



DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE ET DU CLIMAT

Rapport en application de l'article 50 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique

**Programmation pluriannuelle des investissements
de production de chaleur**

Période 2009 - 2020

Table des matières

INTRODUCTION.....	5
1. LE GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT : CONTEXTE D'ÉLABORATION DE LA PPI CHALEUR 2009	5
2. MÉTHODE DE TRAVAIL	12
3. STRUCTURE DU RAPPORT	13
PREMIERE PARTIE – LA CHALEUR.....	14
1. NOTION ET CHAMP D'APPLICATION.....	14
2. DONNÉES STATISTIQUES	15
3. SOURCES CONVENTIONNELLES DE CHALEUR	21
4. LA CHALEUR RENOUVELABLE.....	25
5. LA COGÉNÉRATION	58
6. LES RÉSEAUX DE CHALEUR	65
7. VALORISATION DE LA CHALEUR FATALE	69
DEUXIEME PARTIE – LES SCENARIOS ENERDATA/DGEMP	72
1. LA PROSPECTIVE SUR LA DEMANDE DE CHALEUR	72
2. HYPOTHÈSES DE TRAVAIL SPECIFIQUES DES SCENARIOS ENERDATA/DGEMP.....	73
3. RÉSULTATS GLOBAUX	76
TROISIEME PARTIE – PROJECTIONS DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL-TERTIAIRE.....	80
1. ETAT DES LIEUX 2007.....	80
2. PRINCIPAUX RÉSULTATS DES PROJECTIONS ENERDATA	81
3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE.....	85
QUATRIEME PARTIE – PROJECTIONS DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL-AGRICOLE.....	93
1. ETAT DES LIEUX 2007.....	93
2. PRINCIPAUX RÉSULTATS DES PROJECTIONS ENERDATA	95
3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE.....	96
CINQUIEME PARTIE – LES NOUVEAUX MOYENS D'INCITATION	101
1. LE FONDS CHALEUR RENOUVELABLE.....	101
2. L'ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO	102
3. LES NOUVELLES MESURES EN FAVEUR DES RÉSEAUX DE CHALEUR.....	102
4. LES APPELS D'OFFRES COGÉNÉRATION BIOMASSE	104
SIXIEME PARTIE – SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS.....	105
1. OBJECTIFS 2012 ET 2020	105
2. ÉVALUATION DE CES OBJECTIFS PAR RAPPORT AUX TENDANCES ACTUELLES	105
3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE.....	106
ANNEXES	109

Liste des figures

FIGURE 1 : PART DE CHAQUE SECTEUR DANS LA CONSOMMATION FINALE TOTALE	15
FIGURE 2 : PART DE LA CHALEUR (%) DANS LA CONSOMMATION FINALE TOTALE DE CHAQUE SECTEUR.....	17
FIGURE 3 : PART DE CHAQUE ÉNERGIE DANS LA FOURNITURE DE CHALEUR FINALE	18
FIGURE 4 : PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR) PAR FILIÈRE EN 2007 (MTEP) (SOURCE : SOES)..	19
FIGURE 5 : ENERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES VALORISÉES SOUS FORME DE CHALEUR (FOYER DIRECT, EAU CHAUDE OU VAPEUR) - CONSOMMATION PRIMAIRE ET FINALE 2007 (SOURCE : SOES).....	20
FIGURE 6 : ÉVOLUTION DES VENTES D'APPAREILS DE CHAUFFAGE AU BOIS ENTRE 1985 ET 2007 (SOURCE : ADEME)	29
FIGURE 7 : SCHÉMA D'UNE INSTALLATION DE RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN GÉOTHERMIQUE (TEL QU'EXISTANT EN RÉGION PARISIENNE)	35
FIGURE 8 : POMPES À CHALEUR SUR EAU DE NAPPE.....	36
FIGURE 9 : SCHÉMA D'UN CHAMP DE SONDÉS GÉOTHERMIQUES	36
FIGURE 10 : REPRÉSENTATIONS DE PIEUX GÉOTHERMIQUES.....	37
FIGURE 11 : OPÉRATION DE STOCKAGE SOUTERRAIN	37
FIGURE 12 : SOLUTIONS DE CHAUFFAGE GÉOTHERMIQUE POUR L'HABITAT INDIVIDUEL	38
FIGURE 13 : SCHÉMA D'UN Puits CANADIEN	38
FIGURE 14 : LA GÉOTHERMIE POUR LES PROCESSUS AGRICOLES.....	39
FIGURE 15 : LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE GÉOTHERMIE POUR L'INDUSTRIE	39
FIGURE 16 : HISTORIQUE DES FORAGES EN GÉOTHERMIE BASSE ÉNERGIE (SOURCE : ADEME)	41
FIGURE 17 : LOCALISATION DES OPÉRATIONS DE GÉOTHERMIE DE LA RÉGION PARISIENNE	43
FIGURE 18 : USAGES CHALEUR DE LA GÉOTHERMIE DANS LE MONDE (SOURCE : WGC 2005).....	44
FIGURE 19 : EXEMPLE DE COMPLÉMENTARITÉ SOLAIRE / GAZ POUR UNE INSTALLATION D'EAU CHAUDE SOLAIRE COLLECTIVE À PARIS (SOURCE : ENERPLAN).....	50
FIGURE 20 : HISTORIQUE DU DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ DU SOLAIRE THERMIQUE EN FRANCE (FLUX ANNUELS EN PUISSANCE THERMIQUE, SOURCE : ESTIF)	50
FIGURE 21 : MARCHÉ DU SOLAIRE THERMIQUE EN MÉTROPOLE ENTRE 1999 ET 2007	51
FIGURE 22 : SURFACE DE CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES INSTALLÉS DANS LES DOM EN FLUX ANNUELS (SOURCE : ADEME)	53
FIGURE 23 : PUISSANCES ÉLECTRIQUES CUMULÉES DU PARC D'INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL (SOURCE : ATEE).....	60
FIGURE 24 : PARC FRANÇAIS DES ÉQUIPEMENTS DE COGÉNÉRATION PAR TRANCHE DE RENDEMENT	62
FIGURE 25 : PANIER ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR EN 2007 (SOURCE : SNCU)	66
FIGURE 26 : ENERGIES CONVENTIONNELLES DANS LES RÉSEAUX DE CHALEUR	67
FIGURE 27 : ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION DANS LES RÉSEAUX DE CHALEUR	67
FIGURE 28 : CONSOMMATION DES RENOUVELABLES VIA LES RÉSEAUX.....	76
FIGURE 29 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE, ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE, DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (GAUCHE) ET DANS LE SCÉNARIO « GRENNELLE » (DROITE), PAR FORME D'ÉNERGIE	77
FIGURE 30 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE, ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE, DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (GAUCHE) ET DANS LE SCÉNARIO « GRENNELLE » (DROITE), PAR SECTEUR	77
FIGURE 31 : ÉVOLUTION COMPARÉE DE LA CONSOMMATION FINALE, PAR SECTEUR, D'ÉLECTRICITÉ (À GAUCHE) ET DE GAZ (À DROITE), SELON LE TYPE DE SCÉNARIO, EN 2020 ET, POUR LE « TENDANCIEL », EN 2030.....	78
FIGURE 32 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE « SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE À CARACTÈRE TENDANCIEL » (À GAUCHE) ET DANS LE SCÉNARIO « GRENNELLE » (À DROITE), PAR FORME D'ÉNERGIE.....	79
FIGURE 33 : PART DES ÉNERGIES DANS LA FOURNITURE DE CHALEUR DU RÉSIDENTIEL TERTIAIRE	80
FIGURE 34 : CONTRIBUTION DES FILIÈRES ENR DANS LA CHALEUR RENOUVELABLE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL- TERTIAIRE	80
FIGURE 35 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE DU RÉSIDENTIEL, PAR USAGE.....	81
FIGURE 36 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE DU RÉSIDENTIEL, PAR ÉNERGIE.....	82
FIGURE 37 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE DU TERTIAIRE, PAR USAGE.....	83
FIGURE 38 : CONSOMMATION DES USAGES THERMIQUES DU TERTIAIRE, PAR ÉNERGIES.....	84
FIGURE 39 : PART DES ÉNERGIES DANS LA FOURNITURE DE CHALEUR DU RÉSIDENTIEL TERTIAIRE	93
FIGURE 40 : POIDS DES DIFFÉRENTS COMBUSTIBLES SUR LA PÉRIODE 1970-2007	93
FIGURE 41 : RÉPARTITION PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ.....	94
FIGURE 42 : CONTRIBUTION DES FILIÈRES ENR DANS LA CHALEUR RENOUVELABLE DU SECTEUR INDUSTRIEL....	94
FIGURE 43 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE DE L'INDUSTRIE, PAR ÉNERGIE	95

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : VENTILATION PAR FILIÈRE DE L'OBJECTIF +3,0 MTEP DE CHALEUR RENOUVELABLE DU COMOP 10 À L'HORIZON 2012 (EN KTEP)	8
TABLEAU 2 : VENTILATION PAR FILIÈRE DE L'OBJECTIF +10,1 MTEP DE CHALEUR RENOUVELABLE DU COMOP 10 À L'HORIZON 2020 (EN KTEP)	8
TABLEAU 3 : CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE HORS TRANSPORTS ET CHALEUR - 2007 – MÉTROPOLE (SOURCE : SOES)	17
TABLEAU 4 : PART DE CHAQUE TYPE D'ÉNERGIE DANS LA CONSOMMATION FINALE (HORS TRANSPORT) ET DANS LA CONSOMMATION DE CHALEUR EN 2007	17
TABLEAU 5 : PART DE CHAQUE SECTEUR DANS LA CONSOMMATION FINALE (HORS TRANSPORT) ET DANS LA CONSOMMATION DE CHALEUR EN 2007	18
TABLEAU 6 : ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES NATIONALES DE LA COMBUSTION DU BOIS (SECTEURS DOMESTIQUE, INDUSTRIEL ET COLLECTIF) ET CONTRIBUTION AUX ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES TOTALES NATIONALES POUR L'ANNÉE 2005 (SOURCE : CITEPA, 2008)	31
TABLEAU 7 : APPLICATIONS DE LA GÉOTHERMIE À USAGE CHALEUR	40
TABLEAU 8 : NOMENCLATURE DES POMPES À CHALEUR.....	45
TABLEAU 9 : DÉCOMPOSITION DU PARC DE POMPES À CHALEUR INSTALLÉES JUSQU'EN 2008.....	47
TABLEAU 10 : PRODUCTION THERMIQUE DES UIOM EN 2006 ET 2007	58
TABLEAU 11 : PARC FRANÇAIS DES ÉQUIPEMENTS DE COGÉNÉRATION.....	59
TABLEAU 12 : PARC FRANÇAIS DES ÉQUIPEMENTS DE COGÉNÉRATION PAR TYPE D'ÉQUIPEMENT	61
TABLEAU 13 : PARC DES ÉQUIPEMENTS DE COGÉNÉRATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ UTILISATEUR DE LA CHALEUR.....	64
TABLEAU 14 : HYPOTHÈSE SUR LA DÉMOGRAPHIE	73
TABLEAU 15 : HYPOTHÈSE SUR LES CROISSANCES ANNUELLES PAR SECTEUR	73
TABLEAU 16 : HYPOTHÈSE SUR LE NOMBRE DE CONSTRUCTIONS NEUVES.....	74
TABLEAU 17 : HYPOTHÈSE SUR LE PARC EXISTANT (RÉSIDENCES PRINCIPALES).....	74
TABLEAU 18 : HYPOTHÈSE SUR LES BESOINS DE CHAUFFAGE.....	75
TABLEAU 19 : HYPOTHÈSE SUR LES BESOINS EN EAU CHAUDE SANITAIRE.....	75
TABLEAU 20 : CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DANS LE SCÉNARIO « GRENELLE », PAR FORME D'ÉNERGIE..	76
TABLEAU 21 : CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DANS LE SCÉNARIO « GRENELLE », PAR SECTEUR.....	77
TABLEAU 22 : ÉQUIPEMENT DES RÉSIDENCES PRINCIPALES EN ENR	82
TABLEAU 23 : TAUX DE PÉNÉTRATION DES ÉQUIPEMENTS ENR DANS LE SECTEUR TERTIAIRE.....	84
TABLEAU 24 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE LOGEMENTS RACCORDÉS À DES RÉSEAUX DE CHALEUR.....	85
TABLEAU 25 : TAUX DE PÉNÉTRATION DES ENR DANS LES RÉSEAUX DE CHALEUR	85
TABLEAU 26 : PROJECTION DU TAUX D'ÉQUIPEMENT EN CESI JUSQU'EN 2020 (SOURCE : ENERPLAN)	87
TABLEAU 27 : PRÉVISIONS DE VENTES DE CESI ET DE SSC (SOURCE : ENERPLAN)	88
TABLEAU 28 : FLUX DE VENTE DE M ² DE PANNEAUX SOLAIRES POUR L'ECS DANS LE RÉSIDENTIEL COLLECTIF JUSQU'EN 2020 (SOURCE : ENERPLAN)	88
TABLEAU 29 : PROJECTION DU TAUX D'ÉQUIPEMENT EN ECS SOLAIRE COLLECTIF JUSQU'EN 2020 (SOURCE : ENERPLAN)	88
TABLEAU 30 : PART DES BESOINS THERMIQUES COUVERTS PAR LES ACHATS DE VAPEUR.....	95
TABLEAU 31 : TAUX DE COUVERTURE DES BESOINS DE CHALEUR PAR LA BIOMASSE ET LES DÉCHETS	96
TABLEAU 32 : VENTILATION PAR FILIÈRE DES OBJECTIFS FONDS CHALEUR (EN KTEP PAR AN)	101
TABLEAU 33 : VENTILATION PAR FILIÈRE DES OBJECTIFS 2012/2020 DE CHALEUR RENOUVELABLE (EN KTEP)...	105

INTRODUCTION

1. LE GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT : CONTEXTE D'ELABORATION DE LA PPI CHALEUR 2009

1.1 Qu'est-ce que la PPI chaleur ?

Aux termes de l'article 50 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique¹, « le ministre chargé de l'énergie établit et rend publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'énergies utilisées pour la production de chaleur. Il arrête notamment dans ce cadre des objectifs par filière de production d'énergies renouvelables et le cas échéant par zone géographique. »

La loi POPE est l'aboutissement d'un processus engagé en janvier 2003 avec le Débat national sur les Energies, qui a engendré une mobilisation sans précédent autour du thème de l'énergie. Plus de 250 colloques nationaux et initiatives partenaires se sont déroulés en 2003, plus de 3 millions de fascicules sur l'énergie ont été imprimés et distribués par le Gouvernement, près de 350 000 visiteurs ont été enregistrés en 2003 sur le site Internet du débat.

Le Gouvernement a produit en 2003 un Livre Blanc sur les Energies qui a suscité de nombreuses contributions, dont notamment plus de 60 contributions structurées de syndicats, partis politiques, organisations professionnelles, associations.

Enfin, un débat sans vote a été conduit à l'Assemblée Nationale et au Sénat en mai 2004, avant que soit présenté le projet de loi de programme sur les orientations de la politique énergétique.

La loi fixe les quatre grands objectifs de politique énergétique française et les moyens à mettre en œuvre pour y parvenir :

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- Assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- Préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Il s'agit bien d'objectifs de long terme, qui fixent un cap à l'action de politique énergétique pour les 30 ans à venir, même si la conjoncture de prix élevés de l'énergie que nous connaissons aujourd'hui leur donne une actualité toute particulière. Pour les atteindre, quatre axes majeurs ont été définis :

- Maîtriser la demande d'énergie ;
- Diversifier le bouquet énergétique ;
- Développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie ;
- Assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins.

1.2 Le Grenelle de l'environnement

Les autorités françaises ont initié en 2007 une démarche originale, le « Grenelle de l'environnement » : le Grenelle de l'environnement a réuni pour la première fois l'Etat, les collectivités territoriales et les représentants de la société civile afin de définir une feuille de route en faveur de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables. Il vise notamment à établir un plan de mesures concrètes et quantifiables recueillant un accord le plus large possible des participants. Ce plan, dont les mesures seront évaluées a priori et a posteriori, sera donc un point de départ à la

¹ Dite par la suite « loi POPE »

mobilisation de la société française pour inscrire son développement dans une perspective durable.

Le Grenelle de l'environnement vise à créer les conditions favorables à l'émergence de cette nouvelle donne française en faveur de l'environnement.

La première étape, du 15 juillet à fin septembre 2007, a été consacrée au dialogue et à l'élaboration des propositions au sein des groupes. Six groupes de travail seront constitués pour préparer cette échéance :

- un groupe « lutter contre les changements climatiques et maîtriser la demande d'énergie »
- un groupe « préserver la biodiversité et les ressources naturelles »
- un groupe « instaurer un environnement respectueux de la santé »
- un groupe « adopter des modes de production et de consommation durables »
- un groupe « construire une démocratie écologique »
- un groupe « promouvoir des modes de développement écologiques favorables à l'emploi et à la compétitivité »

Les groupes de travail étaient composés de 40 membres répartis en 5 collèges. Ces collèges avaient pour vocation de représenter les acteurs du développement durable : l'Etat, les collectivités locales, les ONG, les employeurs et les salariés. Les réflexions et propositions des groupes de travail ont fait l'objet d'un très large débat public de septembre à octobre 2007. Les conclusions de ce processus ont été restituées par le Président de la République fin octobre 2007 sur quatre thèmes : Lutter contre les changements climatiques, réserver et gérer la biodiversité et les milieux naturels, réserver la santé et l'environnement tout en stimulant l'économie, instaurer une démocratie écologique.

Concernant la lutte contre les changements climatiques et la maîtrise de l'énergie, les objectifs issus du Grenelle de l'environnement sont :

- Contribuer de manière ambitieuse et déterminée à l'objectif européen des « 3x20 en 2020 »
- Inscrire la France dans le « facteur 4 » – division par quatre de nos émissions d'ici à 2050
- « +20 Mtep en 2020 » : augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole notre production d'énergie renouvelable en 2020 et dépasser une proportion de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie
- Economies d'énergie et baisse des émissions de gaz à effet de serre : ouverture de chantiers sectoriels et mise en place de mesures opérationnelles immédiates et / ou structurantes ;
- Bâtiment : réduire les consommations d'énergie d'environ 20% dans les bâtiments tertiaires et 12% dans les bâtiments résidentiels en 5 ans, et de plus d'un tiers à l'horizon 2020
- transport / mobilité : baisser de 20% les émissions de gaz à effet de serre dans les 12 ans

34 « comités opérationnels », dédiés chacun à un chantier thématique, ont été constitués afin de préciser la définition et la mise en œuvre et d'assurer le suivi du plan d'actions issu du Grenelle de l'environnement.

Plusieurs programmes ont été définis :

Programme en faveur des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse, géothermie, photovoltaïque, solaire)

- Consommation de 30 à 50% d'énergies renouvelables dans les départements et collectivités d'outre-mer d'ici 2020.
- Recherche de biocarburants de deuxième génération.
- Programme de R&D pour la capture et le stockage géologique du CO₂.
- Plan pour des exploitations agricoles très économes en énergie et en intrants.
- Bilan carbone des administrations et amélioration de 20% de leur efficacité énergétique.

- Intégration de clauses environnementales dans le code des marchés publics.
- Réflexion sur la création d'une contribution climat-énergie.

Programme « Moderniser le bâtiment et la ville »

- Construction des logements neufs à très haute performance énergétique dès 2010 et à énergie passive ou positive dès 2020.
- Construction des bureaux, bâtiments et équipements publics aux normes basse consommation ou énergie positive dès 2010.
- Interdiction dès 2010 des ampoules à incandescence et des simples vitrages.
- Rénovation thermique des bâtiments publics d'ici cinq ans.
- Incitation financière à la rénovation thermique pour les bâtiments privés.
- Bilan carbone-énergie de toutes les organisations de plus de 50 personnes.

Programme « Urbanisme et gouvernance territoriale »

- Reconquête des centre-villes en déclin.
- Création d'écoquartiers
- Généralisation des plans climat-énergie territoriaux d'ici la fin 2012 dans les communautés d'agglomération et les communautés urbaines, en reprenant l'objectif de baisse de 20% d'émissions de gaz à effet de serre en 2020.
- Lutte contre l'étalement urbain et la destruction des paysages.
- Étude d'impact environnemental pour les nouvelles zones d'urbanisation, intégrant les transports induits et la consommation de surfaces agricoles et naturelles dans un objectif de préservation.

Programme « Mobilité et transports »

- Priorité aux transports en commun : construction de plus de 1 500 km de voies de bus et tramways et de voies pour vélos.
- Chemin de fer : construction de 2 000 km de lignes à grande vitesse d'ici 2020.
- Augmenter la part du fret ferroviaire à 25% d'ici 2012.
- Remise à niveau du réseau ferré classique.
- Création d'autoroutes ferroviaires.
- Développement des autoroutes maritimes et du transport fluvial.
- Réduction massive des émissions du transport aérien.
- Réduction de moitié du bruit lié au transport aérien d'ici 2020.
- Nouveaux véhicules particuliers : mise en place d'une écopastille.
- Développement de véhicules à faibles émissions.
- Écotaxe kilométrique pour les camions sur le réseau routier non concédé.

1.3 Les comités opérationnels (COMOP)

Plusieurs comités opérationnels ont un rapport particulier avec les travaux de la PPI chaleur. Il s'agit tout d'abord du COMOP 10 sur les énergies renouvelables (ENR), mais aussi des COMOP 1, 2 et 3 liés à la consommation énergétique des bâtiments, et enfin du COMOP 16 pour la ressource forestière.

1.3.1 Le COMOP 10

Le comité opérationnel n°10 (COMOP 10) du Grenelle de l'environnement a été consacré aux énergies renouvelables. Dans sa lettre de mission, le Ministre d'Etat avait fixé deux objectifs : le premier, quantitatif, visait une augmentation de la production d'énergies renouvelables de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) à l'horizon 2020 ; le second, qualitatif, était l'intégration de ce développement dans une démarche à haute qualité environnementale.

En terme de qualité, le COMOP 10 a recherché un schéma institutionnel qui préserverait au mieux la

haute qualité environnementale et a proposé que les régions se dotent de plan régionaux de développement des énergies renouvelables afin qu'elles soient au cœur du processus et revendiquent elles-mêmes les richesses de leur territoire. En termes de quantité, l'objectif +20 Mtep d'énergies renouvelables en 2020 est très ambitieux et le COMOP 10 a estimé le potentiel de chaque filière renouvelable pour atteindre cet objectif (exprimé en énergie finale).

	Situation 2006	Objectif au 31/12/2012	Supplément à réaliser
Bois individuel	7 400 (5,75 Mlogts ²)	7 400 (7,3 Mlogts)	0
Biomasse	1 400	2 500	1 100
<i>dont bâtiments</i>	100	300	200
<i>dont réseaux de chaleur collectif/tertiaire</i>	100	300	200
<i>dont industrie/process</i>	1 200	1 900	700
Biomasse chaleur cogénération	0	540	540
Géothermie profonde	130	195	65
Géothermie intermédiaire	50	100	50
Pompe à chaleur individuelle	200 (0,075 Mlogts)	1 200 (1,245 Mlogts)	1 000
Solaire thermique individuel	17 (0,085 Mlogts)	150 (0,730 Mlogts)	133
Solaire collectif	10	35	25
Part ENR des UIOM et bois DIB³	400	470	70
Biogaz	55	60	5
TOTAL	9 662	12 650	2 988

Tableau 1 : Ventilation par filière de l'objectif +3,0 Mtep de chaleur renouvelable du COMOP 10 à l'horizon 2012 (en ktep)

	Situation 2006	Potentiel 2020	Supplément à réaliser
Bois individuel	7 400 (5,75 Mlogts)	7 400 (9 Mlogts)	0
Biomasse	1 400	5 200	3 800
<i>dont bâtiments</i>	100	800	700
<i>dont réseaux de chaleur collectif/tertiaire</i>	100	1 200	1 100
<i>dont industrie/process</i>	1 200	3 200	2 000
Biomasse chaleur cogénération	0	2 400	2 400
Géothermie profonde	130	500	370
Géothermie intermédiaire	50	250	200
Pompe à chaleur individuelle	200 (0,075 Mlogts)	1 600 (2,0 Mlogts)	1 400
Solaire thermique individuel	17 (0,085 Mlogts)	817 (4,285 Mlogts)	800
Solaire collectif	10	110	100
Part ENR des UIOM et bois DIB	400	900	500
Biogaz	55	555	500
TOTAL	9 662	19 732	10 070

Tableau 2 : Ventilation par filière de l'objectif +10,1 Mtep de chaleur renouvelable du COMOP 10 à l'horizon 2020 (en ktep)

² Mlogts : millions de logements

³ DIB : Déchets Industriels Banals

Le rapport du COMOP 10, intitulé « Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale »⁴, propose des objectifs aux horizons 2012 et 2020 en répartissant les mesures sur trois secteurs : la chaleur, l'électricité et les biocarburants. Dans le secteur de la production de chaleur, l'objectif est de +3,0 Mtep au 31 décembre 2012, et +10,1 Mtep à l'horizon 2020 : la ventilation de ces objectifs par filière est présentée dans les tableaux 1 et 2.

1.3.2 Les COMOP 1, 2 et 3

Le comité opérationnel n°1 (COMOP 1) du Grenelle de l'environnement a été consacré aux bâtiments neufs tandis que le comité opérationnel n°3 (COMOP 3) du Grenelle de l'environnement a été consacré aux bâtiments existants.

Le rapport du COMOP 1, intitulé « Bâtiments neufs publics et privés »⁵, repose sur six axes :

1. Mettre en place des labels certifiés « 2012 » pour qu'ils « tirent » le marché vers le haut
2. Réserver de puissantes incitations fiscales et financières à la génération 2012 pour qu'elle s'impose sur le marché (2 bis : permettre aux collectivités locales de soutenir la génération 2012 par leur fiscalité)
3. Faciliter la construction des bâtiments 2012 en révisant les règles d'urbanisme
4. Stimuler l'innovation, intensifier la recherche et le développement et leur donner une vocation opérationnelle
5. Adapter l'appareil de production et garantir les résultats
6. Améliorer la qualité sanitaire et environnementale des bâtiments

Le bâtiment 2012 est un bâtiment consommant 50 kWhep/m².an. Le comité a étudié les mesures nécessaires pour atteindre cet objectif dans le résidentiel et dans le tertiaire.

Pour le résidentiel, les exigences réglementaires de 2010 ne sont qu'une étape indiquant la direction à prendre pour 2012. Pour le tertiaire, les efforts doivent être concentrés en priorité sur les bâtiments publics, les immeubles de bureaux et les commerces.

Le rapport du COMOP 3, intitulé « Rénovation des bâtiments existants »⁶, propose 47 mesures concrètes pour atteindre les objectifs ambitieux du Grenelle de l'environnement, et notamment une réduction de 38% de la consommation actuelle du parc à l'horizon 2020 : l'objectif est d'atteindre une consommation énergétique moyenne de 150 kWhep/m².an (contre 240 aujourd'hui).

L'esprit des dispositifs proposés est d' « aider puis contraindre, mesurer et garantir ». Ainsi le rapport propose de :

1. Améliorer les dispositifs existants :
 - a) Améliorer et rendre plus visible le diagnostic de performance énergétique
 - b) Orienter le crédit d'impôt « développement durable » pour qu'il soutienne les travaux les plus efficaces
 - c) Plusieurs mesures techniques, avec notamment le verdissement d'un certain nombre de dispositions financières

⁴ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_10.pdf

⁵ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_1.pdf

⁶ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_3.pdf

2. Mettre en place de nouveaux outils :
 - a) Créer un « éco-prêt » à taux zéro (éco-PTZ) pour financer les réhabilitations lourdes
 - b) Renforcer les certificats d'économies d'énergie en ciblant les ménages à faible revenu
 - c) Faciliter le passage à l'acte dans les copropriétés et dans les logements loués
 - d) Mettre en place un système incitatif de taxe et d'exonération dans le tertiaire
3. Préparer les obligations de travaux : le principe de l'obligation de travaux à moyen terme fait consensus, mais la nature de cette obligation doit être plus étudiée pour être réellement applicable. Le comité recommande que le principe de l'obligation soit inscrit dans la loi et que des études complémentaires permettent, un an après sa promulgation, de choisir l'option la plus efficace.

Le comité opérationnel n°2 (COMOP 2) du Grenelle de l'environnement a été consacré aux logements sociaux et à la rénovation urbaine. Le rapport du COMOP 2⁷ propose d'établir un programme national de rénovation durable des parcs locatifs sociaux permettant de traiter les 800 000 logements les moins performants du point de vue de la consommation énergétique, dont environ 180 000 logements sociaux dans les programmes de rénovation urbaine. Il s'agit d'éradiquer les catégories F (de 331 à 450 kWh/m².an) et G (> 450 kWh/m².an), et d'amener l'ensemble des logements correspondants dans la catégorie C (de 91 à 150 kWh/m².an). De même sera traité l'essentiel des logements de catégorie E (de 231 à 330 kWh/m².an) ayant recours pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire à un réseau de chaleur ou à une énergie fossile pour les amener à la catégorie C. En outre, dans les programmes de rénovation urbaine, 15 000 logements devront atteindre l'étiquette B (de 51 à 90 kWh/m².an) d'ici à 2013, permettant ainsi de tripler le parc des logements de catégorie B. Dans ces opérations, le recours à des énergies renouvelables sera systématiquement étudié.

1.3.3 Le COMOP 16

Le comité opérationnel n°16 (COMOP 16) du Grenelle de l'environnement a été consacré à la forêt.

Le rapport du COMOP 16⁸ concerne directement la PPI chaleur lorsqu'il aborde la problématique de la ressource forestière disponible : il reprend ainsi l'estimation des Assises de la Forêt d'un gisement forestier supplémentaire mobilisable de 21 millions de m³ à l'horizon 2020, tout en respectant les conditions d'une gestion durable.

1.4 Le projet de loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite « loi Grenelle 1 »

Le projet de loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement reprend les engagements du Grenelle de l'environnement, les précise et les complète, notamment à partir des propositions émises par les comités opérationnels. Il fixe les objectifs et propose un cadre d'action, une gouvernance, des instruments et des mesures visant à lutter contre le changement climatique, à protéger et restaurer la biodiversité et les milieux naturels et à mieux prévenir les risques pour l'environnement et la santé.

Parmi les grands principes affirmés par le projet de loi figurent ainsi la reconnaissance appuyée de l'urgence écologique, l'impératif d'une diminution des consommations en énergie, eau et autres ressources naturelles, et la nécessité de préserver les paysages.

Le 21 octobre 2008, l'Assemblée Nationale a très largement adopté, en première lecture, le projet de loi de programmation de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Sur les 2200 amendements

⁷ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_2.pdf

⁸ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_16.pdf

déposés, près de 390 ont été acceptés.

Dans le secteur du bâtiment - secteur clé de la lutte contre le changement climatique⁹ - l'objectif de réduction de la consommation d'énergie dans les logements anciens est de 38% d'ici 2020. Dans les logements neufs, la norme « bâtiment basse consommation » (dite norme BBC), correspondant à une consommation inférieure à 50 kWh par mètre carré et par an, s'appliquera à toutes les constructions à la fin 2012 (et, par anticipation, dès fin 2010 pour les bâtiments publics et le tertiaire). Dans le programme de rénovation thermique des bâtiments, 400 000 rénovations complètes par an sont prévues à partir de 2013 et 800 000 logements sociaux devront être rénovés.

Dans le secteur de l'énergie, l'objectif en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre est le « facteur 4 » c'est-à-dire une réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport aux niveaux de 1990. Le projet de loi prévoit une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économies d'énergie et le retrait des produits, procédés, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie.

L'objectif national en matière de production d'énergie à base d'énergies renouvelables a été porté à 23% et les nouvelles centrales à charbon devront être conçues de manière à pouvoir être équipées dans les meilleurs délais d'un dispositif de captage et de stockage du carbone.

L'article 17 du projet de loi prévoit que le développement des énergies renouvelables sera facilité par le recours, aux différents échelons territoriaux, à la planification, à l'incitation et à la diffusion des innovations. Ainsi, dans un délai d'un an après la publication de la loi, chaque région devra s'être dotée d'un schéma régional des énergies renouvelables, qui définira, par zones géographiques, sur la base des potentiels de la région, et en tenant compte des objectifs nationaux, des objectifs qualitatifs et quantitatifs de la région en matière de valorisation du potentiel énergétique renouvelable et fatal de son territoire.

Par ailleurs pour les territoires d'outre-mer, l'objectif fixé à terme est celui de l'autonomie énergétique avec une montée en puissance des énergies renouvelables, une meilleure maîtrise des consommations et une adaptation de la réglementation thermique.

1.5 Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France

Le 17 novembre 2008, le Ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, a présenté le plan national de développement des énergies renouvelables de la France. Ce plan comprend 50 mesures opérationnelles devant permettre de porter à au moins 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie à l'horizon 2020. L'ensemble de filières renouvelables est concerné et l'augmentation de la production annuelle d'énergie renouvelable devra être de 20 Mtep. Les mesures de ce plan de développement à haute qualité environnementale trouveront leur traduction notamment dans la loi d'engagement national pour l'environnement (dite Grenelle 2) et les différentes lois de finances.

Ce plan prévoit la mise en place d'un « fonds chaleur renouvelable » dès le 1^{er} janvier 2009. Il permettra de développer la production de chaleur dans le tertiaire et l'industrie et d'améliorer les sources de chauffage dans l'habitat collectif. Un premier appel d'offre a été lancé en décembre 2008.

En outre, le crédit d'impôt dédié au développement durable, initialement prévu jusqu'au 31 décembre 2009, est prorogé jusqu'en 2012, et étendu aux bailleurs et aux occupants à titre gratuit (article 109 de la loi n° 2008-1425 du 27 décembre 2008 de finances pour 2009). Ce dispositif soutient et accélère les rénovations thermiques légères, notamment par l'acquisition par les particuliers d'équipements d'énergie renouvelable tels que les chauffe-eau solaires, pompes à chaleur et panneaux photovoltaïques.

⁹ puisqu'il représente près du quart des émissions de CO₂

Le développement de la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse se poursuivra grâce à l'appel d'offre « Biomasse 3 », lancé le 6 janvier 2009, pour une puissance cumulée de 250 MW.

L'exploitation de la géothermie sera relancé grâce à des programmes de géothermie basse température à grande échelle en Ile-de-France, en Alsace, en Aquitaine, Midi-Pyrénées et Centre. Cela permettra de multiplier par six la production d'énergie issue de la géothermie en 2020.

Enfin une dotation supplémentaire d'un milliard d'euros sera accordée à la recherche dans le domaine du développement durable, dont 400 millions d'euros pour un fonds de soutien aux démonstrateurs industriels.

1.6 Le projet de loi d'engagement national pour l'environnement, dite « loi Grenelle 2 »

Ce projet de loi d'engagement national pour l'environnement permettra de mettre en œuvre concrètement les orientations du Grenelle de l'environnement et notamment le plan national de développement des énergies renouvelables. Il a été présenté en Conseil des ministres le 7 janvier 2009.

Le projet de loi prévoit la réalisation par le Préfet de Région et le Président du Conseil régional de schémas régionaux « climat, air, énergie », qui intégreront les schémas ENR qui définiront notamment, par zones géographiques, les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en matière de valorisation du potentiel énergétique terrestre, renouvelable et de récupération, conformément aux objectifs issus de la réglementation communautaire relative à l'énergie et au climat. Cette démarche territoriale, qui permettra de développer le potentiel des territoires, devra être compatible avec les PPI, sans que, pour autant, ces schémas régionaux s'apparentent à des PPI régionales, la notion d'équilibre offre-demande n'étant pas pertinente à cette maille.

2. METHODE DE TRAVAIL

Le 29 septembre 2008 a eu lieu le premier comité de suivi, qui a donné lieu au lancement commun des PPI électrique et chaleur et du PIP gaz.

2.1 Méthodologie

Les travaux réalisés et les décisions prises à l'occasion du Grenelle de l'environnement (notamment dans le COMOP 10) constituent une donnée d'entrée fondamentale. Ils fournissent en particulier les objectifs quantitatifs en matière de développement de la chaleur renouvelable qui sont seuls nécessaires pour que le Ministre d'Etat arrête la PPI chaleur. Il restait cependant nécessaire d'apporter un éclairage qualitatif.

