



HAL
open science

Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en Électricité: amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale

Pierre Imbert

► **To cite this version:**

Pierre Imbert. Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en Électricité: amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale. Energie électrique. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011. Français. NNT : 2011ENMP0007 . pastel-00587662

HAL Id: pastel-00587662

<https://pastel.hal.science/pastel-00587662v1>

Submitted on 21 Apr 2011

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.

Ecole doctorale n°432 : SMI - Sciences des Métiers de l'Ingénieur

Doctorat ParisTech THESE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

L'Ecole nationale supérieure des mines de Paris Spécialité « Energétique »

Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en
Électricité : Amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à
l'échelle locale

présentée et soutenue publiquement par

Pierre IMBERT

le

21 janvier 2011

Directeur de thèse : **François-Pascal NEIRAC**

Maître de thèse : **Georges KARINIOTAKIS**

Jury

M. Xavier GUILLAUD , Professeur des Universités, L2EP, Ecole Centrale de Lille	Président
M. Vladimiro MIRANDA , Professeur, INESC, Portugal	Rapporteur
M. Eric PEIRANO , Docteur HDR, TECHNOFI	Rapporteur
M. Jérôme ADNOT , Professeur ENSMP, MINES ParisTech	Examineur
M. Georges KARINIOTAKIS , Docteur, MINES ParisTech	Examineur
M. François-Pascal NEIRAC , Professeur ENSMP, MINES ParisTech	Examineur
M. Pablo VIEJO GARCIA , Ingénieur, EIFER, EDF R&D/KIT, Allemagne	Examineur
M. Nicolas HOUDANT , Ingénieur, Energies Demain	Membre invité

Remerciement

Ces travaux de thèse ont été menés en collaboration avec l'Institut Européen de Recherche sur l'Energie (EIFER), au sein du projet MDE PACA et PREMIO. Ce travail a été sponsorisé par le Conseil Régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur. Je tiens à remercier mon directeur de thèse, M. François Pascal NEIRAC, ainsi que mon maître de thèse, M. Georges KARINIOTAKIS, pour leurs conseils, leur soutien et la patience qu'ils m'ont témoigné dans la conduite de mes recherches.

Je remercie M. Frédéric BARON - ancien directeur d'EIFER - et M. Laurent LELAIT - mon ancien chef de groupe - d'avoir accepté que je mène cette thèse au sein de l'institut. Je remercie M. Olivier NORMAND - Senior Project Manager à EDF R&D et ancien chef de projet de PREMIO et MDE PACA - pour l'ensemble de ces contributions (et elles sont nombreuses). Je remercie M. Didier MAYER - directeur du Centre Energétique et Procédés - d'avoir accepté que je mène ces recherches en étant encadré par les enseignants chercheurs de l'école des Mines ParisTech. Je remercie M. Jean-Christophe Delvallet - ancien directeur de CAPENERGIE - et le conseil régional PACA, d'avoir soutenu mes travaux.

Je remercie les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail. Je remercie M. Xavier GUILLAUD qui m'a fait l'honneur de présider mon jury de thèse. Je remercie M. Vladimiro MIRANDA et M. Eric PEIRANO pour avoir accepté la responsabilité de rapporteurs. Je les remercie pour la qualité de leur relecture et de leurs enseignements. Je remercie M. Jérôme ADNOT et M. Pablo VIEJO GARCIA pour leurs participations au débat lors de la soutenance de thèse.

Merci aux personnes qui m'ont permis au détour d'une discussion de présenter mes travaux et offert des occasions renouvelées d'éclaircir mes points de vues, je pense aux nombreux collègues et amis d'EIFER, du CEP, d'EDF et les rencontres d'un jour.

Je tiens à remercier quelques personnes en particulier : M. Jacques PERCEBOIS - directeur du Centre de Recherche en Economie & Droit de l'Energie - , M. Nicolas HOUDANT et l'équipe du bureau d'étude ENERGIES DEMAIN, Mme Marie-Isabelle FERNANDEZ, Mme Marie-Hélène LAURENT, M. Dominique OSSO et M. Prabodh POUCHOUTAMINE - de EDF -, M. Lucien WALD et Thierry RANCHIN - du CEP.

Les stagiaires et contributeurs de ces travaux : M. Cyril BLIND, M. Edouard BLANCHET, M. Anthony GUILLOTTE et M. François KESSLER.

Merci à Jean COPREAUX et M. Khaled IBRAHIM, tous deux donneurs de chance.

Merci à Philippe BLANC - enseignant-chercheur au CEP - pour sa générosité spontanée et son aide précieuse autant qu'efficace.

Merci aux relecteurs volontaires et bénévoles : Denise et Bernard BLANC, des passionnés passionnants ; Christiane SEGUIN, une artiste chevronnée ; collègues d'EIFER.

Merci aux supporteurs inlassables, je nomme : Sophie CHARTRES, Yoann THOMAS, Carolina TRANCHITA et Pierre BOUGNOL.

Merci à ma famille pour la permanence de leur bienveillance.

Merci à Christelle, pour sa sollicitude, sa persévérance et la confiance qu'elle m'a témoigné.

Table des matières

Chapitre I. Introduction

I.1 ETAT DES LIEUX ET DEFINITION DE LA PROBLEMATIQUE	15
I.2 L'OBJECTIF DE LA THESE	16
I.3 LA METHODE	17
I.4 LA STRUCTURE DU MANUSCRIT DE THESE	17

Chapitre II. L'évolution du système électrique

II.1 INTRODUCTION	19
II.2 LES ENJEUX GENERAUX DU SYSTEME ELECTRIQUE	19
II.2.1 Les enjeux liés aux ressources énergétiques et aux usages de consommation	20
II.2.2 Les enjeux liés à la gestion opérationnelle du système électrique	23
II.2.3 Les enjeux liés à la libéralisation du secteur électrique	26
II.3 LES TENDANCES DE DEVELOPPEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE	29
II.3.1 Le développement de la Production Décentralisée d'Electricité	29
II.3.2 Le développement de la Maîtrise de la Demande en Electricité	31
II.3.3 La gestion intelligente de la ressource décentralisée d'électricité	34
II.4 LA DECENTRALISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE, VERS UNE TERRITORIALISATION	35
II.4.1 La décentralisation de la planification du système électrique	36
II.4.2 Une approche territoriale pour l'appréhension du système électrique	37
II.5 CONCLUSION	40

Chapitre III. Les besoins liés à la planification énergétique

III.1 INTRODUCTION	41
III.2 LA PLANIFICATION ENERGETIQUE AUJOURD'HUI	41
III.2.1 La définition de la planification énergétique	42
III.2.2 La modélisation du processus de planification	44
III.2.3 Les éléments caractérisant une planification énergétique	46
III.2.3.1 Les acteurs de la planification	46

III.2.3.2 Les objectifs de la planification	47
III.2.3.3 Les actions dans le cadre d'une planification énergétique	49
III.2.3.4 Les échelles spatiotemporelles de la planification énergétique	50
III.2.4 Les activités de planification énergétique en France	51
III.3 UNE REVUE GENERALE DES OUTILS D'AIDE A LA PLANIFICATION ENERGETIQUE	54
III.3.1 Le processus de planification et outils associés	54
III.3.2 La classification des outils de simulation prospective pour une analyse chiffrée	56
III.4 LES OUTILS D'EVALUATION D'IMPACTS D' ACTIONS DE MDE	58
III.4.1 Le besoin actuel d'évaluation des impacts d'actions de MDE	58
III.4.2 Les principales méthodes d'évaluation des impacts énergétiques d'actions de MDE	60
III.4.3 Les besoins spécifiques à l'évaluation prospective d'impacts d'actions de MDE	61
III.4.4 Les limites des outils de simulation prospective	62
III.5 CONCLUSION	64

Chapitre IV. Amélioration de la résolution spatiale des paramètres d'entrée d'une méthode de référence

IV.1 INTRODUCTION	65
IV.2 UNE METHODE DE MODELISATION DE REFERENCE	65
IV.2.1 Un modèle de la demande en électricité	66
IV.2.2 Une méthode d'évaluation d'impacts d'actions de MDE	67
IV.2.3 La méthode de modélisation de la demande en électricité - la méthode SIMPACT	68
IV.2.4 Les données d'entrée et de sortie	71
IV.2.5 La validation de la méthode de modélisation de référence	72
IV.2.5.1 La validation des évaluations en énergie	72
IV.2.5.2 La validation des évaluations en puissance	73
IV.2.5.3 Les limites relatives de la méthode	74
IV.3 UNE METHODE DE SELECTION DES PARAMETRES D'ENTREE	76
IV.3.1 La méthodologie générale de sélection des paramètres d'entrée	76
IV.3.2 L'analyse de sensibilité	76
IV.3.2.1 La méthodologie générale mise en œuvre	77
IV.3.2.2 L'analyse du module « Parc bâti »	78

IV.3.2.3 L'analyse du module « Consommation Unitaire »	84
IV.3.2.4 L'analyse du module « Profils d'usage »	85
IV.3.3 L'analyse de la variance statistique et bilan des paramètres d'entrée à spatialiser	87
IV.4 LA SPATIALISATION DES PARAMETRES D'ENTREE A L'ECHELLE LOCALE	88
IV.4.1 Principe général d'amélioration de la résolution spatiale d'un paramètre d'entrée	88
IV.4.2 Les méthodes de spatialisation par paramètre	89
IV.4.2.1 Le taux de croissance des surfaces de bureaux	89
IV.4.2.2 Le taux d'électrification dans les nouvelles constructions résidentielles	91
IV.4.2.3 La consommation unitaire de l'usage chauffage dans le secteur résidentiel	93
IV.4.2.4 La consommation unitaire de l'usage climatisation dans le secteur tertiaire	95
IV.4.2.5 Le profil de l'usage chauffage dans le secteur résidentiel	97
IV.4.2.6 Le profil de l'usage climatisation dans les activités tertiaires	98
IV.5 CONCLUSION	99

Chapitre V. Un cas pratique : l'évaluation des impacts d'une action de MDE

V.1 INTRODUCTION	101
V.2 UN SYSTEME DE REFERENCE ISSU D'UN CAS D'ETUDE CONCRET	101
V.2.1 Un territoire d'étude : la région PACA	101
V.2.1.1 Les caractéristiques territoriales	102
V.2.1.2 Les caractéristiques énergétiques	105
V.2.2 Un cas pratique : un système de pilotage de la charge	111
V.3 LA MODELISATION DU SYSTEME DE REFERENCE	113
V.3.1 Les phénomènes à modéliser	113
V.3.2 La modélisation de ces phénomènes	114
V.3.2.1 Un modèle générateur de courbe de charge	114
V.3.2.2 Un modèle générateur de consigne d'effacement	116
V.3.2.3 Les modèles d'exécution de la consigne d'effacement	117
V.4 CONCLUSION	119

Chapitre VI. Un cas pratique : l'évaluation de l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée

VI.1 INTRODUCTION	121
--------------------------	------------

VI.2 UNE METHODE DE DETERMINATION DES COMMUNES ANALYSEES	121
VI.2.1 La classification des communes de la région PACA	121
VI.2.1.1 La méthode de classification	121
VI.2.1.2 L'analyse et les résultats de classification	126
VI.2.2 La détermination des communes représentatives	129
VI.3 LA SIMULATION DE L'ARCHITECTURE DE PILOTAGE DE LA CHARGE	131
VI.3.1 Le paramétrage des analyses réalisées	131
VI.3.1.1 L'élaboration de la consigne d'effacement	131
VI.3.1.2 L'installation des procédés	133
VI.3.1.3 Le procédé de délestage des usages de consommation d'électricité	133
VI.3.1.4 Le procédé de production et de stockage d'électricité	134
VI.3.1.5 La synthèse des scénarios simulés	135
VI.3.2 Les résultats de simulation sur les communes analysées	137
VI.3.2.1 L'influence de la spatialisation sur les sorties du modèle	137
VI.3.2.2 L'influence de la spatialisation sur les indicateurs d'impacts	139
VI.4 CONCLUSION	146

Chapitre VII. Conclusions générales et perspectives

VII.1 CONCLUSIONS	147
VII.2 PERSPECTIVES	151

Annexe

Annexe 1 : le réseau électrique français.	153
Annexe 2 : le service système : réserve de production et de consommation.	154
Annexe 3 : les lois de décentralisation en France	155
Annexe 4 : une représentation du système énergétique territoriale	156
Annexe 5 : les acteurs de la planification (liste non exhaustive)	157
Annexe 6 : une classification d'outils pouvant être utilisés dans une étude de prospective énergétique	159
Annexe 7 : les profils d'usages de consommation de l'électricité	161
Annexe 8 : les données d'entrée de la méthode SIMPACT	163
Annexe 9 : le paramétrage de l'analyse de Monte Carlo	165
Annexe 10 : l'analyse de variance du coefficient de corrélation	173
Annexe 11 : la plate-forme PREMIO	175
Annexe 12 : la détermination d'une zone de déploiement	176

Abréviations

ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

AFOM (SWOT) : Avantage, Force, Opportunité, Menace

AIE : Agence Internationale de l'énergie

AMORCE : association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur

ATEnEE : Actions Territoriales pour l'Environnement et l'Efficacité Energétique

ALE : Agence Locale de l'Energie

ANAH : Agence Nationale pour l'Amélioration de l'Habitat

BAU : 'Business as Usual'

BT : Basse Tension

CBA : Cost Benefit Analysis

CCS : Carbon Capture and Storage

CEE : Certificat d'Economie d'Energie

CEREN : Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie

CHP : Combined Heat and Power

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

CU : Consommation Unitaire

DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières

DPE : Diagnostic de Performance Energétique

EDF : Electricité de France

ERDF : Electricité Réseau Distribution France

EnR : Energie Renouvelable

EEX : European Energy Exchange

GES : Gaz à Effet de Serre

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

IGN : Institut Géographie Nationale

IRP : Integrated Resource Planning

LBC : Lampe basse Consommation

MADM : Multi-Attribute Decision Making

MCDA : Multi Criteria Decision Making

MCI : Méthode du Cadre Logique

MDE : Maîtrise de la Demande en Electricité

MDP : Mécanisme de Développement Propre

MEEDDAT : Ministère de l'Ecologie, l'Energie, le Développement Durable et l'Aménagement du Territoire

MODM : Multi-Objective Decision Making

NEB : Notifications d'Echanges de Blocs

NTC : Net Transfert Capacity

ONG : Organisation Non-Gouvernementale

ONE : Observatoire Nationale de l'Energie

OPATB : Opérations Programmées d'Amélioration Thermique et énergétique des Bâtiments

PACA : Provence Alpes Côte d'Azur

PDE : Production Décentralisée d'Electricité

POPE : Programme d'Orientation de la Politique Energétique

PIB : Produit Intérieur Brut

PRE : Production Répartie d'Electricité

PREMIO : (nom d'un projet R&D) Production Répartie, Enr et MDE, Intégrées et Optimisées

PV : Solaire PhotoVoltaïque

RDE : Responsable D'Equilibre

RGC : Répertoire Géographique des Communes

RTE : Réseau de Transport d'Electricité

SMART : Spécifique, Mesurable, Atteignable, Réaliste, Temporellement défini

STEP : Station de Transfert d'Energie par Pompage

TARTAM : TARif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché

TURP : Tarif d'Utilisation du Réseau Public

UE : Union Européenne

VPP : centrale virtuelle de production (Virtual Power Plant)

Abréviations propres à la méthode SIMPACT

Discriminant des typologies résidentielles

RP : Résidence Principale

RS : Résidence Secondaire

MI : logement en Maison Individuelle

IC : logement en Immeuble Collectif

ANC : construit avant 1975

REC : construit après 1975

PET : maison individuelle < 100m²

logement collectif < 70m²

GRD : maison individuelle > 100m²

logement collectif > 70 m²

ELEC : Chauffage électrique (par convecteur électrique)

PAC : Pompe à chaleur

COMB : Chauffage utilisant un combustible (gaz, pétrole, charbon, biomasse)

Branche tertiaires

ENS : Activité d'ENSeignement

BUR : Activité de BUReautique

SAN : Activité de SANté

SLC : Sport Loisir Culture

COM : COMmerce

HC : Habitat Communautaire

CAHORE : CAFé HÔtel REstaurant

Usages de consommation d'électricité

CI : Climatisation

EI : Electroménager

FA : Froid alimentaire

Cu : Cuisson

TI : Technique Informatique

L : Loisir

Ec : Eclairage

M : Moteur

A : Autres

EcP : Eclairage Public

Ch : Chauffage

ECS : Eau Chaude Sanitaire

Liste des figures

Figure II.2.1 - Schéma de la chaîne énergétique - Source : à partir de [SARLO03]	20
Figure II.2.2 - Historique de la consommation d'électricité corrigée du climat et de la puissance max appelée annuellement en France métropolitaine – Source [RTE09a]	22
Figure II.2.3 - Historique de la consommation annuelle d'électricité par habitant et de l'intensité énergétique en France métropolitaine – Source : à partir de données de l'INSEE et de la banque mondiale	23
Figure II.2.4 - Facteurs de variation de la consommation et de la production d'électricité	24
Figure II.2.5 - Mécanisme d'ajustement et de règlement des écarts - Source : à partir de documents internes à EDF R&D [LOUYR08]	26
Figure II.2.6 - Organisation des flux d'énergie, des flux d'information et des flux financiers entre les différents acteurs de la gestion opérationnelle du système électrique - Source : à partir de documents internes à EDF R&D	28
Figure II.3.1 - Historique de la production décentralisée d'électricité raccordée au réseau de distribution en France – Source des données : ERDF	30
Figure II.3.3 - Architecture générale d'une centrale virtuelle de production – Source : traduit de [IEADSM09]	35
Figure II.4.1 - Les frontières du système énergétique – Source : [CATRI06]	38
Figure III.2.1 - La relation présent-futur de la planification et de la prospective – Source : [GONOD96]	42
Figure III.2.2 - Schéma conceptuel du processus de planification énergétique territoriale – Source : à partir de [MIRAK08] et [CATRI06]	45
Figure III.2.5 - Diagramme des différents types d'actions d'une planification énergétique	49
Figure III.2.6 - Les échelles spatiales de la planification énergétique	50
Figure III.2.7 - Revue de certains documents de planification énergétique dont les retombés sont appliquées spécifiquement ou partiellement au territoire français	53
Figure III.3.2 - Principe général des outils de simulation prospective	56
Figure III.3.3 - Description comparative des approches « ascendantes » et « descendantes » – Source : à partir de [VANBE99], [SWISH97]	57
Figure IV.2.1 - Exemple d'une sortie du modèle horaire de la demande électrique nette des jours type « semaine » par mois, basé sur la méthode SIMPACT – Cas d'une commune de 10 000 habitants	66
Figure IV.2.2 - Méthode d'évaluation des impacts d'actions de MDE	67
Figure IV.2.3 - Structure en six modules de la méthode SIMPACT	68
Figure IV.2.4 - Principe général de la construction d'une courbe de charge annuelle par usage	70
Figure IV.2.6 - Courbe de charge nette mesurée aux postes source de PACA et moyennée pour un jour-type « semaine » avec la courbe de charge simulée à l'année 2005 – Source [ENDEM08]	73
Figure IV.2.7 - Courbe de charge nette mesurée au poste source de Lambesc et moyennée pour un jour-type « semaine » avec la courbe de charge simulée à l'année 2005 – Source [BOUGN10]	74

Figure IV.3.3 - Analyse de variance du coefficient de corrélation de Spearman	81
Figure IV.3.5 - Comparaison des classements des paramètres d'entrée en fonction du rang du coefficient de corrélation selon Pearson, Spearman et Kendall – La variable de sortie est le rapport pointe hiver sur pointe été	82
Figure IV.3.6 - Tri décroissant de l'indice V	84
Figure IV.3.7 - Tri décroissant de la part de chaque usage dans la consommation finale et annuelle d'électricité des Alpes-Maritimes en 2030 (scénario tendanciel de référence de [ENDEM08])	85
Figure IV.3.8 - Effet sur les profils d'un changement de $\pm 10\%$ de la valeur initiale – cas du profil ECS sur une journée de type semaine	86
Figure IV.4.1 - Illustration du principe de la spatialisation des paramètres d'entrée à l'échelle locale	88
Figure IV.4.2 - Taux d'évolution des établissements du sous-secteur bureau sur la période 2000-2008 – classification par quantile - Source des données : INSEE	89
Figure IV.4.6 - Taux d'électrification des résidences principales de 1999 à 2006 – Source des données INSEE	91
Figure IV.4.15 - Profils de chauffage des résidences principales des communes de Valbonne et Briançon	97
Figure IV.4.16 - Profils de climatisation des Café Hôtel Restaurant des communes de Valbonne et Briançon	98
Figure V.2.2 - Densité de population des communes de la région PACA en 2006 – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE	102
Figure V.2.3 - Part de revenu net imposé par département – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE	103
Figure V.2.6 - Parc de logement de la région PACA en 2007 – Source des données : recensement de la population 2006 de INSEE	105
Figure V.2.7 - Consommation d'énergie finale de la région PACA en 2007 (proche des valeurs de 2008) par secteur - Source des données : Observatoire régional de l'énergie	106
Figure V.2.9 - Evolution de la consommation finale de la région PACA - Source des données : Observatoire régional de l'énergie	107
Figure V.2.10 - La production finale d'électricité dans la région PACA en 2007 - Source des données : Observatoire régional de l'énergie	108
Figure V.2.11 - Consommations brutes finales de la région PACA en 2008 - Source des données : [RTE09a]	108
Figure V.2.12 - Sites de production d'électricité de la région PACA en 2008 - Source des données : [RTE07]	109
Figure V.2.13 - Configuration du réseau de transport de la région PACA - Source des données : [RTE06b]	110
Figure V.2.14 - Architecture de la plate-forme PREMIO - Source : [NORMA08]	112
Figure V.2.15 - Séquence de fonctionnement de la plate-forme PREMIO entre ses trois entités. Source : [TRANC10]	112
Figure V.3.1 - Modélisation du système de pilotage	114

Figure V.3.2 - Adaptation de la méthode de modélisation de référence	115
Figure V.3.3 - Méthode d'élaboration d'une requête de pilotage semi-horaire, basé sur trois critères descriptifs	117
Figure VI.2.1 - Distribution spatiale des besoins thermiques communaux	123
Figure VI.2.2 - Distribution spatiale des valeurs de l'indicateur de dynamisme économique communale	124
Figure VI.2.3 - Distribution spatiale de la dynamique d'électrification du chauffage du secteur résidentiel	125
Figure VI.2.5 - Valeur de la distance entre les classes sur la chaîne d'agrégation	126
Figure VI.2.7 - Représentation dans un espace orthonormé des 963 communes de PACA	127
Figure VI.2.8 - Représentation des classes dans un espace orthonormé en deux dimensions - valeurs normalisées	128
Figure VI.2.9 - Répartition spatiale des 6 groupes de communes	129
Figure VI.3.1 - Requête d'effacement envoyée à la centrale de pilotage	132
Figure VI.3.2 - Impacts du procédé de délestage sur la courbe de charge de l'usage chauffage résidentiel	134
Figure VI.3.3 - Courbe de charge et décharge du procédé de production et de stockage	135
Figure VI.3.8 - Energie totale consommée en 2006, 2015 et 2030 des douze communes étudiées, selon les scénarios.	140
Figure VI.3.11 - Schématisation des effets engendrés par les scénarios sur une monotone de charge.	142
Figure VI.3.13 - Emission de CO ₂ de référence en 2006, 2015 et 2030 sur l'ensemble des douze communes étudiées.	144
Figure VI.3.14 - Emission de CO ₂ évitée par scénarios de pilotage par rapport aux scénarios références en 2006, 2015 et 2030 par commune	145

Liste des tableaux

Tableau II.3.2 - Objectifs de la gestion de la charge de demande - Source : à partir de [E7DSM00]	32
Tableau III.2.3 - Phases et étapes du processus de planification énergétique territoriale – Source : à partir de [MIRAK08] et [CATRI06]	45
Tableau III.2.4 - Revue de certains objectifs opérationnels dans le cadre d'une planification énergétique	48
Tableau III.3.1 - Synthèse des étapes du processus de planification énergétiques, méthodes et outils associés	54
Tableau IV.2.5 - Comparaisons des valeurs théoriques et réelles de la consommation d'électricité résidentielle et tertiaire dans les départements de la région PACA en 2005 – Source : [ENDEM08]	72
Tableau IV.3.1 - Paramétrage des paramètres d'entrée pour l'analyse de Monte Carlo	78
Tableau IV.3.2 - Régressions à l'ordre 1 et 2 du module « Parc bâti »	79
Tableau IV.3.4 - Résultats des coefficients de corrélation selon Pearson, Spearman et Kendall	82
Tableau IV.3.9 - Classement croissant des profils d'usages en fonction de leur sensibilité dans le sous-modèle « profils d'usages »	87
Tableau IV.4.3 - Nombre d'établissements par département de la région PACA sur la période 2006-2008 – Source des données : INSEE	90
Tableau IV.4.4 - Nombre d'établissements par commune sur la période 2006-2008 – Source des données : INSEE	90
Tableau IV.4.5 - Taux d'évolution annuelle des surfaces de bureaux par commune	91
Tableau IV.4.7 - Taux d'électrification par commune – Source des données : INSEE	92
Tableau IV.4.8 - Consommation unitaire de chauffage de la région PACA par typologie résidentielle	93
Tableau IV.4.9 - Consommation unitaire de chauffage des communes par m ² et par typologie résidentielle	93
Tableau IV.4.10 - Surfaces moyennes des logements par typologie résidentielle et par commune – Source des données : INSEE	94
Tableau IV.4.11 - Consommation unitaire de chauffage des typologies résidentielles et par commune	94
Tableau IV.4.12 - Valeurs des trois paramètres de la consommation unitaire de l'usage climatisation par branche tertiaire et département en 2005 – Source : Energies Demain	95
Tableau IV.4.13 - DJU communal de climatisation à 20°C	96
Tableau IV.4.14 - Consommation unitaire de climatisation par branche tertiaire et par commune en 2005	96
Tableau V.2.1 - Dynamique démographique des départements de la région PACA – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE	102
Tableau V.2.4 - Répartition des emplois par activités économiques en 2006 – Source des données : recensement de la population 2006 de INSEE	104
Tableau V.2.5 - Superficie de la région PACA selon la densité d'habitant - Source : [LAGAN00]	104
Tableau V.2.8 - Consommation d'énergie finale de la région PACA en 2007 par secteur et par type d'énergie - Source des données : Observatoire régionale de l'énergie	106

Tableau VI.2.4 - Analyse des corrélations entre les trois variables descriptives à partir des valeurs normalisées	126
Tableau VI.2.6 - Caractéristiques des 6 classes - valeurs normalisées	127
Tableau VI.2.10 - Caractéristiques des communes de chaque classe	129
Tableau VI.2.11 - Liste des communes sélectionnées	130
Tableau VI.3.4 - Synthèse des scénarios de simulation pour chacune des 12 communes analysées	136
Tableau VI.3.5 - Consommations nettes d'électricité résidentielle et tertiaire des douze communes simulées	137
Tableau VI.3.6 - Ecart moyen (en valeur absolue) entre les évaluations théoriques et les données réelles	138
Tableau VI.3.7 - Ecart absolu entre les courbes de charge théoriques et réelles normalisées	139
Tableau VI.3.9 - Puissance max appelée en 2006, 2015 et 2030 cumulée des douze communes étudiées, selon les scénarios.	141
Tableau VI.3.10 - Facteur de charge moyen en 2006, 2015 et 2030 des douze communes étudiées, selon les scénarios.	142
Tableau VI.3.12 - Puissance des 100 heures les plus chargées et des 8760h en 2006, 2015 et 2030 cumulée des douze communes étudiées, selon les scénarios.	143

Chapitre I. Introduction

I.1 ETAT DES LIEUX ET DEFINITION DE LA PROBLEMATIQUE

Depuis les années 1980, plusieurs facteurs jouent en faveur d'une décentralisation des politiques énergétiques. Cela se traduit par une action plus locale, menée par une plus grande diversité d'acteurs, et favorisant des approches transversales de l'énergie [BOUVI05]. Ce phénomène devient de plus en plus visible, poussé par l'ouverture récente des marchés (libéralisation, dérégulation, dégroupage) de l'électricité et le processus national de décentralisation du pouvoir de l'Etat [POUPE04b]. De fait, le système énergétique se restructure. Nous entendons par système énergétique : l'ensemble des unités en interaction composant la structure et l'organisation nécessaire à la gestion de flux matériels (par exemple, bois, émission de CO₂, matériaux de construction, *etc.*) et immatériels (information, flux financier, *etc.*), pour délivrer des services énergétiques sur un territoire donné » d'après [IBRAH07]. Le système énergétique va maintenant s'élaborer dans un nouveau contexte décisionnel, suivant un changement majeur de paradigme énergétique, où la demande devient une variable possible d'ajustement du système [IEADS09]. Ce constat nous invite à adapter nos manières de planifier le système énergétique et notamment dans la prise en compte des spécificités locales des territoires.

Dans ces changements en cours, la Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE) bénéficie d'une place de premier choix. La MDE désigne «les actions conduites par les pouvoirs publics et par les producteurs et/ou distributeurs d'énergie, destinées à inciter et parfois obliger les usagers d'un secteur d'activités à changer leurs manières d'utiliser ou de consommer l'énergie » [KAEHL93]. De plus en plus d'actions de MDE sont menés de nos jours [NADAU05], [BROC06], [COPER02]. La MDE a déjà connu des périodes fastes dans les années 1980, [GELLI96] mais elle suscite aujourd'hui un regain d'intérêt [BROC06], porté par d'autres préoccupations d'ordres énergétiques, économiques et environnementales. Elle est également utilisée dans bien des cas comme une solution alternative au renforcement de réseau [BAILLY03], [ADEME07], et notamment pour la gestion dynamique de l'équilibre des réseaux [IPAKC09]. A cette fin, nous retrouvons des actions en faveur :

- des économies d'énergie (campagne de promotion des équipements efficaces, formation des professionnels du bâtiment, campagne de communication des bonnes pratiques sur ces usages, *etc.*) ;
- du développement de la production décentralisée et répartie (subvention du solaire thermique, photovoltaïque, développement de la filière bois *etc.*) ;
- de pilotage de charge (développement de systèmes de contrôle-commande et de pilotage en dynamique de la consommation *etc.*), voir à ce propos les actions présentées dans [ADEME07].

Les actions de MDE sont localisées (un périmètre territorial) et limitées à une cible spécifique (une activité, un secteur, un usage énergétique, une technologie). Cependant, elles représentent parfois des

expériences exemplaires pouvant être reproduites dans un autre lieu (principe des « bonnes pratiques » et des « opérations pilotes » que l'on réplique d'un territoire à un autre par exemple) ou encore déployées à plus grande échelle. Dans ce deuxième cas, le déploiement est soutenu par l'hypothèse forte que les impacts d'actions de MDE seraient reproductibles d'une échelle territoriale, par exemple la commune, à une autre, par exemple la région. Autrement dit, qu'une action de MDE ayant un impact donné à une échelle territoriale spécifique, garde la même efficacité des résultats si on la déploie à plus grande échelle. Est-ce toujours vrai ? Comment prévoir les impacts des actions de MDE ?

Ces dernières décennies, divers outils de simulation ont été développés dans le but d'aider les acteurs du processus de planification énergétique, *i.e.* TIMES, MESAP, EFOM, PRAO. Certains d'entre eux peuvent être appliqués plus spécifiquement aux calculs d'impacts des actions de MDE, *i.e.* LEAP, MAED, ENERTER/CHARTER, MEDEE, eTransport, EnergyPlan, *etc.*. Une analyse bibliographique de ces outils est donnée dans § III.3.2 et Annexe 6. Comment fonctionnent ces derniers ? Dans la plupart des cas, ils s'appuient sur un modèle énergétique adapté au système étudié, ainsi que sur un jeu de paramètres d'entrée pour définir différents scénarios d'actions de MDE. Historiquement les méthodes et outils évoqués privilégient une description technico-économique du système énergétique et sont adaptés à des échelles nationales, voire régionales. Par conséquent, la résolution locale de leurs paramètres d'entrée est faible. De fait de tels outils modélisent les spécificités des territoires de manière approximative. On suppose que l'amélioration de la résolution locale des paramètres d'entrée de ces outils est une condition nécessaire à la pertinence de leurs résultats.

I.2 L'OBJECTIF DE LA THESE

La thématique générale de cette thèse est l'évaluation des impacts des actions de MDE à l'échelle locale. Au sein de cette thématique, la thèse s'intéresse plus particulièrement à l'usage d'outils de simulation.

Nos travaux de recherche ont pour objectif d'évaluer l'influence de la modélisation des caractéristiques locales des territoires sur la précision des résultats finaux d'une évaluation des impacts d'actions de MDE. Ces travaux ont deux intérêts : éviter le coût de collecte de données spatialisées non nécessaires, améliorer la précision des évaluations des impacts d'actions de MDE et indirectement leur efficacité dans leur mise en oeuvre.

A cette fin, nous allons modéliser et simuler les impacts d'une action de MDE en considérant dans un cas un paramétrage spatialisé à l'échelle locale et dans un autre cas un paramétrage non-spatialisé. La comparaison des deux résultats issus des deux cas de figure analysés nous renseigne sur les bénéfices induits par la spatialisation des paramètres d'entrée. Ainsi nos travaux se déclinent en deux objectifs techniques :

- modéliser les impacts d'une action de MDE à partir d'un système de référence
- améliorer la résolution locale des paramètres d'entrée de la méthode de modélisation utilisée

I.3 LA METHODE

La méthode, pour répondre à notre objectif, comprend trois étapes principales :

- définition et sélection d'une méthode de référence de modélisation de la demande électrique : l'objectif est de comprendre les données d'entrée de la méthode, ses sorties et les règles de calcul ;
- développement d'une méthode de sélection des paramètres d'entrée à spatialiser : l'objectif est de sélectionner parmi l'ensemble des paramètres d'entrée de la méthode ceux qui feront l'objet d'une spatialisation de leurs valeurs à l'échelle locale ;
- développement d'une méthode de spatialisation des paramètres : l'objectif est de déterminer, pour chaque paramètre sélectionné, les valeurs à l'échelle locale (dans notre cas la commune). Ce travail nécessite une analyse statistique spatialisée de chaque paramètre.

Suite à ces trois étapes, un cas pratique a été analysé l'évaluation des impacts d'un système de pilotage de la charge au niveau du réseau de distribution d'électricité. A cette fin, un modèle du système de pilotage a été élaboré. A l'aide de ce modèle, plusieurs scénarios ont été simulés sur un panel de communes représentatives d'une région exemplaire, la région PACA. Parmi des scénarios, nous avons évalué l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée à l'échelle locale.

I.4 LA STRUCTURE DU MANUSCRIT DE THESE

Le manuscrit est structuré en six chapitres en plus du chapitre introductif.

Le chapitre II est centré sur une description du système électrique. Partant des enjeux relatifs au système électrique (§ II.2) et à partir d'une observation de ses tendances actuelles de développement (§ II.3), nous aboutissons à la définition d'un besoin (§ II.4) : des méthodes et des outils d'aide à la planification énergétique capables de soutenir un système électrique qui se décentralise partiellement. De manière générale, ce chapitre introductif apporte les éléments essentiels à la compréhension du système électrique dans le cadre de nos travaux.

Le chapitre III étudie la planification des systèmes énergétiques - dont le système électrique - afin de préciser le besoin établi au chapitre précédent et aboutir à la définition de la problématique de nos travaux. A partir d'une revue des activités de planification énergétique en France (§ III.2), des clés de détermination de la planification ont été définies. Dans la continuité nous décrivons de manière générale les outils utilisés dans le cadre de la planification (§ III.3). Nos travaux se focalisent sur les actions de MDE et plus spécifiquement sur l'analyse de leurs impacts. Ceci nous permet de définir les besoins spécifiques à l'évaluation des impacts. En confrontant ces besoins aux méthodes existantes sur ce sujet, nous formulerons un deuxième niveau de besoin : la spatialisation des paramètres d'entrée des méthodes utilisées pour évaluer les impacts des actions de MDE (§ III.4).

Afin de vérifier cette hypothèse, nous proposons d'évaluer l'influence de l'amélioration de la résolution spatiale des paramètres d'entrée d'une méthode de référence.

Le chapitre IV présente le détail de la méthode de référence utilisée pour mener nos investigations. Une première partie permet de présenter la méthode de référence choisie (§ IV.2). Puis sont détaillées successivement la méthode élaborée pour sélectionner les paramètres d'entrée à spatialiser (§ IV.3) et celles pour les spatialiser à l'échelle locale (§ IV.4).

Le chapitre V présente le contexte électrique d'une région française classée comme « zone en fragilité électrique ». Partant de ce cas d'étude, nous définissons un système de référence à étudier. Ce système permet la gestion de la charge électrique au niveau du réseau de distribution (§ V.2). La partie suivante se concentre sur la modélisation de ce système (§ V.3) à partir de la méthode de référence.

Le chapitre VI présente l'étude menée sur le système de pilotage. Pour mener cette étude, nous avons élaboré une méthode pour déterminer un panel de communes représentatives, basée sur une classification de ces dernières (§ VI.2). La partie suivante présente le paramétrage du modèle de référence en vue de la simulation, ainsi que les résultats de nos analyses (§ VI.3).

Le chapitre VII présente les résultats de nos analyses placés en regard de la méthode de modélisation utilisée, de son paramétrage et du cadre de l'étude (panel de communes étudiées, paramètres d'entrée spatialisés, valeurs de spatialisation). Ceci nous amène à remettre en perspective l'ensemble des méthodes développées dans le cadre de nos travaux. A partir de cet exercice, des perspectives de poursuite et d'amélioration des méthodes sont proposées.

Chapitre II. L'évolution du système électrique

II.1 INTRODUCTION

La « fée électricité » est un vecteur énergétique d'exception. C'est le seul vecteur permettant un transport quasi instantané de l'énergie sur de longues distances. Fort de cette extraordinaire capacité, moins de deux siècles ont suffi pour passer des premières « machines électriques » au développement d'un système électrique capable de délivrer des services liés à l'usage d'électricité à l'échelle de vaste territoire (européen, américain, chinois *etc.*). Ce développement est appliqué à la maîtrise du transport de l'électricité, de la production d'importantes quantités d'énergie et à l'interconnexion des sites de production [BASTA99] et [DEFEU01].

Parallèlement au développement physique des réseaux de transport et de distribution, se met en place une organisation économique, législative et juridique aboutissant à une structure en monopole dit « naturel » d'un opérateur sur un périmètre donné. Cette tendance qui se retrouvera dans un grand nombre de pays tient au caractère capitaliste du secteur de l'électricité, de l'indivisibilité de l'offre et de son statut de vecteur de développement. Poussé par un contexte économique et politique de libéralisme, le système électrique européen va, au début des années 90, muter vers le dégroupage pour la privatisation de certains secteurs du système électrique. Dans le même temps, la décentralisation du pouvoir engagée dans les années 1980 en France progresse et entre peu à peu dans une phase opérationnelle, modifiant le paysage institutionnel du secteur électrique. Pour citer quelques exemples, nous indiquons les politiques énergétiques menées par les collectivités territoriales en faveur du développement de certaines filières de production ou celles d'économie d'énergie ou encore la saisie par la société civile de certains dossiers de développement du réseau de transport (par exemple l'association le Quercy Blanc environnement dans les années 90 pour la ligne THT, Golfech-Pradines dans le département Lot, ou encore dans les années 90 et début 2000 les élus et les associations des Gorges du Verdon pour la ligne Boute-Broc Carros dans le département Alpes-Maritimes).

Nous nous focalisons dans ce chapitre sur le système électrique actuel. Partant de ses enjeux actuels, nous nous intéresserons ensuite aux tendances de développement qui dessinent les prochaines décennies. En perspective de cette vision, nous reviendrons aux besoins qui s'expriment aujourd'hui, parfois implicitement. L'objectif de ce chapitre est d'apporter, d'une part, au lecteur les notions et les constats utiles pour une compréhension globale de la problématique qui nous intéresse et, d'autre part, de définir des besoins liés au développement du système électrique.

II.2 LES ENJEUX GENERAUX DU SYSTEME ELECTRIQUE

Le système électrique français a permis la fourniture de près de 490 TWh en 2008 (source RTE), de supporter un maximum de puissance appelée de plus de 92 000 MW (source RTE du 7 janvier 2009), ceci

pour les besoins d'environ 64 millions de consommateurs et soutenir le développement de l'économie française du siècle dernier. Ceci sans incident majeur, avec un Temps de Coupures Equivalent (TCE)¹ inférieur à 5mn en 2008 [RTE09e] et [RTE04]. Au vu de ces quelques accomplissements, le système électrique français apparait comme performant et bien développé. Cependant, il doit faire face aujourd'hui à plusieurs enjeux, classés en trois types :

- liés aux ressources énergétiques et aux usages de consommation ;
- liés au fonctionnement opérationnel du système électrique ;
- liés à la libéralisation du secteur électrique des pays membres de l'Union Européenne.

II.2.1 Les enjeux liés aux ressources énergétiques et aux usages de consommation

Le système électrique est usuellement représenté sous la forme d'une chaîne énergétique (cf. Figure II.2.1) représentant l'interconnexion d'infrastructures pour la génération, le stockage, le transport, la distribution et la consommation du vecteur électrique.

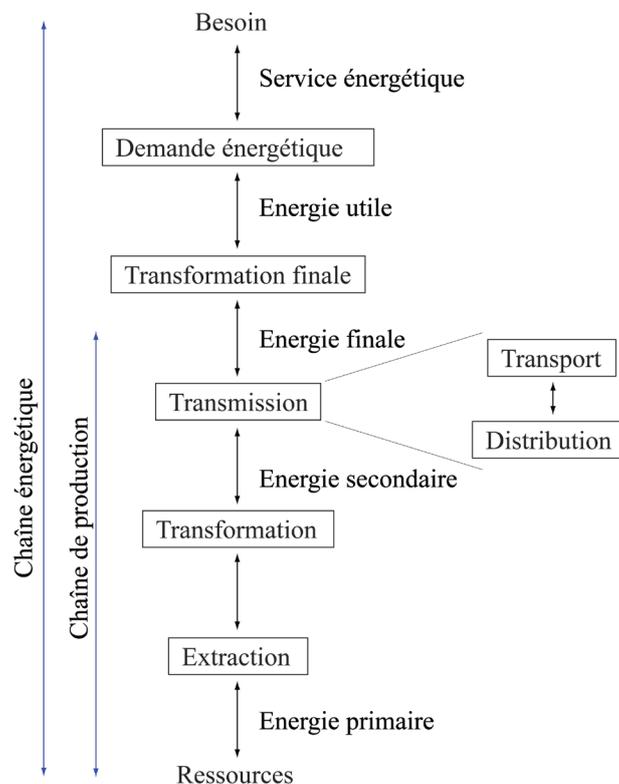


Figure II.2.1 - Schéma de la chaîne énergétique - Source : à partir de [SARLO03]

Cette chaîne énergétique assure la liaison entre les ressources énergétiques (pétroles, matières radioactives, charbon, gaz, vent, soleil, biomasse, marée, etc.) et les besoins sociétaux qui se traduisent sous forme d'usages énergétiques (éclairage, chauffage, électricité spécifique, Eau Chaude Sanitaire, mobilité, etc.).

¹ Cette indicateur se calcule en divisant le nombre des kWh non distribués lors de coupures longues sur le réseau de transport par la puissance moyenne annuelle transitée vers les clients (industriels et distributeurs).

Les filières de production possibles pour joindre ces deux extrémités sont multiples, interdépendantes, temporelles (par exemple durée de vie des technologies, durée de mise en œuvre et cycle de fonctionnement d'une unité de production, *etc.*) et spatiales (par exemple localisation et l'emprise spatiale des ressources). Cette représentation du système énergétique est la confrontation d'une offre d'énergie multisource, multifilière, hétérogène dans l'espace et variable dans le temps avec une demande d'énergie multiusage, multisectorielle et également hétérogène dans l'espace et variable dans le temps. Jusqu'à aujourd'hui, l'équilibre « offre et demande » en électricité a toujours été maintenu, excepté lors de périodes particulières (période de guerre, crises énergétiques des années 70, tempête de 99, *etc.*).

Des études prospectives sont régulièrement menées en France afin d'évaluer l'évolution de cet équilibre à court et long terme, par exemple [RTE09a, RTE06, PPI09]. Celles-ci permettent d'identifier plusieurs enjeux à relever :

- Assurer la transition partielle des ressources énergétiques de stock (dont fossiles) actuellement exploitées – promises à un déclin à plus ou moins long terme - vers davantage d'exploitation de ressources énergétiques de flux renouvelables (éolien, solaire, hydraulique et courant marin) [SARLO03]. Le développement de ces ressources doit faire face à diverses difficultés. Elles ont en effet la particularité d'être très diffuses dans l'espace², d'avoir une densité énergétique faible par rapport aux énergies de stock et d'être difficilement transportables sous leur forme primaire. Par ailleurs ces ressources, étant des flux, ont la particularité d'être intermittentes dans le temps. On notera également que ces filières de production sont plus dépendantes des caractéristiques des territoires d'implantation (par exemple : topographique, météorologique, sociologique, urbanistique, économique). En ce sens, elles lient avec les territoires des relations d'interdépendance qui peuvent favoriser ou freiner leur développement : barrières physiques de l'espace (par exemple la topographie, la géologie, l'urbanisme), concurrence de l'espace (par exemple les activités industrielle, résidentielle, agricole, la production d'énergie et les espaces naturels), concurrence des usages de certaines ressources tel que le bois ou certaines cultures agricoles, *etc.*) ;
- Limiter les impacts environnementaux immédiats et futurs, inhérents ou accidentels que le système électrique engendre. Quelques soient la filière de production et la ressource exploitée (renouvelable ou pas), toute production d'électricité porte atteinte à l'environnement naturel et aménagé. La nature et l'intensité des impacts dépendent du type et de la quantité de ressources utilisées, de la technique de conversion et de transmission, du niveau d'intégration par la filière des cycles naturels [SARLO03] et des spécificités des territoires.

L'enjeu est double, puisqu'il s'agit, d'une part, de limiter les impacts eux-mêmes pour éviter leurs conséquences directes néfastes prévisibles et, d'autre part, d'assumer l'internalisation progressive de ces impacts dans le coût de production de l'énergie et dans l'économie en général. [SARLO03] ;

² Pour exemple l'un des plus vastes champs d'éolienne au monde est le Roscoe Wind Complex (Texas, USA) composé de 627 turbines pour une capacité de production de 781,5 MW. Ce site de production a une emprise spatiale de 400km². Alors qu'à titre de comparaison, la centrale nucléaire de Cruas (France) occupe 1,5 km² pour une puissance installée de 3 600 MW.

- Maîtriser la consommation. Depuis l'apparition de l'électricité, ses usages et sa consommation n'ont cessé d'augmenter (cf. Figure II.2.2) en quantité d'énergie consommée et en puissance appelée.

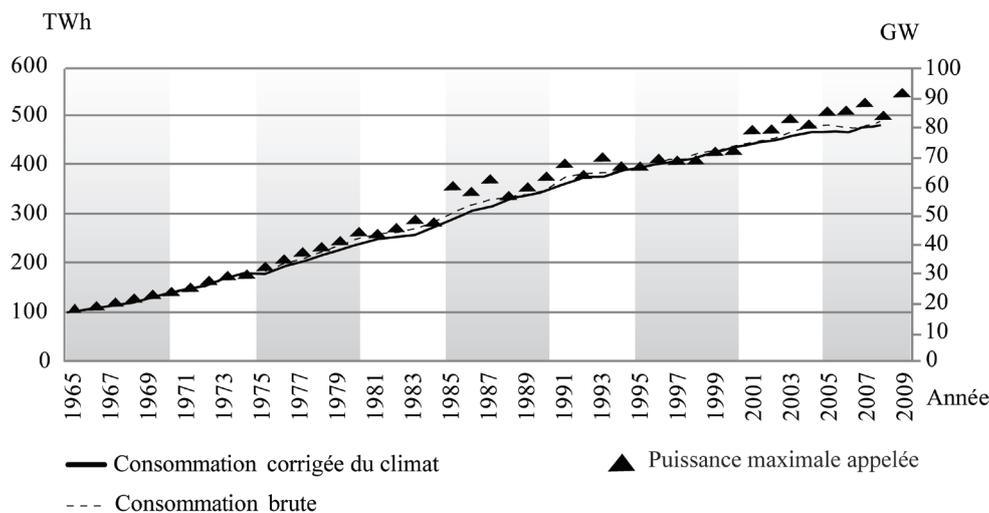


Figure II.2.2 - Historique de la consommation d'électricité corrigée³ du climat et de la puissance max appelée annuellement en France métropolitaine – Source [RTE09a]

Cette augmentation de la consommation (taux de croissance moyen de 3,5% par an) est due à un accroissement du nombre d'utilisateurs (taux de croissance moyen depuis 1975 de 0,5% par an en France), mais également à une augmentation de la consommation moyenne d'électricité par usager (cf. Figure II.2.3), malgré une amélioration continue de l'intensité énergétique⁴ [INSEE04, DGEMP04] et des efforts successifs d'efficacité énergétique des équipements [POTIE05].

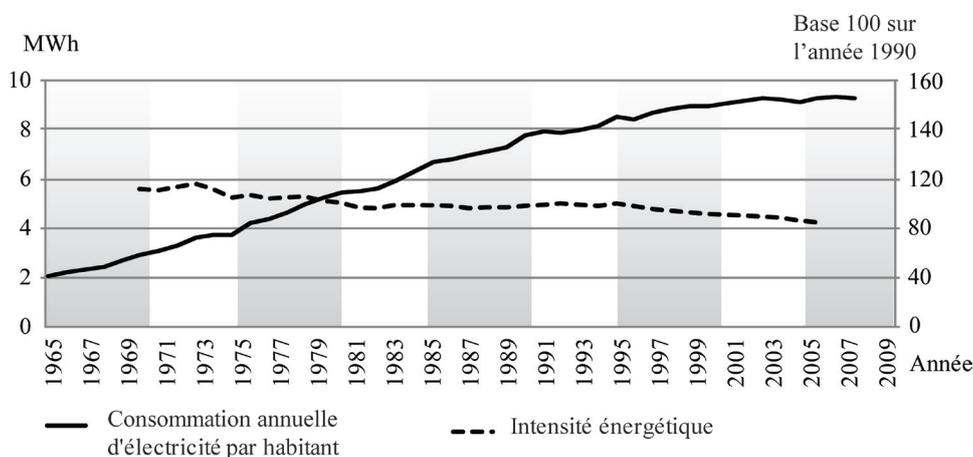


Figure II.2.3 - Historique de la consommation annuelle d'électricité par habitant et de l'intensité énergétique en France métropolitaine – Source : à partir de données de l'INSEE et de la banque mondiale

³ La consommation énergétique est dépendante du climat (principalement l'usage chauffage). Afin d'isoler la part de consommation imputable au climat et ainsi mesurer l'effet des autres facteurs, la consommation doit être corrigée du climat. Diverses méthodes de corrections climatiques sont utilisées.

⁴ L'intensité énergétique est une mesure de l'efficacité énergétique d'une économie. C'est le rapport de la consommation d'énergie sur la production mesurée par le produit intérieur brut.

Cette augmentation de la consommation pose des problèmes d'équilibre offre-demande à plus ou moins long terme puisqu'elle tend à augmenter les besoins en acheminement d'électricité (développement des capacités de transport et de distribution de l'électricité), et/ou augmenter les capacités de production et d'extraction, et enfin à augmenter les prélèvements de la ressource énergétique.

Certaines études prospectives de la demande en électricité à moyen et long terme émettent des doutes sur les possibilités d'une poursuite tendancielle de la croissance de la demande et envisagent des scénarios de « rupture », notamment [AIE08], [GREEN07]. La vigilance étant de rigueur, la France s'est engagée à maîtriser sa consommation à travers des programmes ambitieux de réduction de la consommation énergétique (Loi POPE de 2005, les décisions issues du Grenelle de l'environnement de 2007 à 2009)). Cet enjeu est renforcé par les politiques pour contrecarrer les conséquences du réchauffement climatique. Dans ce domaine la France s'est également engagé sur plusieurs plans d'actions (Plan Climat en 2004 et en 2009, Objectifs du Facteur 4 des émissions de CO₂), relayés par plusieurs programmes nationaux de recherches et d'investissement (Programme national de Recherche et d'expérimentation sur l'Energie dans les Bâtiments, Programme national bois-énergie, Programme National de Lutte Contre le Changement Climatique, par exemple).

II.2.2 Les enjeux liés à la gestion opérationnelle du système électrique

On entend par gestion opérationnelle, les manœuvres menées par les acteurs de la chaîne de production pour approvisionner au jour le jour les consommateurs d'électricité. Pour comprendre ces enjeux, il faut s'intéresser à certaines caractéristiques du vecteur électrique, à savoir :

- l'énergie sous sa forme électrique se stocke difficilement en grande quantité. Excepté le recours au Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), peu de techniques permettent aujourd'hui un stockage massif d'électricité. Il est donc préférable de produire de l'énergie électrique lorsque celle-ci est consommée ou inversement de consommer l'électricité au moment où elle est produite, d'où la nécessité d'équilibrer l'offre et la demande instantanément ;
- l'énergie électrique nécessite un réseau spécifique pour être transportée ;
- la production et le transport d'électricité sont plus efficaces à grande échelle (favorable aux grosses unités de production et au transport à haute tension).

La gestion opérationnelle du système électrique consiste en premier lieu à équilibrer la production et la consommation en temps réel entre différents sites de production et de consommation. Cette conduite du système doit garantir à tout moment une fourniture d'électricité de qualité (fréquence (50Hz ± 0,5Hz), tension et harmonique) maintenir le système à un niveau de sûreté satisfaisant⁵ et optimiser la performance économique [RTE08]. Ce sont les trois aptitudes que le système doit respecter en fonctionnement.

⁵ Risque « N-1 » : le régime dégradé ou « N-1 », correspondant à la perte d'un élément réseau (liaison ou transformateur) avec consommations normales. L'étude de cette situation est très importante, puisque celle-ci se présente non seulement en cas de panne, mais également lors des consignations d'ouvrages nécessaires pour travaux de maintenance ou de développement. De plus, c'est dans ce régime que les situations sont les plus contraignantes, la même puissance devant transiter à travers un nombre plus réduit d'ouvrages.

Or, les quantités d'énergie produites et consommées varient dans le temps et l'espace en fonction de plusieurs facteurs (cf. Figure II.2.4). Ces variations doivent instantanément être maîtrisées afin d'assurer l'équilibre de l'offre et la demande d'électricité.

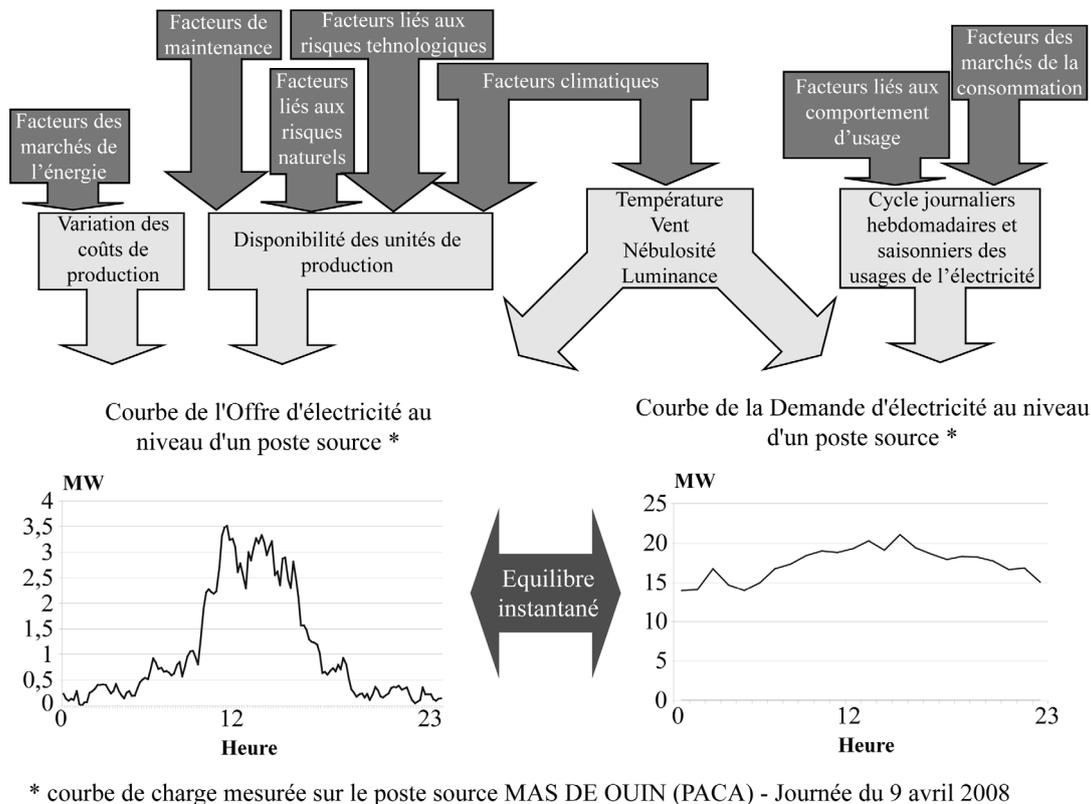


Figure II.2.4 - Facteurs de variation de la consommation et de la production d'électricité

Afin de respecter les trois aptitudes du système mentionnées précédemment, le système électrique est géré en intervenant sur trois leviers de flexibilité⁶ :

- les « services systèmes », constitués de différentes réserves de puissance (cf. Annexe 2) mobilisables plus ou moins rapidement ;
- la sollicitation du réseau de distribution pour qu'il engage des mesures faisant baisser la charge autres que les réserves des services systèmes (injection ou effacement de charge sur le réseau de distribution) ;
- la modularité du réseau physique de transport au niveau des centres d'aiguillage. La structure du réseau est configurée en temps réel au gré de l'électricité transitant. A tout moment, le fonctionnement d'une unité de production peut être modifié, le tracé d'acheminement de l'électricité peut être redéfini (en fonction du maillage du réseau) et en situation d'urgence plusieurs usagers peuvent être délestés.

L'équilibre instantané de l'offre et de la demande s'effectue sur le réseau de transport (cf. Annexe 1) à la responsabilité du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). RTE, Réseau de Transport d'Electricité, est le GRT français. Cet opérateur bénéficie toutefois du phénomène de foisonnement de la consommation

⁶ La flexibilité du système électrique est la propriété du système à s'adapter et maintenir son équilibre de fonctionnement face à une variation (même imprévisible) d'un de ses composants.

entre les unités. En effet, les consommateurs n'ont pas tous les mêmes besoins et n'allument pas leurs appareils au même moment. Ainsi, la courbe de charge électrique au niveau du réseau a tendance à se répartir temporellement et spatialement – on parle de lissage de la courbe de charge. Ainsi plus le nombre de clients augmente, moins il est probable qu'ils allument leurs équipements au même moment et plus la courbe de charge de la demande foisonne. L'idéal serait d'avoir une courbe de charge de la demande parfaitement lissée (même niveau de puissance appelée) dans le temps à l'échelle du périmètre de manœuvre d'un GRT. Dans ce cas fictif, celui-ci pourrait alors dimensionner, avec exactitude, les infrastructures de réseau aux besoins électriques étalés. Au contraire, dans la réalité, la courbe de consommation varie instantanément, de telle sorte que les infrastructures sont dimensionnées en fonction de la plus forte puissance appelée. On retrouve le même phénomène de foisonnement au niveau de la production, notamment sur les différents sites de production éolienne (dans le cas spécifique, par exemple, de régimes de vent décorrélés entre sites de production).

Le GRT a donc besoin de connaître en permanence les différentes solutions disponibles ainsi que les conditions techniques et économiques de leur mise en œuvre. Il a recours à des responsables d'équilibre⁷ (RDE) qui regroupent les clients du réseau (consommateur et producteur). Le RDE a en charge de déclarer au GRT un programme équilibré sur son périmètre et sur 24h (à un pas de temps de la ½ heure) de la demande et de la production. Chaque RDE a la possibilité de modifier son programme lors de « guichets » journaliers (12 guichets pour RTE) et de recomposer leur portefeuille d'injection et de soutirage d'électricité par l'intermédiaire d'échange de contrats avec des producteurs, des consommateurs ou avec d'autres RDE (à travers les Notifications d'Echanges de Blocs). Ces transactions se déroulent sur différents marchés, de gros (POWERNEXT, de gré à gré, EEX, etc.) et de détail, en fonction des produits échangés (produits à terme, produits Spot, produit-types (base ou pointe), etc.). A l'issue de ces transactions, les RDE sont tenus de déclarer leur programme et également leurs puissances de réserve et leurs coûts (cf. Figure II.2.5). Le GRT compense les déséquilibres offre-demande sur le réseau en sélectionnant des offres, après les avoir interclassées selon un critère de préséance économique et en prenant en compte les contraintes techniques exprimées par les acteurs. Ainsi on distingue trois type de moyens de production : les moyens de base, de semi base et de pointe.

Ces trois moyens respectent un ordre croissant des coûts du kWh produit et en toute logique un ordre croissant de mise en service (les premiers fonctionnant plus de 6 000h par an et les moyens de pointe près de 100h par an). L'ensemble de ces manœuvres est désigné sous le terme de « mécanisme d'ajustement ». Le deuxième mécanisme interagissant est le « règlement des écarts ». Il permet d'établir les compensations financières à payer et recevoir pour les écarts entre les positions physiques et contractuelles des différents acteurs (RDE). Le prix du règlement est fixé heure par heure entre la pointe et la base (prix Spot).

⁷Les responsables d'équilibre sont des entités qui s'engagent, vis-à-vis du GRT de compenser financièrement les écarts entre le soutirage et l'injection d'électricité sur leur périmètre d'équilibre.

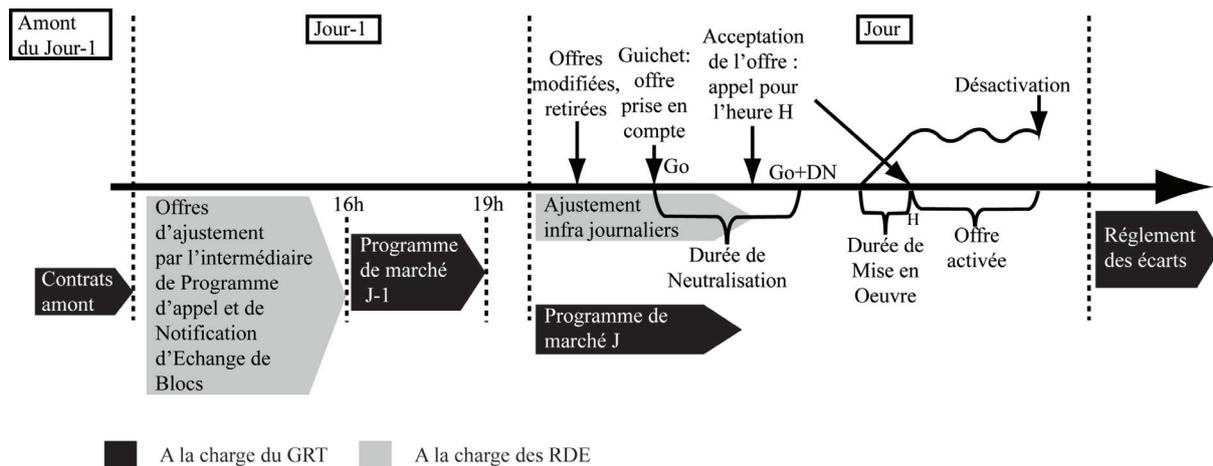


Figure II.2.5 - Mécanisme d'ajustement et de règlement des écarts - Source : à partir de documents internes à EDF R&D [LOUYR08]

Pour mener au mieux l'équilibrage de l'offre et de la demande, le système électrique a besoin de flexibilité. En tout logique, plus le réseau d'électricité est vaste et maillé plus sa flexibilité est grande (car plus de foisonnement de la demande et de la production, plus de réserve de puissance en production ou en consommation et enfin plus de possibilités de modulation du réseau). Or, la construction de nouvelles lignes ou même le renforcement de certains tracés sont aujourd'hui des projets difficiles à mettre en œuvre, voir à ce propos [CCE00] et [BAILL03]. Nous comprenons donc l'enjeu lié à l'interconnexion physique des réseaux à l'échelle européenne et la régulation des échanges commerciaux d'électricité entre les pays membres, voir à ce propos les rapports d'activité de RTE et les bilans des divers forums pour le développement d'un marché intérieur de l'électricité en Europe [BONNE00]. Cette quête de flexibilité du système électrique incite également au développement de systèmes permettant la gestion en dynamique des unités de production et de consommation (cf. § II.3.3), voir à ce propos [IPAKC09].

II.2.3 Les enjeux liés à la libéralisation du secteur électrique

L'organisation du système est aujourd'hui restructurée par la libéralisation du marché de l'électricité en Europe depuis le milieu des années 1990. L'objectif de la libéralisation est la création d'un marché intérieur européen de l'électricité qui garantit un prix concurrentiel à tous les consommateurs, améliore la sécurité d'approvisionnement des pays membres à travers l'interconnexion physique des infrastructures de transport de l'électricité et la création d'un marché d'échange d'électricité entre les pays membre de l'Union Européenne⁸. En 1996, puis en 2003, l'Europe a apporté les dispositions législatives nécessaires à l'amorçage d'un processus d'ouverture des marchés de l'électricité⁹.

⁸ Voir à ce propos la directive 2003/54/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

⁹ La directive du 19 décembre 1996 relatif à l'éligibilité des gros industriels, à l'accès au réseau et à la concurrence à la production ; directive du 26 juin 2003 relative à l'ouverture du marché aux autres consommateurs, à l'accès régulé du réseau, à l'indépendance juridiques des GRT et GRD et enfin à un système de régulation par pays

A partir de 2000, la France a modifié sa législation afin de ratifier ces différentes directives en les adaptant aux caractéristiques du système électrique français¹⁰. Ainsi, l'ouverture des marchés a amené plusieurs modifications dans le fonctionnement du système électrique français :

- la création de bourses de transactions d'électricité entre des producteurs et des consommateurs (bourses de gré à gré, la bourse Powernext et EEX) ;
- la séparation des activités pouvant être soumises à la concurrence et celles qui ne le peuvent pas. Ainsi les activités de transports et de distribution dites « de monopole naturel » restent régulées, alors que les activités de production et de commercialisation sont ouvertes à la concurrence. Dans ce schéma, le réseau de transport et de distribution deviennent accessibles à tous les utilisateurs de manière égalitaire ;
- le libre choix par les consommateurs de leur fournisseur d'électricité ;
- la création d'une entité de régulation – appelé Commission de Régulation de l'Energie (CRE) - pour assurer la bonne concurrence économique entre les acteurs du marché.

Les effets de la libéralisation remettent en cause les fondements du modèle antérieur de monopole national basé sur un acteur majoritaire (EDF) ayant le rôle de producteur, de gestionnaire du réseau, de commercialisateur et de planificateur au côté d'un régulateur (l'Etat). A présent, la libéralisation des marchés de l'électricité a contribué premièrement à la redistribution des rôles et l'émergence de nouveaux acteurs (CRE, RTE, les différentes bourses d'échanges de contrat de production) et deuxièmement à une plus nette séparation entre les flux physiques d'électricité et les flux financiers. Dans le schéma de la figure II.2.6, nous représentons la nouvelle organisation des flux dans la chaîne énergétique de l'électricité et entre les acteurs de la gestion opérationnelle du système électrique.

Les effets économiques engendrés (par exemple sur le prix de l'énergie) sont encore difficiles à évaluer en France étant donné la lente progression de l'ouverture des marchés. En effet, les caractéristiques structurelles du parc de production français (parc de puissance à dominante nucléaire qui produit une énergie à bas coût difficile à concurrencer), le maintien d'un tarif régulé (tarif empêchant le développement d'offre concurrentielle de fourniture) et les difficultés d'accès au réseau par tous les producteurs, ralentissent le processus d'ouverture des marchés à la concurrence, voir à ce propos les rapports de la CRE [CRE00], [CRE05] et [CRE08]. Cependant, nous pouvons tirer quelques bilans à partir de l'expérience de certains pays voisins, ayant engagé de longue date ce processus et ayant un système électrique comparable à celui de la France. En Allemagne, l'ouverture des marchés (dès 1998) a engendré sa réorganisation par un nombre significatif de fusions et d'acquisitions de part de marché par certaines compagnies [FENDE04]. La baisse des prix de l'électricité (sur les produits de court et de long terme) s'est concrétisée jusqu'en 2000, bien que des disparités persistent entre les catégories de clients.

