’irradiation globale horizontale a été étudiée dans la littérature. Il est donc possible de calculer la grandeur nébulosité en fonction du rayonnement global. Si le lien entre nébulosité et apport solaire ne peut être défini alors l’identification ne pourra pas être satisfaisante. Dans cette partie nous montrons que malheureusement ces phénomènes restent encore incertains. D’ailleurs des projets de recherche sont actuellement en cours pour tester la prévision de la radiation globale pour améliorer la qualité de la prévision de la charge électrique.

Afin de comparer les coefficients il faut s’assurer que les lois liants la nébulosité au rayonnement global soient justes au pas horaire sur une ou plusieurs stations météo. Nous proposons de comparer la nébulosité estimée grâce au rayonnement globale G à la nébulosité relevée par Météo France et au valeur d’irradiation globale sous ciel clair calculée par SODA.

Méthode d’estimation de la nébulosité à partir du rayonnement global G À partir de la radiation globale horizontale, composée du rayonnement direct et diffus, il est possible de calculer la nébulosité en utilisant le rayonnement global sous ciel clair. Les lois D.1 D.2 issues de (Kasten et Czeplak, 1980) permettent ainsi d’estimer la nébulosité.

$$k_c = \frac{G}{I_{clear}} \quad (\text{D.1})$$

et

$$N = 8 \cdot \frac{1 - k_c}{0.75}^{1/3.4} \quad (\text{D.2})$$

– G , irradiation globale (Wh/m^2)

- I_{clear} , irradiation sous ciel clair (Wh/m^2)
- k_c , indice de clarté, ou *attenuation cloud factor*, compris entre 0 et 1.
- N , nébulosité (octas)

Des tests ont été réalisés à la station de Lyon Bron. Le calcul de I_{clear} , la radiation sous ciel clair, est approximative au pas horaire car interpolée à partir de valeur mensuelle exacte. Localement à la station de Lyon Bron, on observe sur une centaine d'heures un coefficient k_c supérieur à 1 atteignant 110%. Ces phénomènes détectables très localement à des échelles de temps réduites sont engendrés par un effet de loupe, ou d'éblouissement, de certaines couches nuageuses qui augmentent sensiblement le rayonnement diffus.

Les résultats ne montrent pas de corrélation entre les relevés tri-horaire Météo-France et la nébulosité modélisée à partir de la radiation Météo France.

La meilleure comparaison obtenue est réalisée au niveau agrégée de 16 stations à partir de données Météo France et SODA. On compare donc des vrais données à des données entièrement modélisées. À cette échelle spatiale, les erreurs de relève et de modélisation s'atténuent. La meilleure corrélation est de 0,81 à 12h, voir la figure D.9

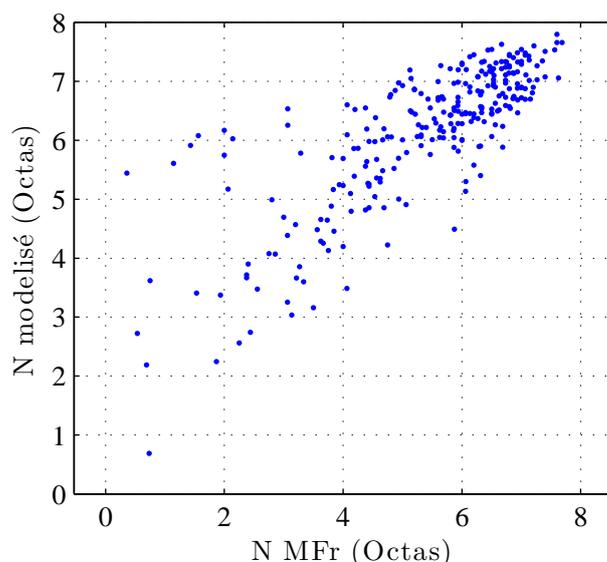


FIGURE D.9 – Comparaison de la nébulosité modélisée et réelle agrégée à 12h sur 16 stations du 01/09/2008 au 31/05/2009

En conclusion générale nous privilégions les données SODA malgré l'intérêt de la base MERRA qui offre un jeu de données multiples gratuites depuis 1979. Malheureusement la validation des apports solaires dans un parc de bâtiment par modélisation Bottom Up n'est pas possible étant donné que le lien entre la nébulosité, utilisée par le modèle agrégé Top Down, et le rayonnement, utilisé par le modèle Bottom Up, n'est pas établi.

D.2.6 Définition des températures normale et de référence

Les températures de référence associées aux stations météo sont définies dans un cadre bien particulier : l'estimation des données de consommation pour un climat de référence, ou normalisé. Afin d'anticiper les niveaux de consommations les plus probables, il convient de définir

une température représentative du climat que l'on s'attend à observer.

Étant donné un réchauffement « certain » illustré sur la figure D.10, les chroniques passées sont corrigées d'une dérive climatique permettant de « recalculer » celles-ci. La température moyenne retenue pour la température de référence France est de 12.61°C RTE (2011a).

Dans le bilan prévisionnel 2011 RTE (2011b), RTE précise que :

La terminologie *températures de référence* est jugée préférable à celle de « températures normales » utilisée dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel ; pour les météorologues en effet, les *températures normales* désignent très précisément la moyenne lissée des températures observées sur une période glissante de 30 ans (actuellement 1971-2000, prochainement 1981-2010) ; du fait de la tendance au réchauffement, ces *températures normales* ne représentent pas exactement les températures que l'on rencontre aujourd'hui et que l'on attend pour les prochaines années - celles qui intéressent la prévision de consommation d'électricité - et que l'on désigne désormais, pour éviter toute confusion, par *températures de référence*.

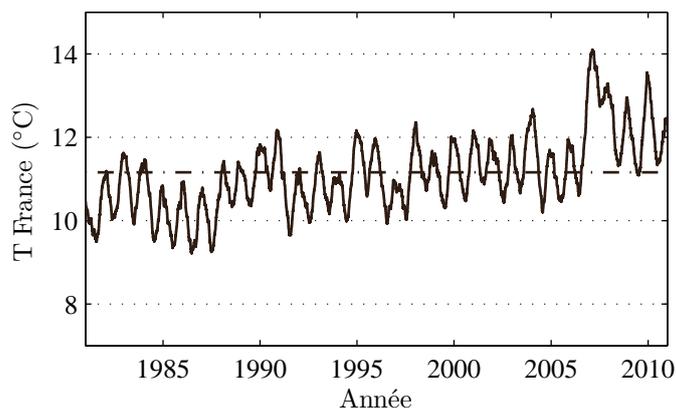
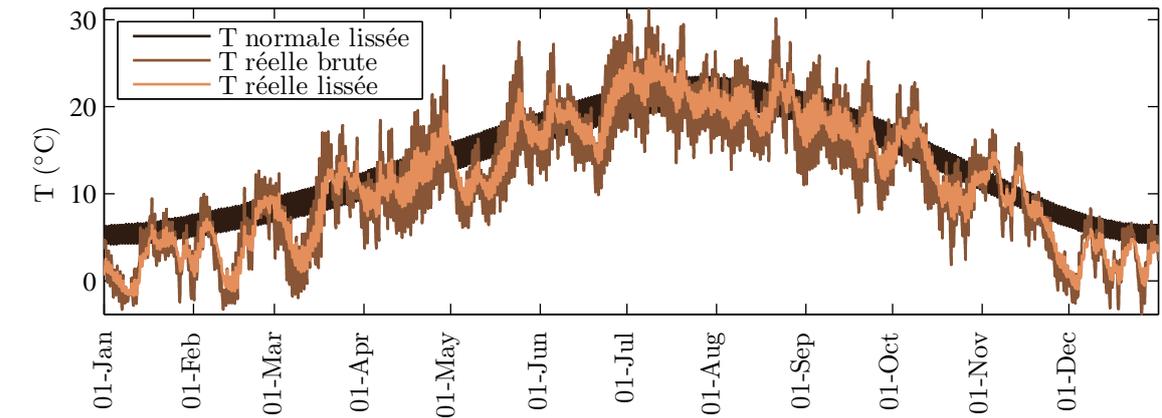
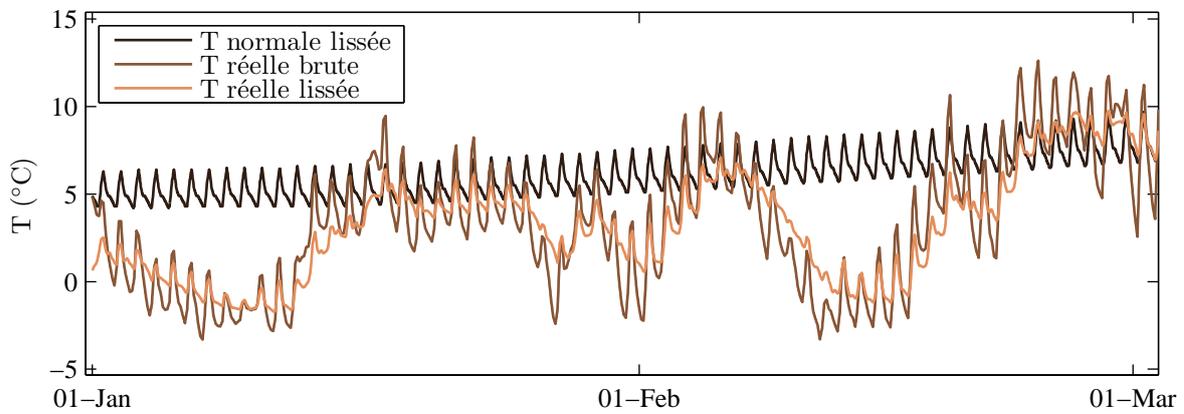


FIGURE D.10 – Chronique climatique France des 30 dernières années passées, moyenne glissante sur 8000 h.

La terminologie « températures normales » est cependant toujours utilisée dans le processus de reconstitution des flux ERDF (2004). ERDF met à disposition deux températures normales lissées pour une année bissextile ou non. Celles-ci ont des moyennes de plus de 13°C. Note : toutes les données sont fournies en heure GMT. Les figures D.2.6 montrent 3 chroniques utilisées pour l'année 2010.



(a) 12 mois



(b) Zoom sur 2 mois

FIGURE D.11 – Chroniques climatiques horaires France de l'année 2010

D.3 Algorithme d'estimation de la radiation incidente à une surface verticale

A partir des données d'entrées :

- Positionnement : latitude, longitude ;
- Chronique de radiation globale horizontale sur une base de temps connue.

Grâce à l'algorithme ci-dessous détaillé par (Kreider et Rabl, 1994) on en déduit une approximation du rayonnement incident à une paroi verticale.