Les travaux du groupe de travail ont donc plus particulièrement porté sur la rédaction de ce rapport, qui accompagne l'arrêté PPI et en éclaire les orientations. La chaleur n'étant que marginalement une énergie de réseau, le rapport n'a pas à analyser les questions, centrales pour électricité et gaz, d'équilibre des réseaux de transport. A l'inverse, il doit examiner comment concilier les différentes décisions prises par les COMOP en termes d'économies d'énergie avec l'ambition de développement de la production distribuée de chaleur issue des renouvelables.

Des scénarios à horizon 2020 ont été élaborés par Enerdata, en relation avec l'Observatoire de l'Énergie (OE)¹⁰ et la DGEC, pour décrire les évolutions attendues de la production et de la consommation d'énergie en application du Grenelle de l'environnement. Ils intègrent notamment toutes les mesures d'économies décidées et leurs conséquences sur la consommation d'énergie.

¹⁰ Aujourd'hui au sein du Service de l'Observation et des Statistiques (SOeS) du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD)

Pour la confection de ce rapport, des travaux complémentaires ont été demandés à Enerdata pour croiser ces résultats avec les données des professionnels de la chaleur, en examinant les implications des évolutions attendues pour chaque usage de la chaleur. Ces échanges et cette confrontation à la réalité des marchés ont permis de dégager des éclairages complémentaires et éventuellement des points de vigilance nécessitant une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement.

2.2 Calendrier

Après une première phase de travaux préparatoires, le groupe de travail PPI chaleur a articulé ses travaux autour de quatre ateliers :

- 6 novembre 2008 : atelier « Etat des lieux et perspective de la chaleur dans le secteur résidentiel (individuel + collectif) »
- 13 novembre 2008 : atelier « Etat des lieux et perspective de la chaleur dans le secteur tertiaire »
- 24 novembre 2008 : atelier « Etat des lieux et perspective de la chaleur dans le secteur industriel-agricole-énergie »
- 28 novembre 2008 : atelier « Réseaux de chaleur »

3. STRUCTURE DU RAPPORT

La première partie du rapport porte sur la notion de chaleur de façon générale. Elle précise cette notion, qui n'est pas nécessairement prise en compte dans la comptabilité énergétique, analyse les statistiques générales disponibles sur la production et la consommation de chaleur, et présente un état des lieux complet des filières de production de chaleur. Sont présentés dans chaque cas les caractéristiques principales des filières, le parc installé, et les flux de ventes d'équipement sur les dernières années.

La seconde partie s'attache à présenter la méthodologie et les résultats globaux des scénarios prospectifs élaborés par l'OE et Enerdata.

Les deux parties suivantes axent la réflexion par secteur (résidentiel-tertiaire pour la troisième partie, industrie-agriculture pour la quatrième). Après un bref rappel de la situation en 2007, les données chaleur des scénarios Enerdata/DGEMP sont extraites et explicitées. La cohérence et la faisabilité des résultats sont alors confrontées aux réalités du marché, et à l'avis des professionnels. Les scénarios ne sont pas remis en cause, mais enrichis des commentaires de toutes les parties prenantes, ce qui permet de mettre en lumière des points de vigilance nécessitant une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement.

La cinquième partie est consacrée aux nouveaux moyens d'incitations mis en œuvre pour faciliter l'atteinte des objectifs les plus ambitieux dans une filière ou dans un secteur.

La sixième partie présente les objectifs de production de chaleur renouvelable à l'horizon 2020 qui seront fixés par arrêté, et fait la synthèse des principaux enseignements de l'exercice PPI chaleur 2009.

Figurent enfin en annexe :

- la lettre de mission du Ministre d'Etat au Directeur Général de l'Energie et du Climat
- un tableau d'équivalences énergétiques entre unités par type d'énergie
- le bilan énergétique 2007 établi par l'OE

PREMIERE PARTIE – LA CHALEUR

Après un rappel sur la notion de chaleur, cette partie présente des données statistiques générales sur la production et la consommation de chaleur, explicite ensuite le mode de comptabilisation de la chaleur d'origine renouvelable. Elle présente ensuite un état des lieux complet des filières de production de chaleur, que ce soit à partir d'énergies conventionnelles ou renouvelables.

1. NOTION ET CHAMP D'APPLICATION

On peut distinguer deux grands usages de la chaleur :

- un usage domestique, tertiaire ou « de confort », qui se retrouve essentiellement, mais non exclusivement, dans le résidentiel-tertiaire, à savoir le chauffage des locaux, la climatisation, l'eau chaude sanitaire et la cuisson ;
- un usage spécifique à l'activité productive, et qui est ce qu'on appelle la « chaleur-process », dans l'industrie et l'agriculture.

Par ailleurs, on distingue quatre stades (ou étapes de transformation) de l'énergie : primaire, secondaire, finale et utile. Ces notions seront utilisées par la suite dans le rapport et il importe de bien les distinguer dès le départ. Elles relèvent pour une large part du bon sens, mais aussi pour partie de conventions statistiques¹¹.

1.1 L'énergie primaire

L'énergie primaire est l'énergie brute, qui n'a subi aucune conversion. Par exemple pour les combustibles fossiles, on considère qu'il s'agit de l'énergie calorifique qu'on peut tirer de leur combustion complète.

1.2 L'énergie secondaire

Intermédiaire entre l'énergie primaire et l'énergie finale, l'énergie secondaire est l'énergie primaire transformée avant son transport éventuel et sa mise à disposition du consommateur final. Elle comprend essentiellement les produits pétroliers une fois raffinés et l'électricité dite « secondaire » ou « thermique », car obtenue par combustion d'énergies fossiles ou d'énergies d'origine renouvelable.

1.3 L'énergie finale

L'énergie finale est l'énergie mise à disposition de l'utilisateur avant sa consommation. Elle peut prendre différentes formes à caractère énergétique (thermique, mécanique, rayonnante, chimique...) et non énergétique ; on parle dans ce dernier cas d'« usages matière première », les principaux étant la pétrochimie et les engrais (à partir de gaz naturel)¹².

Dans le cas des chaudières ou autres appareils à combustion du secteur résidentiel-tertiaire, l'énergie finale est, par convention, l'énergie du combustible à l'entrée de l'appareil.

Quand il n'y a pas transformation (comme par exemple pour le gaz naturel livré tel quel au consommateur final), l'énergie primaire est égale à l'énergie finale, déduction faite des usages internes de la branche énergie concernée et des pertes de ladite branche (notamment pertes dues au transport).

En ce qui concerne les énergies d'origine renouvelable thermiques (ENRt), l'énergie finale est toujours

¹¹ Pour plus d'informations, voir le site Internet de l'Observatoire de l'Energie à l'adresse suivante : http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/f1e_stats.htm

¹² Ces usages figurent dans la ligne la plus basse des bilans de l'OE, intitulée « consommation finale non énergétique » (voir tableau 3)

égale à l'énergie primaire, sauf pour le bois énergie dans l'industrie, les déchets urbains solides (incinérés dans les UIOM, unités d'incinération d'ordures ménagères) et le biogaz.

En ce qui concerne le bois-énergie consommé dans le résidentiel-tertiaire, il est comptabilisé dès l'énergie primaire sous ses formes « prêtes à la combustion », qu'il s'agisse de bûches, de plaquettes, de granulés ou d'autres sous-produits, si bien que l'énergie finale est égale à l'énergie primaire.

Dans l'industrie, en revanche, le processus de combustion du bois et de ses déchets, d'une part est plus complexe et comporte des pertes qui sont identifiées, d'autre part ne donne pas lieu seulement à de l'énergie thermique finale (chaleur), à disposition de l'industrie elle-même ou d'un réseau de chaleur, mais également à de l'électricité, si bien que l'énergie thermique finale est, sur ce segment, distincte de l'énergie thermique primaire. Il en va de même pour les déchets urbains solides et le biogaz.

Le rapport raisonne sur l'énergie finale, qui correspond le mieux au concept de chaleur mise à disposition du consommateur final. Pour le bois énergie et la biomasse agricole, l'énergie primaire correspondante sera toutefois prise en compte lorsqu'il s'agira d'apprécier les quantités de ressources nécessaires à l'atteinte des objectifs.

1.4 L'énergie utile

L'énergie utile est égale à l'énergie finale pondérée par le rendement du système de chauffage (par exemple chaudières + radiateurs). C'est l'énergie restituée à la sortie du système.

Les statistiques de l'OE, comme d'ailleurs celles d'Eurostat, ne font pas d'évaluation de la chaleur utile.

2. DONNEES STATISTIQUES

2.1 La consommation finale énergétique

La consommation finale se compose de la consommation finale énergétique (91% de la consommation finale en 2007) et de la consommation finale non énergétique, c'est-à-dire à usage matière première (pétrochimie, engrais à base de gaz naturel, etc.).

En 2007, la consommation énergétique finale, corrigée du climat, s'est élevée à 162,1 Mtep, comme en 2006. La consommation finale énergétique a crû en moyenne de +0,9% par an depuis 1970 : +1,1% entre 1970 et 2000 et +0,3% entre 2000 et 2007.

Les parts du résidentiel-tertiaire et de l'industrie (sidérurgie incluse) sont, en 2007, respectivement de 43,6% et 22,9%.

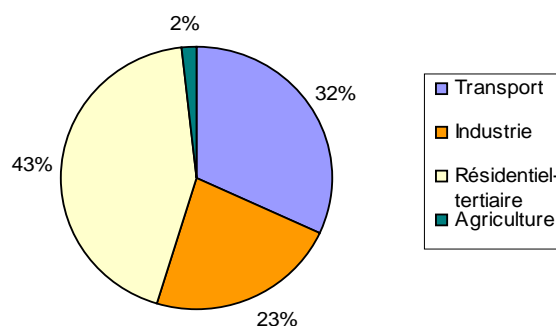


Figure 1 : Part de chaque secteur dans la consommation finale totale

La répartition entre les énergies est la suivante : le pétrole est toujours l'énergie prépondérante, avec

une part de la consommation finale énergétique de 43,8% (contre 44,6% en 2006) ; le gaz et l'électricité ont des parts voisines, respectivement 21,6 et 23,0% (contre 21,5 et 22,8% en 2006). La part des énergies renouvelables thermiques (ENRt) et déchets est de 7,5% en 2007 contre 6,9% en 2006, celle du charbon est de 4%.

Le gaz et l'électricité sont les énergies dont la consommation s'est le plus développée : le taux de croissance annuel moyen a été de +5,3% pour le gaz et de +3,5% pour l'électricité : respectivement +6,3% et +4,0% entre 1970 et 2000 ; puis +0,9% et +1,5% entre 2000 et 2007. La part du gaz dans la consommation finale énergétique est passée de 4,6% en 1970 à 21,6% en 2007, celle de l'électricité de 9,1% à 23,0%.

A l'inverse, le pétrole a vu sa part relative diminuer, passant de 59,4% en 1970 à 43,8% en 2007. Son taux d'évolution n'a été que de +0,2% entre 1970 et 2000. Et depuis 2000, on assiste à une diminution de -0,5%. Dans l'industrie, la consommation de produits pétroliers est passée de 18,4 Mtep (21,7 Mtep en 1973) à 5,9 Mtep en 2007. Dans le secteur résidentiel-tertiaire, la consommation de fioul pour le chauffage est passée de 25,1 Mtep en 1970 (32,7 Mtep en 1973) à 13,9 Mtep en 2007, le gaz et dans une moindre mesure l'électricité s'y étant substitués.

La consommation de charbon a diminué de -3,3% en moyenne annuelle entre 1970 et 2007 (-3,6% entre 1970 et 2000 ; -1,8% depuis), sa part dans la consommation énergétique finale est passée de 19% en 1970 à 4% en 2007.

La part des ENR thermiques a assez peu évolué pendant cette période et se situe à 7,5%.

2.2 Approche statistique de la chaleur

Il n'y a pas, actuellement, de données statistiques globales sur la chaleur ; elles doivent, soit être extraites de données plus larges, soit être calculées par addition de données partielles. Le terme « chaleur » ne figure d'ailleurs pas dans les bilans de l'OE et est à manier avec précaution. Il est équivalent au terme d'énergie thermique finale.

Le tableau 3 ci-après établit la part de la chaleur dans la consommation finale énergétique hors transports. Ce tableau est à rapprocher du bilan 2007 de l'OE.

2.3 Consommation finale de chaleur

En 2007, sur un total de 162 Mtep de consommation finale énergétique, 83,8 Mtep, soit un peu plus de la moitié (52,0%), ont été consommées sous forme de chaleur. Les 78 Mtep hors du périmètre de la chaleur correspondent aux transports (pour 52 Mtep), à l'électricité spécifique dans le résidentiel tertiaire¹³ et dans l'industrie¹⁴ (24 Mtep) ainsi qu'à certaines consommations de l'agriculture et de l'industrie utilisant des produits pétroliers¹⁵.

Le tableau 3 présente les différents produits énergétiques utilisés en consommation finale. Les ENR thermiques (ENRt) sont isolées ; les ENR électriques n'apparaissent pas dans ce tableau de façon isolée, mais sont incluses dans la colonne électricité : on ne peut pas distinguer l'origine (nucléaire, thermique, ENR...) dans la consommation finale d'électricité.

¹³ Eclairage, informatique, audiovisuel, appareils ménagers hors cuisson, électrolyse dans l'industrie, etc.

¹⁴ Eclairage, électrolyse et surtout force motrice.

¹⁵ La consommation de carburants dans l'industrie par les engins de chantiers et dans l'agriculture par les engins agricoles (évaluée à 2 Mtep) figure, non dans la ligne « transports » du bilan de l'OE, mais dans les lignes de chacun de ces secteurs. Dans le tableau 3, elle fait partie des usages hors chaleur de ces deux secteurs, dans la colonne pétrole.

Mtep		Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	ENRt et déchets	Total toutes énergies
Ensemble des secteurs (hors Transport)	Total	6,56	22,03	34,96	36,27	10,66	110,48
	Usages chaleur	6,56	19,69	34,96	11,93	10,66	83,80
	Usages hors chaleur	0	2,34	0	24,34	0	26,68
Industrie et sidérurgie	Total	6,18	5,94	11,92	11,62	1,42	37,08
	Usages chaleur	6,18	5,64	11,92	1,63	1,42	26,79
	Usages hors chaleur	0	0,30	0	9,99	0	10,29
Résidentiel tertiaire	Total	0,38	13,94	22,75	24,38	9,19	70,64
	Usages chaleur	0,38	13,94	22,75	10,24	9,19	56,50
	Usages hors chaleur	0	0	0	14,14	0	14,14
Agriculture	Total	0	2,15	0,29	0,27	0,05	2,76
	Usages chaleur	0	0,11	0,29	0,07	0,05	0,52
	Usages hors chaleur	0	2,04	0,00	0,20	0	2,25

Tableau 3 : Consommation finale énergétique hors transports et chaleur - 2007 – métropole
(Source : SoeS)

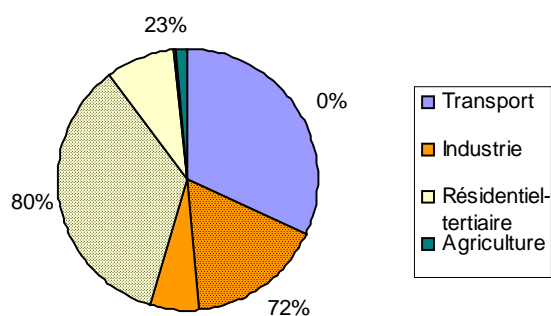


Figure 2 : Part de la chaleur (%) dans la consommation finale totale de chaque secteur

%	Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	ENRt et déchets	Total toutes énergies
Energie totale (hors transport)	5,9	19,9	31,6	32,8	9,6	100,0
Chaleur	7,8	23,5	41,7	14,2	12,7	100,0

Tableau 4 : Part de chaque type d'énergie dans la consommation finale (hors transport) et dans la consommation de chaleur en 2007

%	Industrie et sidérurgie	Résidentiel tertiaire	Agriculture	Ensemble
Energie totale (hors transport)	33,6	63,9	2,5	100,0
Chaleur	32,0	67,4	0,6	100,0

Tableau 5 : Part de chaque secteur dans la consommation finale (hors transport) et dans la consommation de chaleur en 2007

2.4 Répartition de la chaleur par énergies et par grands secteurs

Sur les 83,8 Mtep de consommation de chaleur en 2007 :

- 73,1 Mtep (87,3%) sont produites à partir d'énergies conventionnelles,
- 10,7 Mtep (12,7%) le sont à partir d'énergies renouvelables.

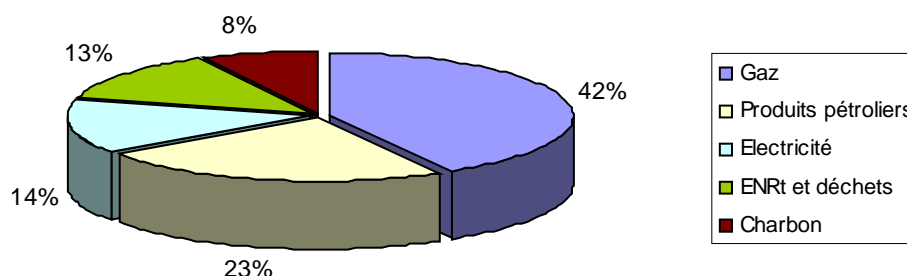


Figure 3 : Part de chaque énergie dans la fourniture de chaleur finale

Parmi les énergies conventionnelles (73,1 Mtep) :

- 11,9 Mtep (14,2% du total de la chaleur) à partir d'électricité (dont 13,0% est d'origine renouvelable),
- 61,2 Mtep de chaleur sont produites à partir d'énergies fossiles, dont
 - 35,0 Mtep pour le gaz,
 - 19,7 Mtep pour le pétrole (se répartissant en fioul lourd à usage industriel, fioul domestique et GPL¹⁶)
 - 6,5 Mtep pour le charbon, sachant que plus de 70% de la consommation finale de charbon sont concentrés dans la sidérurgie.

Sur la période 2000-2007, on relève les grandes tendances suivantes :

- baisse sensible des produits pétroliers, notamment dans l'industrie, au profit du gaz et de l'électricité
- stagnation des ENR thermiques (en tenant compte des corrections liées aux variations du climat)
- part décroissante du charbon

En ce qui concerne les équipements transverses, qui n'apparaissent pas en tant que tels dans la figure 3, on peut noter que la chaleur issue de la cogénération, évaluée en 2006 à 4,49 Mtep¹⁷, représente environ 5% de la consommation finale totale de chaleur et que la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur, de l'ordre de 2,1 Mtep, en représente moins de 3%.

¹⁶ En dépit de son appellation, le fioul domestique est également utilisé pour le chauffage, la traction (agriculture, BTP) et pour des moteurs fixes (manutention, réfrigération, groupes électrogènes), l'usage en chauffage domestique étant prépondérant.

¹⁷ Données provisoires en septembre 2008.

La répartition de la chaleur entre les secteurs concernés est assez proche de celle de la consommation finale énergétique. Le résidentiel-tertiaire en absorbe les deux tiers (contre 63,6% pour la consommation finale énergétique hors transport), l'industrie sidérurgie un petit tiers (contre 34%) et l'agriculture moins de 0,6% (contre 2,5%).

2.5 Les ENR dans les bilans de l'énergie

La figure 4 présente l'ensemble des ENR primaires, tant électriques que thermiques, en incluant parmi ces dernières les biocarburants.

En 2007, la production primaire de l'ensemble des ENR (électriques et thermiques) s'élève à 18 Mtep, soit 13,2% de la production nationale énergétique. L'hydraulique en représente 28%, le bois-énergie 51%, les déchets urbains renouvelables 6,5% à égalité avec les biocarburants. Les autres filières totalisent les 8% restant.

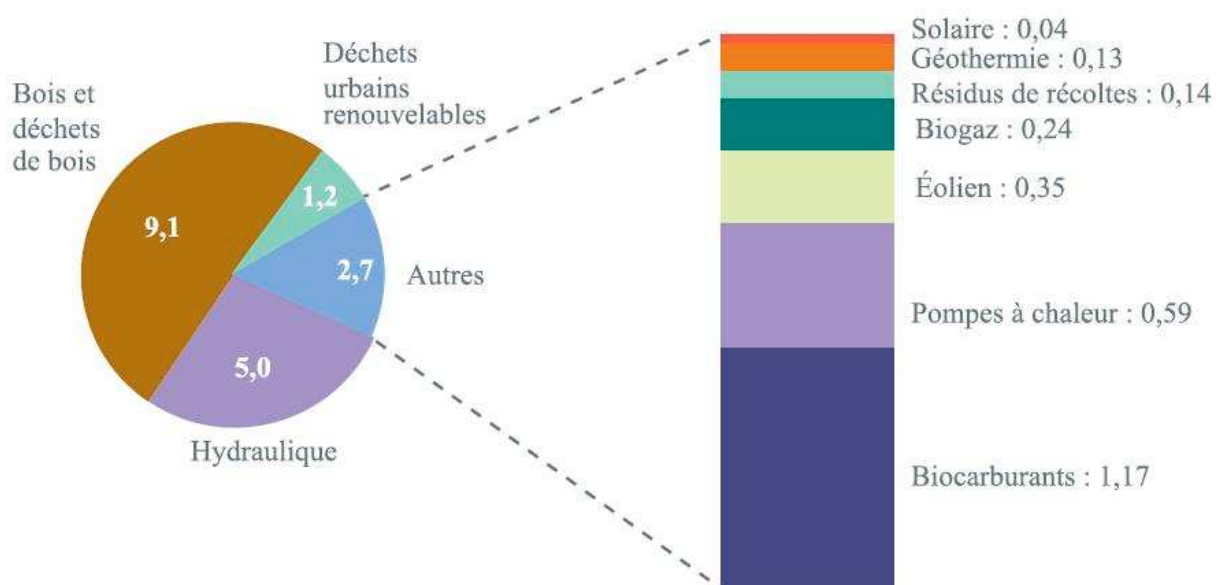


Figure 4 : Production d'énergies renouvelables (ENR) par filière en 2007 (Mtep) (source : SOeS)

Les ENR sont classées en deux catégories : les ENR « électriques », qui ne sont pas concernées par la PPI chaleur¹⁸, et les ENR « thermiques », qui le sont pour la plus grande partie.

Sont qualifiées d'ENR « électriques » les ENR qui produisent *directement* de l'électricité, à savoir l'hydraulique, l'éolien, le solaire photovoltaïque et la géothermie électrique¹⁹. Elles sont intégrées dans les bilans de l'OE dans la colonne électricité.

Parmi les ENR thermiques, celles dont l'usage est le transport (biocarburants) ou la production d'électricité (une partie de la biomasse et des déchets ménagers) ne relèvent pas de la PPI chaleur.

2.6 Les trois stades de comptabilisation des énergies renouvelables thermiques

On peut évaluer la chaleur d'origine renouvelable aux trois stades définis au début de cette première partie, à savoir primaire, final et utile. C'est l'énergie finale qui est retenue comme mode de comptabilisation dans le cadre de cet exercice de programmation.

¹⁸ La part de la consommation sous forme de chaleur d'électricité d'origine renouvelable n'a pas été incluse dans le chiffre de consommation finale de chaleur d'origine renouvelable.

¹⁹ L'énergie à base de géothermie est soit thermique (le plus souvent), soit électrique (Guadeloupe à Bouillante), jamais les deux dans les sites français existants.

2.6.1 L'énergie thermique primaire d'origine renouvelable : 11,4 Mtep en 2007²⁰

La part de la biomasse à usage carburants (soit 1174 ktep en 2007) a été exclue de ce montant, mais y sont incluses la part de la biomasse et la part du biogaz qui sont converties en électricité.

Les déchets urbains solides n'y sont comptabilisés qu'à hauteur de 50%, c'est-à-dire pour leur part considérée comme d'origine renouvelable.

2.6.2 L'énergie thermique finale d'origine renouvelable : 9,8 Mtep en 2007²¹

La figure 5 met en évidence ce passage de l'énergie primaire à l'énergie finale, en distinguant les ENR pour lesquelles l'énergie finale est égale à l'énergie primaire (au moins selon les conventions statistiques) et celles pour lesquelles il y a une différence.

Données provisoires 2007 en ktep (non corrigées du climat)
Métropole + DOM (Métropole)

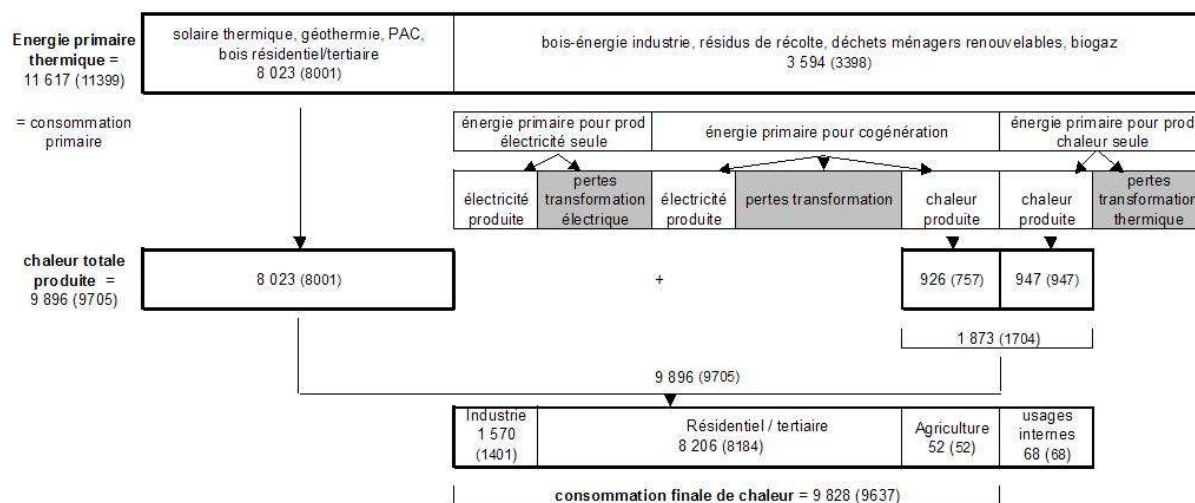


Figure 5 : Energies renouvelables thermiques valorisées sous forme de chaleur (foyer direct, eau chaude ou vapeur) - consommation primaire et finale 2007 (source : SOEs)

Les premières (à gauche de la figure 5) comprennent (i) les ENRt « par captation » (géothermie, pompes à chaleur, solaire thermique) (ii) les combustibles d'origine renouvelable utilisés en « foyer direct »²², dans le résidentiel tertiaire, soit essentiellement la biomasse domestique et en chaufferies collectives. Pour ces ENR, l'énergie finale est égale à l'énergie primaire.

Les autres ENR (à droite de la figure 5) comprennent le bois combustible utilisé dans l'industrie, les déchets ménagers renouvelables et le biogaz. Pour ces ENR, l'énergie thermique finale s'obtient, à partir de l'énergie thermique primaire, par déduction de l'électricité et des « pertes de transformation thermique » dans le processus industriel de combustion.

²⁰ Il s'agit du montant métropole : l'énergie thermique primaire dans les DOM a été de 218 ktep en 2007, elle regroupe la valorisation thermique de résidus de récolte (bagasse) et le solaire thermique.

²¹ Il s'agit du montant métropole : l'énergie thermique finale dans les DOM a été de 191 ktep en 2007.

²² La combustion en « foyer direct » consiste à produire de la chaleur directement par la chaleur d'une flamme, que cette flamme chauffe l'air ambiant (inserts, poêles) ou qu'elle chauffe de l'eau dans une chaudière ; cette catégorie comprend le bois consommé dans le résidentiel-tertiaire et les résidus de récolte (consommés dans l'agriculture et, marginalement, dans le résidentiel-tertiaire).

Du montant de la chaleur produite, il faut encore soustraire ce qu'on appelle les « usages internes » de la de la branche énergie, qui sont marginaux. Il s'agit essentiellement de la chaleur consommée par les unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) pour leur process.

2.6.3 L'énergie thermique utile d'origine renouvelable

L'énergie utile est égale à l'énergie finale pondérée par le rendement de l'appareil et par le rendement du système de distribution. Pour les ENR thermiques par captation, on considère que le rendement de l'appareil est 1. Pour les appareils de chauffage au bois, compte tenu de la diversité du parc existant, il n'est pas possible d'avoir une évaluation chiffrée précise de la chaleur utile.

3. SOURCES CONVENTIONNELLES DE CHALEUR

3.1 La substitution observée du gaz et de l'électricité au fioul et au charbon

Depuis le choc pétrolier de 1973, on observe, dans la consommation énergétique en général et notamment dans la consommation de chaleur, une substitution partielle du gaz et de l'électricité aux autres énergies fossiles.

Le déclin du charbon est antérieur et remonte à 1960. Jusqu'au choc pétrolier de 1973, c'est le fioul qui se substituait au charbon ; depuis 1973, ce sont le gaz et l'électricité. Ainsi, la part du charbon dans la consommation finale énergétique de la France est passée de 13,3% en 1973 à 4% en 2007, soit 6,6 Mtep sur un total de 162,1 Mtep. Or cette consommation finale énergétique se fait à 100% sous forme de chaleur.

Ce phénomène s'analyse un peu différemment selon les secteurs et est plus facile à identifier pour le gaz et le pétrole, qui sont consommés intégralement sous forme de chaleur (hors usages matières), que pour les usages chaleur de l'électricité.

3.1.1 Dans le secteur résidentiel-tertiaire

Depuis 1973, la part du gaz est passée de 8,1% en 1973 à 23% en 1985 et 32,2% en 2007, tandis que la part des produits pétroliers baissait de 58% en 1973 à 19,7% en 2007.

La progression de la part de l'électricité est encore plus nette, puisqu'elle est passée de 9% en 1973 à 34,5% en 2007, sachant que ce taux inclut les usages spécifiques.

A l'autre extrême, la consommation de charbon n'a cessé de se réduire : elle est inférieure à 0,4 Mtep (soit moins de 6% de la consommation finale énergétique de charbon), contre près de 8 Mtep en 1970 (et 5,6 Mtep en 1973, sachant qu'entre 1970 et 1973 le déclin s'est fait au profit du fioul). Les trois quarts de cette énergie sont consommés dans le résidentiel, pour l'essentiel via des réseaux de chaleur.

On observe un ralentissement de la substitution du gaz au fioul, compte tenu des avantages spécifiques du fioul (en termes de stockage et de souplesse d'utilisation) et des limites des possibilités d'extension du réseau de gaz naturel. En revanche, on observe une plus grande pénétration de l'électricité au détriment de tous les combustibles.

3.1.2 Dans l'industrie sidérurgie

Dans le passé, la progression du gaz naturel au détriment du charbon et du fuel a été encore plus nette dans ce secteur que dans le résidentiel-tertiaire.

Dans l'industrie hors sidérurgie, la part du gaz dans la consommation d'énergie (et donc de chaleur) est passée de 9,3% en 1973 à 37,8% en 2007, tandis que les produits pétroliers ont vu leur part baisser de

61 à 18,9%. Quant à la consommation de charbon, après un certain redémarrage au début des années 1980, elle a plafonné jusque dans les années 90 autour de 3 Mtep, avant de diminuer à nouveau et plafonner autour de 1,5 Mtep ces quatre dernières années.

Dans la sidérurgie, qui représente actuellement les trois quarts de la consommation globale de charbon, la consommation de cette énergie est passée de près de 9,9 Mtep en 1970 à environ 4,5 Mtep au cours de ces trois dernières années. Ce déclin s'explique d'abord par les restructurations qu'a connues ce secteur.

Globalement, dans l'industrie-sidérurgie, la substitution du gaz au fuel et au charbon est due essentiellement à un rapport de prix souvent favorable au gaz, à une meilleure efficacité énergétique des cycles combinés à gaz, et surtout à un alourdissement des contraintes environnementales relatives aux installations de combustion. En effet, le respect des normes de rejets de polluants dans l'atmosphère nécessite, pour les installations brûlant du charbon ou du fuel lourd, des dispositifs onéreux, à la fois en termes d'investissement et en termes d'exploitation et de maintenance. En conséquence, même avec un prix du gaz naturel très voisin du prix du fuel lourd, de nombreux industriels ont préféré construire de nouvelles installations fonctionnant au gaz naturel plutôt que de mettre aux normes d'anciennes installations fonctionnant au fuel.

C'est ce qui explique, notamment, que de nombreuses cogénérations par turbine à combustion, qui ont remplacé à la fin des années 90 des chaudières à charbon ou à fuel devenues vétustes, et qui étaient à l'origine multi combustibles, ont très souvent été dédiées au gaz naturel.

Dans les années à venir, cette substitution devrait s'accroître, notamment du fait de l'entrée en vigueur, au 1^{er} janvier 2008, de la directive européenne 2001/80/CE (Grandes Installations de Combustion). La législation prévoyant pour ces installations, par dérogation, une autorisation de fonctionnement dans les conditions actuelles pendant 20 000 heures, au-delà du 1^{er} janvier 2008, les arrêts des installations ne respectant pas les valeurs limites d'émission fixées par la directive seront échelonnés sur la période allant de la mi 2010 au 31 décembre 2015 (date limite d'arrêt de ces installations). La mise en place des quotas d'émissions va également conduire à l'utilisation de combustibles de moins en moins carbonés.

Le développement de la part de l'électricité (de 17,6% en 1973 à 33,9% en 2007) mériterait de faire l'objet d'une analyse complémentaire, qui distingue l'électrothermie (et autres usages thermiques comme la réfrigération), nettement minoritaire, des autres usages.

Cette substitution du gaz au charbon et au fioul, si elle devait se poursuivre, pose la problématique des infrastructures gazières et des ressources électriques. Cette problématique relève du Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP gaz) et de la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI électrique).

3.2 Répartition actuelle des énergies conventionnelles

Les données qui suivent retracent l'évolution de 1985 à 2007 de la répartition entre énergies et par usage.

3.2.1 Dans l'industrie sidérurgie (26,8 Mtep)

88,6% de la chaleur dans ce secteur est produite à partir d'énergies fossiles. L'électricité ne produit que 6,1% de la chaleur et les ENR thermiques 5,3%

14% de l'électricité consommée dans ce secteur est utilisée pour produire de la chaleur.

3.2.2 Dans le résidentiel-tertiaire (56,5 Mtep)

La consommation de chaleur est dominante dans ce secteur : la consommation totale d'énergie du secteur est de 70,6 Mtep, dont 56,5 Mtep de chaleur et 14,1 Mtep d'électricité spécifique.

La chaleur du secteur est produite par :

- énergies fossiles : 37,1 Mtep (65,6%)
- électricité : 10,2 Mtep (18,1%)
- ENR thermiques : 9,2 Mtep (16,3%)

La chaleur produite par de l'électricité ne représente que 42% de la consommation totale d'électricité du secteur.

a. Consommation de chaleur dans le secteur résidentiel : 40,3 Mtep

La consommation de chaleur dans le secteur résidentiel a diminué de 8,4% en données réelles et augmenté de 8,4% en données corrigées entre 1985 et 2007.