¹⁰ Loi du 10 février 2000 qui fera la création de RTE et de la CRE ; loi du 3 janvier 2003 relatif à l'éligibilité des gros clients électriques ; loi du 9 août 2004 de filiation de RTE 100% publique ; loi du 13 juillet 2005 de lancement des certificats blancs et du facteur 4 ; loi du 7 décembre 2006 pour l'ouverture du marché résidentiel, la filialisation du distributeur, la création du TARTAM et la recomposition de la CRE ; la loi du 21 janvier 2008 relatif aux tarifs réglementés électricité/gaz et la possibilité du retour au tarif réglementé pour les clients domestiques

Dans les années suivantes, les prix semblent se stabiliser pour reprendre une légère hausse sur la période 2000-2002 [HEURA02]. Celle-ci devrait se poursuivre dans les années à venir selon [FENDE04].

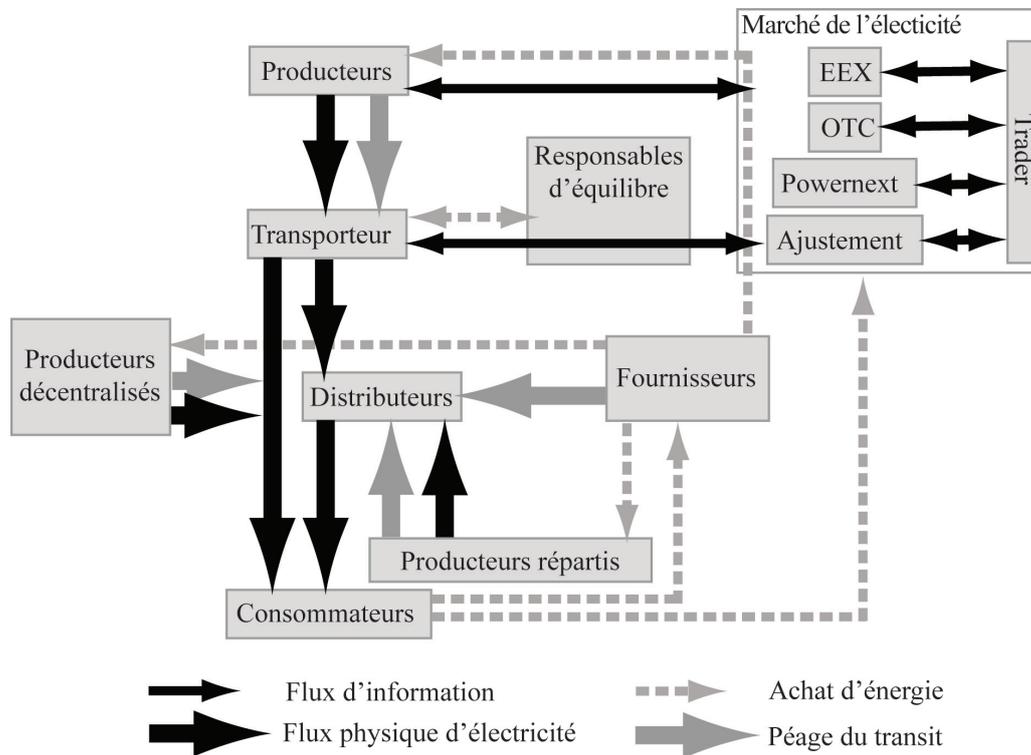


Figure II.2.6 - Organisation des flux d'énergie, des flux d'information et des flux financiers entre les différents acteurs de la gestion opérationnelle du système électrique - Source : à partir de documents internes à EDF R&D

Sur le plus long terme, la libéralisation du secteur électrique pourrait contribuer à :

- la pénétration accrue des technologies de production décentralisées et réparties, par le fait qu'elle nécessitent moins d'investissement de départ. La libéralisation pourrait entraîner de fortes fluctuations du coût de l'énergie jouant en faveur d'une aversion aux risques et une vision court terme des investissements [ISLAS03]. De fait, le choix de ces technologies semble *a priori* la meilleure stratégie économique dans un marché concurrentiel remis aux comportements des acteurs du marché (notamment leurs prises de risque) ;
- la pénétration accrue des technologies de production à partir d'énergies renouvelables, devenant de plus en plus rentable dans une tendance à l'internalisation des coûts¹¹ externes de la production d'électricité [ISLAS03].

¹¹ Les coûts externes évaluent en termes monétaires les conséquences des activités humaines qui ne sont pas supportées directement par les bénéficiaires de l'activité concernée mais sont couverts par une tierce personne ou la communauté en générale [SARLO03].

II.3 LES TENDANCES DE DEVELOPPEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE

Comme de nombreuses industries de réseau, le secteur de l'électricité obéit à la loi des rendements croissants, *i.e.* que les rendements croissent et le coût unitaire baisse avec l'augmentation des volumes produits. [BASTA99]. Cette caractéristique intrinsèque du secteur électrique a joué en faveur d'un développement à grande échelle du système électrique construit sur un modèle centralisé (production, gestion opérationnelle, planification) afin de faire des économies d'échelles en production. Cela suppose la préférence d'une production massive d'électricité à partir d'installations délivrant de gros volumes d'électricité programmables et directement intégrables à la gestion d'un important réseau de transport national et interrégional (dans le cas de la France). Aujourd'hui, au vu des enjeux précités, ce modèle de développement doit s'adapter selon trois tendances de développement.

II.3.1 Le développement de la Production Décentralisée d'Electricité

La Production Décentralisée d'Electricité (PDE) désigne généralement la production d'électricité à partir d'installations de petite capacité (« de quelques dizaines de kW généralement raccordées au réseau de distribution à plusieurs dizaines de MW raccordés en haute tension et plutôt « semi-centralisées » [RTE09a]).

Avant la construction du système électrique actuel, approvisionné en énergie par l'intermédiaire des centrales de fortes puissances (production centralisée), la PDE était beaucoup plus présente proportionnellement dans la production globale d'électricité de la France. Le système électrique était alors structuré autour de sociétés privées de production d'électricité (31 en 1913) et mené par les collectivités territoriales elles-mêmes. La nationalisation - loi de nationalisation du 8 avril 1946 - a concouru à la disparition d'un grand nombre de ces sociétés et des régies municipales en faveur d'un opérateur unique du service public national d'approvisionnement en électricité. Dès lors le développement du système électrique a été en faveur d'unités de production de forte puissance interconnectées au réseau de transport. Cependant, on assiste depuis un peu plus d'une décennie à la pénétration accrue de la PDE (*cf.* Figure II.3.1).

On remarque également un changement manifeste des filières de production décentralisée développées en fonction des périodes. Jusqu'aux années 1990, l'hydraulique était la filière de production la plus développée (en puissance et en nombre de générateurs). Entre 1990 et 2000, ce sont les filières de cogénération qui ont eu les faveurs des producteurs. Depuis les années 2000, le développement des filières éoliennes et photovoltaïques prennent le dessus sur les autres filières. A noter que toutes les filières ne désignent pas les mêmes échelles de niveau de puissance. On voit ainsi nettement que le photovoltaïque, bien que comptabilisant une large majorité d'installation, après 2005, a une puissance délivrée quasi insignifiante à côté de l'éolien, de l'hydraulique et de la cogénération.

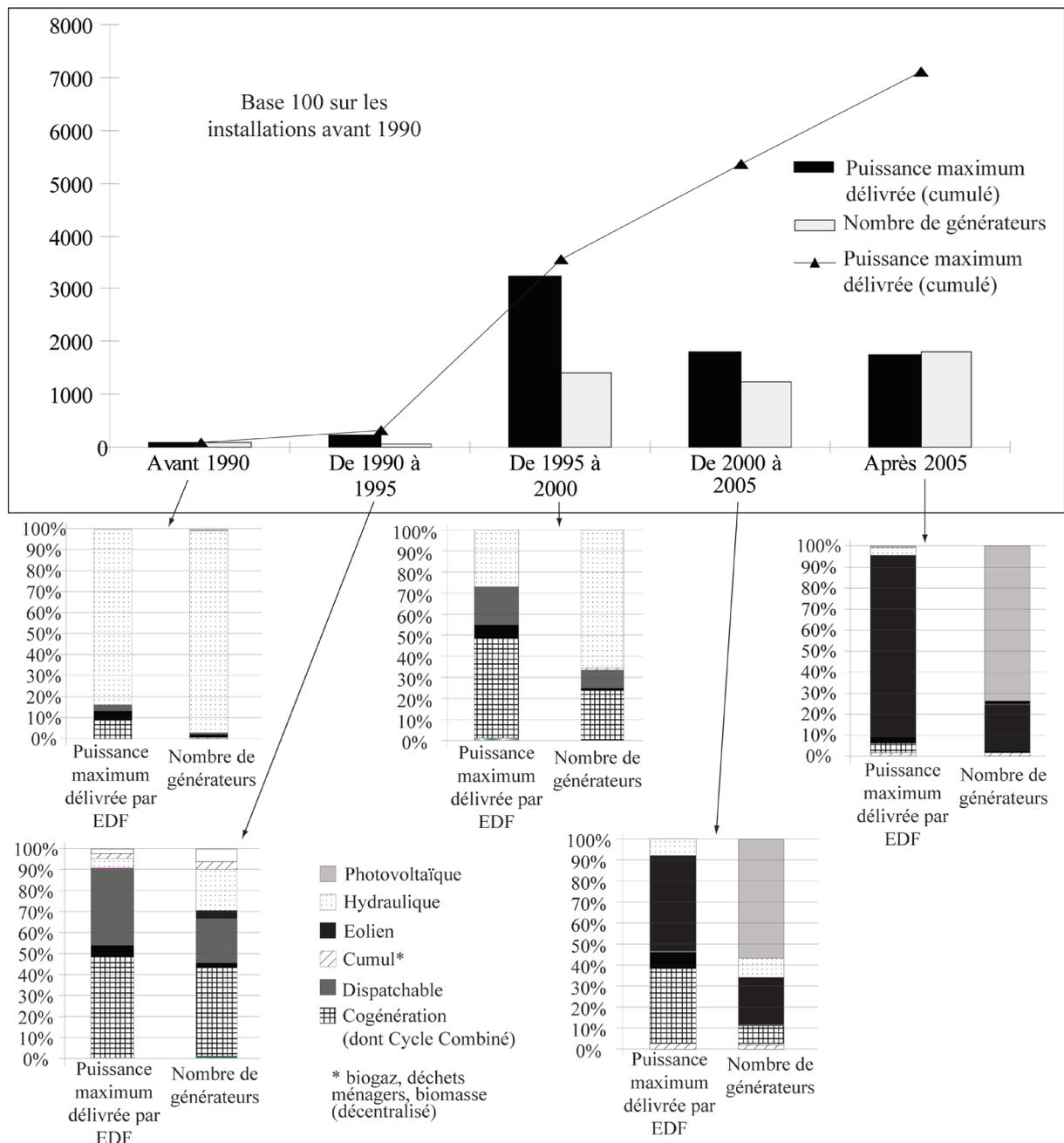


Figure II.3.1 - Historique de la production décentralisée d'électricité raccordée au réseau de distribution en France – Source des données : ERDF

Le développement de la PDE devrait se prolonger théoriquement notamment sur la partie utilisant des ressources renouvelables, puisqu'elle bénéficie de nouveaux avantages (modularité, rapidité de mise en œuvre, émissions évitées, image d' « énergie propre » et « silencieuse ») qui devraient assurer leur développement [FIN03]. La PDE présente en outre l'avantage d'être plus proche du client – d'où une baisse des coûts de transports et de distribution (et parfois des pertes) – et d'avoir des sites géographiques d'implantation plus facile à trouver [SABON07]. Néanmoins, l'intégration de ces nouvelles unités de production décentralisée n'est pas sans conséquences sur la gestion opérationnelle du système électrique. De nombreuses études d'impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution ont été menées, voir à ce propos [GAIN03].

Ceci pose en effet des difficultés sur l'équilibre offre-demande, du fait de :

- la multiplication des sites de production, qui accroît l'incertitude sur les volumes produits et accroît du même coup la probabilité des facteurs de production (cf. Figure II.2.4) ;
- la présence accrue de production décentralisée utilisant des ressources d'énergies renouvelables (ENR), soumises plus fortement aux aléas climatiques, entraînant une forte intermittence de fonctionnement.

Dans sa configuration actuelle, le système électrique n'est pas adapté à la gestion d'importants volumes d'électricité produit à partir de PDE, dû notamment à l'inversion de « direction » des flux d'énergie active sur le réseau de distribution principalement [MERLI04, FONTE03, GAIN03]. Des solutions sont actuellement explorées afin de faciliter la pénétration de la PDE. Parmi celles ci, on trouve le développement des technologies de stockage de l'électricité, la création de centrales virtuelles pour agréger des unités de production afin de bénéficier de leur foisonnement ou de l'inertie de certains systèmes de production (par exemple les centrales solaires thermiques), ou encore de système de prévision court terme (0-48h) de la production. Par ailleurs, d'autres investigations développent des moyens de contrôle partiel de la demande à travers le pilotage de certains usages de consommation. Ces solutions visent à rendre plus flexible la demande afin de l'adapter partiellement à la production, notamment la PDE d'origine renouvelable.

II.3.2 Le développement de la Maîtrise de la Demande en Electricité

Les activités de MDE se sont développées au lendemain du choc pétrolier dans un grand nombre de pays industrialisés et se sont dans bien des cas institutionnalisées par la création d'organismes spécifiques dédiés à ces activités¹². On assiste depuis le début des années 2000 à une recrudescence des actions de MDE¹³ [BROC06, BOUVI05]. Loin d'être des activités normées ou standardisées, les activités de MDE recouvrent différents domaines, dont un aperçu est exposé dans [ADEME07] et différentes modalités d'intervention en fonction des enjeux du secteur énergétique considérés, mais également du contexte institutionnel, juridique et législatif de chaque pays [BROC06]

On distingue communément deux catégories d'action de MDE [E7DSM00], ayant des objectifs différents :

- les économies d'énergie, visant à maintenir le même niveau de service énergétique mais en utilisant moins d'énergie (efficacité énergétique ou modification des comportements d'usage) ;
- la gestion de la charge, visant à améliorer l'usage de l'énergie à travers la modification de l'appel de charge électrique dans le temps. La charge peut être gérée de plusieurs manières : à partir de technologies de contrôle-commande des appareils, de signaux tarifaires, de stockage- déstockage d'électricité ou encore d'information et médiation.

¹² Agence pour les Economies d'Energie (futur ADEME) en France – 1974 ; Department of Energy au Etats Unis – 1977, Energy Efficiency Office en Grand Bretagne – 1983

¹³ Nous citons par exemple la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, Plan éco-énergie en PACA, création du Label Effinergie, instauration des Diagnostics de Performance Énergétique dans les bâtiments, étiquetage énergétique des appareils électroménagers, les crédits d'impôt sur l'amélioration des caractéristiques thermiques des bâtiments.

On distingue la gestion active de la demande (communément appelée «demand response») qui permet de modifier les appels de charge en dynamique allant de la minute à plusieurs heures. La gestion active de la demande - contrôle directe ou indication tarifaire avec plus ou moins de communication avec les usagers - permet de faire de l'équilibrage de l'offre et la demande instantanément en adaptant la demande.

Les effets de la MDE sur la consommation d'électricité varient d'une action à une autre (cf. Tableau II.3.2).

Effet sur la courbe de charge	Objectif d'impacts			Exemple d'action
	Energie	Puissance appelée	Facteur de charge	
Effacement de charge 	Economie d'énergie consommée	Baisse de la puissance maximum appelée	Amélioration du facteur de charge	Action tarifaire Efficacité énergétique (des bâtiments, des équipements) Modification des comportements d'usage
Déplacement de charge 	Aucune économie d'énergie			
Diminution de la charge 	Economie d'énergie consommée			
Augmentation de la charge 	Augmentation de l'énergie consommée	Augmentation de la puissance maximum appelée		

Tableau II.3.2 - Objectifs de la gestion de la charge de demande - Source : à partir de [E7DSM00]

Après avoir valorisé avec succès les plus gros gisements de MDE en France (gros consommateurs, usages les plus consommateurs), les politiques énergétiques de MDE s'appliquent progressivement à des gisements inexploités plus difficiles à atteindre (secteurs résidentiels-tertiaire et transport) parce que plus diffus et plus chers à valoriser [COPER02]. Ces difficultés viennent également du fait que la valorisation des gisements est encore difficile à rémunérer économiquement, principalement dans le cas d'actions de MDE destinées à gérer la charge. Dans ce type d'action, les impacts n'occasionnent pas systématiquement une économie d'énergie et donc un gain pécuniaire (excepté dans le cas d'une action de type tarifaire) pour l'opérateur de l'action, voir à ce propos les publications de la CRE sur ce thème [CRE09a & b]. Ainsi, plusieurs voies sont explorées pour faciliter le développement de la MDE :

- Mécanisme de rémunération : des solutions sont déjà mises en œuvre, notamment la création d'un marché européen de négociation et d'échange de crédit d'émission de CO₂ (ou bourse du carbone créé par la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003) et la création d'un marché des Certificats d'Economie d'Énergie instauré par la loi POPE. Les actions de MDE sont directement concernées par ces nouveaux marchés ;

- Mécanisme d'aide financière pour la mise en place d'action de MDE, par exemple la délivrance sous forme de crédit d'impôt ou de subvention à l'installation de chauffage bois ou encore à l'isolation des bâtiments (par exemple les prêts à taux zéro pour les travaux d'isolation de l'habitat ou encore les aides de l'ANAH) ;
- Outils d'analyse de la demande en temps réel, par exemple l'installation de « compteur intelligent » (par exemple le projet Linky [LINKY] mené par ERDF) ;
- Médiation d'une image valorisante de la MDE (par exemple à l'échelle européenne et nationale la campagne « Display® », « Economies d'énergie : faisons vite, ça chauffe », « Défi pour la Terre », *etc.*) ;
- Des mécanismes d'agrégation des gisements de MDE (effacement de charge électrique) afin de faire face à leur caractère diffus et de pouvoir les valoriser sur les marchés d'ajustement, [CRE09a & b] ;
- Amélioration de l'expertise pour l'évaluation des gisements de MDE (théorique, technique, tendanciel, économique, sociétal, politique) et l'évaluation des impacts d'une action de MDE.

Du côté des gestionnaires de réseau, la MDE est dans certains cas une alternative au renforcement du réseau de distribution et de transport :

- Le développement des réseaux de distribution en milieu rural fonctionne sur le principe de la péréquation des investissements sur la base d'un fond d'amortissement (FACE) alimenté par un prélèvement sur les ventes des distributeurs. En 1994, ce fond a été subdivisé afin de dédier une partie au développement de la MDE et des ENR, comme une alternative au renforcement et à l'extension des réseaux. De fait, la MDE est maintenant reconnue comme une alternative crédible au développement de la production ;
- Concernant les réseaux de transport, il y a en France, des zones reconnues par RTE « de fragilité électrique » ou encore « sous contraintes électriques » [RTE06a]. Ces zones n'ont pas un niveau de sûreté d'approvisionnement satisfaisant, aux yeux de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. C'est le cas de la région PACA [RTE06b] & [RTE09a]. Dans ces zones en particulier, la MDE représente une alternative temporaire au renforcement de réseau, en témoigne le Plan Eco Energie mené sur cette région depuis 2002.

De manière générale, la MDE devient une alternative « socialement acceptable », « techniquement mature » et « économiquement viable et commercialisable » pour contrecarrer certaines faiblesses du système électrique [BAILLY03], notamment avec la venue progressive de la gestion dynamique de la demande.

II.3.3 La gestion intelligente de la ressource décentralisée d'électricité

Dans les parties précédentes, trois tendances de développement se sont dégagées : le développement de la PDE dont la partie issue de ressources renouvelables, le développement de technologie de stockage (comme solution à l'intermittence de certaines PDE et comme moyen de gérer la charge sur les réseaux), et le développement de la MDE (notamment la gestion de la charge). Ces trois tendances constituent une ressource décentralisée d'énergie au service de la gestion opérationnelle du système électrique [HLEDI09]. Le présupposé est qu'un meilleur ordonnancement des ressources énergétiques décentralisées peut réduire significativement les coûts d'intégration des énergies renouvelables [IEADS09] et diminuer l'inconvénient de l'intermittence de certaines PDE (notamment d'origine renouvelable). Chacune de ces ressources présente en effet des avantages et des inconvénients qui peuvent s'autoréguler entre eux, dans une certaine échelle de temps et d'espace, autorégulation due au phénomène de foisonnement (*cf.* § II.2.2). En outre, l'intégration de ces ressources permet de mutualiser et garantir des réserves de puissances pouvant être valorisées sur les marchés de l'électricité. L'intégration de ces trois ressources décentralisées suggère une nouvelle manière de gérer le système électrique avec une nécessité d'y mettre de « l'intelligence ». L'intelligence désigne ici la faculté du système à faire une meilleure utilisation des technologies et ressources pour améliorer la planification et l'opération du réseau électrique actuel, pour contrôler la génération d'énergie, pour faciliter le développement de nouveaux services énergétiques et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Ce concept est appelé « réseau intelligent » (ou « Smart-grid »). Une large littérature traite de ces points, voir à ce propos notamment « the european technology platform for the electricity networks of the future » et les travaux de veilles menés par l'EPRI sur le « Smart grid resource center ».

Les réseaux intelligents, c'est l'assemblage habile des technologies de production, de stockage et de transmission d'électricité avec des technologies de comptabilité, des technologies de gestion de la demande et des technologies de l'information pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité dans la gestion opérationnelle du système électrique. Ainsi équipé, le système électrique dans son ensemble peut alors être configuré et opérer de manière intégrée, à partir de plate-forme de pilotage. Certains concepts, actuellement explorés, suggèrent une architecture avisée de ces technologies afin d'agrèger les différentes ressources décentralisées (au sein de centrale virtuelle technique de production) et restituer une seule « offre d'équilibre de charge » - en injection ou en effacement de soutirage - au niveau du réseau (*cf.* Figure II.3.3). Parmi les architectures générales proposées, nous citons par exemple les micros-réseaux, les réseaux actifs ou encore les architectures par communication internet. Celles-ci intègrent différents types de technologie (production, stockage, gestion active de la demande), utilisent différents moyens de communication avec les clients. Enfin, elles diffèrent par le niveau d'application sur le réseau (niveau BT, HTA ou HTB) et leur intégration dans les mécanismes de marché de l'électricité.

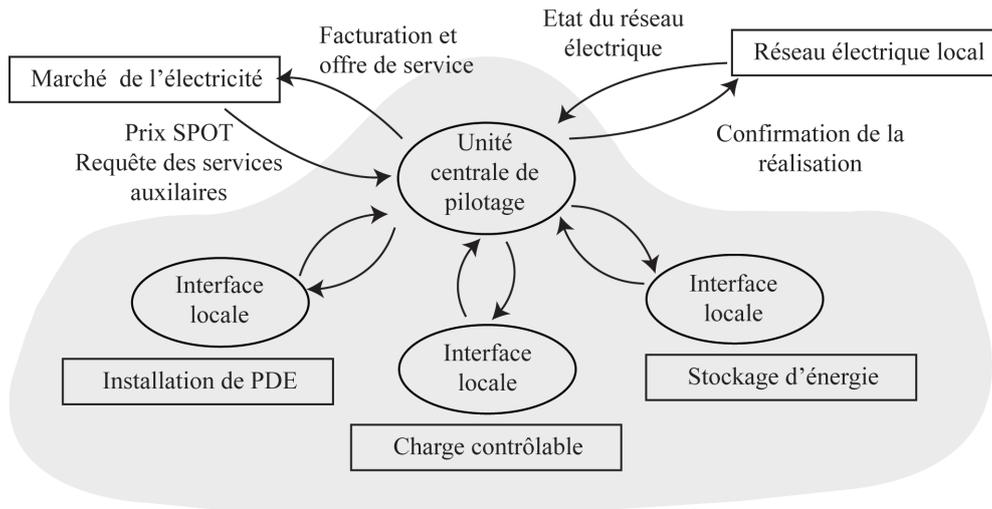


Figure II.3.3 - Architecture générale d'une centrale virtuelle de production – Source : traduit de [IEADSM09]

La mise en place de telles architectures concourent à une décentralisation du système électrique, tout d'abord dans les ressources valorisées mais également dans la conduite opérationnelle du système. En effet, aujourd'hui avec la venue de telle architecture de système, le réseau de distribution devient, dans certains cas, un acteur à part entière dans la préservation de l'équilibre « offre et demande ». Car comme mentionné dans [IEADS09], l'opérateur d'une centrale virtuelle technique vs. commerciale a besoin des informations sur l'état du réseau à l'échelle locale. Or seuls les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) ont connaissance de ces informations.

II.4 LA DECENTRALISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE, VERS UNE TERRITORIALISATION

Les tendances de développement du système électrique laissent entrevoir une décentralisation partielle du système électrique à deux niveaux, celui de la chaîne de production (ressources, transformation et transmission) et, par voie de conséquence, celui de la gestion opérationnelle du système. Ce point a été exposé dans la partie précédente. Un troisième type de décentralisation semble affecter le système électrique, celui de la planification. Jusqu'à il y a quelques décennies, ce développement était gouverné en France par les pouvoirs publics étatiques relayés par un acteur majeur, EDF [POUPE04a]. Aujourd'hui cette structure du pouvoir est partiellement réorganisée.

Cette partie vise à faire état de la décentralisation du pouvoir politique gouvernant le développement du système électrique, et notamment sa planification. La triple décentralisation du système électrique redéfinit les rapports entre le système électrique et son environnement (naturel et anthropique) local. Ce constat nous amène à étudier de plus près le concept de territoire et sa contribution dans une représentation du système électrique adaptée à une étude de ces nouveaux rapports. Une approche territoriale du système électrique sera esquissée pour finalement aboutir à la formulation d'un besoin de méthodes et d'outils de planification pour encadrer le développement de systèmes électriques territoriaux.

II.4.1 La décentralisation de la planification du système électrique

Qui décide aujourd'hui des implantations d'unités de production notamment décentralisées, du développement d'une filière bois, de la construction d'un réseau de chaleur ou incite les particuliers à l'installation de panneaux solaires où encore à économiser de l'énergie ?

En France, la procédure de décentralisation du pouvoir depuis le début des années 80 engendre des modifications majeures dans l'organisation et par conséquent du fonctionnement du système politique du secteur énergétique (notamment la prise de décisions). On assiste peu à peu au transfert de certaines compétences aux niveaux des collectivités territoriales - au sens de la loi constitutionnelle de 2003 qui reconnaît 5 collectivités - au côté des services déconcentrés de l'Etat [ARSEN05]. D'un pouvoir central et missionnaire vers des services déconcentrés et décentralisés, le modèle de la politique énergétique française mute vers un système décisionnel et opérationnel davantage local [BALLA09] et [KRATT09], où les compétences sont redistribuées.

L'Etat n'est plus aujourd'hui le seul acteur ayant un pouvoir de décision et menant des politiques énergétiques [MAILL02]. Les collectivités territoriales ainsi que les groupements de communes sont en mesure de mener des politiques sectorielles touchant de près ou de loin à l'énergie avec leurs propres moyens financiers, techniques et administratifs [POUPE04b]. Ils deviennent des acteurs incontournables du système énergétique, moins dans sa gestion opérationnelle mais davantage dans sa planification. Cette situation nécessite une coordination efficace du pouvoir entre les différentes échelles d'actions (échelons territoriaux, échelles temporelles, continuité dans le temps et l'espace) afin d'assurer une cohérence dans les politiques énergétiques.

Ancestralement, la commune est l'autorité concédante - loi du 15 juin 1906 - pour les trois énergies (électricité, gaz et chaleur) distribuées à l'échelon local [OUVRA05]. Elle est donc avec les intercommunalités la plus encline à la mise en œuvre de politiques énergétiques [BRIZE07]. Cependant le bilan des récentes évolutions législatives modifie le rôle privilégié de la commune et préfigure une nouvelle distribution des rôles (*cf.* Annexe 3).

A ce premier processus de décentralisation du pouvoir politique, le processus de libéralisation peut être ajouté. En effet, la libéralisation du secteur électrique donne aux pouvoirs privés (entreprises et consommateurs) une part non négligeable du pouvoir de décision à travers le choix de leur fournisseur d'électricité mais aussi en leur offrant la possibilité d'être eux-mêmes producteurs. Dans cette configuration, le consommateur (individu ou entreprise) est partie intégrante de la sphère de décision qui gouverne le développement du système électrique. Pour reprendre l'expression entendue lors de la conférence « Energie et Territoire [BRIZE07], on assiste à une « démocratisation » des questions énergétiques qui invite chaque acteur à prendre part au débat puisque chacun a potentiellement un pouvoir de décision (*a minima* en temps que consommateur). Ceci renforce la tendance d'un système électrique qui se renouvelle progressivement au gré des intérêts et des décisions de plusieurs acteurs nationaux mais aussi locaux.

Les acteurs du système énergétique se multiplient et se diversifient. Chaque acteur a une mission, un rôle, un statut particulier qui déterminent ses objectifs de prise de décision et d'action. Ainsi le développement du système électrique, gouverné par ces acteurs, est sous l'influence d'autres objectifs que ceux qui prévalent communément (objectifs microéconomiques et techniques principalement). Ces nouveaux objectifs astreignent les acteurs à avoir une autre appréhension et compréhension des tenants et aboutissants du système électrique. Quelle pourrait être cette nouvelle appréhension du système électrique ?

II.4.2 Une approche territoriale pour l'appréhension du système électrique

Nous avons mis en évidence la triple décentralisation du système électrique que l'on peut reprendre sous les vocables de : chaîne énergétique, gestion opérationnelle et pouvoir politique. Les décentralisations du système semblent œuvrer vers une intégration du système au niveau local, c'est-à-dire au plus près des spécificités des territoires (exemple pour l'implantation de nouvelles unités de production, pour mener des politiques de MDE propres à la demande des territoires, *etc*). Ces deux systèmes – électrique et territorial - jusqu'alors développés et pensés distinctement (idéal d'un modèle centralisé du système électrique) - voir à ce propos [ASSIS] - semblent retrouver quelques destinées communes, dans des relations rétablies d'interdépendance : le système électrique conditionne le développement du système territorial et le système territorial conditionne le développement du système électrique (dynamique économique locale, mœurs et mode de vie locaux, caractéristique topographique et du milieu biotique, *etc*). En ce sens, le territoire n'est plus seulement un produit du système électrique, il (re)devient¹⁴ progressivement un ensemble - ou système - qui produit le système électrique. Par conséquent, le développement du système électrique est de plus en plus conditionné par des facteurs territoriaux, à côté des facteurs technico-économiques conventionnels. Nous entendons par facteurs territoriaux l'ensemble des éléments et principes qui font la structure et organisent le territoire. Ils ne peuvent pas être intégralement identifiés. En effet, le territoire est un système complexe du fait premièrement qu'il est constitué d'un nombre importants de facteurs et deuxièmement qu'il est gouverné par des règles dont la connaissance ne suffit pas à prévoir son évolution. Ainsi par cette nature, il est impossible de le simplifier et le réduire à la combinaison de quelques facteurs sans détruire *a priori* son intelligibilité [LEMOI99].

Selon l'analyse systémique menée par [MOINE04], le territoire peut être décomposé en trois sous-systèmes :

- l'espace géographique, soumis à des facteurs morphologiques, géologiques, hydrologiques, climatiques, urbanistiques, sociologiques, écologiques, *etc*. ;
- les acteurs, soumis à des facteurs sociologique, politique, *etc*. ;
- les représentations, soumises à des facteurs culturels, éthiques, *etc*.

¹⁴ En effet, avant la nationalisation complète du secteur électrique en 1946, celui-ci était un système décentralisé – physiquement et politiquement. Sous cette configuration, le système électrique entretenait déjà avec les territoires des relations d'interdépendances fortes.

L'ensemble des facteurs relatifs à chaque sous-système doit être pris en compte pour construire la connaissance nécessaire à une bonne appréhension et compréhension du système territorial et par déduction du système électrique. A notre avis cette prise en compte se situe à deux niveaux, tout d'abord dans la représentation conceptuelle du système, puis dans sa modélisation et son analyse à travers une adaptation des outils et méthodes mis en oeuvre.

La représentation conventionnelle du système électrique (cf. Figure II.2.1) doit être intégrée dans un ensemble plus large au sein duquel les composants physiques de la chaîne énergétique entretiennent des liens d'interdépendance avec d'autres entités propres aux facteurs territoriaux. Les travaux de Maria D. CATRINU [CATRI06], sur la planification énergétique locale, proposent une telle représentation du système énergétique (cf. Figure II.4.1). Dans ces travaux, la modélisation du système énergétique distingue trois frontières:

- une qui délimite les composants physiques du système (technologies d'extraction, de transformation, de transmission et de consommation) qui gèrent les flux d'énergie ;
- une qui délimite les impacts économiques (flux d'argent) et environnementaux (flux de matière) ;
- une qui délimite la sphère du pouvoir (flux d'information).

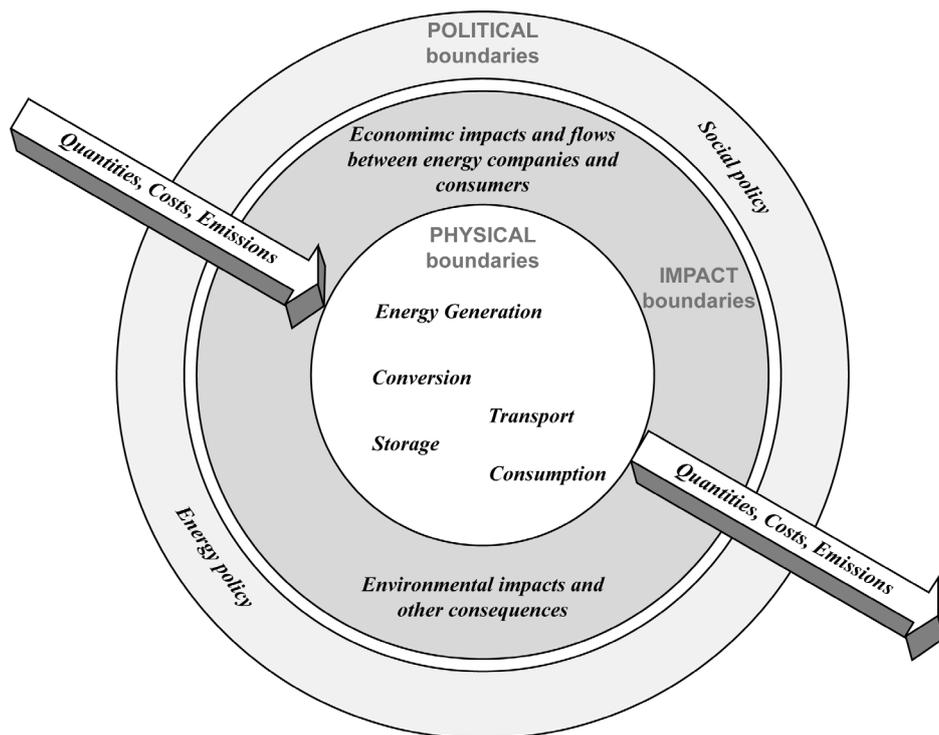


Figure II.4.1 - Les frontières du système énergétique – Source : copier de [CATRI06]

Sur la base de cette représentation, nous avons approfondi certains points afin d'avoir une représentation plus complète des relations liant le système énergétique et le système territorial (cf. Annexe 4). Une telle représentation nous a été inspirée notamment par les travaux de K. IBRAHIM [IBRAH04, IBRAH05a, IBRAH05b] et [MOINE04] sur une approche systémique du territoire.

Cette représentation est structurée en trois niveaux :

- Le premier niveau est la « chaîne énergétique ». Celle-ci est la partie du système gérant les flux d'énergie (cf. § II.2.1) entre les ressources et les services énergétiques. Elle comprend donc les étapes d'extraction, de transformation, de distribution et de consommation de l'énergie ;
- Le deuxième niveau est l'environnement territorial, qui regroupe les dimensions économiques et environnementales mais également tous les facteurs influençant la ressource (occupation des sols, climatologie, aménagement d'infrastructures, contexte économique locale, *etc.*) et la définition du besoin (urbanisme, comportement de consommation, confort et bien être, catégorie socio-économique des consommateurs, démographie, *etc.*). Les liens entre la chaîne énergétique et l'environnement territorial s'établissent en premier lieu dans la caractérisation de la demande et des ressources énergétiques du territoire et en second lieu dans l'ensemble des règlements qui régissent la structure de la chaîne énergétique ;
- Le troisième niveau est l'environnement politique qui regroupe l'ensemble des facteurs régissant les jeux de pouvoir entre les acteurs du système énergétique.

Dans cette représentation du système énergétique, la chaîne énergétique est le centre du système qui est dédié à la gestion des flux d'énergie. La gestion de ces flux nécessite la gestion de flux d'informations et de flux matériels. Ces deux derniers flux sont le produit respectivement d'un environnement matériel exploité par les communautés humaines et d'un environnement politique fruit des interactions d'acteurs. On retrouve ainsi un système délimité par trois frontières comme établies par Maria D. CATRINU. Cependant la représentation proposée élargit la frontière des impacts pour y inclure l'ensemble des facteurs de l'environnement matériel.

Nous précisons que cette représentation n'a pas pour objectif de préciser l'ensemble des facteurs territoriaux devant intervenir dans une modélisation, mais bien de proposer une représentation du système sur laquelle appuyer une approche territoriale du système électrique (pouvant être adoptée dans des travaux de modélisation).

II.5 CONCLUSION

Ce chapitre a débuté par une présentation synthétique des principaux enjeux du système électrique : problèmes liés aux ressources, à la maîtrise de la consommation, à la gestion opérationnelle des flux d'énergie et aux changements provoqués par la libéralisation récente du secteur électrique. Ces enjeux sont déjà intégrés par le système qui a déjà engagé plusieurs tendances de développement concourant à les maîtriser. Le phénomène général résultant de ces tendances est la décentralisation du système électrique. Nous avons mis en évidence une triple décentralisation : d'abord la chaîne énergétique, notamment avec le développement de certaines filières de production à partir de ressources renouvelables, puis dans la gestion opérationnelle des équilibres de charge électrique avec notamment la venue progressive des réseaux intelligents et enfin, au niveau du pouvoir de décision gouvernant le développement du secteur électrique. Sous l'influence de ces phénomènes, le système électrique se restructure progressivement, en se « relocalisant » tendanciellement et partiellement aux territoires locaux. Cette mutation met en évidence le phénomène de « territorialisation » partielle du système électrique à l'échelle locale. Ceci a deux principales conséquences :

- la modification des objectifs d'évolution du système électrique et les acteurs impliqués dans sa construction. Le développement du système électrique vise d'autres objectifs et se décide de manière plus concertée entre les pouvoirs locaux (collectivités et société civile), les services de l'Etat et les pouvoirs privés liés à l'extraction d'énergie, à la production et la transmission d'électricité et enfin à la consommation d'énergie ;
- la perturbation de nos conceptions du système en réintégrant, d'une part, la demande comme une ressource d'ajustement du système et, d'autre part, en réintégrant partiellement le système électrique aux spécificités des territoires.

La mise en perspective de ces différents constats suscite le besoin de faire évoluer nos manières de nous représenter et de construire le système électrique. Nous avons suggéré une représentation du système électrique en nous basant sur une approche territoriale du système. Loin d'être assimilé à une modélisation du système électrique, le dessein de cette représentation est d'avoir une trame de référence sur laquelle peuvent se baser des travaux de modélisation. Faire évoluer nos manières de construire - ou planifier - le système électrique sous-entend l'adaptation des outils et méthodes utilisés. A notre sens, il y a un réel besoin de méthodes et d'outils capables de soutenir l'intégralité d'une planification - de la formulation de la problématique à la détermination d'un plan d'action - afin d'assister le processus de décision.

Le chapitre III précise ces nouveaux besoins dans le cadre de la planification énergétique, appliqués aux analyses quantitatives du système énergétique à l'aide d'outils de simulation.

Chapitre III. Les besoins liés à la planification énergétique

III.1 INTRODUCTION

Les enjeux et tendances d'évolution du système électrique suggèrent une nouvelle manière de mener la planification énergétique, dans les préceptes d'une approche prenant en compte la dimension territoriale du système électrique (*cf.* § II.4). Afin de préciser ce besoin, ce chapitre se focalise sur la planification énergétique en tant qu'activités structurées, partant d'une problématique appliquée à un système énergétique et aboutissant à la définition d'un plan d'action. Cette analyse de la planification énergétique permet de préciser les outils et méthodes utilisés mais à adapter selon les préceptes de l'approche territoriale mentionnée précédemment. Nous nous focalisons ensuite sur un type d'outil en particulier - les outils de simulation prospective - appliqué à l'évaluation des impacts d'actions de MDE.

En premier lieu, nous formulerons une définition littérale ainsi qu'une représentation du processus de planification à partir desquels nous présenterons une brève revue des activités de planification énergétique en France. Ces activités étant très diverses, il nous est apparu nécessaire de préciser les outils associés à la mise en oeuvre d'une planification et notamment les outils de simulation prospective. En regard des besoins identifiés dans le chapitre II, nous nous focalisons ensuite sur l'utilisation de ces outils dans le cadre d'une évaluation des impacts d'actions de MDE, ce type d'action nécessitant par nature une planification de type territorial. Nous précisons dans le § III.4 les besoins d'évaluation d'actions de MDE afin de définir des prescriptions auxquelles les outils de simulation doivent satisfaire. A ces prescriptions, nous confrontons les outils et méthodes existants afin d'identifier leurs limites et proposons une voie d'amélioration de ces outils.

III.2 LA PLANIFICATION ENERGETIQUE AUJOURD'HUI

Le terme de planification est utilisé pour désigner toutes activités « tournées » vers l'avenir. La planification est parfois assimilée à de la prospection, de la prédiction ou encore de la prévision. Dans ce pêle-mêle des termes, il convient de donner à la planification une signification particulière et non assimilable. Un éclaircissement doit être mené afin d'identifier ce qu'on entend par planification énergétique dans le cadre de ces travaux.

Nous présentons tout d'abord une définition de la planification en la comparant à la prospection. Ensuite nous proposerons une représentation de la planification sous la forme d'un processus structuré autour de cinq phases principales. Selon cette définition, nous élaborerons une grille de lecture des exercices de planification en identifiant cinq de ces déterminants. Enfin nous présenterons une revue des activités de planification menées en France. Cette revue nous permet d'identifier des tendances d'évolution de la planification énergétique et des besoins.

III.2.1 La définition de la planification énergétique

La planification est avant tout et incontestablement une activité menée par les hommes pour les hommes. Selon la formule de M. GODET – parlant de la prospective (quasi synonymique de la planification dans ce cas) - elle désigne à « regarder les avenir possibles destinés à éclairer le présent » [GODET91]. Cependant, mener une planification nécessite au préalable quelques postulats et convictions, selon lesquels « l’avenir n’est pas pré-déterminé mais recèle des contenus potentiels différents entre lesquels il existe une marge de jeu » [GONOD96]. Car sans cette marge de jeu ou de manœuvre, la planification ne serait finalement qu’un exercice de principe, un artifice qui n’aurait tout au plus qu’un « effet placebo » sur la dynamique du système en devenir.

Planification ou prospective, il convient de distinguer les deux termes étant donné qu’ils apparaissent tous les deux dans ce rapport sans se substituer l’un à l’autre. La principale distinction entre ces deux termes se situe, à notre sens, sur la relation établie entre le présent et le futur. Dans notre conception, l’analyse prospective est centrée sur l’avenir et établit une relation unidirectionnelle entre le présent et le futur (le présent prédétermine en partie l’avenir) (cf. Figure III.2.1). Au contraire, la planification est centrée sur la détermination d’un plan d’action à appliquer au présent.

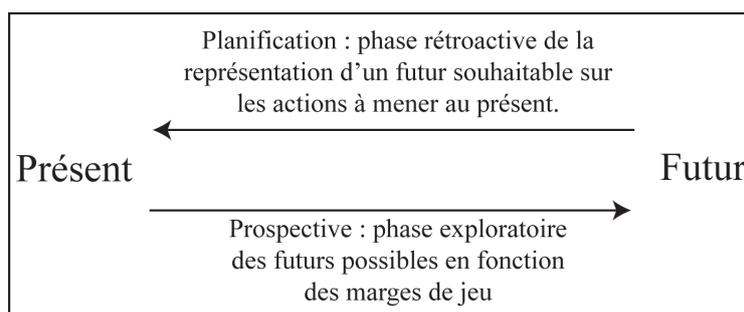


Figure III.2.1 - La relation présent-futur de la planification et de la prospective – Source : [GONOD96]

Dans cette configuration, une relation bidirectionnelle est établie entre le présent et l’avenir en opérant une rétroaction au présent de la connaissance des marges de jeu des futurs possibles. En d’autres termes, l’exploration des marges de jeu est le but de la prospective, il n’est qu’une étape à la planification (pour déterminer des souhaits et des objectifs). Ainsi, on peut établir trois actions successives à la planification :

- explorer les futurs possibles (ou les options d’évolution possibles) ;
- sélectionner une option possible et souhaitable ;
- définir les moyens (ou actions) à mettre en œuvre aujourd’hui pour atteindre les objectifs.

Cette chronologie d’actions évoque une conceptualisation de la planification sous la forme d’un processus, *i.e.* une suite d’actions et de phénomènes présentant une certaine unité. Notre propre définition de la planification est la suivante : « La planification est un processus organisé aboutissant à la détermination d’un plan (précisant les objectifs et les moyens nécessaires) permettant à partir d’un système, ayant un état à l’instant T , d’anticiper et d’élaborer un changement majeur d’état de ce système à l’instant T_{+n} ».

T est le moment où le plan prend validité et n est la période de validité du plan. Tout naturellement, la planification énergétique est appliquée à un système dit énergétique (cf. § I.1), dont le système électrique.

Un système énergétique peut être perçu, représenté et appréhendé de différentes manières en fonction des intérêts et objectifs d'observation. Par exemple, un producteur d'énergie appréhende le système énergétique en se concentrant sur les quantités et les prix de production d'énergie alors qu'un organisme politique en faveur de la MDE appréhende le système énergétique en se concentrant sur les besoins et les services énergétiques. Ces deux manières d'appréhender le système donne lieu à deux représentations du système avec plus ou moins d'abstraction de certains éléments du système. Or, une planification dépend du système planifié et notamment de la qualité de sa modélisation. Par conséquent, il y a plusieurs méthodes de planifications pour un même système en fonction de sa modélisation. Ceci est visible lorsqu'on observe les méthodes de planification pratiquées jusqu'à nos jours.

Comme nous l'avons déjà indiqué dans le chapitre introductif, le système électrique s'est développé le siècle dernier selon un paradigme énergétique spécifique. L'énergie étant considérée comme source de développement et sa consommation, signe d'un certain progrès social, la planification consistait essentiellement à anticiper la consommation future et à déterminer la manière optimale de l'assouvir. La planification énergétique consistait donc à explorer l'évolution future de la demande – souvent à la hausse – et de développer en conséquence des capacités de production et des moyens d'acheminement, tout en garantissant une équité tarifaire (péréquation tarifaire sur tout le territoire national). Ce type de planification est dit traditionnel et se pratique encore aujourd'hui.

Dans le contexte des années 70, les deux crises énergétiques vont modifier les paradigmes énergétiques. La demande énergétique devient une ressource énergétique. L'idée fondamentale est que l'investissement dans une action visant à réduire ou modifier la demande peut être plus rentable que l'investissement dans une nouvelle unité de production. Connue sous l'expression de «Planification Intégrée des Ressources», de l'anglais « Integrated Resources Planning », ce type de planification consiste à explorer l'ensemble des options possibles du côté de l'offre et de la demande énergétiques et de sélectionner la plus efficace économiquement [SWISH97].

Dans le contexte des années 80, poussée par des préoccupations d'ordre climatique avec la création du Groupe d'Expert Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC), la planification énergétique va progressivement évoluer. Ce type de planification est marqué par l'idéologie du « développement durable » qui s'amplifiera dans les années 90 [BRUND87]. Aucune méthode propre à ce type de planification énergétique ne peut véritablement être affiliée à ce changement. Cependant on peut associer à cette idéologie la venue progressive de préoccupations environnementales et sociales dans les objectifs de la planification énergétique. Cette tendance se poursuit aujourd'hui.

Ainsi dans la continuité des trois approches successives de la planification présentées précédemment, d'autres ont été développées à la fin du XXe siècle. Ces dernières sont davantage « politique » par opposition à celles préférentiellement « technico-économique ». L'exemple le plus connu étant la méthode Advanced Local Energy Planning qui combine l'utilisation de modèle de simulation énergétique pour la compréhension et l'approfondissement du système énergétique, l'engagement participatif d'acteurs et des outils de gestion [JANK00]. Ces différentes approches – encore très peu utilisées d'après notre propre appréciation – suggèrent une nouvelle manière planifier. Dans ces dernières, le système énergétique est considéré comme intégré car elles prennent en compte plusieurs filières et plusieurs ressources et usages, mais également associent les acteurs de la planification au processus.

Ainsi, la planification est intégrée à deux niveaux :

- intégration du système énergétique, c'est à dire verticalement (de l'extraction à l'usage) et horizontalement (toutes les filières de production). Ainsi la planification prend mieux en compte les éventuelles concurrences entre filières de production en regard des usages énergétiques ;
- intégration du processus, c'est-à-dire de la phase de définition de la problématique et des objectifs à la définition d'un plan d'action, tout en affiliant les acteurs tout au long de ce processus.

Cette double intégration se conjugue avec une approche territoriale telle que présentée dans la § II.4, Ainsi nous proposons l'expression de « planification énergétique territoriale » pour désigner ce type de planification.

III.2.2 La modélisation du processus de planification

Dans la littérature, faisant référence à ce type de planification, on retrouve plusieurs manières de structurer et délimiter le processus de planification [SCHLE98], [MIRAK08], [JANK00], [CATRI06]. La planification est perçue comme un processus itératif structuré en trois phases (*cf.* Figure III.2.2 et Tableau III.2.3), auxquelles on peut faire précéder et suivre deux autres phases. La première phase appelée « Percu & Vécu », est intuitive et continue. Elle initialise le processus de planification. Au sein de cette phase, on peut retrouver certaines activités d'observation, de recensement et de veille énergétique. La phase suivante appelée « Mise en œuvre », concerne toutes les activités succédant à l'élaboration d'un plan. On y retrouve des activités d'application du plan, de suivi et d'évaluation (*ex-post*) des actions.

Il serait illusoire de décrire le processus de planification comme une succession linéaire d'étapes, s'enchaînant les unes derrière les autres. Il nous semble au contraire que les phases de la planification, tout en respectant une certaine chronologie, sont sujettes à des effets rétroactifs. Ceux-ci assurent une certaine unité au processus, constamment remise en cause par l'interdépendance des phases. La linéarité du processus est également démentie dans l'ordre de développement des étapes au sein d'une phase. Il est envisageable que ces étapes ne soient pas systématiquement toutes menées, ni ne s'ordonnent de manière uniforme.

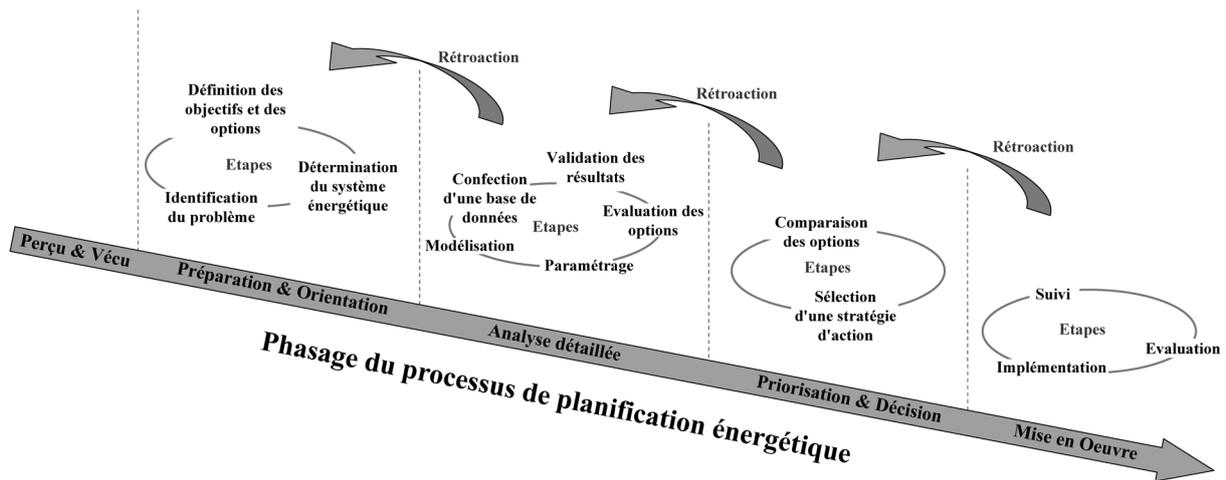


Figure III.2.2 - Schéma conceptuel du processus de planification énergétique territoriale – Source : à partir de [MIRAK08] et [CATRI06]

Phase	Etape	Description
Préparation et Orientation	Identification du problème	Constituée en grande partie par l'observation, cette étape se traduit par une description et un suivi attentif de la situation initiale et des phénomènes.
	Définition des objectifs et des options	En connaissance de la situation initiale ainsi que de la formulation de la problématique et de ses multiples dimensions, les acteurs s'entendent pour définir les objectifs à atteindre dans le cadre de la planification énergétique, des options envisagées et la manière de les évaluer.
	Détermination du système énergétique analysé	En connaissance des objectifs, le système énergétique est défini (limite du système, structure et fonctionnement, dimensions prises en compte).
Analyse détaillée	Collecte de données	Des données doivent être collectées, en fonction du système énergétique défini et des options à évaluer.
	Modélisation	Un modèle du système énergétique est élaboré afin de restituer les informations nécessaires à l'évaluation de différentes options, en regard des objectifs à atteindre.
	Paramétrage	Le modèle est configuré pour analyser les différentes options en utilisant les données collectées
	Evaluation des options	Chaque option est modélisée permettant de restituer les informations nécessaires à leur évaluation.
	Validation des résultats	Une validation des résultats est mise en œuvre pour tester la pertinence des analyses, ou pour optimiser les options ou encore pour vérifier ou valider une option.
Priorisation et Prise de décision	Comparaison des options	Une fois les options validées, les options peuvent être comparées entre elles en regard des objectifs fixés.
	Sélection d'une stratégie	L'option sélectionnée, qui correspond au mieux aux objectifs fixés, va déterminer la stratégie et le plan à suivre.

Tableau III.2.3 - Phases et étapes du processus de planification énergétique territoriale – Source : à partir de [MIRAK08] et [CATRI06]

III.2.3 Les éléments caractérisant une planification énergétique

Comme présenté dans § III.2.1, il y a différentes formes et manières de planifier. Nous avons mené une étude plus large des activités de planification en France (cf. §III.2.4). Basé sur celle-ci, nous avons identifié quatre éléments principaux permettant de les caractériser : les acteurs de la planification, les objectifs visés, les actions de plan, les échelles spatiales et temporelles de la planification. Chacun des éléments est présenté un à un, suivant un ordre qui laisse suggérer une certaine interdépendance entre eux.

III.2.3.1 Les acteurs de la planification

De manière générale, on désigne par « les acteurs de la planification électrique » tout individu ou organisme impliqué dans le processus de planification (tel que modélisé dans § III.2.2). *A minima*, ces acteurs regroupent l'ensemble des acteurs du système énergétique considéré *stricto sensus*, auxquels viennent s'ajouter de nouveaux acteurs (cf. § II.4.1) dont l'énergie constitue une déclinaison de leurs missions et/ou objectifs. Cependant, il n'est pas exclu que ces derniers soient mobilisés pour tenir un rôle dans un processus de planification. Dans § II.4.1, nous avons mis en évidence le fait que ces nouveaux acteurs deviennent multiples en nombre mais aussi en termes de fonction et statut. Cette distinction – fonction et statut - des acteurs est récurrente dans [GUMUC03]. Un acteur possède deux fonctions essentielles :

- l'une dans le système énergétique se retrouve à chacune des étapes de la chaîne énergétique (extracteur, producteur, transporteur, régulateur, fournisseur et consommateur), mais peut être également non centrées sur la gestion des flux d'énergie mais sur les flux matériels, financiers et d'information du système énergétique (politique, consultant (ou expertise), négociant et financeur) ;
- l'autre dans le processus de planification. Si l'on reprend chacune des phases, on distingue les acteurs qui initient le processus de planification (dans la phase Perçu & Vécu), dans la première phase ceux qui élaborent la planification, dans la seconde phase ceux qui modélisent et analysent le système énergétique et dans la troisième phase ceux qui décident. Enfin une dernière fonction transversale à l'ensemble des phases peut être ajoutée, ceux qui donnent les moyens (matériels et financiers) permettant au processus de planification d'être mis en œuvre.

Concernant le statut des acteurs - statut politico-juridique - en France, six classes peuvent être déterminées : l'Etat, l'entreprise, la collectivité, l'intercommunalité, la société civile auxquelles on peut ajouter un statut d'acteur « intermédiaire » qui associe plusieurs de ces classes tels que les Syndicat d'Economie Mixte (SEM) ou encore les Groupements d'Intérêts Economique (GIE) par exemple. Afin d'illustrer cette distinction entre statut et fonction, le tableau de l'annexe 5 présente une liste d'acteurs pouvant être impliqués dans une planification.

Un acteur impliqué dans un processus de planification associe nécessairement son rôle dans la planification, sa fonction dans le système énergétique et son statut. Ces associations, couplées à des caractères propres à l'individualité de chaque personne, constituent des profils particuliers d'acteurs. Chacun de ces profils va avoir son mode de fonctionnement, ses représentations du système électrique et ses centres d'intérêts. L'interaction de ces profils tout au long du processus de planification caractérise

la forme de la planification. On peut supposer que le processus de planification et le plan résultant vont être organisés et structurés en fonction des profils d'acteurs impliqués. Ceci dépend bien évidemment de la disposition de chaque profil à faire valoir sa vision de la planification à entreprendre.

Revenant au système électrique en particulier, la réalité montre que les acteurs de la planification électrique en France constituent un réseau restreint d'initiés [BOUVI05] et donc de profil d'acteur. Cependant, à côté des acteurs incontournables de la planification électrique (ADEME, Etat, EDF, RTE et ERDF), on retrouve de plus en plus d'acteurs - en réseau ou non - aux profils divers qui font valoir d'autres intérêts et objectifs. On peut faire référence à plusieurs projets communautaires et nationaux contribuant à la construction de réseaux d'acteurs, par exemple le projet AMORCE, le Club Planète Gagnante, Fédération des Agences Locales de Maîtrise de l'énergie françaises, Association des Collectivités comtoise pour la Maîtrise des Déchets et de l'Environnement, Réseaux français des Agences Régionales de l'Energie. Ces initiatives tendent à fédérer des acteurs de profils différents et à donner du pouvoir de décision à des acteurs jusqu'alors peu impliqués dans le processus de planification.

III.2.3.2 Les objectifs de la planification

Très fortement liée aux acteurs impliqués et à leur profil, une planification va s'orienter sur un ou plusieurs objectifs à atteindre. On peut définir deux niveaux d'objectifs, l'un global définissant les enjeux généraux et l'autre spécifique définissant les enjeux opérationnels. Afin d'exposer la première catégorie d'objectifs, nous nous sommes appuyés sur les travaux de [ZHOU06], notamment dans l'étude des « analyses de décision » pour définir cinq objectifs globaux à la planification :

- Planification du système de production d'énergie (« electric power planning » que nous étendons à « power system planning ») : cette catégorie regroupe les exercices de planification dont l'objectif est le développement de la production d'énergie, tels que les schémas de développement des réseaux de transport et de distribution, ou encore la planification en faveur d'un développement de la production d'énergie ;
- Planification visant à choisir un type de technologie (« technology choice and project appraisal ») : cette catégorie regroupe les exercices de planification donc l'objectif est l'évaluation technique et économique de développement de technologies en particulier ;
- Planification de politiques énergétiques et environnementales. (« environmental policy analysis » & « energy policy analysis ») : cette catégorie regroupe les exercices de planification dont l'objectif est le développement d'actions sur le système énergétique. On retrouve dans ce groupe les diverses évaluations d'impact du système énergétique, des actions d'économie d'énergie ou encore l'affectation de ressources énergétiques ;
- Planification de la gestion opérationnelle pour délivrer des services énergétiques. (« energy utility operations and management ») : cette catégorie regroupe la planification du système énergétique dans un but d'opération du système électrique, telle que la planification de l'offre et du prix de l'énergie menée par les gestionnaires de réseau du jour pour le lendemain ou encore la planification de la maintenance et du schéma de production des unités de production menée par les producteurs ;

- Planification visant le contrôle environnemental lié au secteur de l'énergie. (« energy-related environmental control and management ») : planification associant des objectifs environnementaux et des objectifs énergétiques, on la retrouve dans l'évaluation des politiques relatives au climat, au réchauffement climatique, à la qualité environnementale de l'air, de l'eau ou encore des sols et de la forêt, prenant en compte une dimension énergétique.

Ce premier niveau d'objectifs détermine les acteurs impliqués ainsi que le type d'expertise requis. Le deuxième niveau concerne les objectifs techniques qui permettent l'évaluation de la pertinence des moyens mis en œuvre. Ces objectifs peuvent porter sur différents domaines, aux choix implicites et explicites des acteurs (cf. Tableau III.2.4).

Domaines	Exemple
Energétiques	Faire des économies d'énergie
	Développement de la PDE à partir d'énergies renouvelables
	Lisser la courbe de charge de la demande électricité
	Développer la flexibilité du système
	Améliorer la sûreté du réseau
Environnementaux	Diminuer les émissions de CO ₂ issues de la production
	Diminuer les émissions de CO ₂ globales (Analyse de Cycle de Vie)
	Améliorer la qualité de l'air, de l'eau et des sols
	Gérer la concurrence de l'espace
Economiques	Optimiser le retour sur investissement
	Minimiser les coûts d'investissement
	Minimiser les coûts d'opération
	Maximiser les retombées bénéfiques sur l'emploi, sur la fiscalité locale
	Gérer l'évolution du prix de l'énergie
Politiques	Mener des actions visibles par le grand public*
	Mener des actions médiatiques (véhiculant une bonne image ou des symboles)
Sociaux	Eviter la concentration des mesures sur les mêmes cibles
	Améliorer la qualité des services électriques
	Améliorer le confort des usagers
	Favoriser l'égalité sociale
	Favoriser l'équité sociale
Culturels	Préserver le patrimoine culturel
	Favoriser l'acceptabilité culturelle d'une action

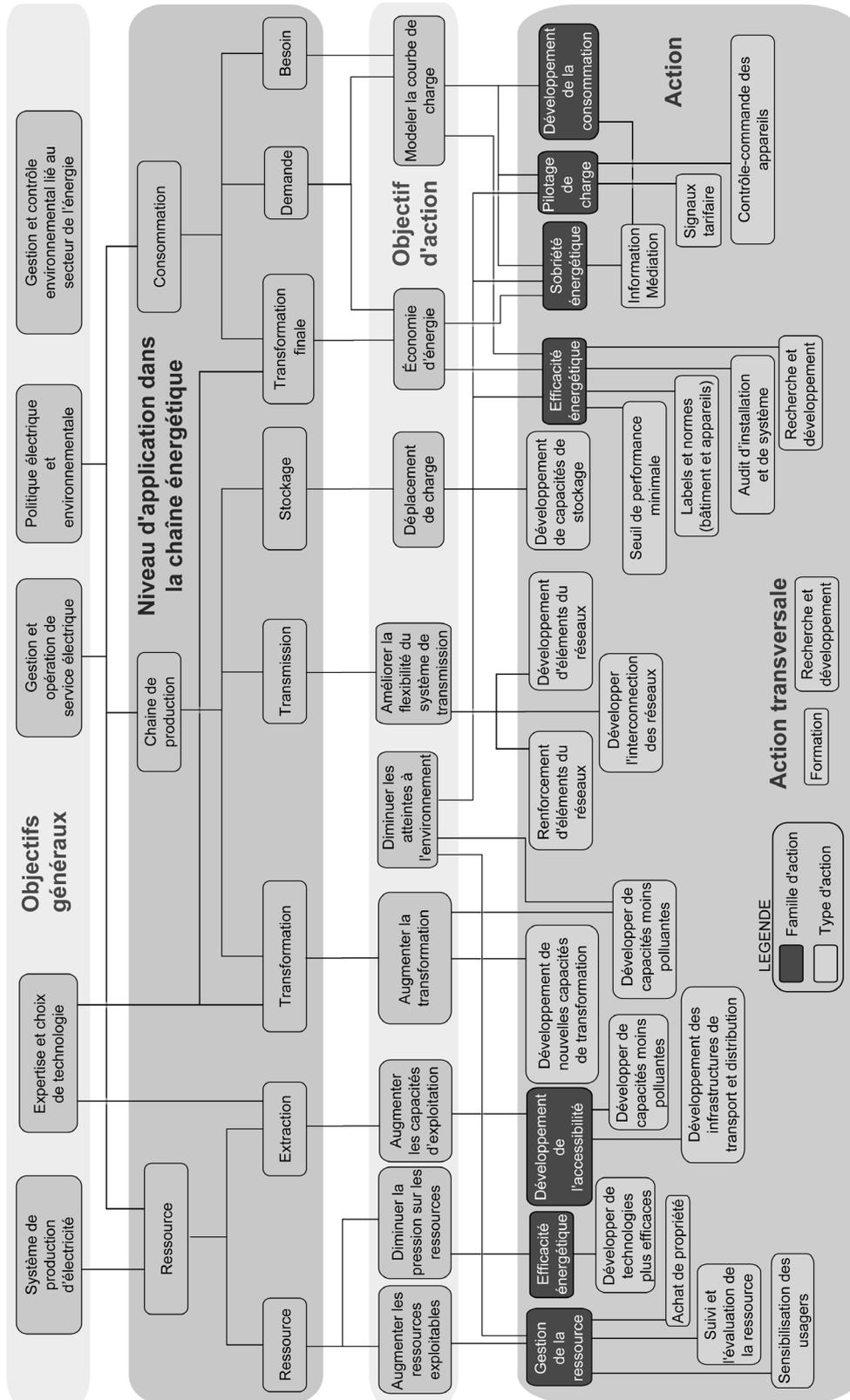
* par exemple un panneau photovoltaïque est plus visible qu'une technologie de contrôle commande des appareils

Tableau III.2.4 - Revue de certains objectifs opérationnels dans le cadre d'une planification énergétique

III.2.3.3 Les actions dans le cadre d'une planification énergétique

Le processus de planification concourt à la définition d'un plan, *i.e.* une série d'actions conforme aux objectifs fixés par les acteurs (cf. Tableau III.2.4). Chacun de ces objectifs peut être traité à différents niveaux de la chaîne énergétique et faire appel à différentes actions. Afin d'en apporter une vue générale, le

diagramme de la figure III.2.5 présente un ordonnancement des familles d'actions en lien avec les objectifs précités. Bien entendu, ce recensement n'est pas exhaustif. Il permet néanmoins d'avoir un aperçu des types d'action pouvant être inclus dans une planification énergétique.



Sur cette figure, la MDE recouvre les familles d'action : efficacité énergétique, pilotage de la charge, sobriété énergétique, développement de la consommation

Figure III.2.5 - Diagramme des différents types d'actions d'une planification énergétique

III.2.3.4 Les échelles spatiotemporelles de la planification énergétique

Nous avons, dans le chapitre précédent, souligné la dimension spatiale et temporelle du système électrique. Nous entendons par ces dimensions que chaque élément et chaque phénomène constituant le système énergétique sont localisés, ont une emprise spatiale, prennent acte à un instant donné et ont une durée de validité. La planification énergétique a également ses propres échelles spatiales et temporelles d'application.

III.2.3.4.1 Les échelles spatiales de la planification

Lorsque l'on parle de l'échelle spatiale de la planification énergétique, on fait principalement référence à celle du système sur lequel la planification va prendre acte. Pourtant, par rapport à notre conception de la planification, trois autres spatialités du système à planifier sont à distinguer (cf. Figure III.2.6). Par commodité de présentation, le schéma de cette figure présente les différents niveaux d'échelles selon un emboîtement croissant. Le premier niveau d'échelle est le territoire sur lequel le plan d'action est mis en œuvre. Ce premier territoire est très souvent sous l'influence d'un espace plus large, celui-ci constitue un deuxième niveau d'échelle spatiale à prendre en compte. Enfin, du fait que ce sont des acteurs qui entreprennent la planification, ceux-ci ont également un espace d'influence qui peut être différent (englobant ou contenu) des deux premiers, *i.e.* c'est le troisième niveau d'échelle spatiale.