1. **Détermination de l'heure solaire.** A partir de la longitude et du jour de l'année correspondants nous calculons le décalage entre l'heure solaire et l'heure légale en prenant en compte l'heure d'été.

$$t_{sol} = t_{std} + \frac{L_{std} - L_{loc}}{15^\circ/h} + \frac{E_t}{60 \text{ min/h}}$$

avec

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

$$B = 360^\circ \times \frac{n - 81}{364} \quad \text{n, jour de l'année}$$

2. **Détermination des angles d'azimut φ_s et du zénith θ_s .** Premièrement l'angle de déclinaison δ se calcule selon l'équation :

$$\sin \delta = -\sin 23,45^\circ \cos \frac{360^\circ \times (n + 10)}{365,25}$$

$$\varphi_s = \lambda - \delta \quad \text{latitude - déclinaison}$$

On utilise également l'angle solaire ω (longitude entre le soleil et la normale)

$$\omega = \frac{(t_{sol} - 12\text{h}) \times 360^\circ}{24\text{h}}$$

qui permet, à partir des équations suivantes, de lier toutes les grandeurs :

$$\cos \theta_s = \cos \lambda \cos \delta \cos \omega + \sin \lambda \sin \delta$$

$$\sin \varphi_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\sin \theta_s}$$

Sur un plan orienté selon les angles d'azimut et d'inclinaison (φ_p , θ_p) on utilise la relation :

$$\cos \theta_i = \sin \theta \sin \theta_p \cos(\varphi_s - \varphi_p) + \cos \theta_s \cos \theta_p$$

3. Estimation de la radiation extraterrestre, de la fraction de rayonnement diffus, et du rayonnement sur un plan.

La radiation directe et la radiation diffuse composent la radiation globale Le rayonnement diffus depuis le ciel et le sol sont estimés en supposant que leur rayonnement est isotopique.

$$I_{glo,p} = I_{dir} \cos \theta_i + I_{dif} \frac{1 + \cos \theta_p}{2} + I_{glo,h} \rho_g \frac{1 - \cos \theta_p}{2}$$

ρ_g est le coefficient de réflexion, typiquement 0,2. La corrélation permettant d'estimer la part de rayonnement diffus sur le plan horizontal est la suivante, (Erbs, 1982) :

$$\frac{I_{dif,h}}{I_{glo,h}} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & \text{lorsque } 0 \leq k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & \text{lorsque } 0,22 \leq k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{lorsque } 0,80 \leq k_T \end{cases}$$

avec k_T est l'indice de clarté : $k_T = \frac{I_{glo}}{I_0 \cos \theta_s}$

où I_0 est la radiation hors atmosphère : $I_0 = \left(1 + 0,033 \cos \frac{360^\circ \times n}{365,25}\right) \times 1373 \text{ (W/m}^2\text{)}$

À partir du rayonnement global horizontal nous pouvons, grâce à cette série d'équations, déterminer le rayonnement incident à une surface verticale comme un mur de bâtiment.

Enfin, pour connaître la part du rayonnement incident transmise dans le bâtiment, il convient de moduler la radiation en considérant la partie réfléchie des composantes directe et diffuse Lautsen et Svenden (2002) selon l'équation D.3 :

$$Q_{sol} = g \cdot \left(I_{dir} \left(1 - \tan^p \left(\frac{\theta_i}{2} \right) \right) + I_{diff} \cdot f \right) \tag{D.3}$$

g	Facteur solaire ou Solar Heat Gain Coefficient (SHGC)	-
p	Influence de l'angle d'incidence	-
f	Facteur solaire de la composant diffuse	-
θ_i	Angle d'incidence	(°)

Finalement pour une paroi vitrée supposée verticale, l'équation D.4 estime l'apport interne Avec $f = 0,86$; $p = 3$; $\rho_g = 0,2$; et g varie suivant les vitrages : 0,7 pour du simple vitrage et 0,5 pour du double.

$$Q_{sol} = g \cdot \left(I_{dir} \cos \theta_i \left(1 - \tan^p \left(\frac{\theta_i}{2} \right) \right) \right) + f \left(\frac{I_{dir}}{2} + \rho_g \frac{I_{glo,hor}}{2} \right) \tag{D.4}$$

D.4 Données RTE

D.4.1 Données de consommation nationale

RTE met à disposition les données de consommation nationale depuis l'année 1996 jusqu'à aujourd'hui. Les relevés de puissances moyennes fournis en MW sont représentatifs de la consommation métropolitaine incluant les pertes en lignes. Hors Corse, ils sont obtenus par le bilan suivant :

$$\text{Consommation} = \text{Production} + \text{Imports} - \text{Exports}$$

Avant 2003, les mesures de consommation n'étaient pas corrigées des productions décentralisées ; c'est à dire que les consommations étaient sous-estimées (RTE, 2003).

Les données sont fournies au pas demi-horaire en heure légale.

D.4.2 Données de production

RTE met à disposition les données de production agrégée par filière (et même par groupes depuis fin 2011, non exploitées) depuis 2006 :

- Nucléaire ;
- Charbon ;
- Gaz ;
- Fioul / Pointe
- Hydraulique : lac, fil de l'eau, éclusée.

C'est en cours d'année 2011 que les filières gaz et charbon ont été séparées, avant les mesures disponibles contenaient uniquement l'agrégat « Charbon+Gaz ». Il existe des jours manquants dans les fichiers RTE, ceux-ci ont donc été remplacés par des jours adjacents de mêmes types (jour ouvré ou non).

Les données sont fournies au pas horaire en heure légale.

D.4.3 Reconstitution des charges et résidu national

RTE met à disposition les données de synthèse de l'application de la méthode de reconstitution des flux :

- Courbe de charge de référence nationale ;
- Courbe d'écart national d'estimation ;
- Coefficient de calage national.

Ces données sont disponibles au pas horaire pour différentes dates de mises à jour. Les chroniques sont en heures légales avec des doublons lors des changements d'heure.

D.4.4 Bilan import/export

RTE met à disposition les puissances moyennes horaire d'import, et d'export national, ainsi que les soldes des programmes d'échange par pays frontalier depuis 2002.

Les données sont fournies au pas horaire en heure légale.

D.5 Exploitation d'une campagne de mesure de courbes de charges électriques

Un panel de courbes de charge de 500 sites résidentiels tout électriques a été mis à disposition dans le but d'extraire des profils d'électricité spécifique. Ces derniers nous permettront de simuler une diversité d'apports internes liés aux comportements des occupants.

D.5.1 Caractérisation des données

Les chroniques débutent le 1^{er} octobre à minuit et s'achèvent le 31 mai à 23h50. Le nombre de points disponibles s'élèvent 61.5 millions. Les données sont constituées de :

- Relèves de compteur pour trois usages aux pas 10 minutes :
 - ECS,
 - chauffage,
 - électricité totale,
- Localisation : département ;
- Type de logement : maison ou appartement ;
- Surface, renseignée de manière partielle.

L'électricité spécifique est obtenue par différence entre le relevé total et le chauffage plus l'ECS, $SPE = TOT - ECS - CH$.

Aucun déphasage de profil n'a été observé durant les changements d'heures été/hiver ; nous supposons donc que les chroniques sont définies aux heures légales. Plusieurs écueils ont rendu obligatoire un traitement des données avant utilisation :

- Mesures manquantes,
- Données de consommation négatives (raccordements des voies erronés),
- Présence de chauffage dans l'électricité spécifique.

D.5.2 Procédure de test, et validation

La procédure de test présentée n'a pas vocation à établir une liste de test exhaustif de pré-traitement/validation des CdCs mais une série de test répondant aux incohérences observées sur les données. La suite répond donc aux problèmes liés à cet unique jeu de données.

Notations :

- Nous désignerons \bar{P}^J comme le profil moyen journalier sans distinction sur le type de jour.
- \bar{P}^{\searrow} désigne le monotone de charge. Le symbole « \searrow » rappelle le tri décroissant des points de consommation.
- SPE : profil d'électricité spécifique ;
- ECS : profil d'électricité pour l'usage ECS ;
- CH : profil d'électricité pour l'usage chauffage.

D.5.2.1 Détection de saisonnalité

La première contrainte rencontrée sur certains sites est la présence de systèmes de chauffage électriques non raccordés à la voie dédiée à la relève de cet usage (appoints ou intégrés). Ainsi il convient de détecter une *trop forte* saisonnalité sur la mesure d'électricité spécifique. Pour ce faire, les températures Météo France tri-horaires des villes associées aux départements correspondants sont chargées par l'algorithme. Ensuite une fonction renvoie le coefficient de corrélation, la température de non-chauffage estimée ainsi que le gradient du profil d'électricité spécifique.

D.5.2.2 Critère caractéristique de l'ECS

Il est important de valider le profil d'ECS car ce profil détermine le profil d'électricité spécifique (par différence).

Un indice pertinent à la caractérisation des CdC d'ECS est le ratio entre l'électricité consommée entre les heures pleines et les heures creuses. Nous définissons arbitrairement ces dernières entre 8h et 12h pour les HP, et 23h et 6h pour les heures creuses. Ce critère n'est pas robuste car la définition des HP/HC dépend des centres ERDF, néanmoins la tranche horaire 8h-12h est assurément en HP.

$$I_{HP/HC} = \frac{\overline{P}_{ECS}^J[23h, 6h]}{\overline{P}_{ECS}^J[8h, 12h]} \quad (D.5)$$

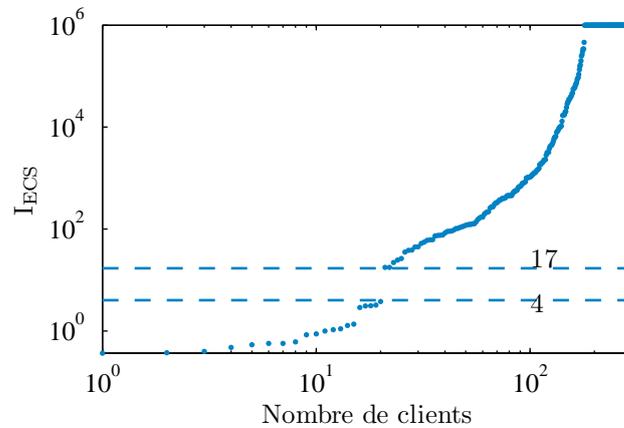


FIGURE D.12 – $I_{HP/HC}$ trié sur l'ensemble du panel

Ce premier indicateur, équation D.5, fonctionne mais ne détecte pas les ballons ECS non asservis. La figure D.12 discrimine l'asservissement pour une valeur seuil $I_{HP/HC}$ comprise entre 4 et 17 sur ce panel. Un deuxième critère a donc été mis en place.

La recharge des ballons s'effectuant à puissance quasi-constante selon une régulation hystérésis sur une sonde de température, il est possible d'identifier une forme caractéristique sur le monotone de points 10 minutes de \vec{P} . La figure D.13 montre la forme caractéristique évoquée. A partir d'une certaine durée (en monotone), on a nécessairement $\vec{P} = 0$, d'où la construction de l'indicateur équation D.6. On peut noter que ce critère est robuste à la distinction ECS/SPE car le monotone d'électricité spécifique a une forme très différente ; il a des valeurs nulles sur

une très courte période (statistique non construite sur cet échantillon ; les appareils en veille génèrent une consommation si bien que la CdC SPE est non nulle sur la quasi-totalité de la chronique 10 minutes).

$$I_{ECS} = \overrightarrow{P}_{ECS} (t = \Delta t_{obs} \times 0.8) \quad (D.6)$$

Δt_{obs} est la période d'observation **hors valeur manquante**.

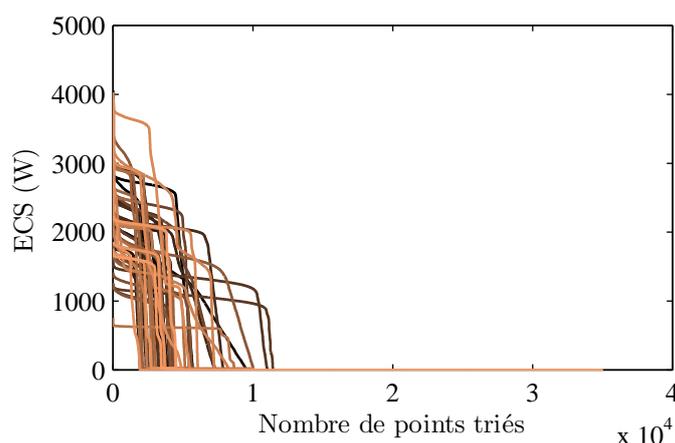


FIGURE D.13 – Forme de 50 monotones de CdC de ballons électriques

Cet indice est à zéro lorsque la charge est nulle pendant 20 % du temps. Cette valeur est arbitraire cependant des tests sur celle-ci ont été effectués et elle ne révèle pas d'impact sur le résultat entre 10 et 30%.