Dans ce secteur, les parts relatives des énergies diffèrent selon qu'il s'agit de la consommation ou du parc d'équipements, sans que cela signifie nécessairement qu'il y a un écart entre les consommations au m². Ainsi, en matière de chauffage, la part de l'électricité est nettement plus importante en termes de parc (30,4%) qu'en termes de consommation (12,5%), pour tout un ensemble de raisons : un taux d'équipement électrique plus important dans les petits logements (or, l'on raisonne en nombre de logements, indépendamment de leur surface, en considérant qu'il y a un chauffage central ou intégré par logement), les systèmes de programmation et de régulation, l'appoint par le bois (plus souvent qu'avec un chauffage central), le comportement des utilisateurs, etc.

i - Consommation d'énergie pour la production de chaleur

Le chauffage représente 81% de la consommation de chaleur dans le secteur résidentiel, contre 85% en 1985. La consommation réelle d'énergie pour le chauffage a baissé de 13,5% entre 1985 et 2007. En données corrigées du climat, la consommation d'énergie pour le chauffage a augmenté de 5,9% sur cette période :

- le gaz est l'énergie prépondérante : 38% (contre 23% en 1985)
- les produits pétroliers ont encore une place importante : 23% (contre 36% en 1985)
- le bois se maintient : 22% (contre 25% en 1985)
- l'électricité prend une part croissante : 13% (contre 9% en 1985)

La production d'eau chaude représente 12% de la consommation de chaleur dans le secteur résidentiel, contre 9% en 1985. La consommation d'énergie pour la production d'eau chaude a augmenté de 18,1% entre 1985 et 2007. La grande majorité des chaudières assure en même temps l'eau chaude sanitaire, mais il existe un nombre appréciable de chauffe-eau électriques indépendants de la chaudière. Outre des raisons tenant à l'historique de l'installation (comme par exemple une installation du chauffe-eau préalable à celle de la chaudière), il y a l'avantage du double tarif électrique, dont l'impact est plus grand dans l'eau chaude sanitaire que dans le chauffage, du fait du cumul :

- l'électricité a conquis, depuis le début des années 90, la première place : 40% (contre 27% en 1985)
- le gaz a une place presque aussi importante : 37% (contre 26% en 1985)
- le fioul a fortement reculé : 16% (contre 33% en 1985)
- le GPL (butane propane) a bientôt disparu : 3% (contre 9% en 1985)

Dans une approche plus large, il serait intéressant d'analyser plus avant les installations mixtes faisant appel à au moins deux énergies conventionnelles différentes pour la satisfaction de leurs besoins en chaleur, en mettant en perspective les avantages et les inconvénients, en termes d'efficacité énergétique et de coût, pour le consommateur, pour les fournisseurs et pour la collectivité.

La cuisson consomme 7,2% de la chaleur en 2007 contre 5,2% en 1985. La consommation d'énergie pour la cuisson a augmenté de 27,0% entre 1985 et 2007 :

- le gaz demeure l'énergie principale de cuisson : 38% (contre 40% en 1985)
- il est talonné par l'électricité : 36% (contre 20% en 1985)
- le GPL se maintient, mais perd du terrain : 23% (contre 40% en 1985)

ii - Parc et équipement des logements

Le parc total de logements est de 31,6 millions en 2007 dont 26,6 millions de résidences principales, 3,1 millions de résidences secondaires et 1,9 millions de logements vacants.

- *Pour les 26,6 millions de résidences principales*

Les maisons individuelles (15 millions en 2007 contre 10,5 millions en 1982) sont maintenant beaucoup plus nombreuses que les appartements dans les immeubles collectifs (11,6 millions, contre 9,1 millions en 1982).

Les maisons individuelles sont aujourd'hui presque toutes (92%) équipées d'un chauffage central :

- 33% sont chauffées au gaz (contre 16% en 1982)
- 31% sont chauffées à l'électricité (contre 14% en 1982)
- 24% sont chauffées au fioul (contre 38% en 1982)
- 7% sont chauffées au bois (contre 17% en 1982)

2% seulement des appartements en immeuble collectif n'ont pas de chauffage central ou intégré²³, 56% ont un chauffage central indépendant et 42% un chauffage central collectif.

L'électricité est l'énergie dominante (47%) dans les appartements sans chauffage central.

C'est aussi le cas dans les appartements ayant un chauffage central ou intégré indépendant (51% des appartements) ; les autres appartements sont chauffés au gaz (47%), les autres énergies n'étant pas du tout adaptées au chauffage individuel des appartements.

61% des appartements ayant un chauffage collectif sont chauffés au gaz, 20% sont reliés aux réseaux de chaleur, et 18% sont chauffés au fioul.

- *Pour les 3,1 millions de résidences secondaires*

Près de 2 millions de résidences secondaires sont des maisons individuelles, 62% d'entre elles ont un chauffage central ou intégré. Au total avec ou sans chauffage, 44% des résidences secondaires en maison individuelles utilisent pour se chauffer de l'électricité, 25% utilisent du bois, 20% du fioul et 7% du butane propane.

Les 1,1 millions de résidences secondaires en immeubles collectifs sont le plus souvent chauffées à l'électricité (69% de ces logements) ou au gaz (16%).

En 2007, près de 13 millions de résidences principales étaient équipées d'un chauffe eau indépendant : la plupart fonctionnent à l'électricité (11,7 millions) les autres au gaz naturel (1,9 millions) ou au

²³ avec convecteurs fixes ou avec un système de chauffage par pompes à chaleur

butane propane.

b. Consommation de chaleur dans le secteur tertiaire : 16,2 Mtep

La consommation de chaleur dans le secteur tertiaire a augmenté de 17,3% depuis 1986 passant de 13,8 Mtep à 16,2 Mtep.

La chaleur représente 66,4% de la consommation d'énergie de ce secteur (contre 77% en 1986) : la consommation d'électricité spécifique s'est particulièrement développée dans le secteur tertiaire.

Le chauffage est le principale usage de la chaleur. 77% de la chaleur est consacrée au chauffage (contre 83% en 1986) :

- 45% des surfaces sont chauffées au gaz (contre 30% en 1986)
- 22% des surfaces sont chauffées au fioul (contre 42% en 1986)
- 23% des surfaces sont chauffées à l'électricité (contre 15% en 1986)
- le bois semble encore très peu utilisé dans le tertiaire

L'eau chaude consomme 14% de la chaleur (contre 11% en 1986) : elle est produite à 45% par du gaz, 27% par de l'électricité et le reste par du fioul.

La cuisson consomme 9% de la chaleur (contre 7% en 1986) : elle est assurée à 48% par de l'électricité et à 40% par du gaz, le reste par du butane propane.

3.3 Evolution récente des ventes : taux d'équipement dans les logements neufs

Depuis 2004, on observe une croissance du taux d'équipement du chauffage électrique intégré²⁴ dans le résidentiel neuf : il était de 55,4% en 2002 et de 55% en 2003, il est passé à 58,1% en 2004, puis à 66% en 2005 et enfin à presque 71% en 2007.

L'évolution de la part des chaudières va naturellement en sens inverse.

4. LA CHALEUR RENOUVELABLE

4.1 Biomasse

Dans le domaine des valorisations non alimentaires, la biomasse peut satisfaire des usages matériaux, chimiques et énergétiques. En ce qui concerne l'énergie, plusieurs applications sont possibles : la chaleur, l'électricité (seule ou combinée avec la production de chaleur, on parle alors de cogénération) et les carburants. On ne s'intéressera ici qu'à la valorisation thermique de la biomasse.

4.1.1 Descriptif de la biomasse

La biomasse est définie par l'article 17 de la loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement), reprenant lui-même la définition des directives européennes relatives à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Les ressources en biomasse peuvent être classées en trois grandes catégories, selon leurs origines : le bois énergie, la biomasse agricole et les « déchets urbains solides ».

²⁴ Ce taux inclut les pompes à chaleur, dont le flux, s'il est en forte augmentation, ne dépassait pas 25 000 en 2005 (voir même partie, paragraphe 4.3).

a. Le « bois-énergie »

Le bois, catégorie actuellement prépondérante, comprend :

i - La biomasse forestière, en deux catégories :

- la biomasse forestière sous forme de bois bûche (ou « bois de feu »)

- la plaquette « forestière »

Il s'agit de combustible obtenu par broyage ou déchiquetage de tout ou partie de végétaux ligneux issus de peuplements forestiers et de plantations n'ayant subi aucune transformation (directement après exploitation).

Le broyage ou le déchiquetage peut se réaliser en forêt, en bord de parcelle, sur place de dépôt, sur aire de stockage ou directement à l'entrée de la chaufferie et/ou de l'unité de transformation.

La plaquette forestière est constituée essentiellement à partir de « rémanents d'exploitation », de résidus fatals de l'entretien de ces formations arborées et des éclaircies résineuses. Elle peut être issue également de taillis à courte rotation (saules, peupliers, etc.).

ii - Les connexes et sous-produits de l'industrie du bois

Il faut distinguer :

- ceux ne pouvant faire l'objet d'une utilisation matière (écorces, chutes, etc.) et donc propices à une utilisation énergétique, ainsi que les sous-produits de l'industrie de la trituration (liqueur noire) ;

- ceux pouvant faire l'objet d'une utilisation matière pour la fabrication de pâte à papier ou de panneaux à base de bois, mais également techniquement propices à un usage énergétique (dosses, délignures, plaquettes non-forestières appelées également plaquettes blanches, car dépourvues d'écorce).

iii - Les broyats de déchets de bois adjuvantés

Il faut distinguer :

- les produits en fin de vie faiblement adjuvantés notamment issus de centres de tri de déchets industriels banals valorisables en installations de combustion

- les autres déchets de bois adjuvantés pouvant être valorisés thermiquement dans des installations d'incinération

b. La biomasse agricole

i - Les résidus de récolte et déchets des industries agroalimentaires

Il s'agit de la paille, des résidus de la filière céréalière (fonds ou issues de silos, déchets de triage, grains déclassés, etc.), des déchets des industries agroalimentaires (notamment les déchets de la filière viticole (marcs, pulpes et pépins de raisin) et de la bagasse outre-mer), regroupés dans la rubrique « résidus de récolte » des bilans de l'Observatoire de l'Energie.

ii - Les productions lignocellulosiques

Les productions lignocellulosiques dédiées à la combustion représentent environ 1560 ha en 2008. Ces dernières surfaces restent faibles. Néanmoins, les cultures herbacées et ligneuses représentent un véritable potentiel.

c. Les déchets organiques faisant l'objet d'une valorisation thermique

La composante « déchets organiques » de la biomasse est traitée à part, dans le chapitre relatif aux « déchets urbains solides » incinérés dans des UIOM (Unités d'Incinération d'Ordures Ménagères).

4.1.2 Parc et production

En France métropolitaine, la production primaire de biomasse hors déchets urbains solides s'élève à 8,88 Mtep en 2007 et sa consommation finale thermique s'élève à 8,23 Mtep en 2007, soit 88% de la consommation finale d'ENR thermiques et 10,4% de la consommation finale de chaleur.

La consommation finale thermique 2007 (en données corrigées des variations climatiques) se répartit entre le bois énergie, à hauteur de 8,12 Mtep, et la biomasse agricole et agroalimentaire, à hauteur de 107 ktep.

Si l'on y ajoute les 169 ktep de biomasse agricole dans les DOM, la consommation finale thermique 2007 de biomasse s'est élevée à 8,4 Mtep.

a. Le bois-énergie : 8,12 Mtep en 2007 (énergie finale)

Le bois-énergie constitue, avec 8,12 Mtep en 2007, le principal poste (97%) de la biomasse consommée sous forme de chaleur. Il n'est consommé qu'en métropole.

Le bois énergie constitue, en Europe comme en France, la première source d'énergie renouvelable. La France est le premier producteur européen de bois-énergie en valeur absolue, mais non en taux d'équipement par habitant, où l'Autriche la précède. En volume de ventes, elle n'est pas non plus leader sur tous les segments : pour les chaudières à bois, elle est seulement deuxième, derrière l'Allemagne²⁵.

On peut distinguer deux grands secteurs : le bois « brûlé par les ménages » selon l'intitulé de l'OE, c'est-à-dire brûlé en chaudières ou appareils individuels, à hauteur de 6,63 Mtep (82% du total) et le bois brûlé dans des chaufferies, soit industrielles, soit collectives²⁶ dans le résidentiel-tertiaire, à hauteur de 1,46 Mtep (18% du total). Il s'y ajoute le bois-énergie consommé par le secteur agricole, évalué à 40 tep.

i - Le bois-énergie « domestique »

Par « bois domestique », ou encore « bois de chauffage des ménages » selon l'intitulé de l'OE, on entend le bois consommé en appareil individuel. 6,63 Mtep est le montant à la fois de l'énergie finale et de l'énergie primaire en 2007, dont on a vu qu'elles sont égales sur ce segment.

Sa consommation en 2007 est quasiment égale à sa consommation en 1970 (6,6 Mtep). Pour autant, elle a connu des variations entre ces deux dates : elle s'est accrue, assez nettement, après le deuxième choc pétrolier de 1979, pour redescendre à partir du début des années 90.

On analysera successivement les formes de combustibles, le parc d'appareils à bois et les flux annuels de ventes.

- *Les formes de combustibles*

Dans la consommation des ménages en appareil individuel, la bûche est la forme la plus usitée (99%). Mais l'utilisation de plaquettes forestière et de granulés est appelée à se développer.

Ces trois formes de bois combustible ont leurs avantages et leurs inconvénients propres :

²⁵ Source : EHI (Association of the European Heating Industry)

²⁶ propres à un seul immeuble ou bâtiment du tertiaire, ou desservant plusieurs immeubles dans le cadre d'un réseau de chaleur

- La bûche est la forme de bois combustible la plus disponible et la plus simple à « produire ». Les équipements qui l'utilisent sont largement diffusés. Toutefois, l'alimentation manuelle est contraignante et son pouvoir calorifique a longtemps été moyen, voire médiocre. L'utilisation de bois de bonne qualité et d'appareils performants permet désormais une combustion plus lente et plus efficace.
- Les plaquettes forestières sont facilement mobilisables sur l'ensemble du territoire. Leur combustion est bonne et elles sont utilisables dans des chaudières à alimentation automatique avec une autonomie de plusieurs jours.
- Les granulés sont utilisables dans les appareils indépendants et les chaudières automatiques avec une autonomie de plusieurs jours. Leur combustion est très bonne. L'inconvénient de ce combustible réside dans la difficulté d'approvisionnement sur l'ensemble du territoire car sa production, à base de sciure compressée, est en forte concurrence avec l'industrie de la trituration.

Ces trois formes de bois combustibles répondent également à trois logiques de production différentes. Tandis que la bûche peut être produite par le particulier lui-même, la production de plaquettes forestières ou des granulés implique l'apparition et la structuration de sociétés de production et de fourniture du bois. Les plaquettes forestières nécessitent a minima une mécanisation pour le déchetage du bois et un stockage, ce qui représente un investissement lourd. La fourniture de granulés, quant à elle, met en œuvre de véritables procédés industriels.

- *Le parc des appareils à bois individuels*

Dans l'analyse du parc, il faut distinguer les cheminées (ou « foyers ouverts ») et « appareils à bois » proprement dits, qui se répartissent eux-mêmes en deux catégories :

- les appareils dits « indépendants » : foyers fermés, inserts, poêles qui sont utilisés le plus souvent en semi-base ou en appoint pour le chauffage ou pour l'agrément
- les chaudières qui assurent la totalité, ou la quasi totalité, des besoins de chauffage.

Les données les plus exhaustives sur le parc d'équipements proviennent de l'enquête logements 2006. Cette enquête a lieu tous les 5 ans et ne porte que sur les résidences principales. A cette date, le nombre total d'équipements en service est évalué à 5,9 millions dans 5,6 millions de logements en résidence principale, auquel il faut ajouter 0,5 million dans les résidences secondaires.

Le chauffage au bois est surtout présent en maison individuelle (98%). 53% des équipements sont installés dans des résidences principales situées dans des agglomérations de moins de 10 000 habitants.

La répartition par type d'appareils est la suivante : cheminées ouvertes : 1 million ; foyers fermés : 3 millions ; poêles : 786 000 ; cuisinières : 331 000 ; chaudières : 349 000 (d'après les données de l'enquête logement 2006).

- *Le flux annuel de ventes d'appareils à bois individuels*

Après une description de l'évolution générale, on analysera leur répartition par types d'appareils et par segments du marché des logements.

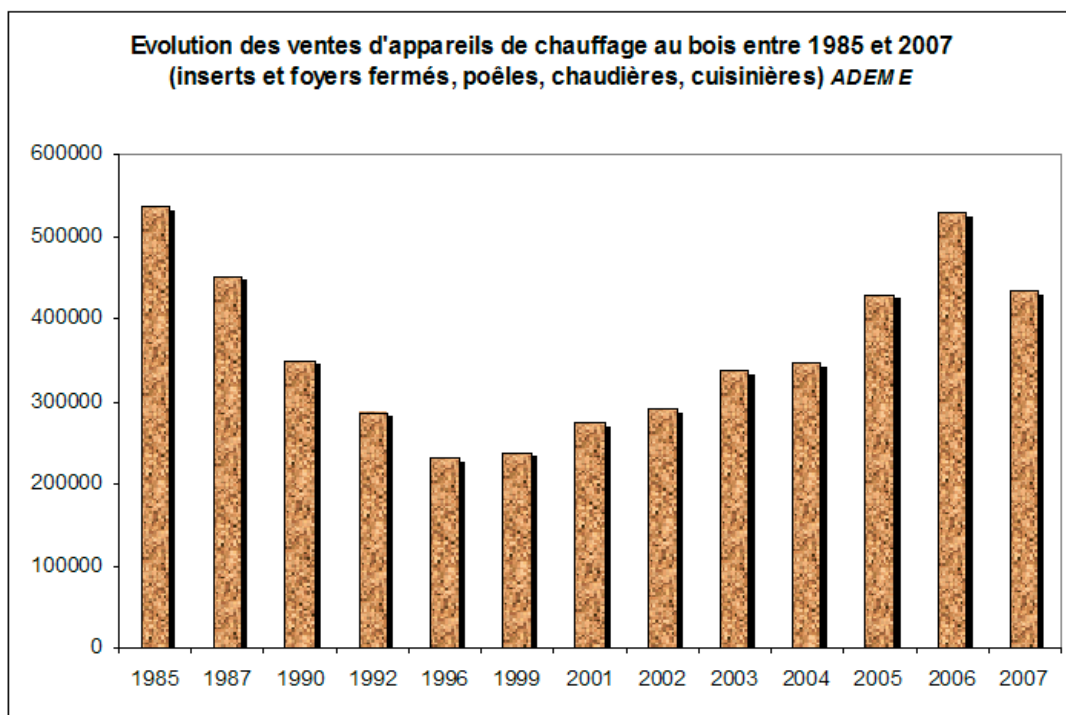


Figure 6 : Evolution des ventes d'appareils de chauffage au bois entre 1985 et 2007 (Source : ADEME)

Suite aux chocs pétroliers, les ventes d'appareils ont connu un regain jusqu'à représenter plus de 500 000 unités par an. La baisse des ventes a commencé dès le début du contre-choc pétrolier, en 1985. Le point le plus bas a été atteint en 1996, avec 230 000 unités ; en 1999, les ventes étaient à peine plus élevées, avec 239 000 unités (voir figure 6).

Le marché a retrouvé un dynamisme à partir de 2000, avec une accélération en 2005 : en 2005, les ventes ont dépassé les 400 000 unités ; en 2006, elles représentent plus de 500 000 unités (soit +25% par rapport à 2005). Trois raisons à cette dynamique : le crédit d'impôt dont le taux a été majoré en 2005, l'évolution du prix du fioul et les actions menées par l'ADEME et les professionnels pour promouvoir des appareils performants et moins polluants.

L'année 2007 marque cependant une rupture dans la croissance que connaissait le marché du chauffage domestique au bois depuis 2003. Le volume total des ventes en 2007 est descendu au-dessous du niveau du volume total de 2006. Concernant le label Flamme Verte, la vente d'appareils labellisés représente 95% des ventes de ce marché. Ce chiffre marque une nette progression par rapport à 2006 (78%).

Les 435 000 appareils de chauffage et cuisson au bois vendus en 2007 se répartissent ainsi : 217 500 foyers fermés et inserts, 188 400 poêles, 17 600 chaudières et 11 300 cuisinières.

Pour ce qui est du marché des appareils indépendants qui a connu en 2007 une baisse de 17,8% par rapport à 2006, la baisse a été moins marquée sur le marché des poêles, qui confirment depuis 2000 leur montée en puissance (188 400 unités en 2007, soit une baisse de 17,1% seulement), tandis que le segment des foyers fermés et inserts (soit deux tiers des ventes d'appareils indépendants) enregistre une baisse des ventes plus importante (217 502 unités en 2007, soit -22,5% par rapport à 2006).

Le marché des chaudières à bois, segment de marché qui avait connu les hausses les plus fortes en 2006 (croissance globale de 53,2% entre 2005 et 2006) est celui qui est le plus touché par la baisse d'activité en 2007. Le marché des chaudières est en effet estimé à 17 650 unités en 2007, soit une diminution globale de 37,9% par rapport à 2006.

Le segment encore limité des chaudières à bois a des perspectives de développement importantes :

- En effet, le chauffage central au bois est devenu, avec les nouveaux appareils, un mode de chauffage performant (75% de rendement énergétique, taux minimal exigé à la fois pour bénéficier du label « Flamme verte » et être éligible au crédit d'impôt) et assurant un véritable confort (bonne répartition de la chaleur ambiante sur toute la maison) ainsi que des rejets de polluants atmosphériques limités. L'alimentation automatique évite les problèmes de rupture et permet ainsi l'autosuffisance de l'appareil.
- De plus, les chaudières bois-fioul (alimentées à 80-90% par du bois) représentent plus de 10% de ce segment. Cette proportion pourrait se maintenir, vu la commodité de stockage du fioul et sachant que le marché des chaudières vise principalement un habitat en zone rurale à dominante forestière, pas forcément desservi en gaz naturel.
- D'une façon générale, le développement de l'alimentation automatique, ainsi que la possibilité de s'associer avec du fioul, devraient permettre une augmentation des ventes.

Globalement, 98% des ventes sont réalisées dans la maison individuelle et environ 75% dans l'existant (source ADEME).

Le pourcentage global de 75% des ventes dans l'existant est obtenu à partir de pourcentages par types d'appareils : 90% des inserts, cuisinières et chaudières, 75% des poêles et 60% des foyers sont vendus dans l'existant.

Ainsi, sur un total de ventes de 435 000 en 2005, les ventes dans le neuf sont évaluées à 108 700, dont 106 600 en maisons individuelles et 2 200 en logement collectif.

ii - Le bois-énergie dans les chaudières industrielles et collectives

La consommation finale de bois énergie en 2007 est évaluée à 1,23 Mtep dans l'industrie, contre 229 ktep dans le résidentiel tertiaire (chaudières collectives).

C'est en effet dans l'industrie que la puissance installée est la plus importante, essentiellement dans l'industrie du bois et de la trituration, qui a la matière première à disposition, et dans les industries agroalimentaires.

Cette consommation de bois énergie dans l'industrie est évaluée par l'OE à partir d'une enquête CEREN spécifique de 2005, actualisée depuis à partir des indices d'activité des principales branches industrielles concernées (notamment l'industrie de la pâte à papier chimique, dont la liqueur noire est un sous-produit).

Pour les deux secteurs, l'industrie et le résidentiel tertiaire, l'ADEME a un recensement précis du parc de chaufferies qui ont bénéficié de son soutien financier lors de leur installation et qui sont toujours en service.

Entre 1980 et fin 2007, on estime à 2 715 le nombre de chaufferies nouvelles installées avec un soutien de l'ADEME, pour une puissance de 1 629 MW, avec une consommation de bois de 471 ktep (à rapporter aux 1,46 Mtep de consommation globale). Elles se répartissent ainsi : 2 225 dans le résidentiel-tertiaire et 630 dans l'industrie, avec des puissances respectives de 959 et 869 MW, la puissance moyenne des chaufferies industrielles étant plus élevée (1,38 MW contre 0,43 MW).

On peut noter que depuis deux ans, la progression du parc des chaudières industrielles se fait parallèlement, de façon autonome, sans aide de l'ADEME, à un taux de 5% par an.

iii - La question des émissions de polluants liées à la combustion du bois

Si le bois énergie présente des atouts indéniables en termes d'émission de gaz à effet de serre, il peut en revanche conduire à des émissions d'autres polluants de l'air qu'il convient de prendre en compte : oxydes d'azote, monoxyde de carbone, composés organiques volatils et hydrocarbures imbrûlés, particules, hydrocarbures aromatiques polycycliques, etc. Ces émissions peuvent être estimées à partir de facteurs d'émissions résultant de campagnes de mesure, et de données sur les consommations de bois.

Sur la base des données utilisées par le CITEPA dans ses inventaires, le tableau 6 montre la contribution estimée des différents secteurs d'utilisation du bois-énergie (domestique, industriel et collectif) aux émissions atmosphériques nationales. Chaque ligne présente, pour un secteur donné, la contribution du bois-énergie aux émissions du polluant concerné, et au-dessous, la part que cela représente dans les émissions du secteur.

Secteur	SO2 (kt)	NOx (kt)	CO (kt)	COVNM (kt)	4 HAP (t)*
Combustion du bois dans le domestique	6,4	19,2	1704,4	303,9	19,1
% du total bois	82%	69%	98%	99%	98%
Combustion du bois dans l'industrie, l'agriculture et le chauffage collectif	1,4	8,7	35,3	2,9	0,3
% du total bois	18%	31%	2%	1%	2%
Emissions totales de la combustion du bois	7,8	27,9	1739,7	306,8	19,4
% du total national	2%	2%	31%	22%	77%
Emissions totales en France	486	1412,5	5668,4	1425,4	25,2

* somme des HAP tels que définis par la CEE-NU : benzo(a)pyrène, benzo(b)fluoranthène, benzo(k)fluoranthène et indéno(1,2,3-cd)pyrène.

Secteur	Dioxines (g)	Poussières totales (kt)	PM10 (kt)	PM2.5 (kt)
Combustion du bois dans le domestique	21,9	138,2	131,3	128,6
% du total bois	91%	97%	97%	97%
Combustion du bois dans l'industrie, l'agriculture et le chauffage collectif	2,1	4,9	4,1	3,5
% du total bois	9%	3%	3%	3%
Emissions totales de la combustion du bois	24	143,1	135,4	132,1
% du total national	11%	12%	27%	40%
Emissions totales en France	216,1	1175,8	501,6	327,7

Tableau 6 : Emissions atmosphériques nationales de la combustion du bois (secteurs domestique, industriel et collectif) et contribution aux émissions atmosphériques totales nationales pour l'année 2005 (Source : CITEPA, 2008)

Le secteur domestique (maison individuelle) est donc celui sur lequel il convient d'agir en priorité.

Dans le secteur domestique, le parc existant est caractérisé par une proportion importante d'appareils peu performants et par des pratiques souvent peu propices à une bonne combustion (bois humide). Cependant, ce secteur est aujourd'hui en fort renouvellement grâce à l'introduction d'appareils de plus en plus performants, du fait notamment des critères de rendement nécessaires à l'attribution du crédit d'impôt. Les actions de l'ADEME en cours portent sur le bois combustible, la communication et les connaissances (programme de R&D).

Les caractéristiques techniques des chaudières équipant les secteurs industriel et collectif leur assurent, à l'inverse, une meilleure performance et des émissions atmosphériques à l'unité d'énergie restituée beaucoup plus réduites. La réglementation en cours fait actuellement l'objet d'un examen afin de l'adapter et de la compléter.

b. La biomasse agricole et agroalimentaire : 107 ktep (énergie finale métropole) en 2007

i - En France

- *Résidus de récoltes et d'industries agroalimentaires*

Toute la production n'étant pas comptabilisée, la production réelle est sans doute supérieure aux 107 ktep comptabilisés par l'OE en métropole (135 ktep en 2006 d'après les Céréaliers de France). Dans les DOM, la production en énergie finale est de 169 ktep en 2007.

En métropole, les installations répertoriées sont les suivantes : environ 3 000²⁷ chaudières individuelles à céréales ; un nombre encore limité de chaudières collectives à partir de paille. Plusieurs projets de cogénérations ont été retenus dans le cadre de l'appel d'offres biomasse lancé en 2006 qui devraient mobiliser plus de 800 000 t/an de paille et son, 60 000 t/an de marc de raisin

- *Cultures traditionnelles ou énergétiques*

Les cultures traditionnelles ou énergétiques déjà utilisées comme combustible pour alimenter des chaufferies collectives ne sont pas comptabilisées actuellement en tant que telles par l'OE et représentent un montant non significatif. Ces cultures peuvent être utilisées, non seulement dans des chaufferies, mais aussi en étant transformées en biogaz (voir dans cette partie paragraphe 4.6).

ii - En Europe

Dans les pays nordiques, comme le Danemark ou la Suède, les céréales, principalement la paille, sont couramment utilisées depuis plus de 20 ans pour alimenter des chauffages de petite et grande puissance.

Au Danemark, l'utilisation de la paille pour se chauffer en milieu agricole remonte aux années 70 et, en 1997, on estime qu'il y avait environ 10.000 systèmes de chauffage à paille en milieu agricole. Par ailleurs, il existe actuellement une soixantaine de centrales alimentées à la paille dont la puissance unitaire se situe entre 0,6 et 9 MWth : ce sont, soit des cogénérations, soit des centrales thermiques, qui sont utilisées pour le chauffage urbain.

En Suède, l'usage de céréales comme combustible est fréquent. Pour des raisons de rentabilité, on privilégie l'avoine de médiocre qualité. Les principaux utilisateurs suédois de céréales comme combustible sont les industries.

L'utilisation de biomasse d'origine agricole se développe également au Royaume-Uni, en Espagne, en Allemagne et en Autriche.

4.2 Géothermie

Ce chapitre décrit les différents types de géothermie, y compris la géothermie superficielle dite aussi « très basse énergie » utilisant des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments, dont le chauffage domestique en maison individuelle. Toutefois, compte tenu de la grande proximité d'usage avec les autres types de pompes à chaleur qui n'utilisent pas l'énergie du sous-sol, les données chiffrées actuelles et les scénarios relatifs à la géothermie très basse énergie dans ses applications domestiques figurent dans le chapitre suivant consacré aux pompes à chaleur en maisons

²⁷ Ce chiffre constitue un ordre de grandeur.

individuelles.

4.2.1 Principe

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol, dans lequel la température augmente avec la profondeur. C'est le gradient géothermal : en France métropolitaine, il est de 3 à 4°C / 100 m. Dans certaines régions comme en Alsace, ce gradient peut être plus important.

La chaleur terrestre n'a été exploitée jusqu'à très récemment que lorsque les formations géologiques qui constituent le sous-sol renfermaient des aquifères. L'eau souterraine - qui s'est réchauffée au contact des roches - peut alors être captée au moyen de forages. La chaleur emmagasinée des profondeurs est ainsi véhiculée vers la surface pour être exploitée.

En l'absence d'eau souterraine, deux voies restent toutefois possibles pour permettre l'extraction de la chaleur du sous-sol :

- installer dans le sol ou dans le sous-sol des « capteurs » ou « échangeurs » (réseau de tubes horizontaux ou sonde géothermale verticale) dans lesquels va circuler, en circuit fermé, un fluide caloporteur. La chaleur captée est alors transférée par le biais d'une pompe à chaleur au milieu à chauffer : c'est le domaine de la géothermie superficielle, ou des pompes à chaleur géothermiques dites « à échangeurs enterrés ».
- recréer les conditions d'existence de réservoirs géothermiques naturels (par fracturation hydraulique ou par traitement chimique de formations rocheuses peu perméables, afin d'en augmenter la perméabilité) permettant la circulation des eaux profondes dans le réservoir fracturé et la récupération de cette eau chaude après son passage dans le réservoir créé ou amélioré : c'est le domaine de la géothermie profonde des roches fracturées²⁸

4.2.2 Présentation des différents types de géothermie

Il existe différents types de géothermie avec deux grands domaines : la production de chaleur et/ou la production de froid et la production d'électricité.

La géothermie à usage exclusivement thermique consiste à exploiter des ressources à des températures allant de 10 à 15°C jusqu'à 90°C, voire parfois plus de 100°C, qui se rencontrent dans des zones géologiquement stables. La géothermie superficielle, dite « très basse énergie » (moins de 30°C) exploite les premières dizaines de mètres sous la surface. La géothermie « basse énergie » (entre 30 et 90°C) utilise des ressources plus profondes (jusqu'à environ 2 000 m). Au-delà, dans les zones favorables, on peut avoir de la géothermie « moyenne énergie » (plus de 90°C).

En fonction de la température de la ressource et du niveau de température des besoins thermiques, la chaleur peut être prélevée directement ou doit être relevée au moyen de pompes à chaleur (PAC). En pratique, le recours à des pompes à chaleur est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie.

La géothermie à usage essentiellement électrique nécessite des ressources à des températures suffisantes (dans l'état actuel des technologies, 100°C est une limite inférieure difficile à franchir dans des conditions économiques satisfaisantes). Elle comprend trois catégories : la géothermie « haute énergie » (à plus de 150°C, dans des environnements géologiquement actifs comme les limites de plaques lithosphériques où siègent des volcans, avec un seul site exploité en France, celui de Bouillante en Guadeloupe), la géothermie « moyenne énergie » (entre 90 et 150°C, sans sites exploités

²⁸ On parle d'un concept de « Enhanced geothermal system » (EGS) quand il s'agit de stimuler un réservoir existant faiblement productif.

en France)²⁹ et la géothermie dite « profonde » (plus de 3 000 m), dans des zones cristallines fracturées (avec un site expérimental en France, Soultz-sous-Forêts, en Alsace).

La production d'électricité géothermale peut être couplée avec une valorisation thermique des rejets de l'eau géothermale (cogénération). Plusieurs installations en Europe fonctionnent selon cette configuration.

La présentation qui suit s'intéresse plus particulièrement à la production de chaleur géothermale.

A noter que le thermalisme est distinct de la géothermie, dans la mesure où son application n'est pas thermique, mais thérapeutique. En revanche, il est possible de valoriser thermiquement les rejets d'eau chaude du thermalisme, et ceci d'autant plus que la réglementation impose de ne pas rejeter dans la nature une eau à plus de 30°C.

Les différentes technologies de géothermie sont présentées ci-dessous en fonction des usages appropriés.

a. Les réseaux de chaleur urbain

La géothermie des aquifères profonds, qualifiée de « basse énergie », concerne l'exploitation des aquifères d'une profondeur supérieure à quelques centaines de mètres.

Compte tenu de l'importance des investissements sous-sol qu'elle nécessite - lorsque les aquifères valorisés sont très profonds - on l'associe généralement aux réseaux de chaleur. Ces réseaux, aptes à desservir plusieurs milliers de logements par opération, permettent ainsi de répartir sur un plus grand nombre de postes de consommation la charge des investissements sous-sol de production géothermique.

Selon les cas, la production peut se faire soit via un puits unique associé à un échangeur thermique, soit plus fréquemment via un « doublet géothermique » (un forage de production, un forage d'injection) assorti d'un échangeur. Réinjecter l'eau après prélèvement des calories évite de polluer la surface si l'eau est salée et de maintenir la pression du réservoir géothermal exploité.

Pour fixer un ordre de grandeur, une opération type de la région parisienne permet de chauffer environ 4 000 à 5 000 équivalent-logements. L'eau géothermale exploitée est captée à environ 2 000 m de profondeur ; sa température atteint 80°C.

²⁹ Quand la température est supérieure à 150°C, la vapeur d'eau géothermale peut entraîner la turbine électrique. Quand elle est comprise entre 90 et 150°C, il est nécessaire, de faire intervenir une machine thermodynamique utilisant un fluide de travail qui se vaporise à une température plus basse que l'eau (machine ORC ou à Cycle de Rankine à fluide organique).

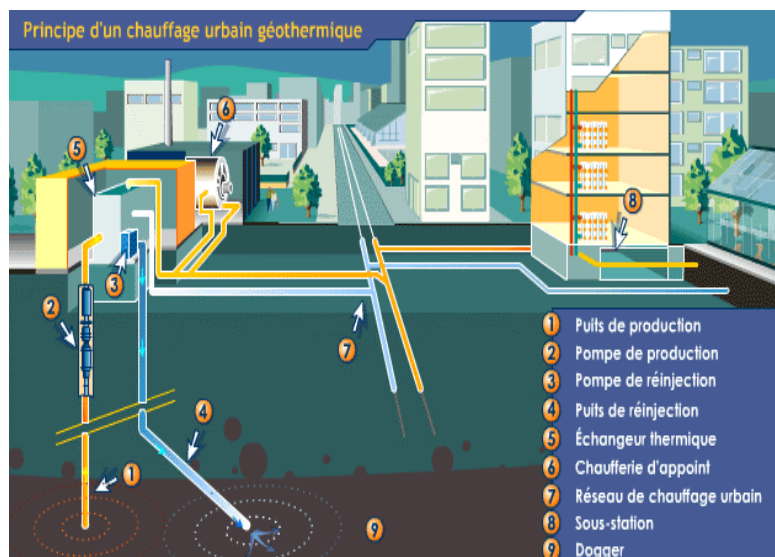


Figure 7 : Schéma d'une installation de réseau de chaleur urbain géothermique (tel qu'existant en région parisienne)

Parmi les installations de géothermie existant en France et produisant plus de 100 tep/an, la moitié (soit 80% de la production géothermale) est concentrée dans le Bassin parisien et exploite l'aquifère dit du Dogger (du nom de la période concernée de l'ère Jurassique). Cet aquifère s'étend sur une surface de 15 000 km² et alimente les 29 réseaux de chaleur géothermique de l'Île-de-France.