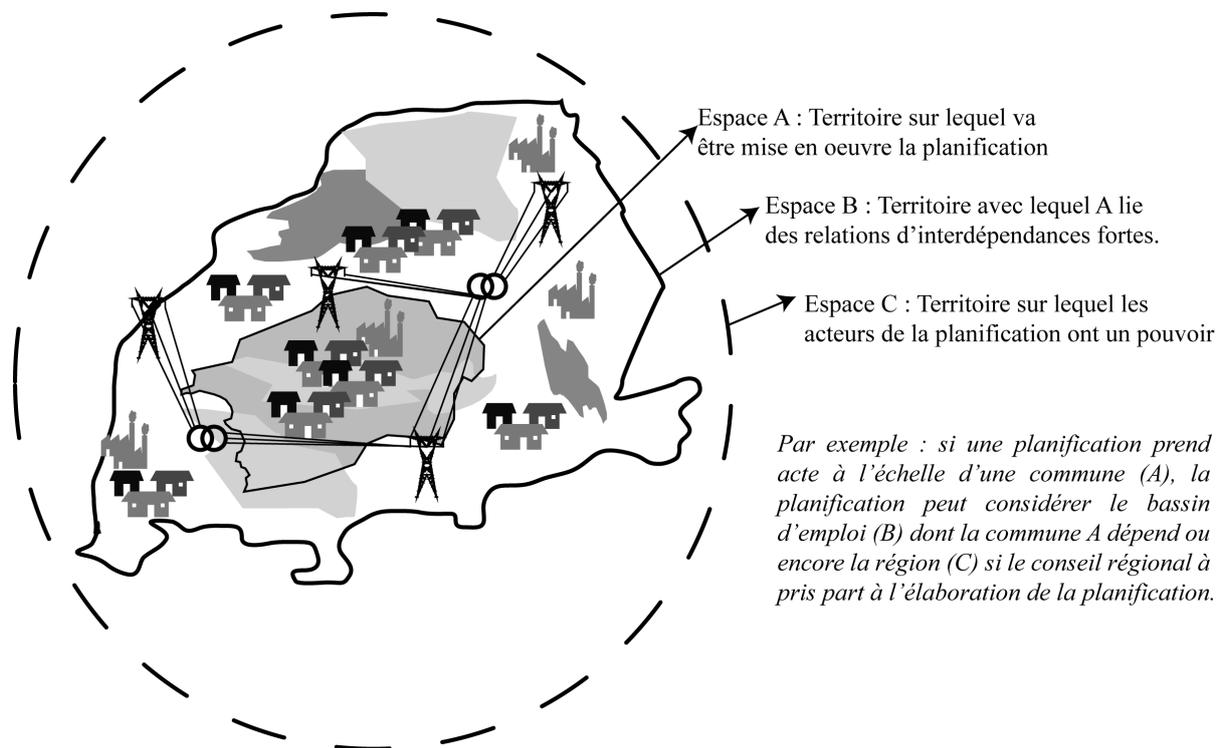


Figure III.2.6 - Les échelles spatiales de la planification énergétique

Cette distinction des niveaux d'échelle spatiale de la planification nous paraît essentielle. Quelles échelles spatiales précitées doit-on considérer pour la définition de la problématique, des objectifs, du système analysé ? La même question se pose pour l'ensemble des phases du processus de planification

illustré sur la figure III.2.2 et décrit dans le tableau III.2.3, car chacune d'elles peut être menée *a priori* à différents niveaux d'échelle spatiale. Notre constat est qu'il n'y pas de correspondance directe et systématique entre les échelles spatiales du système énergétique planifié présentées sur la figure III.2.6 et celles adoptées dans chacune des phases du processus de planification. Néanmoins, on suppose que le choix de l'une ou l'autre des échelles spatiales lors des différentes étapes du processus de planification conditionne la planification (dans sa mise en œuvre et le plan résultant).

III.2.3.4.2 Les échelles temporelles de la planification

Lorsque l'on parle de la dimension temporelle d'une planification, on fait souvent référence à l'horizon de temps auquel le système énergétique est prospecté. On distingue trois principales échelles : court (généralement inférieur à 5 ans), moyen (généralement entre 5 et 15 ans) et long terme (généralement supérieur à 15 ans). Si l'on se réfère à la définition de la planification formulée dans § III.2.1, on s'aperçoit que la planification n'admet *a priori* aucune limite d'horizon de temps. La définition des échelles d'horizon de temps est relative aux objectifs à atteindre et au temps de mise en œuvre des actions du plan. Ainsi, elles peuvent tout aussi bien intégrer des échelles de temps plus courtes, de l'ordre de la minute. Utiliser le vocable de planification pour des processus ne dépassant pas l'année peut sembler abusif, on parlera alors de gestion opérationnelle du système. La mise en œuvre de cette dernière ressemble, à plusieurs égards, au processus de planification exposé dans § III.2.1.

Comme nous l'avons remarqué lors de la revue des activités de planification en France présenté ultérieurement (*cf.* § III.2.4), il y a des relations d'interdépendance entre les différentes échelles de temps de la planification. La recherche d'une cohérence entre les échelles de temps de la planification nécessite de confronter les visions stratégiques (s'établissant sur plusieurs années) et les visions opérationnelles (s'établissant au jour le jour) du système énergétique [CATRI06]. En ce sens, une planification stratégique doit toujours avoir le souci de la gestion opérationnelle du système qu'elle planifie.

III.2.4 Les activités de planification énergétique en France

Afin de connecter nos propos à la réalité, une brève revue des documents de planification énergétique s'appliquant au territoire français a été menée. Cette revue a été réalisée en respect de la définition énoncée précédemment (*cf.* § III.2.1). Celle-ci laisse un large champ de sélection, si bien qu'un grand nombre de documents peuvent y être référencés : documents législatifs, de prescriptions, de contractualisations, ou d'orientations. Nous avons procédé à une classification des documents suivant trois critères :

- l'échelle spatiale d'application de la planification ;
- l'échelle temporelle d'application de la planification ;
- la thématique traitée à savoir si la planification était spécifiquement énergétique ou si l'énergie constituait un volet de la planification à côté d'autres thématiques.

Ces trois critères ont été déterminés comme les plus pertinents au fur et à mesure des recherches. Sur cette base, quelques exercices ont été relevés afin d'illustrer chaque classe en essayant de respecter la représentativité du panel d'activités de planification appliquées en France. Néanmoins il n'existe pas d'inventaire exhaustif des activités de planification en France sur lequel calibrer notre panel.

L'ensemble des documents référencés à titre indicatif dans la figure III.2.7 (non exhaustifs), montre la grande diversité des activités de planifications appliqués au territoire français. Ces activités croisent les échelles d'espace et de temps (interdépendance) et suivent des approches plus ou moins spécifiques à l'énergie. Mettre en lumière ces interrelations entre les différentes activités de planification est un exercice qui n'a pas été traité dans le cadre de nos travaux.

L'analyse de la figure III.2.7 donne lieu à plusieurs interprétations possibles.

- Dans un premier temps on note une certaine interdépendance des échelles de temps et d'espace ; de fait, on planifie très rarement à court terme à l'échelle mondiale et à l'inverse on planifie rarement à long terme à l'échelle des communes ou groupement de communes. Ainsi, on planifie à long terme sur des échelles territoriales d'autant plus larges et l'on planifie à court terme sur des échelles davantage locales.

- Dans un deuxième temps on remarque qu'*a priori*, les activités de planification menées à l'échelle locale sont souvent plus vastes que la seule dimension énergétique. A ces échelles, on retrouve souvent des démarches « énergético-environnementales » ou « d'aménagement du territoire », (appliquées par exemple au développement urbain et économique, au développement des infrastructures, à la gestion des transports dont l'énergie est une composante).

- Dans un troisième temps, on constate que des activités de planification énergétique sont menés à tous les niveaux territoriaux. Toutefois on peut noter une différence sur le type de planification mené en fonction du niveau territorial considéré. Il est davantage opérationnel aux échelles locales et davantage stratégique aux échelles supranationales. A noter que les activités de planification citées aux échelles supranationales s'apparentent davantage à de la prospective, dans le sens où il n'y a pas véritablement de plan d'action défini. Ce point n'est pas explicitement donné par le graphique mais mis en évidence lors de nos investigations.

Cet exercice a permis de reconnaître un lien d'interdépendance entre l'échelle spatiale d'application, l'horizon de temps et la thématique de la planification (énergétique, énergie et climat, énergie et territoire). Ainsi, il semblerait que chaque thématique et chaque problématique traitées dans le cadre d'une planification requièrent la définition d'un niveau territorial spatialement et temporellement pertinent au regard de certains éléments caractérisant la planification énergétique (*cf.* § III.2.3).

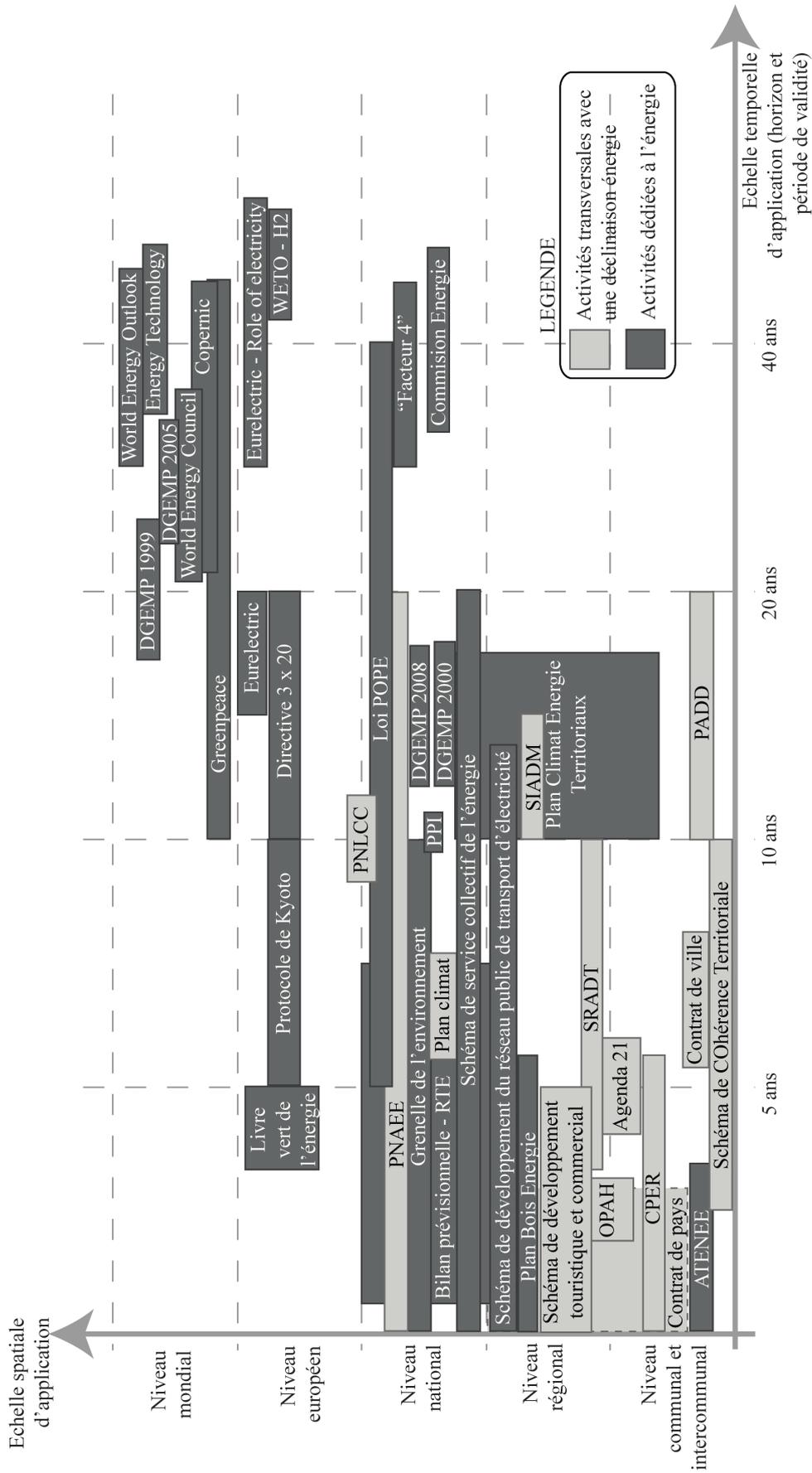


Figure III.2.7 - Aperçu de certains documents de planification énergétique dont les retombées sont appliquées spécifiquement ou partiellement au territoire français

III.3 UNE REVUE GENERALE DES OUTILS D'AIDE A LA PLANIFICATION ENERGETIQUE

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté le processus de planification qui recouvre plusieurs types de tâches (cf. Figure III.2.2 & Tableau III.2.3). Plusieurs compétences, outils et modèles sont appelés pour encadrer le processus de la planification. C'est de ces outils qu'il est question dans cette partie dans un premier temps. Dans un second temps, nous nous focalisons sur les outils de simulation prospective en particulier, en procédant notamment à leur classification.

III.3.1 Le processus de planification et outils associés

Les outils utilisés dans le processus de planification sont généralement dénommés par « outils d'aide à la décision ». A notre sens, cela inclut divers outils que nous avons regroupés en quatre familles d'outils relativement bien délimitées, permettant au lecteur une représentation univoque des outils associés au processus de planification (cf. Tableau III.3.1).

	Etape du processus de planification	Famille d'outils et méthodes	Exemple d'outils et méthodes
Préparation et Orientation	Structuration du problème	Outils de gestion de la connaissance, des représentations et des attentes des acteurs.	TRIZ OTSM, Analyse SMART, SWOT (AFOM), PEST, Analyse Cadre Logique, Audit stratégique, <i>etc.</i>
	Détermination des limites du système énergétique		
	Définition des objectifs et des options		
Analyse détaillée	Collecte de données	Outils de gestion de données et d'information	Système de Gestion de base de données Système d'Information
	Modélisation	Outils d'analyse du système énergétique Méthodes et outils de validation	Arcview, Idrisi, MARKAL, LEAP, <i>etc.</i>
	Paramétrage		
	Evaluation des options		
	Validation des résultats		
Priorisation et Décision	Comparaison des options	Méthodes et outils permettant la définition des préférences	Analyse comparative Analyse multicritère: AHP, ELECTRE, PROMOTHEE, <i>etc.</i>
	Comparaison des options et sélection		

Tableau III.3.1 - Synthèse des étapes du processus de planification énergétiques, méthodes et outils associés

Nous repassons en revue l'ensemble des familles d'outils.

• Les outils de gestion de la connaissance, des représentations et des attentes des acteurs : ces outils interviennent plus particulièrement dans la phase de «Préparation & Orientation» mais aussi dans celle de «Priorisation & Décision». Nous avons vu, dans la partie précédente, que la planification énergétique s'organise autour d'acteurs n'ayant pas tous les mêmes objectifs ni les mêmes représentations des problèmes et des systèmes énergétiques. Ces différences engendrent parfois des situations complexes où l'entente, la mise en accord et la prise de décision sont controversées. Ces méthodes et outils offrent des cadres d'observation, d'analyse et d'interprétation pour harmoniser les différences et accompagner le processus. Il va sans dire que cette phase est capitale puisque, comme son nom l'indique, elle prépare et oriente les phases suivantes. Si elle est mal réalisée, le processus de planification risque d'échouer.

• Les outils de gestion de données et d'information : ces outils interviennent tout au long du processus de planification et permettent l'organisation et la gestion des données et de l'information.

Parmi ses outils on peut distinguer :

- le stockage de données où l'on retrouve les systèmes de base de données ;
- la gestion des données où l'on retrouve les systèmes de gestion de base de données ;
- le traitement des données où l'on retrouve les systèmes d'information (géographiques, territoriaux, par exemple) et les outils statistiques.

• Les outils d'analyse du système énergétique : ces outils interviennent après que les objectifs et les options envisagés aient été déterminés. Ils servent à prodiguer des connaissances aptes à assister la prise de décision (quatrième phase de la planification) dans le choix des options. Parmi ceux-ci on trouve différents outils d'analyse de système et de traitement de données. On trouve les outils de modélisation, et de simulation du système énergétique (présenté dans le § III.3.2)) ou encore d'optimisation (par exemple MARKAL, TIMES parmi les plus connus).

• Les méthodes et outils permettant le choix de la stratégie d'action : ces outils interviennent après l'analyse détaillée du système énergétique qui a permis de restituer des connaissances. A partir de celles-ci, des acteurs doivent prendre des décisions et définir l'option retenue aux regards des objectifs définis dans la première phase. Cette tâche peut être très complexe dans certains cas - et de plus en plus souvent au vu des éléments de contexte définis dans le chapitre précédent (multiplication des acteurs et des profils, préoccupations sociales et environnementales plus fortes, une forte dépendance du système aux comportements du secteur privé (consommateur et entreprise du secteur électrique)). La difficulté est en effet d'appréhender de manière adéquate et compréhensible la connaissance nécessaire à la définition du plan d'une situation souhaitable pour chacun. A cette fin, plusieurs outils et méthodes peuvent être mobilisés, capables de faire le rapprochement entre les objectifs à atteindre et les différentes connaissances issues des analyses détaillées. Ces applications permettent de prendre en compte une quantité importante d'informations et de restituer une analyse compréhensible des différentes options pour les acteurs de la décision. Ces outils se retrouvent sous la dénomination « système d'aide à la décision » (traduit de « decision support systems »).

III.3.2 La classification des outils de simulation prospective pour une analyse chiffrée

Parmi les outils de la phase « analyse détaillée », il y a les outils de modélisation et de simulation prospective. Ces outils sont très utilisés dans le cadre de la planification. Ils permettent en effet d'explorer les futurs possibles en fonction de différentes options et de restituer de la connaissance sous forme d'indicateurs quantitatifs. La figure suivante schématise le principe général de ces outils.

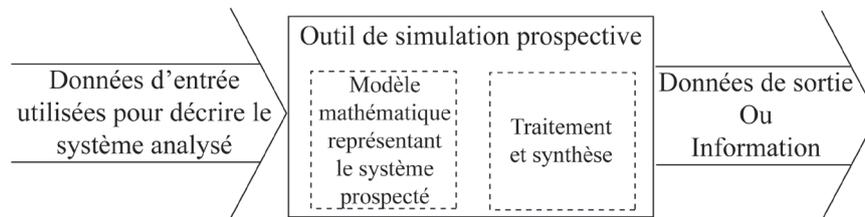


Figure III.3.2 - Principe général des outils de simulation prospective

Il existe plusieurs d'outils de simulation prospective. Leur classification est une tâche fastidieuse tant les critères discriminatoires sont nombreux. En effet, il est difficile de déterminer une grille d'analyse à partir de laquelle tous les outils peuvent être décrits de manière précise. Le nombre d'outils pouvant être référencés est important. Ils ont chacun été élaborés en vue d'objectifs spécifiques, dans un contexte particulier (disponibilité des données, représentation du système, besoins liés à un projet particulier). De plus, notons que la majorité des outils est en continu soumise à des développements. Ainsi, cet exercice peut parfois paraître vain car, au final, il est difficile de décrire et tenter une classification des modèles qui soit univoque. Cependant, ces deux dernières décennies, plusieurs travaux de classifications ont déjà été entrepris, pour ne citer que les plus complètes [AEI98], [VANBE99], [ASSOU06] [HIRMA05]. Basé sur ces différents travaux, la classification proposée ici s'appuie sur les critères les plus discriminants pour une description relativement claire et fiable des différents outils (*cf.* Annexe 6).

Le premier critère de choix d'un outil est le champ d'application de son modèle dans le système énergétique. Inspiré de [VANBE99], on reconnaît les modèles :

- de la demande énergétique, utilisés pour évaluer la demande énergétique prévisionnelle, sans considérer la chaîne de production ;
- de l'offre énergétique, utilisés pour l'évaluation du parc de production. Certains de ces modèles incluent une évaluation endogène de la demande énergétique ;
- de flux de charge, utilisés pour des évaluations du réseau de transmission (étude de raccordement de nouvelles unités de production ou de consommation, étude de sécurité d'approvisionnement, étude de renforcement de réseau). Ces modèles associent, avec plus ou moins de détails, une évaluation de la demande et de la production et une description technique du réseau ;
- du système énergétique, utilisés pour une évaluation générale du système énergétique, notamment dans des évaluations d'impacts ou dans des études prospectives du système énergétique.

Le second critère est l'approche générale de la modélisation du système énergétique. Il y a différentes manières d'approcher un système. Communément, on distingue, dans la modélisation du système énergétique, les approches « ascendantes » et « descendantes » (cf. Figure III.3.3), usuellement utilisées. Elles sont, dans certain cas, intégrées au sein d'un même modèle - modèle hybride - afin d'utiliser au mieux leurs complémentarités (par exemple le model ENPEP développé par l'Agence International de l'Energie Atomique, la combinaison des outils MARKAL et MACRO ou encore l'outil LEAP).

Approche ascendante	Approche descendante
Approche „ingénierie“	Approche „politique“
Approche davantage technologique	Approche davantage économique
Permet une description détaillée des technologies	Ne permet pas une représentation explicite des technologies
Reflète le potentiel technique -	
L'efficacité des technologies peut être déterminé au-delà des barrières économiques imposées par le marché	Reflète le potentiel économique - les technologies adoptées par le marché
Indépendante des comportements observés du marché	Basée sur les comportements observés du marché
Suppose que les interactions entre le secteur énergétique et les autres secteurs de l'économie sont négligeables.	Suppose qu'il n'y a pas de discontinuité dans les tendances historiques.
La demande énergétique est évaluée par une description détaillée des équipements de consommation	La demande énergétique est évaluée par une agrégation d'indices économiques (PIB, élasticité)

Figure III.3.3 - Description comparative des approches « ascendantes » et « descendantes » – Source : à partir de [VANBE99], [SWISH97]

L'approche générale du modèle désigne aussi la manière dont les relations entre les événements du système sont établies. Le système est modélisé selon la manière dont évoluent ses variables :

- déterministe : en respectant un principe de causalité entre elles ;
- stochastique: de manière aléatoire ;
- probabiliste : en respectant une probabilité d'occurrence.

Le troisième critère est le mode opératoire, à savoir si l'outil modélise uniquement, s'il simule ou s'il optimise. La modélisation d'un système s'efforce de représenter le système dans son état « initial » tel que perçu par le modélisateur.

La simulation « consiste à faire évoluer une abstraction d'un système au cours du temps afin d'aider à comprendre le fonctionnement et le comportement de ce système et à appréhender certaines de ses caractéristiques dynamiques dans l'objectif d'évaluer différentes décisions » traduit de [SHANN98]. Dans le cas de simulation appliquée à un système énergétique, celle ci permet, d'une part, l'étude des relations au sein de la chaîne énergétique et d'autre part, de tester différents comportements du système (variation de prix, limitation de la ressource, variation de la consommation, modification du schéma de production,...). Dans cette deuxième finalité, la simulation utilise fréquemment une analyse par scénario. Un scénario est l'étude discrète de différents cas de configuration du système énergétique.

L'optimisation qualifie un modèle dont l'application permet de déterminer les conditions nécessaires (évaluées à partir des entrées du modèle) pour atteindre la meilleure forme simulée (évaluée à partir des sorties du modèle). Une optimisation se fait sur une fonction d'objectifs que l'on tend à maximiser ou minimiser [BIBER04].

Un autre critère de classification est également souvent pris en compte: l'échelle géographique et l'échelle temporelle d'application des outils, *i.e.* la portion d'espace considérée par le modèle utilisé par l'outil ainsi que le « pas de temps » et l'horizon de temps auquel il restitue de l'information. Ce critère est difficile à évaluer puisque les outils sont dans bien des cas appliqués à différentes échelles spatiales et temporelles. Ce qui pose des problèmes en termes de représentativité du modèle. Ce point est débattu ultérieurement (*cf.* § III.4.4). Sur la base de cette grille d'analyse, quelques outils de simulation ont été décrits (*cf.* Annexe 6).

III.4 LES OUTILS D'ÉVALUATION D'IMPACTS D' ACTIONS DE MDE

Nous nous focalisons dans cette partie sur un type particulier des outils présentés dans § III.3 : les outils d'analyse prospective des systèmes électriques. Ils sont appliqués à une étape particulière du processus de planification (*cf.* § III.2.2) : l'analyse détaillée à des fins d'évaluation des impacts d'actions de MDE.

Nous allons, dans un premier temps, préciser le besoin d'évaluer les impacts de MDE. Face à ce besoin, nous présenterons les méthodes et outils à disposition pour répondre au besoin. Ensuite, nous verrons les principales recommandations dans ce genre d'évaluation. Nous confronterons ensuite ces prescriptions aux outils existants. Cette confrontation nous permettra de formuler la problématique qui fait l'objet des investigations menées ultérieurement.

III.4.1 Le besoin actuel d'évaluation des impacts d'actions de MDE

Évaluer les impacts d'une action consiste à faire un jugement de valeur des effets engendrés par la mise en œuvre d'une action. Nous inscrivons ce besoin de jugement au sein du processus de planification présenté précédemment. Au cours de celui-ci, certains acteurs doivent prendre une décision sur les actions à mener pour développer le système électrique. Pour ce faire, les acteurs ont besoin d'informations permettant une distinction des actions sur lesquelles appuyer leur choix et prise de décision. Ces informations peuvent porter sur différents aspects : les potentiels de ressource, les impacts (ex-ante ou ex-post) multidimensionnels (*cf.* Figure III.2.4), les coûts, les risques économiques des actions, et d'autres au regard d'objectifs pré définis. Ce besoin d'évaluation des impacts des actions de MDE est renforcé par trois propensions.

- La première tient à la multitude des actions de MDE pouvant être menées dans le cadre d'une planification énergétique. D'autre part, la MDE recouvre un panel important de types d'actions (*cf.* § II.3.2 et Figure III.2.5), ayant chacune des caractéristiques spécifiques de mise en œuvre et d'impacts (*cf.* Tableau II.3.2). Dans ce cas de figure, l'évaluation des impacts des actions de MDE est nécessaire pour distinguer quelles actions permettent le mieux de satisfaire les objectifs techniques de la planification énergétique.

- La deuxième est que la mise en place d'actions de MDE induisent des impacts difficilement prévisibles *a priori* sans une évaluation prenant en compte, de manière intégrée, l'ensemble du système énergétique. En effet les impacts d'une action de MDE peuvent varier en fonction du lieu, de l'instant, du secteur et de l'usage concerné, dans la mesure où elles dépendent du besoin des usagers, de leur comportement de consommation et donc indirectement du climat, des comportements sociaux, de la démographie et d'autres facteurs ayant attrait au territoire d'application. La présence des facteurs relatifs aux individus (habitude de consommation et d'usage de l'énergie) et à l'organisation de la société (organisation du travail, des temps sociaux, de la polarisation de l'espace, *etc.*) dans les impacts d'actions de MDE rend leur évaluation d'autant plus difficile. En effet ces facteurs sont sujets à l'irrationalité de certains comportements, mais également à l'émergence d'effets indirects inattendus, tels que les effets d'acquisition¹⁵, de spécialisation¹⁶ [SHOVE98], effet rebond¹⁷, effet compensatoire¹⁸, lire à ce propos les travaux menés par J.M. CAYLA et les travaux de [SHOVE98] ou encore le livre [DOUGL79].

- La troisième est le phénomène d'« émergence » de certains impacts en fonction de l'échelle temporelle et spatiale d'analyse. En effet, l'impact d'une action de MDE peut avoir des effets bénéfiques à l'échelle locale (périmètre spatial restreint) mais un effet néfaste à une échelle macroscopique (régional, par exemple) soit par transfert de certains usages et comportements énergétiques à d'autres endroits hors du périmètre spatial restreint soit par conjugaison des effets locaux insignifiants unitairement. Cette situation peut être inversée et avoir un effet bénéfique à l'échelle macroscopique et un effet néfaste à l'échelle microscopique. Le même effet peut se produire sur l'échelle temporelle ; une action peut avoir un effet bénéfique à l'échelle d'une heure ou d'une journée mais des effets néfastes à l'échelle de l'année ou encore à l'horizon de plusieurs années, soit par transfert de certains usages et comportements à d'autres moments, soit par conjugaison d'effets insignifiants à l'échelle de quelques heures.

Ce problème d'émergence de certains impacts à différentes échelles spatiales et temporelles est d'autant plus préoccupant qu'on assiste de plus en plus à un phénomène de mimétisme des actions. On entend par là, l'attitude de plusieurs acteurs à prôner, diffuser et recopier les actions d'un territoire à un autre (pouvant être de taille différente). Cette pratique est soutenue par l'hypothèse forte que les impacts des actions de MDE sont reproductibles d'une échelle territoriale, par exemple la commune, à une autre, par exemple la région.

¹⁵ Effet qui peut se manifester lors de l'acquisition d'un nouvel équipement ou de changement d'un comportement. Il est alors possible que celui-ci ne s'insère pas bien avec les autres éléments de l'espace ou dans les autres habitudes de l'utilisateur, ce qui conduit celui-ci à un remplacement de plusieurs autres équipements énergétiques ou un changement de comportement sur d'autres usages énergétiques.

¹⁶ Effet qui se manifeste par le fait que l'utilisateur appartient à des groupes sociaux auxquels il fait valoir une image de soi. Si un équipement ou un comportement ne correspond pas ou plus à cette image, l'utilisateur pourrait modifier d'autres équipements et / ou comportements occasionnant d'autres consommations.

¹⁷ Effet rebond désigne de manière générale l'effet par lequel une action provoque l'effet inverse attendu. Par exemple, une action pour le remplacement des réfrigérateurs par des technologies plus efficaces ce qui s'en suit d'une augmentation de la consommation car les usagers gardent bien souvent leur ancien réfrigérateur, contribuant au suréquipement des ménages.

¹⁸ Effet par lequel un utilisateur va compenser une perte de confort d'un usage, par la consommation d'un autre usage.

Les mesures de MDE auraient donc des dispositions à garder la même efficacité de résultat quelque soit le territoire où elles s'appliquent, voire un effet cumulatif. Pourtant les territoires montrent une grande diversité de caractéristiques géographiques, climatologiques, démographiques, urbanistiques et sociologiques - pour n'en citer que quelques unes - qui peuvent potentiellement modifier les résultats d'une action. En ce sens et comme le dit [ORPHE99], « L'[...]efficacité est globale. Une mesure est (ou n'est pas) rentable dans un contexte « local » donné que nous devons spécifier à chaque fois».

A plusieurs égards, l'évaluation des impacts de MDE est un besoin des acteurs en charge de leur mise en place.

III.4.2 Les principales méthodes d'évaluation des impacts énergétiques d'actions de MDE

Plusieurs méthodes d'évaluation des impacts d'actions de MDE peuvent être utilisées. Nous nous intéressons en particulier à l'évaluation des impacts énergétiques, répondant aux objectifs énergétiques de la planification (*cf.* Figure III.2.4).

- La première méthode est l'instrumentation. Cette méthode consiste à installer des technologies de mesure de la charge et de procéder à des relevés avant et après avoir mené l'action de MDE. Le lieu de mesure peut être au niveau de l'équipement final, du bâtiment hébergeant la technologie ou encore au niveau du réseau. L'avantage de cette méthode est que les évaluations sont indiscutables (relatif à l'échantillon mesuré), mais sont d'un coût élevé. L'instrumentation permet d'avoir une évaluation strictement énergétique des impacts. Cette méthode présente l'inconvénient d'évaluer l'impact uniquement au moment du relevé. Par conséquent, ces méthodes se prêtent mal à l'évaluation des impacts sur de longues périodes (dans le cas d'étude prospective par exemple).
- La deuxième méthode est l'enquête ou la visite de site. Ces méthodes évaluent les impacts à partir de données relatives aux comportements de consommation et aux caractéristiques de bâti. Ces données sont issues d'enquêtes téléphoniques ou de visites de terrain. L'avantage de cette méthode est qu'elle est facile et rapide à mettre en œuvre. Elle est efficace pour avoir des ordres de grandeur de certains impacts énergétiques et autres.
- La troisième méthode est l'analyse des factures de consommation. Cette méthode consiste à collecter les factures de consommation de l'utilisateur avant et après la mise en place de l'action de MDE et d'identifier les variations de coût. Cette méthode est facile et rapide à mettre en œuvre mais reste approximative. En fonction des actions de MDE menées et des usages touchés, il est nécessaire d'avoir connaissance de certains facteurs (d'occupation, de comportement, de météo, *etc.*).
- Enfin la dernière méthode identifiée est la modélisation pour la simulation de système. Cette méthode s'appuie sur une modélisation – souvent mathématique - du système dans lequel l'action de MDE a été menée. Le modèle est paramétré pour représenter au mieux la réalité. Cette méthode inclut une grande diversité d'outils (*cf.* § III.3) plus ou moins précis, plus ou moins efficaces en fonction de la qualité de la modélisation et de son paramétrage. Chaque outil répond à un besoin spécifique d'évaluation.

Il est difficile d'évaluer la part et le champ d'application de chacune des méthodes d'évaluation. Cependant, certaines méthodes semblent plus appropriées que d'autres pour une évaluation des impacts de MDE à l'échelle d'un territoire et dans une approche prospective. Dans ce cas, le recours à des modèles de simulation apparaît comme la meilleure option.

III.4.3 Les besoins spécifiques à l'évaluation prospective d'impacts d'actions de MDE

Comme déjà stipulé en introduction de chapitre, nous nous focalisons, dans le cadre de nos travaux, sur les outils de modélisation pour la simulation de système. Le recours à la modélisation et à la simulation pour l'évaluation des impacts d'actions de MDE nécessite une attention toute particulière à la définition et à la description du système modélisé. Quelles sont les conditions à une bonne modélisation du système électrique dans le cadre spécifique de l'évaluation des impacts d'action de MDE ? Nous passons en revue quelques unes de ces conditions qui nous apparaissent primordiales.

Par définition, les actions de MDE visent à changer les manières d'utiliser ou de consommer l'énergie. Ainsi, l'évaluation des impacts d'une action de MDE doit modéliser les manières d'utiliser et de consommer l'énergie. Or celles-ci dépendent des besoins et des comportements individuels, qui sont multiples et différents dans le temps. Ainsi la demande est constituée d'usages de consommation par secteur d'activité (*i.e.* chauffage, éclairage, Eau Chaude Sanitaire (ECS), *etc.*) qui varient dans le temps selon des cycles horaires, journaliers, mensuels et annuels. Cette distinction des usages est d'autant plus importante que les actions de MDE ne s'appliquent pas nécessairement à tous les usages. Elles peuvent en effet viser un usage particulier d'un profil d'utilisateurs particulier. Ce besoin de différencier les usages est d'autant plus nécessaire qu'il y a des interdépendances entre eux¹⁹. Par conséquent, il est nécessaire de distinguer les usages de consommation constituant la demande par secteur.

Nous avons vu précédemment, que les actions de MDE pouvaient contribuer à modifier la courbe de charge selon différents cas de figure (*cf.* Tableau II.3.2). L'appartenance des actions de MDE à certains cas de figure nécessite la prise en compte de la variabilité de la demande dans le temps (notamment pour les actions dont le premier objectif est de modifier la temporalité de la consommation d'énergie sur un périmètre donné).

La dimension temporelle est également primordiale si l'on prend en compte les impacts environnementaux. En effet, la production d'énergie ne portent pas la même atteinte à l'environnement²⁰ en fonction du moment où l'énergie est produite. Cela diffère en fonction du type d'unité de production sollicitée (*cf.* § II.2.2). De la même manière, chaque kWh produit n'a pas le même coût de production. Chaque filière de production n'a pas les mêmes coûts d'investissement, ni de maintenance, ni de fonctionnement. Par conséquent, pour évaluer l'impact d'une action de MDE, sur la temporalité de la consommation, sur l'atteinte à l'environnement et les coûts économiques, il est nécessaire de modéliser la demande en puissance.

¹⁹ Par exemple une modification de l'usage éclairage ou des technologies de l'information peut avoir un impact sur la demande de chauffage ou de climatisation, par une modification des apports d'énergie thermique.

²⁰ Par exemple le contenu CO₂, c'est à dire la quantité (en g/kWh) de CO₂ qui a été émis pour produire un kWh d'énergie.

Le fonctionnement du système électrique doit garantir que la demande et la production soient identiques à tout moment sur un espace donné. Dans un système de production centralisé l'équilibre offre-demande se fait à une échelle spatiale globale (sept zones géographiques en France). Autrement dit localement la production locale n'est quasiment jamais identique à la consommation. Cependant, dans un système qui se décentralise - et notamment dans la construction de « micro-réseau », le niveau d'équilibre production et consommation tend à être décentralisé. Il est donc important d'analyser cet équilibre à l'échelle locale.

Physiquement ces équilibres temporels et spatiaux sont réalisés au niveau du réseau de transport d'électricité. Ainsi, pour évaluer les impacts des actions de MDE visant la valorisation des ressources décentralisées, les impacts doivent être évalués au niveau du réseau. Il est donc nécessaire de localiser la demande et la production pour reconstituer la charge au niveau du réseau d'acheminement d'électricité. Dans ce cas de figure, la dimension spatiale (par rapport au réseau électrique) de la demande - et de la PDE - s'avère d'un intérêt essentiel [MONTE05], [BAUGH95], [WU01] et notamment les travaux de H. Lee WILLIS [WILLI02].

La prise en compte de la spatialité et de la temporalité de la demande ainsi que la distinction des usages nécessitent une connaissance fine des particularités de la demande et de la production décentralisée. En ce sens, il nous semble nécessaire de prendre en compte les spécificités des territoires dans l'évaluation des impacts d'actions de MDE. Ceci joue en faveur d'une approche territoriale des systèmes énergétiques (telle que présentée dans § II.4.2).

III.4.4 Les limites des outils de simulation prospective

En s'appuyant sur les conditions présentées précédemment, nous avons approfondi la classification des outils de simulation prospective exposée dans § III.3.2 (*cf.* Annexe 6). Sur cette base d'outils de référence, nous avons relevé quelques limites aux outils existants. La plupart des outils revus permettent une évaluation des impacts en énergie et non en puissance ou alors de manière limitée à partir d'indicateurs (puissance max, puissance moyenne, monotone de puissance, *etc.*). Ceci est un manque récurrent sur un grand nombre d'outils qui par ailleurs sont des références dans la modélisation des systèmes énergétiques (MARKAL, TIMES, LEAP).

On peut distinguer deux sous-groupes d'outils par rapport au critère « Prise en compte de la dimension réseau », ceux prenant en compte cette dimension mais qui ne permettent pas en général une description fine de la demande par usage et par secteur (la demande est souvent une donnée d'entrée sur laquelle il est impossible de simuler une action de MDE de manière analytique) et ceux qui au contraire permettent une description fine de la demande mais ne prennent pas en compte la dimension réseau.

Enfin la dernière limite que nous avons soulevée - non pas la moindre - est un manque de précision dans les données d'entrée. Ce manque joue en défaveur d'une prise en compte des particularités locales ayant une influence directe sur les usages énergétiques (*cf.* § II.4).

En effet, les outils intègrent plus ou moins de facteurs influant sur le système énergétique :

- Facteurs techniques (contraintes réseaux, structure de la demande, structure des filières de production, contraintes techniques à l'installation, *etc.*) ;
- Facteurs géographiques (tissus économique, ressources énergétiques, démographie, *etc.*) ;
- Facteurs météorologiques et climatiques (précipitation, nébulosité, température, *etc.*) ;
- Facteurs économiques (prix de l'énergie, coût d'investissement, retour sur investissement, coût marginal, tarif de rachat, *etc.*) ;
- Facteurs sociologiques (acceptabilité d'une mesure, comportements, style de vie, *etc.*) ;
- Facteurs institutionnels (compétences des acteurs, rôles et missions des acteurs, objectifs des acteurs, législations et règlements, *etc.*).

Pour être intégrés à un modèle de calcul, ces facteurs sont traduits sous forme de paramètres qu'il convient de renseigner à partir de données. Dans cette optique la principale difficulté du modélisateur est de gérer l'incertitude et notamment celle liée aux données d'entrée. En effet, il est particulièrement délicat sur des modèles de systèmes énergétiques – notamment locaux - d'obtenir une donnée précise et spatialisée (ou caractérisée localement) pour l'ensemble du territoire modélisé. Dans ce cas et de manière usuelle, les modélisateurs ont recours à plusieurs options :

- soit ils utilisent des estimations valables à une échelle supérieure à la zone étudiée ;
- soit ils utilisent une donnée valable à un lieu très précis de la zone qu'ils appliquent à toute la zone ;
- soit ils moyennent quelques données locales connues pour l'appliquer à toute la zone.

Ces pratiques ont tendance à uniformiser l'espace. Autrement dit, l'hétérogénéité manifeste des territoires dans la réalité est réduite. Ainsi deux niveaux d'imprécisions sont relevés ici, premièrement le fait que le modèle en lui-même n'intègre pas tous les facteurs (du fait que toute modélisation réduit la complexité du système représenté) et deuxièmement par l'imprécision des données utilisées pour quantifier les facteurs dans le modèle, en se basant sur des estimations.

On suppose que ces estimations jouent en défaveur d'une bonne évaluation des résultats des modèles, autrement dit que les modèles d'évaluation des actions de MDE peuvent être améliorés en spatialisant les données d'entrée à l'échelle locale.

III.5 CONCLUSION

Partant d'une définition générale de la planification énergétique, nos recherches nous ont amené à explorer le processus de planification pour aboutir à une représentation intégrée et structurée en trois phases principales. Sur la base de ces définitions, une revue des activités de planification énergétique en France a été menée. Celle-ci a permis de montrer la multitude des formes et des manières de planifier le système énergétique. Nous nous sommes alors intéressés aux facteurs qui définissent la forme de la planification : les acteurs, le système à planifier, les objectifs, les actions et les échelles spatiales et temporelles. Notre représentation de la planification énergétique est qu'elle n'a *a priori* pas de « forme » prédéterminée mais doit prendre une « forme » adéquate, fruit d'une articulation logique de l'ensemble de ces facteurs. La planification fait appel à plusieurs familles d'outils et de méthodes. Parmi ceux-ci, il y a les outils de simulation du système énergétique. Ces derniers peuvent être utilisés pour l'évaluation des impacts énergétiques d'actions de MDE. Une revue des outils existants a révélé certaines de leurs limites et notamment leur indisposition à être appliqués à des échelles locales. L'une des faiblesses identifiée est l'uniformisation des caractéristiques territoriales à l'échelle locale à travers des données d'entrée moyennées, à défaut d'être spécifiques à chaque territoire. Nous supposons que la standardisation des caractéristiques des territoires dans la modélisation a une influence significative sur les résultats délivrés par ces outils. Autrement dit que la spatialisation des données d'entrée à l'échelle locale est une condition nécessaire à la pertinence des résultats délivrés par ce genre d'outil. C'est ce que nous proposons de vérifier.

Chapitre IV. Amélioration de la résolution spatiale des paramètres d'entrée d'une méthode de référence

IV.1 INTRODUCTION

Ce chapitre prend acte du besoin de prise en compte des spécificités des territoires dans les modèles de simulation, exposé dans le chapitre précédent. Nous faisons l'hypothèse que la spatialisation des paramètres d'entrée, à l'échelle de chaque unité territoriale étudiée, revêt une grande importance pour la pertinence des résultats finaux. Comment le vérifier ? Nous proposons de valider cette hypothèse à partir d'un cas d'étude. La méthode proposée est de comparer les résultats de l'évaluation d'impacts d'une action de MDE, dans les deux cas suivants : un système modélisé à partir de paramètres d'entrée non-spatialisés et spatialisés.

Ce chapitre expose les trois méthodes mises en œuvre pour mener cette étude : la première pour quantifier des impacts d'actions de MDE, la deuxième pour sélectionner les paramètres d'entrée à spatialiser et la troisième pour obtenir des valeurs à l'échelle locale de certains paramètres du modèle.

IV.2 UNE METHODE DE MODELISATION DE REFERENCE

La présente partie s'attache à la description de la méthode d'évaluation des actions de MDE sur laquelle nos investigations sont menées. Cette méthode a été sélectionnée en regard des besoins spécifiques à l'évaluation prospective des impacts d'actions de MDE exposés dans § III.4.3 et l'état de l'art des outils de simulation et des méthodes de modélisation établis dans § III.3.2. La méthode de modélisation - dénommée SIMPACT²¹ - est actuellement utilisée dans des activités de conseil en énergie en France et notamment pour l'évaluation des impacts d'actions de MDE.

Nous décrivons en premier lieu le modèle de la demande en électricité en nous appuyant sur les critères établis dans l'état de l'art (*cf.* § III.3.2), puis ses règles de calculs ainsi que ses données d'entrée et de sortie. A partir de cas d'études, nous montrons la validité du modèle à reconstituer les courbes de charges d'un territoire, ainsi que ses avantages et limites à évaluer des impacts d'actions de MDE.

IV.2.1 Un modèle de la demande en électricité

Le modèle permet de calculer les consommations d'énergie par usage et sous-secteur ainsi que les courbes de charge nette et brute annuelle d'un territoire ou au niveau d'un Poste Source. Il procède en cumulant les courbes de charges de différents usages énergétiques par secteur d'activité. C'est donc un modèle de la demande électrique en puissance du réseau de distribution (au niveau du poste HTB/HTA, *cf.* Annexe 1) prenant en compte la Production Décentralisée d'Electricité (PDE) raccordée au réseau de distribution. A noter que d'autres modèles utilisent une distinction par tarif de facturation. Si ces derniers présentent

²¹ Cette méthode - initialement intitulée CharTer - a été développée par le bureau d'étude Energies Demain.

l'avantage de minimiser les incertitudes, ils sont à notre sens moins adaptés pour une évaluation des impacts des actions de MDE, au vu des besoins identifiés dans § III.4.3.

La méthode de modélisation est déterministe et s'appuie essentiellement sur des données statistiques. Les données d'entrée sont en majeure partie issues d'enquêtes (recensement de la population, enquête logement, inventaires communaux, base de données SIRENE, *etc.*), de mesures (campagne d'instrumentation de certains usages, télé-relevé au niveau des postes de transformation HTB/HTA) et de rapport technique d'étude (statistiques, publication, *etc.*).

Les échelles spatiales et temporelles de modélisation du système électrique dépendent de la définition des données d'entrée. Le modèle peut simuler la courbe de charge à une échelle spatiale dès lors que l'on dispose de données d'entrée valides à l'échelle désirée, *i.e.* du quartier ou de l'îlot aux échelles territoriales supérieures. En l'état actuel, les résultats du modèle sont calés à partir des courbes de charge au niveau du Poste Source. Par conséquent, le modèle est valide à des échelles territoriales pour lesquelles on dispose des courbes de charge aux Postes Sources qui les desservent.

Le modèle permet de prospecter la demande électrique future. Il procède en définissant pour chaque donnée d'entrée une évolution de ces valeurs, basée le plus souvent sur les valeurs historiques. La validité de la prospection dépend donc des incertitudes innérentes aux hypothèses d'évolution des valeurs de chaque donnée d'entrée. Au niveau du pas de temps, le modèle permet de calculer une courbe de charge sur une année, par heure, par jour-type (*cf.* Annexe 7) et par mois (*cf.* Figure IV.2.1).

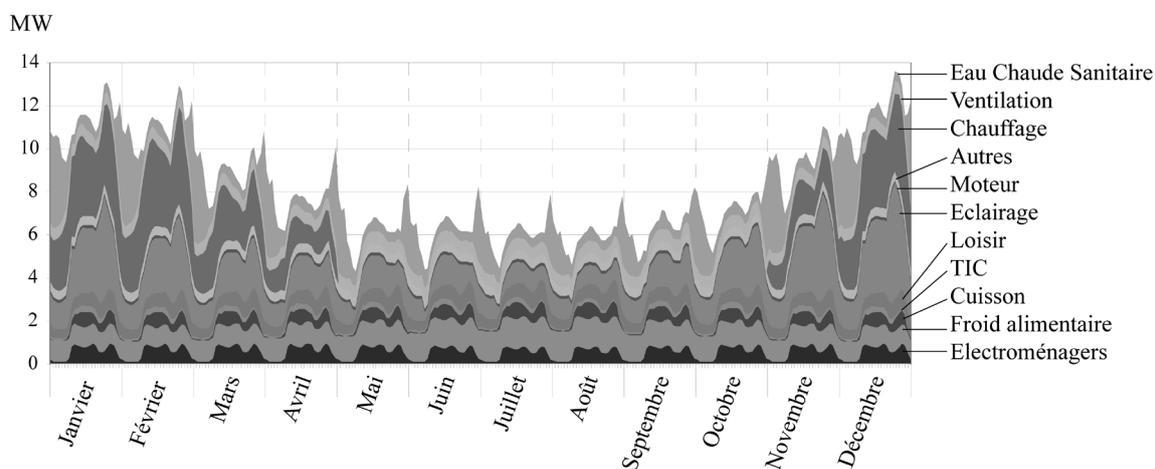
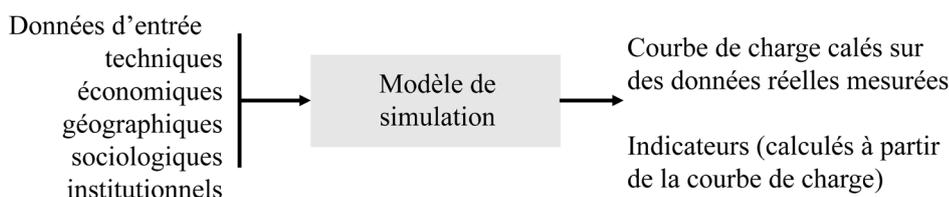


Figure IV.2.1 - Exemple d'une sortie du modèle horaire de la demande électrique nette des jours type « semaine » par mois, basé sur la méthode SIMPACT – Cas d'une commune de 10 000 habitants

IV.2.2 Une méthode d'évaluation d'impacts d'actions de MDE

Le modèle de calcul basé sur la méthode SIMPACT permet de calculer une courbe de charge et non les impacts des actions de MDE proprement dits. Il est intégré à une méthodologie plus générale d'évaluation d'impacts.

1^{er} étape - Modélisation du système sur une année passée prise comme référence



2^{ème} étape - Modélisation du système sur une année XXXX prospectée prise comme référence



3^{ème} étape - Modélisation du système sur l'année XXXX prospectée avec une action de MDE



4^{ème} étape - Evaluation des impacts d'actions de MDE

$$\text{Impacts des actions de MDE à l'année XXXX} = \text{2} - \text{1}$$

Figure IV.2.2 - Méthode d'évaluation des impacts d'actions de MDE

Cette méthode d'évaluation des impacts s'organise en quatre étapes (cf. Figure IV.2.2) :

- 1^{er} étape : pour calculer une courbe de charge à une année n de référence pour laquelle nous disposons des données réelles de calage ;
- 2^{ème} étape : pour calculer une courbe de charge à une année future $n+1$ de référence. Cela consiste à construire un scénario de référence afin de prospecter l'évolution du système. Usuellement, le scénario de référence se fait en suivant un scénario tendanciel, donc sans « ruptures » technologiques, ni politiques énergétiques de réforme ;
- 3^{ème} étape : pour calculer la courbe de charge à l'année $n+1$ modifiée par des actions de MDE. Cela consiste à construire un scénario d'actions de MDE sur la base du scénario de référence. Techniquement, chaque action de MDE est simulée en modifiant les valeurs des données d'entrée ;
- 4^{ème} étape : le scénario de référence et le scénario volontariste sont comparés. La différence des variables de sorties respectives aux deux scénarios (courbes de charge et des indicateurs éventuellement calculés à partir des courbes de charge, cf. § IV.2.4) indique les impacts induits par les actions de MDE simulées.

Ainsi, cette méthode permet de simuler les impacts de toutes les actions de MDE dès lors que ces dernières sont paramétrables par l'intermédiaire des données d'entrée.

IV.2.3 La méthode de modélisation de la demande en électricité - la méthode SIMPACT

Pour calculer la courbe de charge au niveau d'un Poste Source, la méthode de modélisation peut être structurée en modules de calcul (cf. Figure IV.2.3) indépendants.

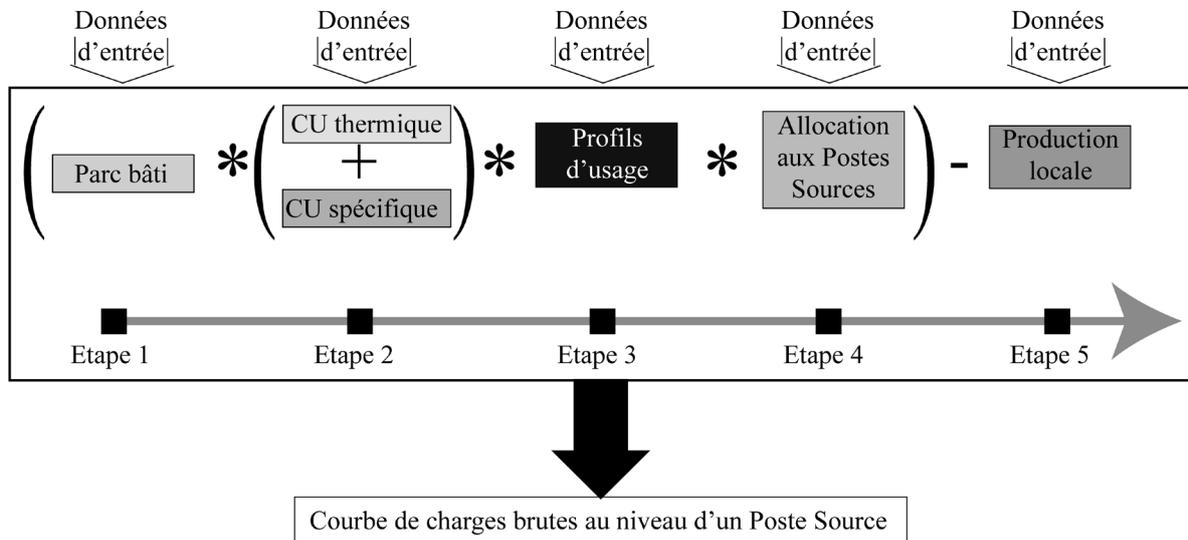


Figure IV.2.3 - Structure en cinq étapes des six modules de la méthode SIMPACT

Le méthode d'évaluation de la charge brute procède en cinq étapes principales et indépendantes de calcul :

- 1^{er} étape - Définition du parc bâti par sous secteur, pour un territoire et une année donnés, *i.e.* le nombre de logements par typologie résidentielle et les surfaces des établissements tertiaires par branche d'activité. La méthode se base sur la connaissance de l'ensemble du parc bâti à une année initiale donnée (issues des enquêtes logements), puis des hypothèses sont prises sur les dynamiques du parc bâti (construction, destruction, changement d'affectation, éclatement et fusion, vacance) qui affectent les différents sous-secteurs pour reconstituer le parc bâti aux années prospectées (cf. Equation 1).

$$PB(s, a_0 + n, t) = PB(s, a_0, t) + \sum_{t=1}^m Entrées(s, a, t) - Sorties(s, a, t) \quad (1)$$

Où:

PB - ou Parc Bâti - désigne le nombre de logements par typologie résidentielle ou la surface des établissements tertiaires par branche d'activité (pour le détail des typologies se référer au glossaire des abréviations

s est un des *r* sous-secteurs considérés (dans notre cas, *r* = 37)

a est l'année

t est un territoire

n est le nombre d'années prospectées

Entrées est le nombre des nouvelles unités du parc bâti, cela inclut les nouvelles constructions , les unités éclatées, et les unités ayant changé d'activité

Sorties est le nombre d'unités du parc bâti sorties, cela inclut les batiments détruits, les fusions de deux unités en une, et les unités ayant changé d'activité

- 2^{ème} étape - Définition de la consommation nette d'électricité finale (MWh/an) par usage électrique et par sous-secteur, pour un territoire et une année donnés.

$$E_{CNette}(u,s,a,t) = CU(u,s,a,t) * PB(s,a,t) \quad (2)$$

Où:

E_{CNette} est la fonction de la consommation nette d'électricité finale

u est un des k usages (chauffage, climatisation, etc.) (dans notre cas, $k = 12$)

CU est la consommation unitaire annuelle d'électricité finale d'un usage énergétique par unité du Parc Bâti (MWh/m².an or MWh/logement.an). On distingue les usages thermiques et spécifiques.

Dans la méthode, la manière de calculer les valeurs de CU diffère en fonction du type d'usage, à savoir thermique ou spécifique (cf. Figure IV.2.3). Les usages thermiques couvrent par définition les besoins propres au confort thermique (chaleur et climatisation) d'une unité du parc bâti. En ce sens, l'électricité n'est pas l'unique vecteur d'énergie consommée pour ces usages. On retrouve d'autres vecteurs et notamment l'ensemble des énergies combustibles (gaz, pétrole, biomasse, etc.). Les consommations spécifiques concernent les usages pour lesquels l'électricité est le seul vecteur d'énergie pouvant être utilisé. Si l'usage est thermique, la CU est calculée en suivant une méthode de calcul thermique des bâtiments, la méthode TH-C 88. Cette méthode est régulièrement mise à jour, [CSTB08]. Si l'usage est spécifique alors :

$$CU_{spécifique}(u,s,a,t) = TE(u,s,a,t) * PM(u,s,a,t) * TU(u,s,a,t) \quad (3)$$

Où:

TE est le taux d'équipement d'une unité du Parc Bâti (nombre d'équipements/m²)

PM est la puissance moyenne d'un équipement (MW/équipement)

TU est le nombre d'heure d'utilisation d'un équipement par an (h/an)

- 3^{ème} étape - Définition de la courbe de charge par usage et par sous-secteur pour un territoire et une année donnés (cf. Figure IV.2.4). Ce calcul utilise des profils par jour-type (indiqués en JT1, JT2 JT3 dans la figure) mensualisés. Le pas de temps des profils est horaire. Ces profils sont normalisés (cf. Annexe 7).

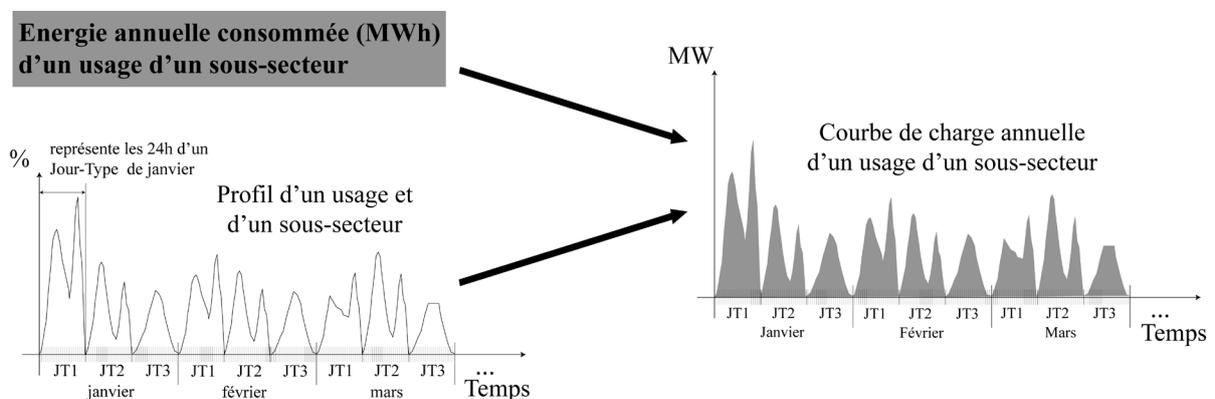


Figure IV.2.4 - Principe général de la construction d'une courbe de charge annuelle par usage

En agrégeant l'ensemble de ces courbes de charges par usage et par sous-secteur, on obtient une courbe de charge nette annuelle du territoire pour une année donnée (cf. Equation 4).

$$P_{CNette}(h,a,t) = \sum_{u=1}^k \sum_{s=1}^r E_{CNette}(u,s,a,t) * Pr(h,u,s,a,t) \quad (4)$$

Où:

h est le pas de temps (heure)

P_{CNette} est la fonction de la puissance appelée (MW) nette par heure au niveau d'un territoire sur une année

Pr est un profil d'usage normalisé sur l'année

- 4^{ème} étape - Définition de la courbe de charge nette annuelle au niveau des Postes Sources : ce module permet d'allouer la courbe de charge du territoire considéré aux Postes Sources desservants à partir d'un coefficient d'allocation.

$$P_{CdCNette}(h,a,p) = \sum_{t=1}^m \alpha(t,p) * P_{CNette}(h,a,t) \quad (5)$$

Où:

$P_{CdCNette}$ est la fonction de la puissance appelée (MW) nette par heure d'un Poste Source sur une année

α est le coefficient d'allocation de la charge d'un territoire par Poste Source. Une manière de calculer ce coefficient est présentée par l'équation 12, cf. § VI.2.5.3

p est un Poste Source

- 5^{ème} étape - Définition de la courbe de charge brute au niveau des Postes Sources. Cette partie du modèle retranche les courbes de Production Décentralisée d'Electricité de la courbe de charge nette annuelle.

$$P_{CdCBrute}(h,a,p) = P_{CdCNette}(h,a,p) - P_{PDE}(h,a,p) \quad (6)$$

Où:

$P_{CdCBrute}$ est la fonction de la puissance de la courbe de charge brute (MW)

P_{PDE} est la puissance de la production décentralisée d'électricité injectée au réseau de distribution (MW) ; données mesurées au niveau du Poste Source ou calculées

IV.2.4 Les données d'entrée et de sortie

Le modèle SIMPACT utilise plusieurs données d'entrée listées dans l'annexe 8.

Les variables de sortie du modèle sont les courbes de charge nette et brute évaluées au niveau d'un territoire ou d'un Poste Source (cf. Figure IV.2.1). A partir de celles-ci, plusieurs indicateurs peuvent être calculés pour un territoire et une année donnés. Nous avons choisi de calculer les indicateurs suivants :

- la consommation totale d'énergie

$$E_{CfNette}(a,t) = \sum_{u=1}^k \sum_{s=1}^r E_{CNette}(u,s,a,t) \quad (7)$$

Où:

$E_{CfNette}$ est la fonction de la consommation nette d'électricité finale (MWh)

- la puissance max appelée

$$P_{Max}(a,t) = \underset{h}{Max} P_{CdCBrute}(h,a,t) \quad (8)$$

- le facteur de charge

$$Facteur\ de\ Charge(a,t) = \frac{\overline{P_{CdCBrute}(a,t)}}{P_{Max}(a,t)} \quad (9)$$

Où:

$Facteur\ de\ charge$ est la fonction d'un indice ; valeur entre 0 et 1

\bar{P} est la puissance moyenne appelée (MW) pendant une heure de l'année sur un territoire ou un PS

- les émissions de CO₂

$$E_{CO_2}(a,t) = \sum_{h=1}^{8760} ((P_{CdCBrute}(h,a,t) * Cont_{CO_2}(h))) \quad (10)$$

Où

E_{CO_2} est la fonction des émissions de CO₂

$Cont_{CO_2}$ est le contenu moyen du CO₂ d'un MWh produit (g/MWh), cf. Equation 18

- le rapport entre la pointe max en hiver et la pointe max en été

$$Rapport_{PointeHiver/PointeEté}(a,t) = \frac{\underset{h \in Hiver}{Max} P_{CdCBrute}(h,a,t)}{\underset{h \in Eté}{Max} P_{CdCBrute}(h,a,t)} \quad (11)$$

IV.2.5 La validation de la méthode de modélisation de référence

La méthode de modélisation de référence a été utilisée pour l'analyse de plusieurs cas d'étude (du département du LOT [PIGEN09], de la région PACA en 2002 et en 2007 dans le cadre du projet MDE PACA [TRANS05], [BETUR02], [ENDEM08], du projet PREMIO [BOUGN10] etc.). Afin de valider la pertinence des résultats délivrés par le modèle de la demande basé sur la méthode de référence, nous confrontons ci-dessous quelques résultats théoriques, issus des deux cas d'étude précités [ENDEM08] et [BOUGN10], à des données réelles (publications officielles et télémessures). Nous présentons la validation en « volume d'énergie » et en « flux d'énergie » (ou puissance) du modèle.

IV.2.5.1 La validation des évaluations en énergie

La première validation du modèle est appliquée au cas d'étude visant à évaluer les impacts d'un programme de MDE sur les départements de la région PACA [ENDEM08]. Dans le cadre de cette étude une évaluation de l'énergie consommée a été établie pour l'année 2005. Les résultats du point zéro sont comparés à des données publiques (cf. Tableau IV.2.5).

	Valeur théorique (MWh)	Valeur réelle reconstituée* (MWh)	Différence (MWh)	Différence (%)
Alpes de Haute-Provence	599 756	525 379	74 377	12,4%
Hautes-Alpes	536 180	474 980	61 200	11,4%
Alpes-Maritimes	3 157 259	3 200 996	-43 737	-1,4%
Bouches-du-Rhône	5 724 904	4 851 171	873 733	15,3%
Var	3 038 567	3 139 487	-100 920	-3,3%
Vaucluse	1 633 882	1 572 987	60 895	3,7%
PACA	14 690 548	13 765 000	925 548	6,3%

* valeurs sur la base des consommations en Basse Tension de 1999 de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (aujourd'hui le MEEDDAT) extrapolées en 2005 à partir de données de l'Observatoire Régional de l'Énergie

Tableau IV.2.5 - Comparaisons des valeurs théoriques et réelles de la consommation d'électricité résidentielle et tertiaire dans les départements de la région PACA en 2005 – Source : [ENDEM08]

A l'échelle régionale, le modèle permet une reconstitution de la consommation à 6,3% près des valeurs réelles. Cette précision se dégrade lorsque l'on passe à une échelle départementale (donc plus fine). La précision varie en fonction des départements. Si les résultats sont très proches des valeurs réelles pour les départements du Vaucluse, du Var et des Alpes-Maritimes (une différence respective de -3,7% et -3,3 et -1,4), ils admettent un plus grand écart sur le département des Bouches-du-Rhône (une différence de 15,3%). Qu'en est-il à une échelle spatiale inférieure ? Pour le vérifier, nous analysons le deuxième cas d'étude sur la commune de Lambesc, visant à évaluer les impacts de la plate-forme de pilotage développée dans le cadre du projet PREMIO [BOUGN10]. Dans cette étude, l'écart en volume de la consommation en électricité - par rapport aux télé-relevés effectués au niveau des postes Basse Tension de la commune - est de l'ordre de 13%. Ainsi sur cette commune en particulier, l'écart en énergie entre les données théoriques et réelles reste dans un ordre de grandeur semblable aux écarts à l'échelle départementale.

IV.2.5.2 La validation des évaluations en puissance

Sur les mêmes cas d'étude que ceux présentés dans la partie précédente, la validation en puissance est réalisée en comparant les valeurs théoriques et réelles : le facteur de charge des deux courbes, l'écart moyen de leurs puissances appelées et une analyse du phasage de leurs charges. A l'échelle de PACA, la moyenne des écarts est de 11% tandis que la différence des facteurs de charge est de 0,02 seulement (respectivement 0,57 et 0,59) entre les courbes de charge nette théorique et réelle. Enfin si on observe le phasage des deux courbes de charge (cf. Figure IV.2.6) on remarque une similitude dans les périodes d'appels de puissance. Les écarts varient d'un mois à un autre. Ainsi, les mois de mars à mai admettent des écarts plus importants, notamment sur la période 0-8h.

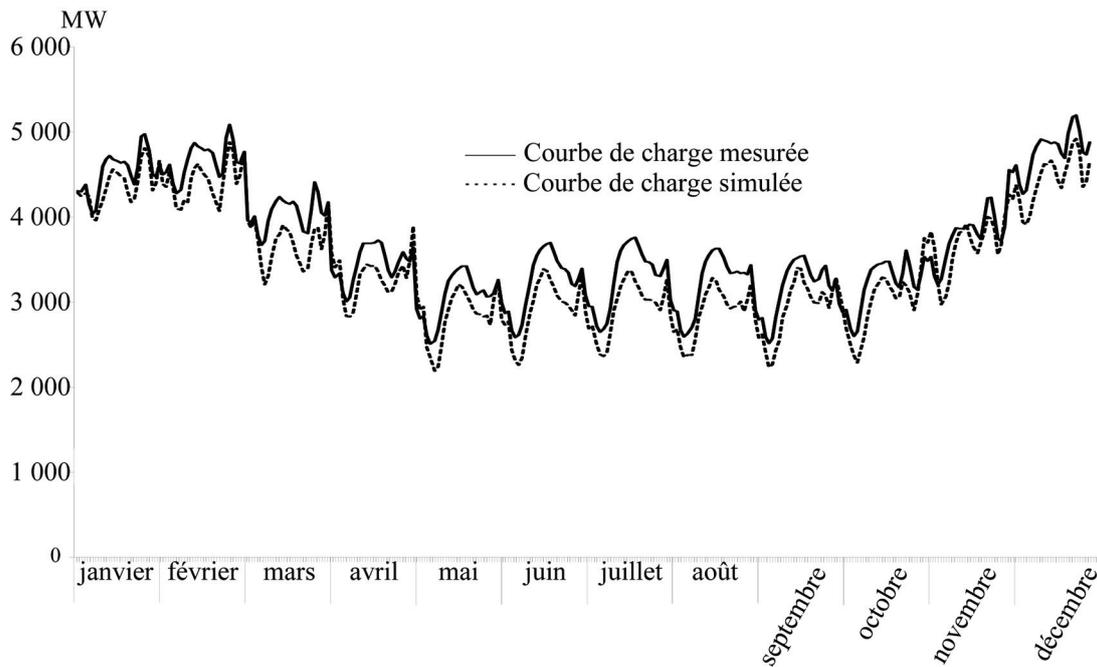


Figure IV.2.6 - Courbe de charge nette mesurée aux postes source de PACA et moyennée pour un jour-type « semaine » avec la courbe de charge simulée à l'année 2005²² – Source [ENDEM08]

Concernant le deuxième cas d'étude, on retrouve un écart moyen des deux courbes de charge de 12% [BOUGN10] (cf. Figure IV.2.7). Le facteur de charge des deux courbes diffère de 0,04 (respectivement 0,49 et 0,53). Les périodes d'appels de puissance entre les deux courbes coïncident, comme dans le premier cas d'étude. On remarque néanmoins un écart du phasage des deux courbes. La courbe réelle est marquée par des facteurs locaux qui influencent la consommation de l'électricité à Lambesc.