D.5.2.3 Validation

Les deux critères précédents permettent de valider les profils obtenus en les complétant de conditions supplémentaires décrites ci-après.

Si un critère est vrai, alors les CdC sont invalidées :

– **SPE :**

1. $T_s \in [5, 26]^\circ\text{C}$
2. $\exists i, (\overline{P}_i^J < 0)$
3. $E_{SPE} < 700 \text{ kWh}$

– **ECS :**

1. $I_{ECS} > 0$
2. $E_{ECS} < 400 \text{ kWh}$

Par convention, nous considérons que les profils ECS qui comptabilisent une quantité d'énergie inférieure à 400 kWh ne sont pas exploitables. Les périodes de défaillance des enregistrements ne permettent pas de comptabiliser une consommation suffisante. Ce critère ne présuppose pas du niveau de consommation des occupants qui est contrôlé a posteriori en extrapolant les consommations journalières moyennes en consommations annuelles. Idem pour le profil SPE

avec un seuil de 700 kWh pour l'électricité spécifique.

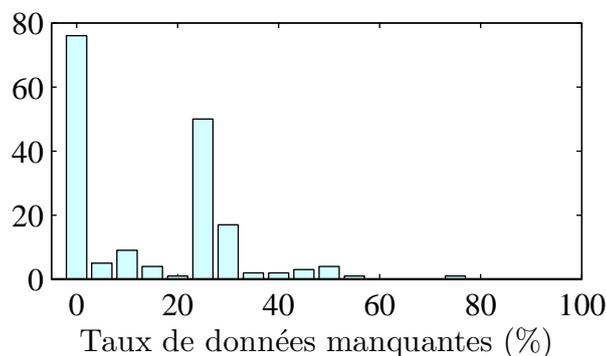


FIGURE D.14 – Taux de données manquantes pour les CdCs validées

Une fois la phase de validation effectuée, les CdCs dont le taux de données manquantes s'élèvent à plus de 27% sont écartées (distribution figure D.14); on élimine ainsi 33 set de relèves.

D.5.3 Résultats de la procédure et exploitation

La phase de validation a permis d'extraire 143 ensembles de triplet de CdCs : SPE,ECS,CH. Parmi ce panel retenu, 11 ont des ballons d'ECS non asservie au signal tarifaire HP/HC. La figure D.15 montre les profils moyens unitaires de ce panel en séparant les clients selon l'asservissement du ballon. Cette figure montre la pertinence du signal musical 175 Hz instauré par EDF. Les usagers résidentiels ayant des chauffe-eaux libres de se recharger selon le besoin contribuent fortement aux pointes du matin et du soir.

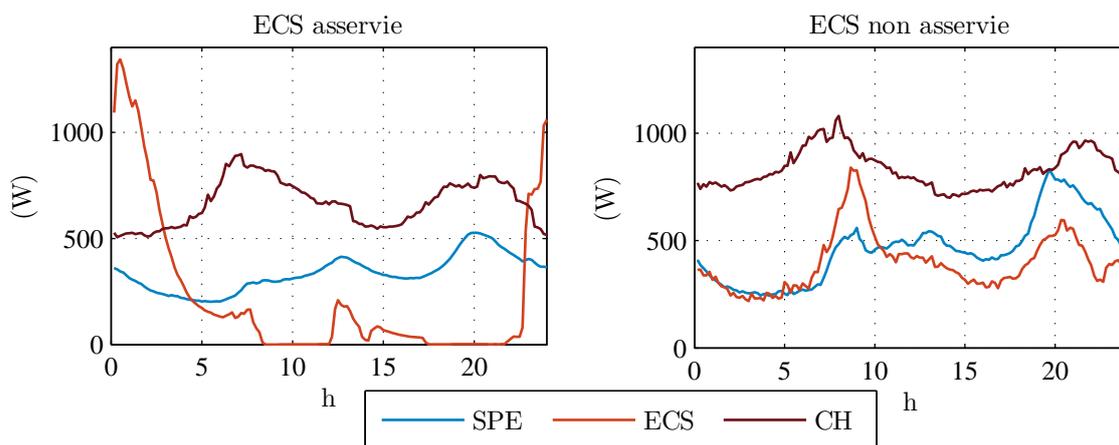


FIGURE D.15 – CdC moyennes sur l'ensemble de la période de relève pour deux catégories d'usagers résidentiels

D.5.3.1 Comportement du chauffage

Il est intéressant de profiter de cette campagne de mesure pour étudier les caractéristiques des signatures énergétiques des logements.

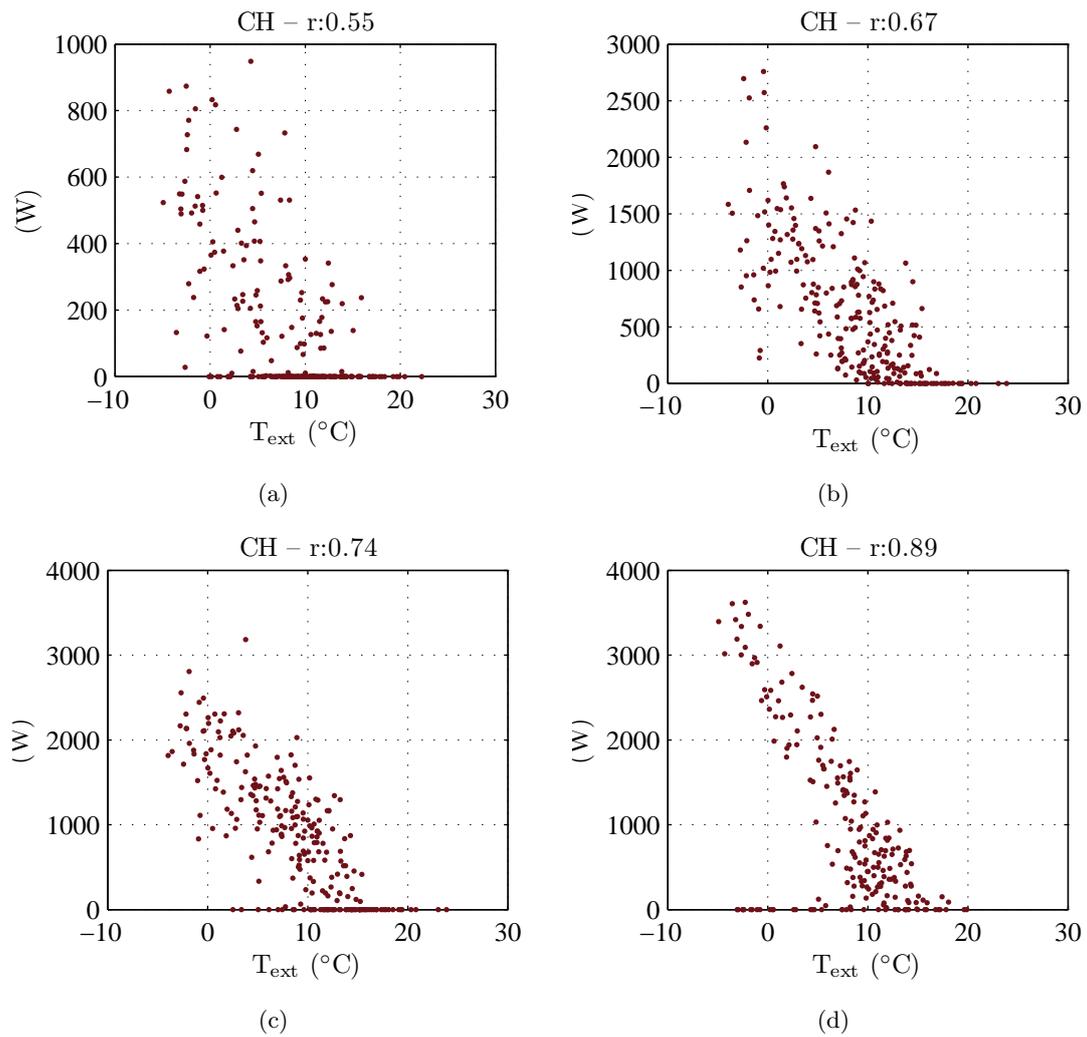


FIGURE D.16 – Signatures énergétiques journalières extraites du panel validé

Les signatures se présentent sous la forme illustrée figure D.16. L'allure des signatures apparaît chaotique pour des coefficients de corrélation inférieurs 0.7. Des coupures ou des modulations trop fréquentes de la température intérieure (inconnue) rendent les profils de chauffage très irréguliers. Ces perturbations peuvent s'expliquer par :

- la gestion du confort par les occupants ;
- la présence d'un chauffage d'appoint bois ;
- des périodes d'absences prolongées fréquentes ...

La distribution des coefficients de corrélation est présentée figure D.17. Sur un critère de valeur seuil de corrélation, les logements sont classés dans la catégorie des comportements « réguliers » ou « non-réguliers » ; les effectifs sont inscrits tableau D.5.3.1. Un quart du panel est caractérisé par un comportement irrégulier. Pour ce type de logement le profilage du chauffage est impossible car la relation consommation température est inexplicable ...

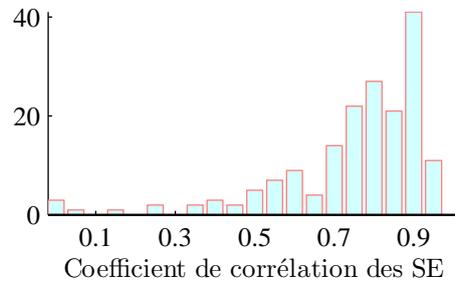


FIGURE D.17 – Distribution des r pour l'ensemble des bâtiments

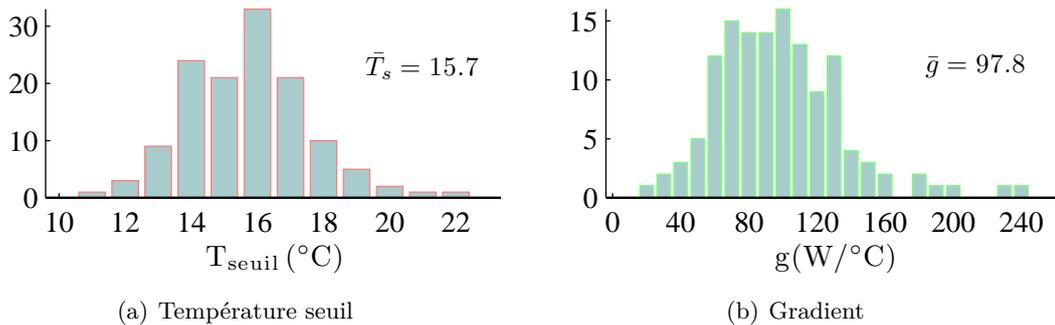


FIGURE D.18 – Distribution des températures seuils et des gradients pour les sites identifiés comme « réguliers »