Les réseaux de chaleur géothermiques sont des réseaux multi-énergies. La base est assurée par la géothermie et le complément par des énergies fossiles utilisées lors des jours les plus froids. Il n'est donc pas nécessaire de dimensionner la puissance géothermique à la puissance maximale : en dimensionnant la puissance géothermique à 50% de la puissance maximale, il est possible d'assurer jusqu'à 80% des besoins, tout en limitant fortement l'investissement qui est proportionnel à la puissance installée.

b. La géothermie pour le tertiaire et le résidentiel collectif

Cette filière, qui valorise la plupart du temps de la géothermie très basse énergie par le biais de pompes à chaleur, correspond généralement à des opérations de taille moyenne. On distingue :

- **Les opérations de « pompes à chaleur sur aquifères superficiels »**

Elles valorisent des ressources en eau souterraine situées à faible profondeur (généralement < 100 m) et couvrent des besoins de chauffage, d'ECS et/ou de froid. Les ressources exploitables sont bien réparties sur l'ensemble du territoire français, bien doté en aquifères superficiels, notamment au droit des agglomérations.

Cette technique est plutôt réservée à des immeubles de taille importante (en moyenne de 2 000 à 25 000 m², voire beaucoup plus). Elle s'adresse donc principalement aux immeubles des grand et moyen tertiaires (immeubles de bureau, bâtiments de santé, hôtellerie, grandes surfaces commerciales, piscines communales) - et depuis plus récemment, à l'habitat collectif.

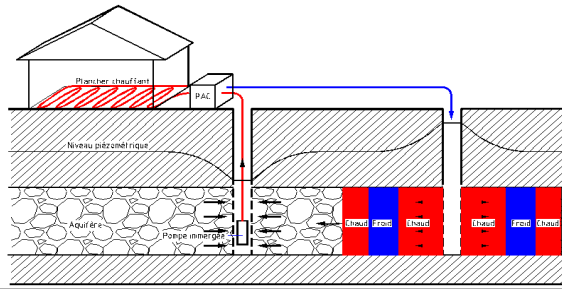


Schéma de principe d'une PAC sur eau de nappe Les 16 000 m² de la CAF de Lyon sont chauffés à l'aide de deux pompes à chaleur sur eau de nappe

Figure 8 : Pompes à chaleur sur eau de nappe

En fonction des caractéristiques de l'aquifère (débit, température), il est possible de fournir des puissances de chauffage de plusieurs centaines de kW et au-delà (jusqu'à 1 400 kW à Châteauroux, 3 000 kW à la Maison de la Radio, un peu plus de 3 000 kW au centre du CEA situé à Bruyères-le-Châtel).

Ces installations dégagent une bonne rentabilité, surtout lorsque des besoins de froid existent, permettant de prolonger la durée annuelle d'exploitation énergétique. Par exemple, l'alimentation de la Tour EDF à La Défense est assurée à partir d'un aquifère, avec un forage à moins de 50 mètres, dont le coût est marginal au regard des besoins thermiques couverts.

L'eau est généralement réinjectée, mais quand la qualité chimique de l'eau le permet, il est possible de l'utiliser également à des fins de consommation industrielle ou, si elle est potable, pour la consommation. Cette bi-utilisation de l'eau permet sa valorisation maximale.

- **Les champs de sondes géothermiques**

Dans les endroits où le sous-sol ne révèle pas d'aquifères exploitables, ou lorsque l'exploitation des aquifères superficiels présente des difficultés, il est possible, pour des usages thermiques, de récupérer la chaleur emmagasinée dans le sous-sol par le biais de sondes géothermiques. Une sonde géothermique est constituée par un forage équipé pour fonctionner comme un échangeur de chaleur. En surface, la sonde est reliée à une pompe à chaleur permettant ainsi de relever le niveau de température de la chaleur captée.

En fonction de l'importance des besoins thermiques à couvrir, il est possible d'installer plusieurs sondes sur le même site appelé « champ de sondes géothermiques ». Ces opérations se multiplient à l'étranger depuis plusieurs années. En France, où leur développement est plus récent, il existe une cinquantaine d'opérations qui sont constituées en moyenne de 10 à 50 sondes. Les cibles concernées sont celles du résidentiel collectif et du petit et moyen tertiaires (maisons de retraite, bâtiments communaux, bâtiments industriels, immeubles de bureaux).

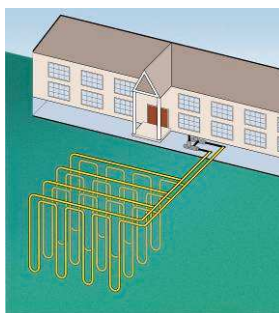
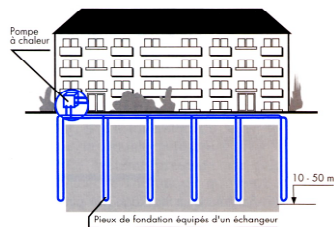


Figure 9 : Schéma d'un champ de sondes géothermiques

- **Les fondations géothermiques ou thermo-actives**

Certains bâtiments nécessitent, pour des raisons de portance, d'être construits avec des fondations sur pieux en béton. Le principe des pieux énergétiques consiste à y intégrer lors de leur fabrication ou de leur mise ne place sur site un système de captage de l'énergie (tube en polyéthylène noyé dans le pieu renforcé par une armature en fer et dans lequel il est possible de faire circuler de l'eau). Le système de captage est connecté à une pompe à chaleur.



Exemple de dispositions de pieux géothermiques



Armatures d'un pieu géothermique

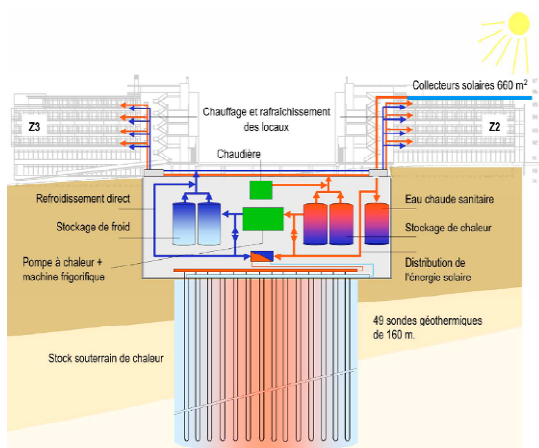
Figure 10 : Représentations de pieux géothermiques

Plusieurs centaines d'opérations existent en Europe. En France, quelques projets sont initiés (Cité du Design à St-Etienne, salle de musique à Auxerre, par exemple).

- **Les opérations de stockage thermique souterrain**

Le stockage d'énergie thermique dans le sous-sol consiste à mettre à profit les propriétés des formations géologiques pour emmagasiner une énergie disponible et excédentaire à un instant donné – c'est à dire sans utilisation immédiate - et pour l'exploiter ultérieurement en période de demande. Le domaine d'application le plus courant du stockage thermique souterrain est celui de la gestion de l'énergie dans les bâtiments. La chaleur prélevée l'été pour refroidir les bâtiments peut être stockée pour être utilisée l'hiver. Mais d'autres applications existent comme celle du chauffage des serres maraîchères ou horticoles.

On distingue deux types de stockage : les stockages diffusifs, c'est-à-dire avec champ de sondes géothermiques, et les stockages sur aquifères.



Vue schématique d'un stockage diffusif réalisé à Root en Suisse

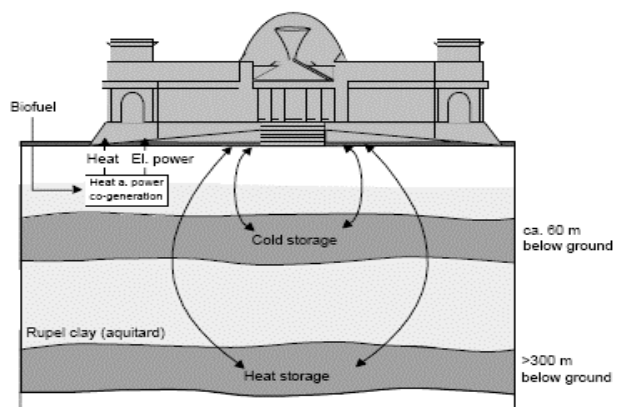


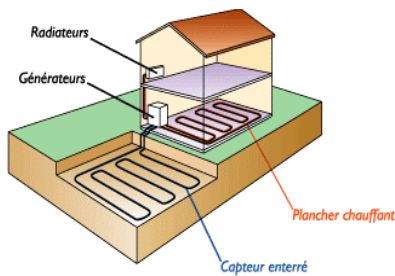
Schéma du stockage thermique sur aquifère au Reichstag à Berlin

Figure 11 : Opération de stockage souterrain

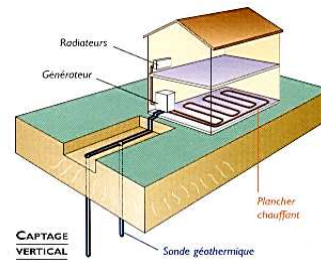
c. La géothermie pour l'habitat individuel

Cette filière valorise la géothermie très basse énergie par l'intermédiaire de pompes à chaleur. La chaleur prélevée provient, soit d'aquifères superficiels par le biais de forages, soit du sol et du sous-sol (sans eau) par le biais de capteurs enterrés, horizontaux ou verticaux (sonde géothermique).

Les pompes à chaleur ayant un rendement optimal avec des émetteurs de chaleur basse température (de type « planchers chauffants »), le marché principal est celui du neuf. Dans le cas d'une rénovation importante de bâtiments existants, prenant en compte les émetteurs de chaleur (avec la mise en place par exemple d'un plancher basse température), la géothermie peut également être mise en œuvre.



Solution capteur horizontal enterré



Solution capteur vertical (sonde géothermique)

Figure 12 : Solutions de chauffage géothermique pour l'habitat individuel

En France, la technique la plus courante est celle du captage enterré horizontal. Cette technique est réservée de préférence à la maison individuelle car l'emplacement nécessaire pour implanter les capteurs requiert de 1,5 à 2 fois la surface à chauffer.

Le captage enterré vertical est mis en œuvre essentiellement lorsque se présentent des contraintes de place. Cette technique est encore relativement peu répandue en France compte tenu de son coût encore élevé mais elle connaît des croissances comparativement importantes.

Les puits canadiens, dits également provençaux, sont aussi des techniques géothermiques utilisées dans les bâtiments. Il s'agit de systèmes de préchauffage ou de rafraîchissement. et sont majoritairement utilisés dans l'habitat individuel. Leur principe consiste à faire circuler de l'air ambiant jusqu'à l'intérieur de l'habitat, via un tuyau, étanche, enterré à 1 ou 2 mètres de profondeur. En hiver, l'air froid prélevé se réchauffe en circulant dans le tuyau, en été, il se rafraîchit.

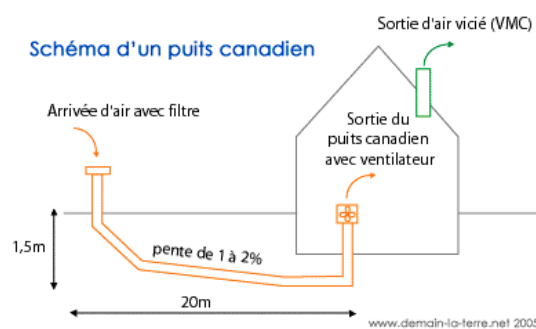


Figure 13 : Schéma d'un puits canadien

d. La géothermie pour l'industrie et le secteur agricole

La géothermie peut être valorisée en agriculture (chauffage de serres) ou pour l'élevage de poissons (bassins de pisciculture) soit par utilisation directe de la chaleur géothermale, soit en utilisant des pompes à chaleur.

i - La géothermie par usage direct fortement adaptée pour les processus agricoles

La géothermie par usage direct ne nécessite pas le recours à des pompes à chaleur - le fluide géothermal est suffisamment chaud pour que sa chaleur puisse être utilisée directement. C'est le cas en région Aquitaine et plus ponctuellement dans d'autres régions. Les applications sont nombreuses (chauffage de bâtiments, de piscines, de bassins de pisciculture, de serres, ...).



Exemple de serre chauffée par géothermie



Elevage d'esturgeons à Mios le Teich sur le Bassin d'Arcachon

Figure 14 : La géothermie pour les processus agricoles

ii - Différentes technologies pour l'industrie

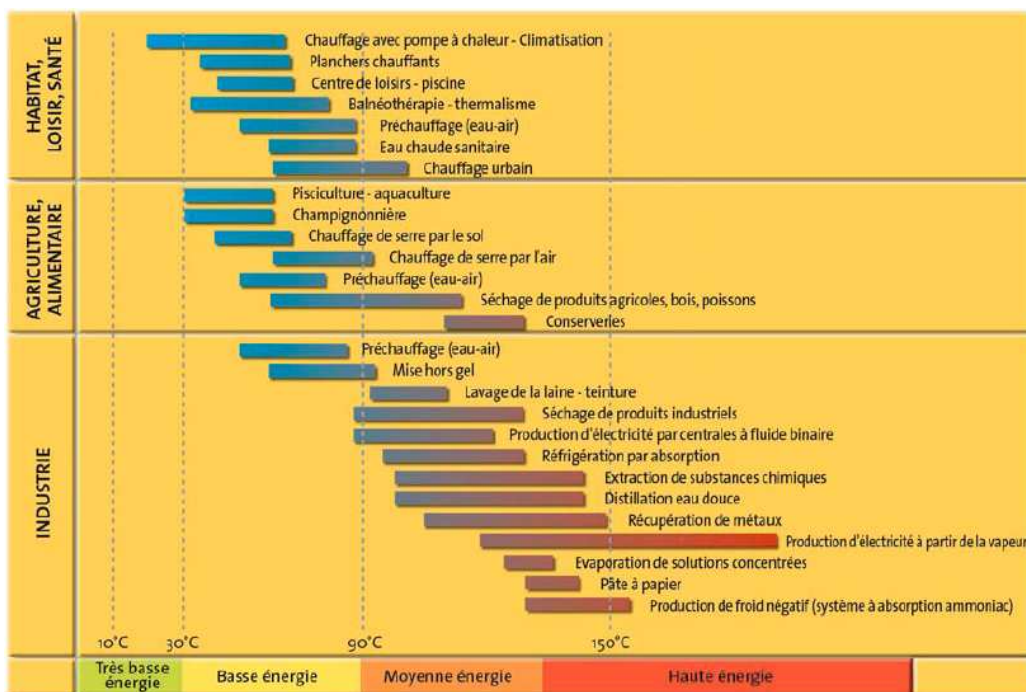


Figure 15 : Les différentes technologies de géothermie pour l'industrie

Comme présenté dans la figure 15, le domaine de l'industrie concerne des technologies allant de la basse énergie à la haute énergie.

L'utilisation directe de la géothermie a de nombreux usages industriels : séchage de produits industriels, extraction de substance chimique, évaporation de solutions concentrées, fabrication de papier.

4.2.3 Comparatif des principales applications de la chaleur géothermale

Les différentes technologies présentées ci-dessus peuvent se résumer comme suit :

- la géothermie des réseaux de chaleur urbains, exploitant des aquifères profonds (domaine de la géothermie basse énergie);
- la géothermie pour des opérations de taille moyenne intéressant le chauffage de bâtiments du tertiaire (hôpitaux, centres commerciaux, immeubles de bureaux, ...) ou du résidentiel collectif, le chauffage de serres, de bassins de pisciculture, de piscines publiques, l'utilisation de chaleur dans des process industriels. Pour ces opérations, la chaleur est captée directement à partir de ressources aquifères profondes (domaine de la géothermie basse énergie), soit à partir de ressources aquifères superficielles avec pompe à chaleur, soit selon les applications, en ayant recours à des champs de sondes géothermiques (domaine de la géothermie très basse énergie).
- la « géothermie individuelle ou domestique », c'est-à-dire le chauffage des maisons individuelles, utilisant des pompes à chaleur sur capteurs (horizontaux ou verticaux) ou exploitant des aquifères superficiels (domaine de la géothermie très basse énergie)

Le tableau 7 récapitule les domaines d'application et les technologies privilégiées pour chacune de ces applications.

Géothermie	Très Basse Energie			Basse Energie	Haute Energie
	Aquifère superficiel (T<30°C)	Capteur enterré vertical (sonde(s))	Capteur enterré horizontal	Aquifère profond (le plus souvent sans PAC) (30°C<T<90°C)	
Usage de la chaleur					
Réseaux de Chaleur					
Tertiaire/Petit Collectif Résidentiel					
Habitat Individuel	si aquifère très superficiel	Tarde à démarrer en France très développée à l'étranger			
Processus Agricoles/Aquaculture/Pisciculture					
Industrie					

	Application privilégiée
	Application adaptée

Tableau 7 : Applications de la géothermie à usage chaleur

Pour un même usage, les critères de choix d'une technique ou d'une autre dépendent de plusieurs facteurs : état de la ressource, contrainte de place, acteurs locaux, etc.

On peut également souligner :

- des contraintes juridiques : conformément au code minier, quand la profondeur est inférieure à 100 m, l'exploitation peut se faire sur simple déclaration à la DRIRE ; quand la profondeur est supérieure à 100 m, il faut une autorisation administrative, impliquant une enquête publique ;

- et bien évidemment des éléments d'appréciation économique : il est par exemple nécessaire de comparer les coûts d'investissement et de maintenance pour des opérations de géothermie sur aquifère ou sur champ de sondes géothermiques.

4.2.4 Parc et production

Ne seront évaluées ici que la géothermie des réseaux de chaleur, la géothermie du tertiaire et du résidentiel collectif, et celle utilisée pour les process industriels et agricoles. La géothermie domestique est traitée dans le chapitre relatif aux pompes à chaleur en maison individuelle.

a. Rappel historique pour la géothermie basse énergie

i - Premières réalisations

1961 : première opération avec la Maison de la Radio (puits unique, exploitation de l'aquifère de moyenne profondeur de l'Albien, premières pompes à chaleur).

1969 : deuxième opération à Melun l'Almont (réseau de chaleur, premier « doublet »).

1980 : après le second choc pétrolier, véritable démarrage de la production géothermale par réseaux de chaleur ; c'est de cette période que datent la plupart des réseaux de chaleur géothermiques du Bassin Parisien, qui sont emblématiques et connus à l'étranger. Ainsi, 55 réseaux de chaleur ont été installés en région parisienne.

1986 : le contre choc pétrolier, la très forte diminution du taux de l'argent pour des opérations très endettées, associés à des problèmes techniques (corrosion et dépôts) plus anciens et qui seront maîtrisés dès la fin de cette année-là, ont entraîné un ralentissement très net de l'activité.

Grâce à des négociations financières des pouvoirs publics avec les maîtres d'ouvrage, une trentaine de réseaux de chaleur reste en activité.

En cumulé, depuis 1961, 97 forages profonds ont été mis en exploitation, il en reste 65 actuellement : 34 doublets et 2 forages simples en région parisienne, 29 forages profonds dans les autres régions françaises.

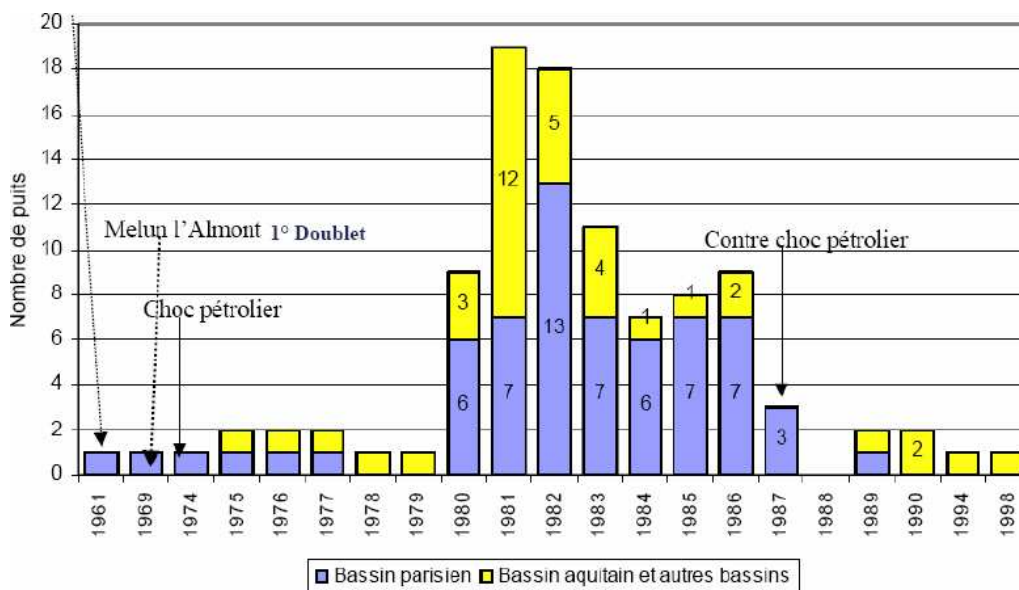


Figure 16 : Historique des forages en géothermie basse énergie (source : ADEME)

ii - Relance de la filière

Il n'y a pas eu, après la première vague de réalisations des années 80, de réalisation de nouveaux réseaux de chaleur géothermiques, compte tenu du coût relativement faible du pétrole à partir de la fin des années 80. Mais, grâce aux soutiens financiers mis en place par l'ADEME et le Conseil Régional Ile-de-France) à partir de 2000 (prime au raccordement) et par les pouvoirs publics (prolongement de la durée de garantie offerte par le fonds long terme de garantie du risque géologique³⁰), des extensions de réseaux existants ont été réalisées ces dernières années : 12 à 13 000 équivalents logements supplémentaires ont ainsi été raccordés, soit environ 8 à 10% de la capacité existante.

Les problèmes techniques rencontrés dans les années 80 (corrosion des tubages) ont été, comme indiqué ci-dessus, maîtrisés dès 1986. La plupart des réseaux de chaleur géothermiques sont exploités actuellement dans des conditions de rentabilité très acceptables, compte tenu de l'augmentation très sensible du cours des énergies fossiles concurrentes et du remboursement en cours d'achèvement des investissements engagés.

iii - Bilan 2008

2007 et 2008 ont été marquées par les premières réhabilitations d'opérations existantes avec le forage de nouveaux puits à Orly et à Sucy en Brie. A Orly, un doublet a été foré au deuxième semestre 2007, pour remplacer un doublet en fin de vie. Ce projet a permis d'avoir une bonne idée de l'évolution des coûts de forage. Le montant de l'investissement pour le projet s'est élevé à 10 millions d'euros (comprenant la fermeture de l'ancien puits). A Sucy en Brie, un forage a été réalisé à l'été 2008, afin de transformer en triplet un ancien doublet. En 2008, l'opération entièrement nouvelle de la CPCU porte d'Aubervilliers a été instruite. Cette installation, dont les forages doivent débiter en janvier 2009, sera la première opération de géothermie réalisée depuis le contre choc pétrolier de 1986. Elle desservira, via un nouveau réseau de chaleur, à créer différents types de bâtiments (tertiaires, résidentiels). Par ailleurs, toujours en 2008, la société des Aéroports de Paris (ADP) a lancé de son côté la réalisation d'un nouveau doublet de géothermie au Dogger pour alimenter, outre les bâtiments existants, un secteur commercial en cours de création (opération « Cœur d'Orly »).

b. Production française actuelle

La production annuelle de chaleur géothermique hors géothermie domestique était évaluée à 180 ktep en 2006, dont 130 ktep sur réseaux de chaleur et 50 ktep en géothermie tertiaire et petit collectif.

i - Géothermie sur réseaux de chaleur

La plus grande partie des réseaux de chaleur géothermiques est située en Ile de France, à savoir 29 réseaux sur 38, ce qui correspond à 80% de la production de chaleur géothermale française.

Les 31 installations situées en Ile-de-France comprennent 29 réseaux de chaleur au sens juridique, un réseau de chaleur au sens technique alimentant le centre du CEA de Bruyères-le-Châtel déjà mentionné et le site de la Maison de la Radio (relevant de la géothermie intermédiaire). Ces réseaux fournissent le chauffage de 145 000 équivalents logements.

³⁰ Fonds mis en place au début des années 80 : la garantie durait initialement 15 ans et a été prolongée de 10 ans.

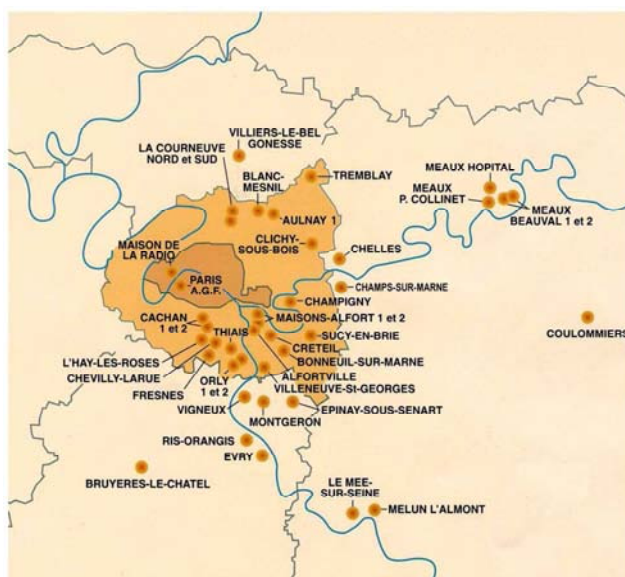


Figure 17 : Localisation des opérations de géothermie de la Région parisienne

Par ailleurs, il existe cinq réseaux de chaleur géothermiques dans le Bassin aquitain, un en Région Centre (Châteauroux) et un en Région Midi-Pyrénées (Blagnac), ces deux derniers réseaux fonctionnant avec une pompe à chaleur.

Les taux de couverture du besoin en chaleur sont très variables : entre 70 et 75% pour les réseaux géothermiques sans cogénération gaz et de l'ordre de 50% pour les réseaux avec cogénération. Le taux de couverture moyen est de 58%.

ii - Géothermie tertiaire/résidentiel collectif résidentiel et processus agricoles

Le bilan énergétique de la géothermie du tertiaire, du résidentiel collectif et processus agricoles est imprécis, mais l'ADEME évalue la géothermie de ce type avec PAC à environ 50 ktep/an en 2006, majoritairement à partir d'aquifères superficiels et marginalement à partir de champs de sondes géothermiques.

On associe à ce secteur, les piscines et centres de loisirs, bien adaptés à l'utilisation de l'énergie géothermique, en particulier quand l'eau peut être utilisée directement, ce qui est fréquemment le cas. Parmi les opérations de plus de 100 tep/an recensées par l'ADEME en 2006, on en dénombrait une dizaine.

Parmi les opérations de plus de 100 tep/an recensées par l'ADEME en 2006, on comptait une dizaine de piscicultures ou de serres (ce qui représentait environ 15 ktep/an).

4.2.5 La géothermie dans le monde

En 2005, sur un total de 55 pays, la capacité globale de production de chaleur est de 27,8 TW et la production de 6,26 Mtep, d'après la World Geothermal Conference 2005.

Les principaux pays producteurs sont les USA, la Chine, l'Islande et le Japon. La figure 24 présente la répartition évaluée des usages y compris le chauffage par pompes à chaleur qui est la première application.

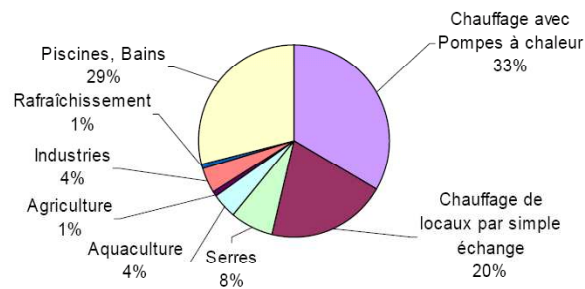


Figure 18 : Usages chaleur de la géothermie dans le monde (source : WGC 2005)

La production dans l'Union Européenne était évaluée en 2005 à 1,3 Mtep, dont 0,6 en basse énergie et 0,7 en très basse énergie avec PAC³¹. La France se place au troisième rang en géothermie basse énergie et au quatrième en géothermie très basse énergie.

4.3 Pompes à chaleur domestiques (en maisons individuelles)

4.3.1 Caractéristiques et applications

a. Principe de fonctionnement

Une pompe à chaleur (PAC) est un système thermodynamique qui permet de prélever d'un milieu donné de la chaleur à bas niveau de température, pour la transférer vers un autre milieu à un niveau de température plus élevé.

Elle fonctionne donc comme un réfrigérateur, celui-ci puisant des calories à l'intérieur pour les transférer à l'extérieur. Elle se compose des éléments essentiels suivants : un échangeur permettant de capter la chaleur dans le milieu extérieur (sol, eau ou air), un compresseur et un système de restitution (échangeur + pompe de circulation ou ventilateur) pour transférer la chaleur au milieu intérieur (eau ou air).

Un fluide frigorigène parcourt ces composants en effectuant les phases suivantes d'un cycle thermodynamique : évaporation, compression, condensation, détente. Il permet ainsi de pomper la chaleur de la source de chaleur à basse température, de remonter le niveau de température de celle-ci pour pouvoir la restituer via les émetteurs de chaleur.

Il y a deux catégories de pompes à chaleur :

- les pompes géothermiques (ou « géothermales ») qui captent l'énergie du sol ou de l'eau ;
- les pompes aérothermiques qui captent l'énergie de l'air extérieur ou ambiant

Dans les deux cas, les pompes restituent la chaleur, soit par le support de l'eau (pompes à chaleur « x/eau »), soit par le support de l'air (pompes à chaleur « x/air »), l'eau et l'air étant des fluides caloporteurs de restitution. Ce sont les pompes utilisant l'eau comme fluide caloporteur qui sont les plus utilisées en France. Compte tenu de leurs caractéristiques d'installation, les pompes géothermiques se situent quasi uniquement dans le neuf, et les pompes aérothermiques dans le neuf et, surtout depuis la mi 2005 avec la hausse du prix du fuel, dans l'existant.

Quand le fluide caloporteur est de l'eau, l'émetteur est, soit un plancher chauffant, à basse (ou très basse) température (ce qui est le cas dans la majorité des installations dans le neuf), soit un radiateur (à température plus ou moins élevée : 50 à 70°C), ce qui suppose une plus haute température et donc un

³¹ Source : Observ'ER

rendement moindre. Le tableau 8 présente une nomenclature des pompes à chaleur.

Type		Source	Captage	Fluide capteur	Fluide émetteur ³²
Fluide frigorigène	Sol/sol	Sol	Capteur enterré	Fluide frigorigène	Fluide frigorigène
	Sol/eau				Eau
Eau	Eau glycolée/eau			Eau de nappe ou de puits	Forage ou puits
	Eau/eau	Eau			
Air	Air extérieur/eau	Air extérieur	Pompe monobloc extérieure ou intérieure ou split ³³	Fluide frigorigène	Eau
	Air extérieur/air				Air recyclé
	Air extrait/air	Air extrait	VMC double flux		Air neuf

Tableau 8 : Nomenclature des pompes à chaleur

b. Productivité

Pour assurer le transfert de la chaleur du milieu « source » (extérieur généralement) vers l'intérieur d'un bâtiment à chauffer, tout en élevant son niveau de température, il faut apporter une quantité d'énergie « Q_e » (généralement sous forme d'électricité).

La quantité de chaleur fournie par la PAC (« Q_{finale} » ou « Q_{utile} ») est égale à la somme de la quantité de chaleur prélevée dans l'environnement et comptabilisé comme renouvelable (« Q_{ENR} ») et à la quantité d'énergie nécessaire à son transfert et à son élévation de température (« Q_{ch} »).

Les performances d'une PAC sont caractérisées par son COP (« coefficient of performance »). Le COP est égal au rapport entre la quantité de chaleur produite (Q_{utile}) et la quantité d'énergie consommée (Q_{ch}).

$$COP = Q_{utile}/Q_{ch} = 1 + Q_{ENR}/Q_{ch}$$

Le COP moyen retenu sur le parc existant en 2005 est de 2,6 pour les applications en rénovation, 2,8 à 3 dans le neuf (2,8 s'il s'agit d'aérothermie et 3 s'il s'agit de géothermie). A partir de 2006 inclus, les évaluations du développement du marché tiennent compte de PAC plus performantes du fait de la restriction du bénéfice des aides fiscales aux matériels d'un COP minimal de 3. Les hypothèses retenues sont un COP de 2,8 (rénovation) à 3 (neuf) pour les marchés 2006-2007, 3 à 3,3 en 2008-2009, 3,3 à 3,6 en 2010-2012, et 3,6 à 4 en 2013 et au delà.

c. Taux de couverture des besoins

Dans le résidentiel neuf, une pompe à chaleur peut assurer jusqu'à 100% des besoins thermiques (les règles de dimensionnement préconisent toutefois un taux de couverture de 100% en géothermie, de 60 à 80% en aérothermie. Dans ce dernier cas, la PAC plus son appoint devant assurer 120% des

³² On appelle émetteur l'équipement de chauffage final : radiateur, plancher chauffant ou diffuseur d'air chaud (ou frais dans le cadre du rafraîchissement ou de la climatisation).

³³ Appareil à éléments séparés

besoins). Actuellement, dans la majorité des cas, les pompes à chaleur n'assurent pas le chauffage et l'eau chaude sanitaire en même temps. Quand c'est le cas, l'usage eau chaude sanitaire est proposé selon deux modalités au choix :

- une modalité, retenue dans 60 à 80% des cas, qui consiste à prévoir, dans la PAC, une option ECS (qui fonctionne en hiver comme un surplus du chauffage en mode thermodynamique, et, en été, soit sous forme d'un équivalent de chauffe-eau à effet joule (résistance électrique), soit moins fréquemment en mode chauffe-eau thermodynamique) ;
- une modalité consistant à installer une deuxième PAC, plus petite (d'une puissance de l'ordre de 2 kW), dédiée au seul chauffage de l'ECS, et qui fonctionne toute l'année (chauffe-eau thermodynamique).

Dans le résidentiel existant, les émetteurs de chaleur sont des radiateurs, et non des planchers chauffants basse température, ils ne sont pas toujours dimensionnés de façon optimale, ce qui augmente la température nécessaire au chauffage des locaux au-delà de la température produite par une PAC standard (à savoir 50 à 55 °C).

Dans ces conditions, la pompe à chaleur peut, soit venir en complément d'une chaudière existante et donc couvrir une partie des besoins (la chaudière existante jouant alors un rôle d'appoint en cas de température basse), soit venir en remplacement de la chaudière existante et couvrir jusqu'à 100% des besoins (un appoint électrique vient toutefois, dans un grand nombre de cas, assister la PAC aux températures les plus basses, soit quelques jours par an).

Dans ce dernier cas, un développement significatif du marché est envisageable grâce à l'émergence de PAC performantes à haute température, c'est-à-dire apportant un niveau de température supérieur (65, voire 70°C) au niveau des PAC présentes jusqu'à ce jour sur le marché, avec un COP qui reste satisfaisant.

4.3.2 Parc et production

Les données figurant dans la suite de ce chapitre portent exclusivement sur les applications des pompes à chaleur (PAC) dans le secteur résidentiel en maisons individuelles. Elles incluent, non seulement les PAC aérothermiques, mais aussi les PAC géothermales décrites dans le chapitre précédent au titre de la géothermie « domestique ». En revanche, sauf pour 2005 où des chiffres approximatifs de ventes sont fournis en complément, les PAC air/air ne sont pas incluses dans les analyses de marchés.

En ce qui concerne les applications dans le logement collectif et le tertiaire, les données relatives aux PAC géothermales figurent dans le chapitre précédent, au titre de la « géothermie intermédiaire ». En l'absence d'une comptabilisation exhaustive à ce jour, aucune donnée n'est fournie sur les PAC aérothermiques dans ces applications.