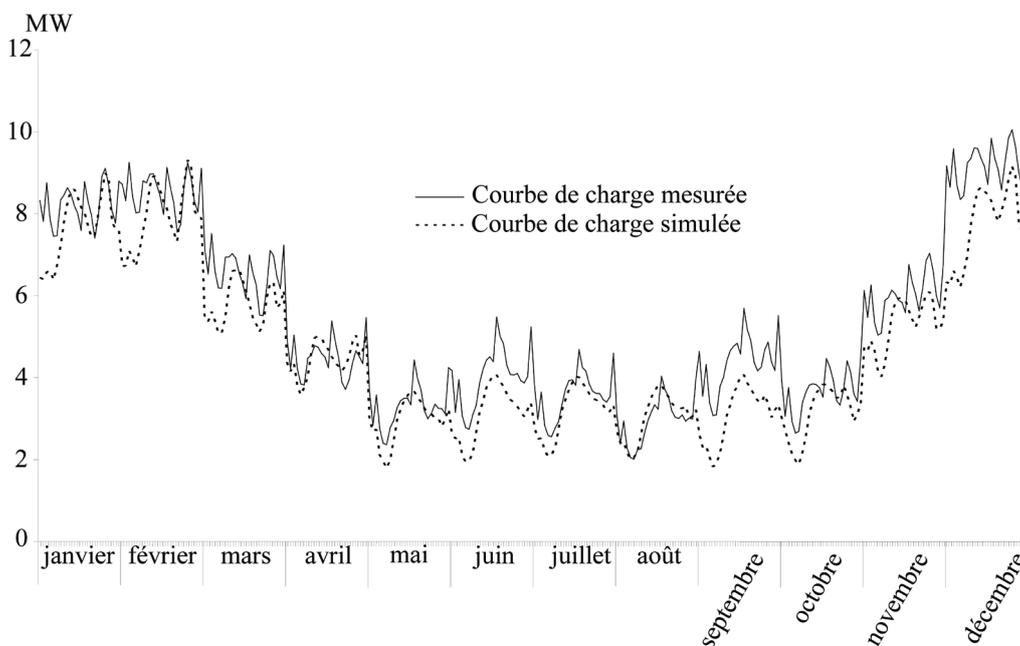


Figure IV.2.7 - Courbe de charge nette mesurée au poste source de Lambesc et moyennée pour un jour-type « semaine » avec la courbe de charge simulée à l'année 2005²² – Source [BOUGN10]

²² la courbe de charge simulée ne prend pas en compte le secteur agricole et industriel. Elle est donc systématiquement en deçà de la courbe réelle.

IV.2.5.3 Les limites relatives de la méthode

Toutes les méthodes de modélisation partagent une caractéristique commune, celle d'être élaborée pour un système et dans un objectif précis. Or les méthodes sont parfois détournées du système et de l'objectif pour lesquels elles ont été développées et peuvent dans ce cas admettre certaines limites de modélisation et/ou dans la pertinence des résultats qu'elles délivrent. Nous avons pu en identifier certaines de la méthode de modélisation SIMPACT, vis-à-vis des cas d'étude menés.

- La première limite identifiée porte sur les usages de consommation. Pour rappel, ceux-ci sont modélisés indépendamment, puis agrégés pour reconstituer la courbe de charge nette globale, cf. Equation 4. De cette manière, aucune interaction entre les usages n'est modélisée. Le calcul d'impact des actions de MDE est modélisé à travers la modification des valeurs de certains paramètres d'entrée en fonction du type d'action : par exemple, une action visant l'installation de Lampes Basse Consommation (LBC) est modélisée en diminuant la valeur du paramètre de « puissance moyenne » des équipements d'éclairage dans le sous-secteur concerné par l'action. De fait, lorsqu'un usage est affecté par une action, le modèle ne permet pas de prendre en compte les effets sur les autres usages de l'électricité. Mis à part si le modélisateur répercute à travers les valeurs d'autres paramètres d'entrée l'effet sur les autres usages. Cet aspect du modèle entraîne des biais qui n'ont pas été évalués, à ce jour, par manque d'information.

- La deuxième limite porte sur les coefficients d'allocation de la charge aux Postes Sources. Pour rappel, le modèle calcule dans un premier temps une courbe de charge à l'échelle d'une unité territoriale qui ensuite est affectée aux Postes Sources connectés, selon le coefficient d'allocation α (cf. Equation 5).

Actuellement, la méthode calcule ce coefficient de la manière suivante :

$$Coef(t,ps) = \frac{Nbcontrat(t, ps)}{Nbcontrat(ps)} \quad (12)$$

Où

$Coef$ est la fonction du coefficient d'allocation de la charge d'un territoire à un Poste Source
 $Nbcontrat$ est le nombre de contrats en Basse Tension²³

Ce coefficient est une approximation de la charge réellement desservie par un Poste HTB/HTA à une unité territoriale. Deux sources principales d'incertitude peuvent être associées à ce coefficient.

Premièrement il tient compte d'une proportion de clients et non de la puissance ou de l'énergie. Or deux clients en contrat Basse Tension (BT) (une résidence secondaire et une résidence principale) ont des quantités d'énergie et des appels de puissance différents. A noter qu'un contrat BT peut être en tarif bleu ou en tarif jaune, *i.e.* ce contrat inclut le secteur résidentiel et le petit tertiaire (certains commerces, et bureaux par exemple)²³.

²³ Les clients « Basse Tension » sont les clients dont la puissance souscrite est inférieure à 250kVA : soit pour le tarif bleu entre 3 et 36kVA et pour le tarif jaune entre 36 et 250kVA. Autrement dit les clients basse tension sont ceux dédiés aux petits consommateurs, principalement ceux résidentiels et tertiaires.

Ces dernières classes de consommateurs peuvent parfois avoir des consommations importantes qui modifient significativement la répartition de charge au niveau d'un Poste Source.

Deuxièmement il suppose que les secteurs et sous-secteurs sont répartis de manière proportionnelle entre les Postes Sources²⁴. Autrement dit la courbe de charge est répartie au niveau des Postes Sources connectés selon la même proportion de parc bâti qu'à l'échelle de la commune. L'utilisation du coefficient actuel entraîne des biais qui n'ont pas été évalués, à ce jour, par manque d'information.

- Enfin la troisième limite identifiée porte sur la forme de la courbe de charge résultant du modèle. En effet le modèle ne considère pas tous les jours de l'année de manière explicite, puisque les profils d'usages sont définis par jour-type (cf. Annexe 7). Considérant ce paramétrage, les puissances appelées les plus fortes (particulièrement la maximum) d'une courbe de charge par an sont moyennées. Ce point est préjudiciable à l'évaluation des impacts d'actions ayant une influence sur les fortes puissances, notamment lors de simulation de situations extrêmes (par exemple des températures extrêmes qui entraîneraient une puissance appelée supérieure aux appels normaux pendant une heure).

IV.3 UNE METHODE DE SELECTION DES PARAMETRES D'ENTREE

La méthode de modélisation de référence utilise un nombre important de paramètres d'entrée. Ces derniers recouvrent plusieurs types d'information, propres à chaque module de la méthode (cf. Figure IV.2.3). Ces paramètres sont généralement définis à l'échelle régionale. Dans l'idéal, tous ces paramètres pourraient être spatialisés à l'échelle locale et être pris en compte dans nos analyses ultérieures. Nous supposons néanmoins qu'ils n'ont pas tous le même intérêt à être spatialisés.

La présente partie s'attache à détailler la méthode mise en œuvre pour sélectionner les paramètres d'entrée à spatialiser.

IV.3.1 La méthodologie générale de sélection des paramètres d'entrée

Cette étude vise à sélectionner les paramètres d'entrée de la méthode SIMPACT les plus pertinents à spatialiser. Comment mesurer cette pertinence ?

Actuellement, les paramètres d'entrée de la méthode SIMPACT prennent généralement la même valeur quelque soit le territoire d'étude. Ce sont ces approximations que nous souhaitons améliorer par une spatialisation des paramètres d'entrée.

²⁴ Par exemple, considérons une commune ayant une consommation d'énergie issue à 80% du secteur résidentiel et 20% du secteur tertiaire (l'industrie est inexistante). Cette commune est desservie par 2 Postes Sources, respectivement 30% et 70%. Le coefficient va répartir 30% de la charge sur le premier Poste Source et donc considérer que dans ces 30% de consommation 20% est issue du secteur résidentiel et 80% du secteur tertiaire. Dans le meilleur des cas, cela peut être vrai mais, dans la réalité, il est probable qu'un des Postes Sources desserve une grande partie du secteur tertiaire et que l'autre desserve principalement le secteur résidentiel.

Partant de ce fait, nous avons choisi d'évaluer la pertinence de chaque paramètre par rapport à :

- sa sensibilité dans le modèle. En fonction de la sensibilité de chaque paramètre d'entrée dans le modèle de simulation, une variation de sa valeur peut avoir plus ou moins d'effet sur le résultat final ;
- l'incertitude sur les valeurs disponibles de chaque paramètre exprimée par sa variance statistique. En fonction de la variance de chaque paramètre d'entrée, sa valeur spatialisée peut différer plus ou moins de sa valeur non-spatialisée.

En suivant cette logique, un paramètre sera d'autant plus pertinent qu'il a une grande variance statistique et une grande sensibilité dans le modèle.

IV.3.2 L'analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité consiste à observer les variations des sorties délivrées par un modèle suite à des variations de ses paramètres d'entrée. Ce type d'analyse est usuellement utilisé pour vérifier la robustesse d'un modèle²⁵. Mais ce n'est pas l'unique utilité de ce genre d'analyse [CHAN97]. A supposer que nous sommes dans le cas d'un modèle de simulation où chacun des paramètres d'entrée admet un intervalle d'incertitude différent, l'analyse de sensibilité peut permettre de classer par ordre d'importance les paramètres en fonction de cette incertitude [SALTE92].

Cette même publication mentionne l'applicabilité (1992) de l'analyse de sensibilité dans des investigations attenantes à la résolution de données d'entrée et notamment dans les études de prédiction. Nos travaux s'inscrivent dans ce domaine d'étude. Néanmoins, la méthode analysée – méthode SIMPACT – porte ici sur une thématique particulière, sur laquelle à notre connaissance aucune étude de sensibilité n'a encore été menée.

IV.3.2.1 La méthodologie générale mise en œuvre

L'analyse de sensibilité a respecté la structuration en modules de la méthode SIMPACT (cf. Figure IV.2.3), en les considérant indépendamment. Par conséquent, le classement final des paramètres par ordre de sensibilité est relatif à chaque module. Cette méthode d'analyse de sensibilité présente deux intérêts dans le cadre de notre étude :

- simplifier l'analyse de sensibilité en faisant une analyse par groupe de paramètres du même type ;
- varier le type des paramètres sélectionnés dans la mesure où ils ont été échantillonnés dans chaque module. Les paramètres sélectionnés sont ainsi représentatifs des différents types de paramètre de la méthode SIMPACT.

Suivant la méthode d'analyse par module, on constate que les modules « Allocations de la charge aux Postes Source » et « Production locale » ne doivent pas nécessairement faire l'objet d'une analyse de sensibilité.

²⁵ Nous entendons par robustesse la sensibilité d'un modèle à de faibles variations des données d'entrée

En effet, dans ces derniers, nous considérons que les paramètres d'entrée (*cf.* Annexe 8) sont déjà localisés et ne peuvent l'être davantage. Pour chacun des trois autres modules, une méthode spécifique d'analyse de sensibilité a été mise en œuvre.

Nous avons observé plusieurs indicateurs de sorties afin d'avoir une bonne représentation de l'ensemble des variations (énergie consommée et la forme de la courbe de charge) du modèle global. Nous avons choisi trois variables de sortie présentées dans § IV.2.4 (*cf.* Equation (7) à (11)) : l'énergie consommée annuellement, le facteur de charge et le rapport de la pointe hiver sur la pointe été.

Enfin pour mener l'analyse de sensibilité, nous avons choisi un système à modéliser, le département des Alpes-Maritimes à l'horizon temporel 2030 considérant un scénario d'évolution tendanciel de référence, (construit dans le cadre de l'étude [ENDEM08]). C'est sur ce département que la méthode semble faire le moins d'erreur par rapport aux études de validation menées (*cf.* § IV.2.5). Par ailleurs, ce département a l'avantage de présenter des zones littorales et montagneuses, ayant différentes dynamiques démographiques et économiques. En ce sens, l'étude de ce département permet de mener une analyse de sensibilité du modèle de manière représentative, donnant une dimension généraliste à nos résultats.

IV.3.2.2 L'analyse du module « Parc bâti »

L'objectif est de procéder à un classement des paramètres d'entrée de ce module par ordre de sensibilité dans le modèle global par rapport aux trois variables de sortie précitées.

IV.3.2.2.1 La méthodologie

La méthode de modélisation incluse dans le module « Parc bâti » se caractérise par un nombre significatif de paramètres d'entrée. Par ailleurs, le modèle n'utilise pas une dépendance fonctionnelle explicite. Afin de caractériser ces dépendances, nous avons tout d'abord mené une analyse suivant la méthode de Monte Carlo. Celle-ci consiste à effectuer un échantillonnage indépendant – à l'exception des paramètres « évolution de la population » et « évolution du nombre de ménages » qui sont corrélés - des valeurs de chaque paramètre d'entrée, sur un intervalle de valeur et selon une distribution de probabilité donnés. A une analyse considérant un intervalle et une distribution de probabilité identiques des valeurs i , nous avons préféré une analyse tenant compte de la variabilité statistique réelle de chaque paramètre (*cf.* Tableau IV.3.1). Ainsi, une recherche a été menée pour chacun des paramètres afin de déterminer un intervalle de valeurs représentatives de sa variabilité statistique, à partir des données disponibles (*cf.* Annexe 9). A défaut d'une analyse statistique de chaque paramètre sur un échantillon de valeurs réelles, deux types de distribution de probabilité ont été utilisés : « triangulaire » par défaut et « normale » dans le cas de paramètre ayant un écart symétrique des valeurs hautes et basses avec la valeur moyenne. A noter que dans ce dernier cas, les valeurs hautes et basses correspondent aux valeurs à deux écarts-types de la valeur moyenne. De sorte les distributions normales ont été « tronquées » de leurs valeurs les plus extrêmes. Ceci occasionne un biais sur les résultats qui n'a pas été évalué dans le cadre de nos travaux. Ce biais pourrait être limité en utilisant des distribution de probabilité de type Béta, qui en outre permettraient de prendre en compte l'asymétrie des distributions de probabilité de certains paramètres.

Intitulé des paramètres d'entrée analysées		Distribution de probabilité testée				
		Type	Valeur moyenne	Valeur basse	Valeur haute	
P1	Taux d'accroissement de la population entre 2005 et 2030 (%)	Normale	17,1	14,1	20,1	
P2	Taux d'accroissement des ménages entre 2005 et 2015 (%)	Normale	7,04	5,7	8,37	
P3	Taille des ménages en 2015 (nb de personne)	Normale	2,155	2,15	2,16	
P4	Proportion de résidences principales collectives dans les résidences principales (%)	Normale	51,24	50,71	51,76	
P5	Proportion de résidences secondaires en maisons individuelles dans les résidences secondaires (%)	Normale	22,73	22,13	23,32	
P6	Taux de destruction annuelle des logements (%)	Triangulaire	0,12	NC	0,5	
P7	Taux d'électrification de l'usage chauffage dans les nouvelles constructions (%)	Résidence principale individuelle	Triangulaire	79	10	NC
P8		Résidence secondaire	Triangulaire	79	15	NC
P9		Résidence principale collective	Triangulaire	79	15	NC
P10	Taux de conversion de système de chauffage combustible en chauffage électrique (%)	Normale	2	0	NC	
P11	Taux de croissance annuelle des surfaces du secteur tertiaire (%)	CAHORE	Triangulaire	1,5	3,8	-0,8
P12		Enseignement	Triangulaire	1,4	1,8	0,7
P13		Santé	Triangulaire	0,8	1,0	0,4
P14		Bureau	Triangulaire	1	3,2	0,2
P15		Transport	Triangulaire	2,2	7,9	-7,2
P16		Commerce	Triangulaire	0	0,2	0
P17		Sport Loisir Culture	Triangulaire	1	1,9	0,1
P18		Habitat communautaire	Triangulaire	0,8	1,2	0,4
P19	Pompe à Chaleur (PAC)	Nombre d'installations en France	Triangulaire	66 060	NC	99 300
P20		Ration des installations en PACA	Triangulaire	0,09	0,08	NC

Tableau IV.3.1 - Paramétrage de l'analyse de Monte Carlo

Sur la base de ces échantillons de valeur, la méthode calcule les valeurs des variables de sortie correspondantes. En confrontant les valeurs des paramètres d'entrée et des variables de sorties, on remarque que les variations du modèle ne sont pas monotone. Par conséquent, on peut en déduire que les relations liants les données d'entrée et les variables de sorties sont non-linéaires. Afin de confirmer cette première intuition, nous avons mené une analyse supplémentaire. Cette dernière consiste - à partir des échantillons de données d'entrée et de sortie - à déterminer les régressions d'ordre 1 et 2 du modèle, puis à calculer l'erreur quadratique moyenne et le coefficient de corrélation de Bravais-Pearson²⁶ entre les variables de sortie initiales et celles issues des deux régressions (cf. Tableau IV.3.2). Notons que dans ce cas de figure, les valeurs des variables de sorties initiales sont identiques à celles prises pour déterminer les équations des deux régressions.

²⁶ Un coefficient de corrélation mesure l'intensité de la relation linéaire entre deux variables. Un coefficient de corrélation a une valeur entre -1 et 1. Si la valeur est positive, cela signifie que les valeurs des deux variables augmentent et diminuent ensemble au contraire une valeur négative du coefficient de corrélation indique que les valeurs des deux variables augmentent et diminuent dans des directions opposées. La valeur absolue du coefficient de corrélation entre 0 et 1 correspond à la tendance d'une relation non linéaire entre les deux variables à une relation linéaire. Celui de Bravais-Pearson est le rapport de la covariance entre les deux variables, réduite par le produit des écarts types de chacune des distributions des deux variables.

	Régression	Energie totale	Facteur de charge	Rapport pointe hiver sur pointe été
Erreur quadratique	Ordre 1	0,045	0,027	0,053
	Ordre 2	0,038	0,023	0,046
Coefficient de corrélation de PEARSON	Ordre 1	0,847	0,56	0,511
	Ordre 2	0,893	0,72	0,658

Tableau IV.3.2 - Régressions à l'ordre 1 et 2 du module « Parc bâti »

On remarque qu'entre les deux régressions il y a un gain sur l'erreur quadratique de la régression de l'ordre 2 par rapport à l'ordre 1. Néanmoins ce gain est plutôt faible. Si la régression du modèle est parfaite le coefficient de corrélation²⁷ doit être proche à 1 ou -1. On remarque que dans la régression à l'ordre 2 le coefficient de corrélation a été améliorée (entre 0,658 et 0,893), quelle que soit la variable de sortie observée. Ces analyses montrent que la régression à l'ordre 2 a permis de mieux « représenter » le modèle initial. Par conséquent, on peut en déduire que les relations entre les données d'entrée et les variables de sortie du module « Parc Bâti » sont mieux modélisées par une fonction d'ordre 2 et sont par conséquent non-linéaires. Compte tenu de ces caractéristiques, nous avons décidé d'utiliser pour l'analyse de sensibilité de ce module une approche de type « boîte noire » tel que développée dans [SALTE92]. Cette approche consiste à mener les analyses de sensibilité sans connaître précisément l'équation du modèle.

IV.3.2.2.2 L'analyse des corrélations des entrées et sorties du modèle

Au vu du nombre de paramètres appartenant à ce module (*cf.* Annexe 8) ainsi que le nombre de valeurs possibles des paramètres d'entrée, nous avons choisi de mener une analyse suivant la méthode de Monte Carlo tel que mené dans § IV.3.2.2.1 Sur la base de ces valeurs, nous avons analysé l'intensité de la relation liant les paramètres d'entrée et les variables de sortie. Plusieurs indicateurs peuvent être utilisés à cette fin, parmi ceux-ci le coefficient de corrélation.

Le coefficient de corrélation est communément utilisé dans une analyse de sensibilité pour mesurer l'intensité de la relation entre deux variables [HELTO06] et [SALTE93]. Plusieurs coefficients peuvent être utilisés, mais ils mesurent plus ou moins efficacement la relation entre deux variables en fonction du type de la relation (linéarité, monotonie). Dans le cadre de nos analyses de sensibilité nous avons décidé de tester trois d'entre eux :

- le coefficient de corrélation de Bravais-Pearson, qui mesure la corrélation à partir des valeurs scalaires des variables. Ce coefficient est adapté à des relations de type linéaire entre deux variables ;
- le coefficient de corrélation de Spearman²⁸, qui procède de la même manière que le coefficient de Bravais-Pearson à l'exception qu'il se calcule à partir des valeurs ordinales des deux variables. Il est adapté à des relations de type linéaire et non-linéaire entre deux variables ;

²⁷ Ici, le coefficient de corrélation est un indicateur de la dispersion des points autour de la droite $y = x$ où y sont les valeurs issues de la méthode de modélisation initiale et x les valeurs issues de la régression.

²⁸ Ce coefficient se calcule de la même manière que celui de Pearson à l'exception que les valeurs scalaires des deux variables analysées sont converties en des valeurs ordinales (propres au rang de chaque valeur dans l'échantillonnage). Cette technique permet, dans le cas de variables ayant une relation non linéaire mais monotone sur l'intervalle observé, d'avoir une relation linéaire entre les deux variables.

- le coefficient de Kendall ou « Tau de Kendall »²⁹, pour lequel la mesure de la corrélation est une mesure des similarités entre l'ordre des séries des deux variables. Il est adapté à des relations de type linéaire et non linéaire entre deux variables.

De manière empirique, nous avons défini la taille de l'échantillonnage à 1000 valeurs. Nous avons développé une méthode afin de valider cette taille d'échantillonnage. Premièrement, nous avons défini un échantillon N de 1 000 valeurs de chaque paramètres d'entrée (cf. Tableau IV.3.2) et les valeurs de sortie correspondantes à partir de la méthode de Monte Carlo. Sur la base de cette échantillonnage nous avons calculé les coefficients de corrélation (selon Pearson, Spearman et Kendall) entre chaque paramètre d'entrée et chaque variable de sortie. Ces coefficients sont les valeurs de référence. Ensuite nous avons procédé à un échantillonnage de N de 100 à 950 valeurs à un pas de 50 valeurs. Chaque échantillon a été tiré 500 fois. Pour chacun de ces échantillons nous avons calculé les coefficients de corrélation correspondants. Enfin par taille d'échantillon nous avons calculé le coefficient de corrélation moyen et l'écart type des 500 tirages. Le graphique de la figure IV.3.3 présente les résultats des coefficients de corrélation moyen (de Spearman) et les écarts type des 500 tirages par taille d'échantillon sur l'ensemble des paramètres d'entrée et une variable de sortie particulière : l'énergie totale consommée. On observe tout d'abord que le coefficient de corrélation moyen varie peu entre les différents tirages (axes verticaux) dans le nuage de point dont deux exemples sont matérialisés par des ellipses : chaque axe correspondant à un paramètre d'entrée).

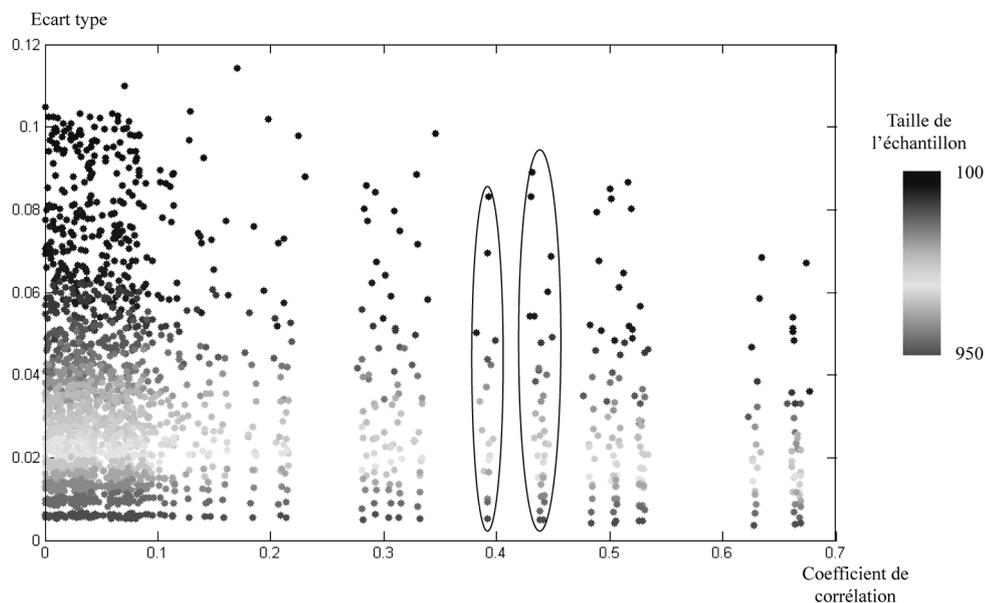


Figure IV.3.3 - Analyse de variance du coefficient de corrélation de Spearman

²⁹ Ce coefficient procède sur les valeurs ordinales (définies comme dans le cas de Spearman) et se calcule comme le rapport entre la somme du nombre de rangs similaires et dissemblables entre les deux variables et le nombre total de similarités possibles (égal à $1/2N(N-1)$ avec N le nombre de valeurs des deux séries)

Par ailleurs, on observe qu'en fonction de la taille de l'échantillon l'écart type diminue et tend à se stabiliser sur l'ensemble des paramètres d'entrée. Pour un échantillon de 100 valeurs, l'écart type varie entre 0,07 et 0,12 alors qu'avec 950 sa valeur tend vers 0,007. Cette observation confirme la théorie [LECOU09] selon laquelle l'écart-type d'une distribution de valeurs est une fonction décroissante de N puisqu'elle varie selon :

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2}}{\sqrt{N}} \quad (13)$$

Où :

N est la taille de l'échantillon

En outre, cette diminution de l'écart type en fonction de la taille de l'échantillon suppose la présence d'un seuil de taille au delà duquel la variation de la valeur des coefficients de corrélation n'occasionne aucun changement dans le classement final. Pour définir ce seuil, nous avons mené la même analyse que précédemment en observant la variation des rangs de chaque entrée à partir de l'indice V établie dans § IV.3.2.3.2. Nous présentons dans les tableaux de l'annexe 10, pour chaque taille d'échantillon la variation des rangs des trois premiers paramètres du classement de référence, P14, P7 et P8. Ces tableaux présentent sur les 500 tirages la proportion par rang. Le paramètre de rang 1 dans le classement de référence a un rang n'excédant pas 5. A compter des échantillons de 250 valeurs, son rang varie seulement entre les trois premiers rang du classement. Enfin à compter de 400 valeurs son rang oscille entre le premier et le second rang du classement. Ensuite plus on augmente la taille l'échantillon, plus la proportion des tirages résultant un rang 1 augmente. Le paramètre classé 2 dans le classement de référence ne varie que du rang 1 au rang 4 quelle que soit la taille de l'échantillon. Comme pour le premier paramètre, à compter de 200 tirages, son rang varie entre les trois premiers rangs. Cependant, même pour 900 tirages la proportion de tirage ayant le rang 2 reste faible (63%) en comparaison du premier paramètre, pour lequel quasi 90% du tirage est de rang 1. Concernant le paramètre de rang 3 dans le classement de référence, il suit quasiment la même évolution que le premier paramètre. Les seuils de 250 et 400 valeurs apparaissent comme étant respectivement le seuil pour lequel le rang est dans le top 3 du classement et l'autre est le seuil au-delà duquel le rang a oscillé entre deux places avec une majorité pour le rang 3 de référence.

Au vue de ces résultats, le seuil de 400 valeurs semble le minimum requis pour avoir un classement final représentatif. Ces analyses complémentaires nous ont permis de valider la taille de l'échantillonnage pour l'analyse de Monte Carlo, fixé à 1 000 valeurs.

Les résultats des trois coefficients de corrélation ont de manière générale des valeurs très faibles entre les paramètres d'entrée et les trois variables de sortie (cf. Tableau IV.3.4). Ceci confirme le constat déjà établi précédemment sur la forte non-linéarité des relations entre les paramètres d'entrée de ce module et les variables de sortie du modèle.

	Energie totale		Facteur de charge		Rapport pointe hiver/pointe été	
	Valeur min	Valeur max	Valeur min	Valeur max	Valeur min	Valeur max
Pearson	0,007	0,640	5,5E-05	0,364	4,8E-04	0,406
Spearman	0,004	0,668	1,0E-04	0,514	3,5E-04	0,664
Kendall	0,003	0,482	3,2E-03	0,362	1,0E-05	0,495

Tableau IV.3.4 - Résultats des coefficients de corrélation selon Pearson, Spearman et Kendall

Afin de comparer les trois coefficients de corrélation sur une même base de valeur, nous avons procédé à une normalisation des valeurs au moyen d'une conversion par leur rang (entre 1 et 20) dans la série de données, le coefficient le plus fort prend la valeur 1 et le plus faible la valeur 20, (cf. Figure IV.3.5). Une comparaison des trois classifications par variable de sortie du modèle confirme la très forte similitude des résultats obtenus par Spearman et Kendall.

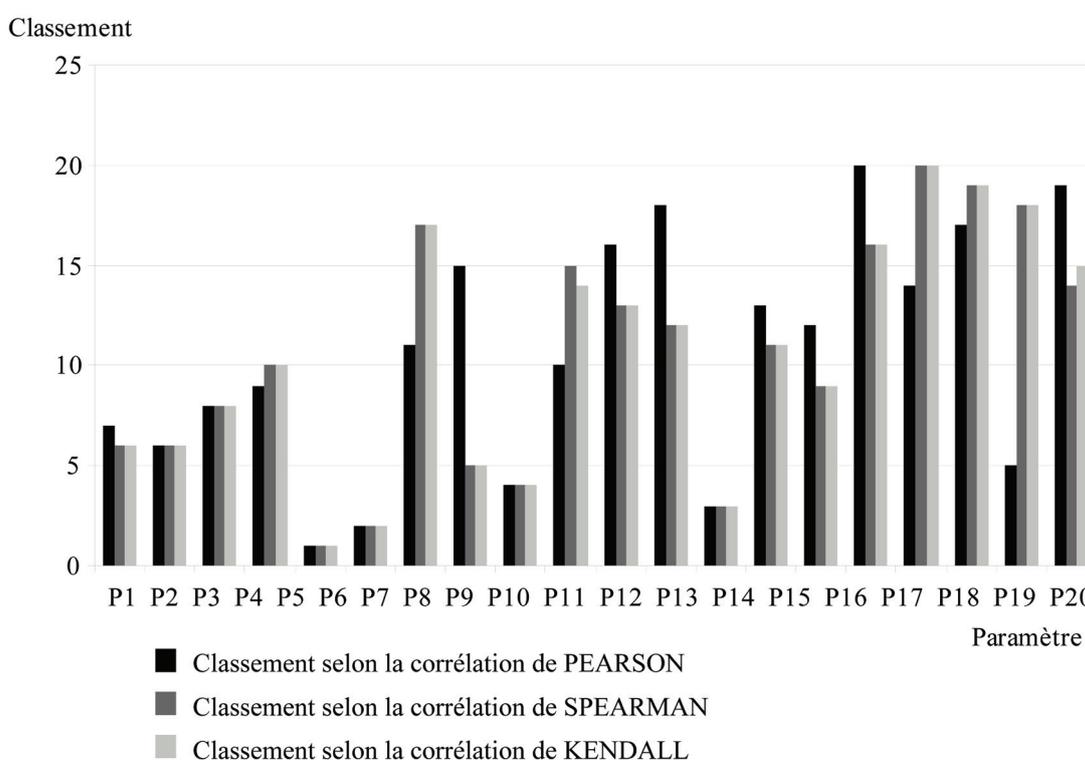


Figure IV.3.5 - Comparaison des classements des paramètres d'entrée en fonction du rang du coefficient de corrélation selon Pearson, Spearman et Kendall – La variable de sortie est le rapport pointe hiver sur pointe été

Il y a deux manières d'interpréter ces résultats :

- soit on privilégie les discordances qui peuvent signifier que le modèle est non-linéaire pour certains paramètres et linéaire pour d'autres auquel cas il s'agit d'écarter les résultats de la corrélation selon Spearman ou Kendall pour éviter une redondance d'informations ;
- soit on privilégie les concordances, dans ce cas le modèle est considéré comme non-linéaire pour l'ensemble des paramètres et les résultats de la corrélation selon Pearson sont écartés, puisque *a posteriori* les résultats délivrés ne sont pas fiables.

Nous avons choisi de suivre la deuxième alternative, du fait que la non-linéarité des relations a déjà été établie préalablement à deux reprises. Ainsi, nous avons écarté les résultats de la corrélation de Pearson. Le coefficient de Kendall a également été écarté pour éviter la redondance des informations (Spearman étant plus commode à calculer). Seules les valeurs du coefficient de corrélation de Spearman ont été considérées pour la classification des paramètres d'entrée.

Nous avons vu précédemment que le coefficient de corrélation de Spearman restitue des valeurs faibles pour certains paramètres. Afin de contrer la faiblesse des valeurs de corrélation, nous avons procédé à un test d'indépendance entre les variables. Ce test permet de calculer une valeur t pour laquelle on connaît la distribution dans le cas d'une relation d'indépendance ou de « non-corrélation » (coefficient égal à 0), en fonction du nombre de valeurs N_e dans la série et d'un indice de confiance du test (cf. Equation 14).

$$t = r_s(i,j) \sqrt{\frac{N_e - 2}{1 - r_s(i,j)^2}} \quad (14)$$

Où :

i est le paramètre d'entrée analysé

j est le paramètre de sortie observé

r_s est le coefficient de corrélation de Spearman entre i et j

N_e est le nombre de valeurs des séries

A l'inverse, en considérant t et N_e , il est possible de calculer un indice de confiance α , i.e. la probabilité que la distribution à l'origine du calcul de t soit fortuit. Ceci nous procure un indice de confiance de la valeur du coefficient de corrélation. Cet indice est une valeur située entre 1 et 0 (1 indique que le coefficient de corrélation n'est pas fortuit, 0 indique au contraire qu'il est fortuit).

Par l'intermédiaire de l'indice de confiance précédemment calculé, la valeur du coefficient de corrélation de Spearman a été pondérée et un indice de classement - indice V - a été calculé. Pour un paramètre d'entrée i , cet indice est égal à:

$$V(i) = \sum_{j=1}^{N_s} \alpha(i,j) * R_{r_s}(i,j) \quad (15)$$

Où :

N_s est le nombre des variables de sortie observées

α est la probabilité que le coefficient de corrélation ne soit pas fortuit

R_{r_s} est le rang par ordre croissant du coefficient de corrélation $r_s(i,j)$ dans le vecteur $[r_s(i,j)]_{j=1, \dots, N_s}$

Les valeurs $V(i)$ de chaque paramètre i sont présentées sur la figure IV.3.6 par ordre décroissant (le paramètre ayant la valeur $V(i)$ la plus forte est le plus sensible). Ainsi en abscisse, on peut observer le classement des paramètres d'entrée du module « Parc bâti » par ordre de sensibilité. On voit apparaître des groupes de données d'entrée ayant une sensibilité proche.

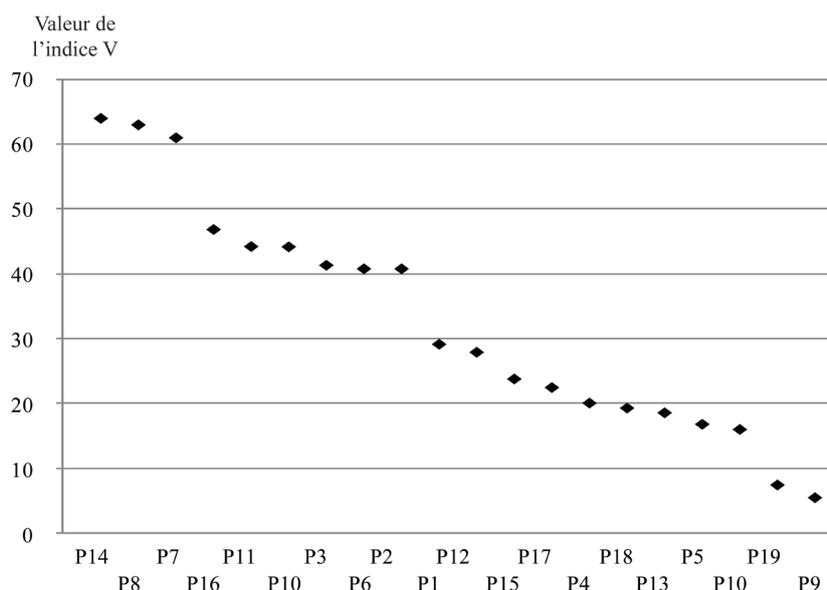


Figure IV.3.6 - Tri décroissant de l'indice V

IV.3.2.3 L'analyse du module « Consommation Unitaire »

On analyse dans ce module l'influence de la variation des consommations unitaires (CU) sur les variables de sortie du modèle global. Concernant le choix des variables de sortie observées, nous ne considérerons que l'indicateur « Energie annuelle consommée » qui est le seul à être indépendant des profils (dans la mesure où les profils sont normalisés à l'année). A l'inverse, « le facteur de charge » et « le rapport pointe été sur pointe hiver » sont dépendants de la forme des profils d'usages. Hors ces derniers sont analysés dans le module suivant. Ces deux indicateurs sont donc écartés de l'analyse.

Il y a deux types de CU : les CU thermiques et les CU spécifiques. Dans le premier type, les CU sont des paramètres d'entrée et dans l'autre cas elles sont calculées chacune à partir de trois paramètres d'entrée (cf. Equation 3). Si les CU thermiques peuvent être analysées directement en faisant varier leur valeur, l'analyse des CU spécifiques doit être détaillée pour chacun des trois paramètres. Il est difficile de définir un intervalle de valeurs et une distribution pour chacun de ces trois paramètres c'est pourquoi nous définissons le même intervalle pour chacun d'eux, soit $\pm 10\%$ (10 % étant posé arbitrairement, il est donc considéré comme une hypothèse). Or la variation de l'un ou l'autre des paramètres occasionne la même variation sur les variables de sortie. Nous considérons donc qu'ils ont le même niveau de sensibilité dans le modèle. Par conséquent, l'analyse de sensibilité des CU spécifiques est menée directement sur sa valeur, au même titre que les CU thermiques.

N'ayant pas de source d'information précise (à l'échelle départementale) sur les valeurs des CU, nous considérons, de nouveau, une variation de $\pm 10\%$ de chacune d'elles. Dans cette hypothèse, nous déduisons que les CU auront une sensibilité au prorata de la part de chaque usage dans la consommation énergétique annuelle consommée. Autrement dit, un usage a d'autant plus d'intérêt à être spatialisé

qu'il tient une part importante dans la consommation d'électricité annuelle. Par conséquent, l'analyse de sensibilité des CU dans ce module est réalisée en analysant la part de chaque usage par secteur dans l'énergie consommée annuelle (cf. Figure IV.3.7). Le classement final issu de cette analyse est présenté sur le graphique suivant sur l'axe des abscisses.

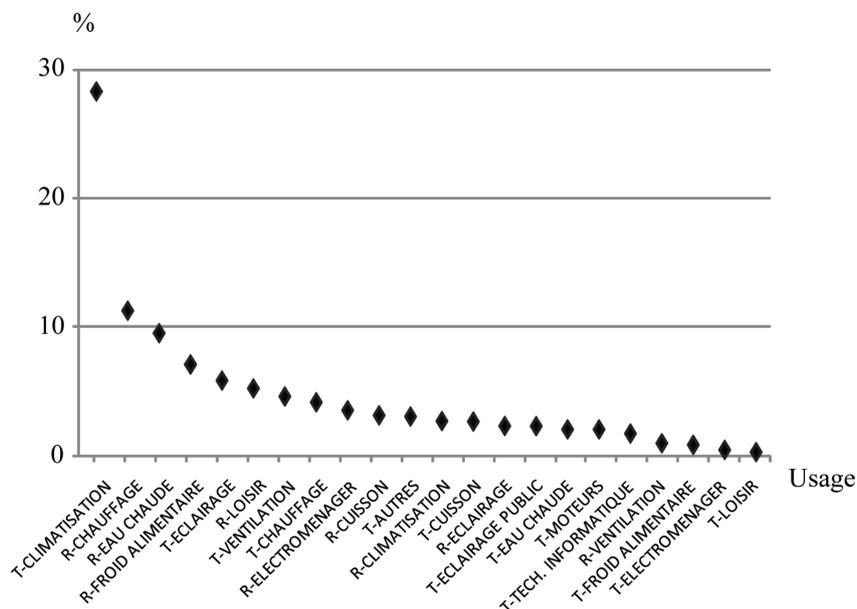


Figure IV.3.7 - Tri décroissant de la part de chaque usage dans la consommation finale et annuelle d'électricité des Alpes-Maritimes en 2030 (scénario tendanciel de référence de [ENDEM08])

IV.3.2.4 L'analyse du module « Profils d'usage »

On analyse dans ce module l'influence des profils d'usages de consommation sur les variables de sortie du modèle. Chacun des 46 profils d'usage est constitué de 864 valeurs correspondantes à 24 heures de 3 jours-types sur les 12 mois de l'année (cf. Annexe 7).

Les profils d'usage ont différentes origines : certains sont des valeurs données, d'autres sont partiellement ou totalement calculés en amont du modèle (cf. Annexe 7). Afin d'harmoniser les paramètres d'entrée de ce module, nous les considérons en tant que tels (et non les paramètres d'entrée utilisés dans le calcul de certains profils).

Les profils permettent de distinguer l'importance relative d'une tranche horaire dans une série annuelle. Par conséquent, il ne modifie pas la quantité annuelle d'énergie consommée. Nous ne considérerons donc que les indicateurs de « facteur de charge » et le « rapport pointe hiver sur pointe été », pour l'analyse de sensibilité de ce module. Dans l'idéal, un intervalle de variations devrait être défini pour chacune des 864 valeurs de chaque profil. N'ayant qu'une information partielle sur ces intervalles de variation et uniquement sur certains profils, nous avons décidé de fixer un pourcentage de variation commun à l'ensemble des valeurs et des profils, égal à $\pm 10\%$. Par conséquent, la variation des profils est équivalente à une translation

de chaque point p du profil d'usage d'un vecteur u de longueur égale à 10 % de y_p . La figure suivante illustre la variation de $\pm 10\%$ des valeurs p du profil Eau Chaude Sanitaire sur une journée de type semaine.

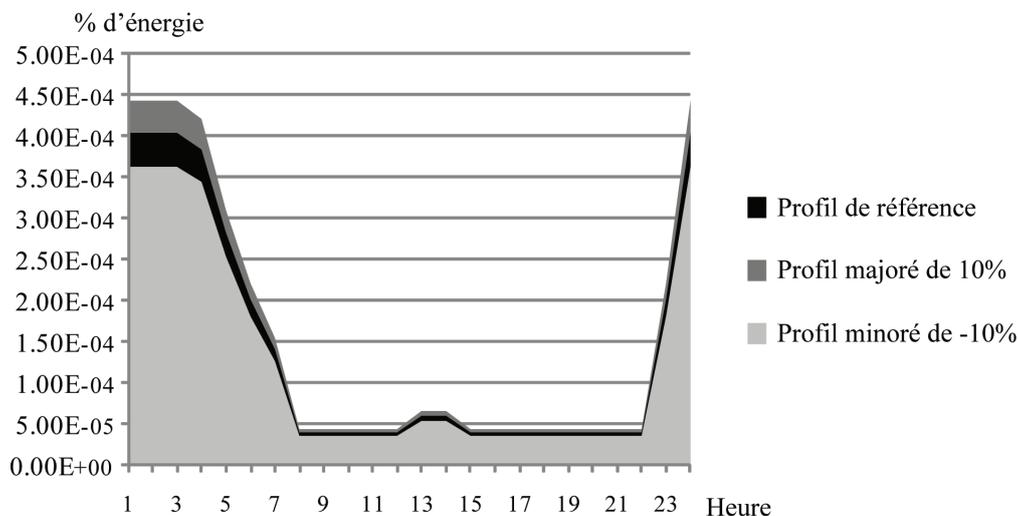


Figure IV.3.8 - Effet sur les profils d'un changement de $\pm 10\%$ de la valeur initiale – cas du profil ECS sur une journée de type semaine

Sur cette base méthodologique, nous avons procédé à l'analyse des profils. Chaque profil a été modifié de $\pm 10\%$ indépendamment. Pour chacune des variables de sorties analysées, nous avons mesuré le pourcentage de déviation par rapport à la valeur de référence. Basé sur ces valeurs de déviation nous avons classé les profils en ordre croissant pour chacune des deux variables de sortie. Enfin nous avons calculé un indice de classement - indice W - en sommant les rangs des deux classifications (en les pondérant chacun par 0,5 pour avoir une valeur de W similaire à un rang). Les résultats de l'indice W ainsi que le classement des profils sont présentés dans le tableau suivant.

	Indice W	Rang		Indice W	Rang
R-Chauffage	1	1	T-Cuisson	11,5	12
T-Eclairage	3,5	2	T-Autres	11,5	13
R-Climatisation	4	3	R-Electroménager	12	14
R-Eclairage	4	4	T-Eau Chaude Sanitaire	12,5	15
R-Froid alimentaire	6,5	5	T-Technique informatique	15,5	16
T-Ventilation	6,5	6	T-Moteurs	17	17
R-Loisir	8	7	T-Electroménager	18,5	18
T-Chauffage	8	8	T-Froid alimentaire	18,5	19
T-Climatisation	10	9	R-Ventilation	19	20
R-Eau Chaude Sanitaire	11	10	T-Loisir	21	21
R-Cuisson	11,5	11			

T signifie Tertiaire ; R signifie Résidentiel

Tableau IV.3.9 - Classement croissant des profils d'usage en fonction de leur sensibilité

IV.3.3 L'analyse de la variance statistique et bilan des paramètres d'entrée à spatialiser

L'analyse de variance statistique de chaque paramètre a été structurée par module, afin de faciliter la combinaison avec les résultats de l'analyse de sensibilité. Concernant le module « Parc bâti », l'analyse de sensibilité réalisée s'est appuyée sur une définition paramètre par paramètre des intervalles de valeurs, en tenant compte de leur variabilité spatiale. En ce sens, l'analyse de sensibilité menée prend en compte, dans une certaine mesure, la variance statistique des paramètres. Le classement présenté sur la figure IV.3.6 est le classement final de la sensibilité des paramètres de ce module. Concernant le module « CU », et le module « profils d'usages », nous ne disposons pas des informations nécessaires pour mener une analyse complète de la variance statistique de chacun des paramètres. Ainsi, nous considérons le classement issu de l'analyse de sensibilité comme le classement final des paramètres de ces modules.

Le nombre des paramètres à spatialiser dans chaque classement a été défini différemment en fonction du module. Pour le module « Parc bâti », nous avons sélectionné les paramètres appartenant au premier groupe composé des 3 premiers paramètres du classement (formant un plateau ; cf. Figure IV.3.6), *i.e.* le taux d'électrification du chauffage dans les nouvelles constructions de résidences secondaires ; le taux d'électrification du chauffage dans les nouvelles constructions de résidences principales en maison individuelle ; le taux de croissance annuel des surfaces de bureaux. Pour les deux autres modules, nous avons décidé de spatialiser un à un les paramètres en suivant l'ordre du classement. Ainsi les deux premières CU du classement ont été spatialisées ainsi que deux profils d'usage. Lié à des contraintes méthodologiques, seul les profils de chauffage dans le résidentiel et de climatisation dans le tertiaire ont pu être spatialisés.

IV.4 LA SPATIALISATION DES PARAMETRES D'ENTREE A L'ECHELLE LOCALE

Dans la partie précédente, sept paramètres d'entrée de la méthode de référence - méthode SIMPACT - ont été sélectionnés pour être spatialisés. La présente partie expose la méthodologie mise en œuvre pour spatialiser ces paramètres d'entrée à l'échelle locale. Dans un premier temps nous présentons de manière synthétique ce qu'est la spatialisation d'un paramètre d'entrée à l'échelle locale. Puis nous exposons, paramètre par paramètre, les méthodes mises en œuvre pour les spatialiser.

IV.4.1 Principe général d'amélioration de la résolution spatiale d'un paramètre d'entrée

La spatialisation d'un paramètre d'entrée de la méthode SIMPACT vise à définir une valeur à l'échelle locale. L'échelle locale désigne ici l'échelle spatiale la plus fine à laquelle s'établit la connaissance d'un territoire. En ce sens, il n'y a pas une échelle locale absolue mais plutôt une échelle locale relative aux territoires étudiés et aux études et analyses menées. La valeur assignée à une unité locale doit être en mesure de rendre compte de ces spécificités locales par rapport aux autres unités de la même échelle. Dans notre cas, au vu du système de référence présenté ultérieurement, la commune est considérée comme l'unité territoriale locale. La figure IV.4.1 illustre le principe de la spatialisation d'un paramètre.

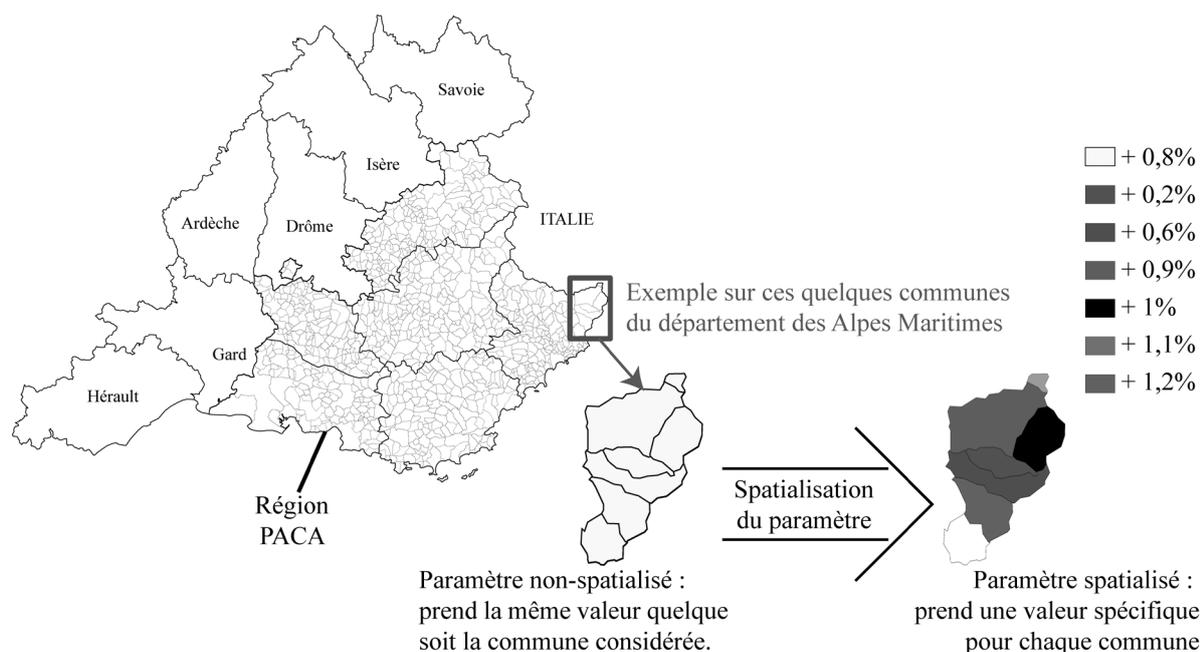


Figure IV.4.1 - Illustration du principe de la spatialisation des paramètres d'entrée à l'échelle locale

Nous verrons ultérieurement que les paramètres d'entrée sélectionnés seront spatialisés sur un panel de communes représentatives de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA), notre cas d'étude. La méthode de sélection de ces 12 communes³⁰ est présentée ultérieurement (*cf.* § VI.2).

IV.4.2 Les méthodes de spatialisation par paramètre

Plusieurs bases de données peuvent être utilisées pour spatialiser une variable. En fonction des données à notre disposition, différentes méthodes de spatialisation ont été développées.

IV.4.2.1 Le taux de croissance des surfaces de bureaux

Ce paramètre est la différence d'un taux annuel de construction et d'un taux annuel de destruction des surfaces de bureaux. Actuellement, cette différence prend une seule valeur sur l'ensemble des communes de PACA, +1,7% de surface par an. Or si l'on observe l'évolution sur la période 2000-2008 du nombre d'établissements dans les domaines des activités financières, immobilières, des services aux entreprises, des services aux particuliers et de l'administration, on remarque une forte hétérogénéité à l'échelle communale (*cf.* Figure IV.4.2). Ces informations sont issues de la base de données de « Démographie des entreprises et des établissements », publiée par l'INSEE, à partir d'une classification selon la nomenclature Nomenclature Economique de Synthèse en 16 branches (NES16)³¹. Nous considérons que ces domaines d'activités sont représentatifs du sous-secteur des bureaux.

³⁰ à savoir : Gigors, La Motte du Caire, Briançon, Esparron, Gap, Le Cannet, Valbonne, Chateaux les Martigues, Miramas, Cogolin, La Londe les Maures, L'Isle sur la Sorgue

³¹ Agriculture, sylviculture et pêche ; Industries agricoles et alimentaires ; Industrie des biens de consommation ; Industrie automobile ; Industries des biens d'équipement ; Industries des biens intermédiaires ; Énergie ; Construction ; Commerce ; Transports ; Activités financières ; Activités immobilières ; Services aux entreprises ; Services aux particuliers ; Éducation, santé, action sociale ; Administration.

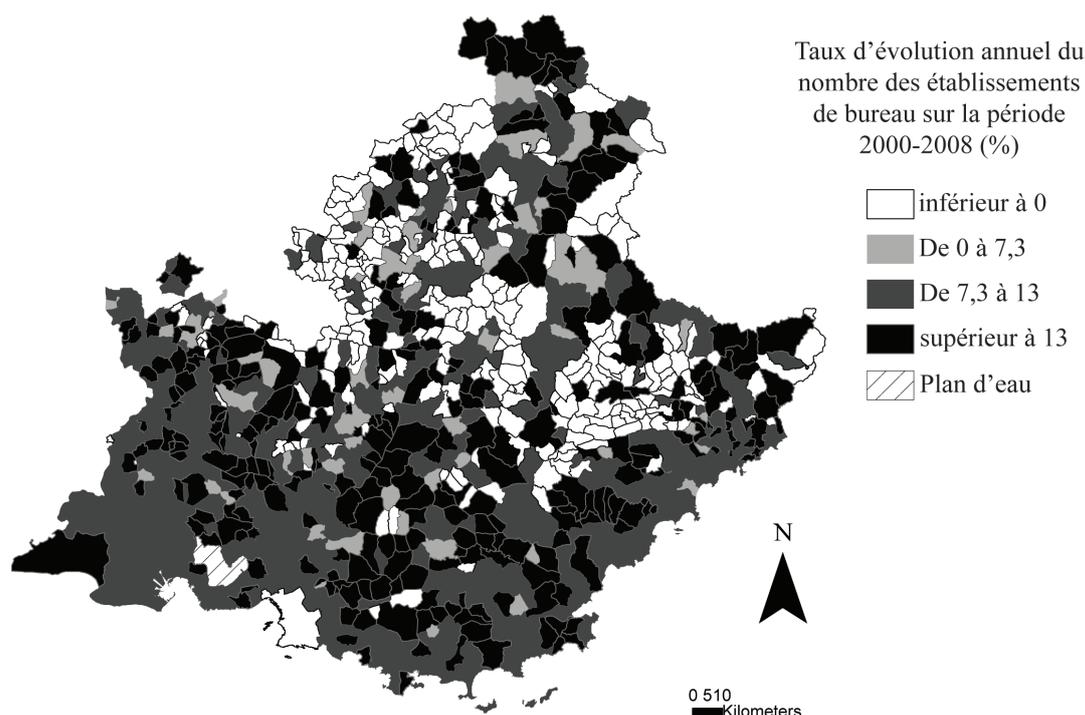


Figure IV.4.2 - Taux d'évolution des établissements du sous-secteur bureau sur la période 2000-2008 – classification par quantile - Source des données : INSEE

A l'aide de cette base de données, nous avons extrait le nombre d'établissements par an sur la période 2006-2008 et par département. Puis nous avons calculé un taux de croissance annuel moyen (cf. Tableau IV.4.3).

	Etab. en 2006	Etab. en 2007	Etab. en 2008	Taux de croissance annuel du nombre d'établissement entre 2006 et 2008
Alpes de Haute-Provence	2 068	2 486	2 531	7,0%
Hautes-Alpes	1 847	2 301	2 329	8,0%
Alpes-Maritimes	22 892	24 822	25 905	4,2%
Bouches-du-Rhône	25 613	29 724	30 609	6,1%
Var	13 031	15 556	15 726	6,5%
Vaucluse	6 677	7 928	8 054	6,4%
Moyenne en PACA				6,4%

Tableau IV.4.3 - Nombre d'établissements par département de la région PACA sur la période 2006-2008 – Source des données : INSEE

Il y a donc une augmentation de 1,7% des surfaces, pour une croissance de 6,4% supplémentaire du nombre des établissements en région PACA, soit 0,27% de surface en plus par % de création d'établissement. Cette évaluation s'appuie sur l'hypothèse d'un rapport de surface par établissement identique en moyenne sur toutes les communes de PACA.

Issue de la base de données précitée, nous avons calculer la démographie des établissements par commune :

	Etab. en 2006	Etab. en 2007	Etab. en 2008
Gigors	1	1	1
La Motte du Caire	7	8	9
Briançon	158	186	196
Esparron	2	2	2
Gap	589	699	695
Le Cannet	710	823	837
Valbonne	952	1 109	1 179
Chateaux les Martigues	87	111	116
Miramas	108	143	137
Cogolin	154	188	203
La Londe les Maures	107	129	126
L'Isle sur la Sorgue	243	286	287

Tableau IV.4.4 - Nombre d'établissements par commune sur la période 2006-2008 – Source des données : INSEE

Grâce au ratio précédemment établi, nous avons calculé un taux d'évolution des surfaces de bureau par commune (cf. Tableau IV.4.5). De par leurs petites tailles, certaines communes étudiées ont des valeurs extrêmes sur la période d'observation. C'est le cas des deux communes Gigors et Esparron (respectivement 52 et 253 d'habitants en 2007). Ces communes ont respectivement 1 et 2 créations d'entreprise en 2006 et ensuite aucune création entre 2006 et 2008. Pour ces communes il est impossible de calculer un taux de croissance annuelle moyen d'établissement de bureautique, ni un taux d'évolution des surfaces. A défaut d'assigner à ces communes un taux de croissance égal à 0, nous leur avons assigné la valeur du département d'appartenance.

	Taux de croissance moyen annuel du nombre d'établissement entre 2006 et 2008	Taux d'évolution annuel des surfaces de bureau entre 2006 et 2008
Gigors	7,0%	1,9%
La Motte du Caire	8,7%	2,3%
Briançon	7,4%	2,0%
Esparron	8,0%	2,1%
Gap	5,7%	1,5%
Le Cannet	5,6%	1,5%
Valbonne	7,4%	2,0%
Chateaux les Martigues	10,1%	2,7%
Miramas	8,3%	2,2%
Cogolin	9,6%	2,6%
La Londe les Maures	5,6%	1,5%
L'Isle sur la Sorgue	5,7%	1,5%

Tableau IV.4.5 - Taux d'évolution annuelle des surfaces de bureaux par commune

IV.4.2.2 Le taux d'électrification dans les nouvelles constructions résidentielles

Actuellement le modèle utilise une seule valeur de taux d'électrification des nouvelles résidences (secondaires, principales en maison individuelle, principales en immeuble collectif) égale à 79%. Cette valeur est issue d'une enquête annuelle réalisée par les services EDF à l'échelle nationale. Dans le modèle ce coefficient est

appliqué à toutes les échelles territoriales. Or si l'on observe la part d'électrification des résidences principales entre 1999 et 2006 (cf. Figure IV.4.6), on remarque une forte hétérogénéité à l'échelle communale.

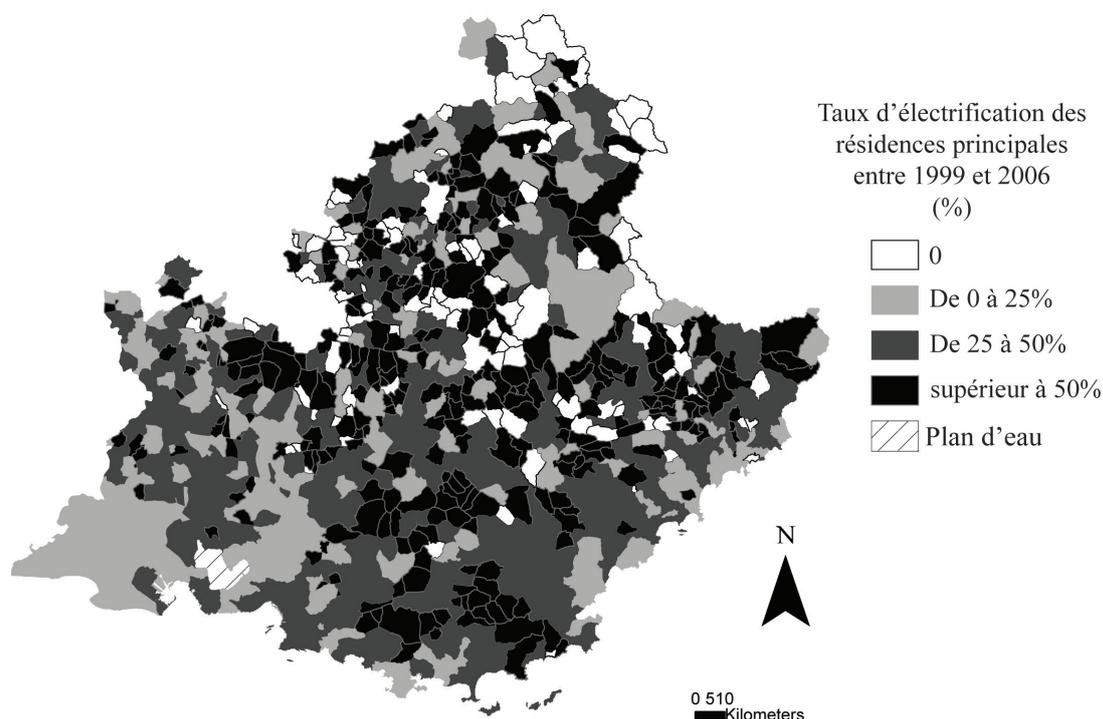


Figure IV.4.6 - Taux d'électrification des résidences principales de 1999 à 2006 – Source des données INSEE

Le recensement de la population de 2006 fournit le détail des données de l'ensemble des logements qui ont été enquêtés lors des recensements partiels de 2004 à 2008. Grâce à cette source de données, on peut connaître, « l'année de construction » et « l'énergie du type de chauffage » des logements par commune. Ainsi il est possible d'évaluer pour les logements construits dans l'année, la part ayant opté pour un chauffage électrique. Nous avons extrait pour chaque année et pour chaque commune le taux d'électrification des nouvelles constructions sur la période 1999-2008. Nous avons été confrontés au problème de représentativité statistique sur les communes (notamment de petite taille) n'ayant pas eu beaucoup de nouvelles constructions sur la période 1999-2008. Afin d'écartier les valeurs extrêmes, nous avons défini un seuil minimum de logements au-delà duquel le taux d'électrification est représentatif (dans la moyenne). A partir d'une observation des taux d'électrification annuels, nous avons identifié le seuil de 4 logements comme un minimum requis pour avoir un taux d'électrification représentatif.

Le tableau suivant indique pour chaque commune de notre panel la moyenne des taux d'électrification annuels sur la période 1999 et 2008. Certaines communes n'ont pas eu plus de 4 logements construits par an (cela concerne les communes de Gigors et Esparron) sur la période 1999-2008. A défaut de leur assigner un taux d'électrification égal à 0, nous leur avons assigné la valeur du département d'appartenance (étant l'échelle la plus fine dont on dispose).

	Taux d'électrification des nouvelles constructions résidentielles
Gigors	21,9%
La Motte du Caire	20,2%
Briançon	23,1%
Esparron	26,1%
Gap	7,7%
Le Cannet	18,9%
Valbonne	14,9%
Chateaux les Martigues	20,8%
Miramas	9%
Cogolin	18,2%
La Londe les Maures	10%
L'Isle sur la Sorgue	10,9%

Tableau IV.4.7 - Taux d'électrification par commune – Source des données : INSEE

Nos évaluations montrent des valeurs faibles d'électrification par rapport à la valeur de référence (79%). Nos recherches sur la provenance de cette valeur de référence ont révélé qu'elle est issue d'une seule année d'enquête à l'échelle de la France, alors que nos estimations tiennent compte de la période de 1999 à 2008. Enfin nous notons qu'en région PACA 36,5% des logements disposent du chauffage individuel électrique [CHERO10]. En regard de cette estimation, nos propres évaluations du taux d'électrification du chauffage dans les nouvelles constructions résidentielles apparaissent crédibles.

IV.4.2.3 La consommation unitaire de l'usage chauffage dans le secteur résidentiel

Cette variable indique, pour chaque type de logement, la consommation unitaire en électricité de l'usage chauffage pour un logement à une année donnée. Le CEREN fournit une CU (kWh) de chauffage régionale par logement en distinguant les catégories résidentielles et la période de construction. Grâce à ces données, nous avons calculé une CU moyenne par typologie résidentielle (cf. Tableau IV.4.8).

	CU de l'usage chauffage par logement (kWh/an)	CU de l'usage chauffage par m ² de surface moyenne (kWh/m ² .an)
MI ANC	7 762	90,7
MI REC	10 109	94,3
IC ANC	3 571	63
IC REC	3 181	50,1

Tableau IV.4.8 - Consommation unitaire de chauffage de la région PACA par typologie résidentielle

La CU chauffage est dépendante des conditions météorologiques de la zone étudiée. L'usage chauffage sera d'autant plus utilisé dans les zones ayant des températures basses. Or dans la région PACA les conditions météorologiques, et notamment la température, varient fortement entre la zone montagne et la zone littorale.

Pour spatialiser les CU chauffage de la région PACA nous avons utilisé le Degré Jour Unifié (DJU) à 18°C³². Cet indicateur mesure la rigueur du climat et a été calculé à partir de la méthode du Diagnostic de Performance Energétique présentée dans l'arrêté du 9 novembre 2006 [MECSL06] selon l'équation 22. La valeur régionale est de 2 110 DJU. La CU de chauffage par m² a été calculée pour chacune des communes à partir de la CU régionale au prorata du DJU régional et des DJU communaux (cf. Tableau IV.4.9).