régulier	irrégulier
74.43%	25.57%

TABEAU D.6 – Proportion dans les catégories pour une seuil de $r = 0,7$

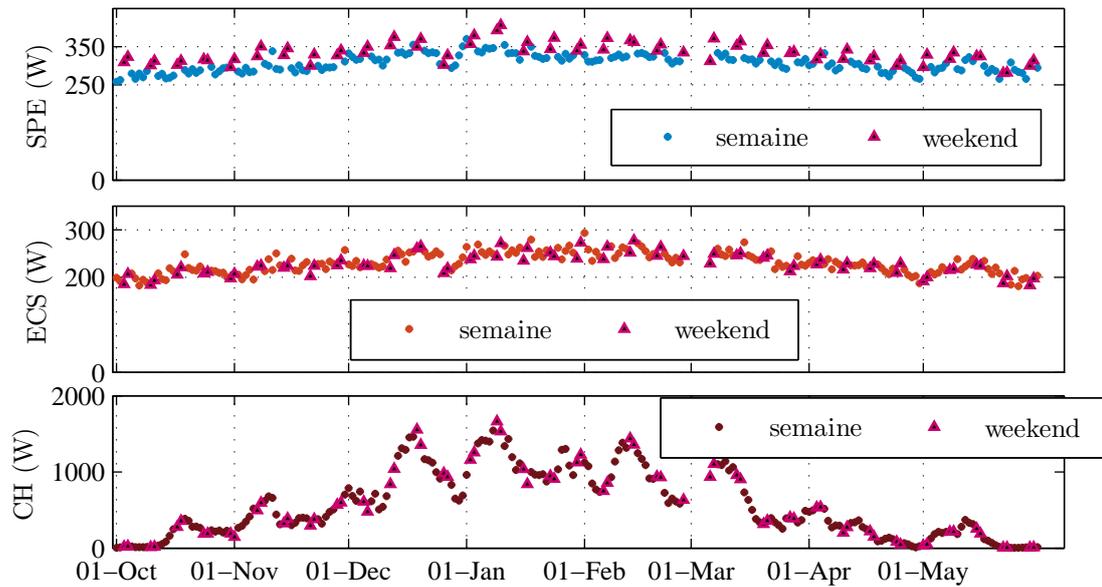


FIGURE D.19 – CdC journalière avec distinction semaine/week-end pour 3 usages

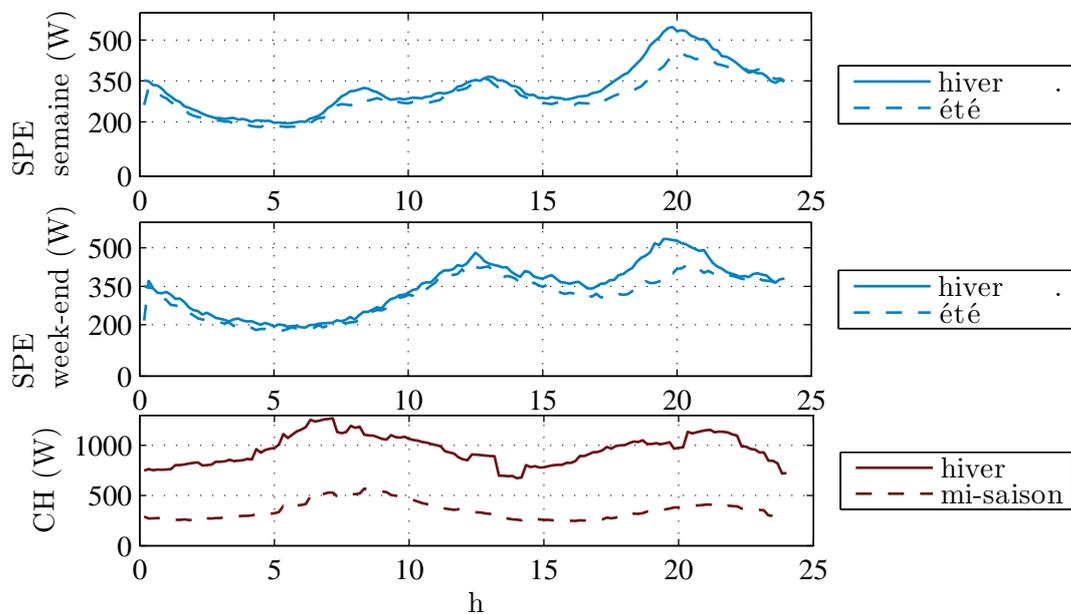


FIGURE D.20 – Observation de profils moyens journaliers pour un mois, SPE et CH avec distinction semaine/week-end

D.5.3.2 Saisonnalité des profils

La figure D.5.3.2 montre que la saisonnalité des charges journalières est peu élevée pour les consommations d'électricité spécifique et d'ECS.

La distinction semaine/week-end est significative uniquement pour l'électricité spécifique.

La figure D.5.3.2 montre que la saisonnalité de l'électricité se concentre sur les plages horaires 7-9h, et 17-22h en semaine ainsi que 12-22h le weekend.

D.5.4 Création de profils d'apports internes à partir des profils d'électricité spécifiques

D.5.4.1 Algorithme de remplissage des jours manquants

Un algorithme a été mis en œuvre pour combler les jours manquants afin de générer des profils continus sur l'ensemble de la période, d'octobre à mai. La méthode simpliste retenue consiste à copier/coller des périodes de journées adjacentes à une période de jours manquants. Selon la position de la période, milieu, début ou fin de chronique, l'algorithme va chercher les périodes disponibles. Lorsque la période copiée ne comble pas l'ensemble de la période manquante, la procédure est appelée une nouvelle fois, jusqu'à ce que le nombre de journées manquantes soient nulles.

Limites principales :

- le type de jour semaine ou weekend n'est pas identifié ;
- lorsque les périodes de jours manquants sont étendues (~ 60 jours), les profils comblés peuvent sur ou sous-estimés la conso réelle car les besoins sont saisonniers.

D.5.4.2 Illustration des apports internes

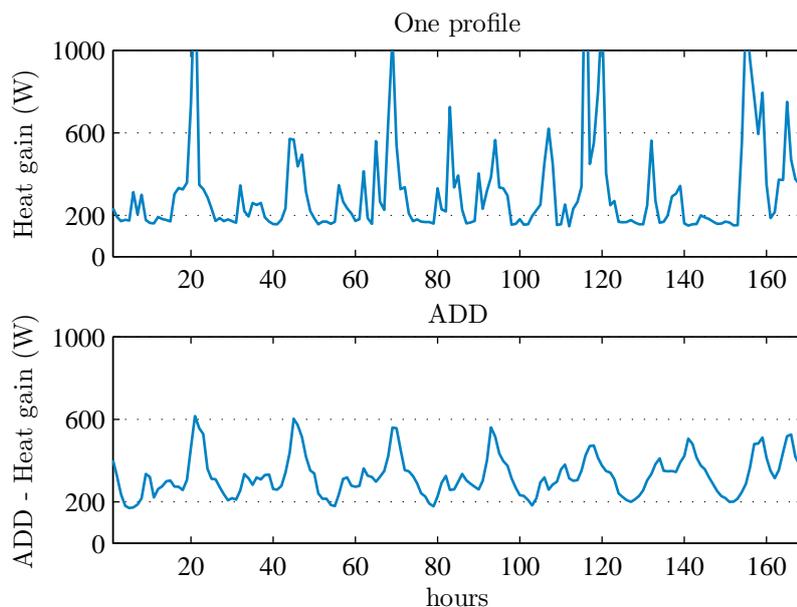


FIGURE D.21 – Profils d'apport interne sur une semaine, profil unitaire et profil agrégé

La figure D.5.4.2 illustre les variations d'un profil unitaire d'apport interne, et la régularité du profil unitaire moyen que verrait un parc de logement.

D.5.5 Bilan de consommation et profilage du chauffage

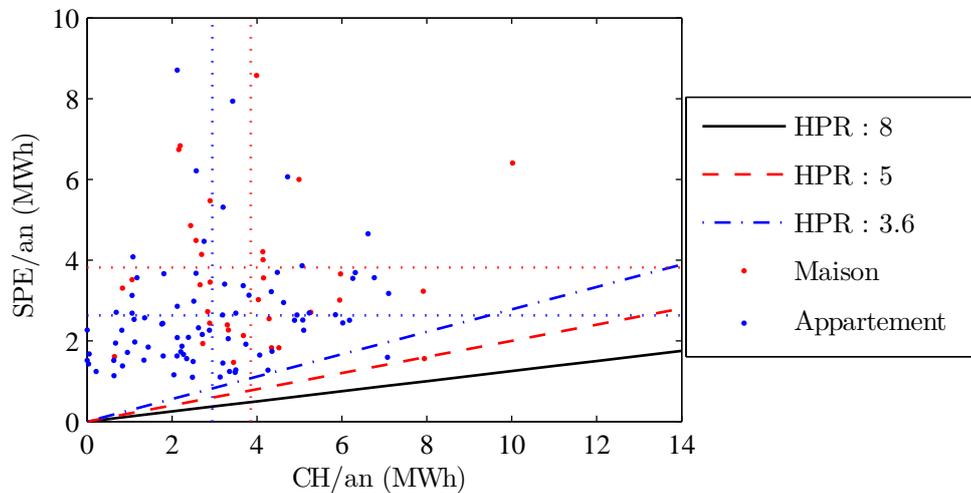


FIGURE D.22 – Annexe : bilan des consommations annuelles extrapolées

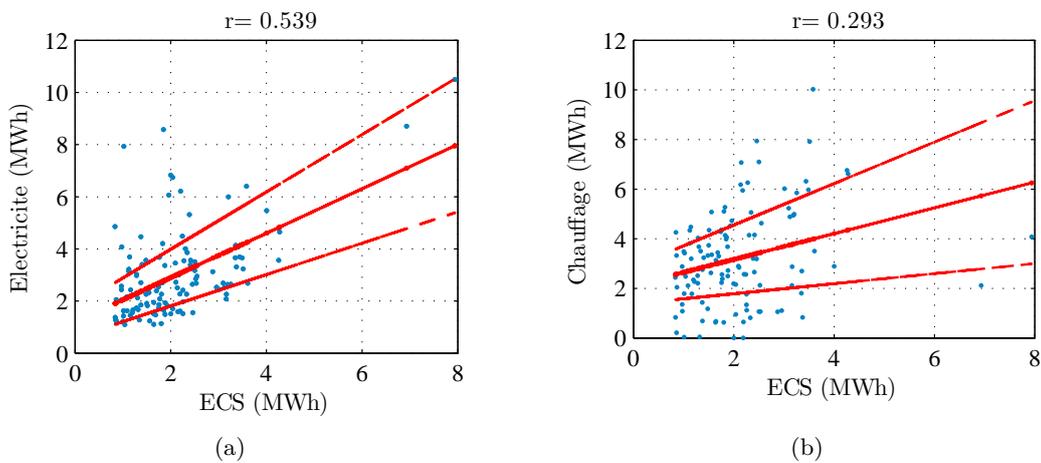


FIGURE D.23 – Annexe : Corrélation et modèle linéaire associé, tracés des intervalles de confiance à 95% sous hypothèse de linéarité