En ce qui concerne les applications dans l'industrie, il n'existe pas de données exhaustives à ce jour.

a. Rappel historique

En France, les premières installations de pompes à chaleur dans le secteur domestique sont apparues à la suite du deuxième choc pétrolier, dans la période 1979-1985. Après un démarrage prometteur dans le cadre du programme PERCHE (installation de plus de 50 000 PAC en 1982 contre 16 000 trois ans avant), le marché a subi une forte régression (10 000 PAC en 1985), due d'une part à la chute du prix du fioul, d'autre part à des insuffisances en termes de qualité d'équipements et d'installations, du fait d'un taux de croissance trop rapide ; de plus, les installations étaient surtout faites dans l'existant, avec les difficultés techniques inhérentes non maîtrisées à l'époque.

La reprise du marché est intervenue progressivement à partir de 1997 grâce à un encadrement qualitatif (certification des équipements Eurovent et Promotelec), qui se poursuit aujourd'hui avec la mise en place par l'AFPAC d'une démarche qualité. Elle se traduit d'une part par la création de la marque NF PAC qui garantit un niveau de qualité et de performance des équipements et par l'appellation QualiPAC en ce qui concerne la qualité des installations.

b. Parc en France

Le parc résidentiel individuel compte environ 370 000 PAC, dont 50 000 installées avant 1997 et 320 000 installées entre 1997 et 2008. Il ne s'agit que de maisons individuelles, y compris éventuellement dans le cadre de lotissements (« collectif horizontal »). La production de ce parc est estimée à 640 ktep à fin 2008, dont 393 ktep d'origine renouvelable³⁴.

	avant 1997	de 1997 à 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
GEOOTHERMIE			8 000	9 000	11 700	13 200	18 450	18 600	18 500	
AEROTHERMIE			4 400	4 700	5 600	12 000	35 060	51 000	90 000	
TOTAL	50 000	22 000	12 400	13 700	17 300	25 200	53 510	69 600	108 500	372 210

Tableau 9 : Décomposition du parc de pompes à chaleur installées jusqu'en 2008

La répartition du parc de pompes à chaleur installées en 2008 est présentée dans le tableau 9 en décomposant les installations dans le neuf et l'existant (les PAC géothermiques ont été réalisées quasi exclusivement dans le neuf). Au total un peu plus de 50% des PAC installées dans le neuf sont géothermiques. Ce pourcentage est en train d'évoluer en faveur des aérothermiques, car le nombre d'entreprises y est plus important et la contrainte foncière moindre.

Les hypothèses de calcul essentielles sont les suivantes :

- pour une surface de logement de 130 m², la chaleur utile est de 1,7 tep dans l'existant et 1,1 tep dans le neuf³⁵ ;
- la chaleur renouvelable produite par PAC, compte tenu des hypothèses de COP présentées plus haut, est comprise entre 0,85 et 1,25 tep/PAC selon les technologies (air/eau ou géothermie) et les applications (neuf / existant).

c. Flux de ventes

Si 22 000 PAC seulement ont été installées dans la période creuse entre 1997 et 2001, le rythme s'est accéléré ensuite : 12 400 en 2002, 13 700 en 2003, 17 300 en 2004, 25 200 en 2005 sous l'effet de l'augmentation du taux du crédit d'impôt pour les équipements de production d'énergie renouvelable, 53 510 (doublement) en 2006, 69 600 en 2007 et une prévision de 108 500 en 2008.

Un tiers sont des PAC géothermales et deux tiers des pompes aérothermiques air/eau, les pompes air/air n'étant pas incluses dans ces chiffres et pouvant avoisiner les 30 000 appareils. Le taux de croissance annuel du marché est passé de 13% en 2002 à plus de 55% en 2008.

- Les PAC géothermales, principalement sur capteurs enterrés horizontaux, sont à plus de 95% destinées à des maisons individuelles neuves. Le marché stagne depuis deux ans, légèrement au-dessous de 20 000 unités par an : ceci est dû en particulier au dispositif du crédit d'impôt qui ne prend pas en compte la partie d'investissement sous-sol dans son assiette.

- Les PAC aérothermiques air/eau se répartissent entre l'équipement du neuf (entre 18 000 et 20 000) et la relève ou le remplacement de chaudières à combustibles fossiles (entre 70 000 et 72 000)

³⁴ Il s'agit de la chaleur finale produite, déduction faite des consommations intermédiaires d'électricité.

³⁵ Respectivement 20 MWh et 13 MWh

installations). Depuis la mi 2005, avec l'augmentation du taux du crédit d'impôt, puis la forte augmentation du prix du fioul et la prise de conscience d'une situation durable dans ce domaine, on a assisté à l'émergence soudaine et forte du marché de l'existant, sous forme de relève et substitution de chaudières à énergies fossiles, fioul principalement, tandis que le marché du neuf continuait sa croissance régulière.

- Les PAC aérothermiques air/air se répartissent à peu près à égalité entre le neuf et l'existant. Dans le neuf, elles se concentrent dans les régions les plus ensoleillées (PACA, Languedoc-Roussillon) et dans l'existant, elles remplacent du chauffage électrique par effet Joule.

Globalement, en 2008, sur 108 500 PAC géothermales et aérothermiques air/eau installées, 36 000 à 38 000 installations se situent dans le marché de la construction neuve et 70 500 à 72 500 installations sont réalisées dans l'existant.

Le marché des chauffe-eau thermodynamiques représentent quant à lui environ 5 000 unités vendues en 2008. Le parc est estimé à environ 30 000 installations (source ADEME). Les professionnels se sont engagés dans une démarche de qualité pour accompagner le développement de ce marché qui devrait s'accroître rapidement, sous l'impulsion notamment des nouvelles exigences de la réglementation thermique. Des travaux de normalisation sont en cours au niveau européen sur les conditions d'essais. Par ailleurs, l'AFPAC s'est engagée à mettre en place dès 2009 une certification pour promouvoir ces équipements.

Les PAC citées précédemment fonctionnent toutes avec un appoint électrique, mais la technologie existe également avec un appoint gaz. Des développements sont en cours, et donnent lieu à de premières expérimentations suivant plusieurs technologies : PAC gaz à moteur, PAC gaz à absorption.

4.3.3 Europe et monde

Du fait de modes de chauffage différents, les pompes utilisant l'air comme fluide caloporteur sont principalement développées aux Etats-Unis et en Asie (chauffage à air), tandis que les pompes utilisant l'eau comme fluide caloporteur sont installées principalement en Europe (chauffage central à eau).

Par ailleurs, le marché de la pompe à chaleur géothermale s'est plus développé en Europe que dans le reste du monde, avec au premier rang la Suède qui représente près de 50% du parc total installé, soit 380 000 équipements vendus en 2004. Elle est suivie par la France et l'Allemagne. Ces trois pays représentent à eux seuls 75% du marché européen³⁶.

4.4 Solaire thermique en métropole

On distingue le solaire thermique en métropole et le solaire thermique outre-mer, car les équipements et les logiques de développement des marchés sont relativement différents.

4.4.1 Caractéristiques et applications

a. Principes de fonctionnement

i - Production d'eau chaude sanitaire exclusivement

Le rayonnement solaire théorique apporte une énergie variant de 1200 à 1800 kWh/m².an selon les zones climatiques. Le rendement moyen d'un équipement est de l'ordre de 25%, soit une production finale moyenne de 300 à 450 kWh par m² de capteurs, par an, en métropole. Ce chiffre dépend à la fois de la zone climatique, des consommations réelles d'eau chaude sanitaire (puisage) et du

³⁶ Source : Observ'ER

dimensionnement de l'installation par rapport aux besoins. Un équipement permet de couvrir environ 50% à 60% des besoins d'eau chaude sanitaire, en moyenne annuelle. Le surdimensionnement de l'installation permet d'obtenir une autonomie saisonnière (100% l'été dans certains cas).

La technologie la plus commune et la plus éprouvée est celle d'un capteur plan associé à un ballon de stockage de l'eau chaude par circulation forcée avec échangeur ; cet équipement est, soit équipé d'un appoint intégré (résistance électrique ou échangeur hydraulique), soit installé en série avec un chauffe-eau classique. Le capteur sous vide, qui nécessite une surface moindre que le capteur plan, se développe également.

ii - Production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage

La technologie employée est également celle d'un capteur plan relié, par circulation forcée avec échangeur, au réseau d'eau de chauffage stockée dans un ballon. Dans certains systèmes, c'est le plancher chauffant qui assure le stockage de l'énergie. Ce système est couplé avec une chaudière qui assure le complément des besoins.

Le taux de couverture des besoins thermiques (chauffage et eau chaude sanitaire) par les systèmes solaires combinés se situe entre 15 et 50% ; il dépend, comme pour les équipements précédents, de la zone climatique et du dimensionnement de l'installation. Les valeurs peuvent être plus basses si le dimensionnement de l'installation et le type d'émetteurs ne correspondent pas à l'optimum.

b. Trois types d'équipement

On distingue trois types d'équipement :

- Le chauffe-eau solaire individuel (CESI) assure la production d'eau chaude sanitaire à l'usage des particuliers, dans l'habitat existant ou le neuf. La surface de capteurs est généralement de l'ordre de 2 à 7 m² en métropole (plus de 4 m² en moyenne actuellement) et la productivité de 400 à 450 kWh/an/m² selon la zone climatique. Les travaux faits sur un échantillon représentatif d'installations placent la productivité réelle en deçà de ces valeurs. Ceci résulte des pertes de stockage et de distribution, de la tendance au surdimensionnement pour assurer l'autonomie estivale et, plus généralement, d'un défaut d'optimisation du système. Il est retenu une valeur optimisée de 450 kWh/m² pour la production.
- Le système solaire combiné (SSC) assure la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage à l'usage des particuliers. Différents types d'émetteurs peuvent être utilisés, sachant que le plancher chauffant est le plus adapté. Deux principes sont mis en œuvre : l'hydro-accumulation et le plancher chauffant sans stockage tampon. La surface de capteurs correspond à 10% environ de la surface à chauffer. La production conventionnelle retenue pour un système optimisé est ici de 450 kWh/an et m². La production solaire réelle peut être inférieure à cette valeur de référence en fonction des types de matériel et du dimensionnement de l'installation.
- Le marché de l'eau chaude solaire collective. L'équipement est en général dimensionné pour fournir 40 à 60% des besoins ; pour chaque installation, l'équipement est conçu et dimensionné préalablement par un bureau d'études. La productivité de l'équipement solaire peut être garantie en fonction de la consommation d'eau chaude sanitaire réelle, sous la forme d'une « garantie de résultats solaires » (GRS) mis au point par les professionnels et par l'ADEME³⁷. Elle s'applique aux installations dont la surface de capteurs est supérieure à 50 m². La production conventionnelle retenue est ici de 500 kWh/m²/an.

Comme indiqué plus haut, un équipement solaire n'assure jamais 100% des besoins et nécessite un

³⁷ La GRS atteste au maître d'ouvrage que la productivité annuelle de l'installation est conforme aux prévisions présentées lors de l'étude thermique.

complément, soit sous forme de mode de chauffage principal, soit sous forme d'appoint (voir exemple figure 19).

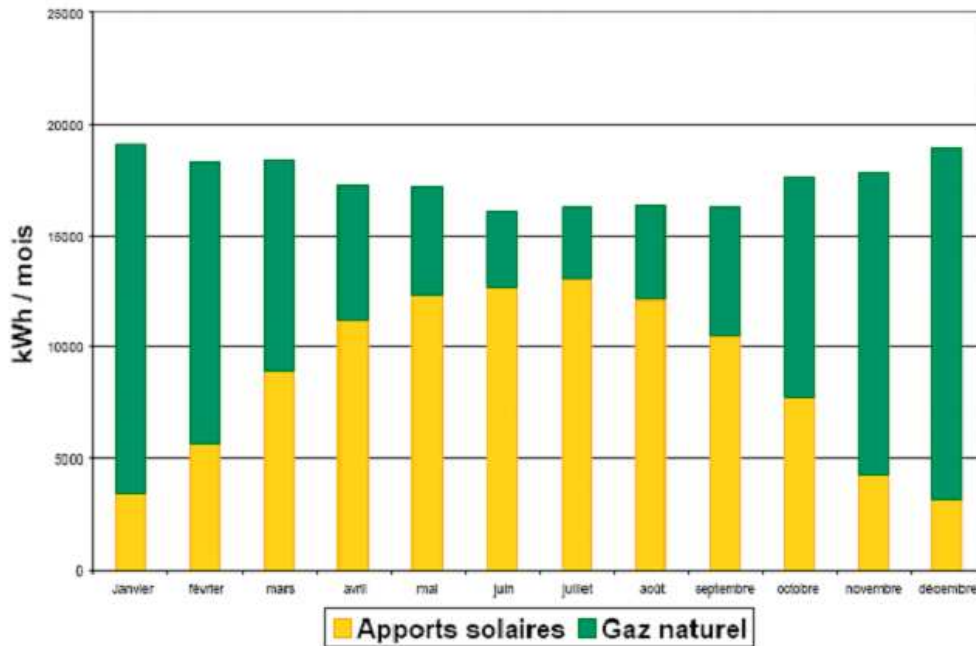


Figure 19 : Exemple de complémentarité solaire / gaz pour une installation d'eau chaude solaire collective à Paris (source : Enerplan)

4.4.2 Parc et production

Le marché du solaire thermique est en général présenté en nombre d'équipements, en surface de capteurs (m^2) et en production (tep). Le raisonnement en surface permet une approche globale indépendante des applications, sachant que les surfaces moyennes en m^2 ne sont pas les mêmes selon les équipements.

a. Rappel historique et conjoncture actuelle

La filière solaire thermique s'est développée à partir du début des années 1980 avec une forte croissance annuelle du marché. Cependant, dès 1985, le flux annuel d'installations a sensiblement décliné en raison d'insuffisances en termes de qualité d'équipements et d'installations.

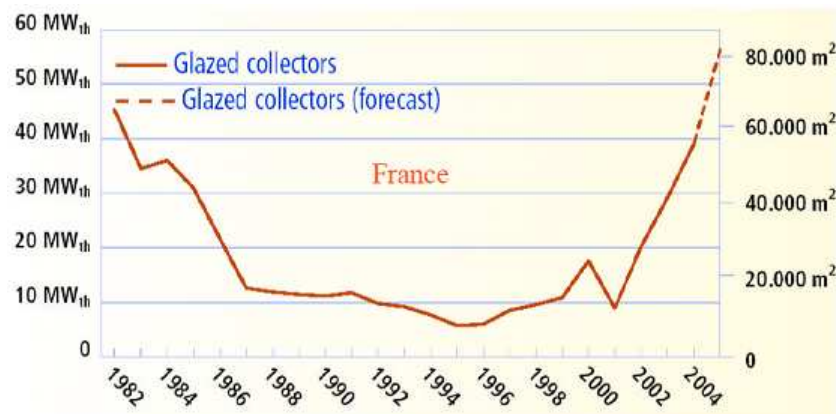


Figure 20 : Historique du développement du marché du solaire thermique en France (flux annuels en puissance thermique, source : ESTIF)

La mise en place du Plan Soleil 2000-2006 par l'ADEME a permis le redémarrage de la filière solaire en métropole dans les secteurs collectif et individuel.

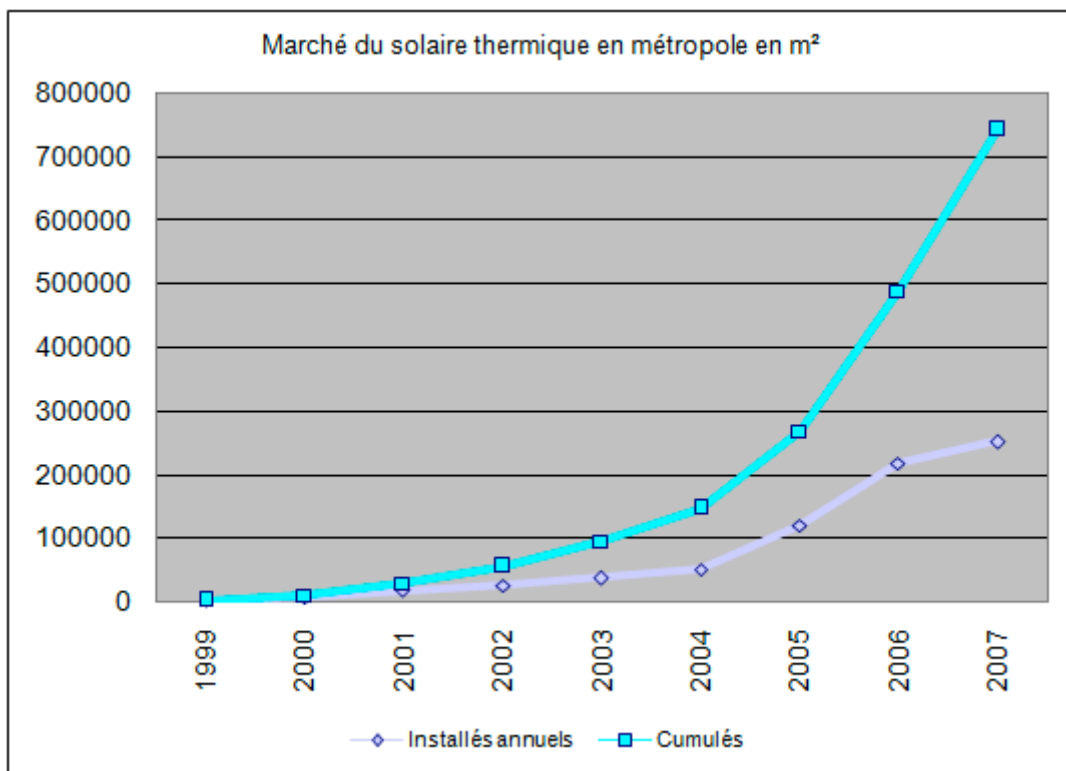


Figure 21 : Marché du solaire thermique en métropole entre 1999 et 2007

Cette relance s'est accélérée pour l'individuel avec la mise en place du crédit d'impôt au taux majoré de 40% à compter du 1^{er} janvier 2005 (taux relevé à 50% en 2006), en substitution des aides de l'ADEME, et grâce au soutien financier des collectivités territoriales (régions). Ainsi, le flux annuel de chauffe-eau solaires individuels est passé de 600 en 2000 à 16 500 en 2005, pour atteindre 39 000 en 2007.

b. Chiffres 2005 : une production de 22 ktep

Le parc solaire thermique en France métropolitaine est estimé fin 2005 à 635 000 m² (chiffres OE), soit une augmentation de 16%, ce qui représente une production de 22,5 ktep en 2005.

En termes de flux bruts, les installations de solaire thermique ont été en 2005 de 113 500 m² (source Enerplan), ce qui représente une augmentation de 115% entre 2004 et 2005.

La répartition par types d'équipements était en 2005 la suivante : 16 500 CESI (66 000 m², à raison de 4m² par CESI), 2 100 SSC (31 500 m²), à raison de 15 m² par SCC) et 16 000 m² pour l'eau chaude collective. Les ventes sont donc à 91% (97 500 m² sur 113 500 m²) dans l'habitat individuel.

Jusqu'à présent, les installations étaient surtout faites dans l'existant (sans doute 85% des chauffe-eau solaire individuels, mais il n'existe pas de statistique fiable), peu dans le neuf. Il n'y a pas de modification flagrante du mode d'insertion du chauffe-eau solaire dans l'existant, avec la mise en place du crédit d'impôt. Si certains particuliers passent à l'eau chaude solaire à l'occasion du remplacement de la totalité du système de chauffage, la tendance dominante demeure l'ajout d'un chauffe-eau solaire (à appoint hydraulique ou électrique) au chauffage central en place, ou la substitution d'un cumulus électrique par un chauffe-eau électro-solaire.

c. Chiffres 2007

Avec 320 000 m² installés en 2007 (métropole + DOM), le parc cumulé fin 2007 (Outre-mer inclus), totalisait 1 489 400 m² installés, soit un équivalent de 1040 MWth.

En termes de flux bruts, en 2007 pour la métropole : environ 39 000 CESI, équivalent à 180 000 m² installés, contre 35 000 unités et plus de 150 000 m² installés en 2006. Pour le SSC, près de 50 000 m², contre 5 000 pièces et 51 000 m² en 2006. Concernant l'eau chaude sanitaire collective, 30 000 m² ont été installés en 2007, contre 22 000 m² en 2006. Le marché métropolitain totalisait 260 000 m² installés en 2007, contre 220 000 m² en 2006.

Jusqu'à présent, les installations solaires sont surtout faites dans l'existant. Le marché est encore peu impacté par l'effet RT 2005, qui est en réalité appliquée depuis fin 2006. Le marché de la construction neuve 2007 portait encore essentiellement sur des demandes de permis de construire soumises à la RT 2000, où l'ECS solaire était peu valorisée.

4.4.3 Dans le monde

La Chine constitue le plus grand marché, avec plus de 10 millions de m² installés par an, tandis que le marché européen a été en 2004 de 1,7 million de m² et enregistre un taux de croissance annuel de l'ordre de 10%. Le parc global européen est de 33 millions de m², ce qui demeure faible au regard de l'objectif de 100 millions de m² d'ici 2010, fixé par le livre blanc de la Commission Européenne sur les énergies renouvelables. Les situations sont variées selon les pays : l'Allemagne est au premier rang avec 40% du parc installé, viennent ensuite la Grèce et l'Autriche. Ces trois pays représentent à eux seuls 74% du parc européen. La France (outre-mer inclus) se situe au quatrième rang³⁸.

4.5 Solaire thermique outre-mer

4.5.1 Caractéristiques

L'équipement couramment utilisé outre-mer est, soit un chauffe-eau à « thermosiphon », où la chaleur circule directement (sans pompe) des capteurs au ballon de stockage, grâce à la différence de température, soit un « autostockeur » solaire, dans lequel les fonctions de captage et de stockage sont assurées par le même élément.

Les installations dans le collectif, utilisant un champ de capteurs centralisé, commencent à se développer.

Pour l'ensemble du parc (maisons individuelles et logements collectifs), le rendement moyen retenu est de 645 kWh/m².an (source Observ'ER/OE).

La surface moyenne retenue pour l'ensemble du parc est de 3 m² par équipement en moyenne (3,6 sur le parc 2005, du fait du surdimensionnement de certaines installations, 3 en prévision 2010 et 2,8 en prévision 2015, le coefficient de 3,6 étant le rapport constaté entre la superficie du parc, telle qu'elle figure dans les prévisions Observ'ER/OE, à savoir 300 000 m², et le nombre de logements à fin 2005, tel qu'il ressort du recensement effectué dans les DOM en 2004-2005, à savoir 83 500 environ (13% du parc de résidences principales).

³⁸ Source : Baromètre Observ'ER

4.5.2 Parc et production

a. Parc actuel

Le parc de capteurs installés en 2005 est de 300 000 m² (source Observ'ER/OE), représentant une production évaluée à 17 ktep en 2005, soit une augmentation de 30% entre la production de 2004 et celle de 2005.

Le parc de logements étant de 738 000 en 2005 (+ 2,5%), dont 10% de logements vacants et 3% de résidences secondaires, le parc de résidences principales était de 640 000 environ en 2005. Il est équipé à 60% de chauffe-eau (385 000 logements).

Avec 83 500 résidences principales équipées de solaire, on a un taux d'équipement solaire de l'ensemble des résidences principales de 13% et de celles équipées d'un chauffe eau de 22%, soit un taux d'équipement supérieur à ce qu'il est en métropole, même s'il reste très insuffisant.

Le nombre de maisons individuelles (457 000) représente 73% de l'ensemble des résidences principales (ratio plus élevé qu'en métropole où il est de 56%), mais l'équipement solaire est concentré à 95% environ sur ce segment. Le taux d'équipement en eau chaude solaire des maisons individuelles est donc de l'ordre de 17%, et celui du collectif de 2%.

Ce taux d'équipement est très inégalement réparti entre les DOM : la Réunion domine le marché depuis des années avec près des deux tiers des réalisations solaires, suivie par la Guadeloupe, puis la Martinique, où le marché a du mal à décoller. A la Réunion, le nombre de foyers équipés serait d'environ 50 000, soit 1 pour 7 habitants, dans les autres DOM il serait de 33 à 35 000.

b. Les flux annuels de ventes

L'opération « 20 000 chauffe-eau solaires » (en parc) a été lancée en 1996 par le ministère de l'industrie, l'ADEME, EDF et les collectivités locales sur la base de subventions. Elle a atteint ses objectifs dès 1999. Depuis, le marché a poursuivi sa dynamique : 41 000 m² environ en 2004, 57 000 m² en 2005 (chiffres Observ'ER/OE, légèrement inférieurs aux chiffres ADEME apparaissant sur ce graphique), soit une augmentation de 39% entre 2004 et 2005.

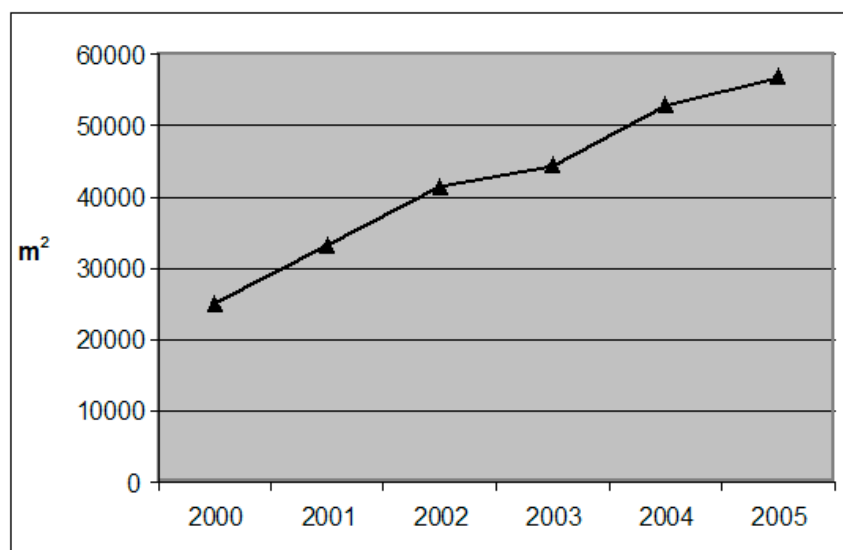


Figure 22 : Surface de capteurs solaires thermiques installés dans les DOM en flux annuels (source : ADEME)

Avec pour le marché solaire de l'année 2005, 84% pour la Réunion, 8% à la Martinique et 8% en

Guadeloupe. Jusqu'en 2007, le marché est essentiellement concentré sur la Réunion. Ce marché stagne à environ 10 000 CESI (contre 12 000 en 2006), avec un marché du collectif qui démarre lentement. Le marché 2007 des DOM est estimé à moins de 49 MWth (70 000 m²).

4.6 Biogaz

Le biogaz est produit lors de la méthanisation des déchets, ce qui en constitue un mode de traitement. En fonction des conditions locales, le gaz ainsi produit peut bénéficier d'une valorisation énergétique par :

- injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel : cette voie de valorisation vient d'être rendue possible à la suite de la parution du rapport de l'Agence Française de Sécurité Sanitaire de l'Environnement et du Travail (AFSSET) d'octobre 2008
- valorisation sous forme de chaleur pour la production d'eau chaude ou de vapeur pour des usages industriels ou collectifs
- cogénération

Selon le degré de valorisation, cette production vient en déduction de la consommation d'énergie du procédé de traitement ou est, pour partie autoconsommée, pour partie vendue.

Le biogaz n'est pas inclus dans la catégorie biomasse, vu sa forme gazeuse. Mais dans la mesure où ses ressources d'origine sont, soit des déchets, soit de la biomasse agricole, où sa valorisation énergétique se fait par combustion, et où il peut également être utilisé comme carburant, sa logique de développement est proche de celle de la biomasse.

4.6.1 Caractéristiques

a. Modes de production et de valorisation

Le biogaz est produit (on dit aussi « capté ») à partir de la digestion anaérobie, c'est-à-dire sans oxygène, de matière organique dans quatre types d'installations fermées :

- les méthaniseurs d'ordures ménagères (6 usines en fonctionnement en 2008),
- les ISDND, Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux, nouvelle appellation des CSDU (Centre de Stockage de Déchets Ultimes) et encore avant des CET (centres d'enfouissement technique), également connues sous l'appellation « décharges d'ordures ménagères » (environ 50 unités),
- les digesteurs de boues d'épuration des stations d'épuration urbaines (environ 100 unités) et industrielles (environ 100 unités),
- et enfin, les méthaniseurs agricoles (environ 10 en service avec une très forte progression)

Dans les décharges fermées, la captation du biogaz, qui est un gaz fatal, est obligatoire depuis un arrêté de 1997 pour les plus grandes et, dans celles-ci, pour les nouveaux « casiers ». En revanche, la valorisation énergétique du biogaz capté reste facultative. Dans les stations d'épuration, la méthanisation est un procédé de traitement parmi d'autres, mais qui permet de réaliser des économies d'énergie, de réduire de la moitié le flux de déchets à traiter ainsi que le potentiel de nuisances olfactives, et, qui, le plus souvent, fait l'objet d'une valorisation énergétique.

Dans la plupart des cas, le biogaz fait l'objet d'une valorisation énergétique (cogénération ou chaudière) d'autant plus que les tarifs d'achat d'électricité produite à partir du biogaz incitent fortement à une valorisation thermique simultanée.

En cas de non valorisation, le biogaz produit est brûlé en torchère.

b. Caractéristiques du biogaz

Si l'on parle de « méthanisation », c'est parce que le biogaz est constitué essentiellement de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂), ces gaz étant présents en proportions inverses l'un de l'autre et variables selon les sources : le méthane représente 45% à 65% en décharge et 55 à 80% dans les méthaniseurs.

C'est un gaz qui peut être corrosif et qui, dans ce cas nécessite une épuration en vue de sa valorisation par le fonctionnement d'équipements électromécaniques (moteurs, turbines). Le degré de corrosivité est variable et dépend plus particulièrement des teneurs en eau, soufre et siloxanes. Son débit de production dépend de la quantité et du type de déchet traité.

c. Décentralisation de la production et de la valorisation

La production de biogaz est nécessairement une production décentralisée ; le degré d'éloignement du méthaniseur par rapport à la matière première dépend de la nature de celle-ci : si elle est liquide, le traitement ne peut se faire que sur place, si elle est solide ou visqueuse, la distance maximale est estimée à respectivement 60 km ou 30 km.

La valorisation énergétique, et surtout thermique, du biogaz, ne peut se faire, quant à elle, qu'à proximité des lieux de consommation. Mais il est possible d'effectuer cette valorisation en un autre lieu que le site de production, soit en réalisant des réseaux de transport du biogaz, soit en injectant le biogaz produit dans des réseaux de gaz naturel. Ces techniques ne s'appliquent qu'à des productions contrôlées de biogaz en méthaniseur en quantité suffisante pour justifier du coût des infrastructures. Par ailleurs, pour l'injection dans un réseau de gaz naturel, il est nécessaire de mettre le biogaz à la norme du gaz de réseau.

La question des risques sanitaires pour la réinjection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel ayant fait l'objet d'un avis positif de l'AFSSET en octobre 2008, la voie est ouverte, à l'image de nombreux pays, de permettre le raccordement des installations industrielles (digesteurs de boues d'épuration, méthaniseurs d'ordures ménagères, décharges) et agricoles au réseau.

Pour le moment aucune installation avec injection opérationnelle n'est mise en place en France. La Communauté Urbaine de Lille développe un projet de méthaniseur avec injection après traitement dans un réseau de Gaz de France Réseau de Distribution pour alimenter une flotte de bus.

Une canalisation de transport dédiée est en fonctionnement à Rillieux-la-Pape.

4.6.2 Parc et production

Les statistiques du MEEDDAT de comptabilité énergétique publient les données suivantes pour la filière biogaz :

- la production brute de biogaz a été de 298 ktep en 2006 et de 309 ktep en 2007,
- la production effectivement valorisée énergétiquement, qui est comptabilisée en énergie primaire, a été de l'ordre de 227 ktep en 2006 et 238 ktep en 2007,
- l'énergie finale thermique a été de l'ordre de 53 ktep en 2006 et de 56 ktep 2007.

Alors que l'énergie finale thermique est stable sur les 3 dernières années, l'énergie finale électrique n'a cessé d'augmenter sous l'effet de la réalisation de nouvelles installations bénéficiant de l'obligation d'achat de l'électricité produite. Elle est passée de 522 GWh en 2006 à 605 GWh en 2007, soit 70 ktep.

a. Les ISDND, Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux : 48 ktep en 2007

En 2003, sur plusieurs centaines de décharges d'une certaine taille, le biogaz fatal était capté à hauteur de 60%. L'arrêté de septembre 1997 déjà mentionné qui rend le captage obligatoire étant progressivement appliqué, le pourcentage du gaz émanant de déchets qui est capté devrait croître jusqu'à atteindre 85%.

Actuellement, 44 sites valorisent le biogaz capté, dont la moitié équipés au cours des trois dernières années.

Cette valorisation se fait principalement sous forme électrique à cause de l'éloignement de ces décharges des zones d'habitation : l'énergie thermique ne représente que 15% de l'énergie valorisée (7 ktep en énergie finale) et est consommée dans le process de production du biogaz.

b. Les méthaniseurs : 51 ktep en 2007

On peut classer ces méthaniseurs, en fonction de leurs sites d'implantation, en cinq catégories, qui sont, par ordre d'importance décroissante :

i - Les méthaniseurs sur stations d'épuration urbaines (STEP) : 68 unités, 30 ktep

Les STEP épurent l'eau des égouts. Sur quelques milliers de stations existantes, la majorité a recours, comme procédé d'épuration, à l'aérobie (technique d'aération) tandis que les autres, au nombre d'environ 120, ont recours à l'anaérobie, c'est-à-dire à la méthanisation des boues. Sur ces 120 méthaniseurs, 68 valorisent le biogaz, les autres le brûlant en torchère.

Ces 68 sites produisent 30 ktep d'énergie thermique, soit environ la moitié de la production totale de biogaz. Cette énergie thermique est autoconsommée dans le process d'épuration, soit pour le fonctionnement du digesteur, soit pour le séchage ou le conditionnement des boues.

ii - Les méthaniseurs sur stations d'épurations industrielles : 20 unités, 23 ktep en 2007

Il y a 103 stations d'épuration industrielles fonctionnant par méthanisation, les autres fonctionnant par aérobie. Ces installations relèvent des industries agroalimentaires (conserveries, laiteries, brasseries), des distilleries et caves vinicoles, des industries de la papeterie. L'installation d'unités de méthanisation industrielle est en augmentation, tant sur des unités de petite taille (caves vinicoles, laiteries) que sur celles de plus grande capacité (brasseries, papeteries).

Ces installations valorisent le biogaz et produisent 23 ktep d'énergie thermique. Cette énergie est autoconsommée, soit pour le process, soit pour le chauffage de locaux.

iii - Les installations de méthanisation des déchets ménagers : 6 unités, 2 ktep

La France a été le premier pays à se lancer dans ce procédé avec l'implantation en 1988 du site d'Amiens, qui est un site de production de chaleur seule, alimentant des industries dans une zone industrielle ; depuis 2002, elle compte une deuxième unité à Varennes-Jarcy (Essonne), qui fonctionne en cogénération, la chaleur produite alimentant le process et dès lors le procédé s'est développé avec 6 usines en fonctionnement en 2008.

Une dizaine d'unités sont en projet ou en cours de construction, dont deux prévues en Seine Saint Denis.

Cette fraction des déchets devra, pour respecter une directive européenne de 1999 sur les décharges, migrer, pour au moins 75% des décharges, vers des formes de traitement de déchets autres que la dégradation naturelle (incinération, compostage, méthanisation...). La méthanisation de la fraction fermentescible des ordures ménagères devrait donc se développer ces prochaines années dans des

installations de taille moyenne ou grande, là où cette technique est souvent la plus performante d'un point de vue énergétique et environnemental.

iv - Les installations de méthanisation agricoles de « déjections animales » : 5 unités, production marginale (0,2 ktep)

Une seule de ces cinq unités fait de la codigestion, en plus du traitement de déjections. Les « substrats » en question peuvent être des résidus ou invendus de production agricole ou d'industries agroalimentaires, des résidus de jardinage, et autres produits susceptibles de fermenter.

La méthanisation n'est qu'une option parmi d'autres traitements possibles dans la mesure où le traitement des déjections animales ne revêt pas encore, à ce jour, de caractère obligatoire, même s'il existe des réglementations en la matière.