	CU de l'usage chauffage par m ² de surface des typologies résidentielles (kWh/m ² .an)				
	DJU communal	MI ANC	MI REC	IC ANC	IC REC
Gigors	2 798	120,3	125	83,6	66,5
La Motte du Caire	2 635	113,3	117,7	78,7	62,6
Briançon	3 274	140,7	146,3	97,8	77,8
Esparron	3 006	129,2	134,3	89,8	71,4
Gap	2 761	118,7	123,3	82,5	65,6
Le Cannet	1 388	59,7	62,0	41,5	33
Valbonne	1 539	66,1	68,7	46	36,6
Chateaux les Martigues	1 545	66,4	69	46,2	36,7
Miramas	1 555	66,8	69,5	46,5	36,9
Cogolin	1 341	57,7	59,9	40,1	31,9
La Londe les Maures	1 315	56,5	58,7	39,3	31,2
L'Isle sur la Sorgue	1 899	81,6	84,9	56,7	45,1

Tableau IV.4.9 - Consommation unitaire de chauffage des communes par m² et par typologie résidentielle

Afin d'avoir une typologie résidentielle identique à celle du modèle (10 classes en chauffage électrique) nous avons dû intégrer le caractère « surface », à savoir si le logement est « petit » ou « grand ». La définition de la taille du logement dépend de la catégorie résidentielle. Dans les résidences en maison individuelle le seuil est fixé à 100 m² alors que dans les résidences en immeuble collectif le seuil est à 70m². Grâce aux données issues du « fichier détail » du recensement de 2006, nous avons pu établir par commune la surface moyenne d'un logement par typologie (cf. Tableau IV.4.10).

³² Le degré-jour unifié est une valeur représentative de l'écart entre la température d'une journée donnée et un seuil de température préétabli, autrement dit c'est le cumul de l'écart, sur la période de chauffe, entre la température moyenne (Moy) d'un jour et un seuil (S) de température (18°C pour une DJU chauffage). Si S < Moy alors le DJ de ce jour est égal à zéro, si S > Moy alors le DJ de ce jour est égal à S-Moy.

		Surface moyenne des logements (m ²)							
		MI ANC	MI REC	MI ANC	MI REC	IC ANC	IC REC	IC ANC	IC REC
		PET	PET	GRD	GRD	PET	PET	GRD	GRD
Gigors		85	85	158,3	175	0*	0*	0*	0*
La Motte du Caire		77,5	85	140	146,9	0*	0*	136,7	130
Briançon		85	85	145,4	154,1	0*	47,5	106,3	110
Esparron		0*	85	158,3	141,7	0*	0*	85	0*
Gap		85	85	145,5	147,6	40	47,5	105,2	111,8
Le Cannet		82,9	85	137,2	146,7	44,3	44,7	100,5	102,2
Valbonne		85	85	143,4	157,5	47,5	0*	111,8	105,5
Chateaux les Martigues		68,4	85	128,5	142,5	29,8	0*	99,5	125
Miramas		81,6	0*	141,4	146,9	37,6	47,5	110,9	92,5
Cogolin		78,3	78,2	137,1	142,2	37,2	29,6	104,2	116,2
La Londe les Maures		73,2	81,8	140,5	142,2	42,4	47,5	100,8	92,3
L'Isle sur la Sorgue		79	80	142,6	141,3	47,5	0*	101,6	85

*Une valeur nulle indique que la typologie n'est pas représentée dans la commune

Tableau IV.4.10 - Surfaces moyennes des logements par typologie résidentielle et par commune – Source des données : INSEE

A partir des surfaces moyennes de chaque typologie et des CU par m² établies précédemment, nous avons calculé une CU chauffage par commune et par typologie résidentielle (*cf.* Tableau IV.4.11).

		CU de l'usage chauffage par an des typologies résidentielles (kWh.an)									
		MI ANC		MI REC		IC ANC		IC REC		RS MI	RS IC
		PET	GRD	PET	GRD	PET	GRD	PET	GRD		
Gigors		10 224	10 224	19 793	21 877	0*	0*	0*	0*	1206	511
La Motte du Caire		8 779	9 628	16 481	17 291	0*	0*	8 556	8 139	1 243	644
Briançon		11 962	11 962	21 263	22 542	0*	4 646	8 267	8 557	2 898	892
Esparron		0*	10 983	21 263	19 025	0*	0*	6 070	0*	2 934	923
Gap		10 088	10 088	17 941	18 209	3 299	3 918	6 900	7 335	2 061	1 273
Le Cannet		4 944	5 072	8 511	9 094	1 837	1 854	3 314	3 369	925	0*
Valbonne		5 622	5 622	9 856	10 828	2 184	0*	4 088	3 857	88	0*
Chateaux les Martigues		4 544	5 645	8 867	9 835	1 374	0*	3 653	4 588	2 381	0*
Miramas		5 455	0*	9 820	10 207	1 748	2 207	4 097	3 416	2 030	0*
Cogolin		4 513	4 509	8 215	8 522	1 491	1 187	3 322	3 703	315	101
La Londe les Maures		4 139	4 622	8 254	8 353	1 666	1 866	3 148	2 882	346	85
L'Isle sur la Sorgue		6 446	6 533	12 100	11 992	2 695	0*	4 583	3 836	483	32

Tableau IV.4.11 - Consommation unitaire de chauffage des typologies résidentielles et par commune

Les données initiales issues du CEREN ne distinguent pas les catégories de résidences secondaires. Une autre méthode de calcul de CU a donc été mise en œuvre pour les résidences secondaires. Les CU de chauffage des typologies de résidences secondaires ont été calculées à partir des CU des typologies des résidences principales de même type de construction en calculant un rapport CU RP/ CU RS à partir des CU de chauffage départementales issues du bureau d'étude Energie Demain [ENDEM08].

IV.4.2.4 La consommation unitaire de l'usage climatisation dans le secteur tertiaire

Ce paramètre indique, pour chaque branche tertiaire, la consommation unitaire (CU) en électricité de l'usage climatisation sur une année. Ce paramètre est calculé à partir d'hypothèse sur le taux d'équipement, la puissance des équipements et le temps d'utilisation. Les hypothèses sont identiques sur l'ensemble des communes de PACA à l'exception du taux d'équipement qui est défini pour chaque département. Par contre les hypothèses tiennent compte des différences entre les branches tertiaires (cf. Tableau IV.4.12).

	Taux d'équipement (Nb d'équipement pour 100 m ²)						Puissance moyenne (W/équipement)	Temps d'utilisation (h/équipement. an)
	04*	05*	06*	13*	83*	84*	PACA	PACA
CHR	0,126	0,140	0,060	0,040	0,120	0,040	10 000	3 750
ENS	0,002	0,002	0,023	0,002	0,002	0,002	10 000	1 950
SAN	0,020	0,010	0,060	0,040	0,010	0,010	10 000	3 750
BUR	0,270	0,270	0,130	0,040	0,070	0,040	10 000	5 250
TRAN	0,040	0,200	0,015	0,020	0,020	0,020	10 000	5 250
COM	0,110	0,090	0,054	0,085	0,120	0,110	10 000	3 750
SLC	0,110	0,090	0,060	0,040	0,070	0,060	10 000	4 500
HC	0,100	0,100	0,080	0,050	0,070	0,060	10 000	3 750

* départements de la région PACA

Tableau IV.4.12 - Valeurs des trois paramètres de la consommation unitaire de l'usage climatisation par branche tertiaire et département en 2005 – Source : Energies Demain

Il est difficile de conclure avec précision sur la pertinence d'une puissance moyenne identique sur toute la région PACA. Une étude des fichiers de ventes d'équipements pourrait nous renseigner sur la puissance moyenne des équipements vendus par zone de chalandise. En l'absence de ce type de donnée, nous ne pouvons pas spatialiser la puissance moyenne des équipements de climatisation. Concernant le temps d'utilisation, en toute logique, ce paramètre dépend des conditions météorologiques de la zone analysée. Or, dans la région PACA, les conditions météorologiques, et notamment la température, varient fortement entre la zone montagne et la zone littorale. Nous avons donc spatialisé les CU climatisation au prorata de la température de la commune, à partir de son Degré Jour Unifié (DJU) 20°C, (cf. Equation 16 et Tableau IV.4.13).

$$DJU(c) = \sum_{j=1}^{365} \frac{(T_j)}{2} - 20 \quad (16)$$

Où

c est une commune

j est un jour

T_j est la température moyenne du jour *j* ; $T_j = \frac{(T_{max} - T_{min})}{2}$

DJU Climatisation 20°C		DJU Climatisation 20°C	
Alpes de Haute-Provence	109	Gigors	36
Hautes-Alpes	76	La Motte du Caire	88
Alpes-Maritimes	165	Briançon	70
Bouches du Rhône	314	Esparron	43
Var	254	Gap	77
Vaucluse	251	Le Cannet	317
		Valbonne	230
		Chateaux les Martigues	390
		Miramas	380
		Cogolin	365
		La Londe les Maures	296
		L'Isle sur la Sorgue	344

Tableau IV.4.13 - DJU communal de climatisation à 20°C

Pour calculer les DJU aux différentes échelles, nous nous sommes basés sur une série communale et annuelle des températures moyennes par heure sur la période 1996-2005. Ces données sont issues de la base METEONORM [REMUN10]. Elles sont calculées à partir de données mesurées sur des stations météorologiques et d'interpolations prenant en compte la localisation de chaque commune. Sur la base de ces DJU communaux, les CU de climatisation départementales ont été communalisées (cf. Tableau IV.4.14).

	CU de l'usage climatisation par branche tertiaire (Wh/m ²)							
	CHR	ENS	SAN	BUR	TRAN	COM	SLC	HC
Gigors	15 672	129	2 480	46 866	4 959	16 366	13 638	4 959
La Motte du Caire	38 398	316	6 076	114 828	12 151	40 099	33 416	12 151
Briançon	48 962	364	3 497	132 196	69 945	37 770	31 475	13 989
Esparron	29 884	222	2 135	80 688	42 692	23 054	19 211	8 538
Gap	53 653	399	3 832	144 862	76 647	41 389	34 491	15 329
Le Cannet	43 221	8 615	43 221	131 103	10 805	46 702	43 221	23 051
Valbonne	31 372	6 253	31 372	95 161	7 843	33 899	31 372	16 732
Chateaux les Martigues	18 604	484	18 604	26 046	9 302	47 441	18 604	9 302
Miramas	18 136	472	18 136	25 391	9 068	46 248	18 136	9 068
Cogolin	64 582	560	5382	52 742	10 764	77 499	37 673	15 069
La Londe les Maures	52 331	454	4361	42 737	8 722	62 798	30 527	12 211
L'Isle sur la Sorgue	20 556	534	5139	28 779	10 278	67835	30 834	12 334

Tableau IV.4.14 - Consommation unitaire de climatisation par branche tertiaire et par commune en 2005

Ainsi, nous aboutissons à une consommation unitaire de climatisation toutes branches tertiaires confondues entre 13 et 46 kWh/m² par an. Soit une moyenne (en tenant compte du poids respectif de chaque classe de communes) sur l'ensemble des communes de 34 kWh/m² par an.

IV.4.2.5 Le profil de l'usage chauffage dans le secteur résidentiel

Ce paramètre indique la variabilité de la consommation de chauffage durant l'année. Ce profil est calculé en amont de la méthode SIMPACT, à partir d'un modèle de simulation (cf. Annexe 7). Afin de spatialiser le profil de l'usage chauffage à l'échelle de chaque commune, chaque donnée d'entrée du modèle pourrait être définie à l'échelle communale. Pour cause d'indisponibilité d'informations, nous avons spatialisé deux des six données d'entrée du modèle : la température et l'irradiation horo-journalière sur une année. Ces données ont été calculées à partir de la base METEONORM (cf. § IV.4.2.4). Le graphique suivant montre pour certaines communes le profil de chauffage spatialisé et normalisé des résidences principales.

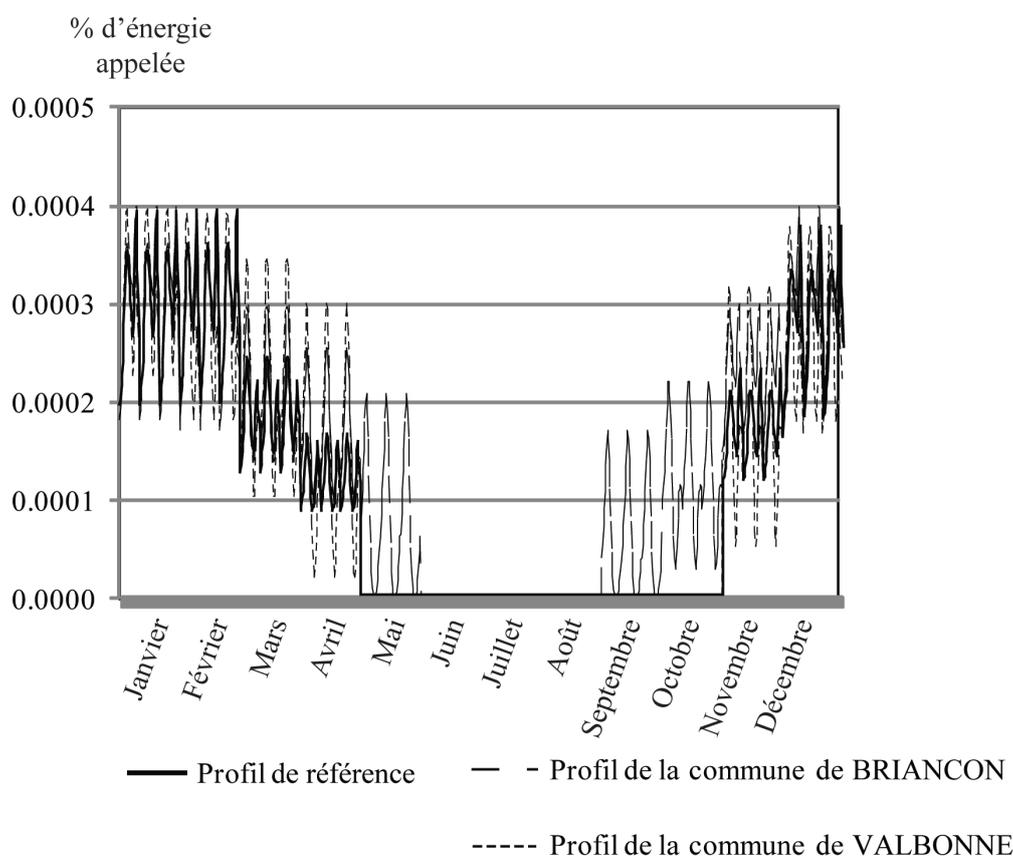


Figure IV.4.15 - Profils de chauffage des résidences principales des communes de Valbonne et Briançon

On remarque que la consommation du profil initial est concentrée sur les mois de novembre à fin avril. Or si l'on considère la commune de Briançon, située en montagne à 1 200m d'altitude, la période de chauffe s'étend de septembre à fin mai avec des amplitudes, entre les valeurs min et max d'énergie consommée par jour, plus importantes que dans le profil initial. A l'inverse, pour la commune de Valbonne, située à environ 10km du littoral et à 200m d'altitude, la période de chauffage s'étend de novembre à fin avril comme le profil initial. Toutefois les amplitudes entre la valeur min et max d'énergie consommée par jour sont plus importantes que dans le profil initial.

IV.4.2.6 Le profil de l'usage climatisation dans les activités tertiaires

Ce paramètre indique la variabilité de la consommation de climatisation durant l'année. Le profil de climatisation est calculé en amont de la méthode SIMPACT, à partir d'un modèle de simulation (cf. Annexe 7). Afin de spatialiser le profil de l'usage chauffage à l'échelle de chaque commune, chaque donnée d'entrée du modèle pourrait être définie à l'échelle communale. Pour cause d'indisponibilité d'information, nous avons spatialisé deux des six données d'entrée du modèle : la température et l'irradiation horo-journalière sur une année. Ces données ont été calculées à partir de la base METEONORM (cf. § IV.4.2.4). Le graphique ci-dessous montre pour les communes de Valbonne et Briançon le profil de climatisation spatialisé et normalisé de la branche d'activité Café Hôtel Restaurant.

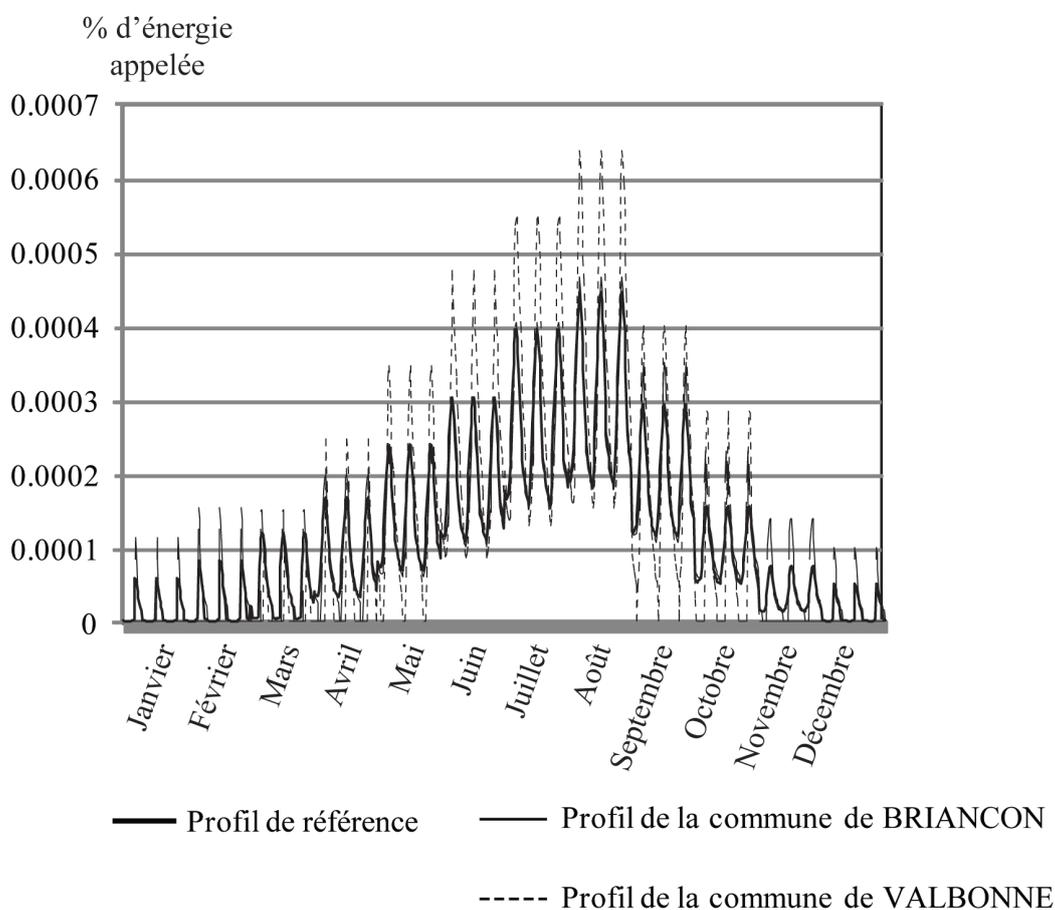


Figure IV.4.16 - Profils de climatisation des Cafés Hôtels Restaurants des communes de Valbonne et Briançon

On remarque que la consommation s'étend dans le profil initial sur toute l'année avec toutefois davantage de consommation pendant les mois d'intersaisons et estivaux. Le profil de la commune de Briançon s'étend quant à lui de mars à octobre. Alors que le profil de la commune de Valbonne s'étend sur la même période que le profil initial avec toutefois des appels d'énergie plus brutaux.

IV.5 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les travaux menés en vue d'une analyse de l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée d'une méthode de référence, sur les résultats d'évaluation des impacts d'une action de MDE.

Dans un premier temps une méthode de modélisation de référence a été choisie en fonction de ses caractéristiques et ses dispositions à simuler les impacts d'une action de MDE, la méthode SIMPACT. Cette méthode permet de calculer la courbe de charge nette et brute annuelle d'un territoire donné en cumulant les profils de différents usages énergétiques par secteur d'activité. Sur la base de cette méthode de référence, nous avons décidé de sélectionner les paramètres d'entrée les plus pertinents à spatialiser. Nous avons développé une méthode de sélection adaptée à la méthode de modélisation SIMPACT. Cette méthode considère qu'un paramètre est d'autant plus pertinent à être spatialisé, qu'il a une grande diversité spatiale et une grande sensibilité dans le modèle. Ainsi, cette méthode intègre une analyse de sensibilité du modèle et une analyse de la variabilité statistique des paramètres. Ces deux analyses ont été menées en structurant la méthode SIMPACT en six modules.

Compte tenu des spécificités structurelles et des paramètres d'entrée de chaque module, chacun d'eux a fait l'objet d'une méthode spécifique d'analyse de sensibilité, à savoir : le calcul d'un indice basé sur les coefficients de corrélation entre les paramètres d'entrée et les variables de sorties en utilisant une analyse suivant la méthode de Monte Carlo, et la mesure de la déviation des variables de sortie suite à la variation des paramètres d'entrée. La dépendance des résultats de l'analyse de sensibilité au cas d'étude analysé - le département des Alpes-Maritimes - ainsi qu'au paramétrage défini - intervalle de valeurs et distributions de probabilité - n'a pas été analysée dans le cadre de nos travaux. Par ailleurs, les résultats de l'analyse des relations liant les données d'entrée aux variables de sortie du module «Parc Bâti» pourraient être confirmés par une analyse en « validation croisée » qui distingue un ensemble de valeurs pour calculer les régressions et un ensemble de valeurs pour les valider. L'analyse de variabilité statistique n'a été menée que partiellement par manque de données à l'échelle locale ; ce point est justement à l'origine de notre problématique. Issu de ces deux analyses, un classement des paramètres a été réalisé par module. Dans chacun d'eux, les paramètres en tête de classement ont été sélectionnés pour être spatialisés.

Les valeurs des différents paramètres sélectionnés ont ensuite fait l'objet d'une spatialisation à l'échelle de chaque commune. Plusieurs types de méthodes ont été mises en oeuvre - en fonction des différents types de paramètres - soit à partir de traitements statistiques de données existantes (base de données issue des enquêtes logement par exemple), soit à partir d'un modèle de calcul du paramètre à spatialiser (les paramètres d'entrée du modèle de calcul sont définis à l'échelle spatiale désirée).

Le chapitre V présente le cas pratique sur lequel a été porté nos investigations.

Chapitre V. Un cas pratique : l'évaluation des impacts d'une action de MDE

V.1 INTRODUCTION

Nos investigations consistent à présent à étudier un cas pratique, *i.e.* simuler l'impact d'une action de MDE mise en place sur un territoire et à une période donnés. Dans cette perspective, nous avons défini un système de référence à simuler. Il se réfère au projet PREMIO, appliqué à une problématique particulière, celle de la région PACA. Sur la base de ce système, le modèle de référence présenté précédemment a été intégré à d'autres modèles auxiliaires.

Ce chapitre présente, dans un premier temps, le contexte énergétique de la région PACA et notamment les difficultés d'approvisionnement en électricité de certaines zones. Dans ce contexte, plusieurs solutions sont envisagées pour améliorer la situation. Parmi celles-ci, les investigations menées dans le projet PREMIO visent le développement d'une plate-forme de gestion de la charge au niveau du réseau. Nous présentons les objectifs et le mode de fonctionnement d'une telle plate-forme. Dans un deuxième temps, nous présentons sa modélisation sur la base de la méthode de modélisation de référence afin d'évaluer ses impacts énergétiques en fonction de différents scénarios.

V.2 UN SYSTEME DE REFERENCE ISSU D'UN CAS D'ETUDE CONCRET

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) présente, à plusieurs égards, un intérêt pour l'analyse d'impact d'actions de MDE. Tout d'abord c'est une région dynamique et très peuplée qui a donc de forts besoins en énergie. Ensuite, c'est une région reconnue comme étant en « fragilité » d'approvisionnement en électricité, principalement sur la zone située à l'est de la région. Ensuite elle présente un fort potentiel en ressource renouvelable (solaire, hydraulique, éolien, biomasse, géothermie, énergie thermique des mers) pouvant contribuer à la production locale d'énergie et notamment de l'électricité. Dans une première partie, nous présentons les caractéristiques territoriales de la région PACA en lien avec ses caractéristiques énergétiques. Dans un second temps, nous présentons une architecture de pilotage de la charge sur le réseau électrique.

V.2.1 Un territoire d'étude : la région PACA

La région PACA est une région administrative française située au sud-est du territoire national. Elle est délimitée au sud par la mer Méditerranéen, au nord par les Alpes méridionales, à l'est par l'Italie et à l'ouest par la vallée du Rhône. De par sa situation géographique, les caractéristiques de son climat et de son cadre de vie, la région PACA accueille une large population et une activité économique dynamique.

V.2.1.1 Les caractéristiques territoriales

En 2007, la population régionale est de 4 864 015 habitants³³ soit près de 7,6% de la population française.

	Superficie (km ²)	Population en 2006	Evolution annuelle de la population entre 1968 et 1999 (%)	Evolution de la population entre 1999 et 2006 (%)	Densité en 2006 (hab/km ²)
Alpes de Haute-Provence	6 925,2	156 067	1,1	1,8	25
Hautes-Alpes	5 548,7	132 482	0,6	1,4	26
Alpes-Maritimes	4 298,5	1 082 465	1,9	1,6	401
Bouches-du-Rhône	5 087,5	1 958 926	2,5	1	358
Var	5 972,5	995 934	2,4	2,4	46
Vaucluse	3 587,1	538 141	1,7	1,3	208

Tableau V.2.1 - Dynamique démographique des départements de la région PACA – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE

La répartition de la population sur le territoire régional est très inégalitaire (cf. Tableau V.2.1 et Figure V.2.2), puisque 91% de la population vit dans l'espace urbain et 63% sur une bande en bordure de mer de 25 km de large. Avec toutefois des disparités entre les différents départements et un maximum de 98% de population urbaine pour les départements des Alpes-Maritimes et des Bouches-du-Rhône.

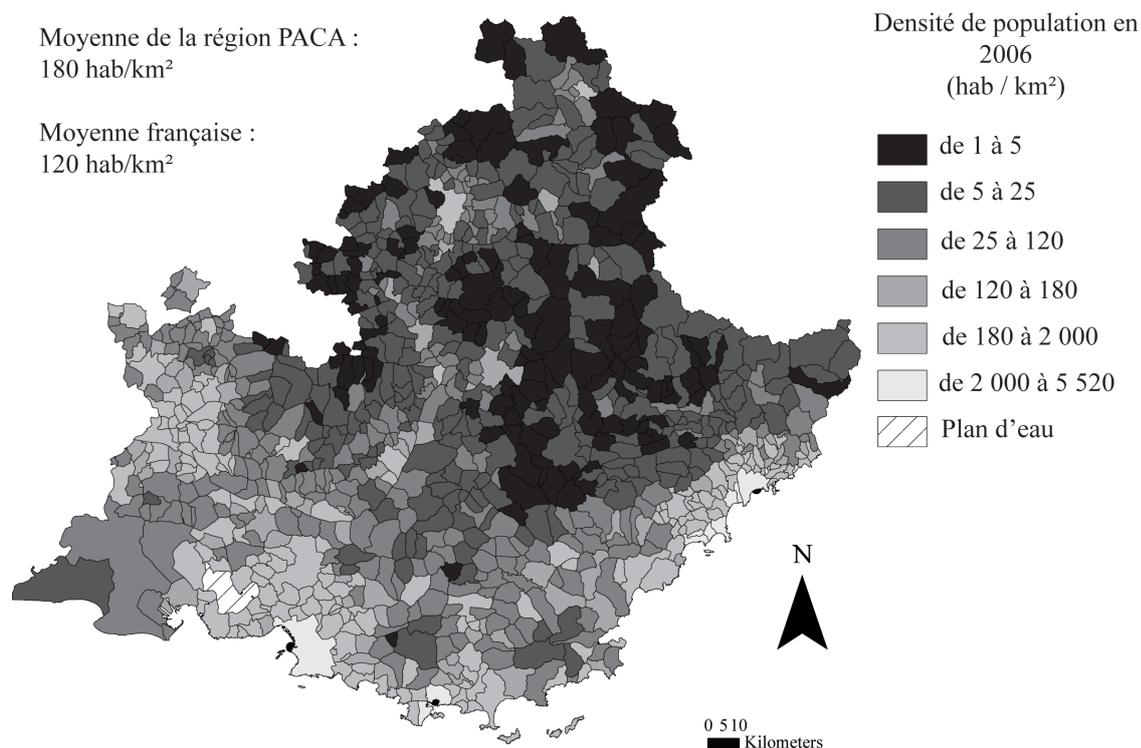


Figure V.2.2 - Densité de population des communes de la région PACA en 2006 – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE

³³ Valeur issue du recensement de la population 2007 de l'INSEE, entrée en vigueur au 1er janvier 2010

L'étude de la démographie de PACA, nous montre deux particularités nous intéressant d'un point de vue énergétique.

- Premièrement la part des plus de 60 ans en 2006 est légèrement supérieure à la moyenne nationale (26% en PACA contre 24% à l'échelle nationale). Néanmoins si l'on regarde la croissance moyenne du nombre de personnes de plus de 60 ans sur la période 1999-2006, on constate que le nombre absolu a considérablement augmenté (+17%) au regard de la moyenne française (+9%). Par conséquent, la croissance de la population âgée est contrecarrée par l'accroissement global de la population de la région (+0,93%³⁴ sur la période 1999-2009) et notamment de la part inférieure à 60 ans. Si l'on regarde les deux dynamiques d'accroissement de la population que sont l'excédent naturel et le solde migratoire, on constate que le premier, bien que positif (10 846 en moyenne sur la période 1999 et 2008 soit un quart des 44 000 habitants supplémentaire par an en PACA), est inférieur à la moyenne nationale³⁵. Par conséquent, l'accroissement de la population, notamment jeune, serait dû en grande partie au solde de migration. Les mêmes constats ont été faits dans les notes [ROUX09] et [ADAOU08].

- Deuxièmement on remarque une forte disparité des revenus avec une part importante de population aisée. Sur la base d'une analyse de l'imposition sur les revenus fiscaux nets par département (année 2007), on remarque que le nombre de foyers fiscaux imposés est dans la moyenne des départements provinciaux, alors que la part de revenu imposé est quant à elle supérieure. Sur ce dernier indicateur, quatre départements de PACA figurent en tête des départements provinciaux ayant la part de revenu net imposé la plus forte (cf. Figure V.2.3). Ceci montre à l'échelle de la région, d'une part, la présence d'une population aisée [PIERR04] et, d'autre part, une forte disparité des revenus (et indirectement des profils de consommateurs) entre les départements de la région.

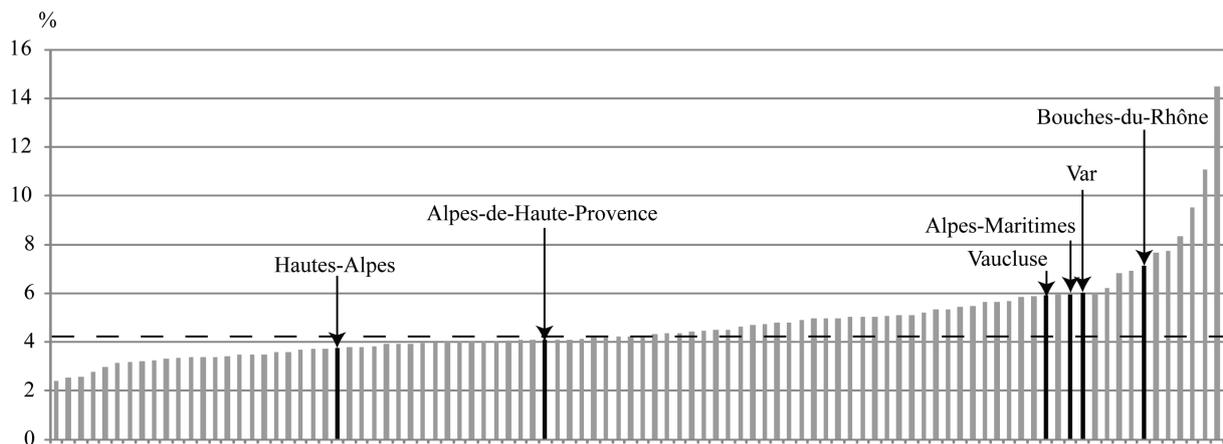


Figure V.2.3 - Part de revenu net imposé par département – Source des données : recensement de la population 2006 de l'INSEE

³⁴ Données issues du bilan 2009 de la démographie en PACA, publié en mai 2010 par l'INSEE

³⁵ Sur la base d'un solde naturel calculé au prorata de la population des deux territoires (0,27% pour PACA contre 0,42% pour la France)

La région fait partie des trois régions les plus productives du pays [SRADT06] par rapport au PIB. Elle est marquée par la faiblesse relative de l'industrie « qui ne représente que 5.1% de la valeur ajoutée industrielle nationale et 15,7% de la valeur ajoutée régionale alors que les activités tertiaires représentent respectivement 7,4% et 82% ». La part régionale de l'emploi par secteur à l'échelle de la France suit le même profil (cf. Tableau V.2.4). On remarque également la prépondérance des activités de service à la personne et aux entreprises. La région est marquée par un tissu d'artisans, de commerçants et de petites entreprises individuelles (un établissement sur deux n'emploie pas de salarié et seulement 6% compte 10 salariés et plus) [SRADT06]. En 2006 et en 2007, respectivement 17 000 et 10 000 établissements ont été créés dans la région (tous n'ont pas passé le cap de la première année), alors que le secteur des services représente plus de la moitié des créations.

	Emplois en PACA	Part dans les emplois en PACA (%)	Part dans les emplois en France (%)	Rapport des emplois de PACA au niveau de la France (%)
Agriculture	49 060	2,7	3,5	5,6
Industrie	178 048	9,8	15,4	4,6
Construction	126 076	6,9	6,4	7,8
Tertiaire	1 471 008	80,6	74,7	7,8
Dont				
Commerce	269 570	14,8	13,3	8
Service à la personne	228 689	12,5	13,4	6,8
Service aux entreprises	160 166	8,8	7,6	8,4

Tableau V.2.4 - Répartition des emplois par activités économiques en 2006 – Source des données : recensement de la population 2006 de INSEE

L'accroissement de la population et le développement d'activité économique, tels que nous les avons décrits précédemment, engendrent un besoin fort de logements et contribuent à l'étalement urbain de la région (+ 3 895 km² d'espace ayant une densité supérieure à 80 habitants/km² entre 1962 et 1999) ; cf. Tableau V.2.5.

Densité (habitants/km ²)	Superficie en 1962 (km ²)	Superficie en 1999 (km ²)	Superficie en 2036 (km ²)
de 0 à 10	10 760	9 026	7 653
de 10 à 30	8 706	6 665	6 487
de 30 à 80	6 288	6 205	5 260
de 80 à 300	4 438	6 487	7 742
de 300 à 1 000	960	2 438	3 533
de 1 000 à 5 115	464	792	941

Tableau V.2.5 - Superficie de la région PACA selon la densité d'habitant - Source : [LAGAN00]

Malgré ce fort développement des surfaces artificialisées, la région pâtit d'un manque quantitatif et qualitatif de logements à destination des ménages [DREAL07].

Nous relevons ici trois caractéristiques principales du parc régional de logement:

- une faible proportion de résidences principales en maison individuelle (42% alors qu'en France elle est de 56%) [CHERO08]. Ceci masque tout de même l'hétérogénéité du parc régional de logement puisque l'on en compte respectivement 73% et 40% sur le littoral azuréen et l'agglomération avignonnaise ;
- une forte proportion de résidences secondaires (17% de l'ensemble des logements, soit près du double de la moyenne nationale) (cf. Figure V.2.6) ;
- une part importante (8%) de logements considérés comme étant de mauvaise qualité. En France, ce taux est de 5%.

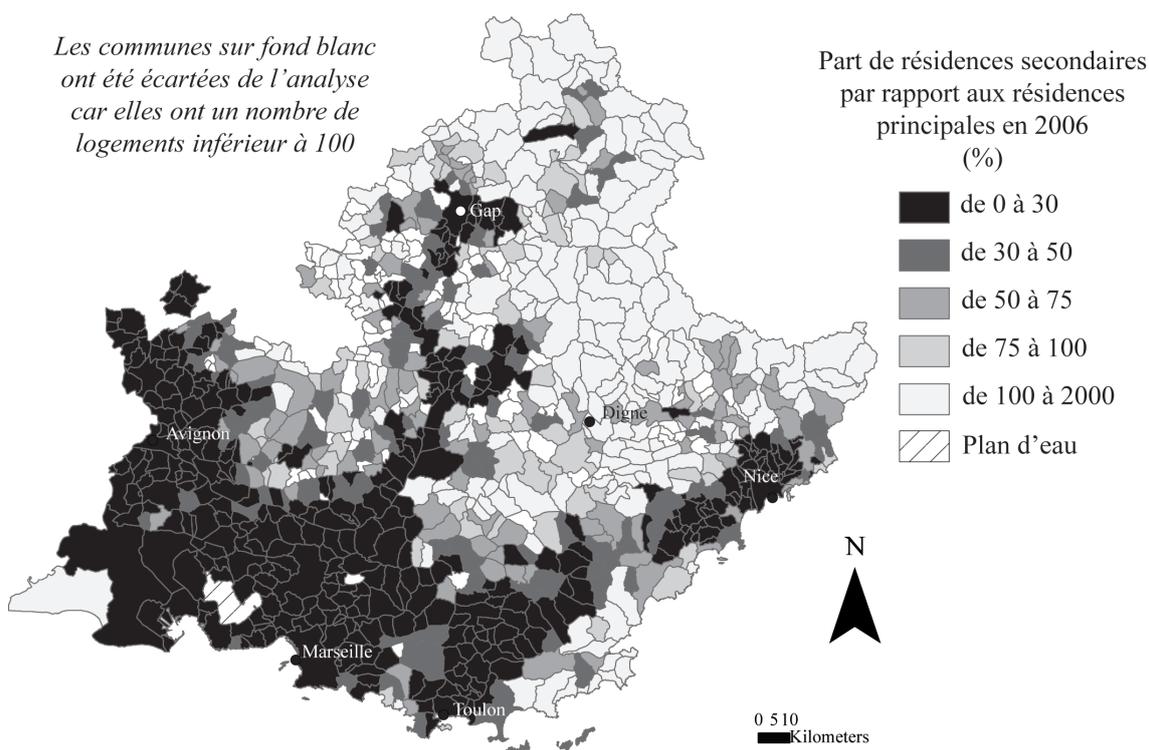


Figure V.2.6 - Parc de logement de la région PACA en 2007 – Source des données : recensement de la population 2006 de INSEE

Ce diagnostic des principales caractéristiques de l'économie, de la démographie et du parc de logement apporte un premier aperçu de l'état et des dynamiques structurelles de la région qui influencent nécessairement le bilan énergétique.

V.2.1.2 Les caractéristiques énergétiques

La consommation d'énergie finale de la région PACA s'est élevée à 12,8Mtep pour l'année 2008. Bien que légèrement en baisse par rapport aux années précédentes, PACA reste une région fortement consommatrice d'énergie (près de 8 % de la consommation finale de la France). En regard de cette consommation, la région a produit 1,32Mtep d'énergie primaire pour l'année 2008. Le bilan énergétique de la région est marqué par le déséquilibre entre sa consommation et sa production d'énergie.

V.2.1.2.1 La demande énergétique

La consommation énergétique de la région PACA représente une part importante dans la consommation nationale, mais elle s'en distingue par l'importance des secteurs, par exemple l'industrie représente 33% de la consommation régionale de 2008 alors qu'à l'échelle nationale pour la même année elle est de 23% . Au contraire, pour le secteur résidentiel-tertiaire, les proportions sont inversées, respectivement 35% et 44% pour la région PACA et la France. En conclusion, la consommation d'énergie finale en PACA est répartie de manière égalitaire entre les secteurs (cf. Figure V.2.7).

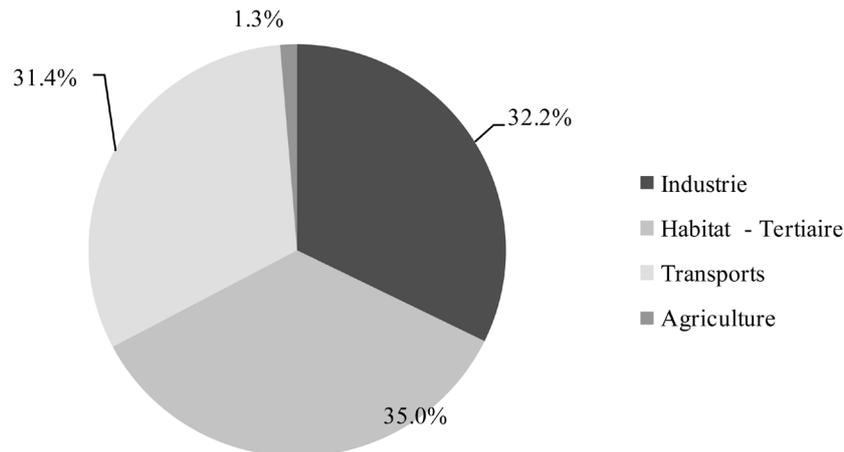


Figure V.2.7 - Consommation d'énergie finale de la région PACA en 2007 (proche des valeurs de 2008) par secteur - Source des données : Observatoire régional de l'énergie

Quant au type d'énergie consommée, la région PACA consomme par rapport à la France davantage de charbon (16% contre 4% pour la France en 2007) mais serait légèrement plus économe en produits pétroliers et en énergies renouvelables (bois, solaire) et consomme légèrement plus d'électricité.

A l'échelle de la région chaque type d'énergie est associé à un secteur en particulier. Ainsi, les produits pétroliers sont à 75% consommés par le secteur des transports ; l'électricité, le gaz et les autres énergies (biomasse, géothermie, solaire thermique) sont consommés respectivement à 60% ,71% et 95% par le secteur résidentiel-tertiaire, et enfin le charbon à 99% par le secteur de l'industrie (cf. Tableau V.2.8).

	Consommation énergétique (ktep)					%	
	Charbon	P. Pétroliers	Gaz	Electricité	Autres		Total
Industrie	2 079,9	354,2	498,9	1 240,1	22,8	4 195,9	32,2
Habitat - Tertiaire	0,3	600,6	1 359,3	2 065,5	537,2	4 562,9	35
Transports	0	4 054,9	0,8	33,9	0	4 089,5	31,4
Agriculture	0,5	114,9	41,2	13,6	0,8	171	1,3
Total	2 080,7	5 124,6	1 900,1	3 353,1	560,8	1 3019,3	100
%	16,0	39,4	14,6	25,8	4,3	100	

Tableau V.2.8 - Consommation d'énergie finale de la région PACA en 2007 par secteur et par type d'énergie - Source des données : Observatoire régional de l'énergie

L'évolution de la consommation globale de la région est relativement stable sur les sept dernières années (cf. Figure V.2.9). Néanmoins, cette stabilité masque des changements progressifs dans les secteurs consommateurs et les types d'énergie consommés. La tendance principale est à davantage de consommation du secteur résidentiel-tertiaire (+ 790ktep entre 2001 et 2007) et d'électricité (+490ktep entre 2001 et 2007), ce sous-secteur et ce type d'énergie étant fortement liés. Par ailleurs, on observe une baisse significative du secteur industriel (-900ktep entre 2001 et 2007) et une baisse tendancielle du secteur des transports de -100ktep sur la période 2001-2007, à l'exception de l'année 2007. Au niveau des types d'énergie consommée, on observe une légère augmentation de la consommation du gaz et des autres énergies, tandis que l'usage du pétrole a une tendance à la baisse.

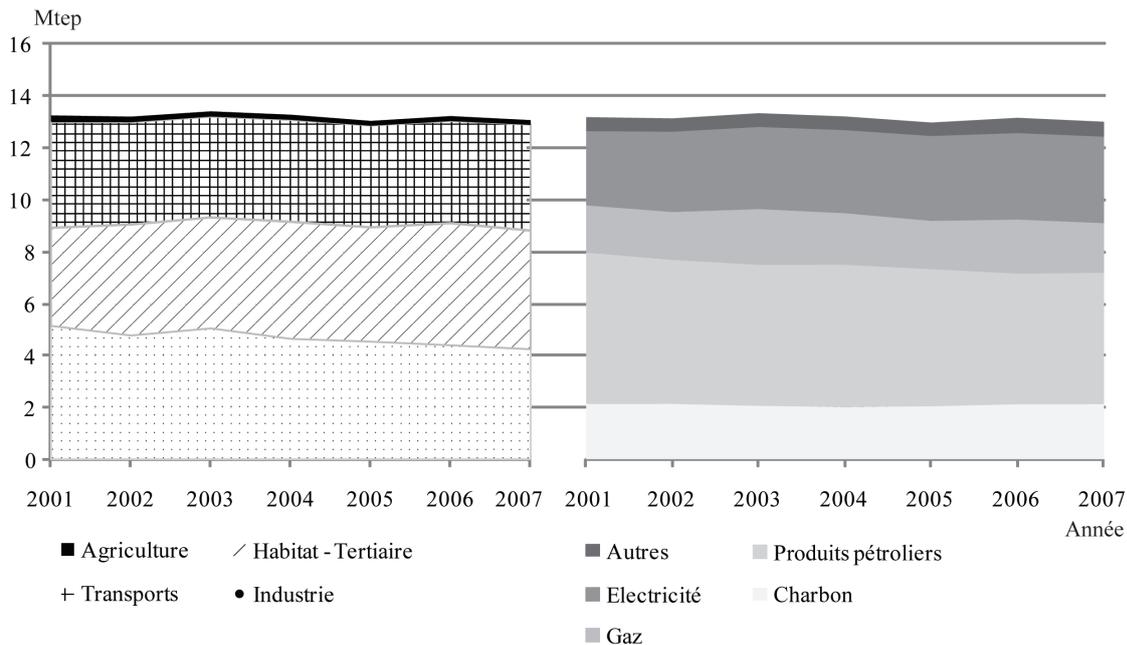


Figure V.2.9 - Evolution de la consommation finale de la région PACA -
Source des données : Observatoire régional de l'énergie

V.2.1.2.2 L'offre énergétique

La production de pétrole, de gaz et de charbon est inexistante sur le territoire régional. Par conséquent la production d'énergie primaire de la région est presque exclusivement d'origine renouvelable. Dans l'ordre, c'est la ressource hydraulique qui est la plus exploitée (environ 8TWh produit par an), ensuite le bois (environ 5TWh produit par an) puis les énergies solaire, éolienne et géothermique (en cumulé environ 300GWh produit par an actuellement). Ces ressources énergétiques sont en partie consommées pour produire de l'électricité. Le graphique suivant montre la proportion de chaque ressource dans la production de l'électricité consommée dans la région.

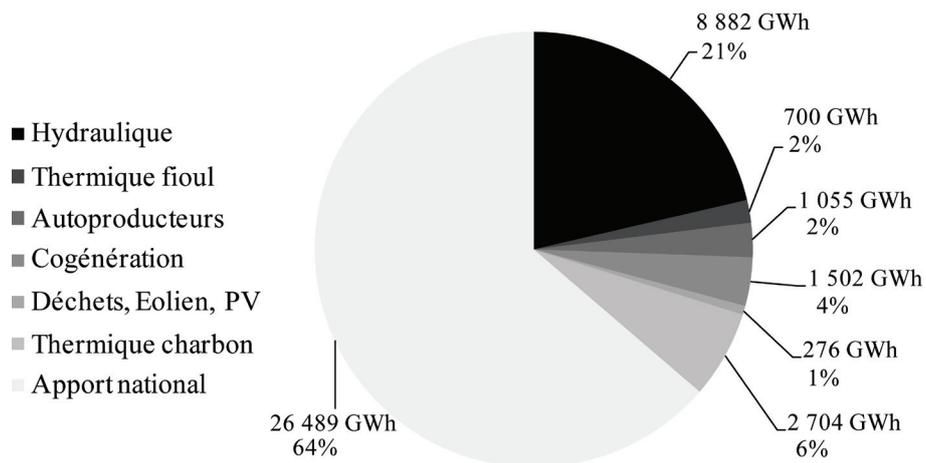


Figure V.2.10 - La production finale d'électricité dans la région PACA en 2007 - Source des données : Observatoire régional de l'énergie

On remarque que la région importe une majeure partie de l'électricité qu'elle consomme. Cette caractéristique n'est pas sans poser des problèmes d'approvisionnement en électricité de la région.

V.2.1.2.3 La fragilité électrique régionale

La situation électrique de la zone est préoccupante. La consommation d'électricité s'est élevée à 37,9TWh en 2008 soit 7,7% de la consommation finale d'électricité en France [RTE09a]. Portée par les secteurs résidentiels, tertiaires et industriels, la consommation est très inégalement répartie spatialement, puisqu'environ 75% est concentrée dans les trois départements côtiers et près de la moitié dans le seul département des Bouches-du-Rhône (cf. Figure V.2.11).

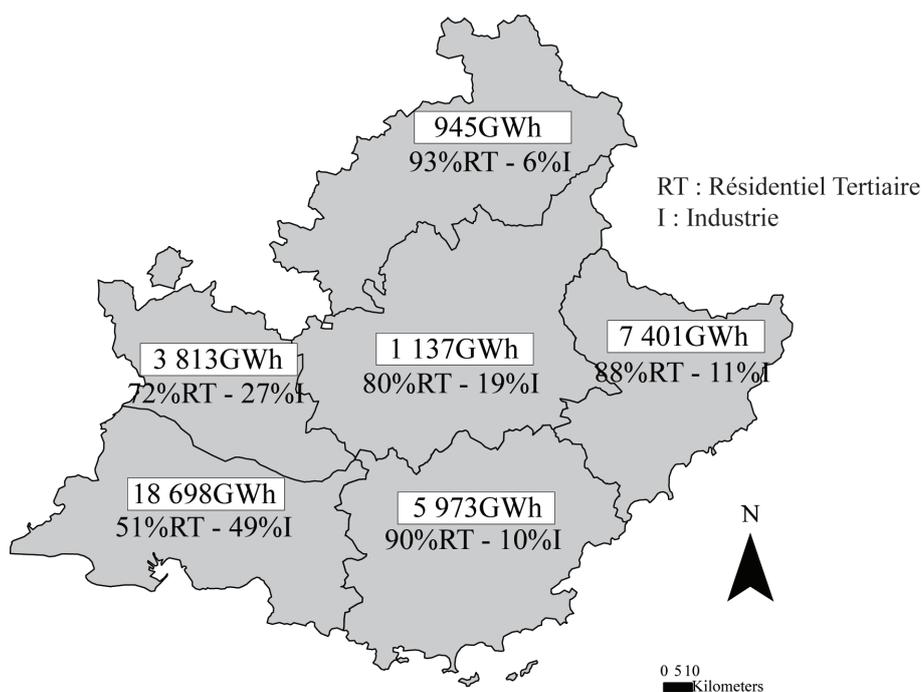


Figure V.2.11 - Consommations brutes finales de la région PACA en 2008 - Source des données : [RTE09a]

La croissance de la consommation en région PACA a été globalement supérieure à celle observée à l'échelle française (+1,7% en moyenne depuis 2001 contre +1,4% à l'échelle France). Les départements côtiers sont une exception puisque leur croissance de consommation d'électricité a atteint 2,9% cette même année.

A l'inverse, du côté de la production, peu d'unités sont installées dans les départements côtiers de l'Est (environ 300MW), principalement celles hydrauliques (cf. Figure V.2.12). L'essentiel de la production est concentré dans les départements des Bouches-du-Rhône (centrales thermiques de Gardanne et Martigues ainsi que des groupes de cogénération autour de l'étang de Berre), des Alpes de Haute-Provence et des Hautes-Alpes qui hébergent des centrales hydroélectriques pour une puissance cumulée de 1 500W.

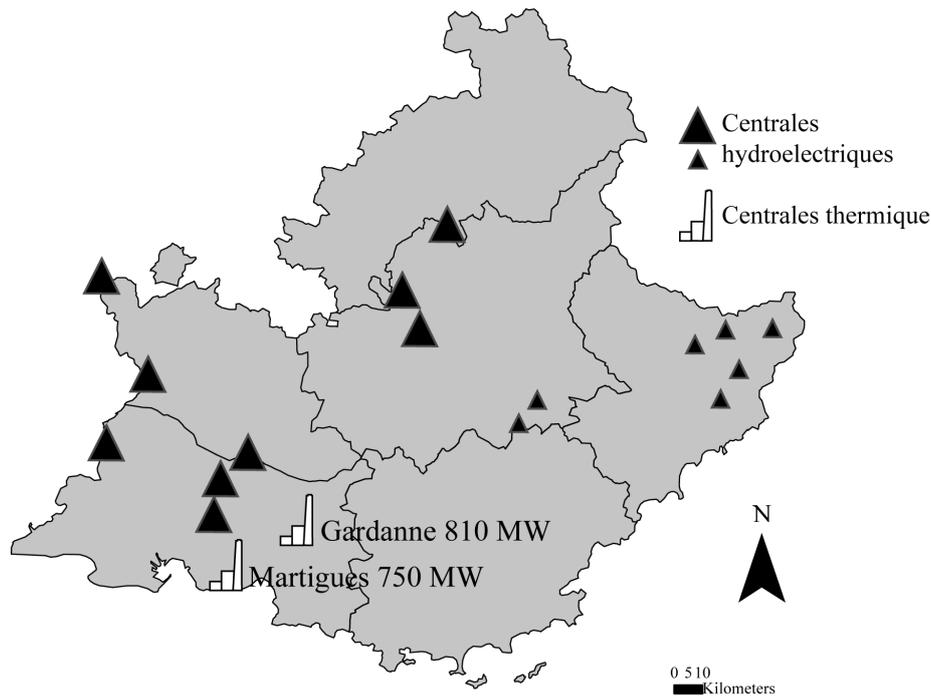


Figure V.2.12 - Sites de production d'électricité de la région PACA en 2008 - Source des données : [RTE07]

Cette opposition entre les sites de production et de consommation place les départements fortement consommateurs et peu producteurs - les départements du Var et des Alpes-Maritimes - dans une situation de forte dépendance au réseau électrique. Or, si l'on observe la configuration du réseau (cf. Figure V.2.13), on remarque qu'une seule ligne de 400kV approvisionne cette zone. Cette configuration du réseau (dite « en antenne ») pose des difficultés d'approvisionnement en électricité de certaines zones de la région. En effet, en cas d'avarie de l'unique circuit de 400kV (à l'est de Toulon), les chemins alternatifs pour l'acheminement de l'électricité sont insuffisants pour couvrir les besoins, ce qui se traduit par des délestages de consommation volontaire ou involontaire, voire même par un « black-out ». Plus généralement, l'Est de PACA est exposé à des risques de délestage dans le cas de perte fortuite d'un ouvrage (risque « N-1 »)³⁶ environ 1 500h par an.

³⁶ Plusieurs délestages ont été vécus depuis 2001 en raison d'incendies et/ou de consommation élevée. Le dernier en date est celui du 21 décembre 2009, pendant lequel près de 2 Millions de personnes ont été délestées volontairement.

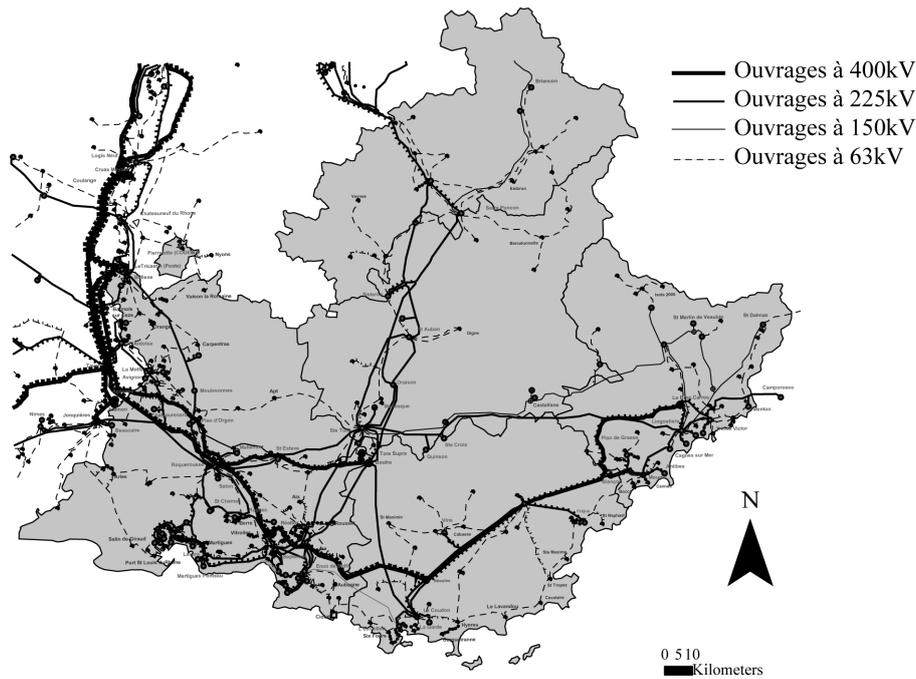


Figure V.2.13 - Configuration du réseau de transport de la région PACA - Source des données : [RTE06b]

Les perspectives d'évolution ne laissent pas présager d'amélioration de la situation si aucune mesure n'est réalisée. En effet, compte tenu d'un taux annuel de croissance de 0,8% de la population (conforme aux prévisions de l'INSEE), et un lien fort entre secteur résidentiel-tertiaire et la consommation d'électricité, RTE envisage une croissance de la consommation entre 2 et 1,2% sur la période 2010-2015, et entre 1,6 et 1,2% sur la période 2015-2020. Selon une étude récente menée par RTE, la pointe en hiver se situerait en 2030 dans le département du Var et des Alpes-Maritimes entre 2 400MW et 3 500MW alors que la pointe été se situerait entre 1600 et 2 700MW en fonction des scénarios³⁷ (actuellement les pointes hiver et été se situent respectivement à 2 400 MW et 1 750 MW) [RTE09a]. Au vu de ces prévisions, plusieurs mesures sont envisagées pour rétablir de manière pérenne la sécurité d'approvisionnement dans la région PACA :

- renforcer le réseau électrique de la région. Suite à l'annulation de la Déclaration d'Utilité Publique du projet de ligne à 400kV Boutre-Broc Carros le 10 juillet 2006, les pouvoirs publics ont opté pour d'autres mesures de renforcement de réseau. Les dernières décisions en date ont penché pour la stratégie dite du « filet de sécurité » à 225kV proposée par RTE [RTE09]. Cette mesure consiste à développer le maillage du réseau à 225kV (*i.e.* compléter les lignes existantes par des nouvelles liaisons) afin de disposer d'itinéraires alternatifs en cas d'avarie ou d'incendie sur l'axe principal à 400kV. Ceci vient en complément de projets de raccordement, d'amélioration de la performance technique et économique de certaines lignes et certains postes source et enfin de maintenance en condition opérationnelle de certains ouvrages. Enfin l'interconnexion entre le réseau français et italien sera renforcée ;

³⁷ Ses scénarios intègrent des hypothèses de politique de MDE renforcées, la construction de la Ligne à Grande Vitesse de PACA, la présence éventuelle d'un parc de voiture électrique (à partir de 2020), mais également la production de 200 à 300 MW d'électricité à partir d'unités décentralisées (photovoltaïques et hydrauliques) et la construction éventuelle d'une centrale de production d'électricité (au gaz) ainsi que d'une STEP.

- mettre en place un programme ambitieux de la Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE). Cette mesure a été (re) confirmée par les pouvoirs publics comme étant nécessaire dans la région. Ainsi, le programme Eco-Energie mis en œuvre depuis 2003 devrait être reconduit dans les orientations du Grenelle de l'environnement ;
- développer à moyen terme une Production Décentralisée d'Electricité, à partir notamment des énergies renouvelables.

De fait, la situation électrique de la région offre un cas d'étude exemplaire pour la mise en place d'actions de MDE visant à gérer la charge sur le réseau électrique.

V.2.2 Un cas pratique : un système de pilotage de la charge

Nous entendons par « gestion de la charge sur le réseau », les actions visant à moduler la courbe de charge au niveau d'un point du réseau, en opérant notamment sur les ressources décentralisées (*cf.* § II.3.3) de façon plus ou moins dynamique à partir de différents systèmes. Nous nous sommes intéressés en particulier à un système permettant d'intégrer l'ensemble des ressources décentralisées, défini en détail à partir du projet PREMIO. Ce dernier est un projet de recherche visant l'élaboration et la mise en place d'une plate-forme expérimentale et reproductible de pilotage de la charge à l'échelle d'une commune (*cf.* Annexe 11). Ce plate-forme s'inscrit dans une approche MDE localisée (Poste Source, quartier) et dynamique (à la demande) mettant en jeu des effacements ou déplacements de la charge brute au niveau du réseau de distribution. La mise en œuvre de la plate-forme a pour objectif la diminution globale des consommations énergétiques, l'écrêtage des pics de charge sur le réseau, le lissage global de l'appel de puissance sur le réseau et la diminution des émissions de CO₂.

Techniquement, ce type d'architecture est constitué, d'un réseau de communication, d'un réseau électrique, d'une centrale de pilotage (composée d'unités de stockage d'informations et d'outils de traitement de l'information) et de procédés ; *cf.* Figure V.2.14 et Annexe 11. Ces derniers sont des technologies à travers lesquelles il est possible de contrôler le fonctionnement des usages de consommation d'énergie, des unités de production et de stockage d'énergie. Ils opèrent de différentes manières :

- en « optimisation locale » : leur fonctionnement est « programmée » ;
- en pilotage sollicité : leur fonctionnement est commandé par une consigne d'effacement donnée par un opérateur (individuel ou centralisé).

En mode « sollicitation », les procédés fonctionnent de manière interdépendante et optimale (énergétiquement et économiquement) par l'intermédiaire de la centrale de pilotage, pour répondre à la requête d'Opérateurs Amont. Ce dernier est un acteur du système énergétique ayant un intérêt à opérer un pilotage de la charge des usages à l'échelle de la plate-forme.

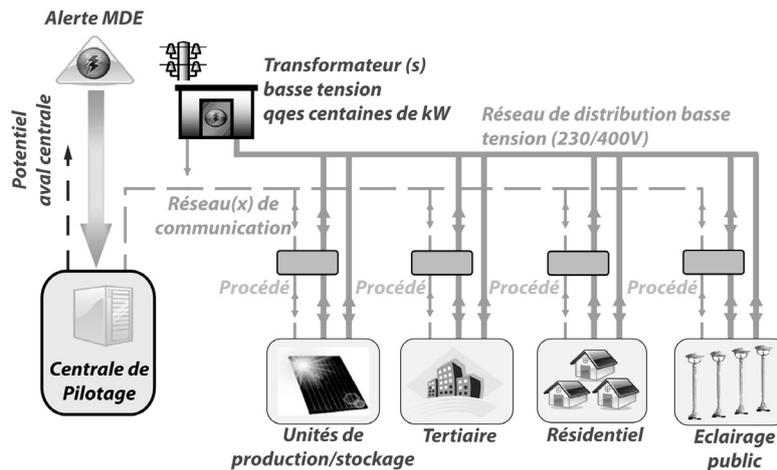


Figure V.2.14 - Architecture de la plate-forme PREMIO - Source : à partir de [NORMA08]

Afin de bien identifier les relations entre l'Opérateur Amont, la centrale de pilotage et les procédés nous présentons pas à pas le fonctionnement de la plate-forme (cf. Figure V.2.15).

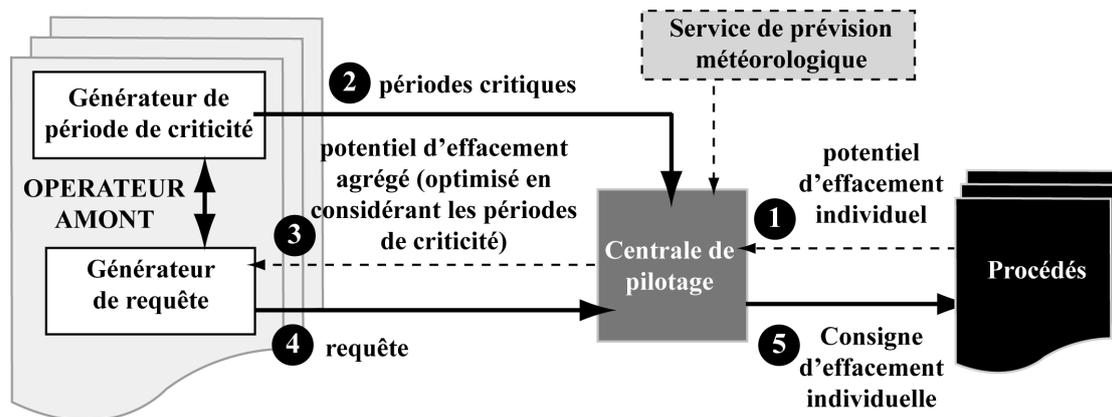


Figure V.2.15 - Séquence de fonctionnement de la plate-forme PREMIO entre ses trois entités. Source : [TRANC10]

- La première étape consiste à informer la centrale de pilotage du potentiel d'effacement individuel de chaque procédé. Cette tâche est réalisée par les procédés eux-mêmes. C'est l'étape initiale, mais elle est réalisée régulièrement et de manière systématique tout au long du processus de fonctionnement de la plate-forme de pilotage ;
- La deuxième étape consiste à définir les périodes de criticité, *i.e.* les périodes pendant lesquelles un pilotage est potentiellement nécessaire. Cette tâche revient à l'Opérateur Amont ;
- La troisième étape est la communication par la centrale à l'OA du potentiel d'effacement agrégé ;
- La quatrième étape est le dialogue entre la centrale et l'OA, afin de spécifier la requête de l'OA. Cette tâche nécessite au préalable de connaître le potentiel d'effacement agrégé disponible, issu des étapes 1 et 3 ainsi que les périodes de criticité issues de l'étape 2. En connaissance de ce potentiel, une requête de pilotage - les périodes et le volume d'énergie à piloter - est élaborée et validée par la centrale ;
- La cinquième étape consiste à traduire la requête en consignes d'effacement au niveau des procédés. Cette tâche est entièrement menée par la centrale. Celle-ci confronte la consigne aux potentiels de

pilotage individuels de chaque procédé en considérant les conditions et contraintes de pilotage (technique, énergétique et économique) qui leurs sont propres. A l'issue de cette opération la centrale envoie des consignes d'effacement individualisées à chaque procédé. Nous avons choisi ce système de référence pour mener nos investigations.

V.3 LA MODELISATION DU SYSTEME DE REFERENCE

Le système de référence présenté précédemment (*cf.* § V.2.2) doit être modélisé dans différentes conditions afin de pouvoir mesurer ses impacts théoriques, issus de différents phénomènes. Dans un premier temps nous identifions les phénomènes à modéliser. Puis nous présentons la modélisation du système, basée sur la méthode SIMPACT.

V.3.1 Les phénomènes à modéliser

Pour modéliser les impacts du système de pilotage, nous devons répondre à différentes questions « Quels phénomènes sont en jeu ? » et « Comment se traduisent concrètement les impacts liés à la mise en œuvre du système ? »

La modélisation du système de référence doit considérer différents impacts, induits par :

- l'installation des procédés, sur la quantité globale d'énergie consommée, journalière, mensuelle et annuelle. En effet, la mise en place de l'architecture de pilotage nécessite l'installation d'un ensemble d'infrastructures propres aux procédés et à la centrale de pilotage. Ces infrastructures occasionnent des impacts, notamment énergétiques, par exemple la consommation d'énergie d'un calculateur gérant les algorithmes d'optimisation entre la requête et les consignes d'effacement ou encore les dispositifs d'électronique de puissance (variateur, convertisseur, *etc.*) nécessaires pour contrôler un usage de consommation *etc.* ;
- le pilotage de la charge en mode « optimisation locale » ;
- le pilotage de charge en mode « sollicitation ».

Quelque soit le mode opératoire et le procédé, les impacts modifient le volume d'énergie consommée et/ou sur la puissance appelée. La méthode SIMPACT présentée précédemment, *cf.* § IV.2, a été adaptée pour modéliser ces impacts.

V.3.2 La modélisation de ces phénomènes

En fonction des prescriptions préétablies, un modèle global de simulation du système de pilotage de la charge a été élaboré en vue de l'évaluation des impacts énergétiques précités. Dans la pratique, la simulation met en œuvre trois modèles, un pour générer la consigne d'effacement, un pour exécuter la consigne d'effacement au niveau de chaque procédé et le dernier pour générer la courbe de charge brute ; les sorties de l'un constituent les entrées de l'autre tel qu'illustré sur la figure V.3.1.