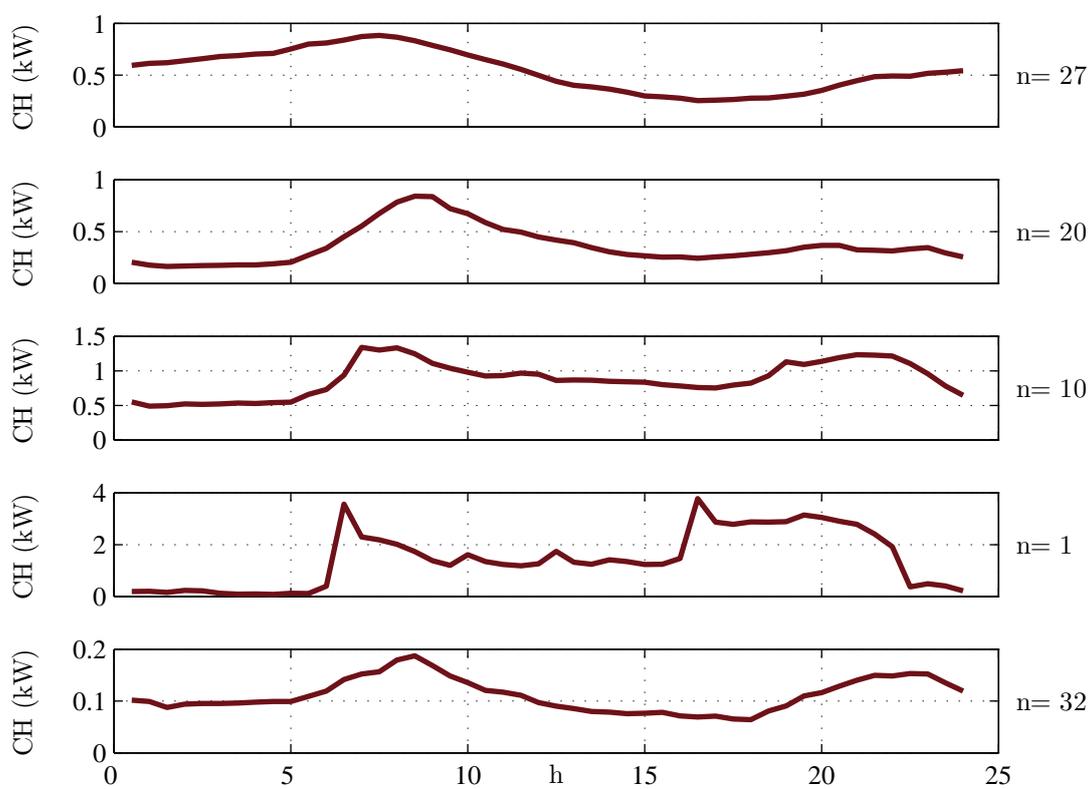


FIGURE D.24 – Profilage d'un panel de CdC de chauffage selon la méthode de Classification Ascendante Hiérarchique

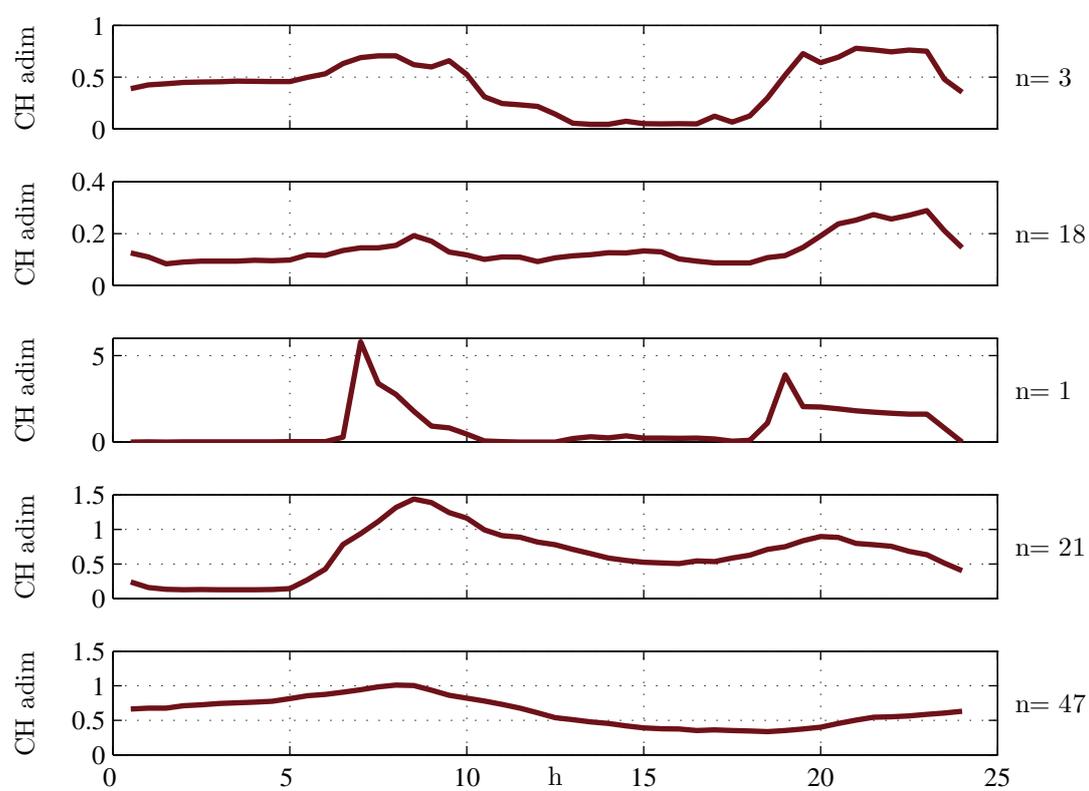


FIGURE D.25 – Profilage d'un panel de CdC de chauffage normée selon la méthode de Classification Ascendante Hiérarchique

Bibliographie

ADEME : Pacte électrique breton, 2010.

ADEME et RTE : Le contenu CO₂ du kWh électrique : Avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique, 2007. url : www.agirpourenvironnement.org/pdf/contenuCO2longue.pdf.

AFNOR : Nf c14-100, installations de branchement à basse tension, février 2008.

AFNOR : Climatiseurs, groupes refroidisseurs de liquide et pompes à chaleur avec compresseur entraîné par moteur électrique pour le chauffage et la réfrigération des locaux, 2011.

ALI Muhammad Tauha, MOKHTAR Marwan, CHIESA Matteo et ARMSTRONG Peter : A cooling change-point model of community-aggregate electrical load. *Energy and Buildings*, 43(1):28–37, 2011. url : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778810002550>.

ALLIBE Benoit : *La modélisation des consommations énergétiques du secteur résidentiel français à long terme*. Thèse de doctorat, EHESS, 2012a.

ALLIBE Benoit : Modéliser la dynamique des consommations : du normatif au réaliste - illustration par le dpe, écueil et pistes de solutions, 2012b. url : http://rp.urbanisme.equipement.gouv.fr/puca/activites/prebat_220612/Benoit_Allibe.pdf.

ALLIBE Benoit, OSSO Dominique et LAURENT Marie-Hélène : Modélisation thermique du chauffage individuel - d'un logement unique à l'ensemble du parc. *Dans IBPSA*, page 8, Moret sur Loing, France, novembre 2010.

ANDLAUER Benoit : *Optimisation systémique de micro-cogénérateurs intégrés aux bâtiments*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2011.

ANGIOLETTI Robert et DESPRETZ Hubert : Maitrise de l'énergie dans les bâtiments ; définition, usages, consommations. *Techniques de l'ingénieur*, BE 9020, 2006.

ATG : *Aide mémoire de l'industrie du gaz, 4e édition*. ATG, 1990.

BACHER Peder et MADSEN Henrik : Identifying suitable models for the heat dynamics of buildings. *Energy and Buildings*, 43(7):1511 – 1522, 2011. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778811000491.

- BACOT Patrick : *Analyse modale des systèmes thermiques*. Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, CENERG, 1984.
- BAILLY Boris et ROSENSTEIN Frédéric : Planification du réseau de transport d'électricité et maîtrise de la demande d'électricité : vers une complémentarité des objectifs? *Flux*, 54, 2003. url : www.cairn.info/revue-flux-2003-4-page-28.htm.
- BERGER Marc, DEUSE Jacques, BOLLEN Math, SILVA Manuel, KOPONEN Pekka, BRECQ Guillaume, CONTREAU Régis et SIMCIK Roman : *Experimental data of 5 experiments Single site tests : Grenoble & Athens Aggregation tests : United Kingdom, Germany and Greece, D8 WP4&5*. EUDEEP, 2009.
- BERGOUGNOUX Jean, FOUQUET Denis, MESLIER François, VAROQUAUX William et ERNOULT Max : Demande d'électricité et prévision à long terme. *Techniques de l'ingénieur*, 1984.
- BETTANINI Ernesto, GASTALDELLO Alessio et SCHIBUOL Luigi : Simplified models to simulate part load performances of air conditioning. *Dans 18th IBPSA conference, Eindhoven, Netherlands*, volume Equipments, pages 107–114, August 2003.
- BLIEK F., van den NOORT A., ROOSSEN B., KAMPHUIS R., de WIT J., van der VELDE J. et EIJGELAAR M. : Powermatching city, a living lab smart grid demonstration. pages 1 –8, oct. 2010.
- BLIEK Frits W., van den NOORT Albert, ROOSSEN Bart, KAMPHUIS René, de WIT Johan, van der VELDE Jorgen et EIJGELAAR Marcel : The role of natural gas in smart grids. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3(5):608 – 616, 2011. ISSN 1875-5100. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510011000783.
- BOAIT P.J., RYLATT R.M. et STOKES M. : Optimisation of consumer benefits from micro-combined heat and power. *Energy and Buildings*, 38:981–987, 2006.
- BOITEUX M. : La tarification au coût marginal et les demandes aléatoires. *Cahiers du Séminaire d'Économétrie*, (1):pp. 56–69, 1951. ISSN 00718343. url : www.jstor.org/stable/20075348.
- BOOTH A.T., CHOUDHARY R. et SPIEGELHALTER D.J. : Handling uncertainty in housing stock models. *Building and Environment*, 48:35 – 47, 2012. url : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360132311002599>.
- BOUDELLAL Méziane : *La cogénération. Efficacité énergétique, micro-cogénération*. Technique et Ingénierie. Dunod, 2010.
- BOUGNOL Pierre, IMBERT Pierre, CHARTRES Sophie et NORMAND Olivier : Modélisation énergétique de la plateforme premio, une architecture dédiée à la gestion dynamique de la charge sur le réseau électrique. *Revue de l'électricité et de l'électronique*, 1, 2010.
- BREZINSKI Claude : Aspect numériques du contrôle linéaire. *Techniques de l'ingénieur*, AF1400:20, 2007.

- BRUHNS Alexander, DEURVEILHER Gilles et ROY Jean-Sébastien : A non-linear regression model for mid term load forecasting and improvements in seasonality. *Dans Proceedings of the 15th Power Systems Computation Conference*, volume 17, Liege, August 2005. url : <http://js2007.free.fr/research/pscc2005-168.pdf>.
- CAREME François, GARCIA Françoise, HAAG Denis, LEDERER Pierre et MOISAN François : Fondements et cadre de cohérence économique pour des actions de maîtrise de la demande. *Revue de l'énergie*, (454):761-771, 1993. ISSN 0303-240X. url : <http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=3883280>.
- CARRIVE Philippe : Réseaux de distribution - structure et planification. *Techniques de l'ingénieur*, 1991.
- CAURET Lionel : *Dynamiques de la maîtrise de la demande d'électricité, jeux d'acteurs et outils en métropole et en outre-mer*. Thèse de doctorat, École des Hautes Études en Sciences Sociales, 1997.
- CAYLA Jean-Michel, MAIZI Nadia et MARCHAND Christophe : The role of income in energy consumption behaviour : Evidence from french households data. *Energy Policy*, 39(12):7874 – 7883, 2011. ISSN 0301-4215. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511007257.
- CAYRE Emmanuelle, ALLIBE Benoit, LAURENT Marie-Hélène et OSSO Dominique : There are people in the house! how the results of purely technical analysis of residential energy consumption are misleading for energy policies. *The proceedings of ECEEE 2011 Summer Study*, 2011. url : <http://proceedings.eceee.org/visabstrakt.php?doc=7-277-11>.
- CE : Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003, 2003. url : www.vie-publique.fr/documents-vp/directive_200354ce.pdf.
- CEREN : Suivi du parc et des consommations, 2012.
- CEREN1108 : Suivi annuel des comportements des ménages en matière de chauffage, 2011. Etude 1108.
- CEREN7107 : Estimation des consommations de gaz à usage eau chaude sanitaire et cuisson, octobre 2007. Etude 7107.
- CEREN7114 : Les facteurs déterminants des moindres consommations unitaires des logements équipés de chauffage électrique, 1998.
- CEREN8107 : Consommations moyennes d'énergies régionales par usage, exploitation particulière de l'enquête logement 2006, 2^e édition, février 2009. Etude 8107.
- CEREN9155 : Consommations de bois et d'électricité en 2008 en maison chauffée principalement à l'électricité., mars 2010. Etude 9155.
- CHAFFOTEAUX : Talia green hybrid, chaudières gaz à condensation & pac inverter dc, 2012. url : www.chaffoteaux.fr/des-solutions-produits-et-systemes/gaz/chaudieres-murales-condensation/talia-green-hybrid.html.