La réduction en cours des tonnages de matières organiques autorisés en décharge devrait créer un contexte favorable à la création de ce type d'installations dans les prochaines années.

En 2008, plus de 100 projets de méthanisation agricole sont recensés par l'ADEME en France.

4.6.3 En Europe

La France se classe au quatrième rang sur 25 en valeur absolue, mais sa production ne représente que 5,2% de la production européenne, évaluée à 5 900 ktep en 2007.

En effet, depuis une dizaine d'années, la valorisation énergétique du biogaz a pris une place importante dans l'Union Européenne.

L'Allemagne est particulièrement avancée dans ce domaine : en 2005, on y comptait 3 500 installations de méthanisation. Certaines installations de méthanisation agricole de plantes entières utilisent des cultures énergétiques dédiées.

4.7 Valorisation thermique de déchets urbains solides organiques

Les déchets urbains solides sont considérés comme une forme de biomasse. Toutefois, leur spécificité justifie une analyse séparée.

En France, le traitement des ordures ménagères, se répartit ainsi (source : ITOM 2006) :

- traitement thermique par incinération : 27,2%, avec et sans valorisation énergétique,
- stockage de classe 2 : 48,3% en centres de stockage définitif (CSD), avec et sans valorisation énergétique,
- traitement biologique: 10,9% (compostage, méthanisation),
- recyclage : 13,5%.

Sur un tonnage global d'ordures ménagères de 47,5 millions de tonnes, 27%, soit 12,8 millions de tonnes, sont incinérés. Il faut noter qu'en dépit de leur appellation, les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM) ne traitent pas exclusivement des ordures ménagères ; les proportions sont les suivantes : 89% d'ordures ménagères, 9% de déchets industriels banals (DIB) et 2% de déchets divers.

4.7.1 Parc actuel

En 2006, on comptait 128 UIOM.

Le parc des incinérateurs a diminué de plus de la moitié en 10 ans, passant de 300 installations en 1993 à 165 en 2002 et 128 en 2006. Cette évolution résulte notamment de la mise en conformité avec la législation environnementale³⁹, qui a conduit à la fermeture de nombreux incinérateurs anciens et de petite taille, dont la plupart ne faisaient pas de valorisation énergétique. Malgré ce recul du nombre d'installations, le tonnage de déchets incinérés a été en augmentation entre 2000 et 2004 (+8%) mais est en baisse de 5% depuis 2004.

Sur les 12,8 millions de tonnes de déchets incinérés, 96% font l'objet d'une valorisation énergétique, dans 110 UIOM sur les 128 mentionnés. La plus grande partie de l'incinération se fait dans des incinérateurs de très grosse capacité.

Seuls les déchets faisant l'objet d'une valorisation énergétique sont comptabilisés dans les bilans de l'OE. Par ailleurs, 50% seulement sont, depuis 2005, considérés comme organiques et donc d'origine renouvelable, l'autre moitié étant considérée comme d'origine non renouvelable. Ce pourcentage est celui qui a été défini par Eurostat et l'AIE (l'Agence Internationale de l'Energie) en l'absence de données plus précises. Il s'applique à partir de 2005 et rétrospectivement sur les années antérieures.

La valorisation énergétique se fait, selon les cas, sous forme électrique seulement, thermique seulement, ou par cogénération.

4.7.2 Production actuelle : 313 ktep en 2007

Globalement, la part d'énergie thermique dans l'énergie totale produite est de 68%. En valeur absolue elle a été de 310 ktep en 2006, et de 313 ktep en 2007, ce qui en fait la troisième production de chaleur renouvelable.

La chaleur est autoconsommée à hauteur de 15% par les UIOM. Les 85% vendus alimentent pour la plus grande partie des réseaux de chaleur (soit à hauteur de 75% environ du total de la chaleur produite) et, pour le reste, des industriels pour leur chaleur process.

Production thermique En ktep	2006			2007		
	Unités de chaleur seule	Unités fonctionnant en cogénération	Chaleur totale renouvelable	Unités de chaleur seule	Unités fonctionnant en cogénération	Chaleur totale renouvelable
France	59,7	250,4	310	58,5	254,5	313

Tableau 10 : Production thermique des UIOM en 2006 et 2007

Depuis 2004, la valorisation thermique a baissé de 13% passant de 361 ktep à 313 ktep. Cette diminution s'explique par l'arrêt momentané de certaines installations (poursuite des travaux de mise en conformité) et la stabilité du parc en nombre d'installations depuis 2004.

5. LA COGENERATION

La cogénération est, selon les termes de la directive 2004/8/CE du 11 février 2004, « la production simultanée, dans un seul processus, d'énergie thermique et électrique et/ou mécanique »⁴⁰. L'utilisation

³⁹ L'arrêté du 20 septembre 2002 relatif aux installations d'incinération et de co-incinération des déchets non dangereux.

⁴⁰ L'énergie mécanique est, dans la quasi totalité des cas, transformée en électricité par couplage avec un alternateur, si bien qu'on ne parle en général, pour simplifier, que de production électrique.

de l'électricité et de la chaleur produites simultanément permet de réduire les pertes d'énergie par rapport à des productions séparées.

La production classique d'électricité par des centrales thermiques génère une quantité de chaleur inutilisée libérée dans l'environnement. Dans un système de cogénération, cette chaleur est affectée à un besoin local : process industriel (on parle alors de cogénération industrielle), réseau de chaleur ou chaufferie (on parle de cogénération climatique). Quant à l'électricité, elle est soit vendue à l'entreprise locale de distribution d'électricité, dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat (à hauteur de 77% d'après l'OE), soit autoconsommée sur le site (notamment quand il s'agit de petites installations).

La cogénération peut s'appliquer à des échelles de production très différentes : de quelques kW dans une maison individuelle à plusieurs centaines de mégawatts (MW) dans l'industrie. Elle est compatible avec différents types de combustibles : gaz, fioul, charbon, énergies renouvelables.

La cogénération appliquée au domaine de la maison individuelle résulte de l'intégration d'une chaudière à condensation et d'un moteur Stirling. Plusieurs expérimentations ont eu lieu en France récemment, et un développement est attendu dans les prochaines années. La production d'électricité (10 à 15% de la consommation de gaz) permet de couvrir une partie des besoins d'électricité domestique.

Les données présentées dans ce qui suit reprennent les résultats d'une étude menée en 2005 par le CEREN (centre d'études et de recherche sur l'énergie) sur le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003. Les données de cette étude restent intéressantes dans la mesure où elles concernent l'ensemble des équipements de cogénération et que le parc est resté globalement stable depuis cette date avec toutefois l'arrêt de certaines installations notamment équipées par des turbines à vapeur et une production d'énergie en baisse en raison de la hausse du prix des combustibles fossiles notamment le gaz naturel.

5.1 Parc français des équipements de cogénération

5.1.1 Parc actuel

Nombre d'équipements	1 488
Puissance électrique (MW)	6 669
Puissance électrique en cogénération (MW)⁴¹	6 336
Puissance en chaleur (MW)	20 489
Production⁴² d'électricité (GWh)	25 262
Production d'électricité cogénérée (GWh)	23 408
Vente d'électricité (GWh)	17 168
Production⁴³ de chaleur (GWh)	68 009
Consommation de combustibles (GWh)	119 773

Tableau 11 : Parc français des équipements de cogénération

A cette date, le parc des équipements de cogénération existant en France est estimé à 1 488

⁴¹ les notions de puissance et production d'électricité cogénérée viennent des définitions d'Eurostat

⁴² la production demandée dans le questionnaire est la production nette (c'est-à-dire qu'on enlève l'autoconsommation des équipements de cogénération)

⁴³ en sortie de l'échangeur (ou des échangeurs) de récupération

équipements, d'une puissance totale électrique de 6 669 MW et chaleur de 20 489 MW. La production annuelle d'énergie est de 25,3 TWh d'électricité et de 68 TWh de chaleur en 2003. La consommation de combustibles est de 120 TWh ou 10,3 Mtep. Ces équipements sont installés dans 832 installations.

5.1.2 Evolution passée et récente

La plus grande partie des équipements a été installée entre 1997 et 2000, majoritairement dans l'industrie et avec une alimentation au gaz naturel, suite à la mise en place, sans limitation de puissance, de l'obligation d'achat (voir infra). Depuis la mise en place du plafond de 12 MWe pour les cogénérations autres que celles desservant les réseaux de chaleur, il ne s'est plus construit d'équipement d'une puissance supérieure à 12 MWe, sauf l'exception notable de la centrale de Gonfreville, sur la raffinerie de Total, d'une puissance de 250 MWe. La figure 23 montre l'évolution du parc de centrales au gaz naturel depuis 1991 : son développement considérable entre 1997 et 2000, sa quasi stabilité depuis lors.

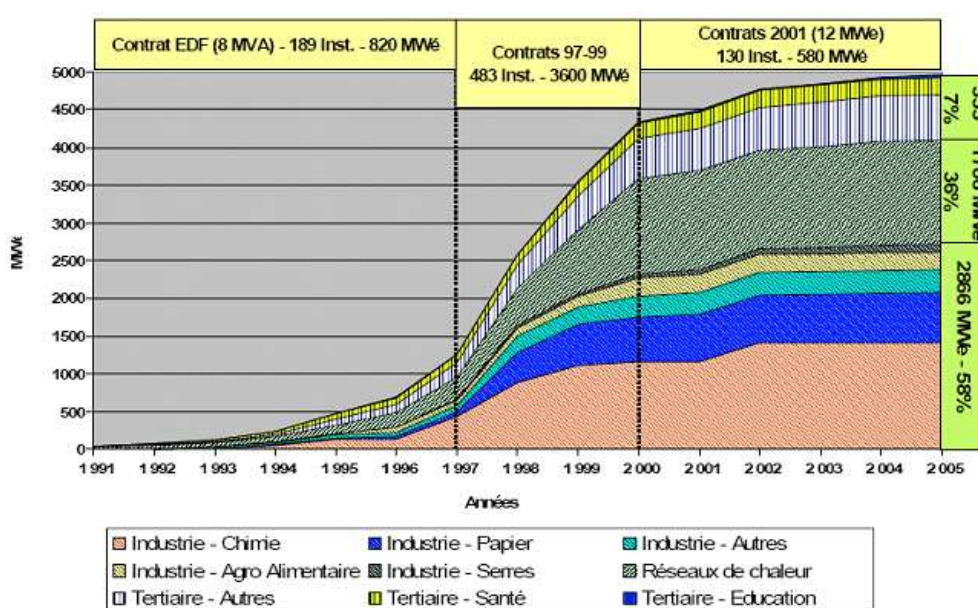


Figure 23 : Puissances électriques cumulées du parc d'installations de cogénération au gaz naturel (source : ATEE)

5.2 Parc français des équipements de cogénération par type d'équipement

Malgré les fortes ventes de turbines et moteurs à combustion de ces dernières années, le parc existant des installations de cogénération reste caractérisé par le poids prédominant des turbines à vapeur.

En revanche, ce sont les turbines à combustion qui génèrent de loin la plus grosse part d'électricité produite (53% contre 50% en 2002) et qui détiennent la puissance électrique la plus importante (plus de 3 000 MW).

Cette part majeure des turbines à vapeur est cependant en recul sensible : le parc des turbines à vapeur n'a guère changé depuis le 31 décembre 1993, tandis que le parc des turbines à combustion a été multiplié par 3 et que celui des moteurs thermiques l'a été par 6. La comparaison de nos deux enquêtes successives corrobore cette évolution puisque le nombre de turbines à vapeur diminue sensiblement entre 2002 et 2003 alors que le nombre de turbines à combustion s'accroît. Le poids des turbines à vapeur, estimé à 65% de la production de chaleur était de l'ordre de 73% en 2002.

	Turbines à vapeur	Turbines à combustion	Moteurs à combustion	TOTAL
Nombre d'équipements	267	227	994	1 488
Puissance électrique (MW)	1 914	3 268	1 488	6 669
Puissance en chaleur (MW)	13 713	5 118	1 657	20 489
Production d'électricité (GWh)	7 320	13 375	4 567	25 262
Production de chaleur (GWh)	43 941	19 287	4 781	68 009
Consommation de combustibles (GWh)	64 767	42 475	12 530	119 773
Rapport chaleur/électricité (kWh_{th}/kWh_e)	6,0	1,4	1,05	2,7
Rendement global (%)	79 %	77 %	75 %	78 %
Rendement électrique (%)	11 %	31 %	36 %	21 %

Tableau 12 : Parc français des équipements de cogénération par type d'équipement

Le parc en cours de construction se distingue totalement du parc existant par la faible place des turbines à vapeur, le nombre très important des moteurs à combustion et la prédominance des turbines à combustion dans la puissance commandée.

5.2.1 Les turbines à vapeur

La turbine à vapeur reste encore une technique de cogénération qui fournit beaucoup d'énergie :

267 équipements (dont une majorité ayant leur puissance comprise entre 2 et 20 MW : 80%), soit 18% du parc des équipements de cogénération.

Puissance : 1 914 MW_e, soit 29% du total et 13 713 MW_{th}, soit 67% du total.

Production : 7,3 TWh_e, soit 29% du total et 44 TWh_{th}, soit 65% du total.

74 % d'entre elles sont des turbines à vapeur à contrepression, 15 % des turbines à vapeur à condensation et soutirage, 11 % des turbines à vapeur à contrepression et soutirage. Ce sont des équipements de puissance importante, leur puissance moyenne électrique est de 7 MW.

Leur rendement énergétique est élevé, il est en moyenne de 79%. Leur rendement électrique est faible, autour de 11%.

Les turbines à vapeur sont très âgées avec 47% du parc de plus de 30 ans.

5.2.2 Les moteurs à combustion

Les moteurs sont la première technique de cogénération utilisée en termes de parc :

994 équipements (de puissance supérieure à 100 kW), soit 67% du parc.

C'est un parc très jeune, qui fut en pleine expansion à la fin des années 1990, augmentant de 150% en 5 ans. Toutefois, le parc est en légère baisse entre 2002 et 2003. 91% du parc des moteurs sont âgés de moins de 10 ans (dont 55% de moins de 5 ans).

Ce sont des équipements de puissance peu élevée : 75% du parc étant de puissance inférieure à 2 MW_e. La puissance moyenne est de 1,5 MW_e.

Leur puissance totale électrique est de 1 488 MW, soit 22% de la puissance installée en cogénération.

Leur rendement électrique est élevé, en moyenne de 36%.

Leur ratio caractéristique chaleur/force est faible, en moyenne de 1,05 kWh_{th}/kWh_e. Il est en fait plus faible lorsque la récupération de chaleur ne se fait que sur les gaz d'échappement du moteur thermique ou sur l'eau de refroidissement du moteur, plus forte lorsque la récupération est double.

5.2.3 Les turbines à combustion

En termes de puissance électrique ou de production d'électricité, les turbines à combustion sont la première technique de cogénération. On en recense 227, dont 127 avec une chaudière de récupération en postcombustion (de puissance supérieure ou égale à 500 kW).

Ce sont des équipements de puissance unitaire allant de 500 kW à plus de 100 MW, en moyenne de 14 MW. On peut noter des mises en service récentes de turbines de taille élevée, autour de 40 MW et jusqu'à 130 MW.

48% des turbines à combustion ont une puissance comprise entre 2 et 10 MW.

Leur ratio caractéristique chaleur/force se rapproche de celui des moteurs, en moyenne de 1,4 kWh_{th}/kWh_e ce qui s'explique par la percée des turbines aérodérivatives ayant des rendements électriques élevés, entre 35 et 40%, notamment dans le segment des puissances élevées.

Le rendement électrique moyen est ainsi passé de 24% pour le parc au 31 décembre 1993 à 31% pour le parc au 31 décembre 2003.

Le rendement moyen des turbines à combustion est de 77%.

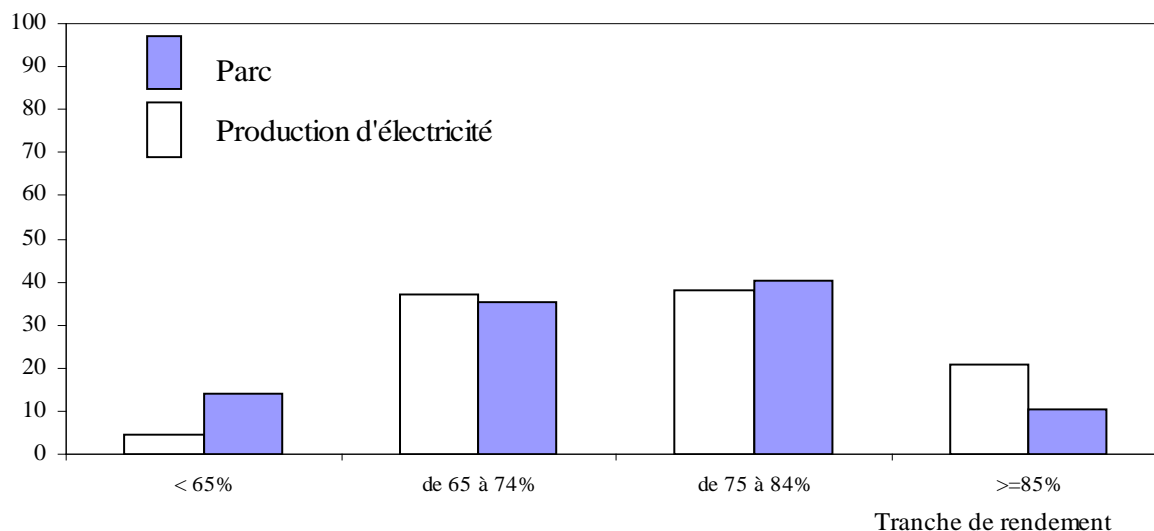


Figure 24 : Parc français des équipements de cogénération par tranche de rendement

Les moteurs sont relativement jeunes avec 56% âgés de moins de 5 ans.

5.3 La consommation énergétique

La consommation de combustibles des équipements de cogénération s'élève en 2003 à 10,3 Mtep ou 120 TWh, soit environ 3,8% de la consommation d'énergie primaire en France (274 Mtep, après correction du climat).

Les turbines à vapeur sont alimentées par des chaudières utilisant une grande diversité de combustibles. Sur l'ensemble des techniques, les combustibles consommés se classent comme suit :

- le gaz naturel avec 65 TWh (soit 55% du total), concentre 14,4% de la consommation de gaz naturel en France (451 TWh) ; les ordures ménagères, avec 15 TWh (soit 12% du total) ;
- les résidus de papeterie, avec 10 TWh (soit 8% du total) ;
- les autres gaz (gaz de raffinerie, gaz de haut fourneau, de cokerie et d'aciérie et gaz fatals), avec 9 TWh (soit 8% du total)
- le fuel lourd (y compris le fuel à haute viscosité), avec 9 TWh (soit 7% du total) ;
- le charbon, avec 4 TWh (soit 4% du total) ;
- le bois, déchets de bois et paille, avec 2,5 TWh (soit 2% du total) ;
- la vapeur achetée, avec 2,1 TWh ; l'énergie primaire à l'origine de ces consommations est la plupart du temps le gaz naturel ;
- les autres déchets, avec 1,2 TWh (soit 1% du total) ;
- la chaleur de récupération (c'est-à-dire récupération de chaleur sur fours ou réactions exothermiques), avec 824 GWh, essentiellement dans le secteur de la chimie, dans lequel la production des chaudières de récupération est estimée entre 15 et 20 TWh ;
- le GPL, avec 421 GWh (soit 0,4% du total) ;
- le FOD, avec 56 GWh.

5.3.1 Les turbines à vapeur

Leur consommation de combustibles s'élève à 65 TWh, soit 54% de la consommation totale des équipements de cogénération existant au 31 décembre 2003. 50% de leur consommation sont dus aux turbines à contrepression, 31% aux turbines avec soutirage et contrepression et 19% aux turbines avec soutirage et condensation.

Les turbines à vapeur sont essentiellement utilisées dans l'industrie (54%), mais également dans les raffineries (23%) et usines d'incinération d'ordures ménagères (23%).

Les combustibles utilisés sont variés et il n'y a pas de combustible dominant. Les ordures ménagères et le gaz naturel sont les combustibles les plus employés (respectivement 23% et 18% du total), ils devancent les résidus de papeterie (15%), le fuel lourd (13%) et les gaz de raffinerie (13%).

5.3.2 Les turbines à combustion

Leur consommation de combustibles s'élève à 42 TWh, soit 35% de la consommation totale des équipements de cogénération. Les turbines à combustion sont principalement gérées par le secteur des fournisseurs de chaleur (66%) ainsi que le secteur industrie (24%). 74% des combustibles sont consommés dans l'industrie en tant que secteur utilisateur (de la vapeur).

Bien que moins nombreuses, les turbines avec chaudières à postcombustion consomment plus que celles avec chaudières sans postcombustion. Le premier combustible employé est de très loin le gaz naturel (97%).

Signalons la présence parmi les turbines à combustion de quelques cycles combinés.

5.3.3 Les moteurs

Leur consommation de combustibles est passée de 1,2 TWh en 1994 à 3,5 TWh en fin 1997, 10 TWh fin 2000 et 12,5 TWh fin 2002 et fin 2003.

Le premier combustible employé est de très loin le gaz naturel (99%).

En termes de secteur utilisateur, les réseaux de chaleur abritent la plus grande part du parc des moteurs avec 56%. Les secteurs tertiaire et industrie concentrent respectivement 20% et 14% du parc des moteurs. Par ailleurs, la gestion est largement assurée par le secteur des fournisseurs de chaleur avec 69% des installations.

5.4 Parc des équipements de cogénération par secteur d'activité utilisateur de la chaleur

Il apparaît que, sur un ensemble de 530 équipements localisés dans le secteur industrie, 385 équipements sont gérés par l'établissement industriel lui-même, soit une production d'électricité de 6 692 sur un total de 14 407 GWh. La production d'électricité des 145 équipements restant est gérée par un exploitant appartenant au secteur « fournisseurs de chaleur » ou « énergie », qui vend la vapeur à l'établissement utilisateur et l'électricité au réseau le plus souvent (7 715 GWh de production d'électricité).

Dans le secteur tertiaire, sur 246 équipements, 120 sont gérés par l'établissement lui-même et 126 par un exploitant, soit une production d'électricité de 461 GWh en interne et 647 par recours à un tiers. Pour l'agriculture, sur 50, 27 équipements sont gérés par l'établissement lui-même et 23 par un exploitant, soit une production d'électricité de 138 GWh en interne et 130 par achat à un tiers.

	Industrie	Tertiaire	Fournisseurs	Energie	Agriculture	TOTAL
Nombre d'équipements	530	246	554	108	50	1488
Puissance électrique	3955	324	1769	546	75	6669
Puissance électrique	3743	310	1666	544	74	6336
Puissance chaleur	13066	391	3540	3401	91	20489
Production d'électricité	14407	1108	6667	2812	268	25262
Production d'électricité cogénérée (Eurostat)	13124	1011	6225	2796	252	23408
Vente d'électricité	9675	814	5624	802	252	17168
Production chaleur	39908	1307	14382	12104	307	68009
Consommation de combustibles	69087	3213	29227	17496	750	119773

(Puissance en MW et production, ventes et consommation en GWh)

Tableau 13 : Parc des équipements de cogénération par secteur d'activité utilisateur de la chaleur

6. LES RESEAUX DE CHALEUR

Les réseaux de chaleur ont un rôle essentiel à jouer pour atteindre les objectifs de développement de la chaleur renouvelable. Ils sont d'une part l'expression de la volonté d'une collectivité territoriale de se saisir de l'ensemble des enjeux liés à l'énergie et donc en particulier de ceux qui sont liés à l'usage, à la distribution et à la production de chaleur. D'autre part, techniquement, ils permettent d'utiliser des énergies « difficiles » et, s'agissant de renouvelables, la biomasse sous toutes ses formes, la géothermie et l'incinération des déchets. En outre, les réseaux de chaleur permettent de mieux contrôler les émissions polluantes, notamment en cas de combustion de biomasse.

Le COMOP 10 chiffre ainsi à 3,2 Mtep le volume de renouvelables à mobiliser via les réseaux de chaleur en 2020 (biomasse : 1200 ktep ; géothermie profonde : 500 ktep ; part ENR des UIOM et bois DIB : 900 ktep ; biogaz : 555 ktep).

6.1 Définition et caractéristiques

Un réseau de chaleur est une installation qui comprend une ou plusieurs sources de chaleur, un réseau primaire de canalisations empruntant la voirie publique ou privée et aboutissant à des postes de livraison de la chaleur aux utilisateurs, les sous-stations.

Généralement, les réseaux produisent leur chaleur par combustion d'énergie fossile, de biomasse ou de déchets ou par géothermie. Ils permettent également la récupération de chaleur sur une usine d'incinération ou un process industriel, gérée par une autre entité.

Un réseau de chaleur est, dans la majorité des cas, alimenté par au moins deux énergies différentes, et, s'il y a cogénération, par un mix cogénération / production de chaleur seule.

Il faut enfin distinguer la définition technique (qui suppose plus d'un bâtiment desservi) et la définition juridique (qui suppose plus d'un client desservi). Dans ce dernier cas, il y a vente de chaleur généralement sous la forme d'une tarification binomiale (un abonnement et une consommation) et application d'une TVA.

6.2 Parc et production

Les chiffres principaux, issus de l'enquête de branche portant sur les données 2007 des réseaux thermiques, font état de :

- 425 réseaux de chaleur et de froid, sans compter les réseaux de moins de 3,5 MW souvent alimentés par de la biomasse.
- Une puissance totale installée de 18 GWth et une puissance « garantie », c'est-à-dire apportée par des sources extérieures (usines d'incinération de déchets notamment) de 3 GW. La dispersion des réseaux, en termes de puissances installées, est importante. Mais si l'on excepte les deux réseaux les plus importants, qui représentent 3,8 GW à eux deux, la puissance thermique moyenne installée des réseaux est d'environ 30 MW.
- 211 réseaux équipés de cogénérations, représentant une puissance électrique de 1,7 GW et une puissance thermique de 2,3 GW. Ici également, si l'on excepte les deux réseaux les plus importants, ces puissances sont ramenées respectivement à 1,4 GWe et 1,9 GWth, soit des puissances moyennes de 7 MWe et 9 MWth.
- Une production thermique livrée de 2000 ktep (23 200 GWh), qui représente de l'ordre de 5% de la chaleur consommée dans le résidentiel-tertiaire.
- 3300 km de conduites et 23 800 points de livraison desservent différents type d'usagers

(résidentiel et tertiaire pour l'essentiel, mais également industriel...) représentant 2,1 millions d'équivalents logements (1,2 millions de logements sont effectivement raccordés).

La production de chaleur et d'électricité est à peu près constante depuis quelques années, hors variation climatique.

6.3 Répartition par énergies

La figure 25 présente la répartition par énergies des réseaux de chaleur tels qu'ils résultent de la dernière enquête SNCU qui porte sur les données 2007. Elle intègre, parmi les 425 réseaux recensés, 39 réseaux de chaleur d'une capacité unitaire inférieure à 3,5 MW, dont 13 réseaux biomasse. Un recensement plus complet de ces réseaux est en cours ; on peut estimer que la part de la biomasse dans le bouquet énergétique des réseaux sera de ce fait légèrement majorée dans les résultats de l'enquête.

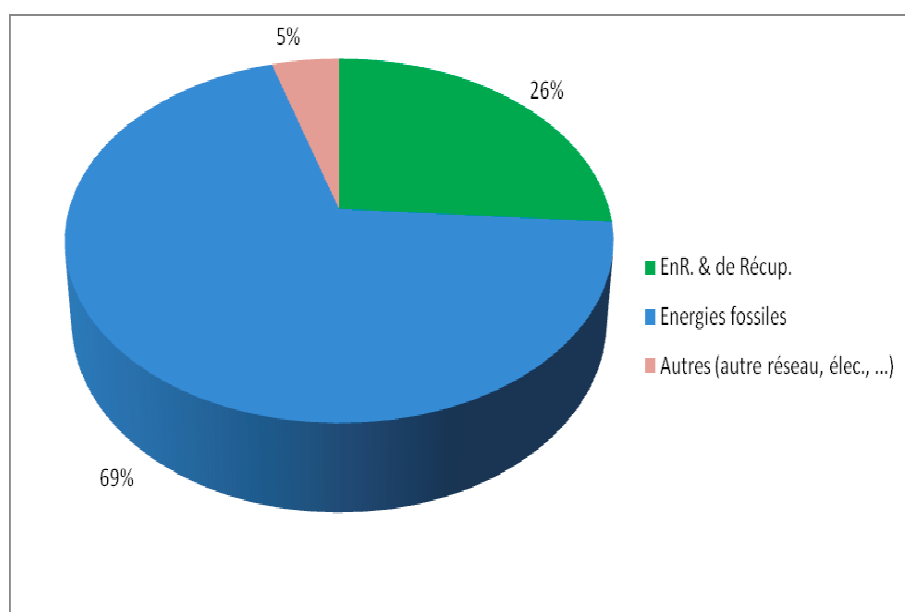


Figure 25 : Panier énergétique des réseaux de chaleur en 2007 (source : SNCU)

Seuls 35% des réseaux, produisant 15% de la chaleur totale, sont mono-énergie ; 42% d'entre eux, produisant 29% de la chaleur totale, sont bi-énergie (avant tout fioul lourd et gaz, mais également UIOM et géothermie), tandis que les autres (23%) sont tri ou multi-énergies et produisent 56% de l'énergie finale. 44% de l'énergie totale entrante est affectée aux équipements de cogénération des réseaux de chaleur.

6.3.1 Énergies conventionnelles

Les énergies dites conventionnelles et les autres énergies non considérées comme renouvelables ou de récupération (chaudières électriques, cogénérations, autres réseaux) représentent encore la majorité (près de 75%) des énergies consommées avec notamment 50% pour le gaz, dont 70% est affecté aux équipements de cogénération.

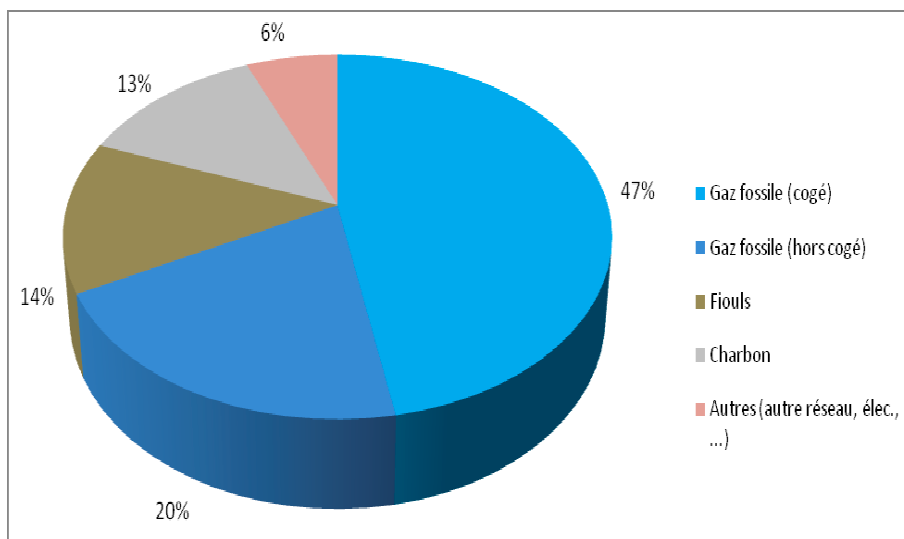


Figure 26 : Energies conventionnelles dans les réseaux de chaleur

6.3.2 *Énergies renouvelables et de récupération*

Les énergies renouvelables et de récupération représentent 26% du bouquet énergétique des réseaux.

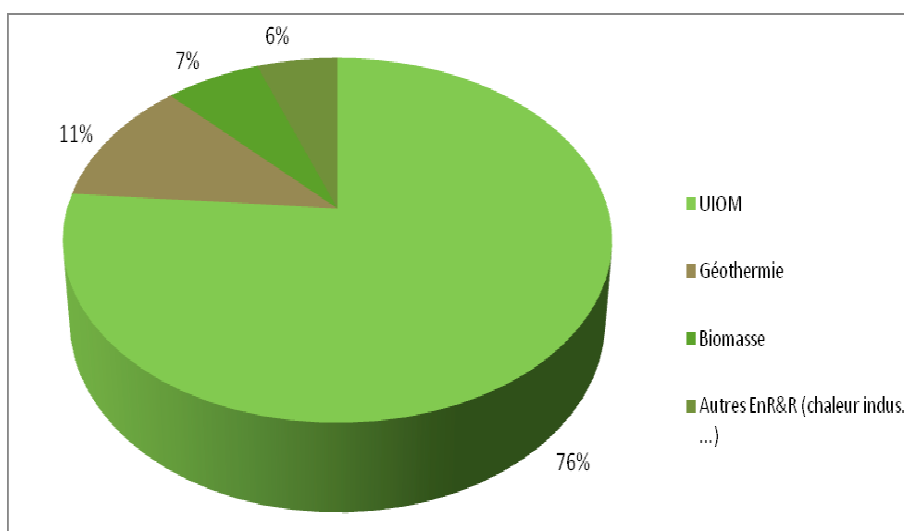


Figure 27 : Energies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur

Par ordre d'importance décroissante, elles comprennent :

- Les UIOM (unités d'incinération d'ordures ménagères) : la chaleur renouvelable et de récupération en provenance des UIOM compte pour 20% (une moitié étant considérée comme énergie renouvelable et l'autre comme énergie de récupération). Elle peut en effet être évaluée en 2007 à 464 ktep (5 400 GWh), ce qui représente 75% de la chaleur totale produite par les UIOM, dont les réseaux de chaleur sont le principal débouché. Sur les 110 UIOM existantes, 70 ont une valorisation thermique, 55 alimentent des réseaux de chaleur.
- La géothermie : il existe 33 réseaux de chaleur géothermiques, dont 28 en Ile-de-France. La chaleur renouvelable géothermique compte pour 3% de l'énergie totale. La puissance unitaire moyenne est de 8 MWth. Ces réseaux géothermiques sont multi-énergies, comme indiqué dans le chapitre

consacré à la géothermie. Ainsi, en région parisienne, le réseau de Chevilly-Larue livre 132 000 MWh par an, alimenté à hauteur de 55% par de la géothermie.

- La biomasse (et marginalement de la biomasse agricole) : comme indiqué plus haut, l'enquête de branche 2007 ne prend en compte qu'une partie des réseaux de chaleur biomasse de moins de 3,5 MW. La biomasse représente dans l'enquête de branche actuelle 40 ktep (469 GWh), soit 2% du bouquet énergétique. D'après une enquête ADEME/CIBE/AMORCE réalisée en 2007, il existe une centaine de réseaux et la part de la biomasse pourrait être estimée à 80 ktep.

Les combustibles bois sont de trois sortes : les sous-produits de l'industrie du bois (65%), les déchets de bois (25%) et les plaquettes (10%). La biomasse agricole reste encore marginale mais la valorisation de la paille dans les régions excédentaires est envisageable.

En 1995, il n'y avait que 10 réseaux de chaleur au bois. Les plans bois-énergie successifs ont permis de développer de nouveaux réseaux, essentiellement de petite taille. La puissance totale installée est de 240 MW, soit une puissance unitaire moyenne de seulement 5 MW :

- 19 seulement ont une puissance qui dépasse 3,5 MW, les chaufferies urbaines sont moins nombreuses, mais plus puissantes ; les plus importantes sont celles de Grenoble, Felletin et de Vitry le François, qui ont respectivement une puissance unitaire biomasse de 30 MW pour le premier et 16 MW pour les deux autres.
- la plupart ont une puissance de 1 à 5 MW, dans des petites villes de quelques milliers d'habitants.
- des micro-réseaux de quelques centaines de kilowatts peuvent être intéressants dans des cas particuliers, par exemple lorsqu'il existe une scierie à proximité.

6.3.3 Part de la cogénération

211 réseaux intègrent des équipements de cogénération, soit un réseau sur deux. Les équipements de cogénération sont essentiellement alimentés par du gaz. Le charbon, la biomasse et, dans une moindre mesure, le gaz de récupération sont également utilisés dans les cogénérations installées sur des réseaux de chaleur. Globalement, la cogénération et les UIOM entrent pour 50% dans le bouquet énergétique de la production de chaleur par les réseaux.