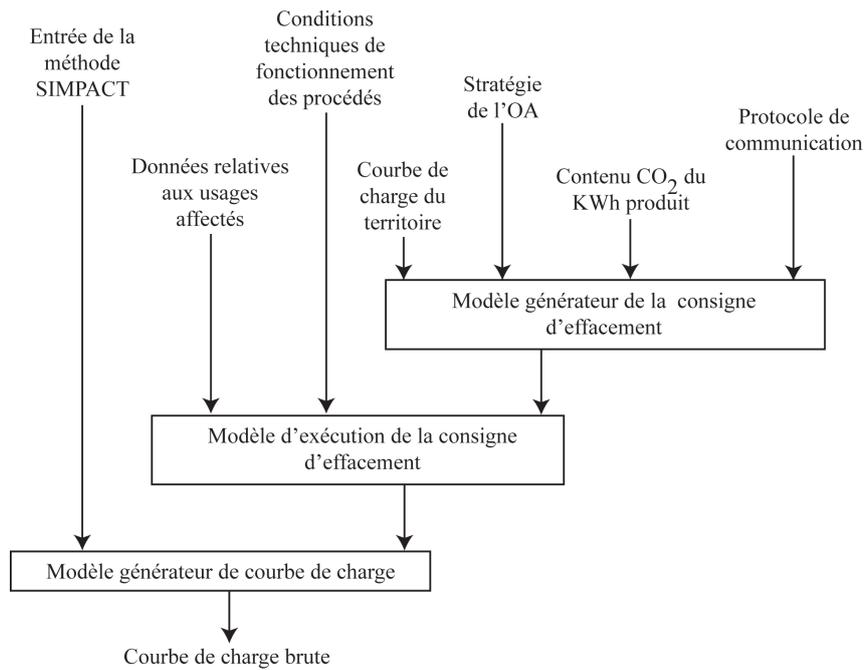


Figure V.3.1 - Modélisation du système de pilotage

V.3.2.1 Un modèle générateur de courbe de charge

Le modèle générateur de courbe de charge a été élaboré à partir de la méthode SIMPACT décrit dans § IV.2 et [BOUGN10]. Pour rappel, la méthode SIMPACT permet de calculer une courbe de charge par l'agrégation des courbes de charge de différents usages et de différents secteurs d'activités (cf. Figure IV.2.3). Afin de pouvoir mesurer l'ensemble des impacts précités, la méthode SIMPACT doit à présent distinguer plusieurs cas de figure :

- le parc bâti du territoire hôte est composé d'un parc avec et sans procédés, en fonction du taux de pénétration de chaque procédé ;
- les Consommations Unitaires initiales doivent être corrigées pour les usages énergétiques affectés, induits par l'installation d'un procédé et/ou une consigne de pilotage ;
- les profils d'usages doivent être corrigés pour les usages affectés, induits par l'installation d'un procédé et/ou une consigne d'effacement.

Ainsi, la courbe de charge nette finale est l'agrégation des courbes de charge par sous-secteur issues de différentes parties du parc bâti, telles que présentées sur la figure V.3.2.

Afin de calculer l'ensemble des courbes de charge propres à chaque partie du parc bâti, de nouveaux paramètres doivent être créés dans la méthode SIMPACT initiale :

- deux coefficients, l'un donnant la part de parc bâti doté d'un procédé et l'autre la part des procédés recevant une consigne d'effacement ;
- des nouvelles Consommations Unitaires prenant en compte l'installation d'un procédé, et/ou la consigne d'effacement ;
- des nouveaux profils d'usages correspondant aux procédés avec/sans consigne d'effacement ;

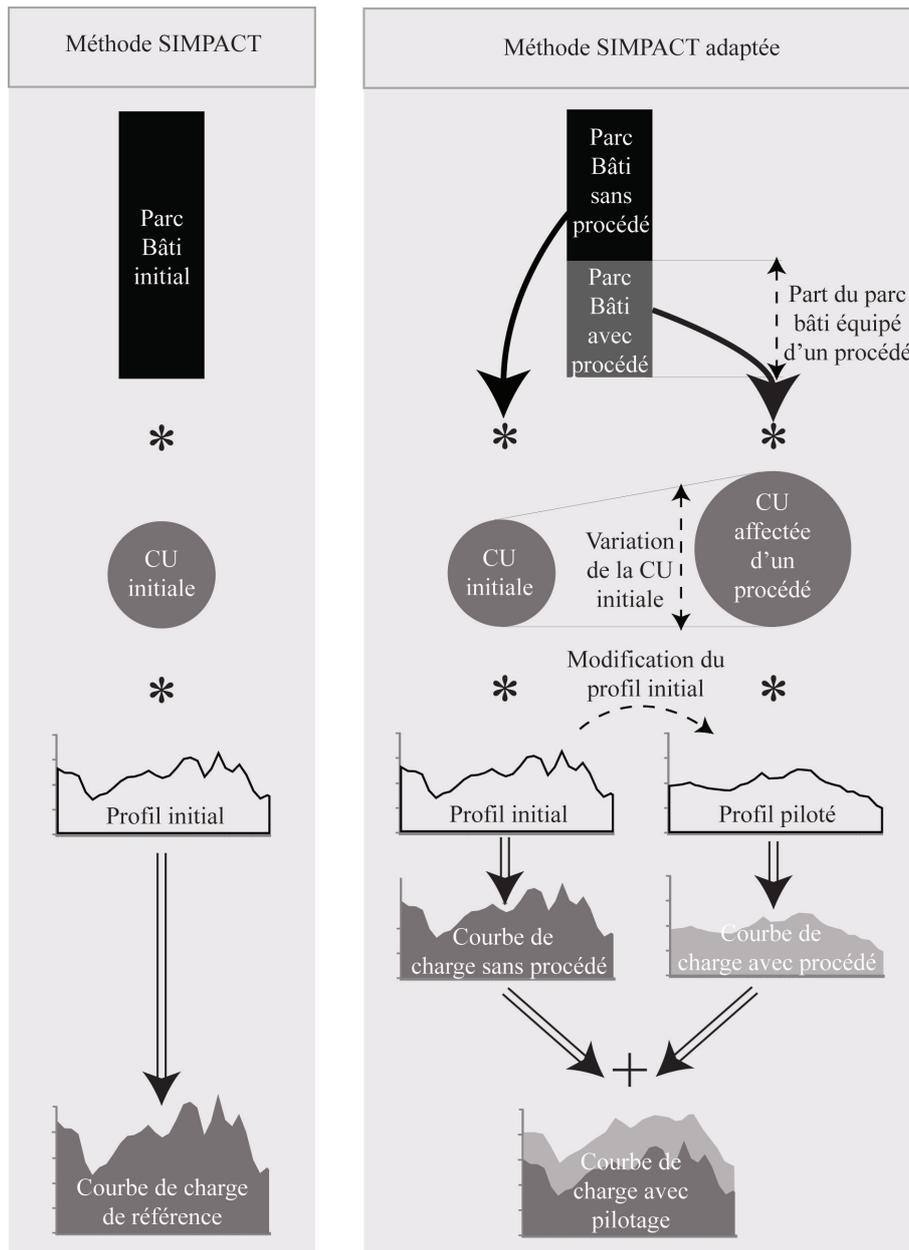


Figure V.3.2 - Adaptation de la méthode de modélisation de référence

A l'exception des deux premiers coefficients, ces nouveaux paramètres ont fait l'objet d'une méthode spécifique d'élaboration par type de procédé, selon la consigne d'effacement et le paramétrage du mode « optimisation locale », cf. § V.3.2.3.

V.3.2.2 Un modèle générateur de consigne d'effacement

Pour rappel, l'élaboration d'une consigne d'effacement est issue de périodes de criticité traduites et envoyées sous forme de requête par l'Opérateur Amont (OA) à la centrale de pilotage et redistribuée au niveau de chaque procédé sous forme d'une consigne d'effacement (cf. Annexe 11). Le générateur de consigne fonctionne en trois étapes. Premièrement il décrit les périodes de criticité. Deuxièmement il définit une planification horo-journalière de requêtes de l'OA. Troisièmement, il élabore la consigne d'effacement propre à chaque procédé. Cette méthode a été développée dans le cadre du projet PREMIO [BLIND09a].

V.3.2.2.1 La définition des périodes de criticité

La caractérisation des heures de l'année doit tenir compte des profils des potentiels Opérateurs Amont du système. Nous avons considéré que les Opérateurs Amont ont le profil d'un GRT ou bien d'une collectivité menant une politique de réduction de Gaz à Effet de Serre, notamment le CO₂. Chaque critère fait appel à un indicateur, dans notre cas le contenu CO₂ du kWh produit au pas horaire et la charge électrique appelée au pas horaire. Afin de mesurer ces indicateurs à l'échelle du territoire t , il est nécessaire de modéliser la courbe de charge horaire de t à l'année n ainsi que le contenu CO₂ du kWh produit. Dans le modèle actuel, la courbe de charge est issue des télé-relevés à l'année n de la charge transitant sur les postes HTA/HTB, reconstituée au niveau du territoire t selon l'équation 12. La détermination du territoire t est précisée dans § VI.3.1.1 et Annexe 12. Le contenu CO₂ du kWh produit désigne la quantité de CO₂ qui a été émise lors des transformations de l'énergie primaire en énergie finale. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour mesurer le contenu CO₂ d'un kWh [CROS00], que ce soit en contenu marginal par kWh, en contenu moyen par kWh consommé par usage ou bien en contenu moyen par kWh produit. Pour calculer le contenu moyen du CO₂ du kWh produit, nous nous sommes basés sur la méthode utilisée dans le projet PREMIO pour calculer les émissions de CO₂ [GUILL10]. Soit $ContCO_2(h,n)$ les émissions de CO₂ de l'électricité produite à l'heure h de l'année n . Une régression linéaire particulière sur plusieurs années de référence n_0 (dans notre cas de 2007 à 2009) permet d'écrire :

$$ContCO_2(h,n_0) = 0,00156 * P_{CBrute}(h,n_0) - 45 + \Delta C(h,n_0) \quad (17)$$

$\Delta C(h,n_0)$ mesure l'écart à l'heure h entre $C(h,n_0)$ et la droite de régression

Ainsi, pour définir le contenu CO₂ à l'heure h de l'année n :

$$ContCO_2(h,n) = 0,00156 * P_{CBrute}(h,n) - 45 + \Delta C_{n_0}(h,n) \quad (18)$$

La courbe de charge brute annuelle et le contenu CO₂ permettent ensuite de calculer des indicateurs afin de décrire chaque heure h de l'année n , en regard des profils des Opérateurs Amont.

V.3.2.2.2 La définition de la requête de l'Opérateur Amont

Les informations précédemment calculées par heure sont ensuite traitées pour élaborer la requête, compte tenu de la stratégie de(s) Opérateur(s) Amont du système. Une requête est une information qui spécifie la période horaire et le niveau de pilotage souhaité. Dans le modèle, le niveau de pilotage est défini selon les couleurs noire désignant un pilotage forte, grise pour modéré et blanche pour absent.

Sur la base des indicateurs descriptifs prédéterminés, un indicateur de criticité horaire est calculé comme l'illustre la figure V.3.3, à partir de leur pondération en fonction du profil des Opérateurs Amont.

Ensuite, chaque heure est affectée d'une couleur selon des seuils qui permettent de définir un certain quota d'heures noires et grises par mois.

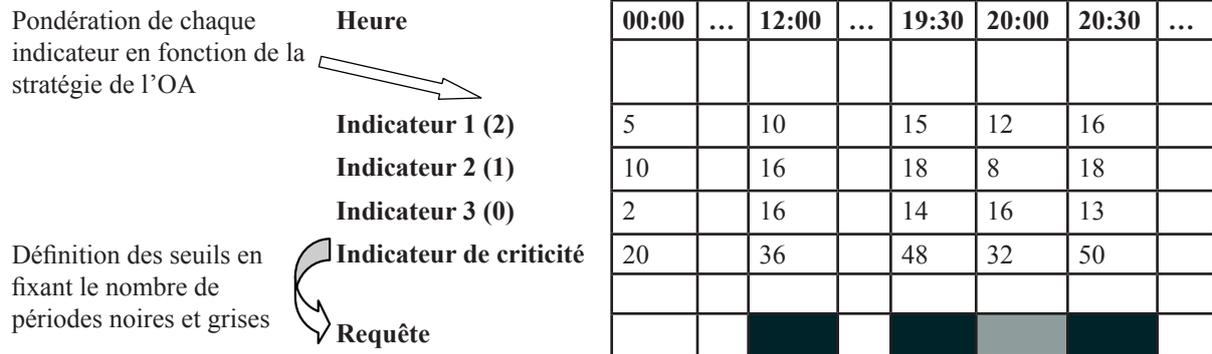


Figure V.3.3 - Méthode d'élaboration d'une requête de pilotage semi-horaire, basé sur trois critères descriptifs

Nous supposons que l'ensemble de la requête envoyé par les Opérateurs Amont à la centrale peut être réalisé. Autrement dit que le potentiel d'effacement agrégé est suffisant pour accomplir la requête.

V.3.2.2.3 La définition des consignes d'effacement

N'ayant pas les précisions techniques sur la manière dont la centrale de pilotage traduit la requête en consigne d'effacement pour chaque procédé, nous avons considéré une consigne d'effacement similaire à la requête et identique à tous les procédés. Par conséquent, la requête a été appliquée à chaque procédé comme consigne d'effacement et constitue une donnée d'entrée des modèles d'exécution de la consigne.

V.3.2.3 Les modèles d'exécution de la consigne d'effacement

Les modèles d'exécution de la consigne permettent de transcrire la consigne d'effacement envoyée par la centrale de pilotage aux procédés en impacts énergétiques. Dans les modèles par procédé, l'exécution de la consigne de pilotage se traduit par le calcul de plusieurs taux d'affectation de la Consommation Unitaire et le calcul de nouveaux profils et/ou courbes de charge (cf. § V.3.2.1). Par souci de représentativité, nous avons considéré deux types de procédé dans la suite de nos investigations : un procédé de délestage de certains usages de consommation et un procédé de production d'électricité couplé à un système de stockage de l'électricité.

V.3.2.3.1 Le procédé de délestage des usages de consommation d'électricité

Il existe différents types de procédé de délestage des usages de consommation d'électricité (cf. Annexe 11). La technologie de l'Optilesteur [CAPEN09a] est notre système de référence pour ce type de procédé. C'est un système de délestage de certains usages de l'électricité installé au niveau du tableau électrique et connecté au maximum à 5 circuits électriques. Il procède à une gestion cyclique du fonctionnement des différents circuits et des usages associés (alternance des usages) pour maintenir la puissance appelée totale sous un seuil fixé. Cet équipement opère deux modes de délestage.

Le premier mode - dit « sollicité » - opère à des périodes déterminées par un signal extérieur (dans notre cas la consigne d'effacement envoyée par la centrale). Le deuxième mode - dit en « optimisation locale » - permet au procédé d'opérer lorsque la puissance nette appelée au niveau du réseau (au poste source) dépasse une puissance seuil donnée, définie par :

$$P_{seuil}(a,t) = \underset{h}{Max} P_{CNette}(a,h,s,t) * \delta(s,t) \quad (19)$$

Où :

a est l'année

t est le territoire

s est le sous-secteur hébergeant le système de délestage

δ est le seuil de délestage défini comme la part de la puissance max réduite par le délestage.

Ainsi pour définir la puissance seuil appliquée à un territoire t hébergeant le système de pilotage, le modèle opère une première simulation « sans pilotage ». Les courbes de charges résultantes permettent de définir la puissance max annuelle et ainsi de calculer la puissance seuil selon l'équation 18. Une deuxième simulation permet d'identifier les périodes pendant lesquelles la puissance seuil est dépassée. Pendant ces périodes le procédé déleste certains usages en fonction d'une intensité donnée, définie ultérieurement (cf. § VI.3.1.3).

V.3.2.3.2 Le procédé de production et de stockage d'électricité

L'expérimentation Microscope du projet PREMIO est notre système de référence de procédé de production et de stockage d'énergie. C'est un système composé d'une batterie électro-chimique au plomb et d'un champ photovoltaïque (PV) connecté au réseau électrique. Ce système procède à une charge de la batterie à partir de l'électricité issue du réseau électrique et des unités photovoltaïques, puis à une restitution de l'électricité accumulée au niveau du réseau électrique. Sur l'ensemble de l'énergie accumulée dans la batterie, environ 40% est dédiée au pilotage sollicité par une consigne d'effacement, environ 40% est utilisée pour une optimisation locale, environ 10% est utilisée à des fins de réglage de tension et enfin les 10% d'énergie restant sont considérés comme « de réserve » (dans la mesure où il est préférable de ne pas décharger complètement une batterie pour augmenter sa durée de vie). Pour l'optimisation locale, le modèle considère un nombre de cycles de charge et de décharge fixé par jour ainsi que des périodes de temps fixes pour la charge et la décharge. Des précisions, propres au cas d'étude, sont présentés dans § VI.3.1.4.

V.4 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les caractéristiques territoriales et énergétiques de la région PACA. Ce diagnostic nous a amenés progressivement à exposer les problèmes de sécurité d'approvisionnement de certaines zones, notamment la zone littorale située à l'est de Toulon. Cette problématique d'approvisionnement fait de la région PACA un cas intéressant à étudier. Par ailleurs, c'est dans cette région qu'est implantée la première expérience française (développée dans le cadre du projet PREMIO) de « plate-forme de pilotage » de la charge en temps réel. Ce système - de référence - est constitué d'un réseau de communication, d'un réseau électrique, d'une centrale de pilotage (composée d'unités de stockage d'informations et d'outils de traitement de l'information) et de procédés. Ces derniers sont des technologies à travers lesquelles il est possible de contrôler le fonctionnement de certains usages énergétiques (production, consommation, stockage) selon différents modes opératoires (solicitation par une consigne d'effacement transmise par la centrale de pilotage et/ou par « optimisation locale » *i.e.* de manière systématique et automatique). Quelque soit le mode opératoire et le procédé, les impacts se traduisent sur le volume d'énergie consommée et/ou sur la puissance appelée. L'évaluation de ces impacts a nécessité le développement d'un modèle du système de pilotage.

La modélisation de ce système est constituée de trois modèles de calcul distincts : un modèle générateur de consigne d'effacement, un modèle d'exécution de la consigne d'effacement et un modèle générateur de la courbe de charge. Chacun d'entre eux a été élaboré séparément, la sortie de l'un constituant une donnée d'entrée du suivant. Le modèle générateur de consigne d'effacement suit la méthode développée au sein du projet PREMIO. Le modèle d'exécution de la consigne d'effacement a été développé par procédé, selon ses caractéristiques de fonctionnement. Enfin, le modèle générateur de courbe de charge est issu de la méthode SIMPACT, une méthode de modélisation existante adaptée à nos besoins. Cette modélisation est basée sur une approche « ascendante », qui décrit chaque secteur et chaque usage de consommation. Par le fait, chaque procédé est simulé non pas physiquement mais par rapport aux usages énergétiques pilotés.

Chapitre VI. Un cas pratique : l'évaluation de l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée

VI.1 INTRODUCTION

Pour répondre à notre objectif, un cas d'étude a été défini. Pour rappel, notre intérêt s'est porté sur la modélisation de l'hétérogénéité des spécificités des communes. De fait, dans la mesure où les analyses portent sur une (des) commune(s) en particulier, les résultats sont relatifs à la spécificité de(s) commune(s) examinées. Ainsi, nous proposons d'étudier plusieurs communes.

Le chapitre VI présente dans une première partie la méthode employée pour déterminer les communes sur lesquelles nos investigations ont été menées. La deuxième partie présente le paramétrage des analyses menées, puis les résultats obtenus en termes d'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée (*cf.* § V.2.2).

VI.2 UNE METHODE DE DETERMINATION DES COMMUNES ANALYSEES

La région PACA est composée de 963 communes, pour lesquelles nous disposons des données nécessaires à la modélisation. Cependant, l'outil utilisé procède de manière manuelle commune par commune. Par conséquent, nous avons choisi d'œuvrer sur un panel représentatif de communes, préalablement classées.

VI.2.1 La classification des communes de la région PACA

Le but de la classification est de répartir un nombre n d'individus (dans notre cas les communes), décrits à partir de v variables descriptives en un certain nombre m de classes. Les classes sont définies afin que les individus intra-classes soient les plus homogènes possibles et/ou que les individus inter-classes soient les plus hétérogènes possibles. Autrement dit, la classification part d'une ressemblance imparfaite entre les communes caractérisées par leurs valeurs sur les v variables [CHADU01].

VI.2.1.1 La méthode de classification

Plusieurs techniques statistiques de classification existent. Les techniques ascendantes – qui procèdent par agrégation des classes d'individus (à l'initial on considère n classes) - sont plus développées et plus communément utilisées (en comparaison des techniques descendantes qui procèdent par désagrégation). Nous avons choisi la méthode la plus couramment employée : la Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) [CHADU01]. Elle procède à une fusion de deux classes à partir d'une évaluation de leur similarité (ou de leur dissimilarité) à travers la mesure d'une « distance ». Autrement dit, pour passer de n classes d'individus à $n-1$ classes d'individus, la classification hiérarchique mesure une « distance » un à un entre les n classes. Puis elle opère la fusion des deux classes selon un critère appliqué à la distance. Nous avons choisi un type de distance et un critère d'agrégation particulier.

VI.2.1.1.1 La méthode d'agrégation des classes

Il existe plusieurs techniques d'agrégation des classes. Le choix de l'une et l'autre dépend du type de classification que l'on souhaite mener. Dans notre cas, nous souhaitons constituer des classes les plus hétérogènes possibles entre elles, afin que les spécificités des communes de chaque classe soient bien identifiées. La méthode la plus usuellement employée est la méthode de Ward, puisqu'elle s'« accorde bien avec la construction d'un arbre hiérarchique à partir d'un tableau de données quantitatives, où les individus (ligne du tableau) ont, au départ de l'algorithme d'agrégation, des masses égales ou différentes. » [NAKAC05]. Cette dernière consiste à agréger à chaque itération les classes faisant le moins baisser l'inertie interclasse. Celle-ci se détermine à partir des barycentres de chaque classe. Le barycentre d'une classe i est une moyenne pondérée des N_i individus appartenant à i :

$$B_i = \frac{1}{n_i} \sum_{c \in E_i} p(c) m(c) \quad (20)$$

Où

B_i est le barycentre de la classe i

E_i est l'ensemble des communes appartenant à la classe i

$p(c)$ est un vecteur des variables descriptives à v dimensions $[p_1, \dots, p_v]$

c est la commune

v est le nombre de variables descriptives (dans notre cas $v = 3$)

n_i est le nombre total de communes dans la classe i

m est la masse de chaque commune (dans notre cas $m = 1$ pour chacune des communes)

L'inertie interclasse de l'ensemble E est définie comme :

$$I = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k n_i d^2(B_i, B) \quad (21)$$

Où

B est le barycentre de l'ensemble E

E est l'ensemble des N communes à classer (dans notre cas $N=963$)

k le nombre de classe

$d^2()$ est la distance euclidienne, définie dans l'équation 22

$$d^2(B_i, B_j) = \sum_{g=1}^v (B_i(g) - B_j(g))^2 \quad (22)$$

Ainsi si l'on considère deux classes i et j , la perte d'inertie interclasse induite par l'association de i et j a été démontré [NAKAC05] comme égale à :

$$\Delta I(B_i, B_j) = \frac{n_i \cdot n_j}{n_i + n_j} d^2(B_i, B_j) \quad (23)$$

La méthode de Ward optimise l'agrégation des groupes en minimisant $\Delta I(B_i, B_j)$. Pour une explication complète de la procédure d'agrégation selon la méthode de Ward, on peut se référer à [NAKAC05].

VI.2.1.1.2 Les variables descriptives

Les variables descriptives permettent de caractériser chaque commune en lien avec les sept paramètres à spatialiser (cf. § IV.3). Ces derniers sont relatifs aux besoins de chauffage et de climatisation (Consommation Unitaire et profil d'usage), aux taux d'électrification du chauffage des nouvelles constructions résidentielles et à l'accroissement des bureaux. Ainsi, trois variables descriptives ont été définies, en lien avec le besoin thermique, l'électrification du chauffage dans le parc résidentiel et le développement des surfaces tertiaires :

- le Degré-Jour Unifié 18°C : cet indicateur renseigne sur les besoins thermiques de la commune. Il est calculé à partir de la méthode du Diagnostic de Performance Energétique présentée dans l'arrêté du 9 novembre 2006 [MECSL06], cf. Equation 24.

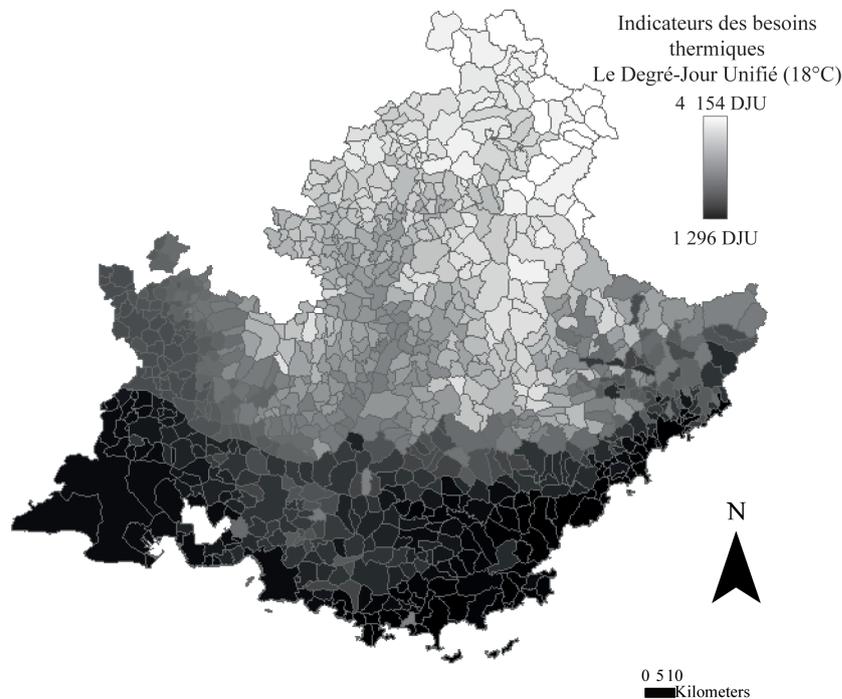


Figure VI.2.1 - Distribution spatiale des besoins thermiques communaux

$$DJU(c) = \frac{1}{24} (DH_{ref} + (\frac{N_{ref}}{C2} + 5) * C3 * Altitude(c)) \quad (24)$$

Où

$C2$ et $C3$ sont des valeurs lues dans une table de référence ; [MECSL06]
 DH_{ref} sont les degrés-heures de référence dans le département d'appartenance
 N_{ref} est le nombre d'heures de chauffe dans le département d'appartenance
 c est la commune
 $Altitude$ est celle de la commune (définie à partir de la base RGC de l'IGN)

On remarque (cf. Figure VI.2.1) que cet indicateur a une distribution spatiale régionale suivant un axe sud-ouest - nord-est. Cela s'explique du fait que le DJU est indexé sur l'altitude des communes.

- le nombre moyen d'habitants par rapport aux entreprises créées par an sur la période 2006-2008 : cet indicateur nous renseigne sur le dynamisme économique de la commune et indirectement sur la croissance des surfaces de bureaux.

$$DynEco(c) = \frac{1}{n} \sum_{n \in P_e} \frac{Habitant_n(c)}{Entreprises\ créées_n(c)} \quad (25)$$

Où

P_e est la période de validité du taux (ici de 2006 à 2008)

n est une année de P_e

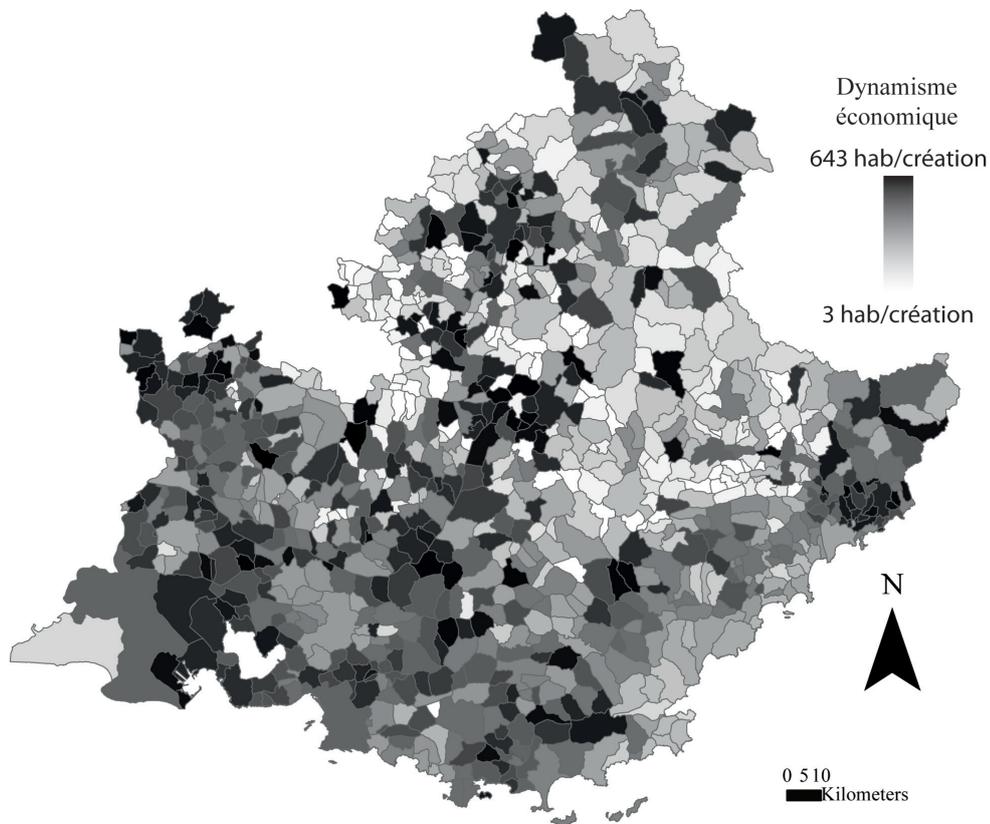


Figure VI.2.2 - Distribution spatiale des valeurs de l'indicateur de dynamisme économique communale

Lorsqu'aucune entreprise n'a été créée sur la commune pendant la période P_e , alors nous avons assigné la valeur de 0 à la commune.

On remarque que la distribution spatiale des valeurs de l'indicateur de dynamisme économique (cf. Figure VI.2.2) concentre les valeurs les plus basses au nord et les valeurs les plus hautes dans le quart sud-ouest et à l'extrême est de la région.

- le taux de chauffage électrique dans les nouvelles constructions de résidences principales entre 1999 et 2006: cet indicateur nous renseigne sur la dynamique d'électrification du chauffage dans le parc bâti résidentiel de la commune.

$$TxElect(Pe,c) = \frac{RPElect_{2006}(c) - RPElect_{1999}(c)}{Habitant_{2006}(c)} \quad (26)$$

Où

RPElect signifie Résidence Principale avec chauffage électrique

Pe est la période de validité du taux

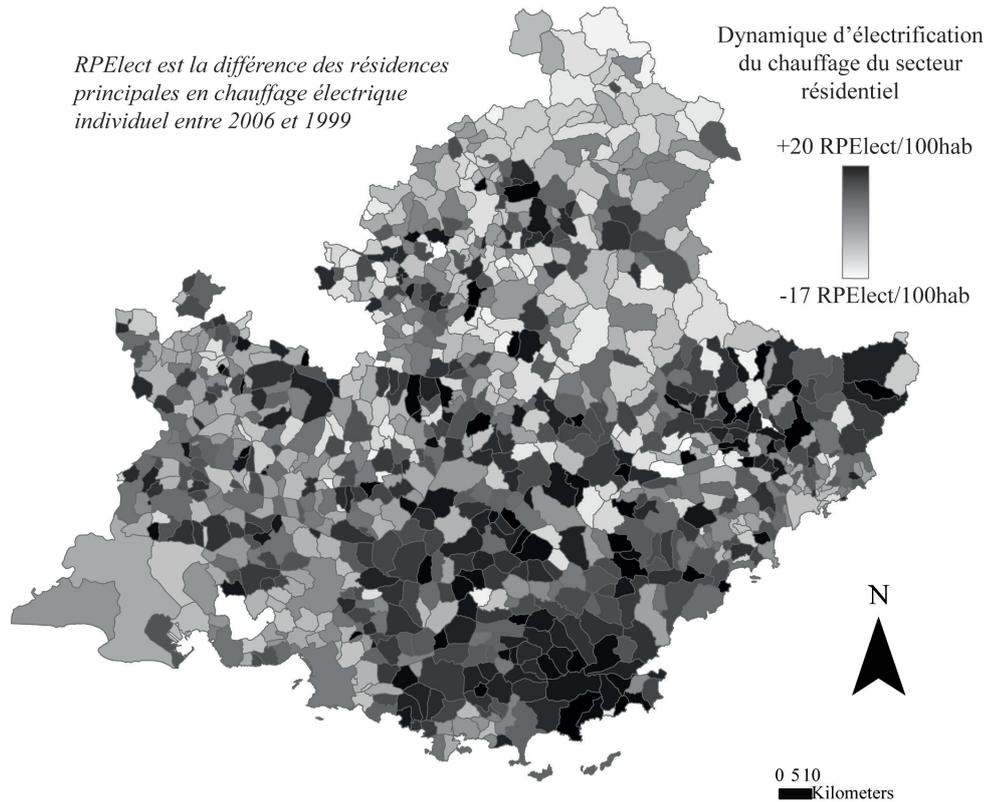


Figure VI.2.3 - Distribution spatiale de la dynamique d'électrification du chauffage dans le secteur résidentiel

On remarque que la distribution spatiale des valeurs de l'indicateur de taux d'électrification (cf. Figure VI.2.3) concentre les valeurs les plus basses au nord et les valeurs les plus hautes dans le quart sud-est de la région.

Chacune des trois variables descriptives a été normalisée afin de leur donner à chacune le même poids dans le calcul de la distance. Ainsi chaque valeur a été centrée et réduite selon l'équation 27 :

$$V'_i = \frac{V_i - \bar{V}}{\sigma_v} \quad (27)$$

Les variables descriptives doivent être indépendantes l'une de l'autre, au risque d'avoir un caractère sur-représenté dans la classification finale. Nous avons donc calculé la corrélation entre les variables selon les trois coefficients utilisés dans § IV.3.2.2.2. Les résultats sont présentés dans le tableau suivante.

		DJU	DynEco	TxElect
Pearson	DJU	1	0,12	-0,288
	DynEco		1	-0,274
Spearman	DJU	1	0,09	-0,329
	DynEco		1	-0,295
Kendall	DJU	1	0,057	-0,211
	DynEco		1	-0,196

Tableau VI.2.4 - Analyse des corrélations entre les trois variables descriptives à partir des valeurs normalisées

Ces résultats indiquent un coefficient de corrélation globalement inférieur à 0,329 sur l'ensemble des relations entre les trois variables. Ceci indique une relation plutôt faible, donc une certaine indépendance des variables. On remarque que certaines variables ont des relations qui tendent à s'opposer, c'est le cas du taux d'électrification avec le DJU ainsi que le taux d'électrification avec le dynamisme économique.

VI.2.1.2 L'analyse et les résultats de classification

Nous avons mené une classification hiérarchique ascendante sur les 963 communes de la région PACA, décrites à partir des trois variables précitées. Nous avons déjà souligné, en introduction de § VI.2, les limites attenantes à l'outil de modélisation utilisé. Pour ces mêmes raisons, nous avons choisi un nombre de classe entre 5 et 10. A partir de la table des agrégations qui indique à chaque itération les communes agrégées ainsi que leur distance, on peut observer l'évolution de la distance.

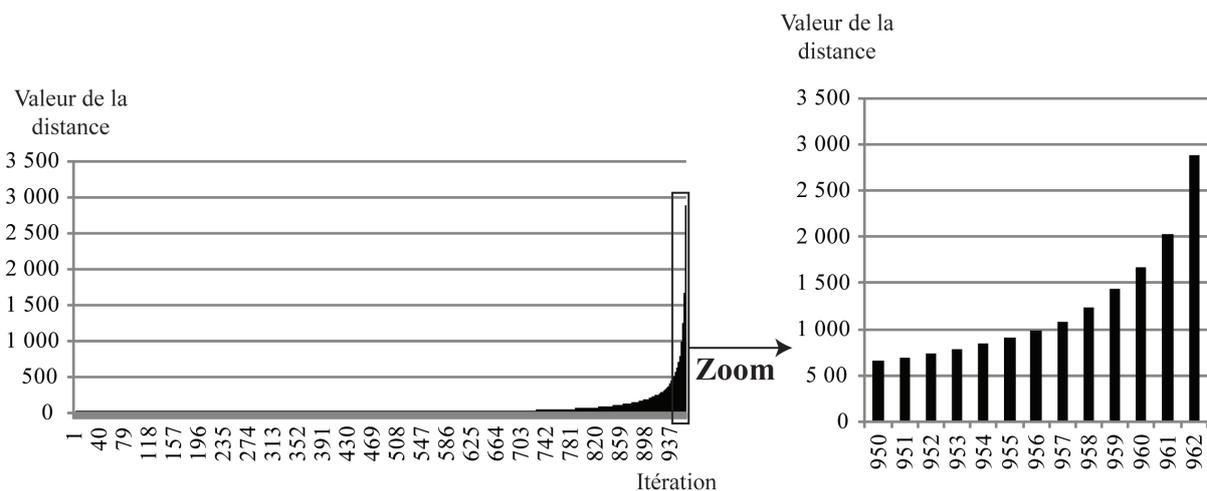


Figure VI.2.5 - Valeur de la distance entre les classes sur la chaîne d'agrégation

On observe ces sauts de distance aux 958^{ème}, 961^{ème} et 962^{ème} itérations. Ayant défini au préalable entre 5 et 10 classes, nous décidons de cesser l'agrégation avant la 958^{ème} itération. Cela fixe à 6 le nombre de classes. Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques de ces classes.

		DynEco	Tx Elect	DJU			DynEco	Tx Elect	DJU
1	Moyenne	1,38	0,18	-0,58	4	Moyenne	-1,28	-2,85	0,79
	N	170				N	35		
	Ecart type	0,81	0,62	0,64		Ecart type	0,34	1,32	0,84
	Minimum	0,41	-1,2	-1,57		Minimum	-1,60	-7,09	-1,25
	Maximum	6,01	2,14	1,19		Maximum	-0,48	-1,55	2,83
2	Moyenne	0,06	0,09	-0,78	5	Moyenne	0,78	-0,56	0,87
	N	272				N	103		
	Ecart type	0,33	0,48	0,52		Ecart type	0,47	0,54	0,7
	Minimum	-0,94	-2,1	-1,58		Minimum	-0,23	-1,74	-0,37
	Maximum	0,72	1,11	0,36		Maximum	2,27	0,52	3,13
3	Moyenne	-0,86	-0,15	0,89	6	Moyenne	-0,42	1,48	-0,61
	N	285				N	98		
	Ecart type	0,55	0,72	0,64		Ecart type	0,60	0,72	0,68
	Minimum	-1,6	-1,61	-1,18		Minimum	-1,60	0,75	-1,58
	Maximum	0,95	2,21	2,65		Maximum	0,72	5,59	1,01

Tableau VI.2.6 - Caractéristiques des 6 classes - valeurs normalisées

La figure suivante représente les communes de PACA dans un espace orthonormé à trois dimensions. Chaque axe représente une variable. Les différences de nuances permettent d'assigner chaque individu à sa classe d'appartenance.

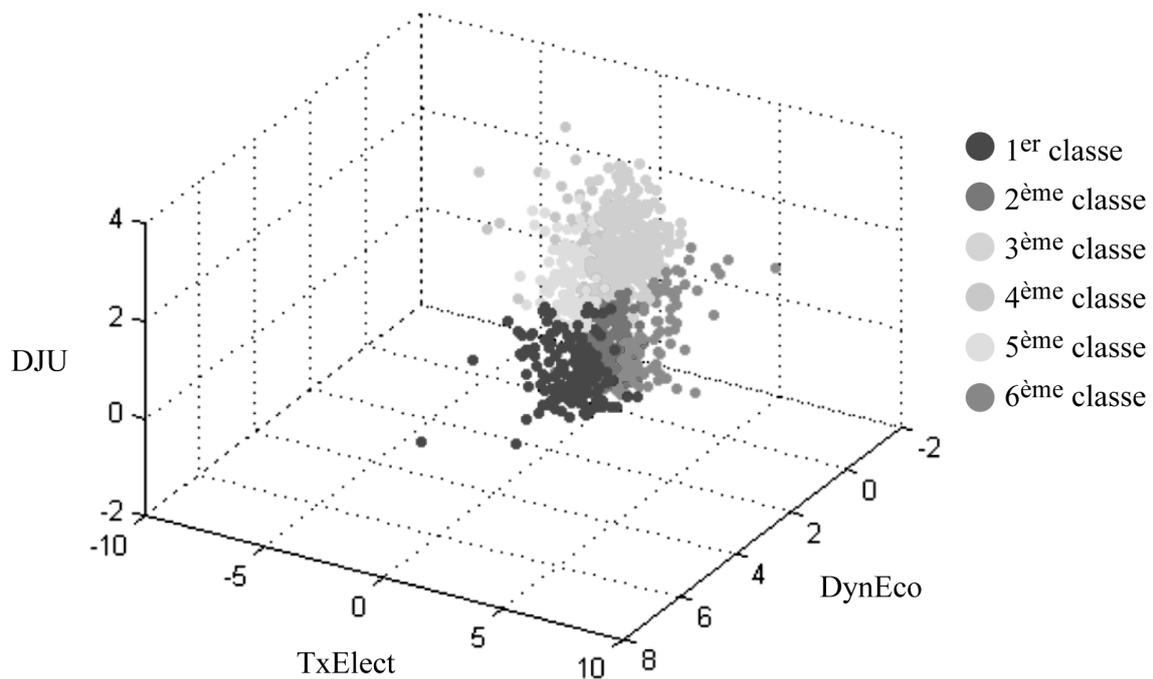


Figure VI.2.7 - Représentation dans un espace orthonormé des 963 communes de PACA

On remarque que les six classes sont relativement concentrées par rapport à la dispersion totale du nuage de points.

La représentation deux à deux des variables dans un espace orthonormé permet de mieux visualiser la dispersion des classes.

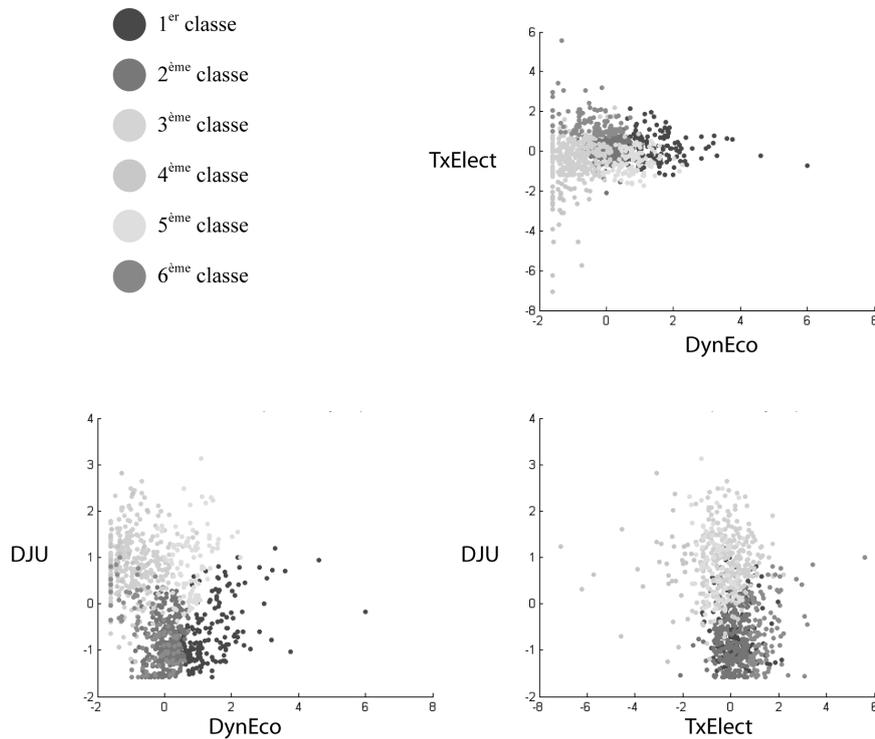


Figure VI.2.8 - Représentation des classes dans un espace orthonormé en deux dimensions - valeurs normalisées

On remarque que certaines variables descriptives permettent une meilleure distinction de certaines classes. Le taux d'électrification sépare nettement la classe 4 et la classe 6, des classes 1, 2, 3 et 5 (centrées autour des valeurs nulles). La même observation peut être faite sur l'indicateur DJU pour lequel on voit apparaître deux groupes de classes. Les classes 3,4 et 5 sont situées dans la partie supérieure du nuage de points et les trois autres à l'opposé. Enfin sur le dernier indicateur, DynEco, on voit également apparaître deux groupes de classes. Les classes 1,2 et 5 sont situées à droite du nuage de points alors que les trois autres se concentrent à sa gauche. Ces observations permettent d'ors et déjà d'identifier les caractéristiques de chaque classe. Nous avons vu dans la représentation graphique des valeurs de chaque indicateur que ceux-ci suivaient une certaine répartition spatiale. Par conséquent, on peut s'attendre à ce que les classes respectent elles-mêmes une certaine répartition spatiale compte tenu de leur dépendance à certain paramètre. La figure VI.2.9 confirme cette hypothèse.

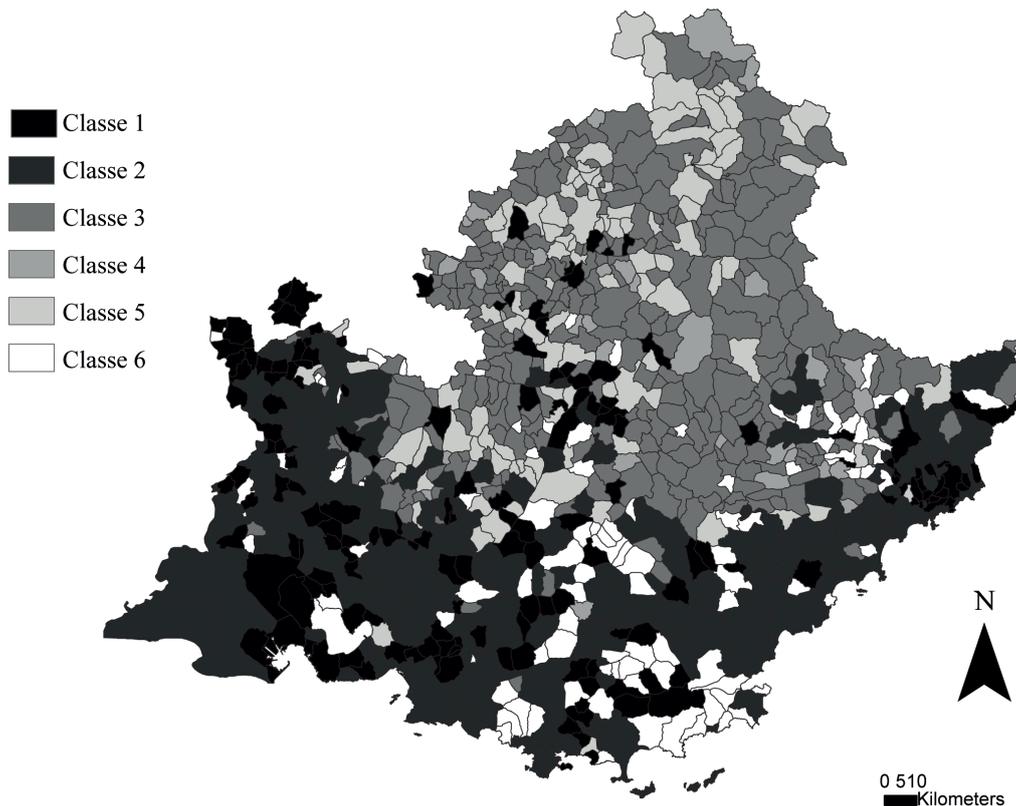


Figure VI.2.9 - Répartition spatiale des 6 groupes de communes

A partir de la répartition spatiale des classes (cf. Figure VI.2.9) et des caractéristiques de chaque classe (cf. Tableau VI.2.6) il est possible de déterminer les caractéristiques des communes de chaque classe.

Classe	Situation Nord-Sud	Degré-Jour Unifié	Electrification des résidences principales	Dynamisme économique
1	Sud	-	0 ₊	++
2	Sud	--	0 ₊	0 ₊
3	Nord	++	0 ₋	-
4	Nord	+	--	--
5	Nord	++	-	+
6	Sud	--	++	-

0₊ et 0₋ : se situe respectivement positivement ou négativement dans la moyenne régionale
 - et -- : sont respectivement un peu ou fortement inférieures à la moyenne régionale
 + et ++ : sont respectivement un peu ou fortement supérieures à la moyenne régionale

Tableau VI.2.10 - Caractéristiques des communes de chaque classe

VI.2.2 La détermination des communes représentatives

L'objectif est de mener l'évaluation des impacts du système de pilotage sur chacun des types de commune. Nous avons fait l'hypothèse que les communes les plus représentatives de chaque classe étaient les communes les plus proches du barycentre de sa classe d'appartenance. Dans l'objectif de l'étude, des communes additionnelles ont été sélectionnées : la commune la plus éloignée du barycentre par classe.

La méthode suivie nécessite de calculer le barycentre de chaque classe (cf. Equation 19). Ensuite nous avons calculé le carré des distances euclidiennes de chaque commune au barycentre de sa classe d'appartenance (cf. Equation 21). La distance la plus petite et la plus grande indiquent respectivement les communes la plus proche et celle la plus éloignée du barycentre.

Pour des contraintes de représentativité dans les mesures ultérieures d'impact, nous avons choisi autant que possible des communes de plus de 10 000 habitants. Ceci a été possible sur l'ensemble des cas mis à part pour la 4ème et la 3ème classe. Dans le premier cas de classe il n'y a pas de communes de plus de 10 000 habitants. Nous n'avons donc pas pris en compte ce critère. Dans le deuxième cas il n'y a qu'une seule commune supérieure à 10 000 habitants (Valbonne), cette commune a été sélectionnée comme commune moyenne. Ainsi pour avoir une commune max différente, nous n'avons pas pris en compte le critère de population. Les communes ci-dessous ont été sélectionnées à l'issue de l'analyse :

Code INSEE	6 communes les plus proches du barycentre	Classe d'appartenance	Population
13063	Miramas	1	24 517
84054	L'Isle-sur-la-Sorgue	2	18 015
6152	Valbonne	3	12 114
4093	Gigors	4	55
5061	Gap	5	37 332
83042	Cogolin	6	11 066
13026	Châteauneuf-les-Martigues	1	11 829
6030	Le Cannet	2	42 531
4134	La Motte-du-Caire	3	504
5049	Esparron	4	34
5023	Briançon	5	11 542
83071	La Londe-les-Maures	6	10 034

Tableau VI.2.11 - Liste des communes sélectionnées

VI.3 LA SIMULATION DE L'ARCHITECTURE DE PILOTAGE DE LA CHARGE

Afin d'évaluer l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée de la méthode de modélisation de référence sur l'évaluation des impacts du système de pilotage, nous avons mené une simulation des impacts sur les douze communes représentatives.

Cette partie se concentre sur les analyses réalisées. Nous présentons le paramétrage du modèle de simulation quant aux différents scénarios considérés (profil de l'Opérateur Amont, clients hébergeurs ciblés, taux de pénétration des procédés). Puis nous présentons les résultats d'évaluation d'impacts énergétiques obtenus sur les territoires étudiés. L'interprétation de ces résultats permet de conclure à l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée sur l'évaluation des impacts.

VI.3.1 Le paramétrage des analyses réalisées

VI.3.1.1 L'élaboration de la consigne d'effacement

L'élaboration de la consigne dépend du type d'Opérateurs Amont (OA). Dans notre cas d'étude, centré sur le problème d'approvisionnement en électricité de la zone située à l'est de la région, nous avons considéré un profil d'OA partagé entre un GRT et une collectivité territoriale (le conseil régional par exemple). Tous deux n'ont pas les mêmes besoins de pilotage. Le GRT a intérêt à demander un pilotage afin d'éviter les pics de consommation et de « lisser » la courbe de charge, et la collectivité territoriale préfère faire des économies d'émission de CO₂. Trois indicateurs descriptifs ont donc été définis pour caractériser chacune des heures de l'année de référence : l'appel max de puissance, l'appel rapide de courant et le contenu CO₂ du kWh produit. Ces indicateurs ont été calculés sur la base du contenu CO₂ du kWh produit (*cf.* § V.3.2.2.1.) et de la courbe de charge de 2006 (*cf.* § V.3.2.2.1.) de la zone de déploiement définie dans l'annexe 12.

Considérant une pondération paritaire des trois indicateurs précités et à raison de 5% d'heures rouges (soit environ 36h) et 20% d'heures orange (soit environ 146h) par mois, le modèle d'élaboration de la consigne identifie les périodes pendant lesquelles un pilotage de la charge est demandé (*cf.* Figure VI.3.1). Ces hypothèses ont été définies par rapport aux paramétrages appliqués dans la plate-forme expérimentale de PREMIO installée à Lambesc (*cf.* Annexe 11). On remarque que la consigne de pilotage se concentre majoritairement dans les jours de semaine, sur les périodes 10-12h, 17-18h et 21-22h. Les mois de décembre et août sont propices à une consigne également pendant les jours de type samedi et dimanche.

Jour-type	N° de mois	Heure																								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Semaine (Chaque heure de ce jour-type compte pour 21h/75 dans le mois)	1																									
	2																									
	3																									
	4																									
	5																									
	6																									
	7																									
	8																									
	9																									
	10																									
	11																									
	12																									
Samedi (Chaque heure de ce jour-type compte pour 4h35 dans le mois)	1																									
	2																									
	3																									
	4																									
	5																									
	6																									
	7																									
	8																									
	9																									
	10																									
	11																									
	12																									
Dimanche (Chaque heure de ce jour-type compte pour 4h35 dans le mois)	1																									
	2																									
	3																									
	4																									
	5																									
	6																									
	7																									
	8																									
	9																									
	10																									
	11																									
	12																									

Figure VI.3.1 - Requête d'effacement envoyée à la centrale de pilotage

Comme déjà précisé dans § V.3.2.2.2, nous avons fait l'hypothèse que la requête d'effacement est intégralement validée par la centrale et constitue exactement la consigne d'effacement individuel envoyée à chaque procédé.

VI.3.1.2 L'installation des procédés

Deux types de procédé sont déployés. Chacun d'eux vise un type de clients hébergeurs particulier. Dans le cas du procédé de production et stockage, notre hypothèse est de les installer uniquement dans les résidences principales en maison individuelle. Dans le cas du délestage, au vu des usages contrôlés (climatisation, chauffage et ECS) par ce procédé, nous avons considéré qu'il s'installe dans l'ensemble des résidences principales et des branches tertiaires. Deux scénarios de taux de pénétration sont considérés : 50% et 100% des clients hébergeurs ciblés ont un procédé fonctionnel.

VI.3.1.3 Le procédé de délestage des usages de consommation d'électricité

Nous avons vu dans § V.3.2.3.1 que ce procédé fonctionne selon deux modes dits « optimisation locale » et « sollicité ». Ces deux modes différencient la période de délestage. Nous avons considéré qu'en mode « sollicité », le délestage s'opère uniquement lors des périodes noires de la consigne. En mode « optimisation locale », les valeurs du seuil de délestage ont été données par l'expertise du projet PREMIO, en fonction des courbes de charge résidentielle et tertiaire, dans l'ordre de 0,85 pour la courbe de charge résidentielle et 0,93 pour la courbe de charge tertiaire.

Concernant le niveau de délestage, nous avons fait l'hypothèse que le procédé fonctionne en « tout ou rien » quelque soit le mode. Dans notre cas d'étude, nous considérons que ce procédé est connecté aux circuits de l'usage de chauffage et d'ECS dans le secteur résidentiel et aux circuits de climatisation et d'ECS dans le secteur tertiaire. Le délestage se produit systématiquement en alternance entre ces deux usages par tranches de 10 minutes. Par conséquent, en période de délestage, les deux profils initiaux des usages concernés sont divisés par deux. Aucun effet rebond n'est pris en compte pour l'usage chauffage et climatisation de telle sorte que la puissance effacée est considérée économisée dans son intégralité. L'économie sur les quantités d'énergie pour cet usage est directement prise en compte dans le profil (cf. Figure VI.3.2). Un effet « boomerang » est pris en compte pour l'ECS. L'énergie effacée pendant les périodes de délestage est « récupérée » durant la période d'heures creuses suivant l'effacement (entre 23h et 7h du matin). Pour l'usage ECS, aucune économie ou majoration d'énergie n'est considérée.

Concernant la quantité d'énergie consommée par l'installation de la technologie même, la consommation des auxiliaires est prise en compte. L'ensemble des auxiliaires propres au procédé de délestage (le boîtier Optilesteur et divers équipements dont alimentation et les relais) consomme 25W [CAPEN09b] de puissance appelée. Une partie de cette puissance seulement est appelée sur toute l'année. L'autre partie est appelée lors des périodes de délestage. Nous avons considéré une puissance de 15W pendant les 8 760h de l'année (soit une consommation de 131kWh par unité installée), à laquelle s'ajoutent

10W appelés pendant les heures de délestage (sur la base d'un délestage moyen de 600h par an, cela représente une consommation supplémentaire de 6kWh, soit une consommation totale supplémentaire par unité installée de 137 kWh en moyenne). Compte tenu de ce paramétrage, les profils de chauffage, de climatisation et d'ECS des sous-secteurs hébergeurs ont été modifiés. Ces profils sont utilisés pour modeler, dans le temps, l'énergie consommée par les sous-secteurs hébergeurs pour les usages concernés (cf. Figure VI.3.2).

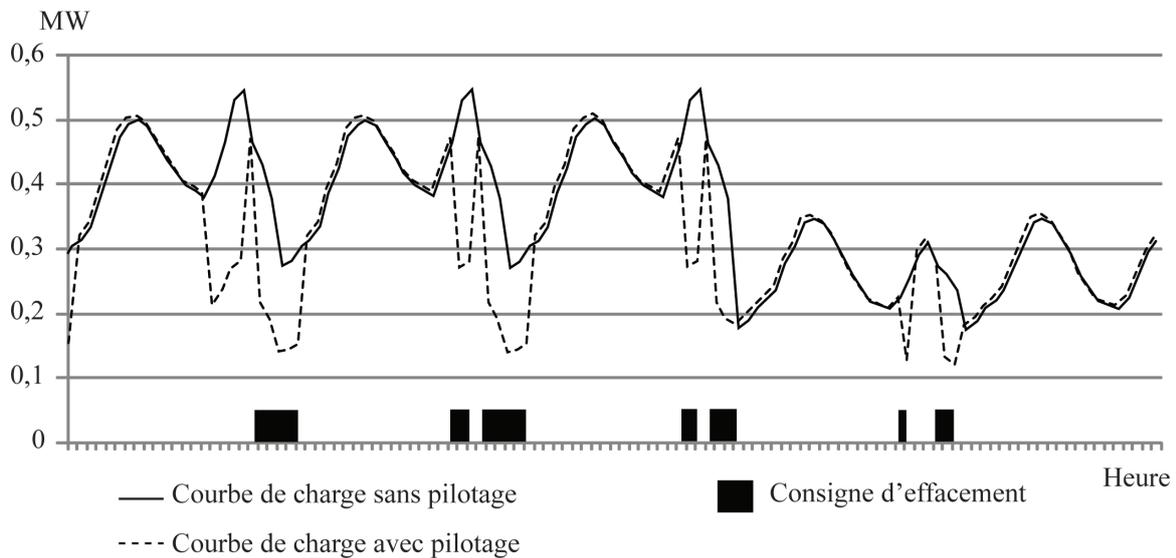


Figure VI.3.2 - Impacts du procédé délestage sur la courbe de charge de l'usage chauffage résidentiel

VI.3.1.4 Le procédé de production et de stockage d'électricité

Compte tenu des caractéristiques de ce procédé (cf. § V.3.2.3.2) et considérant une capacité totale de batterie de 4kWh, nous disposons d'environ 1,6kWh pour le pilotage de la charge. Par ailleurs 1,6kWh sont utilisés en mode optimisation locale. Selon les informations transmises par le projet PREMIO, la puissance max de charge et de décharge est de 700W. Nous considérons une durée de charge et de décharge de 3h (le modèle étant au pas horaire), soit une charge à puissance max les deux premières heures et à mi puissance la troisième heure, donc une quantité totale d'énergie stockée de 1,75kWh (soit 44% de la capacité totale de la batterie). Dans le modèle initial du système Microscope, les pertes de stockage/déstockage et la consommation des auxiliaires sont supposées compensées par la production des unités photovoltaïques. Par conséquent, dans le modèle, les pertes sont négligées et la charge de la batterie se fait exclusivement à partir du réseau électrique.

Pour la charge dédiée à l'optimisation locale, nous considérons un cycle de charge et de décharge par jour. La charge s'opère sur une plage horaire entre 0h et 3h et la décharge sur deux plages horaires, de 12h30 à 14h et de 19h à 20h, soit 2h30 de décharge à 700W. Pour la charge dédiée au mode sollicitation, nous considérons un cycle de charge et de décharge par jour dès lors qu'il y a une consigne d'effacement pour ce jour.

La période de charge est systématiquement programmée entre 3h et 6h du jour dans lequel la décharge est effectuée. L'énergie accumulée est déchargée sur les plages noires et grises, en priorité sur les deux notes d'alerte les plus élevées. Deux cas de figure sont envisagés pour la décharge. Soit elle s'effectue en un temps, dans ce cas le système décharge à puissance max lors des deux premières heures et à mi-puissance l'heure suivante. Soit elle s'effectue en deux temps, dans ce cas le système décharge à puissance max sur chacune des deux heures et à quart de puissance sur chacune des heures suivantes. Compte tenu de ce paramétrage, il est possible de générer une courbe de charge et décharge du système de stockage d'électricité (cf. Figure VI.3.3). Cette courbe de charge est ajoutée à la courbe de charge nette des usages de consommation des sous-secteurs.

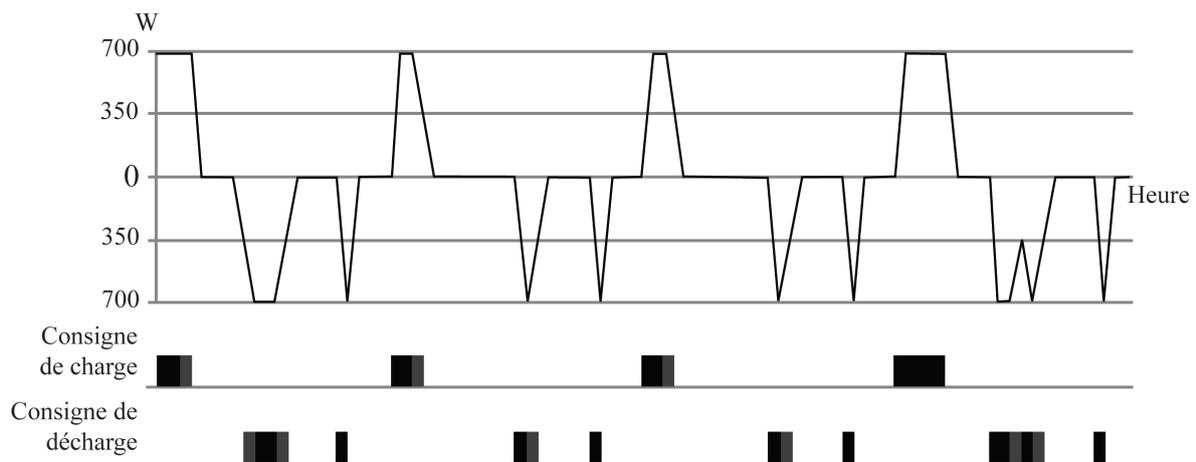


Figure VI.3.3 - Courbe de charge et décharge du procédé de production et de stockage

VI.3.1.5 La synthèse des scénarios simulés

Pour les besoins propres de la thèse, chaque scénario sera calculé *a minima* deux fois considérant dans un cas des paramètres d'entrée spatialisés et dans un autre cas des paramètres non-spatialisés. Le tableau suivant synthétise les analyses menées et les scénarios simulés. L'année de référence choisie est 2006 du fait d'un grand nombre de données disponibles, notamment l'ensemble des informations issues du recensement de population et de l'enquête logement réalisés par l'INSEE. Concernant les années prospectées, nous avons considéré 2015 et 2030. Cette dernière étant l'année de référence pour plusieurs études prospectives, en particulier celles de l'INSEE.

	Année de référence	Paramètres d'entrée	Procédés	Taux de pénétration des procédés
Courbe de charge de référence et Scénarios de pilotage à l'année de référence	2006	Spatialisés	Sans procédés	0%
			Prod./Stock.	50%
				100%
			Délestage	50%
				100%
			Prod./Stock. + Délestage	50%
	100%			
	Non-spatialisés	Sans procédés	0%	
		Prod./Stock.	50%	
			100%	
		Délestage	50%	
			100%	
Prod./Stock. + Délestage		50%		
	100%			
Scénarios prospectifs de référence et Scénarios de pilotage	2015	Spatialisés	Sans procédés	0%
			Prod./Stock.	50%
				100%
			Délestage	50%
				100%
			Prod./Stock. + Délestage	50%
	100%			
	Non-spatialisés	Sans procédés	0%	
		Prod./Stock.	50%	
			100%	
		Délestage	50%	
			100%	
		Prod./Stock. + Délestage	50%	
	100%			
	2030	Spatialisés	Sans procédés	0%
			Prod./Stock.	50%
				100%
			Délestage	50%
100%				
Prod./Stock. + Délestage			50%	
		100%		
Non-spatialisés		Sans procédés	0%	
		Prod./Stock.	50%	
			100%	
		Délestage	50%	
			100%	
	Prod./Stock. + Délestage	50%		
100%				

Tableau VI.3.4 - Synthèse des scénarios de simulation pour chacune des 12 communes analysées

VI.3.2 Les résultats de simulation sur les communes analysées

Deux types d'observations sont présentés dans cette partie, premièrement les effets de la spatialisation des paramètres d'entrée sur les sorties du modèle de la demande électrique communale et deuxièmement l'influence de leurs spatialisation sur les indicateurs d'impacts.

VI.3.2.1 L'influence de la spatialisation sur les sorties du modèle

Les simulations menées ont évalué une consommation résidentielle en 2006 de 0,14 GWh à 124 GWh des communes étudiées si l'on considère des paramètres non-spatialisés et entre 0,13GWh et 127GWh avec des paramètres spatialisés (cf. Tableau VI.3.5). Par contre, les consommations tertiaires sont situées entre 0,01GWh et 100 GWh quel que soit la spatialisation des paramètres. La spatialisation amène sur ces 12 communes des écarts qui peuvent dépasser 20% par rapport à l'évaluation sans spatialisation. Cet écart est presque systématiquement orienté à la hausse.

	Paramètres d'entrée	Population	Surface tertiaire - toutes branches (m ²)	Consommation résidentielle (GWh)	Consommation tertiaire (GWh)
Gigors	P.NS	55	82	0,25 GWh	0,01 GWh
	P.S			0,25 GWh	0,01 GWh
La Motte du Caire	P.NS	504	3 102	2,12 GWh	0,50 GWh
	P.S			2,31 GWh	0,48 GWh
Briançon	P.NS	11 542	270 434	37,54 GWh	35,37 GWh
	P.S			41,79 GWh	34,89 GWh
Esparron	P.NS	34	25	0,14 GWh	0,02 GWh
	P.S			0,13 GWh	0,02 GWh
Gap	P.NS	37 332	625 955	101,47 GWh	99,61 GWh
	P.S			112,18 GWh	100,48 GWh
Le Cannet	P.NS	42 531	296 147	124,63 GWh	43,68 GWh
	P.S			127,14 GWh	53,20 GWh
Valbonne	P.NS	12 114	292 340	24,67 GWh	45,40 GWh
	P.S			25,45 GWh	50,28 GWh
Chateaux les Martigues	P.NS	11 829	77 071	30,48 GWh	9,41 GWh
	P.S			30,48 GWh	9,82 GWh
Miramas	P.NS	24 517	222 697	56,92 GWh	33,58 GWh
	P.S			57,02 GWh	34,20 GWh
Cogolin	P.NS	1 691	129 390	35,62 GWh	14,10 GWh
	P.S			41,99 GWh	15,25 GWh
La Londe les Maures	P.NS	10 034	52 975	40,48 GWh	7,28 GWh
	P.S			46,02 GWh	7,55 GWh
L'Isle sur la Sorgue	P.NS	18 015	226 087	49,97 GWh	28,19 GWh
	P.S			60,27 GWh	30,14 GWh

P.NS = Paramètres Non-Spatialisés ; P.S = Paramètres Spatialisés

Tableau VI.3.5 - Consommations nettes d'électricité résidentielle et tertiaire des douze communes simulées

Nous pouvons comparer ces résultats de simulation aux données réelles mesurées en notre possession. Pour l'année de référence (2006), nous disposons des consommations électriques par tarif de facturation (bleu, jaune et vert) et par commune de la région PACA ainsi que des courbes de charge brutes et de production locale au niveau de chaque poste source de la région PACA.