COLOMBIER Michel et HOURCADE Jean-Charles : Développement des réseaux et modulations spatio-temporelles des tarifs : l'équité territoriale revisitée. *Revue économique*, 40:649–678, 1989. url : www.persee.fr/web/revues/home/prescript/article/reco_0035-2764_1989_num_40_4_409159.

COUNCIL OF THE EUROPEAN PARLIAMENT : Directive 2004/8/ce du parlement européen et du conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie, 2004. url : http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/127021_en.htm.

CRE : Consultation publique de la commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 2012a. url : www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-consultation-publique-de-la-cre-du-6-mars-2012-sur-la-structure-des-tarifs-d-utilisation

CRE : Consultation publique de la commission de régulation de l'énergie du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, 2012b. url : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/consultation-publique-de-la-cre-du-6-novembre-2012-sur-les-quatriemes-tarifs-d-utilisation>

CRE : Délibération de la cre du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de grdf, février 2012c. url : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/tarif-de-distribution-de-gaz-de-grdf/deliberation-de-la-cre-du-28-fevrier-2012-portant-decision-sur-le-tarif-pereque-d-utilisation>

CRE : Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, juin 2012d. url : www.cre.fr/content/download/8874/80462/version/4/file/120605_Observatoire1eTrim2012.pdf.

CREDOC : Observatoire du comportement. Rapport technique, Centre de recherche pour l'étude et l'observation des conditions de vie, 2011.

CSTB : Méthode de calcul Th-BCE 2012. Rapport technique, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, 2011.

CYSSAU René : *Manuel de la régulation et de la gestion technique*. Costic, 1995.

DAY Tony : Degree-days : Theory and application tm41. Rapport technique, CIBSE, 2006. url : https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/1/ME550/1/material_docente/bajar?id_material=165384.

de GOUVELLO Chrisophe, HOURCADE Jean-Charles et POPPE Marcelo K. : Maîtrise de la demande d'électricité et surcoût de la desserte électrique rurale. résumé et principaux résultats de l'étude pour la dgemp et l'ademe. *Dans Maîtrise de la demande d'électricité, colloque*, 1995.

- DECRÉ Frédérique et CHEFDEVILLE Hervé : Principes de tarification de l'électricité en France. *Techniques de l'ingénieur*, D4023:18, 1995. url : <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/archives-th12/archives-reseaux-et-applications-tiadc/archive-1/principes-de-tarification-de-l-electricite-en-france-d4023/>.
- DEHAUSSE R. : *Energétique des bâtiments des secteurs résidentiel et tertiaire, calcul des enveloppes*. 1988.
- DEMAIN Energies : CharTer, outil de modélisation des charges de flux, 2012. url : www.energies-demain.com/spip.php?article55. site internet visité en 2012.
- DEUSE J., GRECARD S., BENINTENDI D., AGRELL PJ. et BOGETOFT P. : Use of system charges methodology and norm models for distribution system including der. *CIREN*; *19th International Conference on Electricity Distribution*, 6 (paper 76):1 – 4, 2007.
- DGEC : Hydroélectricité - définition et technologies existantes, 2010. url : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Hydroelectricite.pdf>.
- DOULET Alain : Le concept d'énergie non distribuée, outil d'aide à la décision dans la gestion des réseaux électriques, 2002. url : <http://www.anales.org/ri/2002/425/doulet062-68.pdf>.
- DÉQUÉ F., OLLIVIER F. et POBLADOR A. : Grey boxes used to represent buildings with a minimum number of geometric and thermal parameters. *Energy and Buildings*, 31(1): 29 – 35, 2000. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778898000747.
- DÉQUÉ Francis, DELILLE Sylvie et DAUTIN Sophie : Réduction d'un système linéaire et invariant par la technique de moore. application à la thermique du bâtiment model reduction using state-space truncature in thermal applications. application to a linear time-invariant building envelope. *Revue Générale de Thermique*, 36(3):170 – 179, 1997. ISSN 0035-3159. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6VJ6-3T6J9D4-2/2/84c706f76350a7e29dfdf7dbd359ff90.
- DUJIN Anne et MARESCA Bruno : La température du logement ne dépend pas de la sensibilité écologique. *Centre de recherche pour l'étude et l'observation des conditions de vie*, 221, 2010.
- DUVAL Saunier : Systèmes hybrides, la solution chauffage naturellement intelligente, 2012. url : www.saunierduval.fr/stepone/data/downloads_sd/52/00/00/saunier-duval-brochure-gp-genia-hybrid-sd20592-10-2011.pdf.
- EL GUEDRI Mabrouka : *Caractérisation aveugle de la courbe de charge électrique : Détection, Classification et Estimation des usages dans le secteur résidentiel et tertiaire*. Thèse de doctorat, Université Paris Sud 11, 2009.
- ENERGIES Europ : France : la CRE favorable à l'expérimentation de RTE en Bretagne, 2012.
- ENTSOE : System adequacy methodology. Rapport technique, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2009. url : https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf.

- ENTSOE : System adequacy forecast 2010-2025. Rapport technique, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010. url : www.europolitics.info/pdf/gratuit_en/265762-en.pdf.
- ERDF : Reconstitution des flux prise en compte de l'aléa météorologique et algorithme de calcul des températures, 2004. GRD EDF/RCF/REF/04/007, version B.
- ERDF : Description physique du réseau public. Rapport technique, ERDF, 2008. url : www.photovoltaique.info/IMG/pdf/Descriptif_du_reseau_2008.pdf.
- ERDF : Caractérisation précise de la pointe - coté distributeur. *Dans GT Pointe DGEC*. DGEC, novembre 2009a.
- ERDF : Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs bt. Rapport technique, ERDF, 2009b.
- ERDF : Prise en compte de l'aléa météorologique pour la reconstitution des flux, règle de calcul de la température applicables au 1er juillet 2010., 2010. url : www.erdfdistribution.fr/ERDF_Fournisseurs_Electricite_Responsables_Equilibre_Profils.
- ERDF : Compensation des pertes du réseau, 2012. url : http://www.erdfdistribution.fr/Compensation_des_pertes.
- EUDEEP : EUropean Distributed EnErgy Partnership : Results, 2009.
- EXPLICIT : Etude de faisabilité d'une opération pilote de maîtrise de la demande d'énergie - rapport final. Rapport technique, 2007. url : www.pays-de-saintbrieuc.org/documents2/ftp/214/000/001/727/1727999_1565_axenne-explicit%20-%20rapport%20final%20etude%20de%20faisa%20opmde%20-bretagne.pdf.
- FDEL : url : www.fdel.fr/fr/presentation-de-la-fdel/nos-activites/electrification-rurale/renforcements.html.
- FLOUQUET F. : Local weather correlations and bias in building parameter estimates from energy-signature models. *Energy and Buildings*, 19(2):113-123, 1992. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0027001589&partnerID=40&md5=ccbf865ef97499e136a0c4200b2464a1. cited By (since 1996) 5.
- FOSSARD André : Systèmes multientrées-multisorties. *Techniques de l'ingénieur*, R7220:25, 1997. url : www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/mesures-analyses-th1/automatique-avancee-42393210/systemes-multientrees-multisorties-r7220/.
- FOUGÈRE Denis et KRAMARZ Francis : Introduction à l'économétrie appliquée. Ecole polytechnique, ParisTech, 2009.
- FRAISSE Gilles, VIARDOT Christelle, LAFABRIE Olivier et ACHARD Gilbert : Development of a simplified and accurate building model based on electrical analogy. *Energy and Buildings*, 34(10):1017-1031, 2002. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V2V-45C02WX-2/2/e27c1074c99d537836332020eac37992.

- FRANÇAISE Norme : NF EN 297/A2 - chaudières de chauffage central utilisant les combustibles gazeux - chaudières des types B11 et B11bs équipées de brûleurs atmosphériques dont le débit calorifique nominal est inférieur ou égal à 70 kw, 1996.
- GAN Chin Kim, MANCARELLA Pierluigi, PUDJIANTO Danny et STRBAC Goran : Statistical appraisal of economic design strategies of lv distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 81(7):1363 – 1372, 2011. ISSN 0378-7796. url : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611000368>.
- GARCIA F. et CAREME F. : Le cadre de cohérence économique et l'évaluation des actions de MDE. Colloque sur la MDE, Paris, janvier 1995.
- GEORGIA TECH : Energy Performance Standard Calculation Toolkit, 2012. url : <http://www.epsct.org/>. visité en 2012.
- GRANDJEAN Arnaud : *Introduction de non linéarités et non stationnarités dans les modèles de représentation de la demande électrique résidentielle*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2013.
- GREENLYS : Le projet GreenLys, 2012. url : www.greenlys.fr. visité en juin 2012.
- GRIGSBY Leonard L. : *Electric Power Engineering Handbook, Second Edition*. Taylor & Francis, 2006. url : <http://doc.isiri.org.ir/documents/10129/21377/electric+poer+engineering+handbook.pdf>.
- GRTGAZ : Évolution de la demande de gaz naturel sur le réseau de transport de grtgaz, 2009.
- GRTGAZ : Adéquation offre-demande de la flexibilité intra-journalière. Rapport technique, GRTGAZ, 2012a.
- GRTGAZ : Chiffres clés 2011, 2012b. url : www.grtgaz.com/fileadmin/user_upload/Institutionnel/Documents/FR/memo_chiffres_2011.pdf.
- GRTGAZ : Plan décennal de développement 2012-2021 de grtgaz du réseau de transport, 2012c. url : http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/Plan_decennal_2012_2021_08102012.pdf.
- GRTGAZ : Rapport d'activité 2011, 2012d.
- GTG : Profils 2010-2011, 2009. url : <http://www.gtg2007.com/libre/donnees/index.php?IdDPDRType=3>.
- HAAS Reinhard et BIERMAYR Peter : The rebound effect for space heating empirical evidence from Austria. *Energy Policy*, 28(6-7):403 – 410, 2000. ISSN 0301-4215. url : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421500000239>.
- HAMMARSTEN S. : A critical appraisal of energy-signature models. *Applied Energy*, 26(2):97-110, 1987. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0023211755&partnerID=40&md5=9432a63871d23008335e4cbb9c0a9ead. cited By (since 1996) 8.