Les installations de cogénération sont toujours assorties d'une installation de production de chaleur seule (pour la pointe l'hiver et pour la période de l'année où la cogénération ne fonctionne pas).

6.4 Clientèle des réseaux de chaleur

Près de 60% de la chaleur livrée, soit 1 200 ktep (13 920 GWh), vont au résidentiel. Le reste est essentiellement destiné au secteur tertiaire et à l'industrie (dont 14% aux hôpitaux et les établissements scolaires).

Les derniers chiffres de l'enquête de branche font apparaître que les réseaux de chaleur desservent 1,2 millions de logements. Ces logements sont pour plus de la moitié des logements sociaux ; ils représentent 17% de l'ensemble des logements sociaux. Un tiers de la chaleur vendue par les réseaux de chaleur dessert des logements sociaux.

Les réseaux urbains alimentent surtout les grands quartiers d'habitat dense en périphérie des villes. D'une façon générale, plus la zone d'habitation desservie est dense, moins le transport de chaleur revient cher, mais plus le coût de pose des conduites est élevé.

Le réseau de Paris exploité par la CPCU

Le réseau le plus important est celui qui est exploité à Paris par la Compagnie Parisienne de Chauffage

Urbain (CPCU) : 437 km de conduites, 5340 immeubles raccordés et un tiers du chauffage collectif dans Paris, distribuant environ 0,5 Mtep de chaleur produite pour près de la moitié par des usines d'incinération et le reste par des énergies conventionnelles, 27% de la chaleur totale étant produite par cogénération. C'est le seul réseau français où la chaleur est transportée sous forme de vapeur.

Autres exemples de réseaux urbains

Le deuxième réseau le plus important est celui de Grenoble. Il a une capacité de 529 MW d'énergie thermique, à quoi s'ajoutent 12 MW de puissance électrique. La longueur du réseau est de 150 km, la production étant de 754 GWh (soit 65 ktep). Ce réseau est alimenté à hauteur de 54% par des énergies fossiles (dont 25% est utilisé par la cogénération), de 35% par la chaleur d'UIOM ou d'incinération de farines animales, et pour les 11% restants à partir de biomasse (essentiellement bois), ce ratio étant parti de 6% en 2005 pour tendre vers 14% en 2009.

Près de Bordeaux et à Colmar sont installés deux réseaux distribuant chacun 11 ktep, produites à 60% par la chaleur d'une UIOM. A Besançon, un réseau de taille équivalente est alimenté à hauteur de 34% par une UIOM.

6.5 Positionnement en Europe

Les pays d'Europe où les réseaux de chaleur sont les plus développés sont les pays de l'Est, la Suède, l'Islande et l'Allemagne. En Suède, au Danemark et en Finlande, où ils ont été largement encouragés pour valoriser les énergies renouvelables et de récupération, plus de la moitié des logements sont chauffés par des réseaux de chaleur.

7. VALORISATION DE LA CHALEUR FATALE

Par chaleur fatale, on entend une production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées. Il peut s'agir de sites de production d'énergie (les centrales nucléaires), de sites de production industrielle, de bâtiments tertiaires d'autant plus émetteurs de chaleur qu'ils en sont fortement consommateurs comme les hôpitaux, de réseaux de transport en lieu fermé, ou encore de sites d'élimination comme les unités d'incinération de déchets, décrites plus haut sous l'angle de leur partie renouvelable.

Ce rapport n'en aborde, succinctement, que quelques-uns, avant d'indiquer quelques pistes quant aux procédés de récupération à venir. La chaleur fatale devra faire l'objet d'études détaillées afin d'être mieux prise en compte à l'avenir.

7.1 Des gisements de chaleur fatale considérables

7.1.1 Le cas des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires rejettent dans l'environnement une quantité d'énergie thermique qui représente chaque année de l'ordre de 80 Mtep. Une petite partie de cette énergie thermique (0,4 Mtep) est valorisée : huit sites, à proximité de centrales nucléaires, utilisent ces rejets thermiques pour des usages agricoles (comme l'aquaculture, l'horticulture, la culture maraîchère ou le séchage du bois) ou pour le chauffage de bâtiments municipaux.

Depuis 1998, EDF poursuit des recherches sur le développement des usages des rejets thermiques. Actuellement, quatre projets similaires à ce qui existe déjà dans des installations existantes sont à l'étude.

A l'heure actuelle, seule est valorisée la chaleur tiède issue du circuit de refroidissement tertiaire et destinée à être rejetée. Les sites concernés par cette valorisation sont munis pour la plupart de tours aéroréfrigérantes. S'agissant d'eau tiède (25-30°C), elle restera probablement cantonnée à des utilisations comparables à celles observées actuellement, mais on pourrait également l'élever en température en utilisant des pompes à chaleur.

Il ne faut pas exclure non plus d'utiliser directement la chaleur du circuit secondaire, à une température adaptée aux usages industriels ou au chauffage urbain, en soutirant une partie de la vapeur alimentant la turbine. L'augmentation conséquente de la température de la chaleur valorisée se ferait au détriment du rendement électrique.

A terme, il faut noter que les centrales de quatrième génération produiront une chaleur à très haute température utilisable directement dans des process industriels. Une piste actuellement intéressante est d'utiliser cette chaleur pour produire de l'hydrogène par hydrolyse haute température ou un gaz de synthèse à partir de biomasse, valorisable en électricité, en biocarburant ou en hydrogène.

7.1.2 Certains procédés de production industrielle

a. Les procédés de combustion

Une première catégorie est constituée par les usines faisant appel à des procédés de combustion, comme c'est le cas notamment dans la métallurgie et le raffinage. Ces installations rejettent en abondance des gaz à haute température qui, à défaut d'être récupérés, sont souvent torchés.

Deux exemples peuvent être mentionnés de récupération de chaleur fatale industrielle dans des réseaux de chaleur : le réseau de chaleur de Dunkerque, alimenté à 80% par les gaz industriels de SOLLAC (et à 20% par du charbon) et le réseau de chaleur de Forbach (50 000 MWh), alimenté par du gaz de mines de charbon, à savoir du méthane, plus connu dans ce contexte sous le nom de grisou.

b. Certains procédés électriques

D'autres types de procédés, à base d'électricité, ont des déperditions directes de chaleur, qui peuvent atteindre des proportions considérables par rapport à l'énergie qu'ils consomment. C'est le cas, notamment des procédés de production d'air comprimé (30 à 70% des pertes de chaleur au compresseur seraient valorisables) et de production de froid. Pour ces deux usages, le gisement technique global en chaleur récupérable est estimé à environ 400 ktep par le CEREN.

7.2 L'amélioration attendue des techniques de stockage de la chaleur

Il n'y a guère d'intérêt économique à récupérer de la chaleur si l'on ne dispose pas d'une certaine souplesse d'utilisation (ce qui suppose de la stocker) et si on ne peut pas la consommer à distance du lieu de production sans pertes excessives. Donc toute avancée technologique dans le domaine du stockage ou du transport de la chaleur peut avoir un impact considérable en la matière.

En matière de stockage de la chaleur, les travaux actuels portent sur la recherche de matériaux à bas prix et longue durée, avec des propriétés thermophysiques améliorées (densité énergétique et puissance) que ce soit pour le stockage de chaleur basse température ($T < 120^{\circ}\text{C}$) ou le stockage de chaleur haute température ($T > 120^{\circ}\text{C}$). Par exemple, il peut s'agir de matériaux à changement de phases ou bien de procédés de stockage thermochimique. C'est surtout pour des températures se situant entre 250 et 500°C que les systèmes de stockage classiques ne sont pas adaptés.

Le stockage de chaleur géothermale est également une piste opérationnelle dans certains contextes (voir même partie, paragraphe 4.2.2)

Toutefois la priorité reste la réduction des pertes dans le transport de la chaleur. C'est un des problèmes qui se pose pour la chaleur fatale issue des centrales nucléaires, des centres de traitement de

déchets et de tous sites de production situés à distance des lieux d'habitation ou de production industrielle autre.

Les recherches en cours portent, entre autres, sur les technologies permettant de transporter la chaleur sous la forme d'un gaz impliqué dans des processus thermochimiques (endothermique à la source, exothermique au niveau de l'usage).

Au final, bien que le gisement soit important, peu de marges de manœuvre sont identifiées à court et moyen termes. La valorisation de la chaleur fatale n'est donc pas prise en compte dans les projections du présent exercice.

DEUXIEME PARTIE – LES SCENARIOS ENERDATA/DGEMP

1. LA PROSPECTIVE SUR LA DEMANDE DE CHALEUR

Afin de situer la position relative des énergies renouvelables par rapport aux énergies conventionnelles, l'analyse des conditions de l'équilibre de l'offre et de la demande de chaleur est indispensable pour évaluer les conséquences de politiques publiques visant simultanément à développer l'offre des énergies renouvelables et à réduire les consommations.

Cet exercice de prospective est délicat à mener pour la PPI chaleur dans la mesure où il n'y a jamais eu jusqu'à ce jour d'identification dans les données statistiques des usages chaleur de l'énergie, ni a fortiori de scénario ciblé dans ce domaine.

1.1 Une référence : le scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie

En avril 2008, le MEEDDAT (DGEMP) a publié⁴⁴ un scénario énergétique dit « de référence à caractère tendanciel », à l'horizon 2020-2030. Ce type de scénarios est produit tous les quatre ans, à la demande de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) qui peut ainsi, entre autres, actualiser ses scénarios mondiaux (« World Energy Outlook »). Plus précisément, il s'agissait de représenter ce que deviendrait la situation énergétique de la France si aucune politique ou mesure nouvelle, autre que celles déjà en place ou décidées au 1^{er} janvier 2008, donc, en particulier, avant mesures issues du Grenelle de l'environnement, n'était prise affectant cette situation (ni pour l'améliorer, ni pour la dégrader).

Bien qu'à caractère tendanciel, l'évolution du système énergétique correspondant à ce scénario était supposée s'effectuer dans un contexte de « sagesse conventionnelle » anticipant des choix politiques et des comportements des agents économiques pouvant être considérés comme « raisonnables », de sorte qu'il ne s'agit pas d'un scénario « repoussoir ». Il s'avère cependant tout à fait inapproprié en terme de développement durable, par exemple en étant loin d'atteindre tant les objectifs communautaires que ceux du Grenelle de l'environnement, que ce soit avec les émissions de CO₂ qui croissent jusqu'à 2020 et même s'accroissent ensuite jusqu'à 2030 (du fait des transports et de la production d'électricité), qu'avec la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique.

1.2 Les scénarios Enerdata/DGEMP

En complément à cet exercice, le MEEDDAT a souhaité disposer d'un scénario simulant l'effet des mesures et des objectifs prévus par le projet de loi Grenelle 1, à l'horizon 2020, de façon à pouvoir en évaluer l'ambition et l'impact. L'étude correspondante a été conduite selon une méthode similaire au scénario de référence (avec notamment le même comité de liaison interministériel) et en s'appuyant, chaque fois que possible, sur des hypothèses cohérentes permettant de comparer les résultats. Il a été jugé nécessaire de bâtir plusieurs scénarios contrastés. En « compte central », un seul scénario énergétique a été retenu, à partir duquel des exercices de sensibilité ont été « testés » en faisant varier des paramètres (sévérité de contrôle des mesures, évolution du progrès technique, prix des énergies, etc.) de façon à prendre en compte l'étendue des avis des experts sur l'effet des actions envisagées.

La modélisation a été effectuée en réunissant, entre autres, les compétences du CGDD (scénarios énergétiques « complets », bilans énergétiques), de la DGEC (PPI⁴⁵ et coûts de production de l'électricité, etc.), de RTE (modélisation du système électrique), de l'IFP (modélisation de l'approvisionnement pétrolier), d'Enerdata (modélisation de la demande d'énergie finale) et de l'ADEME (effets du Grenelle de l'environnement sur la demande d'électricité des équipements et, plus généralement, d'énergie dans le bâtiment et les transports).

⁴⁴ A l'adresse Internet : www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2008.pdf

⁴⁵ PPI : programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, en dernier lieu à l'horizon 2015 (arrêté du 7 juillet 2006, J.O. du 9 juillet).

2. HYPOTHESES DE TRAVAIL SPECIFIQUES DES SCENARIOS ENERDATA/DGEMP

Les hypothèses de base sont celle du « scénario de référence à caractère tendanciel » de l'OE.

Les hypothèses spécifiques à ce scénario sont celles résultant d'une interprétation aussi littérale et consensuelle que possible des articles du projet de loi⁴⁶ complétés, le cas échéant, par les rapports des COMOP 1 et 3 du Grenelle de l'environnement. Ne sont présentés ci-après que quelques-uns des thèmes du Grenelle de l'environnement pour lesquels il existait un débat en ce qui concerne leur compréhension ou le calendrier de leur effet, de sorte qu'il y a des différences dans leur représentation sous forme de scénario. Il convient cependant de se référer au rapport complet de l'étude pour avoir une vision complète du scénario.

2.1 Hypothèses macroéconomiques

Les hypothèses macro-économiques du scénario « de référence » ont été reprises autant que faire se pouvait dans ces simulations. Les tableaux 14 et 15 présentent respectivement les hypothèses en termes de démographie, et de croissances annuelles par secteur d'activité.

Démographie	1990	2005	2010	2020
Population (millions)	56,7	60,8	62,3	65,0
Ménages (millions)	21,4	25,4	27,0	29,4

Tableau 14 : Hypothèse sur la démographie

Croissances annuelles	1990-2005	2005-2010	2010-2020
PIB	1,9%	2,1%	2,1%
VA industrie	1,8%	1,9%	1,9%
VA agriculture	0,6%	1,0%	1,0%
VA BTP	-0,1%	0,5%	0,8%
VA tertiaire	2,1%	2,2%	2,2%

Tableau 15 : Hypothèse sur les croissances annuelles par secteur

Pour ce qui est du développement des énergies renouvelables, les potentiels identifiés par le COMOP 10 du Grenelle de l'environnement ont été repris, avec un total de 20 Mtep supplémentaires par rapport à aujourd'hui. Il n'a pas été envisagé d'exercice de sensibilité sur cette contribution des énergies renouvelables au mix énergétique de la France.

2.2 Hypothèses dans le secteur résidentiel-tertiaire

2.2.1 Constructions neuves

L'article 4 du projet de loi Grenelle 1 prévoit que « toutes les constructions neuves faisant l'objet d'une demande de permis de construire déposée à compter de la fin 2012 et, par anticipation à compter de fin 2010 s'il s'agit de bâtiments publics et de bâtiments affectés au tertiaire, présentent une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne, ce seuil étant modulé en fonction de la localisation, des caractéristiques, de l'usage et des émissions de gaz à effet de serre des bâtiments ». Ce seuil exprimé en énergie primaire est supposé dans la présente étude s'appliquer aux usages⁴⁷ de chauffage, d'eau chaude sanitaire, de ventilation et d'éclairage, après déduction de l'apport éventuel in situ du solaire thermique ou de la biomasse « directe » (l'apport éventuel d'électricité photovoltaïque n'est pas déduit car elle est considérée comme systématiquement

⁴⁶ Tel qu'il peut être téléchargé sur Internet à l'adresse : www.assemblee-nationale.fr/13/pdf/projets/pl0955.pdf

⁴⁷ Conformément à l'arrêté du 3 mai 2007 relatif au contenu et aux conditions d'attribution du label « haute performance énergétique » (J.O. du 15 mai 2007).

raccordée au réseau et non utilisée sur site).

Par exemple pour un logement « tout électrique », le seuil de 50 kWh/m² correspond à une énergie finale consommée d'environ 20 kWh/m² (des apports in-situ en solaire thermique, par exemple, étant admis en complément) qui se décompose, approximativement, en 5 kWh/m² de chauffage, 6 kWh/m² d'eau chaude sanitaire, 7 kWh/m² de ventilation (double flux) et 2 kWh/m² d'éclairage. Pour un logement chauffé au gaz, cet équivalent en énergie finale devient 36 kWh/m² qui se décompose en 15 kWh/m² de chauffage et 12 kWh/m² d'eau chaude sanitaire, les autres valeurs étant inchangées.

Constructions neuves	1990-2005	2005-2010	2010-2020
Résidences principales (milliers/an)	312	350	300
% maisons individuelles	61%	58%	58%

Tableau 16 : Hypothèse sur le nombre de constructions neuves

2.2.2 Parc existant

Le tableau 17 présente l'hypothèse de la répartition du parc de résidences principales en fonction de leur date de construction.

Résidences principales (millions)	1990	2005	2012	2020
Construites < 1975	15,9	15,1	15,0	14,4
dont : Appartements CC ⁴⁸	5,7	6,4	6,6	6,3
Maisons individuelles CC	5,7	6,7	7,1	7,6
Appartements CD ⁴⁹	1,2	0,2	0	0
Maisons individuelles CD	3,2	1,8	1,3	0,5
Construites entre 1975 et 1990	5,6	5,6	5,6	5,6
dont : Appartements	2,5	2,5	2,5	2,5
Maisons individuelles	3,0	3,0	3,0	3,0
Construites entre 1990 et 2005		4,7	4,7	4,7
dont : Appartements		1,8	1,8	1,8
Maisons individuelles		2,9	2,9	2,9
Construites entre 2005 et 2012			1,8	1,8
dont : Appartements			0,9	0,9
Maisons individuelles			0,9	0,9
Construites après 2012				3,0
dont : Appartements				1,3
Maisons individuelles				1,7
Total	21,4	25,4	27,0	29,4
dont : Appartements	9,5	11,0	11,8	12,8
Maisons individuelles	12,0	14,4	15,2	16,6

Tableau 17 : Hypothèse sur le parc existant (résidences principales)

2.2.3 Rénovations et économies d'énergies

L'objectif de réduction globale de 38% dans le bâtiment existant (article 4 du projet de loi Grenelle 1) est comprise comme s'appliquant à l'énergie primaire consommée pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire par l'ensemble des bâtiments construits avant 2008, hors apports solaires thermiques et

⁴⁸ CC = chauffage central

⁴⁹ CD = chauffage divisé (poêle séparé par exemple)

utilisation du bois (base du chiffrage retenu dans le COMOP 3). Compte tenu des réglementations thermiques successives mises en place depuis 1974, le niveau moyen de consommation des bâtiments par m² est très variable selon l'âge du bâtiment et l'objectif global de 38% sur l'ensemble du parc correspond à des niveaux d'exigence différents selon cet âge.

Compte tenu de la structure actuelle du parc de bâtiments et des niveaux de performance actuels, l'objectif global pour les besoins de chauffage a été structuré de la façon suivante (voir tableau 18) :

- bâtiments antérieurs à 1975 : objectif de réduction des consommations primaires de 47% ;
- bâtiments construits entre 1975 et 1990 : objectif de réduction des consommations primaires de 23% ;
- bâtiments construits après 1990 : objectif de réduction des consommations primaires de 14%.

	kWhep/m ² référence	Réduction / référence	
		2012	2020
construits < 1975	172	0%	47%
construits 1975-1990	120	0%	23%
construits 1991-2005	106	0%	14%
construits 2006-2012	90	0%	0%
construits > 2012	50	0%	0%

Tableau 18 : Hypothèse sur les besoins de chauffage

Le tableau 19 présente l'évolution supposée des besoins unitaires d'eau chaude sanitaire par personne, du fait de l'évolution de la structure démographique, de la croissance des revenus, et des normes de confort.

	1990	2005	2010	2020
L/personne/an	1,00	1,23	1,30	1,40

Tableau 19 : Hypothèse sur les besoins en eau chaude sanitaire

2.2.4 ENR et réseaux de chaleur

Les trois utilisations directes des énergies renouvelables considérées par le COMOP 10 sont :

- le bois pour le chauffage
- le solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire
- la géothermie basse énergie en utilisation directe et de surface via les pompes à chaleur

En ce qui concerne la consommation des énergies renouvelables via les réseaux de chaleur, son niveau dépend linéairement de deux paramètres (voir figure 28) :

- le nombre de logements (ou d'équivalent-logements) raccordés à ces réseaux
- la part d'énergie renouvelable dans la fourniture de chaleur à ces réseaux

Les réseaux de chaleur constituent un vecteur important de diffusion de la chaleur renouvelable, notamment dans les milieux urbains denses où l'accès aux équipements individuels peut être parfois techniquement impossible. Pour augmenter la production de chaleur renouvelable dans ces conditions, il y a donc deux solutions :

- soit on densifie les réseaux (en raccordant plus de clients)

- soit on augmente la part d'énergie renouvelable dans la production de chaleur

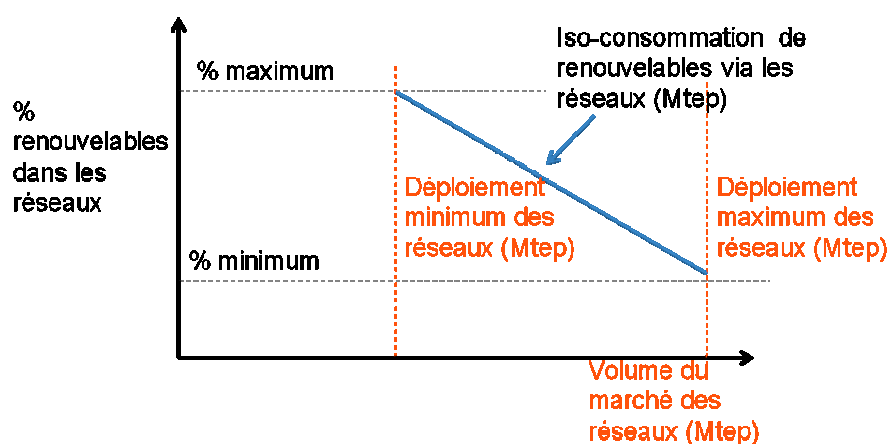


Figure 28 : Consommation des renouvelables via les réseaux

Dans le scénario Enerdata/DGEMP, l'hypothèse retenue est celle d'un déploiement minimal des réseaux, notamment pour des raisons de coût (l'extension ou la création d'un réseau de chaleur coûte très cher, notamment en raison du génie civil) et d'acceptabilité (chantier de longue durée sur la voirie). Dès lors, le scénario présentera des résultats de pénétration des ENR dans les réseaux maximalistes.

2.3 Hypothèses dans le secteur de l'industrie

Pour la modélisation du secteur ETS⁵⁰, le prix du quota de CO₂ ne pouvait cependant pas être maintenu à 22 €/tCO₂ ou 24 €/tCO₂, comme dans le scénario de référence. Pour le secteur ETS, il a été relevé à 35 €/tCO₂ en 2020, niveau intermédiaire entre les prix calculés dans l'étude d'impact⁵¹ du Paquet énergie climat de la Commission européenne, de 30 €/tCO₂ à 39 €/tCO₂, voire 44 €/tCO₂, en fonction notamment de l'effet des mécanismes de flexibilité. Rappelons que la valeur « tutélaire » du carbone fixée par la Commission « Quinet » du Centre d'Analyse Stratégique (rapport d'étude⁵² paru en mai 2008) s'élève à 32 €/tCO₂ en 2012 et 56 €/tCO₂ en 2020.

3. RESULTATS GLOBAUX

3.1 Consommation finale d'énergie : une rupture dès 2010

Mtep	1990	2005	2010	2020	2005-2010	2010-2020
Pétrole	66	66	61	46	-1,6%	-2,8%
Gaz	24	33	36	27	1,7%	-2,7%
Charbon	9	6	5	5	-3,5%	-1,3%
Electricité	26	36	40	39	2,3%	-0,3%
Chaleur	2	4	5	6		
Autres	11	9	14	17	8,4%	2,0%
dont biogaz				1		
dont biocarburants			3	4		4,3%
Total	139	155	161	140	0,8%	-1,4%

Tableau 20 : Consommation finale d'énergie dans le scénario « Grenelle », par forme d'énergie

⁵⁰ ETS = European Union Emissions Trading Scheme : système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre mis en place par la directive 2003/87/CE

⁵¹ Téléchargeable sur Internet à l'adresse : http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_ia_en.pdf

⁵² Téléchargeable sur Internet à l'adresse :

www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/Valeur_tutelaire_du_carbone-rapport_final-6juin2008.pdf

Mtep	1990	2005	2010	2020	2005-2010	2010-2020
Industrie	39	40	41	44	0,3%	0,6%
Résidentiel	41	45	47	36	1,1%	-2,7%
Tertiaire	18	23	24	16	1,6%	-4,1%
Transports	37	44	45	41	0,7%	-0,8%
Autres	3	3	3	3		
Total	139	155	161	140	0,8%	-1,4%

Tableau 21 : Consommation finale d'énergie dans le scénario « Grenelle », par secteur

Avec 140 Mtep en 2020, la consommation finale énergétique totale retrouve à cet horizon quasiment son niveau de 1990, en déclinant de 1,4% par an entre 2010 et 2020. Avec un PIB en croissance maintenue de 2,1% par an, cette évolution correspond à une amélioration de l'intensité énergétique de 3,5% par an, alors que la loi POPE du 13 juillet 2005 n'envisageait qu'une baisse de 2,5% par an d'ici à 2030.

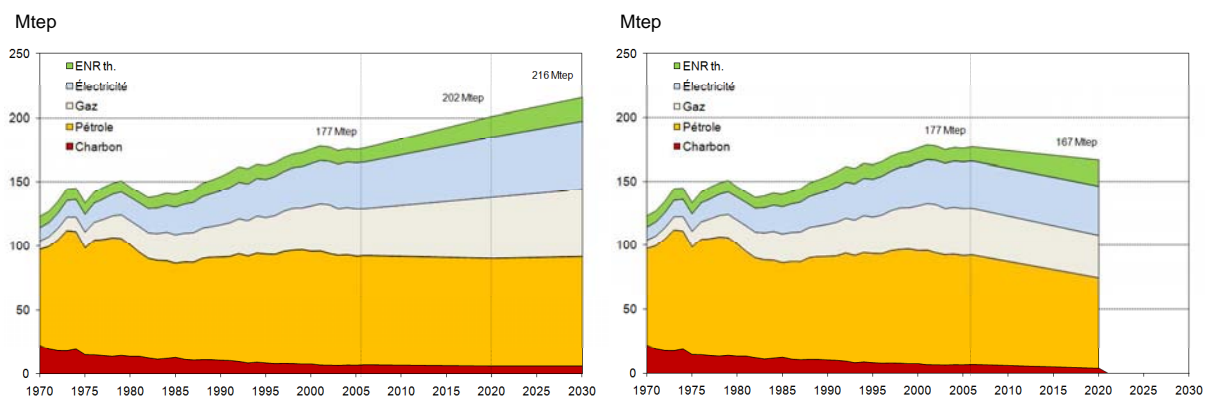


Figure 29 : Consommation d'énergie finale, énergétique et non énergétique, dans le scénario de référence (gauche) et dans le scénario « Grenelle » (droite), par forme d'énergie

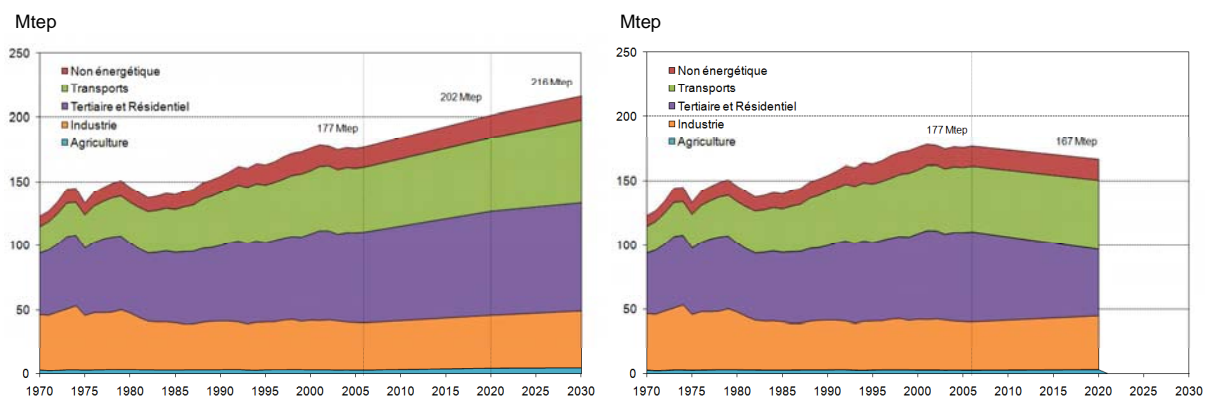


Figure 30 : Consommation d'énergie finale, énergétique et non énergétique, dans le scénario de référence (gauche) et dans le scénario « Grenelle » (droite), par secteur

Les ruptures par rapport à la tendance dans le scénario « Grenelle » apparaissent particulièrement dans la quasi stabilisation de la consommation finale d'électricité, à environ 39 Mtep, soit 453 TWh, et la chute de 20 Mtep de la consommation de produits pétroliers, sur 2005-2020, soit -30% par rapport à aujourd'hui. La consommation de gaz baisse de 18% dans le même temps (mais cette dernière baisse est atténuée par une légère hausse de consommation pour produire de l'électricité).

L'ambition de ce scénario se révèle aussi dans les fortes baisses sectorielles sur la décennie 2010-2020 : dans le tertiaire (-4,1% par an, alors qu'il s'agit du secteur qui connaît actuellement la plus forte croissance) et dans le résidentiel (-2,7% par an), tandis que les transports sont moins impactés (-0,8% par an). Par contraste, l'industrie croît sensiblement plus (0,6% par an) que sa tendance récente qui est à la baisse (mais la modélisation du secteur de l'industrie ayant peu variée par rapport au scénario de référence, il est possible que la consommation d'énergie dans l'industrie d'ici 2020 ait été surévaluée).

Si l'on s'attache aux évolutions comparées de la consommation finale d'électricité et de gaz par secteur, il apparaît que l'industrie est peu affectée pour l'électricité, alors qu'elle est plus sensible aux substitutions possibles au profit du gaz. Dans le secteur du bâtiment, l'effet de la baisse de 38% de la consommation d'énergie du parc existant (article 5 du projet de loi) est structurant. Ajouté aux efforts dans le bâtiment neuf, elle conduit, par rapport à aujourd'hui, à une légère baisse pour l'électricité et à une chute de 41% pour le gaz.

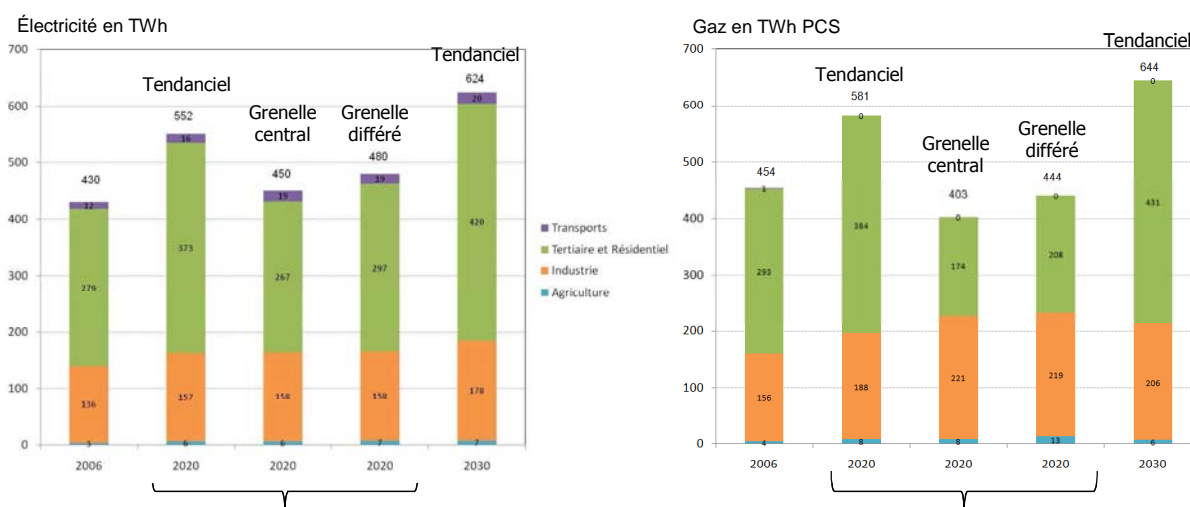


Figure 31 : Évolution comparée de la consommation finale, par secteur, d'électricité (à gauche) et de gaz (à droite), selon le type de scénario, en 2020 et, pour le « tendanciel », en 2030

3.2 Consommation primaire d'énergie

La consommation primaire d'énergie exprime les besoins d'énergie les plus complets, avant perte et transformations du système énergétique. Elle est exprimée en Mtep, en conformité avec les conventions internationales fixées par la Commission européenne, l'AIE et l'ONU.

Dans le « scénario de référence à caractère tendanciel », cette consommation progresse à un rythme de +0,8% par an en moyenne sur 2006-2020 (+0,7% sur 2006-2030), avec une forte hausse des énergies renouvelables (+2,9% par an) et du gaz (+2,8% par an), surtout dans ce dernier cas pour la production d'électricité. Elle se caractérise également par une stagnation du pétrole (-0,1% par an) et de l'électro-nucléaire non exporté (+0,5% par an), tandis que le charbon régresse sensiblement (-1,5% par an).

Au contraire, dans le scénario « Grenelle », la consommation d'énergie primaire est orientée à la baisse, avec -0,3% par an en moyenne sur 2006-2020. On observe, comme il se doit, une très forte hausse des énergies renouvelables (+19 Mtep par rapport à 2006, soit +5,2% par an). Par ailleurs, la consommation de gaz régresse légèrement (-0,5% par an), l'électro-nucléaire non exporté stagne (-0,2% par an), tandis qu'il y a une sensible baisse du pétrole (-1,5% par an) et une chute du charbon (-6,4% par an).

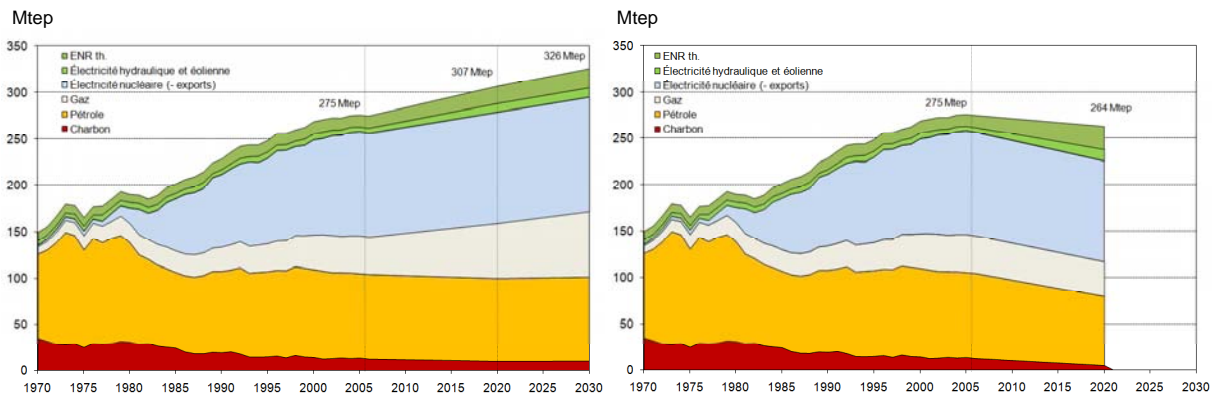


Figure 32 : Consommation d'énergie primaire « scénario de référence à caractère tendanciel » (à gauche) et dans le scénario « Grenelle » (à droite), par forme d'énergie

TROISIEME PARTIE – PROJECTIONS DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL- TERTIAIRE

La troisième partie de ce rapport est consacrée au secteur résidentiel-tertiaire. Après un bref état des lieux de la consommation de chaleur, et notamment de la chaleur renouvelable, en 2007, les résultats chaleur des scénarios Enerdata/DGEMP concernant spécifiquement ce secteur sont extraits et analysés. La cohérence et la faisabilité des scénarios de développement de chacune des filières à l’horizon 2020 ont été examinées au cours des ateliers avec les professionnels concernés. A la lumière de leur commentaires et des réalités du marché sont apparus un certain nombre de points de vigilance nécessitant une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs du Grenelle de l’environnement.