Le tableau suivant indique les écarts entre les évaluations théoriques issues du modèle et les données réelles (tarif bleu assimilé au secteur résidentiel, tarif jaune et vert assimilé au secteur tertiaire). Ainsi en moyenne (valeur absolue) le modèle fait une erreur de 24,5% et 35,4% respectivement sur les évaluations de la consommation énergétique annuelle résidentielle et tertiaire de chaque commune. Cependant si l'on exclut les deux plus petites communes (de moins de 60 habitants), alors les écarts moyens diminuent respectivement à 19,3% et 32,1%.

		Considérant	
		12 communes	10 communes
Paramètres non-spatialisés	Ecart moyen sur les évaluations des consommations résidentielles	24,5%	19,3%
	Ecart moyen sur les évaluations des consommations tertiaires	35,4%	32,1%
Paramètres spatialisés	Ecart moyen sur les évaluations des consommations résidentielles	20,5%	14,2%
	Ecart sur les évaluations des consommations tertiaires	37,8%	34,3%

Tableau VI.3.6 - Ecart moyen (en valeur absolue) entre les évaluations théoriques et les données réelles

Par ailleurs, on remarque une diminution de l'écart moyen de près de 4% pour les évaluations de consommation résidentielle lorsque les paramètres d'entrée sont spatialisés. Le fait d'exclure les deux communes les plus petites semble majorer la diminution induite par la spatialisation des paramètres d'entrée (-5% de l'écart). Enfin, à noter que l'écart moyen algébrique des consommations résidentielles des douze communes est de 9,8% avec des paramètres non-spatialisés et de 5,7% avec des paramètres spatialisés. Ce qui est vrai pour le résidentiel ne l'est pas pour le tertiaire.

La comparaison des courbes de charge théoriques et réelles – ne disposant que des courbes de charges brutes et de production locale au niveau des Postes Sources - pose deux niveaux de difficulté. Le premier étant qu'une commune est souvent desservie par plusieurs Postes Sources et qu'un Poste Source dessert plusieurs communes. Ainsi pour reconstituer la courbe de charge d'une commune, il faut additionner la part de charge dédiée à la commune de chaque Poste Source desservant, à partir de l'équation 12. Le deuxième étant que la courbe de charge nette - calculée en ajoutant les courbes de production aux courbes de charges brutes - est composée des consommations des secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et agricole.

Afin de comparer les courbes de charges réelles et théoriques indépendamment de l'incertitude associée aux évaluations en énergie, nous avons comparé les courbes de charge sur leur valeur normée.

De fait seules les « formes » des courbes sont comparées. La somme des écarts absolus entre les courbes de charge théoriques et réelles normalisées est présentée dans le tableau VI.3.7.

	Gigors	La Motte du Caire	Briançon	Esparron	Gap	Le cannet	Valbonne	Châteauneuf les Martigues	Mirammas	Cogolin	La Londe les Maures	L'Isles sur la Sorgue
	4093	4134	5023	5049	5061	6030	6152	13026	13063	83042	83071	84054
P. NS	32,1%	24,9%	57,1%	18,5%	20,7%	13,7%	13,6%	9,8%	12,0%	13,1%	12,1%	10,7%
P.S	34,2%	22,6%	59,1%	17,3%	24,5%	14,5%	16,7%	11,7%	13,1%	17,9%	11,4%	12,8%

Tableau VI.3.7 - Ecart absolu entre les courbes de charge théoriques et réelles normalisées

Ainsi mises à part les communes de Briançon, Gigors et la Motte du Caire, le taux d'incertitude n'excède pas 21% d'écart absolu moyen. Dans la majorité des cas étudiés, on remarque que la spatialisation des paramètres a augmenté l'écart entre les courbes de charge théoriques et réelles.

Cette évaluation d'incertitude est à confronter aux 13% identifiés sur la commune de Lambesc. Notre niveau d'incertitude est bien au-dessus. Mais si l'on exclut les valeurs des deux communes les plus petites et si l'on écarte la commune de Briançon à laquelle est associée une forte incertitude, alors sa valeur est de 14,5%.

VI.3.2.2 L'influence de la spatialisation sur les indicateurs d'impacts

Au-delà du niveau d'incertitude associée sur le modèle de la courbe de charge de référence, la méthode de modélisation permet de calculer les effets induits par le système de pilotage sur la courbe de charge de référence de 2006, 2015 et 2030. Les valeurs d'impacts ne doivent pas être considérées en absolu mais par rapport à celles de référence. Quatre indicateurs sont présentés : l'énergie totale consommée, la puissance max, le facteur de charge et les émissions de CO₂.

VI.3.2.2.1 L'influence de la spatialisation sur l'énergie totale consommée

Quelque soit le scénario considéré, la consommation d'électricité augmente sur l'ensemble de la période observée (cf. Figure VI.3.8). La mise en œuvre du système de pilotage, telle que modélisée, n'inverse pas la tendance générale, et tend même à augmenter la consommation totale dans certains cas.

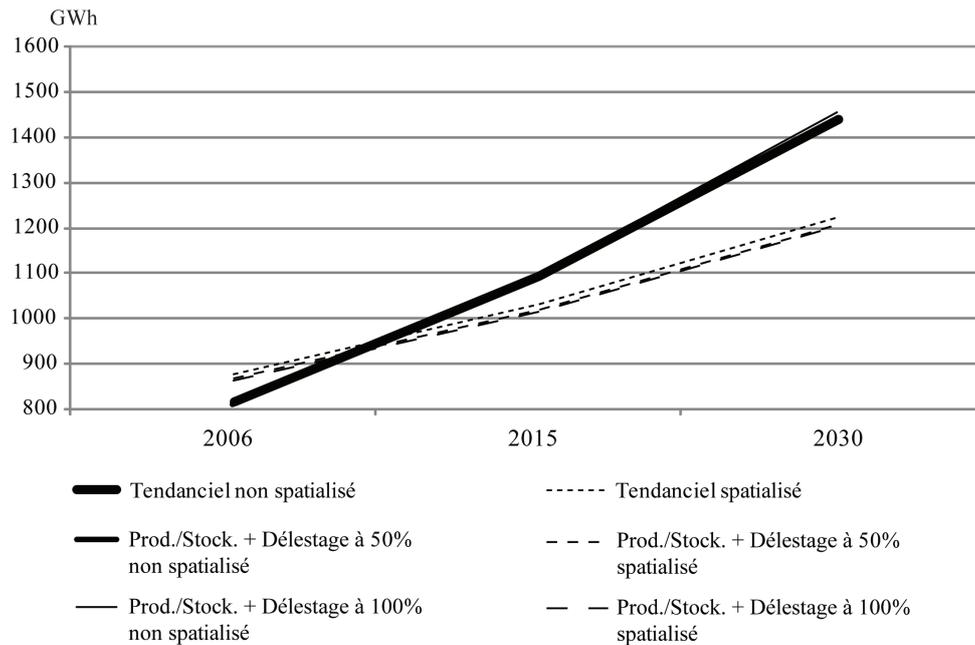


Figure VI.3.8 - Energie totale consommée en 2006, 2015 et 2030 des douze communes étudiées, selon les scénarios.

Avec ou sans spatialisation, les effets du pilotage sur la consommation d'énergie globale de référence (tendanciel) sont insignifiants (de l'ordre de 10GWh). Rappelons que ce résultat s'explique par le fait que l'un des procédés utilisés - le délestage - est modélisé avec une très forte consommation de veille. On notera que le fait de travailler avec des paramètres spatialisés peut conduire à inverser les résultats du modèle sur cette sortie, puisque sur les trois années analysées la quantité d'énergie économisée par le pilotage tend à augmenter alors qu'elle diminue avec des paramètres non-spatialisés.

La spatialisation des paramètres a pour influence d'augmenter la consommation électrique pendant l'année de référence mais a tendance à minimiser son augmentation sur la période 2006-2030. On remarque par ailleurs que la spatialisation des paramètres a plus d'influence sur le niveau de consommation que le pilotage.

VI.3.2.2.2 L'influence de la spatialisation sur la puissance max appelée

La puissance max cumulée des douze communes des scénarios de référence augmente sur l'ensemble de la période observée. Les scénarios de mise en œuvre d'un système de pilotage n'inverse pas cette tendance, et pourrait même l'amplifier dans certains cas (cf. Tableau VI.3.9). Néanmoins sur une année donnée, une majorité d'entre eux a tendance à diminuer la puissance maximum appelée, de l'ordre de 1 à 5% (cf. Tableau VI.3.9), principalement ceux qui intègrent le délestage. On remarque que le procédé Prod./Stock. a tendance à diminuer la puissance max dans les scénarios à 50% et à l'augmenter dans ceux à 100%. Il semblerait donc que ce procédé admette un taux de pénétration optimum de maximisation des effets sur la puissance maximum appelée.

La spatialisation des paramètres d'entrée a pour effet générale d'évaluer des valeurs plus faibles de la puissance maximum appelée.

2006	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	144.1 MW	143.7 MW	145.9 MW	141.3 MW	141.4 MW	141.2 MW	146.3 MW
P.S	150.9 MW	150.3 MW	151.9 MW	145.8 MW	146.8 MW	144.8 MW	149.7 MW

2015	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	188.8 MW	188.2 MW	192.3 MW	181.5 MW	185.1 MW	181.6 MW	195.2 MW
P.S	171.3 MW	171.9 MW	180.3 MW	163.2 MW	164.9 MW	164.9 MW	178.1 MW

2030	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	266.3 MW	260.9 MW	263.5 MW	260.1 MW	260.5 MW	254.7 MW	262.4 MW
P.S	199.2 MW	201.3 MW	210.9 MW	191.4 MW	194.2 MW	194.4 MW	209.4 MW

MW = valeurs de référence ; MW = valeurs inférieures à la valeur de référence

Tableau VI.3.9 - Puissance max appelée en 2006, 2015 et 2030 cumulée des douze communes étudiées, selon les 6 scénarios.

On notera que le fait de travailler avec des paramètres spatialisés peut conduire dans certains cas à inverser les résultats du modèle :

- le sens de variation de la puissance max par rapport à la valeur de référence, principalement pour les scénarios intégrant le procédé Prod./Stock. ;
- l'intensité de l'impact sur la puissance max, principalement pour les scénarios intégrant le procédé Délestage.

VI.3.2.2.3 L'influence de la spatialisation sur le facteur de charge

Rappelons que le facteur de charge est le ratio Puissance moyenne/Puissance max (cf. Equation 8), autrement dit qu'il est égal à un facteur près au ratio Energie/Puissance max. Un facteur de charge proche de 1 reflète une courbe de charge quasi-plate, qualité recherchée par un opérateur de réseau. Sur les différentes hypothèses testées, et pour les deux modes de calcul non-spatialisé/spatialisé, les valeurs du facteur de charge varient dans un intervalle de 0,552 à 0,75 sur l'ensemble des scénarios (cf. Tableau VI.3.10).

On constate pour les scénarios « Délestage seul » une augmentation du facteur de charge, mais également une diminution dans tous les autres cas ce qui, en première analyse, indique une dégradation de la courbe de charge.

2006	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	0,717	<u>0,697</u>	0,665	<u>0,707</u>	<u>0,670</u>	<u>0,692</u>	0,611
P.S	0,726	<u>0,707</u>	0,672	0,730	0,727	<u>0,715</u>	<u>0,671</u>

2015	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	0,712	<u>0,696</u>	0,662	<u>0,679</u>	<u>0,622</u>	<u>0,664</u>	0,565
P.S	0,738	0,716	0,669	0,747	0,742	<u>0,723</u>	0,666

2030	Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
P.NS	0,704	<u>0,685</u>	0,658	<u>0,666</u>	<u>0,605</u>	<u>0,646</u>	<u>0,552</u>
P.S	0,743	0,722	0,678	0,75	0,744	<u>0,729</u>	0,674

0,0 = valeurs de référence ; 0,0 = valeurs inférieures à la valeur de référence ; 0,0 = valeurs inférieures à la valeur de référence malgré une baisse de la puissance max appelée

Tableau VI.3.10 - Facteur de charge moyen en 2006, 2015 et 2030 des douze communes étudiées, selon les 6 scénarios.

De manière générale, la spatialisation des paramètres a tendance à maximiser le facteur de charge et à minimiser ses variations entre les scénarios (-8,7% de sa valeur initiale contre -21,6% avec des paramètres non-spatialisés). Par ailleurs, la spatialisation a tendance à minimiser le nombre de cas où le facteur de charge baisse en même temps que la puissance max.

En réalité l'analyse doit être menée de façon plus détaillée. En effet la variation du ratio Puissance Moyenne / Puissance Max ou – ce qui revient au même - Energie/Puissance Max résulte de l'effet combiné d'un dispositif sur le dénominateur et le numérateur de ce ratio. Quatre cas de figure peuvent se présenter, illustrées par la figure ci-dessous :

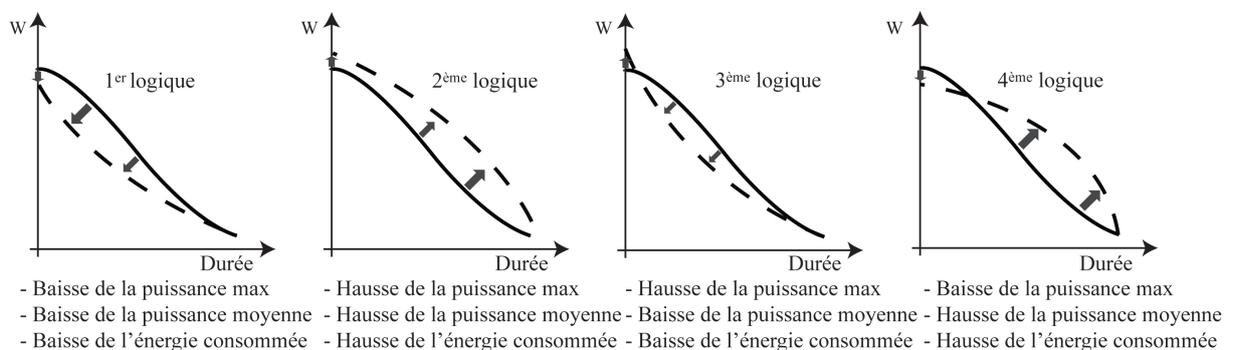


Figure VI.3.11 - Schématisation des effets engendrés par les scénarios sur une monotone de charge.

Si nous concentrons notre analyse non plus sur l'ensemble de l'année (8760h), mais également sur les 100 heures les plus chargées (cible prioritaire du dispositif analysé), et si nous calculons la puissance moyenne sur 100 heures et 8760 heures, nous obtenons les valeurs suivantes :

2006		Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
100	P.NS	141,9 MW	141,2 MW	143,3 MW	136,1 MW	135,9 MW	135,9 MW	143,2 MW
	P.S	148,7 MW	147,3 MW	148,8 MW	143,4 MW	144,2 MW	140,8 MW	147,2 MW
8760	P.NS	93,67 MW	90,16 MW	90,16 MW	92,73 MW	92,5 MW	89,43 MW	89,42 MW
	P.S	100,5 MW	96,79 MW	96,79 MW	99,36 MW	98,92 MW	95,94 MW	95,80 MW

2015		Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
100	P.NS	186,4 MW	185,4 MW	189,4 MW	178,1 MW	181,9 MW	178,3 MW	192,1 MW
	P.S	168,8 MW	169,1 MW	176,6 MW	160,6 MW	162,2 MW	162,3 MW	174,9 MW
8760	P.NS	125,49 MW	120,60 MW	120,60 MW	125,32 MW	126,40 MW	120,9 MW	122,48 MW
	P.S	118,56 MW	114,72 MW	114,72 MW	116,87 MW	116,19 MW	113,36 MW	113,03 MW

2030		Scénario de référence	Prod./Stock. à 50%	Prod./Stock. à 100%	Délestage à 50%	Délestage à 100%	Prod./Stock. et Délestage à 50%	Prod./Stock. et Délestage à 100%
100	P.NS	262,8 MW	258,1 MW	258,9 MW	253,6 MW	254,3 MW	250,5 MW	258,5 MW
	P.S	196,7 MW	197,7 MW	207 MW	188,1 MW	191,1 MW	191,3 MW	206,8 MW
8760	P.NS	166,58 MW	159,22 MW	159,22 MW	166,42 MW	168,17 MW	159,81 MW	162,34 MW
	P.S	141,14 MW	137,11 MW	137,11 MW	139,21 MW	138,73 MW	135,57 MW	135,48 MW

MW = valeurs de référence ; MW = valeurs inférieures à la valeur de référence ;
 MW = logique 1 ; *MW* = logique 2 ; **MW** = logique 3 ; ***MW*** = logique 4

Tableau VI.3.12 - Puissance des 100 heures les plus chargées et des 8760h en 2006, 2015 et 2030 cumulée des douze communes étudiées, selon les scénarios.

En utilisant ces valeurs et celles de la puissance max fournies au tableau VI.3.9, nous pouvons classer les situations suivant leur appartenance à l'une des quatre logiques.

On constate alors que dans la majorité des cas, l'effet sur la courbe de charge correspond à la logique 1, qui est bien sûr la plus «vertueuse», puisque diminuant à la fois la puissance max et l'énergie. Mais dans tous les cas où la puissance moyenne est amenée à diminuer plus fortement que la puissance maximum, alors le facteur de charge va diminuer, sans que cela doive être considéré comme une contre-performance.

En ce qui concerne l'effet de la spatialisation des paramètres, on observe d'importantes différences sur les résultats des simulations, différences très visibles par exemple sur l'analyse de la situation en 2030 : dans 3 cas sur 6, le fait de spatialiser ou non les paramètres amène à des conclusions différentes quant à l'influence des systèmes étudiés. Pour le cas « Délestage 100 % », par exemple, l'analyse « non-spatialisée » conclut à une situation de type 4 sur les 8760h (la pire des situations, car se traduisant par une augmentation de la puissance maximum et de l'énergie consommée), alors qu'une analyse prenant en compte des données spatialisées amène à un résultat opposé, puisque correspondant à une logique de type 1. Nous sommes amenés à conclure sur ce point que la spatialisation des paramètres a également sur les résultats du modèle une influence que l'on ne peut négliger.

VI.3.2.2.4 Les émissions de CO₂

Afin de donner un ordre de grandeur des émissions de CO₂ évitées, le graphique ci-dessous indique pour chaque année les émissions totales de CO₂ sans pilotage.

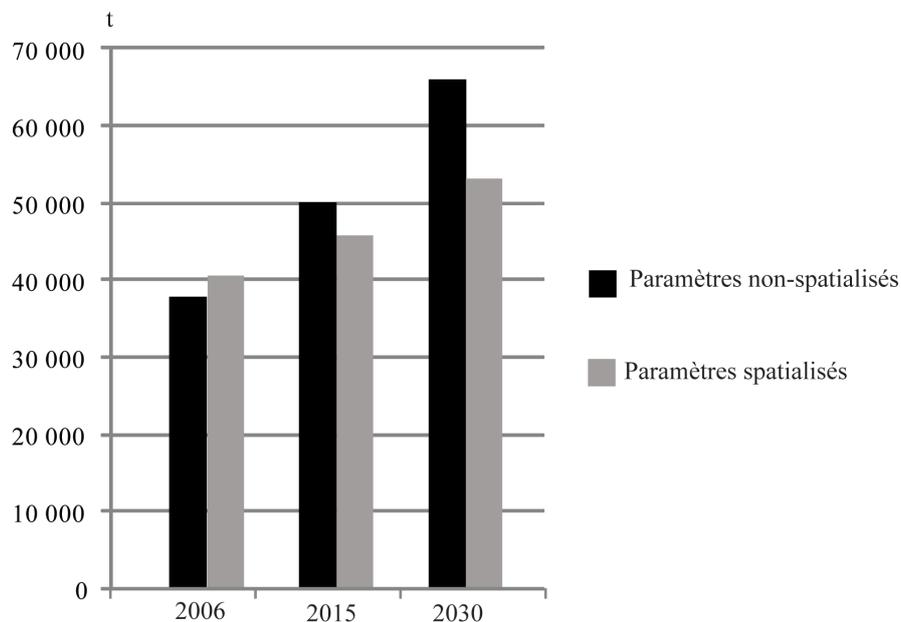


Figure VI.3.13 - Emission de CO₂ de référence en 2006, 2015 et 2030 sur l'ensemble des douze communes étudiées.

Les émissions de CO₂ étant dépendantes de la consommation d'énergie, ce graphique reproduit les tendances de la figure VI.3.8.

La figure VI.3.14 donne les quantités de CO₂ évitées (en tonne), notées négativement lorsqu'il y a une augmentation des émissions. En 2006 et 2015, la majorité des scénarios induisent une économie nette d'émission de CO₂ sur l'ensemble des communes à l'exception de Gigors, Esparron et La Londe les Maures. Les quantités de CO₂ évitées sont d'autant plus importantes que le taux de pénétration des procédés et la population de la commune sont élevés.

En 2030, les résultats sont mitigés entre les communes et les scénarios. On note que ceux qui intègrent uniquement le procédé Prod./Stock. occasionnent systématiquement des économies d'émission de CO₂ sur les trois années analysées. Alors que ceux qui intègrent uniquement le procédé Délestage occasionnent dans certains cas des émissions supplémentaires de CO₂.

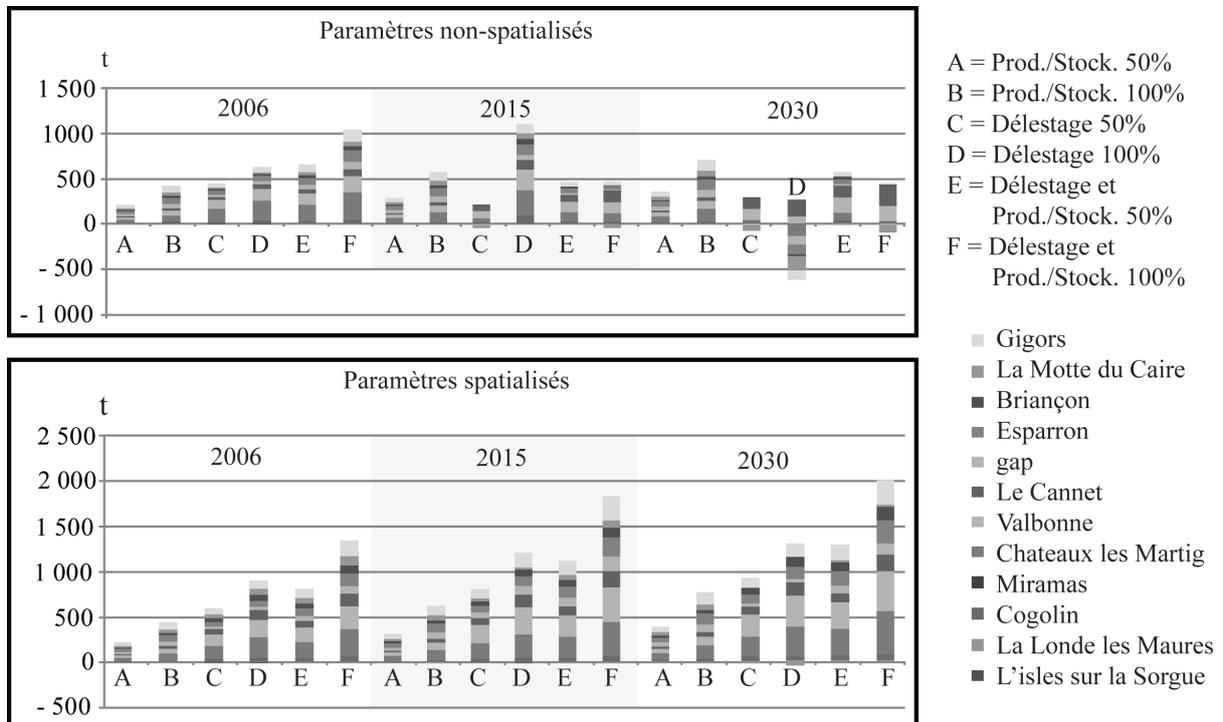


Figure VI.3.14 - Emission de CO₂ évitée par scénarios de pilotage par rapport aux scénarios références en 2006, 2015 et 2030 par commune

Le fait de travailler avec des paramètres spatialisés peut conduire dans certains cas à inverser les résultats du modèle:

- Les deux procédés couplés engendrent systématiquement davantage d'économies que s'ils sont considéré individuellement. Ce point souligne l'éventualité d'une synergie des procédés entre eux pour maximiser l'impact en économie de CO₂. Ce phénomène est moins visible dans les résultats de simulation avec des paramètres non-spatialisés ;
- les économies de CO₂ déclinent peu au fur et à mesure des années, alors qu'ils vont en diminuant dans le cas de paramètres non-spatialisés ;
- des scénarios qui étaient majoritairement émetteur de CO₂ sur l'ensemble des communes deviennent économes.

VI.4 CONCLUSION

Sur la base de la méthode SIMPACT, les impacts d'un système de pilotage de la charge, incluant deux procédés, ont été évalués sur douze communes de la région PACA, soit 6 classes comprenant chacune deux communes représentatives. Sur chacune de ces communes, plusieurs scénarios ont été simulés en fonction du taux de pénétration de chaque procédé et de la spatialisation ou non des paramètres d'entrée. Pour chaque scénario, des indicateurs d'impacts ont été évalués considérant une année de référence (2006) et deux années prospectées (2015 et 2030). La comparaison des indicateurs entre scénarios et entre les communes fournit des informations sur l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée et les impacts énergétiques en fonction des scénarios. La spatialisation des paramètres d'entrée a tendance à majorer la consommation résidentielle, ce qui rapproche les résultats du modèle des données réelles mesurées aux postes de transformation. Néanmoins, nous avons remarqué que l'écart de majoration est plus important dans les communes les moins peuplées (une première évaluation du seuil est inférieur à 12 000 habitants). On notera par ailleurs que dans la région étudiée en 2006, 900 communes sur 962 ont moins de 12 000 habitants, soit 33% de la population de cette région (sur environ 4,8 millions d'habitants). Vu la proportion de population concernée, il y a davantage intérêt à spatialiser les paramètres d'entrée. Les résultats ont montré que le fait de définir les valeurs des paramètres d'entrée à l'échelle locale peut conduire dans certains cas à inverser les résultats du modèle. Ce constat nous invite à considérer avec attention l'intérêt à spatialiser les paramètres d'entrée à l'échelle locale. Cependant, la forte dépendance des résultats aux communes considérées, nous amène à être vigilants dans nos conclusions.

En outre, l'étude du cas pratique a donné des résultats quant aux impacts du système de pilotage étudié. Ces résultats ont mis en évidence plusieurs points remarquables : premièrement, le phénomène «d'accumulation» entre procédés et entre communes qui peut conduire à des effets bénéfiques ou néfastes, en fonction des cas ; deuxièmement, l'importance de la consommation des auxiliaires dans les impacts. Par ailleurs, les évaluations ont permis à plusieurs reprises de mettre en évidence l'éventualité d'un taux de pénétration optimal de certains procédés à un niveau d'échelle territoriale donné pour maximiser les bénéfices de leurs impacts. Cette remarque met l'accent sur la nécessité d'une «gestion intelligente» du pilotage par procédés et par communes soit une gestion qui tiendrait compte de l'interdépendance entre procédés mais également entre les communes.

Chapitre VII. Conclusions générales et perspectives

Ce chapitre présente les conclusions relatives à l'ensemble des travaux menés ainsi que des perspectives de recherches. Avant de présenter la conclusion générale de nos investigations nous présentons les conclusions relatives à chacun des chapitres.

VII.1 CONCLUSIONS

Les travaux de recherche dans le cadre de cette thèse concernent la planification énergétique, appliquée au secteur électrique en particulier. Notre premier objectif était de faire un état des lieux du système électrique et de sa planification. Cet état des lieux - présenté dans le chapitre II - a débuté par une revue synthétique des enjeux principaux et des tendances de développement du système électrique. Nous avons alors constaté le phénomène de triple décentralisation du système électrique : de sa chaîne énergétique avec le développement de la Production Décentralisée d'Electricité ; de sa gestion opérationnelle avec le développement accru de la Maîtrise de la Demande en Electricité et notamment le développement récent de systèmes de pilotage de la demande à l'échelle locale ; de sa planification avec la multiplication des acteurs impliqués (notamment locaux) et la décentralisation des compétences directement ou indirectement liées à l'énergie, de l'échelle nationale aux échelons territoriaux les plus fins (la commune). Ces phénomènes en oeuvre suggèrent une plus grande interdépendance des systèmes électriques et territoriaux. Ainsi, nous avons formulé la nécessité d'une nouvelle représentation du système électrique qui intégrerait davantage les spécificités des territoires. Dans cette perspective, une représentation territoriale du système électrique a été proposée. Ces recherches, nous ont permis également de conclure sur la nécessité d'une adaptation des méthodes et outils utilisés dans la planification énergétique, afin de soutenir le développement de systèmes énergétiques territoriaux. Cette nécessité est d'autant plus tangible dans le cas d'actions de Maîtrise de la Demande en Electricité dont les impacts énergétiques sont, par nature, fortement conditionnés par les spécificités des territoires.

Dans le chapitre III, une revue de la planification énergétique en France a été proposée afin de mieux comprendre le besoin d'outils et de méthodes exprimé précédemment. Ce chapitre permet en outre de situer nos travaux de modélisation et simulation - présentés dans les chapitres suivants - dans le cadre de la planification énergétique. Partant d'une définition générale de la planification énergétique, nous en avons ensuite proposé une représentation sous la forme d'un processus structuré en cinq phases, du « perçu-vécu » au « suivi et évaluation » des actions mises en oeuvre. Propres à chaque phases, nous avons pu identifier les familles d'outils utilisés dans la planification énergétique. En regard des conclusions du précédent chapitre, nous nous sommes concentrés sur les outils de simulation du système électrique appliqués à l'évaluation des impacts d'actions de MDE. L'état de l'art des outils existants placé en vis à vis des besoins liés à l'évaluation des impacts d'actions de MDE, nous a permis d'identifier certaines

faiblesses des outils existants et notamment dans la résolution spatiale des données d'entrée utilisées dans les modèles. Nous supposons alors que la non-spatialisation des données d'entrée à l'échelle locale a une influence significative sur les résultats délivrés par ces outils. Afin de vérifier cette hypothèse, nous avons évalué sur un cas pratique les impacts en énergie, en puissance et en émission de CO₂ d'une action de MDE - de référence - à l'échelle locale, au moyen d'une méthode de modélisation - de référence - considérant dans un cas des paramètres d'entrée non-spatialisés et dans un autre cas des paramètres spatialisés.

Dans le chapitre IV, une méthodologie globale a été développée pour mener cette évaluation. Premièrement, nous avons fait le choix d'une méthode de modélisation de référence sur la base de l'état de l'art des outils existants. Le choix de la méthode de référence a été porté par le cas pratique étudié et notamment le système de pilotage de la charge d'électricité. N'ayant pas encore de retour terrain de ce type de système, nous n'avons qu'une représentation empirique des mécanismes mis en œuvre dans ce système et de leurs conséquences sur la courbe de charge. Par conséquent, à défaut d'utiliser un modèle agrégé, notre choix de méthode de modélisation s'est naturellement tourné vers une approche décrivant chaque entité du système, la méthode SIMPACT. Cette dernière permet de calculer une courbe de charge de la demande nette et brute d'un territoire ou au niveau d'un Poste Source. Cette méthode s'appuie sur une description de chaque usage (consommation unitaire et profil) et de chaque secteur de consommation, puis sur leur agrégation pour reconstituer la courbe de charge globale. Le modèle de la demande ainsi obtenu est une approximation de la demande (valeurs moyennes et agrégées à l'échelle de plusieurs clients et équipements), fournissant des informations sur les volumes d'énergie consommées en fonction du temps et sur ses tendances d'évolution par unité spatiale. La méthode utilise une grande diversité de données d'entrée. Par conséquent, nous avons développé une méthode pour sélectionner les paramètres d'entrée les plus pertinents à être spatialisés, aux regards de notre objectif. La méthodologie mise en œuvre comporte une analyse de sensibilité et une analyse de la variance statistique des paramètres. L'analyse de sensibilité a été menée en structurant la méthode SIMPACT par modules indépendants. Pour chacun d'eux, nous avons analysé les variations des sorties du modèle global suite aux variations de ses données d'entrée. Ces analyses ont permis d'évaluer la pertinence des méthodes mises en œuvre d'analyse de sensibilité, pour le genre de modèle considéré. Ainsi, le calcul d'un coefficient de corrélation pondéré par un indice de confiance (calculé à partir d'un test d'indépendance) a donné des résultats fiables selon l'analyse complémentaire de variance du coefficient de corrélation. Les travaux menés ont néanmoins mis en évidence la difficulté, pour ce genre de modèle, à déterminer des intervalles de variation des données d'entrée traduisant au mieux l'ensemble des valeurs réelles, notamment dans le cas des profils des usages de consommation. A l'issue des analyses menées, sept paramètres ont été sélectionnés pour être spatialisés. Outre l'aspect méthodologique, cet exercice a permis d'identifier la dépendance de la courbe de charge nette - du cas d'étude considéré - à certains usages ; par exemple, nous avons remarqué que les usages climatisation et Eau Chaude Sanitaire dans le résidentiel avaient peu d'influence sur le rapport de la pointe Hiver/Eté et le facteur de charge.

Pour rappel, la spatialisation des paramètres d'entrée sélectionnés avait pour objectif de définir des valeurs à l'échelle de chaque commune, afin de représenter l'hétérogénéité de leurs spécificités les unes par rapport aux autres. Une méthode de spatialisation a été développée par paramètre, permettant de définir une valeur pour chacune des communes étudiées. Compte tenu de l'objectif fixé de la spatialisation, il est possible que les valeurs communales estimées soient éloignées dans certains cas de la réalité du terrain. Elles n'en demeurent pas moins représentatives de la diversité des spécificités des communes analysées.

Le chapitre V présente le cas d'étude choisi. Ce choix tient compte d'une problématique réels du système électrique français, à savoir l'approvisionnement en électricité de la zone Est de la région PACA. Cette région est représentative en termes d'hétérogénéité spatiale des caractéristiques communales. De plus, c'est en région PACA qu'a été implanté un système expérimental de pilotage de la charge au niveau du réseau électrique de distribution. Nous avons simulé les impacts de ce système de pilotage pour notre cas d'étude. Afin de mener cette simulation, un modèle du système de pilotage a été développé, sur la base de la méthode de modélisation de référence. L'analyse de ce système a permis d'identifier les phénomènes à modéliser : ceux liés à l'installation de nouvelles technologies et au pilotage. Ces phénomènes ont été interprétés dans le formalisme de la méthode SIMPACT qui distingue la quantité d'énergie et le profil d'usage. Pour intégrer ces nouveaux phénomènes, le modèle de référence a été adapté et couplé à d'autres modèles de calcul indépendants et complémentaires : pour la génération d'une consigne d'effacement et pour la modélisation des effets de cette consigne sur les profils et les consommations unitaires des usages.

Enfin le chapitre VI présente les résultats des simulations sur douze communes représentatives de la région PACA. Une méthode a été développée pour sélectionner ces douze communes, sur la base d'une classification des communes. Compte tenu des paramétrages réalisés, le modèle a permis de simuler différents comportements du système et notamment la variation des résultats finaux dans le cas de paramètres spatialisés vs non-spatialisés. La différence des résultats issus des deux cas de figure nous renseigne de l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée sur les résultats de l'évaluation des impacts du système de pilotage.

Nos conclusions par rapport à l'hypothèse formulée sont que **l'influence de la spatialisation sur l'évaluation des impacts est manifeste dans la mesure où, premièrement elle engendre des écarts sur les variables de sorties du modèle de l'ordre de 20% et deuxièmement, elle modifie certains résultats, concourant à inverser tendanciellement les impacts du système simulé.** Lors de l'interprétation des résultats, nous avons remarqué que la spatialisation des paramètres d'entrée engendre, dans certains cas, davantage de variations sur les résultats d'impacts que le paramétrage des différents scénarios simulés. Par conséquent, tous travaux de modélisation d'impacts d'une action de MDE - tel que modélisé dans nos travaux - doivent tenir compte des valeurs spatialisées à l'échelle locale de certains paramètres, ceci en respectant l'ordre de pertinence établi dans le chapitre IV.

Au-delà de son influence sur les résultats du modèle, nous avons également noté que la spatialisation présente plusieurs avantages dans le cadre particulier de l'évaluation d'impacts des actions de MDE.

- Premièrement elle permet d'identifier des communes ayant des caractéristiques particulières (de par leur situation géographique, les activités économiques implantées, les profils des résidents, *etc.*) et ainsi d'adapter la mise en œuvre des actions de MDE.
- Deuxièmement elle permet de mesurer un effet à l'échelle macroscopique en ayant la possibilité de déterminer la provenance de cet effet et potentiellement identifier les effets de conjugaison ou même d'opposition entre les communes. En ce sens le modélisateur a la possibilité d'identifier le niveau d'échelle spatiale auquel apparaissent des phénomènes particuliers.

Cependant, nous notons d'ors et déjà des limites à ces bénéfices.

- Premièrement, on notera que l'ensemble de nos constats et conclusions sont relatifs au système étudié (le système de pilotage de la charge), au cas d'étude (les caractéristiques de la région PACA), ainsi qu'au modèle élaboré et son paramétrage. Nos travaux ont permis de mieux rendre compte du caractère approximatif des évaluations réalisées avec la méthode SIMPACT. Ce constat nous amène à être vigilant quant à nos conclusions sur l'influence de la spatialisation dans la mesure où la supposée amélioration du modèle induit par la spatialisation des données d'entrée est limitée par la précision du modèle lui-même.
- Deuxièmement, les résultats montrent dans certains cas des exceptions à la règle, par exemple la commune de Briançon pour laquelle de nombreux résultats indiquent des effets excessifs. Par ailleurs, on notera que la spatialisation des paramètres d'entrée a tendance à dégrader les évaluations des consommations du secteur tertiaire, par rapport aux données réelles. Deux raisons sont supposées : d'une part, l'incertitude associée aux données de consommations réelles, due aux différences de maillages et des unités à partir desquels est collectée l'information ; d'autre part, il est probable que les caractéristiques du parc bâti tertiaire et ses consommations par usages admettent une plus grande hétérogénéité spatiale par commune, demandant par conséquent des méthodes plus élaborées de détermination des valeurs spatialisées à la commune.

Ces travaux sont une contribution à l'évaluation des impacts d'actions de MDE à l'échelle locale. Notre démarche s'inscrit plus généralement dans le développement d'une approche territoriale des systèmes énergétiques destinée à soutenir la mise en œuvre d'une planification énergétique, elle-même territoriale.

En outre, la modélisation réalisée a permis d'évaluer les impacts du système de pilotage dans certaines conditions, mettant en évidence différents constats :

- Premièrement, la différence des impacts entre les échelles d'observation et entre les différents territoires. En effet, si un pilotage peut avoir un effet bénéfique à l'échelle de plusieurs communes il peut, dans certains cas, détériorer la situation électrique à l'échelle d'une commune, et inversement.
- Deuxièmement, l'importance de la consommation des auxiliaires dans les impacts du système de pilotage. Ce constat souligne les questions liées aux poids des consommations des technologies de veille (consommation

d'énergie constante dans le temps) par rapport aux économies d'énergie engendrées par le fonctionnement de l'architecture de pilotage. Bien qu'inévitables, ces consommations supplémentaires doivent faire l'objet d'une analyse précise afin de minimiser les effets indésirables. Par ailleurs, aux consommations de veille s'ajoutent les consommations des technologies permettant le traitement et le stockage des informations nécessaires au fonctionnement de telle architecture de pilotage de la charge. Ces dernières n'ont pas été prises en compte dans nos analyses par manque de données mais devront l'être pour une analyse complète des consommations des auxiliaires.

- Troisièmement, l'éventualité d'un niveau optimum de mise en oeuvre de certains procédés, pour maximiser les bénéfices de leurs applications à un niveau d'échelle territoriale donné.

Ainsi dans notre cas d'étude, on peut supposer qu'un meilleur ordonnancement des consignes d'effacement envoyées par la centrale de pilotage peut améliorer les effets à l'échelle locale et régionale (plusieurs communes). De manière générale, l'opposition des impacts entre les différentes échelles territoriales soulève plusieurs questions relatives à la configuration même du système de pilotage et la manière dont la requête d'un Opérateur Amont doit être générée à l'échelle d'un territoire.

VII.2 PERSPECTIVES

Dans la continuité directe des travaux menés, plusieurs analyses complémentaires pourraient être menées pour confirmer et généraliser nos constats sur l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée. Nous avons vu que l'influence de la spatialisation - bien que manifeste - diffère d'une commune à une autre et d'une échelle de territoire à une autre. Afin d'approfondir certaines interprétations et soutenir certaines de nos conclusions, il est nécessaire de **mener d'autres études sur un panel plus large de territoires**. Ce panel devra être choisi en fonction du type d'influence étudiée, à savoir sur la consommation d'énergie, l'appel de puissance ou les émissions de CO₂. Afin d'avoir une meilleure mesure de la validité de la modélisation réalisée, **des méthodes de reconstitution fine de la consommation réelle à partir des données existantes** pourraient être élaborées. Nous avons par ailleurs, grâce à nos travaux, défini un seuil de population communale au-delà duquel l'influence de la spatialisation est mineure. Nous supposons que **ce seuil peut être précisé par typologie de communes**, en fonction de certaines de leurs caractéristiques (économiques, météorologiques et sociales).

Dans la perspective d'une planification d'un système électrique davantage décentralisée, des travaux de modélisation des territoires seront nécessaires. La mise en oeuvre d'une étude d'évaluation d'impacts, telle que menée dans le cadre de nos travaux, **nécessite une connaissance fine des caractéristiques des territoires**, aujourd'hui insuffisante à l'échelle locale. L'amélioration de cette connaissance passe par trois axes : **l'identification de la connaissance nécessaire, l'inventaire des données disponibles et l'harmonisation des données** issues de différentes sources.

Concernant le modèle d'évaluation des impacts d'un système de pilotage de charge, plusieurs perspectives d'amélioration du modèle peuvent être formulées, afin que :

- **la consommation des auxiliaires** du procédé Prod./Stock. **soit explicitement modélisée**, ainsi que **la recharge de la batterie à partir de la production solaire** ;
- **l'amplitude des délestages** soit plus modérée en effacement comme en report des consommations ;
- **la consommation des auxiliaires** du procédé d'Optilesteur soit **mieux répartie dans le temps** ;
- **une optimisation de la consigne d'effacement individuel envoyée aux procédés** afin que leur fonctionnement soit plus interdépendant (éviter les reports de consommation sur les mêmes heures afin d'éviter l'apparition de nouveaux pics de puissance appelée) ;
- **une consigne d'effacement individuel** prenant en compte **la saisonnalité de certains usages**.
- **une requête spécifique à chaque commune** ou chaque type de communes, afin d'améliorer l'ordonnancement des consignes d'effacement

Au-delà du modèle réalisé, la méthode de modélisation développée pour la simulation du système de pilotage de la charge présente à plusieurs égards un intérêt dans l'évaluation des impacts énergétiques d'actions de MDE. En ce sens, la méthode SIMPACT - et sa déclinaison appliquée à la modélisation d'architecture de pilotage de la charge - sera utilisée dans les travaux futurs d'évaluation des impacts d'actions de MDE. Afin de démontrer son applicabilité à d'autres systèmes, d'autres cas d'étude devraient être menés intégrant des actions sur la consommation d'énergie autant que sur la Production Décentralisée d'Electricité.

Les diverses analyses menées dans nos travaux de recherche ont nécessité des outils de calcul capables de gérer un grand nombre de données. Lors de nos travaux, malgré un effort constant pour améliorer les capacités et les fonctionnalités des outils utilisés, nous avons aujourd'hui un besoin fort d'outils de simulation performants : la capacité de calcul, de stockage et de gestion des données. Dans cette perspective, un outil combinant une base de données pour décrire chacune des communes et un moteur de calcul connecté à la base de données est en cours d'élaboration. Cet outil permettra de poursuivre nos investigations par l'étude d'autres cas pratiques mais aussi d'autres scénarios. L'ensemble des résultats obtenus par ces études permettra, d'une part, d'approfondir la compréhension des impacts des systèmes de pilotage tels que modélisés et, d'autre part, de généraliser nos conclusions sur l'influence de la spatialisation des paramètres d'entrée des méthodes d'évaluation des impacts des actions de MDE.

Annexe 1 : le réseau électrique français.

Le réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension et connectées entre eux par des postes de transformation d'électricité. Le réseau se répartie en trois niveaux de tension : le transport, la répartition et la distribution, cf. le schéma ci-dessous. A la différence de la tension qui est variable sur le réseau (pour des questions d'économie d'énergie due aux plus fortes pertes d'énergie à basse tension), la fréquence est identique sur l'ensemble du réseau (50hz + ou - 1 Hz) de l'Union pour la Coordination du Transport d'Electricité (Europe continentale).

Le réseau de transport est maillé (toile fermée), ce qui signifie qu'il est interconnecté. La tension sur les lignes varie entre 400, 225, 90 et 63kV. Il inclut le réseau de répartition (liaison interrégionale) qui comprend les lignes de 225, 90 et 23kV. Le réseau de distribution est maillé et en antenne à un instant donné. La tension sur les lignes est inférieure à 20kV.

Dans le rapport il est souvent fait référence au Poste Source. Ce poste de transformation fait la liaison entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

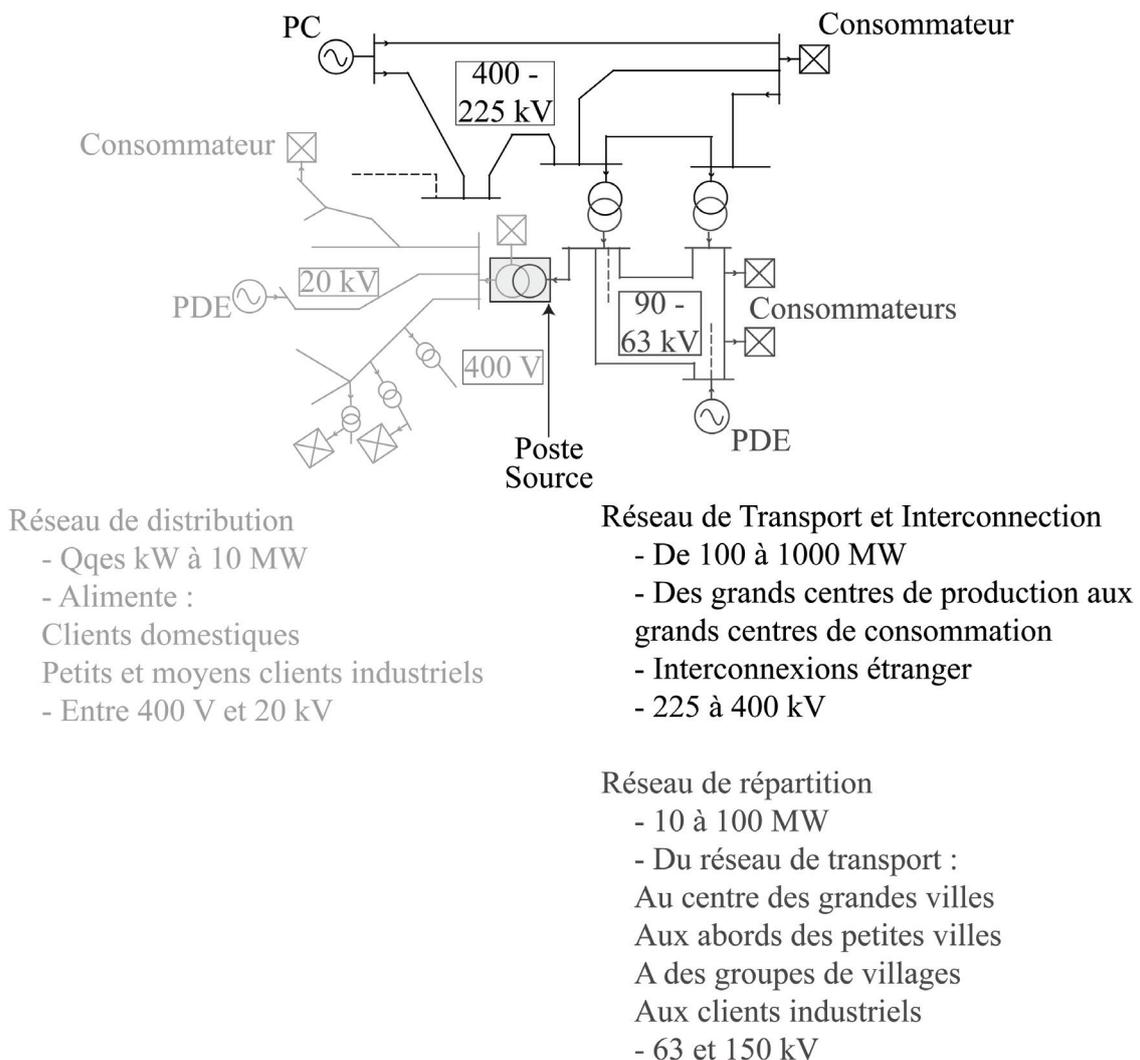


Figure - Configuration du réseau électrique français : Source : EDF R&D

Annexe 2 : le service système : réserve de production et de consommation.

Afin de faire face à la variation de production et de consommation, le Gestionnaire des Réseaux de Transport doit avoir en permanence la possibilité de mobiliser de la puissance électrique (en injection ou en effacement). Différents aléas peuvent survenir - de durée plus ou moins longue et spontanée - pouvant provoquer des écarts entre la production et la consommation. Voilà pourquoi le GRT constitue différentes réserves de puissance que l'on appelle le service système et les services auxiliaires. Le service système est la capacité des groupes de production à régler la tension.

Les services auxiliaires automatiques sont au nombre de deux et s'appliquent exclusivement sur l'offre :

- 1 - Réglage primaire de fréquence : il est temporel (rapide) et local (automate sur la machine qui mesure localement et adapte le fonctionnement du groupe pour maintenir la fréquence dans un intervalle) et a une influence sur l'ensemble du réseau de l'UCTE (réseau synchrone : même fréquence) ;
 - Réglage primaire de tension : il est temporel (rapide) et local (automate sur la machine qui mesure localement et adapte le fonctionnement du groupe pour maintenir la fréquence dans un intervalle souhaité). Au niveau européen, une réserve de 3 000MW doit être accessible en quelques secondes ;
- 2 - Réglage secondaire : il est coordonné à partir d'un signal national et s'applique dans un intervalle de 8 à 15 minutes mais tient beaucoup plus longtemps que le réglage primaire. L'objectif de ce réglage est de rétablir l'équilibre production/demande et les échanges. Il permet de revenir à un état de type primaire.

Un autre réglage interventionniste vient compléter les réglages et les réserves possibles pour le service système.

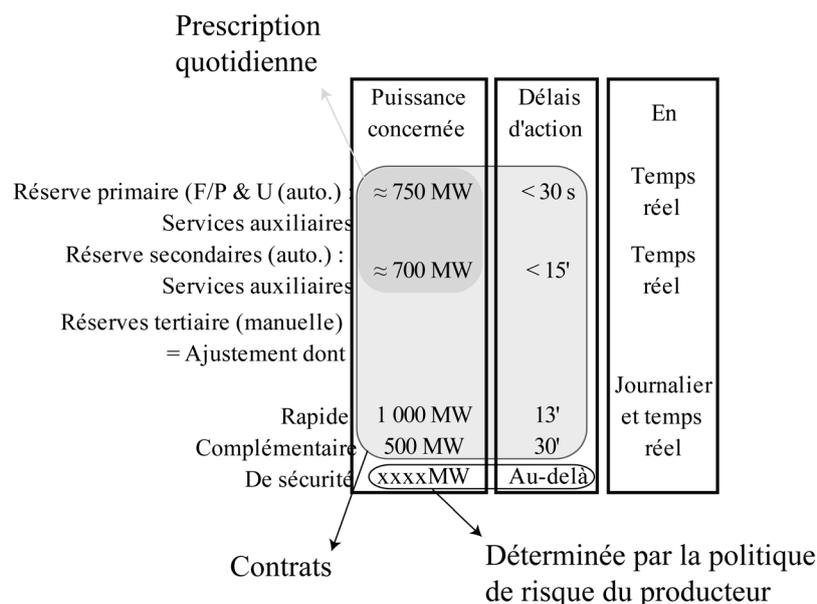


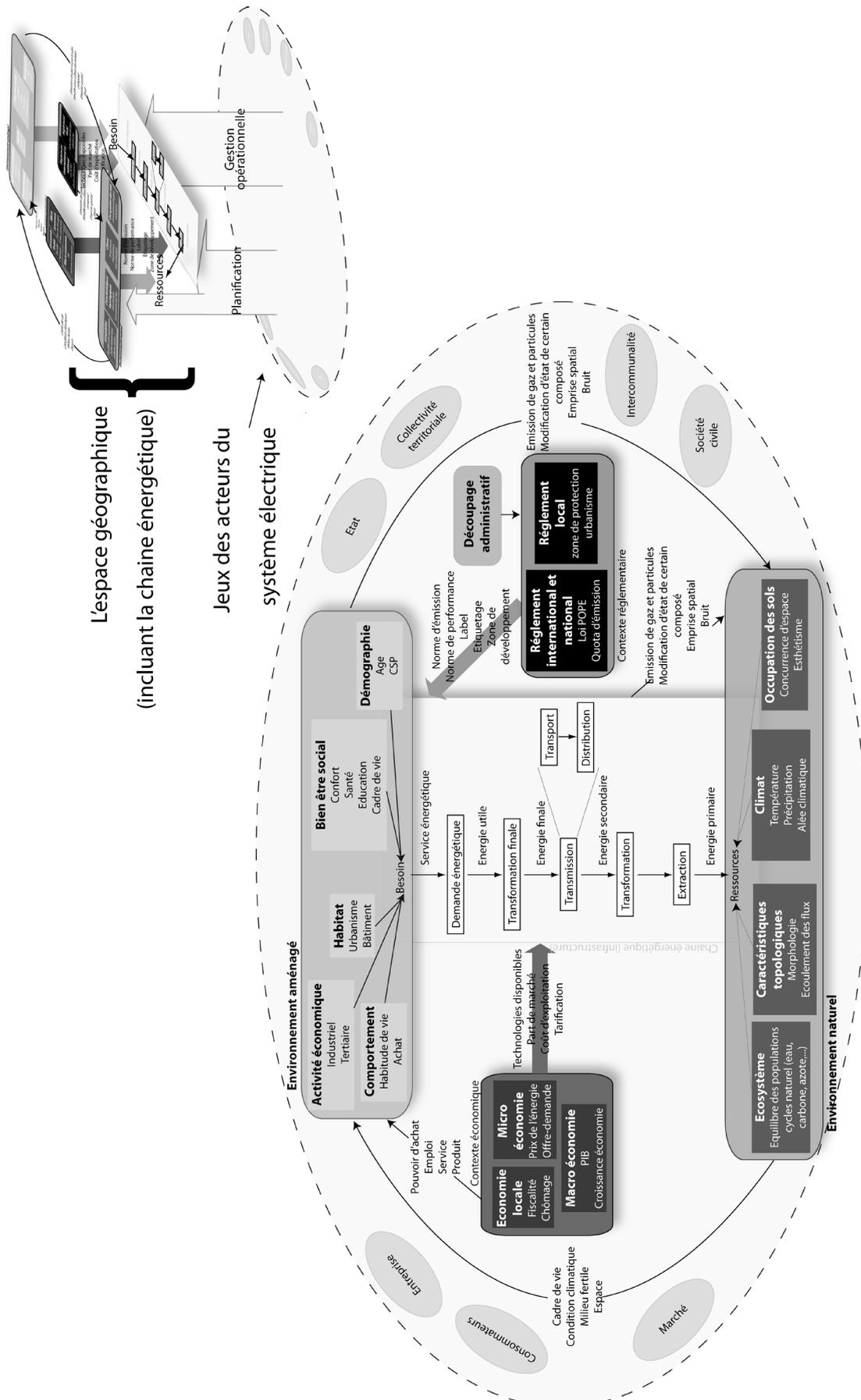
Figure - Services systèmes et services auxiliaires – Source : [LOUYR08]

Annexe 3 : les lois de décentralisation en France

Nous rappelons ici les plus grandes réformes engagées par l'état et qui montrent un transfert des compétences :

- La loi du 5 juillet 1972 qui a créé les collectivités territoriales régionales. Cette nouvelle entité est une déclinaison du pouvoir et des services de l'Etat à un niveau territorial sub-national dans le souci d'une meilleure articulation entre les projets locaux et les besoins nationaux. Dans cet esprit, les régions constituent des interlocuteurs privilégiés de l'Etat notamment en termes d'investissement à travers les « Contrats de Plan Etat Région ». Au-delà, la région par l'intermédiaire des impôts locaux et l'addition de taxe par l'Etat, bénéficie de fonds d'intervention affectés à aucun secteur en particulier. Les régions ont donc un champ large d'interventions possibles (dont l'énergie) en plus de ses obligations en matière de transport, de formation professionnelle ou encore de la gestion de immobiliers, *etc.*
- La loi « Defferre » du 2 mars 1982 qui a assoupli la tutelle financière, technique et administrative de l'Etat sur les communes et les départements pour leur donner plus d'autonomie. Les communes et départements bénéficient à présent d'une dotation globale dont elles sont libres de disposer. Quelques compétences ont été données aux communes et notamment le droit d'octroyer elles mêmes les permis de construire. Cela leur donne une vraie disposition à aménager leur territoire.
- La loi relative à l'Administration Territoriale de la République (dite loi ATR) du 6 février 1992 qui a créé deux nouvelles entités de concertation, les « communautés de communes » et « les communautés de villes ». Dans les deux cas, ces entités ont pour principal objectif la fédération de communes autour d'une « perspective globale d'organisation spatiale ».
- La loi Pasqua de 1995 qui crée le « Schéma national d'aménagement du territoire » et les « Schémas régionaux d'aménagement et de développement du territoire ».
- La loi Voynet de 1999 qui redéfinit la notion de « Pays » de la loi Pasqua pour lui donner une plus grande place dans la coordination des initiatives locales pour un développement durable.
- La loi Chevènement en 1999 reprend les entités intercommunales définies par la loi ATR pour leur associer des compétences obligatoires et facultatives. Les « communautés de villes » s'appelleront à présent « communauté d'agglomération ». Et une nouvelle entité est créée, la « communauté urbaine ».
- La loi SRU de 2000 qui vise à placer l'agglomération au cœur des politiques d'aménagement et de développement durable urbain. Cette loi crée donc deux nouveaux documents d'urbanisme, les Schémas de Cohérence Territoriale (SCOT) et les Plans Locaux d'Urbanisme (PLU).
- Le rapport du député D. Perben proposé le 5 février 2008, sur les métropoles françaises, avance les prémisses d'une loi-cadre dans laquelle ces dernières auraient sur le plan énergétique un rôle non négligeable à travers le développement de quartier écologique.
- Le rapport du Comité, mars 2009, pour la réforme des collectivités locales, mené par E. Balladur, suggère une autre distribution des compétences énergétiques réparti entre le département pour les questions de planification et de subventions et la commune qui garde ses prérogatives pour la distribution de l'électricité. Dans ces propositions, l'Etat ne joue plus de rôle direct dans la politique énergétique.

Annexe 4 : une représentation du système énergétique territorial



Annexe 5 : les acteurs de la planification (liste non exhaustive)

Nom - Acteur	Statut	Rôle énergétique	Exemple
Extracteur	Intermédiaire	Extracteur	Areva, Total,
Producteur			
centralisé	Principalement entreprise mais aussi collectivité et intercommunalité	Producteur, Consommateur	EDF, La Compagnie Nationale du Rhône (Electrabel), La SNET, mais aussi les producteurs étrangers depuis l'ouverture du marché de l'électricité, <i>etc.</i>
décentralisé et réparti	Entreprise, collectivité, intercommunalité, intermédiaire, société civile	Producteur	Les mêmes que les producteurs centralisés, les particuliers, les collectivités territoriales, <i>etc.</i>
GRT	Entreprise	Transporteur	RTE
GRD	Entreprise, collectivité et intercommunalité (régie)	Distributeur	Quelques dizaines d'opérateurs locaux, le dominant étant ERD (EDF Réseau de Distribution), Electricité de strasbourg, Electricité de grenoble, Usine d'Électricité de Metz, des régies, des SICAE - Syndicat d'intérêt collectif agricole d'électricité, <i>etc.</i>
Commercialisateur/ Négociant	Entreprise	Commercialisateur	EDF, POWEO, Energie direct
Régulateur	Etat	Régulateur	CRE
Consommateur			
Industriel	Entreprise	Consommateur	Potentiellement toutes les industries implantées sur le territoire français
Résidentiel	Société civile	Consommateur	Potentiellement toutes les résidences implantées sur le territoire français
Tertiaire	Entreprise	Consommateur	Potentiellement toutes les activités tertiaires implantées sur le territoire français
Agriculture	Entreprise	Consommateur	Potentiellement toutes les activités agricoles implantées sur le territoire français
Domaine public	Etat, Collectivité, Intercommunalité	Consommateur	Eclairage public, bâtiment public, monument, <i>etc.</i>
Service déconcentré de l'état	Etat	Consultant, Gestion, Consommateur	Direction de l'Équipement, Direction de l'Agriculture et de la Forêt, Cadastre, Office National des forêts, <i>etc.</i>
Ministère	Etat	Politique, Consultant, Gestion, Consommateur	MEEDM
Préfecture	Etat	Politique, Gestion, Consommateur	Préfecture régionale et départementale.
DATAR	Etat	Politique, Aménagement du territoire	DATAR

Nom - Acteur	Statut	Rôle énergétique	Exemple
ADEME	Etat	Politique, consultant, promotion	ADEME
EIE	Société civile	Consultant, promotion,	EIE par département
ANAH	Etat	Consultant, financier	ANAH
Chambre consulaire	Etat	Consultant, Gestion	Chambre de l'artisanat de l'industrie et du commerce
Europe (zone rurale) programme communautaire	Intermédiaire	Politique, Aménagement du territoire,	Union Européenne
Conseil régional	Collectivité territoriale	Politique, Aménagement du territoire, gestion	Les 26 régions administratives
Conseil générale	Collectivité territoriale	Politique, Aménagement du territoire, gestion	Les 100 départements administratives
Communauté d'agglomération, urbaine et communes	Intercommunalité	Politique, Aménagement du territoire, gestion	"Les 171 communautés d'agglomération Les 16 communautés urbaine"
Commune	Collectivité territoriale	Politique, Aménagement du territoire, gestion	Les 36686 communes administratives
Citoyen	Société civile	Politique	Les 65 millions de citoyen français
Pays	Intercommunalité	Aménagement du territoire	Les quelques 350 pays ou territoires de projet
Parc naturel, réserve naturel	Intercommunalité	Aménagement du territoire	Les parcs naturels régionaux et nationaux
Association/fédération/conseil			
Sur l'énergie	Société civile, intercommunalité	Consultant, promotion	Agence locale de l'énergie, Energies Cité, <i>etc.</i>
Environnemental	Société civile	Consultant, promotion	Greenpeace, Agir pour l'environnement, <i>etc.</i>
Economique	Société civile, intermédiaire (GIE)	Consultant, promotion, financeur	Les pôles de compétitivité, les pôles ruraux, <i>etc.</i>
Service public, consommateur	Société civile	Consultant, promotion	UFC QueChoisir, Confédération nationale du logement, <i>etc.</i>
Professionnelle	Société civile	Consultant, promotion	Association des architectes, Conseil Français des Urbanistes, CGT, FO, Syndicat de Chasse, <i>etc.</i>
Etablissement de recherche	Entreprise, Etat, Intermédiaire	Consultant	CERTU, CSTB, CRIIRAD, ENSM, IFP,...
Financier	Société civile, intermédiaire, entreprise, Etat, collectivité, intercommunalité	Financier	Les banques, les assureurs, les services financiers, les investisseurs
Bureau d'étude	Entreprise	Consultant	Transénergie, Energie Demain, Tribu energie, <i>etc.</i>

Annexe 6 : une classification d'outils pouvant être utilisés dans une étude de prospective énergétique

Outil	Critères usuels						
	Echelle spatiale	Echelle temporelle	Modèle	Approche générale	Mode Opérateur	Famille de modèle	P. ou E.
AMOS	Nationale	Annuelle	Demande	Top down	Modélisation	Inclassable	P.
BAGHEERA	Nationale	Annuelle	Réseau	Top down	"Modélisation Simulation"	Technique	P.
Bilan Carbone	CA/CU	Annuelle	Demande & Offre		Simulation		E.
BILANZ	Bâtiment	Annuelle	Demande		Simulation		E.
Ca-sis							P.
ELVIRA	"Régionale CA/CU Ville Quartier"	"Annuel Court et long terme"	Réseau	Inclassable	Modélisation Simulation	Technique	P.
SIMPACT (ex - CharTer)	"Régionale CA/CU Ville Quartier"	"Journalière Court terme"	Demande	Bottom up	Modélisation Simulation	End use	P.
ENPEP							E.
eTransport							E.
E V E N T A I L / PREMIS							P.
EPURE							P.
EUROSTAG	Nationale Régionale	Journalier	Réseau	Inclassable			P.
HOMER	Indéfinie	Annuelle Court et moyen terme	Demande & Offre	Top down	Optimisation		P.
LEAP	Nationale régionale CA/CU Ville Quartier"	Journalière Court et moyen terme	Demande & Offre	Bottom up	"Modélisation Simulation"	End use	P.
MAED EI	Nationale Régionale	"Journalière Court et moyen terme"	Demande	Top down	"Modélisation Simulation"	Macro économique	P.
MARKAL et les versions dérivées	Nationale Régionale C A / C U Ville		Demande & Offre	Hybride	"Modélisation Optimisation"	Macro économique	E.
MEDEE							P.
MESAP	Adaptable	Adaptable	Adaptable	Adaptable	Simulation	Adaptable	E.
METRIX	Nationale		Réseau				P.
MIEL							E.
MIET							E.

Outil	Critères usuels						
	Echelle spatiale	Echelle temporelle	Modèle	Approche générale	Mode Opérateur	Famille de modèle	P. ou E.
Mini MURE							P.
PAPTER	Bâtiment	Annuelle	Demande		Simulation		
PRAO	Nationale Régionale		Réseau				P.
Quartier Durable (MEMED)	Quartier	Court terme	Demande		Simulation	Inclassable	
RETSCREEN	Technologie	Annuelle	Offre	Bottom up	"Modélisation Simulation"	Technique	E.
SESAM	Nationale Régionale	Annuelle	Demande & Offre	Hybrid	"Modélisation Simulation"	A définir	P.
SILENE	Quartier	Annuelle	Demande		Simulation		E.
SELENE	Ville CA/CU	Annuelle	Demande		Simulation	Inclassable	E.
STILCAB	Bâtiment	Annuelle	Demande		Simulation		E.
SIMSOL	Bâtiment (production d'eau chaude solaire collective)	Annuelle?	Offre		Simulation		
SUNTOOL	Quartier	Annuelle	Demande & Offre		Simulation		
THERMIQ	Bâtiment	Journalière Annuelle	Demande		Simulation		

Annexe 7 : les profils d'usages de consommation de l'électricité

Un profil indique la variabilité de la consommation d'un usage énergétique durant l'année, en considérant 24h par jour, 3 jours-types par mois et les 12 mois de l'année. Les 3 jours-types par mois sont définis tels que :

- Lundi, Mardi, Mercredi, Jeudi et Vendredi sont inclus dans un jour-type dit « semaine » ;
- Samedi est un jour-type à part entière, dit « samedi » ;
- Dimanche est un jour-type à part entière, dit « dimanche ».

Cette simplification des courbes de charge horo-journalière en 3 jours-types a été validée par une analyse sur 162 courbes de charge horo-journalière annuelle (année 2005) mesurées aux postes sources de PACA. Pour chacune d'elle l'écart absolu entre les puissances d'un jour à l'autre a été mesuré. Chacun de ces écarts a été moyenné par couple de jours comparés (par exemple l'écart moyen entre les lundis et les mardis de l'année observée). Les résultats sont présentés dans le tableau suivant, dans l'ordre décroissant.

	Ecart moyen de puissance (kW)
Entre mardi et mercredi	22 759
Entre mercredi et jeudi	23 145
Entre jeudi et vendredi	24 802
Entre lundi et mardi	28 400
Entre Samedi et dimanche	37 040
Entre vendredi et samedi	45 385
Entre dimanche et lundi	65 950
Moyenne	35 355

Tableau - Ecart moyen de puissance des Postes Sources entre les jours de la semaine.

On remarque que les écarts moyens les plus importants se situent entre le dimanche et le lundi, puis entre le vendredi et le samedi et enfin entre le samedi et le dimanche.

La méthode SIMPACT distingue 46 profils d'usage. L'origine des profils est diverse. Certains profils sont calculés alors que d'autres sont donnés. Par manque d'information, on suppose que ces profils sont issus de campagnes d'instrumentation de certains usages énergétiques. Pour les profils calculés, nous donnons le détail des calculs sur les figures suivantes des profils de chauffage et de climatisation.