- HERMAN R. et KRITZINGER J. : The statistical description of grouped domestic electrical load currents. *Electric power systems research*, 27:43–48, 1993.
- HILAL Mohamed, NADAUD Franck et GOUVELLO Jean Christophe De : Maîtrise de la demande d'électricité en milieu rural : comment délimiter les bassins d'intervention ? *L'Espace géographique*, tome 34(1):29–48, 2005. ISSN 0046-2497. url : www.cairn.info/article.php?ID_ARTICLE=EG_341_48.
- HOUDANT Nicolas et SCHRAM Johan : Enerter : a tool to simulate housing energy consumption. *Dans ECEEE summer study*, 2009.
- HUGHES Thomas P : L'électrification de l'amérique, 1983. url : http://documents.irevues.inist.fr/bitstream/handle/2042/30880/C&T_1983_10_21.pdf?sequence=1.
- IMBERT Pierre : *Simulation des impacts du déploiement d'un programme de Matirise de la Demande en Electricité : amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2010.
- INSEE : Logement - 2006. Centre Maurice Halbwachs, 2006.
- JO : Arrêté portant approbation de diverses méthodes de calcul pour le diagnostic de performance énergétique en France métropolitaine, 2006. url : www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=96F7AAF842AB80911CFF95911B8009C91250672877421.pdf.
- KASTEN Fritz et CZEPLAK Gerhard : Solar and terrestrial radiation dependent on the amount and type of cloud. *Solar Energy*, 24(2):177 – 189, 1980. ISSN 0038-092X. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X80903916.
- KAVGIC M.a, MAVROGIANNI A.a, MUMOVIC D.a, SUMMERFIELD A.b, STEVANOVIC Z.c et DJUROVIC-PETROVIC M.d : A review of bottom-up building stock models for energy consumption in the residential sector. *Building and Environment*, 45(7):1683–1697, 2010. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-77649239082&partnerID=40&md5=7d9f7f781adf86ff4c72e62c512adb75. cited By (since 1996) 0.
- KELLY Nick et BEAUSOLEIL-MORRISON Ian : Specifications for modelling fuel cell and combustion-based residential cogeneration devices within whole-building simulation programs, 2007. url : www.ecbcs.org/docs/Annex_42_Cogen_Model_Specifications.pdf.
- KISSOCK J.K.a, HABERL J.S.b et CLARIDGE D.E.c : Inverse modeling tool-kit : Numerical algorithms. *ASHRAE Transactions*, 109 PART 2:425–434, 2003. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-17144451256&partnerID=40&md5=6dcb0cca855950ac6fc7300b04398f85.
- KRANZL Lukas, MÜLLER Andreas et HUMMEL Marcus : Modelling the impact of energy policies in the building sector, the modelling tool invert/ee-lab. *Dans Tabula Workshop 2012*. Energy Economics Group, Vienna University of Technology, 2012. url : www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/veranstaltungen/TABULA/17_Lukas_Kranzl.pdf.
- KREIDER Jan F. et RABL Ari : *Heating and cooling of buildings : design for efficiency*. McGraw-Hill, 1994.

- LARTIGUE Didier : *Pompe à chaleur, Système PERCHE*. Eyrolles, 1985.
- LAUTSEN Jacob Birck et SVENDEN Svend : Calculation tool for determining the net energy gain. *Dans Building Physics in the Nordic Countries : Proceedings of the 6th Symposium Trondheim*, June 2002.
- LEBLANC E.L.M : Hybride et monobloc : chaudière murale gaz à condensation, 2012. url : https://elmleblanc-fr.resource.bosch.com/media/elm/about_elm/hybride/ex_plaquette_egalys_megalys_condens_hybride-12_pages_a4-141111.pdf. visité en septembre 2012.
- LEDERER Pierre et MONTFORT Bernard : Régulation du système offre-demande d'électricité et choix des investissements de production. *Techniques de l'ingénieur*, 1986.
- LEFEBVRE Gilles : *analyse et réduction modales d'un modèle de comportement thermique de bâtiment*. Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie, Paris VI, 1987.
- LEFEBVRE Gilles : Comportement thermique dynamique des parois planes. *Techniques de l'ingénieur*, B2040, 1994. url : www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/genie-energetique-ti200/comportement-thermique-dynamique-des-parois-planes-b2040/.
- LEFEBVRE S. et DESBIENS C. : Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 24(4):285 – 293, 2002. ISSN 0142-0615. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V2T-451N7N9-5/2/aecc3a76e43417b2241f3250f61a1023.
- LEFIEUX Vincent : *Modèles semi-paramétriques appliqués à la prévision des séries temporelles. Cas de la consommation d'électricité*. Thèse de doctorat, Université Rennes 2, 2007. url : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00179866>.
- LU Ning et CHASSIN D.P. : A state-queueing model of thermostatically controlled appliances. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3):1666 – 1673, aug. 2004. ISSN 0885-8950.
- MAILLET Denis, JARNY Yvon et PETIT Daniel : Problèmes inverses en diffusion thermique - modèles diffusifs, mesures, sensibilités. *Techniques de l'ingénieur*, BE8265, 2011. url : www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/transferts-thermiques-42214210/problemes-inverses-en-diffusion-thermique-be8266/.
- MALISANI Paul, CHAPLAIS François et PETIT Nicolas : Design of penalty functions for optimal control of linear dynamical systems under state and input constraints, 2011. url : http://cas.ensmp.fr/Publications/Publications/Conferences_files/PenaltiesLinearCase.html.
- MARIGNAC Yves et LEGRAND Vincent : Apports et limites du concept d'électricité non distribuée pour une nouvelle approche de la sécurité énergétique française, 2003. url : <http://www.wise-paris.org/francais/rapports/acces/030701-RapportFinalEND.pdf>. Rapport commandé par le CNRS, Programme ECODEV.

- MARTY Frédéric : *Pluralité et dynamique des conventions de réglementation une analyse économique de la jurisprudence du conseil de la concurrence relative au secteur électrique*. Thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan, 2002. url : http://hal.archives-ouvertes.fr/index.php?halsid=gchhoiekvq916c53iqoj61qih6&view_this_doc=tel-00011560&version=1.
- MEDDTL : *Nouvel algorithme de calcul des consommations conventionnelles des logements pour la réalisation des diagnostics de performance énergétique*, 2012.
- MEJRI Olfa, BARRIO Elena Palomo Del et GHRAB-MORCOS Nadia : *Energy performance assessment of occupied buildings using model identification techniques*. *Energy and Buildings*, 43(2-3):285 – 299, 2011. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V2V-512K1RR-1/2/15e12cf393288a5815e3d569f59c7986.
- MOLLARD Cédric : *Consommations des usages électriques, prévisions à long terme*. Emp, Mines Paristech, 2008. EMP49223D 114.737 EMP 156.967CCL 6079.
- MÉTÉO-FRANCE : *Annexe fiche méthode Degrés Jours*, 2005. url : <http://climatheque.meteo.fr/Docs/DJC-methode.pdf>.
- NADAUD Franck : *Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau, équité et efficacité collective : la distribution rurale d'électricité et la maîtrise de la demande*. Thèse de doctorat, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales, 2005.
- NEHRIR M.H., DOLAN P.S., GEREZ V. et JAMESON W.J. : *Development and validation of a physically-based computer model for predicting winter electric heating loads*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1):266–272, 1995. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0029255643&partnerID=40&md5=09c2d8db8515cdb366eb4f69b28b049e.
- NEVEU Alain : *Etude d'un code de calcul d'évolution thermique d'une enveloppe de bâtiment*. Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, CENERG, 1984.
- NIELSEN Henrik Aalborg et MADSEN Henrik : *Modelling the heat consumption in district heating systems using a grey-box approach*. *Energy and Buildings*, 38(1):63 – 71, 2006. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V2V-4GKWJON-1/2/824a2f41a479fd46ff084f4b9cb29d69.
- NORMAND Olivier : *Réseau et systèmes intelligents*. *Dans Workshop Smart Grid*, 2010.
- OFFICIEL Journal : *Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*, 2000. url : www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000750321.
- OFFICIEL Journal : *Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité*, 2007. url : www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000017755016&dateTexte=&categorieLien=id.

- OFFICIEL Journal : Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, 2010. url : www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&categorieLien=id.
- OKAMURA Kiyoshi : Experience and future prospects of fuel cell mCHP for residential use. *Dans IGRC Presentation*, 2011.
- ORPHELIN Mathieu : *Méthodes pour la reconstitution de courbes de charge agrégées des usages thermiques de l'électricité*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 1999.
- PEDERSEN Linda : *Load modelling of building in mixed energy distribution systems*. Thèse de doctorat, Norwegian University of Science and Technology, 2007. url : <http://ntnu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:122458>.
- PEDERSEN Linda, STANG Jacob et ULSETH Rolf : Load prediction method for heat and electricity demand in buildings for the purpose of planning for mixed energy distribution systems. *Energy and Buildings*, 40(7):1124 – 1134, 2008. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778807002381.
- PEETERS L., der VEKEN J. Van, HENS H., HELSEN L. et D'HAESELEER W. : Control of heating systems in residential buildings : Current practice. *Energy and Buildings*, 40(8):1446 – 1455, 2008. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778808000315.
- PETIT Daniel : *Réduction de modèles de connaissance et identification de modèles d'ordre réduit. Application aux processus de diffusion thermique*. Thèse de doctorat, Université d'Aix-Marseille 1, 1991.
- PETIT Nicolas et RICHON Pierre : Automatique, dynamique et contrôle des systèmes. Rapport technique, Centre Automatique et Systèmes, Mines Paristech, 2011. url : <https://sgs.mines-paristech.fr/prod/file/sgs/ensmp/20122013/tmp/root.pdf>.
- PIGENET Nazim : *Mise en place des outils de suivi de prédiction de la demande électrique à l'échelle d'un territoire, application au département du Lot*. Thèse de doctorat, Laboratoire PLAsma et Conversion d'Énergie (LAPLACE), UMR 5213, 2009.
- PIOGER Yves : Maîtrise du développement d'un parc de production d'électricité par une bonne gestion de la demande. *Bulletin de la direction des études et recherches*, 1988.
- PLEYNET Bernard, VOLTA Claude et LUSSON Olivier : Chauffage et rafraîchissement par systèmes thermodynamiques. *Techniques de l'ingénieur*, B 2157:20, 1992.
- POIGNANT Serge et SIDO Bruno : Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique. Rapport technique, MEDDEM, 2010.
- PONIATOWSKI Ladislav et DESESSARD Jean : Rapport de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité - tome 2, 2012. url : www.senat.fr/rap/r11-667-2/r11-667-21.pdf.

- POWERMATCHER : Heat pumps in suburban areas, 2012. url : http://www.powermatcher.net/news-articles/item/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=18&cHash=65d7cddc0e6a772429ddf839a592f3e6.
- PREMIO : Premio, le premier réseau électrique intelligent à Lambesc, 2012. url : www.projetpremio.fr. visité en juin 2012.
- PUDJIANTO Danny, DJAPIC Predrag, AUNEDI Marko, GAN Chin Kim, STRBAC Goran, HUANG Sikai et INFIELD David : Smart control for minimizing distribution network reinforcement cost due to electrification. *Energy Policy*, (0), 2012. ISSN 0301-4215. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512004338.
- QUIQUEMPOIX Olivier, FLISCOUNAKIS Stéphane et BOURGADE Eric : Prédiction des pertes électriques sur le réseau tnt et ht français, 2004.
- RABL A. : Parameter estimation in buildings : methods for dynamic analysis of measured energy use. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 110(1):52–66, 1988. url : www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0023960364&partnerID=40&md5=dbebae29c9305f66c213c2ab2a0e6a6f.
- RABL Ari et RIALHE A. : Energy signature models for commercial buildings : test with measured data and interpretation. *Energy and Buildings*, 19:143–154, 1992.
- RAYNAUD Maxime, OSSO Dominique, ADNOT Jérôme, BOURGES Bernard et DUPLESSIS Bruno : An energy efficiency program analysis to understand the gaps between ex-ante and ex-post evaluations. *Dans Proceedings of the International Energy Program Evaluation Conference*, page 12, 2012.
- RICHALET Véronique : *Caractérisation énergétique des bâtiments sur site, Identification de Modèles Dynamiques, Méthodes de Signature Énergétique*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1991.
- RIVIÈRE Coordination Philippe : Projet PERSAPAC : PERformances SAisonnières des Pompes A Chaleur. Rapport technique, ARMINES, 2010.
- ROOSSIEN B., HOMMELBERG M., WARMER C., KOK K. et TURKSTRA J.-W. : Virtual power plant field experiment using 10 micro-chp units at consumer premises. *CIREC seminar 2008 : SmartGrids for distribution*, 2008.
- ROSELLI Carlo, SASSO Maurizio, SIBILIO Sergio et TZSCHEUTSCHLER Peter : Experimental analysis of microgenerators based on different prime movers. *Energy and Buildings*, 43 (4):796 – 804, 2011. ISSN 0378-7788. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778810004184.
- ROUSSEAU Sylvie : *Simulation numérique du comportement thermique des locaux d'habitation. Évaluation de l'influence de la radiation solaire, des conditions climatiques et des paramètres caractéristiques du bâtiment*. Thèse de doctorat, Université de Lyon 1, 1978.
- RTE : Mesure de la consommation d'électricité totale en France, Nov. 2003. url : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/pop/pop_courbes.jsp.

- RTE : Mémento de la sûreté du système électrique, 2004.
- RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2005. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2005.pdf.
- RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2007a. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2007.pdf.
- RTE : chapitre E - relations entre le GRD et le responsable d'équilibre dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charges., 2007b. url : www.electricite-loos.fr/pdf/Regles_Section_2_Chapitre_E.pdf.
- RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2009a. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2009.pdf.
- RTE : Région PACA : alimentation électrique rétablie à 15h30, 2009b. url : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/rte-sud-est-region-paca-alimentation-electrique-retablie-a-15h30>.
- RTE : chapitre F - relations entre le GRD et le responsable d'équilibre dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charges., 2010. url : http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/V4_Section_2_Chapitre_F_20100701.pdf.
- RTE : Avec la contribution de Météo-France, RTE met à jour son référentiel national de températures, 2011a. url : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services/actualites.jsp?id=9482&mode=detail.
- RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2011b. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2011.pdf.
- RTE : chapitre F- relations entre le GRD et le responsable d'équilibre dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charges., 2011c. url : http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/V5_Section_2_Chapitre_F_20110701.pdf.
- RTE : Consommation française d'électricité : Caractéristiques et méthode de prévision, 2011d. url : http://clients.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/prev_conso_elec.pdf.
- RTE : La mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME. Rapport technique, RTE, 2011e.
- RTE : Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité?, 2011f. url : www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/RTE_END_BD.pdf.

- RTE : Rapport annuel sur la qualité de l'Électricité, 2011g. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Qualite_electricite/Rapport-qualite-elec-2011.pdf.
- RTE : Bilan électrique 2011, GT effacements, juin 2012a. url : http://clients.rte-france.com/lang/fr/include/data/accueil/telecharge/2012_06_11_GT_effacement-bilan_electrique.pdf.
- RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2012b. url : www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2012.pdf.
- RTE : Ecowatt, visité en juin 2012 2012c. url : www.ecowatt-bretagne.fr/.
- RTE : Expérimentation en région bretagne, mise à disposition de capacités d'effacements, juin 2012d. url : http://clients.rte-france.com/lang/fr/include/data/accueil/telecharge/2012_06_11_Experimentation_Bretagne_v0.5.pdf.
- RTE : Solutions alternatives au développement de réseau - identification des principes à partir d'un cas type, octobre 2012e. GT de la CPR du CURTE.
- RTE : Synthèse des discussions de la Commission Perspective du Réseau du 27 septembre 2012, 2012f.
- RTE : Vague de froid de février 2012 : analyse par RTE des conséquences sur le système électrique français, 2012g. url : www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/Rex_Vague_froid-2012.pdf.
- RUZIC S., VUCKOVIC A. et NIKOLIC N. : Weather sensitive method for short term load forecasting in electric power utility of serbia. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18 (4):1581 – 1586, nov. 2003. ISSN 0885-8950. url : <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1245586>.
- SAKER N., PETIT M. et COULLON J.L. : Demand side management of electrical water heaters and evaluation of the cold load pick-up characteristics (CLPU). pages 1–8, june 2011.
- SANTOS Paulo E. Steele, LIMA Jose W. Marangon, LEME Rafael C. et FERREIRA Tiago G. Leite : Distribution charges for consumers and microgeneration considering load elasticity sensitivity. *Energy Economics*, 34(2):468 – 475, 2012. ISSN 0140-9883. url : www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988311002982.
- SAPORTA Gilbert : *Probabilités, analyse de données et statistique*. Technip, 2006.
- SICARD J., BACOT P. et NEVEU A. : Analyse modale des échanges thermiques dans le bâtiment. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 28(1):111 – 123, 1985. ISSN 0017-9310. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V3H-481FY6M-R9/2/dd562c89b0a72dc5d0d01201884f7f70.

- SIDECO : Réseaux électriques et pompes à chaleur, 2011. url : http://portail2.reseau-concept.net/Upload/siceco/fichiers/Dossier_de_presse_-_SICECO_-_PAC-attention_au_reseau_electrique.pdf.
- SIG : Règlement d'application des tarifs - Approuvé par le conseil d'administration des Services Industriels de Genève le 22 mars 2012, 2012. url : http://www.sig-ge.ch/entreprise/publications/documents/tarifs%20et%20r%C3%A9glements/electricit%C3%A9/reglement_application_des_tarifs.pdf. Services Industriels de Genève.
- SILVA David Da : *Analyse de la flexibilité des usages électriques résidentiels : application aux usages thermiques*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2011. url : http://pastel.archives-ouvertes.fr/index.php?halsid=2jmr2pu3k3ahdfkltscvasklt0&view_this_doc=pastel-00678316&version=1.
- STOKES Melody : *Removing barriers to embedded generation : a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis*. Thèse de doctorat, De Montfort University, Leicester, 2005.
- STRBAC Goran, JENKINS Nick et GREEN Tim : Future network technologies, 2006.
- VIVES Christian : Inventer la distribution d'électricité de demain, smart grid et réseaux du futur pour un modèle d'activité durable. *Dans Atelier 3 - Usages et réseaux d'électricité à horizon 2030-2050, Agence parisienne du climat*. ERDF, 2012. url : www.apc-paris.com/espace-adherents/ateliers-de-prospective/2012/atelier-3-usages-et-reseaux-d-electricite-a-horizon-2030-2050.html.
- VUILLECARD Cyril, DELAS Hervé, STABAT Pascal et ADNOT Jérôme : Bottom-up model for local gas and electricity interactions with hybrid technologies. *Dans Proceedings of the International Gas Research Congress*, 2011a. url : www.igu.org/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-41%20Cyril%20Vuillecard.pdf/at_download/file.
- VUILLECARD Cyril, HUBERT Charles Emile, CONTREAU Régis, MAZZENGA Anthony, STABAT Pascal et ADNOT Jérôme : Small scale impact of gas technologies on electric load management - μ CHP & hybrid heat pump. *Energy*, 36(5):2912 – 2923, 2011b. ISSN 0360-5442. url : www.sciencedirect.com/science/article/B6V2S-52FKHYW-3/2/94106107a65d9d4bd7f7a6f6f275fb91.
- WAGNER Maciel Kaehler José : *Un outil d'aide à la décision et de gestion des actions pour la maîtrise de la demande d'énergie - de la conception au développement*. Thèse de doctorat, Mines Paristech, 1993. url : <http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=157641>.
- WILLIS H. Lee : *Power distribution planning reference book. Second Edition, Revised and Expanded*. CRC Press, 2004.
- WPZ Wärmepumpen-Testzentrum : Test results of air to water heat pumps based on EN 14511, 2010. url : www.ntb.ch/fileadmin/Institute/IES/pdf/PruefResLW110620_Eng.pdf.

ZAYANE Chadia : *Identification d'un modèle de comportement thermique de bâtiment à partir de sa courbe de charge*. These, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011. url : <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00590810/en/>.

ZIRNGIBL J et MILLET JR : *Modèle chaudière v2.2. ConsoClim - Cahier des algorithmes*, 2002. CSTB.

Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique par technologies gaz

Résumé : La thèse répond à deux problématiques, d'une part la quantification des effacements de consommation d'électricité par technologies gaz dans l'habitat et d'autre part de l'intégration de leurs valorisations dans une perspective de planification des infrastructures. Ces travaux se justifient dans un contexte d'augmentation de la pointe électrique, à l'origine d'une hausse du risque de défaillance du système, et de la baisse des consommations de gaz naturel conduisant à une sous utilisation du réseau de distribution. Pourtant, alors que la demande en gaz naturel croît du fait de l'installation de centrales à cycle combiné sur le réseau de transport, l'interaction des réseaux de distribution gaz/électricité n'est pas exploitée.

Ce manuscrit envisage l'intégration des technologies gaz comme moyen de Maîtrise de la Demande en Électricité dans le processus de planification des réseaux. Ainsi les effacements de consommations d'électricité lors des périodes dimensionnantes par des micro-cogénérateurs ou des chaudières hybrides sont des solutions alternatives aux solutions de renforcement de réseaux. Pour quantifier le gisement d'effacement, nous nous intéressons à l'impact marginal des systèmes sur la demande en termes de modification de la quantité d'Énergie Non Distribuée potentielle. Les estimations des impacts de systèmes de chauffage sur la demande sont donc des prérequis à cette approche. Nous modélisons les courbes de charge régionales par une approche Bottom-Up permettant de déterminer les profils de demande marginale de chauffage en fonction des systèmes. La mise en application de cette méthode est à fiabiliser par des études socio-technico-économiques permettant de réduire les incertitudes sur les déterminants des besoins de chauffage. Une calibration en puissance des profils générés a été proposée mais n'a pu être réalisée. En revanche, nous apportons une contribution à l'analyse des courbes de charge agrégées en montrant que le modèle d'estimation actuellement utilisé par le gestionnaire de réseau s'apparente à un modèle simplifié de bâtiment.

Mots clés : Maîtrise de la Demande en Électricité (MDE), micro-cogénération, pompe à chaleur hybride, interaction réseaux de distribution, planification, modélisation Bottom Up

Development methodology of electricity demand side management scheme with natural gas technologies

Abstract: This PhD thesis addresses two issues: Firstly, the assessment of Demand Side Management (DSM) opportunity of gas and electricity technologies in dwellings, and secondly, the integration of their valuations in infrastructure planning schemes. This work originates from a context of the growth of electricity peaks (which increased risk of system failure) and the natural gas consumption decrease which leads to an under-utilization of the gas distribution network. This manuscript focuses on the integration of gas technologies as DSM solution to contribute to the planning of electricity grid. Indeed, relieving the electricity consumption during constrained periods by diffusing micro-cogeneration or hybrid boiler, is an actual alternative to network reinforcement solutions. To quantify the load shedding capacity, we are interested in the marginal impact of demand systems on the amount of Energy Not Supplied potential. Estimating systems' impacts on heating demand is a prerequisite to this approach. So we model the regional heating load curves by a Bottom-Up approach to simulate marginal demand profiles depending on heating systems. The implementation of this method requires socio-technico-economic studies to reduce uncertainty of the determinants of heating needs. A load calibration methodology has been proposed but has not been performed. However, we make a contribution to the analysis of aggregated load curves emphasizing that the load model currently used by network operator similar to a simplified building model.

Keywords: Electricity Demand Side Management (DSM), micro-combined heat and power, hybrid heat pumps, distribution network interactions, infrastructure planning, Bottom Up modelling