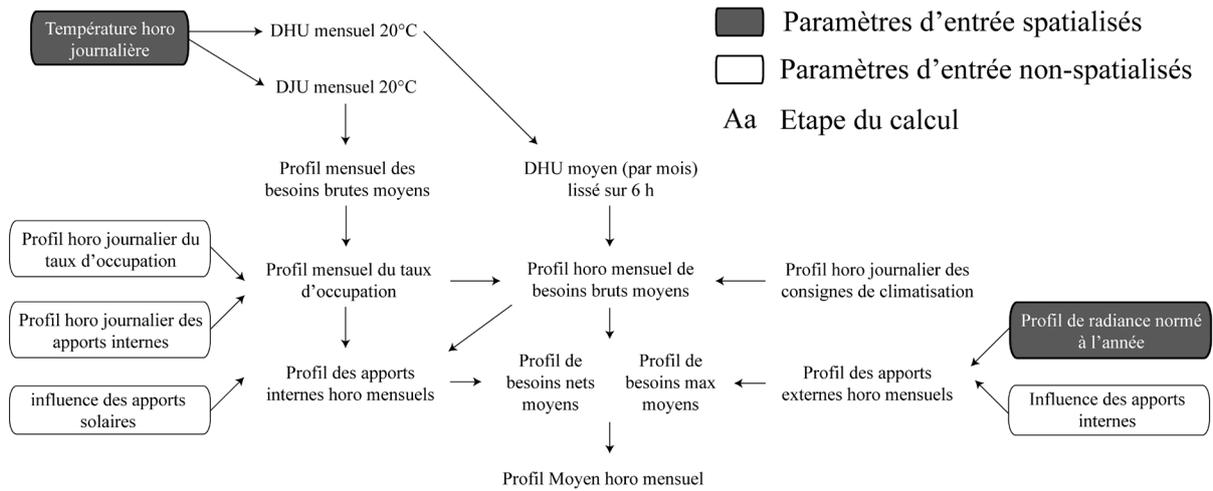


Figure - Détails des calculs du profil de chauffage

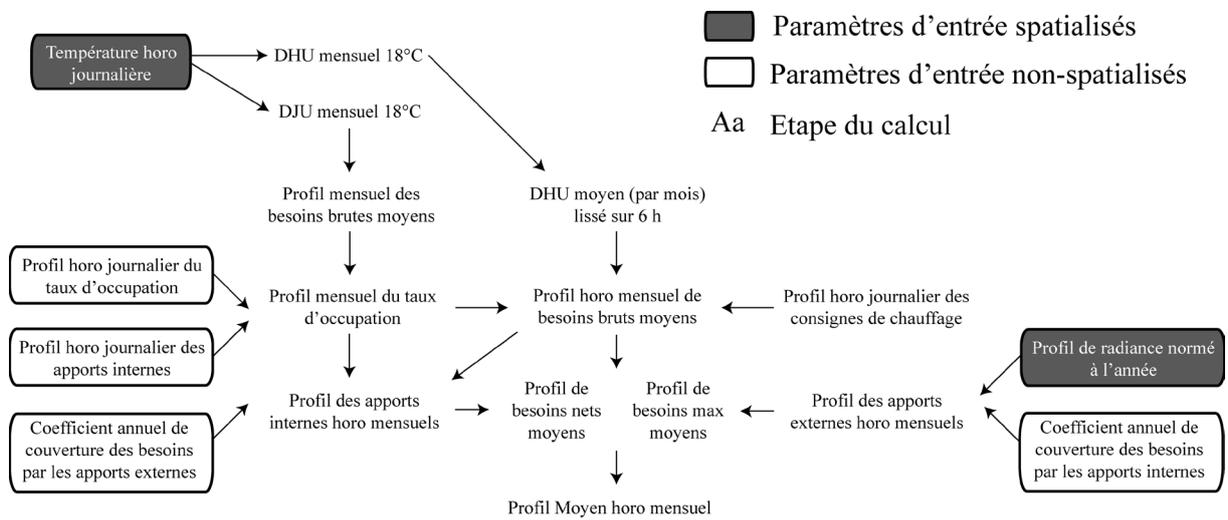


Figure - Détails des calculs du profil de climatisation

Annexe 8 : les données d'entrée de la méthode SIMPACT

Module	Sous Etape	Intitulé des données		Unités
Module du parc bâti	Détermination de l'état initial du parc bâti dans une année de référence	Nombre de logements par typologie		-
		Population		-
		Nombre de ménages		-
		Taille des ménages		-
	Hypothèses relatives à la dynamique du parc bâti	Taux d'accroissement de la population		%
		Taux d'accroissement du nombre de ménages		%
		Taux d'accroissement de la taille des ménages		%
		Part de logements collectifs dans les résidences principales		%
		Part de logements individuels dans les résidences secondaires		%
		Taux de destruction		%
		Part de chauffage électrique dans les nouvelles constructions		%
		Taux de conversion du chauffage combustible vers le chauffage électrique		%
		Taux de construction des surfaces d'activités tertiaires		%
		Taux de destruction des surfaces d'activités tertiaires		%
Nombre de pompes à chaleur installés		-		
Module des profils d'usages de consommation (cf. Annexe7 pour les données relatives à la construction de certains profils)	Détermination des profils d'usages de consommation	Les profils d'usages de consommation (46 profils)		% énergie/h
		Coefficient de Performance mensuelle des PAC		indice
	Coefficient de correction climatique des profils	Chauffage	indice	
		Climatisation	indice	
	Les profils de PDE	solaire	% énergie/h	
		éolien	% énergie/h	
hydraulique		% énergie/h		
Module d'allocation de la charge aux postes sources	Détermination de la courbe de charge nette au niveau d'un poste source	Nombre de tarifs bleu raccordés par poste source et par commune		-
Module de la PDE	Détermination de la courbe de charge nette au niveau d'un poste source	Courbe de charge de la PDE par poste source et par contrat		MW
	Hypothèse d'évolution de la PDE	Volume de production d'électricité	solaire	MWh
			éolien	MWh
			hydraulique	MWh
	Profil de production		solaire	% énergie/h
			éolien	% énergie/h
hydraulique			% énergie/h	

Module	Sous Etape	Intitulé des données		Unités	
Module des CU	Détermination des CU initiale pour l'année de référence	CU spécifique	Taux d'équipement	Nombre d'équipements/entité du parc bâti	
			Puissance moyenne des équipements	W/équipement	
			Temps d'utilisation	h/equipement	
		CU thermique	Chauffage	MWh/entité du parc bâti	
			Climatisation	MWh/entité du parc bâti	
			Cuisson	MWh/entité du parc bâti	
		Consommation de l'éclairage public		MWh	
		Rapport consommation unitaire entre un système de chauffage par PAC et un système de chauffage par combustible		%	
		Hypothèses relatives à l'évolution des CU	Taux d'accroissement des taux d'équipement		%
			Taux d'accroissement de la puissance moyenne des équipements		%
	Taux d'accroissement du temps d'utilisation des équipements		%		
	Taux d'accroissement de la consommation d'énergie dans les logements existants		du chauffage	%	
			de l'ECS*	%	
			de la cuisson	%	
	Taux d'accroissement de la consommation d'énergie dans les nouvelles constructions		du chauffage	%	
			de l'ECS*	%	
			de la cuisson	%	
	Rapport de consommation d'ECS* entre les logements existants et nouveaux		indice		
	Taux d'accroissement de la consommation d'énergie (tertiaire)	de chauffage	%		
		de ECS*	%		
de cuisson		%			
Evolution de l'éclairage public		%			

*ECS = Eau Chaude Sanitaire

Annexe 9 : le paramétrage de l'analyse de Monte Carlo

Quelques précisions sur la méthode sont nécessaires pour comprendre le calcul de l'espace de valeurs de certains paramètres. Le schéma ci-dessous présente succinctement la succession des calculs :

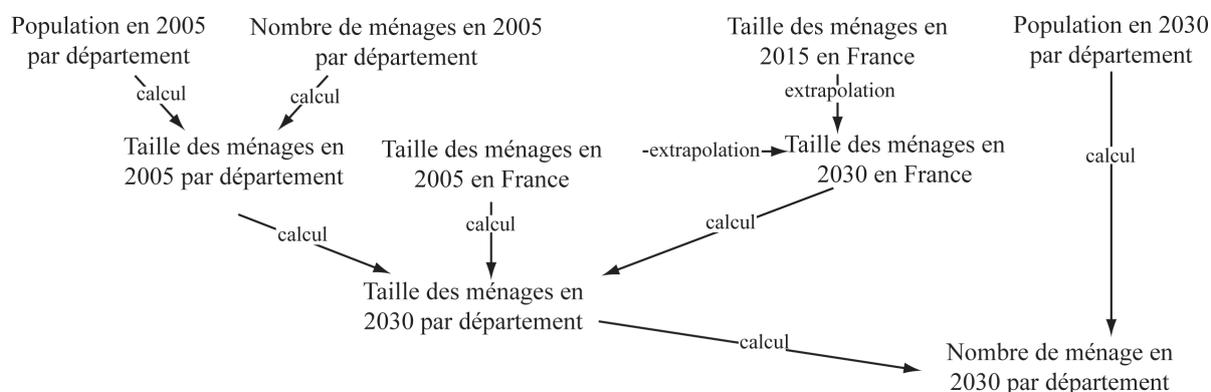


Figure - Récapitulatif de la méthode SIMPACT pour calculer le nombre de ménages en 2030 par département.

On entend par « espace de valeur » l'intervalle dans lequel les valeurs d'un paramètre vont varier pour faire l'analyse de sensibilité sur une sortie du modèle.

Taux d'accroissement de la population

Dans le modèle initial, le taux d'accroissement de la population du département des Alpes-Maritimes entre 2005 et 2030 est de 17,1%.

L'INSEE a réalisé des scénarios prospectifs de la population par région [LEON06]. L'évolution de la population résulte du solde des naissances et des décès (solde naturel) et du solde des entrées et sorties (solde migratoire). Ainsi l'INSEE réalise ses scénarios prospectifs (modèle OPHALE) en fonction d'hypothèses d'évolution sur ces deux soldes.

Le tableau suivant reprend les estimations de ces scénarios pour la région PACA.

		Valeur initiale	Scénario central	Fécondité haute	Fécondité basse	Espérance de vie haute	Espérance de vie basse
PACA	2005	4 743 026					
	2030		5 611 000	5 753 291	5 468 709	5 658 430	5 554 084

Tableau - Projections de la population de la région PACA à l'horizon 2030

A partir de ces projections, nous avons recalculé différents scénarios prospectifs du département des Alpes-Maritimes.

		Valeur initiale	Scénario central	Fécondité haute	Fécondité basse	Espérance de vie haute	Espérance de vie basse
Alpes Maritimes	2005	1 064 000					
	2030		1 245 810	1 277 403	1 214 217	1 256 341	1 233 173
Taux d'accroissement entre 2005 et 2030			17,1%	20,1%	14,1%	18,1%	15,9%

Tableau - Projections de la population du département des Alpes-Maritimes à l'horizon 2030

Nous avons considéré les bornes les plus éloignées de la valeur du scénario central, *i.e.* 20,1% et 14,1%.

La taille des ménages

Dans le modèle initial, la taille des ménages du département des Alpes-Maritimes en 2030 est de 2,07. Cette valeur est calculée à partir de la valeur nationale de 2,09, issue d'une extrapolation polynomiale d'ordre deux des valeurs de 1990, 1999, 2005 et 2015.

L'INSEE a réalisé des scénarios de projection de ménages pour la France à l'horizon 2030. Grâce à cette étude nous avons déterminé un intervalle d'incertitude de la taille des ménages à l'échelle nationale en 2030, compris entre 2,04 et 2,08 (soit entre 2,06 et 2,02 pour le département des Alpes-Maritimes). Sur la base de ces valeurs pour 2030, nous avons calculé les valeurs de 2015 à partir des courbes de tendance des trois scénarios.

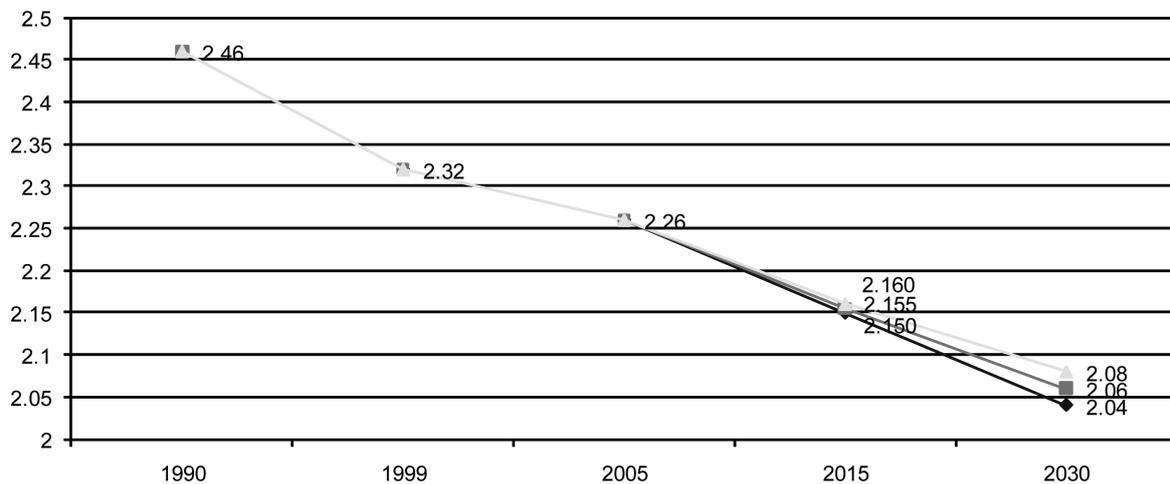


Figure - Courbe de tendance de la taille des ménages entre 1990 et 2030

Ainsi en 2015, l'intervalle d'incertitude de la taille des ménages à l'échelle France est de $2,155 \pm 0,05$, soit $2,136 \pm 0,005$ pour le département des Alpes-Maritimes.

Le taux d'accroissement du nombre de ménage

Ce paramètre est corrélé à l'évolution de la population et à la taille des ménages. Il convient donc de reprendre les hypothèses définies pour ces dernières, réévaluées pour 2015 et de faire correspondre les espaces de valeurs, cf. la figure suivante. Sur la base des valeurs d'évolution de la population à l'horizon 2030 du département des Alpes-Maritimes, nous avons calculé un taux de croissance annuel moyen, puis calculé la population en 2015 dans les trois scénarios correspondants.

		Valeur initiale	Valeur centrale	Valeur haute	Valeur basse
Population	2005	1 064 000			
	2030		1 245 810	1 277 403	1 214 217
Taux d'accroissement annuel entre 2005 et 2015			0,63%	0,73%	0,53%
Population	2015		1 133 302	1 144 712	1 121 718
Taille des ménages	2015		2,136	2,141	2,131

Tableau - Valeurs de la population et de la taille des ménages des Alpes-Maritimes selon les scénarios.

		Valeur initiale	Valeur centrale calculée	Valeur haute calculée	Valeur basse calculée
Nombre de ménage	2005	474 976			
	2015		530 572	537 171	523 922
Taux d'accroissement entre 2005 et 2015			11,71%	13,09%	10,30%
	2015	508 412		514 735	502 040
Taux d'accroissement entre 2005 et 2015 calé sur les valeurs initiales de 2015			7,04%	8,37%	5,70%

Tableau - Valeurs du nombre de ménages des Alpes-maritimes en 2015 selon les scénarios.

Le taux d'accroissement du nombre de ménages en 2015 est de 8,37% ± 1,9%.

La proportion de résidences secondaires en maison individuel.

Ce paramètre est calculé à partir des données de recensement de l'INSEE en 1999, comme le rapport entre le nombre de RS en maison individuelle sur le nombre total de RS dans le département.

L'INSEE précise un intervalle d'erreur sur des données issues du recensement de la population égal à :

$$x \pm 1,96\sqrt{4x}, \text{ arrondi à } x \pm 4\sqrt{x} \quad (1)$$

En tenant compte de cet intervalle d'incertitude, nous avons calculé les valeurs basses et hautes du nombre de logements RSMI et RSIC en 1999, cf. tableau suivant.

	RSMI	RSIC
Nombre de logements	32 988	112 171
Incertitude	726,5	1339,7
Valeur basse du nombre de logements	32 261	110 831
Valeur haute du nombre de logements	33 715	113 511

Tableau - Valeurs centrale, haute et basse du nombre de logements RSMI et RSIC des Alpes-Maritimes

Sur la base des valeurs du tableau précédent, nous avons calculé la proportion de logements RSMI dans les RS en considérant les cas les plus éloignés de la valeur centrale.

Valeur centrale	Valeur haute	Valeur basse
22,73%	22,13%	23,32%

Tableau -Intervalle d'incertitude de la proportion de RSMI dans les RS dans les Alpes-martitimes en 1999.

La proportion de résidences principales en immeuble collectif.

Ce paramètre est calculé à partir des données de recensement partiel 2004-2007 de l'INSEE , comme le rapport entre le nombre de RP en immeuble collectif sur le nombre total de RP dans le département.

En réalité, le recensement partiel 2004-2007 fournit le nombre de résidences principales et le taux d'appartement dans les RP pour les 100 plus grandes communes des départements et les communes de moins de 10 000 habitants. Ainsi, il manque les données statistique des communes de plus de 10 000 habitants ne faisant par partie des 100 plus grandes villes du département. Par conséquent un coefficient multiplicateur a été calculé pour extrapoler les données statistiques des communes de moins de 10 000 habitants à l'ensemble des communes hors celles faisant partie des 100 plus grandes communes.

Le coefficient multiplicateur (CM) est calculé selon l'équation suivante:

$$CM = \frac{Menage - RP_{100PlusGrandesVilles}}{RP_{Communes < 10000habitants}} \quad (2)$$

Si l'on considère l'incertitude de chaque paramètre de l'équation 2, selon l'équation 1, alors on peut calculer un intervalle de valeurs pour le CM de $1,75 \pm 0,1\%$.

Ensuite, chaque paramètre constituant a été défini dans un intervalle d'incertitude, *cf.* tableau suivant.

	Valeurs centrale	Valeurs hautes	Valeur basses
Coefficient multiplicateur	1,75	1,93	1,58
Part de logements collectifs dans les communes < 10 000habitants	20,3	20,7	19,9
Part de logements collectifs dans les 100 plus grandes villes	58,2	59,4	57
RP dans les communes de < 10 000 habitants	49 803	49 803	49 803
RP dans les communes dans les 100 plus grandes villes	387 574	391 450	383 698

Tableau - Intervalles d'incertitude des paramètres de la proportion de RP IC dans les RP

Sur la base des valeurs du tableau précédent, nous avons calculé la proportion de logements RPIC dans les RP en considérant les cas les plus éloignés de la valeur centrale.

Valeur centrale	Valeur haute	Valeur basse
51,2%	51,8%	50,7%

Tableau -Intervalle d'incertitude du paramètre de proportion de RP IC dans les RP

Le taux de destruction annuelle des logements résidentiels

Nous nous baserons sur la valeur de 0,5% de logements détruits chaque année. Cette valeur est issue de la base de données MURE II Odyssee Household de l'Union Européenne.

Le taux d'électrification de l'usage chauffage dans les nouvelles constructions résidentielles

Pour définir l'espace de valeur de ce paramètre, nous avons fait appel à une expertise interne à EDF R&D. Compte tenu de la loi Grenelle I sur la consommation énergétique des nouveaux logements, les taux d'électrification ont été évalués à la baisse, cf. tableau suivante.

		Valeur initiale (%)	Valeur basse (%)
Taux d'électrification de l'usage chauffage dans les nouvelles constructions (%)	Résidence principale individuelle	79	10
	Résidence secondaire	79	15
	Résidence principale collective	79	15

Tableau - Valeur initiale et basse du taux d'électrification des nouvelles constructions résidentielles.

Le taux de conversion du chauffage combustible vers le chauffage électrique

N'ayant pas d'informations précises, nous avons défini l'espace de valeurs par nos propres soins en considérant un taux de conversion nulle en valeur basse. Aucune valeur haute n'a été définie pour ce paramètre.

Le nombre d'installation de Pompes à chaleur en France

N'ayant pas d'informations précises, nous avons défini l'espace de valeurs par nos propres soins en opérant une rétrospective des installations de PAC en France sur la période 2005-2009.

	Historique				
	2005	2006	2007	2008	2009
PAC Sol/Sol	5 800	7 000	7 000	4 700	3 188
PAC Sol/Eau	2 000	2 600	2 600	3 200	1 219
PAC Eau/Eau	5 400	8 850	9 000	11 530	9 942
PAC Air/Eau	12 000	35 060	51 000	133 080	106 543
PAC Air/Air Source : Observ'er (ADE-ME)	38 225	50 500	61 000	NC	NC
Total PAC	63 425	104 010	130 600	152 510	120 892

Tableau - Historique des installations de PAC en France - Source : AFPAC et Observ'er

Les données étant partielles pour les années 2008 et 2009, nous avons considéré la moyenne des années 2005 à 2007 comme les valeurs hautes des installations annuelles de PAC en France sur la période 2005 à 2015, soit 99 300 PAC.

La proportion de PAC installés dans la région PACA

N'ayant pas d'informations précises, nous avons défini l'espace de valeurs par nos propres soins en considérant une valeur basse égale à -10% de la valeur initiale (0,09), soit 0,08.

Le taux de croissance annuelle des surfaces du secteur tertiaire

A notre connaissance, il n'existe pas de base de données départementales de l'évolution des surfaces du secteur tertiaire par branche, à l'exception de la base SIRENE. Ne disposant pas de cette base de données, nous nous sommes appuyés sur les valeurs de la « démographie d'entreprises » fournies par l'INSEE. Cette base de données fournit, à l'échelle de la région et par secteur d'activités, le nombre de créations d'entreprises par trimestre sur la période 2000-2009.

A partir de ces données, un taux moyen de variation annuelle a été déterminé par branche sur la période 2000-2009, cf. la tableau suivante.

	ENS, SAN	BUR	BUR	BUR	HCOM	COM, TRANS, CAHORE	COM	TRANS	CAHORE	HCOM
	1*	2*	3*	4*	5*	6*	7*	8*	9*	10*
2008	6,9%	0,6%	-4,6%	0,9%	0%	2,8%	0,7%	5%	10,8%	11%
2007	8,7%	7%	24,4%	2,4%	19,4%	16,8%	18,9%	2,4%	13,3%	6,8%
2006	3,9%	3,9%	22,9%	3,8%	2,9%	3,5%	2%	7,1%	8,7%	6,6%
2005	8,3%	-4,9%	5,2%	11,6%	9,2%	-5,0%	-4%	-3,9%	-9,5%	2,4%
2004	3,5%	27%	-4,9%	15%	0,5%	5,4%	7,2%	2,2%	-0,6%	12,9%
2003	7,4%	9,5%	8,1%	13,1%	-1,3%	5,5%	6,7%	8,1%	1%	11%
2002	11%	-15,6%	2,7%	12,8%	11,3%	2,1%	1%	-3%	7,6%	-0,7%
2001	2,0%	-2,5%	1,7%	2,5%	7,2%	-0,3%	0,2%	-6,8%	0,7%	7,3%

- *1 - Enseignements, santé, action sociale
- 2 - Information et télécommunication
- 3 - Activités financières
- 4 - Activités immobilières
- 5 - Autres activités de services
- 6 - Commerce, transports, hébergement et restauration
- 7 - dont Commerce
- 8 - dont Transport
- 9 - dont Hébergement et restauration
- 10 - Activités spécialisées, scientifiques et techniques et activités de services administratifs et de soutien

Tableau - Taux moyen de variation création annuelle d'entreprises par branche dans la région PACA entre 2000 et 2008.

Nous avons défini la moyenne M par branche. Ensuite, nous avons pris la moyenne des valeurs supérieures à M et la moyenne des valeurs inférieures M , cf. tableau suivante.

	Moyenne par branche sur la période 2000-2008	Valeur haute (moyenne des valeurs supérieures à M)	Valeur basse (moyenne des valeurs inférieures à M)
CAHORE	4%	10,1%	-2,1%
ENSEIGNEMENT	4,2%	5,5%	2,1%
SANTE	2,3%	2,9%	1,1%
BUREAU	5,9%	11%	0,9%
TRANSPORT	1,4%	5%	-4,6%
COMMERCER	4,1%	11%	0%
SPORTS LOISIR CULTURE	6,2%	11,8%	0,5%
HABITAT COMMUNAUTAIRE	7,2%	10,5%	3,8%

Tableau - Valeurs moyennes, hautes et basses du taux de création annuelle d'entreprises par branche dans la région PACA entre 2000 et 2008.

Les valeurs du tableau précédent ont été calées sur les valeurs initiales d'évolution des surfaces tertiaires par branche, cf. figure suivante.

	Valeur Initiale	Valeur haute	Valeur basse
CAHORE	1,5%	3,8%	-0,8%
ENSEIGNEMENT	1,4%	1,8%	0,7%
SANTE	0,8%	1%	0,4%
BUREAU	1,7%	3,2%	0,2%
TRANSPORT	2,2%	7,9%	-7,2%
COMMERCE	0%	0,2%	0%
SPORTS LOISIR CULTURE	1%	1,9%	0,1%
HABITAT COMMUNAUTAIRE	0,8%	1,2%	0,4%

Tableau - Valeurs initiales, hautes et basses du taux de croissance annuelle des surfaces du secteur tertiaire

Annexe 10 : l'analyse de variance du coefficient de corrélation

	Taille de l'échantillon	Proportion de tirages						Somme des pourcentage du rang 1 à 6
		ayant le rang 1	ayant le rang 2	ayant le rang 3	ayant le rang 4	ayant le rang 5	ayant le rang 6	
Paramètre 14 classé rang 1 dans le classement de référence	100	62,8%	28,6%	7,6%	0,6%	0,4%	0%	100%
	150	66,8%	26,4%	6,6%	0,2%	0%	0%	100%
	200	66,2%	28,4%	5,2%	0,2%	0%	0%	100%
	250	67,4%	30%	2,6%	0%	0%	0%	100%
	300	65,8%	33,4%	0,8%	0%	0%	0%	100%
	350	69,0%	30,6%	0,4%	0%	0%	0%	100%
	400	69,8%	29,8%	0,4%	0%	0%	0%	100%
	450	74%	26%	0%	0%	0%	0%	100%
	500	74,2%	25,8%	0%	0%	0%	0%	100%
	550	74%	26%	0%	0%	0%	0%	100%
	600	72,8%	27,2%	0%	0%	0%	0%	100%
	650	74,6%	25,4%	0%	0%	0%	0%	100%
	700	70%	30%	0%	0%	0%	0%	100%
	750	77%	23%	0%	0%	0%	0%	100%
	800	79%	21%	0%	0%	0%	0%	100%
	850	83,8%	16,2%	0%	0%	0%	0%	100%
900	89,2%	10,8%	0%	0%	0%	0%	100%	
Paramètre 7 classé rang 2 dans le classement de référence	100	35,8%	46%	17%	1,2%	0%	0%	100%
	150	32,2%	49,4%	17,8%	0,6%	0%	0%	100%
	200	32,8%	42,4%	24,6%	0,2%	0%	0%	100%
	250	32,4%	43%	24,6%	0%	0%	0%	100%
	300	34,2%	37,8%	28%	0%	0%	0%	100%
	350	30,8%	44,4%	24,8%	0%	0%	0%	100%
	400	30%	38,2%	31,8%	0%	0%	0%	100%
	450	26%	41,2%	32,8%	0%	0%	0%	100%
	500	25,8%	40,4%	33,8%	0%	0%	0%	100%
	550	26%	44%	30%	0%	0%	0%	100%
	600	27,2%	44,6%	28,2%	0%	0%	0%	100%
	650	25,4%	41%	33,6%	0%	0%	0%	100%
	700	30,2%	40,6%	29,2%	0%	0%	0%	100%
	750	23%	47,8%	29,2%	0%	0%	0%	100%
	800	22,2%	49,4%	28,4%	0%	0%	0%	100%
	850	17,8%	56,4%	25,8%	0%	0%	0%	100%
900	12,6%	62,6%	24,8%	0%	0%	0%	100%	

	Taille de l'échantillon	Proportion de tirages						Somme des pourcentage du rang 1 à 6
		ayant le rang 1	ayant le rang 2	ayant le rang 3	ayant le rang 4	ayant le rang 5	ayant le rang 6	
Paramètre 8 classé rang 3 dans le classement de référence	100	1,4%	24,8%	67%	5,6%	0,8%	0%	100%
	150	1%	24%	71,6%	3%	0%	0%	100%
	200	1%	29%	68%	2%	0%	0%	100%
	250	0,2%	26,8%	71,2%	2%	0%	0%	100%
	300	0%	28,8%	71,2%	0%	0%	0%	100%
	350	0,2%	25%	74,4%	0%	0%	0%	100%
	400	0,2%	32%	67,8%	0%	0%	0%	100%
	450	0%	32,8%	67,2%	0%	0%	0%	100%
	500	0%	33,8%	66,2%	0%	0%	0%	100%
	550	0%	30%	70%	0%	0%	0%	100%
	600	0%	28,2%	71,8%	0%	0%	0%	100%
	650	0%	33,6%	66,4%	0%	0%	0%	100%
	700	0%	29,2%	70,8%	0%	0%	0%	100%
	750	0%	29,2%	70,8%	0%	0%	0%	100%
	800	0%	28,4%	71,6%	0%	0%	0%	100%
	850	0%	25,8%	74,2%	0%	0%	0%	100%
900	0%	24,8%	75,2%	0%	0%	0%	100%	

Tableau : Variation des rangs des paramètres du top 3 dans le classement de référence en fonction de la taille de l'échantillon

Annexe 11 : la plate-forme PREMIO

Pour rappel PREMIO est le nom d'un projet de recherche visant l'élaboration et la mise en place d'une plate-forme expérimentale et reproductible de pilotage de la charge à l'échelle d'une commune. Ce projet s'inscrit dans une approche MDE localisée (poste source, quartier) et dynamique (à la demande) mettant en jeu des effacements ou déplacements de la charge brute au niveau du réseau de distribution. La mise en œuvre de la plate-forme a pour objectif la diminution globale des consommations énergétiques, l'écrêtage des pics de charge sur le réseau, le lissage global de l'appel de puissance sur le réseau et la diminution des émissions de CO₂.

Dans sa conception actuelle, la plate-forme opère à l'échelle d'une commune périurbaine de 8445 habitants (en 2007). Parmi cette population, 41 ménages sont directement concernés par l'expérimentation.

Plusieurs types de procédés sont testés sur cette plate-forme :

- Procédés d'effacement de charge : de l'éclairage public ; de charge résidentielle et tertiaire (système Optilesteur et Pulsi) ;
- Procédés de production d'électricité : sur stockage thermique solaire ; sur stockage de biogaz ;
- Procédés de stockage : stockage électrochimique et production photovoltaïque ; Stockage d'eau chaude sur pompes à chaleur, stockage de froid, stockage d'eau chaude solaire.

Le détail des procédés est présenté sur le site du projet : <http://www.projetpremio.fr>

Dans cette configuration, le potentiel de pilotage, sous le contrôle de la plate-forme, est de l'ordre d'une centaine de kW. Une première analyse des fonctionnalités du pilotage de la plate-forme a permis d'identifier les possibilités d'intégration de la plate-forme dans les mécanismes actuels d'ajustement de la charge sur les réseaux de transport d'électricité. Dans l'hypothèse que la plate-forme puisse calculer son potentiel d'effacement par avance, elle pourrait proposer deux types d'offre de pilotage de charge, l'une en prévision (service J-1 (*cf.* § II.2.2)) et l'autre en effacement immédiat.

Annexe 12 : la détermination d'une zone de déploiement

Pour définir la zone de déploiement, nous nous sommes recentrés sur la problématique de notre zone d'étude, la région PACA. Dans la § V.2, nous avons présenté les caractéristiques de la fragilité électrique de la région. Cette fragilité se concentre dans la partie est de la région pour cause notamment d'une configuration dite « en antenne » du réseau. Nous avons donc décidé de définir la zone de déploiement en fonction de la ligne 400kV entre les postes de Néoules et Broc Carros. Nous l'appellerons « ligne Néoules-Carros ». Le critère retenu est qu'une commune appartient à la zone de déploiement dès lors qu'elle est desservie par au moins un poste source dépendant partiellement ou totalement de la ligne Néoules-Carros. Nous avons donc identifié quels étaient les PS connectés à la ligne Néoules-Carros. En possession de cette liste, nous avons pu identifier les communes qu'ils desservent. On remarque que les communes de la zone sont en grande majorité contigües à l'exception de quelques communes exclues. Ces exclusions sont en toute logique anormale. Pourquoi certaines communes non frontalières de la zone ne seraient elles pas connectées à la ligne Néoules-Carros alors que ces voisins le sont ? L'explication se trouve au niveau des données sources utilisées pour déterminer les communes desservies par poste source. Après une analyse approfondie, nous avons remarqué que certains postes source étaient manquants dans nos données source. Pour corriger ce biais, nous avons rattaché les communes non-frontalières dont l'ensemble des communes contigües appartienne déjà à la zone, ainsi que les communes situées en bord de mer ou en frontière italienne. La zone de déploiement comporte 268 communes.

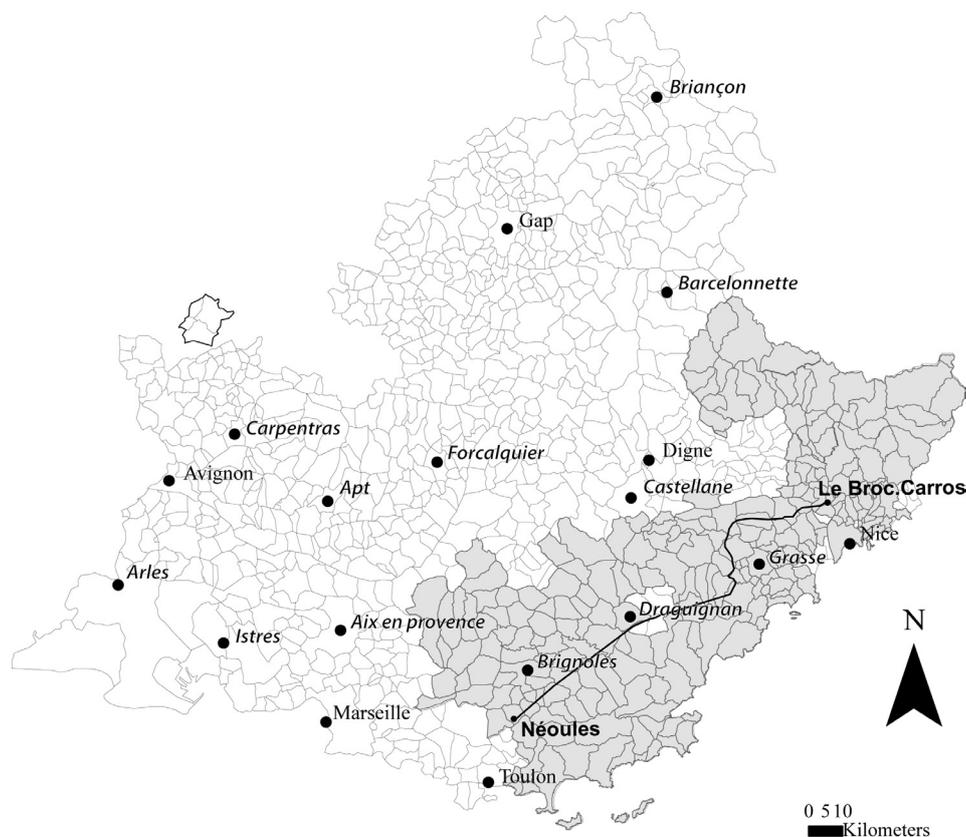


Figure - Communes de la zone de déploiement de la plate-forme PREMIO avant correction.

Bibliographie

- [ADAOU08] ADAOUST Sylvain. *Démographie des territoires : croissance du nombre des actifs nourrie les migrations*. INSEE Sud l'essentielle, 2008, n°121, 4p.
- [ADEME07] ADEME, ERDF. *Catalogue des outils et techniques de MDE en réseaux ruraux*. Paris : COSTIC Fr2e SERT, 2007, 238 p.
- [AIE08] Agence Internationale de l'Energie. *Energy Technology Perspective 2008*. Agence Internationale de l'Energie, 2008, 650 p. ISBN 978-92-64-04142-4
- [ARSEN05] ARSENAULT Line. *Les grandes étapes de la décentralisation en France*. Quebec : Ministère des Affaires municipales et des Régions, 2005, 8 p.
- [ASSOU06] ASSOUMOU Edi. *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique dans le contexte français*. Thèse de doctorat Economie et Finance, Ecoles des Mines de Paris, juin 2006, 227 p.
- [BAILL03] BAILLY Boris, ROSENSTEIN Frédéric. *Planification du réseau de transport d'électricité et maîtrise de la demande d'électricité : vers une complémentarité des objectifs ?*. Metropolis Flux, 2003, 54, ISSN 1154-2721 pp. 28-35, Disponible sur http://www.cairn.info/article.php?ID_REVUE=FLUX&ID_NUMPUBLIE=FLUX_054&ID_ARTICLE=FLUX_054_0028
- [BALLA09] BALLADUR Edouard. *Il est temps de décider*. Paris : Comité pour la réforme des collectivités locales, mars 2009, 174 p.
- [BASTA99] BASTARD Patrick, FARGUE Daniel, LAURIER Philippe, MATHIEU Bernard, NICOLAS Muriel, ROOS Philippe. *Electricité – Voyage au cœur du système*. Ed. Eyrolles, 1999, 528 p.
- [BAUGH95a] BAUGHMAN Marie L., SIDDIQI Shams N., ZARNIKAU Jay W. *Integrating Transmission into IRP Part I*. Dept. of Electrical and Computer Engineering, The University of Texas, IEEE Transactions on Power Systems, Août 1995, Vol. 10, No. 3, pp. 1652-1659
- [BAUGH95b] BAUGHMAN Marie L., SIDDIQI Shams N., ZARNIKAU Jay W. *Integrating Transmission into IRP Part II*. Dept. of Electrical and Computer Engineering, The University of Texas, IEEE Transactions on Power Systems, Août 1995, Vol. 10, No. 3, pp. 1660-1666
- [BETUR02] Bature-Environnement. *SECURISATION DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE DE L'EST DE LA REGION PROVENCE - ALPES - COTE D'AZUR ; Programme de Maîtrise de la Demande d'Electricité et développement des Energies Renouvelables ; Etudes Préalables ; Lot n°4 : Potentiel de Maîtrise de la Demande d'Electricité et de développement des Energies ; Volume I & II*. Février 2002, 240 p.

- [BIBER04] BIBERACHER Markus. *Modelling and optimisation of future energy systems using spatial and temporal method*. Dissertation for the degree of a Doctor of natural science, Institut for physics, Experimental plasma physics, University of Augsburg, April 2004, 128 p.
- [BOUGH10] BOUGHEDADA Louardi, UHRY Jean Marc. Editions précédentes des Assises de l’Energie et du Climat des Collectivités Territoriales [en ligne]. Disponible sur <http://www.assises-energie.net/>, (consulté le 07.04.2010)
- [BOUGN10] BOUGNOL Pierre, IMBERT Pierre, CHARTRES Sophie, NORMAND Olivier. *Modélisation énergétique de la plate-forme PREMIO, une architecture dédiée à la gestion dynamique de la charge sur le réseau électrique*. Revue de l’Electricité et de l’électronique, 2010, n°1, 8 p.
- [BOUVI05] BOUVIER Guillaume. *Les Collectivités locales et l’électricité - Territoires, acteurs et enjeux autour du service public local de l’électricité en France*. Thèse de doctorat Géographie (mention géopolitique), Institut Français de Géopolitique - Université Paris 8, juin 2005, 538 p.
- [BLIND09a] BLIND Cyril, *PREMIO - Elaboration de la requête envoyée par l’Opérateur Amt*. HN-42/09/020. Karlsruhe : EIFER-KIT, 2009, 7 p. **Diffusion** : restreinte à EDF R&D
- [BLIND09a] BLIND Cyril, *PREMIO - Traitement des courbes de charge*. HN-42/09/010. Karlsruhe : EIFER-KIT, 2009, 9 p. **Diffusion** : restreinte à EDF R&D
- [BRIZE07] BRIZE Nicolas. *L’énergie, quelles nouvelles opportunités pour les territoires ?*. 1er Assises « Energies et Territoire », Ed. Aromates, juin 2007, Palais du Luxembourg, Paris, 2007, 22p.
- [BROC06] BROC Jean-Sébastien. *L’évaluation ex-post des opérations locales de maîtrise de la demande en énergie – Etat de l’art, méthodes bottom-up, exemples appliqués et approches du développement d’une culture pratique de l’évaluation*. Thèse de doctorat Energétique, Ecoles des Mines de Paris, décembre 2006, 280 p.
- [BRUND87] Brundland Gro Harlem. *Our Common Future*. World Commission on Environment and Development, Aout 1987, 318p.
- [CAIRE07] CAIRE. R., QUENARD D., RAISON B., VERNEAU G., ZiSSIS G., *Nouvelles technologies de l’énergie gestion de l’énergie et efficacité énergétique*. Tome 4. Ed. Hermes. Paris. Lavoissier 2007. 204p.. (EGEM électronique – génie électrique- microsystemes) ISBN volume 4(978-2-7462-1716- 4

- [CAPEN09a] CAPENERGIE Premio. *Expérimentation PREMIO ; L'optilesteur pour maîtriser l'appel de puissance dans une installation électrique*. Région PACA, EDF R&D, 2009, 2p.
- [CAPEN09b] CAPENERGIE Premio. *Avant-projet détaillé d'une expérimentation de Premio - Optilesteur*. Région PACA, EDF R&D, 2009, **Diffusion** : restreinte à EDF R&D
- [CATRI06] CATRINU Maria D. *Decision Aid for Planning Local Systems : Application of Multicriteria Decision Analysis*. Dissertation for the degree of a Doctor of electrical power engineering, Trondheim : Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Department of Electrical Power Engineering, April 2006, 198 p.
- [CCE00] Commission des Communautés Européennes. *Les progrès récents dans la réalisation du marché intérieur de l'électricité*. Communication de la commission au conseil et au parlement européen, Bruxelles, Mai 2000, 15 p.
- [CHADU01] Groupe CHADULE. *Initiation aux pratiques statistiques en géographie*. Paris, Mars 2001, 203 p. ISBN : 2-200-01534-8
- [CHAN97] CHAN Karen, SALTELLI Andrea, TARANTOLA Stefano. *Sensitivity analysis of model output : Variance-based methods make the difference*. Proceeding of the Winter Simulation Conference, 7-10 decembre 1997, U.S.A, ed. S. Andradóttir, K. J. Healy, D. H. Withers, and B. L. Nelson, 1997, 8p.
- [CHART09] CHARTRES Sophie, IMBERT Pierre, *Méthode et outils utilisés par Energies Demain dans l'étude d'évaluation de la demande électrique en Région PACA*, Karlsruhe, EIFER, HN-42/09/007, 2009,
- [CHERO08] CHERON Sébastien, LEVY David, MELQUIOND André. *Le logement en Provence-Alpes-Côte d'Azur*. INSEE Rapport d'étude, n°23, 2008, 40p.
- [CHERO10] CHERON Sébastien. *L'énergie dans les logements en Provence-Alpes-Côte d'Azur*. INSEE. Observatoire régionale de l'Energie en Provence-Alpes-Côte d'Azur, 2010, 4 p.
- [COPER02] Promotion Copernic. *La maîtrise de l'énergie*. Paris : Ecole Nationale de l'Administration, Séminaire Energie et Société, Janvier 2002, 96 p.
- [CORMI02] CORMIOC.DICORATOM.MINOIAA.TROVATOM. *A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints*. Elsevier Ltd. 2003, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 7, pp. 99–130 1364-0321/03/\$
- [CRE00] Commission de Régulation de l'Energie. Rapport d'activité. Paris, Juin 2000 35 p.35
- [CRE05a] Commission de Régulation de l'Energie. *L'ouverture des marchés : un an après le 1er juillet 2004*. Paris, 2005, 10 p.

- [CRE05b] Commission de Régulation de l’Energie. *La régulation du marché de l’électricité*. Paris, 2005, 60 p.
- [CRE08] Commission de Régulation de l’Energie. *La construction d’un marché unique européen de l’énergie – Partie III*. Paris, 2008, 27 p.
- [CRE09a] Commission de Régulation de l’Energie. *Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 9 juillet 2009 portant communication sur l’intégration des effacements diffus au sein du mécanisme d’ajustement*. Paris, 2009, 4 p.
- [CRE09b] Commission de Régulation de l’Energie. *Rémunération de l’effacement diffus*. Décryptage, Septembre Octobre 2009, n°16, 3 p. ISSN 1955-5377
- [CROS00] CROS C. TABET J-P. Eléments de calcul des émissions de gaz à effet de serre dans les installations énergétiques. ADEME, Service Economie, 2000, 7p.
- [CSTB08] Ministère de l’Ecologie de l’Energie, du Développement durable et de la Mer ADEME. *TH-C-E ex*. Journal officiel, n° 0223 du 24 septembre 2008, 192 p.
- [DOUGL79] DOUGLAS Mary, ISHERWOOD Baron. *Pour une anthropologie de la consommation – Le monde des biens*. Traduit de l’anglais par Manuel Benguigui. Ed. IFM/REGARD, septembre 2008, ISBN 978-2-914863-17-9
- [DEFEU01] DEFEUILLEY Christophe. *50 ans d’extension du réseau électrique en France*. CAIRN, 2001, Vol4, n° 46, pp. 85-86 ISSN 1154-2721
- [DESED07] DE SEDE-MARCEAU Marie-Hélène, IBRAHIM Khaled. *Pour approche Territoriale de l’énergie : une réponse au défis énergétiques et environnementaux du XXIème siècle*. In : DOREL Gérard. Festival Internationale de Géographie : La planète en Mal d’énergies, St Dié des Vosges, 4-7 Octobre 2007, 2007. [en ligne] Disponible sur http://fig-st-die.education.fr/actes/actes_2007/ (consulté le 27 octobre 2010)
- [DREAL07] Direction Régionale de l’Environnement, de l’Aménagement et du Logement. *Parc du logement en 2007 – Région Provence-Alpes-Côte d’Azur*. 2009, 1 p.
- [ENDEM08] Energies Demain. *Evolution de la Demande en Electricité en région PACA (2005-2030) et des gisements en MDE, PDE et stockage : Point zéro et scénario tendanciel*. Rapport dans le cadre projet MDE PACA Lot 1, 2008, p.267 **Diffusion** : restreinte à EDF R&D
- [EUCOM03] European Commision Community research. *New era for electricity in Europe – Distributed generation: key challenges and proposed solutions*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2003, 29 p. ISBN 92-894-6262-0
- [EUCOM06] European Commision Community research. *European smartgrids technology platform*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006, 44 p. ISBN 92-79-01414-5

- [FARUQ09] FARUQUI Ahmad, HLEDIK Ryan, SERGICI Sanem. *Piloting the Smart Grid*. Elsevier. Inc., Vol. 22, Issue 7, August September 2009, pp. 55-69
- [FENDE04] FENDER Adrien, *Cinq années de libéralisation de l'électricité en Allemagne*. Annales des Mines : Gérer et Comprendre, Dossier : un débat électrique, Septembre 2004, n°77, 14 p.
- [FINON03] FINON Dominique., MENANTEAU Philippe. *La promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les marchés libéralisés : le besoin de nouveaux cadres incitatifs*. Revue de l'Energie, Février 2003, 550, 20p.
- [FONTE03] FONDELA Miguel, BACHA Seddik, HADJSAID Nouredine, ANDIEU Christophe. *Functional Specifications of Electric Networks with high degrees of distributed generation*. Deliverable D 1.1. CRISP Project Distributed Intelligence in critical Infrastructure for Sustainable Power ENK8-CT-2002-00673, Grenoble, 2003, 96 p.
- [FRECH00] FRECHET Jacques, TANGUAY Danielle, CLABAUT Xavier, CHEN Rafael, NOGUCHI Tetsuzo, RUSSO Salvatore, TROITSCH Iris. *Demand-Side Management The E7 Experience – An Electric utilities overview of policies and practices in Demand-Side Management*. The E7 Network of Expertise for the global environment, 2000, 117 p.
- [GAIN03] GAIN E. *Réseaux de distribution-exploitation*, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D4230, 2000
- [GELLI96] GELLING Clark W. *Then and now: The perspective of the man who coined the term DSM*. Energy Policy, Vol. 24, n° 4, 1996, pp. 285-288 0301-4215/96
- [GODET91] GODET Michel. *De l'anticipation à l'action : manuel de prospective et de stratégie*. Paris, Dunod, 1991, 10 p.
- [GONOD96] GONOD Pierre. *Dynamique des systèmes et méthodes prospectives*. Futuribles international – lips – DATAR, 1996, 82 p., Disponible sur <http://www.pierre-gonod.eu/TravauxProspective/DynamiqueTRP3.pdf>
- [GOUVE02] GOUVELLO Christophe, MARTINO JANNUZZI Gilberto. *Maîtrise de la demande d'électricité et secteurs électriques publics monopolistiques : comparaison France-Brésil*. Annales des Mines : L'énergie en France, Février 2002, pp. 31-38
- [GUMUC03] GUMUCHIAN Hervé, GRASSET E. LAFARGE R. ROUX E. *Les acteurs, ces oubliés du territoire*. Ed. Anthropos. Paris, 2003, 186 p.
- [GUILL10] GUILOTTE Anthony, CHARTRES Sophie. *Méthode de simulation des alertes CO₂ dans PREMIO*. HN-41/10/010. Karlsruhe : EIFER-KIT, 2010, 24 p. **Diffusion** : restreinte à EDF R&D
- [HEURA02] HEURAUX Christine. *Le marché énergétique Allemand – Chronique d'une libéralisation annoncée*. Ed. Du Temps, 2002, 252 p.

- [HENS10] HENS Hugo, PARIJS Wout, DEURINCK Mieke. *Energy consumption for heating and rebund effects*, Elsevier B.V. 2010, Energy and Building, 42, pp. 105-110, 0378-7788/\$
- [HELTO06] HELTON J.C., JOHNSON J.D. SALLABERRY C.J., STORLIE C.B. *Survey of sampling –based methods for uncertainty and sensitivity analysis*. Elsevier Ltd., 2006, Reliability Engineering and System Safety, 91, pp. 1175-1209
- [HIREM07] HIREMATH R.B. SHIKKA S. RAVINDRANATHN.H. *Dezentralized Energy planning and application – a review*. Elsevier Ltd. 2007, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11, pp. 729–752 1364-0321/\$
- [HLEDI09] HLEDIK R. *How green is the Smartgrid?*. Elsevier Inc. Volume 22, Issue 3, April 2009, 41 p. 1040-6190/\$
- [IBRAH07] IBRAHIM Khaled. *Système énergétique et aménagement du territoire : une approche territoriale de l'énergie pour répondre aux défis énergétiques du XXIème siècle*, 2007, 25 p.
- [IBRAH04] IBRAHIM Khaled. *Approche territoriale des systèmes énergétiques*. Thèse de DEA Méthodes et techniques nouvelles en sciences de l'homme et de la société. Université de Franche-Comté. Besançon, 2004
- [IBRAH05a] IBRAHIM Khaled, DE SEDE MARCEAU Marie Hélène. *Matrice d'évaluation d'un système énergétique locorégional*. Colloque européen d'intelligence territoriale. Liège- Belgique, 2005
- [IBRAH05b] IBRAHIM Khaled, DE SEDE MARCEAU Marie Hélène. *Modèle d'analyse locorégional des systèmes énergétiques*. 6èmes Rencontres ThéoQuant, Besançon, 2005
- [IEADS09] KARKKAINEN Seppo et al. *Integration of Demand-Side management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages*. International Energy Agency Demand-Side Management Programme, 2009, 62 p.
- [IMBER10] IMBERT Pierre, NEIRAC François-Pascal, KARINIOTAKIS Georges, BLANC Philippe. Resolution Enhancement of Input Parameters in a DSM model. **In** : GOEL Lalit. Probabilistic Methods Applied to Power System, 14-17 juin 2010, Singapour. 7 p.
- [INSEE04] Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques. *La performance énergétique dans l'industrie manufacturière - L'industrie manufacturière plus économe en énergie*. Le 4 pages. Services des Etudes et Statistiques Industrielles, n° 196, Novembre 2004, 4 p. ISSN : 1241-1515
- [IPAKC09] IPAKCHI Ali, ALBUYEH Farrokh. *Grid of the future*. IEEE power & energy magazine, March April 2009, 11 p. 1540-7977/09/

- [ISLAS03] ISLAS Jorge, MENANTEAU Philippe. *La production distribuée d'électricité au Mexique et en Argentine : quelles sont les nouvelles perspectives associées aux réformes institutionnelles du secteur électrique?*. Coloquio Internacional Energia, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina. Universidad Nacional Autónoma de México, Novembre 2003, 16 p.
- [JACQU06] JACQUOT Alain. *Des ménages toujours plus petits*. INSEE Première. Octobre 200-, n° 1106, 4p.
- [JANK00] JANK Reinhard & al. *Advanced Local Energy Planning (ALEP) a guidebook*. Annex 33. International Energy Agency, Energy conservation in building and community systems, 2000, 203 p.
- [KAEHL 93] KAEHLER José Maciel. *Un Outil d'Aide à la Décision et de Gestion des Actions de Maîtrise de la Demande d'Energie : De la Conception au Développement (Management information system for the integrated resource planning in the energy systems)*. Thèse de Doctorat en Energétique, Ecole des Mines de Paris, Juillet 1993, 257 p.
- [KRATT09] KRATTINGER Yves, GOURAULT Jacqueline. *Rapport d'information au nom de la mission temporaire sur l'organisation et l'évolution des collectivités territoriales*. Annexe au procès-verbal de la séance du 17 juin 2009. n°471, 292 p.
- [LAGAN00] LAGANIER Jean. *1962-1999 : la région conquiert son territoire*. INSEE Sud l'essentiel, n° 24, 2000, 4p.
- [LECOU09] LECOUTRE Jean Pierre. *Statistic and Probability*. Dunod, 4th Ed., 2009, 303 p. ISBN 978-2-10-053303-9
- [LEMOI99] LE MOIGNE Jean Louis. *La modélisation des systèmes complexes*. Ed. DUNOD, 1999, 175 p.
- [LEON06] LEON Olivier, GODEFROY Pascal, *Projections régionales de la population à l'horizon 2030*. INSEE PREMIER. Décembre 2006, n° 1111, 4p.
- [LINKY09] Electricité Réseau Distributeur France, [en ligne]. Disponible sur <http://linky.erdistribution.fr/> (Consulté en mars 2010)
- [LOKEN07] LOKEN Espen. *Multi-Criteria Planning of local energy systems with Multiple Energy Carriers*, Dissertation for the degree philosophiae doctor of, Norwegian University of Scienc and Technology, Trondheim, 2007, 193 p. ISBN 978-82-471-1738-5
- [LOUYR08] LOUYRETTE Jérémy, LAVIER Vincent. *Le mécanisme d'Ajustement en France : fonctionnement, enjeux et perspectives*. In : Stage ITech : fonctionnement des marchés électriques, 10-12 juin, EDF R&D Clamart. **Diffusion** : restreinte à EDF R&D

- [MAILL02] MAILLARD Dominique & al. *Pour la France : évolution du rôle de l'Etat dans la définition et la mise en œuvre d'une politique de l'énergie*. Promotion Copernic 2000 – 2002. Actes du Séminaire Energie et Société, 2002, 51 p.
- [MECSL06] MINISTERE DE L'EMPLOI, DE LA COHESION SOCIALE ET DU LOGEMENT. *Annexes de l'arrêté portant approbation de la méthodes de calcul pour le diagnostic de performance énergétique en France métropolitaine*. Journal officiel, NOR : SOCU 06 10 563 A, 200-, 96p.
- [MERLI04] MERLIN André. *Electricité et énergies renouvelables : jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées?*. [en ligne]. Disponible sur http://www.x-environnement.org/index.php?option=com_content&view=article&id=54%3Aenergieenvironnement&catid=36%3Ajaune-rouge&Itemid=41&limitstart=6 2004 (Consulté en avril 2010)
- [MIRAK08] MIRAKYAN Atom, LELAIT Laurent, IMBERT Pierre, LEWALD Norbert. *The dynamics of regional (subnational) integrated energy planning and requirements of methods and models*. International Energy Workshop. Agence Internationale de l'Energie. Paris, Juillet 2008, 31 p.
- [MIRAN01] MIRAND Vladimiro, MONTEIRO Claudio, KONJIC Tatjana. *Spatial offer and demand forecasting with neuro-fuzzy inference systems in GIS*. IEEE, 2001, 6 p. ISBN : 0-7803-6672-7/01
- [MOINE04] MOINE Alexandre. *Comprendre et observer les territoires : l'indispensable apport de la systémique*. Thèse d'Habilitation à Diriger des Recherches. Université de Franche-Comté. Besançon, 2004, 209 p.
- [MONTE05] MONTEIRO Claudio, RAMIREZ-ROSADO Ignacio J., MIRANDA Vladimiro, ZORZANO-SANTAMARIA Pedro J. GARCIA-GARRIDO Eduardo. *GIS Spatial Analysis Applied to Electric Line routing Optimization*. IEEE transactions on power delivery, Vol. 20, N° 2, Avril 2005. 9 p.
- [NADAU05] NADAUD Frank, *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 en Economie, EHES, 18 Novembre 2005, 346 p.
- [NAKAC05] NAKACHE J-P. CONFAIS J. *Approche pragmatique de la classification*. Paris, Ed. Technip., 262 p. ISBN10 : 2-7108-0848-X [en ligne]. Disponible sur <http://books.google.fr/books?id=0GEhGcsMIqYC&lpg=PR3&ots=tQ3gQYQa-0&dq=classifications%20hierarchiques&lr&pg=PR3#v=onepage&q&f=false> (dernière consultation en juillet 2010)
- [NICOD98] NICODEMUS Gerd, CORNELL Robert, BARON Richard, SULLIVAN Scott. *Mapping the energy future*. Ed. Paris : Internationale Energy Agency Publication, 1998, 88 p. (Policy Analysis Series) ISBN 92-64-16184-8-1998

- [ORPHE99] ORPHELIN Matthieu. *Méthodes pour la reconstitution de courbes de charge agrégées des usages thermiques de l'électricité*. Thèse de Doctorat en Energétique, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1999, 135 p.
- [OUVRA05] OUVRARD Laurent. *La maîtrise de l'énergie par les communes, à travers leurs rôles de distributrices, productrices et de consommatrices d'énergies*. Plan Urbanisme Construction Architecture (PUCA), Septembre 2005, 61 p.
- [PIERR04] PIERRACCINI Paul, PEGAZ-BLANC Olivier. *De grandes disparités des revenus en Provence-Alpes-Côte d'Azur*. INSEE Sud l'essentiel, n°66, 2004, 4p.
- [PIGEN09] PIGENET Nazim. *Mise en place des outils de suivi et de prédiction de la demande électrique à l'échelle d'un territoire, application au département du Lot*. Thèse de doctorat en Génie électrique, Université de Toulouse III Paul Abatier, 2009, 227p.
- [POTIE05] POTIER Michel. *Efficacité énergétique de la France : une comparaison internationale*. Annales des Mines. Tendances, Août 2005, pp. 19-25
- [POUPE04a] POUPEAU François-Matthieu. *Un siècle d'intervention publique dans le secteur de l'électricité en France*. Annales des Mines. Gérer & Comprendre, Septembre 2004, 10 p.
- [POUPE04b] POUPEAU François-Matthieu. *Quelle place pour les collectivités territoriales dans le secteur électrique français*. Annales des Mines. Gérer & Comprendre, Septembre 2004, 10 p.
- [PPIEL09] Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. *Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité*. Période 2009-2020. Rapport au parlement, 2009, 132 p.
- [PRESS92] PRESS William, TEUKOLSKY Saul, VETERLING William, FLANNERY Brian. *Numerical Recipes in C – The Art of Scientific Computing 2nd edition*. Ed. Cambridge University Press, 1992, 1020 p. ISBN 0-521-43108-5
- [REMUN10] REMUND Jan, KUNZ Stefan, SCHILTER Christoph, MÜLLER Stefan, *Handbook part II : Theory*. METEOTEST. Switzerland, 2010, 75 p.
- [ROUX09] ROUX Valérie, TIMOTEO Joachim. *Recensement de la population de 2006 Provence-Alpes-Côte d'Azur : arrivées de familles et d'actifs*. INSEE Sud l'essentiel, 2009, n°133, 4p.
- [RTE04] Réseau de Transport d'Electricité. *Mémento de la sûreté du système électrique*. Ed. TIEMPO Paris, 2004, 275 p.
- [RTE06a] Réseau de transport d'Electricité. *Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité 2006 – 2020*. 2006, 98 p.
- [RTE06b] Réseau de transport d'Electricité. *Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité – Région Provence Alpes Cote D'Azur - 2006 – 2020*. Paris, 2006, 96 p.

- [RTE07] Réseau de transport d'Electricité. *Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*. Paris, 2007, 120 p.
- [RTE08] Réseau de transport d'Electricité. *Rapport d'activité 2008*. Paris, 2008, 232 p.
- [RTE09b] Réseau de transport d'Electricité. *Bilan 2008 de la sûreté du système électrique français*. Paris, 2009, 28 p.
- [RTE09a] Réseau de transport d'Electricité. *Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*. Paris, 2009, 172 p.
- [RTE09b] http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_capa.jsp, RTE 2009, consulté juin 2009
- [RTE09c] Réseau de Transport de d'Electricité. *Sécurité électrique de la région PACA – 85M€ pour réduire les risques de coupures électriques*. Dossier de presse, Paris, 2009, 14 p.
- [RTE09d] Réseau de Transport de d'Electricité. *Bilan 2008 de la sûreté du système électrique français*. Paris, 2009, 28 p.
- [RTE09e] Réseau de transport d'Electricité. *Rapport annuel sur la qualité de l'électricité – Résultats 2008*. Paris, 2009, 10 p.
- [SALTE92] SALTELLI A., HOMMA T. *Sensitivity analysis for model output – Performance of black box techniques on three international benchmark exercices*. Elsevier Science Publishers, 1992, Computational Statistic & Data Analysis, 13, pp. 73-94
- [SALTE93] SALTELLI A., ANDRES T.H., HOMMA T. *Sensitivity analysis of model output – An investigation of new techniques*. Elsevier Science Publishers, 1993, Computational Statistic & Data Analysis, 15, pp. 211-238
- [SARLO03] SARLOS G., HALDI P.A., VERSTRAETE P. *Systèmes Energétiques, Offre et demande d'énergie: méthodes d'analyse*. DissertaPresses Polytechniques et Universitaires Romandes. Lausanne, 2003
- [SCHLE98] SCHLENZIG Christoph. *PlaNet : Ein Entscheidungs-unterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung*. Dissertation for the degree of a Doctor, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart, Octobre 97, 91 p. ISSN 0938-1228
- [SCHRA92] SCHRATTENHOLZ Leo. *Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries*. Workshop and Conference on Global and environmental considerations for energy system development. Trieste, 21 April-8May, 46 p.
- [SHANN98] SHANNON R.E. *Introduction to the Art and Science of simulation*. Winter Simulation Conference, 1998, 8 p.

- [SHOVE98] SHOVE Elizabeth, WARDE Alan. *Inconspicuous consumption: the sociology of consumption and the environment*. Lancaster University, 1998, 17 p.
- [SMART] European Commission. [en ligne]. Disponible sur <http://www.smartgrids.eu/>
- [SORRE09] SORRELL Steve, DIMITROPOULOS John, SOMMERVILLE Matt. *Empirical estimates of the direct rebound effect: a review*. Elsevier Ltd. 2008, Energy policy, 37, pp. 1356-1371, 0301-4215/\$
- [SRADT06] Région Provence-Alpes-Côte d'Azur. *Schéma régional d'aménagement et de développement territorial – le diagnostic*. 2006, cahiers 1 à 6, 213 p.
- [SWISH97] SWISHER Joel N., JANNUZI Gilberto de Martino, REDLINGER Robert Y. *Integrated Resource Planning – Tools and methods*. United Nations Environment Programme. Collaborating Centre on Energy and Environment. Riso National Laboratory. Denmark. Working paper N°7, November 2007, 259 p. ISBN 87-550-2332-0
- [TESKE07] TESKE Sven, ZERVOS Arthouros, SCHAFER Oliver. *Révolution énergétique*. PrimaveraQuint. Pays-Bas, Janvier 2007, 24 p.
- [TRANC10] TRANCHITA Carolina. *Technical description of the PREMIO architecture - EDF SmartGrid Demonstration Project*. Electric Power Research Institut, Avril 2010, 79p.
Diffusion : restreinte à EDF R&D
- [TRANS05] TRANSENERGIE. *Etude de la demande en électricité du département du Lot et de son potentiel de maîtrise et de production décentralisée*. Juin 2005, 28 p.
- [VANBE99] VAN BEECK Nicole. *Classification of Energy Models*. Tilburg University & Eindhoven University of technology, May 1999, 25 p.
- [WILLI02] WILLIS H.Lee. *Spatial Electric Load Forecasting. Second Edition, Revised and Expanded*. Marcel Dekker Inc. New York, 2002, 710 p. ISBN : 0-8247-0840-7 (Print Edition). [en ligne] Disponible sur : http://books.google.com/books?id=_2HL-vs8HPgC&printsec=frontcover&dq=WILLIS+spatial+electric+load+forecasting&source=bl&ots=9TxwGCZ0wV&sig=zMuw22e1F4AiziwYyKNLcrHYpz8&hl=fr&ei=r1BiTaeGBsyaOpqx_boN&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=1&ved=0CCIQ6AEwAA#v=onepage&q&f=false, Consulté le 21.02.11
- [WU01] WU H.C. and LU C.N. A Spatial Modeling Technique for Small Area Load Forecast. IEEE, 2001, 6 p. ISBN : 0-7803-7173-9/01
- [ZHOU06] ZHOUP., ANGB.W., POHK.L. *Decision Analysis in energy and Environmental modeling : an Update*. Elsevier Ltd. 2006 Energy 31, 2006, pp. 2604-2622 0360-5442/\$

Simulation des impacts de la Maîtrise de la Demande en Électricité : amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale

RESUME : Suite au paradigme de la planification énergétique intégrée des années 90 et le récent regain d'intérêt de la planification énergétique décentralisée, la Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE) tend à tenir une place importante dans les futures activités de planification. En effet, la MDE représente une alternative intéressante pour atteindre les objectifs environnementaux et énergétiques fixés au système énergétique ou encore pour contrecarrer les problèmes d'approvisionnement en électricité, spécifiques à certaines régions. A partir de nos observations, nous avons constaté la présence d'actions de MDE à l'échelle locale, au moins dans le contexte français. Par conséquent, il y a un besoin de méthodes et d'outils d'évaluation d'impact d'action de MDE applicables à l'échelle locale. Autrement dit, ces méthodes et ces outils doivent être en mesure de prendre en compte les spécificités des territoires (physiques, sociales, géographiques, économiques, institutionnelles, etc.)

Ces travaux visent à améliorer la finesse de la résolution spatiale des paramètres d'entrée d'un modèle d'évaluation des impacts de la MDE. En se basant sur un cas d'étude français (le projet PREMIO : architecture système de communication appliquée à l'échelle d'un quartier) et un modèle de simulation existant, nous avons étudié les impacts de cette expérience locale sur plusieurs communes.

Mots clés : Evaluation d'impact de MDE, planification énergétique territoriale, analyse de sensibilité, architecture système de communication pour les ressources décentralisées d'énergie, résolution spatiale des paramètres d'entrée.

Simulation of the Demand Side Management impacts: resolution enhancement of the input parameters at the local scale

ABSTRACT : Following the integrated energy planning paradigm in the 90's and the recent renewal of decentralized energy planning interests, Demand Side Management (DSM) actions are expected to take a significant role on energy planning activities in the future. Indeed the DSM actions represent a relevant option to achieve environmental and energy commitments or to alleviate some specific problems of electricity supply. DSM actions at the local scale at least in the French context is observed today. There is a need for appropriate methods and tools to assess the impacts of such MDE programs at local level. The local scale involves taking into account the specificities of the territories (physical, social, geographical, economical, institutional, etc.).

The objective of this thesis is to improve the spatial resolution of input variables for the use in DSM action simulation tools. Based on a case study in France (PREMIO project: smart architecture for load management applied to a district) and an existing simulation tool we will study the impacts of this local experience to several municipalities.

Keywords : Impact assessment of DSM, territorial energy planning, sensitivity analysis, communication system architecture for Distributed Energy Resources, spatial resolution of input parameters