1. ETAT DES LIEUX 2007

1.1 Consommation de chaleur dans le secteur résidentiel et tertiaire

D’après le bilan du SOeS, la consommation de chaleur dans le secteur résidentiel-tertiaire s’élève à 56,5 Mtep en 2007. La figure suivante présente la répartition par énergie.

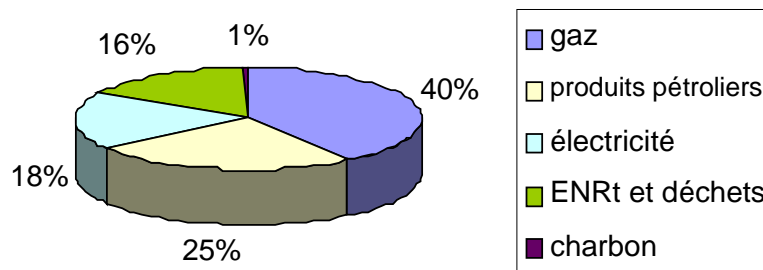


Figure 33 : Part des énergies dans la fourniture de chaleur du résidentiel tertiaire

65% de la chaleur est fournie par le gaz et les produits pétroliers (selon le CEREN, ces 65% se répartissent en 70% dans le résidentiel et 30% dans le tertiaire). Les énergies renouvelables fournissent 16% des besoins en chaleur.

1.2 La chaleur renouvelable

En 2007, la chaleur renouvelable est consommée à 85% dans le résidentiel-tertiaire, 14% dans l’industrie et 1% dans l’agriculture. Dans le résidentiel-tertiaire, cela représente 9,1 Mtep en 2007.

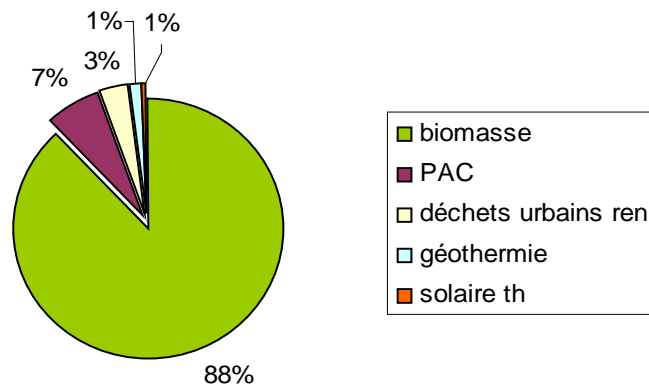


Figure 34 : Contribution des filières ENR dans la chaleur renouvelable du secteur résidentiel-tertiaire

La biomasse reste de très loin la source renouvelable majoritaire, avec une part de 88% de la chaleur renouvelable consommée en 2007 dans le secteur résidentiel-tertiaire.

2. PRINCIPAUX RESULTATS DES PROJECTIONS ENERDATA

A partir des résultats globaux des scénarios Enerdata/DGEMP présentés dans la partie précédente, les travaux préparatoires à la PPI ont consisté à extraire les données spécifiques chaleur. Ce paragraphe présente les résultats de ce « zoom » dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

2.1 Dans le secteur résidentiel

2.1.1 Résultats par usage

La figure 35 présente l'évolution de la consommation d'énergie finale du résidentiel par usage dans le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP.

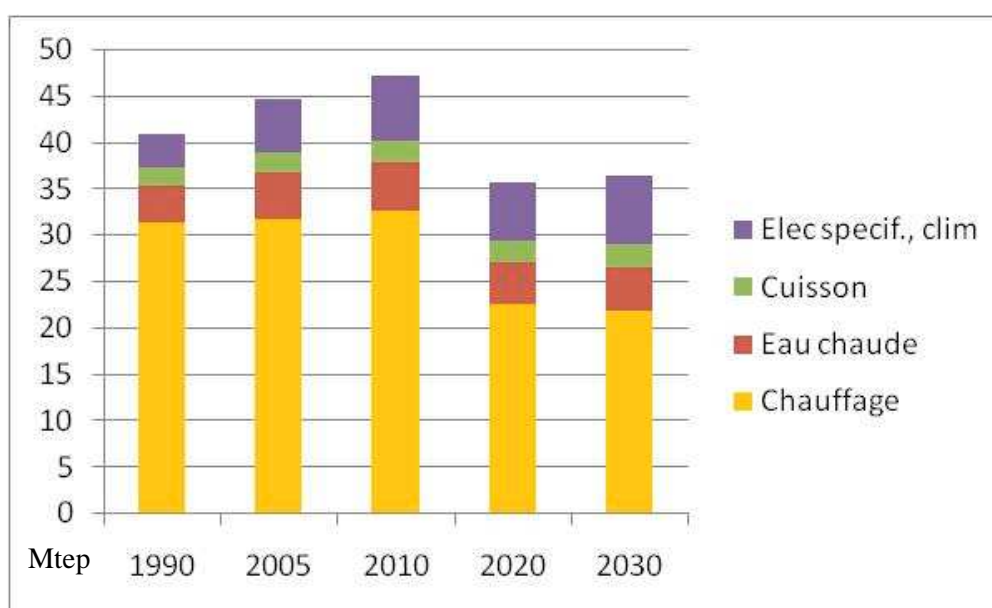


Figure 35 : Consommation d'énergie finale du résidentiel, par usage

Respectant la tendance générale du scénario « Grenelle », la consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel présente une nette rupture à partir de 2010 : entre 2010 et 2020, la demande de chaleur baisse de 47,2 Mtep à 35,9 Mtep, soit une réduction de 27%.

Cette baisse importante résulte de :

- la réduction de 38% des consommations du parc existant
- la construction dès la fin 2012 de bâtiments basse consommation, c'est-à-dire consommant moins de 50 kWh/m².an en moyenne

Les besoins de chauffage passent ainsi de 31,90 Mtep en 2005 et 32,74 Mtep en 2010 à 22,67 Mtep en 2020, soit une réduction de 36% entre 2010 et 2020.

Les augmentations des besoins en eau chaude sanitaire (voir tableau 19) sont compensés par les apports solaires thermiques : les besoins en eau chaude sanitaire passent ainsi 4,91 Mtep en 2005 à 5,22 Mtep en 2010 et 4,76 Mtep en 2020, soit une réduction de 9% entre 2010 et 2020.

Sur la même période, les besoins en cuisson sont stables (2,2 Mtep en 2005 et 2010 contre 2,3 Mtep en

2020), et les besoins en électricité spécifique et climatisation connaissent une hausse jusqu'en 2010, puis une baisse de 10% entre 2010 et 2020 (5,8 Mtep en 2005 ; 7,0 Mtep en 2010 ; 6,3 Mtep en 2020).

2.1.2 Résultats par énergie

La figure 36 présente l'évolution de la consommation d'énergie finale du résidentiel par énergie dans le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP.

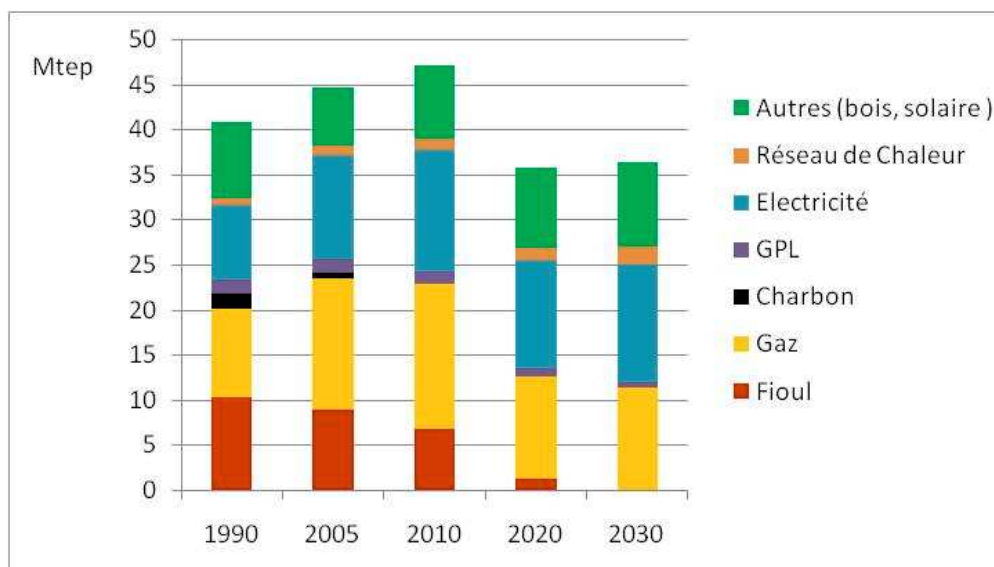


Figure 36 : Consommation d'énergie finale du résidentiel, par énergie

En ce qui concerne les énergies conventionnelles, on constate entre 2010 et 2020 :

- une disparition du charbon, et une quasi disparition du GPL
- une baisse importante de la part du fioul : de 14% en 2010 à 3% en 2020
- une légère diminution de la part du gaz : de 34% en 2010 à 32% en 2020 (mais une légère augmentation dans la part des besoins de chauffage)
- une légère augmentation de la part de l'électricité : de 29% en 2010 à 33% en 2020 (due à l'augmentation des besoins en électricité spécifique et climatisation, car la part de l'électricité dans les besoins de chauffage stagne sur la période)

La part des énergies renouvelables dans la demande de chaleur dans le secteur résidentiel, en utilisation directe ou via les réseaux de chaleur, atteint 39% en 2020. Le tableau 22 traduit concrètement ce résultat en présentant l'évolution du nombre de résidences principales reliées à une source d'énergie renouvelable.

Millions de résidences principales équipées	2005	2012	2020
Réseaux de chaleur	1	1,3	2,5
dont input ENR et déchets	0,26	0,39	2,35
Chaufferies bois collectives	0,06	0,36	0,95
Bois individuel	3,82	5,37	7,07
PAC individuelle	0,075	1,245	2,0
ECS solaire	0,03	4,7	16,6

Tableau 22 : Equipement des résidences principales en ENR

Pour mémoire, le COMOP 10 fixe comme objectif pour le solaire thermique individuel : 0,730 millions de logements équipés en 2012, et 4,285 millions en 2020.

2.2 Dans le secteur tertiaire

2.2.1 Résultats par usage

La figure 37 présente l'évolution de la consommation d'énergie finale du tertiaire par usage dans le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP.

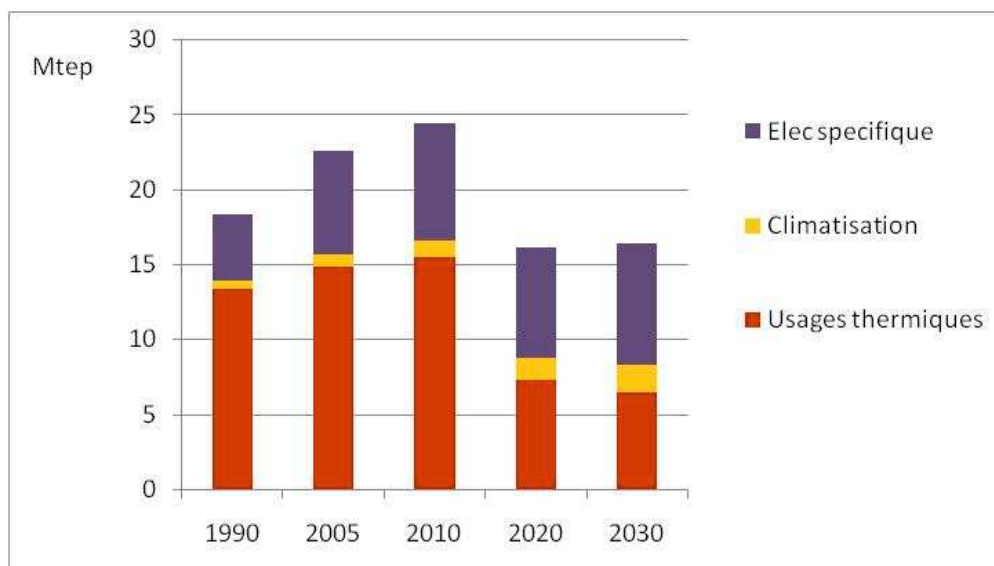


Figure 37 : Consommation d'énergie finale du tertiaire, par usage

Dans le secteur tertiaire, la rupture de la demande en énergie finale est encore plus brutale que dans le secteur résidentiel : alors que la demande pour les besoins en électricité spécifique et en climatisation augmente, la demande de chaleur (usages thermiques) diminue de plus de la moitié, de 15,48 Mtep en 2010 à 7,27 Mtep en 2020.

La baisse est plus importante dans ce secteur compte tenu :

- de l'introduction plus précoce des bâtiments basse consommation dans le neuf : fin 2010 au lieu de fin 2012 dans le secteur résidentiel
- de l'accroissement plus rapide du parc

2.2.2 Résultats par énergie

La figure 38 présente l'évolution dans le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP de la consommation d'énergie finale du tertiaire par énergie, uniquement pour les usages thermiques (donc sans la consommation relative aux besoins en électricité spécifique et en climatisation).

En ce qui concerne les énergies conventionnelles, on constate entre 2010 et 2020 :

- une disparition du charbon
- une légère diminution de la part du fioul (de 21% en 2010 à 15% en 2020) et du gaz (de 46% en 2010 à 38% en 2020)
- une stagnation de la part de l'électricité : de 20% en 2010 à 22% en 2020

La part des énergies renouvelables dans la demande de chaleur dans le secteur tertiaire, en utilisation

directe ou via les réseaux de chaleur, atteint 14% en 2020. Le tableau 23 traduit concrètement ce résultat en présentant l'évolution du nombre d'équivalent-logements, de millions de m² ou d'établissements (selon l'unité la plus pertinente) reliés à une source d'énergie renouvelable.

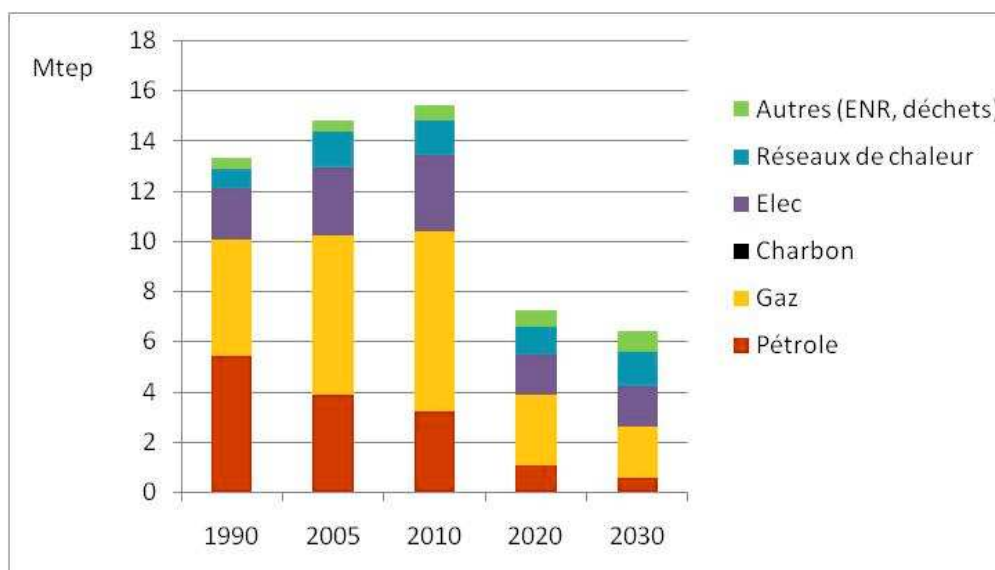


Figure 38 : Consommation des usages thermiques du tertiaire, par énergies

Secteur tertiaire	2005	2012	2020
Réseaux de chaleur (millions équivalent logements)	1	1	1,3
dont input ENR et déchets	0,24	0,3	1,22
Chaufferies bois collectives (millions m ²)	11,3	62,9	167,8
PAC géothermique (millions m ²)	5,50	11,1	14,8
ECS solaire (milliers d'établissements)	0,75	3,50	13,10

Tableau 23 : Taux de pénétration des équipements ENR dans le secteur tertiaire

2.3 Cas particulier des réseaux de chaleur

Le COMOP 10 chiffre à 3,2 Mtep le volume de renouvelables à mobiliser via les réseaux de chaleur en 2020 (biomasse : 1200 ktep ; géothermie profonde : 500 ktep ; part ENR des UIOM et bois DIB : 900 ktep ; biogaz : 555 ktep).

Le chiffrage du scénario a mis en évidence deux impératifs liés à cet objectif :

- il faudra compenser la baisse des consommations unitaires dans le bâtiment, du fait des progrès d'efficacité énergétique, par une extension des raccordements ;
- l'ampleur de cette extension nécessaire dépendra de la part de renouvelables dans le mix énergétique des réseaux.

En minimisant les possibilités de créations ou d'extensions de réseaux de chaleur, le scénario conclut à l'horizon 2020 à un doublement des équivalent-logements raccordés aux réseaux de chaleur (voir tableau 24) et à un taux de pénétration des énergies renouvelables dans ces mêmes réseaux de 94% (voir tableau 25).

	2005	2012	2020
Equivalent logements raccordés (Mo)	2,0	2,3	3,8
dont résidences principales	1,0	1,3	2,5
dont bâtiments tertiaires	1,0	1,0	1,3
dont input ENR&déchets	0,5	0,7	3,6

Tableau 24 : Evolution du nombre de logements raccordés à des réseaux de chaleur

	2012	2020
Biomasse	9%	36%
Déchets	14%	27%
Géothermie	6%	15%
Biogaz	2%	16%
Total ENR	30%	94%

Tableau 25 : Taux de pénétration des ENR dans les réseaux de chaleur

3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE

3.1 Rythme et ambition des rénovations du parc existant

Le projet de loi Grenelle 1 fixe un objectif de réduction de la consommation d'énergie dans le parc de bâtiments existants de 38% à l'horizon 2020. La consommation moyenne du parc est aujourd'hui de 240 kWh/m².an : l'objectif revient donc à abaisser cette moyenne à 150 kWh/m².an à l'horizon 2020, ce qui correspond à la classe C des diagnostics de performance énergétique.

3.1.1 Scénario Enerdata

Les hypothèses spécifiques du scénario Enerdata, et notamment les hypothèses en besoin de chauffage en fonction de l'âge du bâtiment (voir tableau 19), conduit, pour respecter l'objectif des 38%, à des travaux de rénovation profonde sur l'ensemble du parc construit avant 1975, et à des travaux de rénovation plus légère sur l'ensemble du parc construit entre 1975 et 1990, soit un rythme de travaux annuels entre 2009 et 2020 de :

- 1,2 million de logements construits avant 1975 rénovés (avec un objectif d'une baisse de 47% des consommations unitaires)
- 470 000 logements construits entre 1975 et 1990 rénovés (avec un objectif d'une baisse de 23% des consommations unitaires)

Ce jeu d'hypothèse permet de respecter les objectifs affichés par le projet de loi Grenelle 1, mais aboutit à un rythme de rénovation jugé trop élevé par les professionnels.

Par conséquent, le MEEDDAT a été amené à proposer un nouveau scénario, permettant de respecter l'objectif des 38% et le rythme de rénovation affiché dans l'article 4 du projet de loi (400 000 rénovations par an à partir de 2013).

3.1.2 Scénario MEEDDAT

Dans le scénario MEEDDAT, c'est l'ensemble du parc existant qui est considéré et pas seulement les résidences principales : avec les résidences secondaires, son volume s'élève ainsi en 2005 à 31,6 millions de logements (source INSEE).

Ce parc est ensuite divisé en différentes catégories, dans lesquelles les performances énergétiques initiales d'un logement sont définies en fonction :

- de son type : maison individuelle ou logement collectif
- de sa date de construction : en particulier, le segment « construit avant 1948 » est ajouté par rapport aux hypothèses Enerdata, car il apparaît que les performances énergétiques des bâtiments construits avant 1948 sont bien meilleures que celles des bâtiments construits entre 1948 et 1975
- de son mode de chauffage : chauffage électrique ou combustible
- de sa zone climatique : régions H1, H2 ou H3 définies dans la réglementation thermique

Sont ensuite définies :

- les rénovations lourdes : deux ou trois actions parmi la liste des travaux éligibles à l' « éco-prêt » à taux zéro (voir partie 5, paragraphe 2)
- les rénovations intermédiaires : un ou deux travaux, éligibles au crédit d'impôt dédié au développement durable ou aux aides ANAH

Pour atteindre les objectifs d'une réduction de 38% des consommations du parc existant, le scénario MEEDDAT se base alors sur les hypothèses suivantes :

- rénovation lourde de 80% des résidences principales privées les plus énergivores (classe E, F ou G), grâce à l'attribution d'un « éco-prêt » à taux zéro : 800 000 « éco-prêts » d'ici 2012 pour le démarrage du dispositif (soit 200 000 par an), puis 400 000 « éco-prêts » entre 2012 et 2020
- rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores (classe E, F ou G)
- rénovations intermédiaires dans les autres logements classés E, F ou G
- les démolitions (200 000 logements par an) seront ciblées sur des logements consommateurs (classe E ou F)
- dans les résidences secondaires, on estime que la sensibilisation des particuliers permettra de réaliser des travaux légers et des changements de comportement

3.1.3 Points de vigilance

La construction du scénario MEEDDAT a montré que les objectifs fixés par la loi Grenelle 1 (rénovation de 400 000 logements par an à partir de 2013, rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores avant 2020) étaient compatibles avec l'objectif de réduction de 38% des consommations.

Les hypothèses prises pour les rénovations intermédiaires sont cohérentes avec les chiffres de l'observatoire OPEN et du crédit d'impôt dédié au développement durable, tant sur le nombre de rénovations que sur la performance des travaux réalisés.

Les hypothèses prises pour les rénovations lourdes ou complètes reposent sur une bonne connaissance des performances énergétiques initiales du parc, et sur un large succès de l' « éco-prêt » à taux zéro.

En conclusion, les points de vigilance identifiés sont :

- s'assurer une bonne connaissance du parc en incitant à la réalisation de diagnostics de performance énergétique, et en assurant la collecte des résultats
- cibler les actions sur les bâtiments les plus consommateurs
- former les professionnels du secteur aux problématiques énergétiques et environnementales
- assurer un large succès de l' « éco-prêt » à taux zéro en :
 - publiant les textes réglementaires dès le premier trimestre 2009

- élaborant un système d'attribution simple, clair et lisible, afin qu'il soit diffusé par toutes les agences bancaires de proximité, sur tout le territoire
- communiquant largement sur le dispositif
- continuer les campagnes de communication grand public sur les économies d'énergies dans le bâtiment, pour les inciter à modifier leur comportement et à réaliser des travaux légers même sans aide financière

3.2 Eau chaude sanitaire solaire

3.2.1 Scénarios d'évolution du solaire thermique

Le COMOP 10 a fixé comme objectif d'équiper 4,2 millions de logements en eau chaude sanitaire solaire à l'horizon 2020, soit 15% du parc de logements en 2020. Le rythme serait d'équiper au moins 400 000 logements par an d'ici 2020.

Le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP évalue à 16,6 millions le nombre d'équivalent-logements équipés en eau chaude sanitaire à l'horizon 2020. Il repose sur les hypothèses suivantes :

- Dans la construction neuve, l'instauration de la norme BBC obligera de facto à installer des chauffe-eau solaires pour tous les logements construits après 2012, soit 300 000 par an selon les hypothèses retenues.
- Dans les bâtiments existants, la réduction moyenne de 38% des consommations énergétiques imposera à la fois de baisser de 50% les consommations de chauffage dans les bâtiments construits avant 1975 (année de la première réglementation thermique), et d'installer des chauffe-eau solaires pour deux tiers de l'ensemble des logements, soit un rythme annuel de 1,5 millions de logements en moyenne d'ici 2020.
- Les besoins en consommation d'eau chaude des ménages devraient être plus importants dans les années à venir pour des raisons de confort.

3.2.2 Les estimations des professionnels de la filière

Le marché actuel en métropole se situe à près de 40 000 chauffe-eau solaires individuels (CESI) vendus par an, et environ 5 000 systèmes solaires combinés vendus par an.

a. Dans le résidentiel individuel

	2012	2015	2020
Neuf (% de MI équipées d'un CESI)	De 13 à 17%	De 28 à 32%	De 46 à 50%
Rénovation de l'existant (% du stock des 14,5 millions MI antérieures à 2005 équipées d'un CESI)	5,3%	11,7%	28,8%

Tableau 26 : Projection du taux d'équipement en CESI jusqu'en 2020 (source : Enerplan)

Le tableau 26 présente les estimations des professionnels de la filière solaire thermique quant au taux d'équipement en CESI à l'horizon 2020. Le marché devrait poursuivre selon eux une croissance forte, sous les effets conjugués des différentes mesures existantes, notamment le crédit d'impôt dédié au développement durable, puis la réglementation thermique RT 2012. La généralisation des bâtiments basse consommation devrait induire l'équipement en CESI d'une maison sur deux dans le neuf d'ici 2020. L'effet d'échelle (industrielle et commerciale) engendrée par cette généralisation, conjuguée à l'application d'une réglementation thermique plus exigeante dans l'existant, devrait augmenter la

pénétration du solaire dans la rénovation. L'existant devrait représenter les trois quarts du marché du CESI en 2020. Les professionnels estiment que plus de 500 000 CESI devraient être installés par an en 2020, soit une multiplication par 13 des ventes actuelles.

Le marché des systèmes solaires combinés (SSC), est un marché de niche concentré sur les logements neufs et fortement rénovés. Mais il est toutefois significatif en surface de capteurs solaires installés.

Le développement du SSC devra tenir compte de l'évolution réglementaire dans le neuf (faible besoin de chauffage) et trouver des relais de croissance dans la rénovation de l'existant. Les professionnels estiment qu'environ 15 000 SSC pourraient être vendus par an à l'horizon 2020, soit un triplement des ventes actuelles.

Flux de ventes	2007	2010	2015	2020
CESI	39 000	90 000	370 000	525 000
soit en m ²	180 000	360 000	1 495 000	2 100 000
SSC	5 000	6 500	10 000	15 000
soit en m ²	50 000	65 000	100 000	150 000
Total	44 000	96 500	380 000	540 000
soit en m²	230 000	425 000	1 595 000	2 250 000

Tableau 27 : Prévisions de ventes de CESI et de SSC (source : Enerplan)

Selon les professionnels, il est possible d'atteindre le rythme de 400 000 logements équipés en solaire par an à l'horizon 2015. Avec un scénario de croissance ambitieux sur la période 2013/2017, la production supplémentaire de 800 ktep prévu par le COMOP à l'horizon 2020 pourrait être atteinte.

b. Dans le résidentiel collectif

Quant au marché de l'eau chaude solaire collective, il se situe pour une grande part dans le secteur des logements sociaux ; il est donc fortement dépendant de la demande des bailleurs sociaux. Ce marché se développe également dans l'hôtellerie, les équipements municipaux (piscine, gymnase, crèche, ...) et l'habitat privé collectif.

La croissance de ce segment de marché solaire thermique va être redynamisée grâce au neuf mais l'essentiel des équipements se situe dans la rénovation. En 2015, 300 000 logements collectifs devraient être équipés en solaire, et l'installation annuelle de 745 000 m² de panneaux solaires pourrait être atteint en 2020. L'objectif de 100 ktep supplémentaires prévu par le COMOP pourrait donc être atteint.

Flux de ventes	2007	2010	2015	2020
m ²	30 000	70 000	600 000	745 000

Tableau 28 : Flux de vente de m² de panneaux solaires pour l'ECS dans le résidentiel collectif jusqu'en 2020 (source : Enerplan)

	2012	2015	2020
Neuf (% de logements collectifs construits dans l'année solarisés)	De 13 à 17%	De 28 à 32%	De 46 à 50%
Rénovation de l'existant (% du stock du 10,8 millions de logements collectifs antérieurs à 2005 solarisés)	4%	8,5%	18%

Tableau 29 : Projection du taux d'équipement en ECS solaire collectif jusqu'en 2020 (source : Enerplan)

Remarque : le stock de 10,8 millions de logements collectifs est constitué de 7,4 millions antérieurs à 1980 et de 3,450 millions construits entre 1980 et 2006. Le stock est constitué à près de 34% de logements collectifs sociaux.

3.2.3 Points de vigilance

La réduction moyenne de 38% des consommations énergétiques dans l'existant nécessite de revoir à la hausse l'objectif de 4,2 millions de logements équipés en panneaux solaires thermiques fixé par le COMOP à l'horizon 2020. Tout en tenant compte de la stabilisation de la consommation individuelle en eau chaude sanitaire qui devrait se stabiliser grâce notamment aux mesures de sensibilisation sur les économies d'énergie et d'eau, à l'évolution des technologies (réduction du débit, etc.), et à la pénétration des chauffe-eau thermodynamiques, l'objectif pourrait se situer vers un taux de 30% de logements équipés en 2020.

Cet objectif extrêmement ambitieux va nécessiter des évolutions importantes de la filière.

Les professionnels sont déjà engagés dans des démarches volontaires de qualité et de performance, aussi bien pour les équipements que pour l'installation (appellation Qualisol déclinée en « club combi », certification des capteurs et des CESI, référencement ô solaire pour les systèmes, ...), et des formations adaptées se mettent en place (y compris formation de formateurs). Une normalisation de la définition des produits et de la mesure de la performance est en cours. Ce sont des initiatives favorables à un bon développement du marché qu'il va falloir renforcer.

S'agissant des systèmes solaires combinés, une croissance forte suppose une forte implication de la filière des chauffagistes dont la compétence en chauffage solaire doit être généralisée. Il est également indispensable d'obtenir une optimisation de ces équipements au niveau de leur conception, car leurs performances sont encore très inégales.

Un levier de développement déterminant est constitué par la mobilisation des acteurs au niveau régional. Ce point est à renforcer pour l'animation et la structuration du secteur.

De nouveaux moyens de soutien vont être affectés à la filière, grâce notamment au fonds chaleur renouvelable (voir partie 5, paragraphe 1) qui va permettre le développement de l'eau chaude sanitaire solaire collective dans le tertiaire privé et public (hôtellerie, maisons de retraite, hôpitaux, ...). Il s'agit d'un segment de marché non négligeable, qui renforcera la dynamique et les chiffres de marché dans le domaine du résidentiel collectif. Par ailleurs, l'aide, via le fonds chaleur renouvelable, en monétarisation des kWh solaires réels produits et utiles, est une évolution structurante importante. Outre qu'elle va favoriser plus avant l'implication des exploitants dans le développement du marché, le financement du fonctionnement et non plus de l'investissement va entretenir et stimuler une culture du résultat pour toute la chaîne du secteur. Toutefois, ce levier ne jouera pleinement qu'à la condition que le secteur se structure d'avantage (formation des bureaux d'études, installateurs et exploitants). C'est un défi important, de passer d'un marché de niche lié à des dynamiques régionales, à un marché de masse au niveau national, en soutenant la demande pour que l'offre parcourt sa courbe d'apprentissage aussi rapidement que possible. Cette massification du marché du solaire thermique en France devrait s'accompagner d'une baisse des coûts.

Enfin, des efforts entrepris en matière de R&D devraient permettre de développer une gamme de produits pour la fourniture de chaleur et de froid solaire pour l'industrie et le tertiaire.

3.3 Géothermie

Le COMOP 10 a fixé comme objectifs à l'horizon 2020 500 ktep de chaleur renouvelable produite à partir de géothermie profonde, et 250 ktep à partir de géothermie intermédiaire.

3.3.1 Cas de la géothermie basse énergie

L'atteinte des objectifs pour la géothermie basse énergie nécessite la mobilisation de nouvelles ressources géologiques, les ressources actuellement exploitées (principalement le Dogger du Bassin Parisien) arrivant à saturation. Il faut avoir conscience que les opérations de géothermie utilisant l'énergie des aquifères profonds se sont principalement développées dans les bassins sédimentaires pour lesquels certains aquifères ont été largement reconnus par les prospections pétrolières grâce à la mise en œuvre de moyens importants, comme la géophysique sismique réflexion, suivi de forages d'exploration. C'est le cas du Bassin parisien et du Bassin aquitain. Il est à noter que ces travaux orientés vers la mise en évidence de gisements pétroliers ont été suivis au milieu des années 70 par des études importantes permettant de caractériser plus précisément les potentiels géothermiques des aquifères reconnus (Dogger, ...).

Si l'on veut développer des opérations géothermiques dans des secteurs, ou pour des aquifères, moins bien caractérisés, il sera nécessaire d'entreprendre des études et des travaux d'exploration importants (retraitement et interprétation des données géophysiques disponibles, campagnes sismiques, ...) pour confirmer la qualité de la ressource géothermale, et, dans tous les cas, il conviendra de réaliser un forage d'exploration qui permettra de valider les résultats des études et travaux réalisées, préalablement à la mise en service de réservoirs dont la productivité hydraulique locale peut-être aléatoire.

Dans certains cas, ces travaux complémentaires ne seront pas suffisants pour développer l'utilisation de nouveaux aquifères. Il sera nécessaire de réaliser un pilote pour confirmer la possibilité d'exploiter l'aquifère : c'est le cas par exemple du Trias et de l'Albien/Néocomien de la région Ile-de-France pour lesquels le niveau de réinjection possible du fluide géothermal dans l'aquifère n'a pas été calculé (ce sera fréquemment le cas des aquifères siliceux (grès, sables)).

Actuellement, il paraît difficile de faire financer les études géothermiques et supporter le risque géologique qui restera important par le maître d'ouvrage, même avec l'accompagnement du fonds de garantie géothermique. D'une part, les résultats des études et travaux de reconnaissance exploratoires auront un caractère régional, et d'autre part le fonds géothermie est mal adapté à la réalisation de forages exploratoires. Enfin, dans l'état actuel, la couverture du risque par ce fonds est insuffisante puisque les investissements ne sont pas couverts en 100%.

3.3.2 Cas de la géothermie superficielle

La connaissance des ressources superficielles est bien meilleure que les ressources profondes, et son coût d'acquisition est moindre. Le principal effort à réaliser pour permettre le développement important attendu concerne la mise à disposition de l'information auprès des maîtres d'ouvrage potentiels et des maîtres d'œuvre. Des actions de ce type ont déjà été lancées dans certaines régions (par exemple : système d'Information géographique sur les ressources des aquifères disponibles en ligne pour les régions Ile de France, Centre et Lorraine) et devront être généralisées.

Les outils existants ou en cours de mise en place comme la garantie AQUAPAC contre le risque géologique, le niveau d'aide plus élevé qu'auparavant prévu dans le fonds chaleur renouvelable et les démarches qualité des professionnels, devront être maintenus et adaptés en fonction du développement de ces filières naissantes.

3.4 Développement des réseaux de chaleur

Les réseaux de chaleur offrent un important potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération par la substitution d'énergies renouvelables et de récupération aux énergies fossiles ; opérations lourdes et complexes, tant techniquement que financièrement.

Le processus d'un développement important de la chaleur renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur est une opération complexe mais réalisable. Elle présente l'avantage d'une grande pérennité, dès lors qu'elle est réalisée, puisqu'elle touche essentiellement l'habitat et le tertiaire.

Le processus est complexe car il implique de concilier trois évolutions distinctes :

- La substitution d'énergies renouvelables et de récupération aux énergies fossiles (à commencer par le charbon, mais aussi le fioul lourd et le gaz naturel), utilisées aujourd'hui à hauteur de 1,8 Mtep dans les réseaux.
- Les économies de chauffage dans les bâtiments existants déjà alimentés par des réseaux du fait d'opérations ou de services (isolation, gestion améliorée, ...).
- Les extensions de réseaux, soit dans des zones nouvelles à urbaniser soit dans des quartiers existants. Ceci suppose alors de remplacer les énergies fossiles existantes, généralement gaz ou fioul, de chauffage collectifs (« batailles » commerciales souvent longues et pour lesquelles les arguments doivent être pertinents et adaptés). L'extension des réseaux « par capillarité » a deux objectifs :
 1. Remplacer la demande de chaleur économisée par les programmes d'isolation de bâtiments existants et éviter la dégradation de l'équilibre économique du réseau.
 2. Assurer dans les bâtiments nouvellement raccordés le recours à la chaleur renouvelable et de récupération (soit en substituant des énergies conventionnelles en place, soit en évitant l'installation de chauffage non renouvelable ou de récupération pour les bâtiments neufs)

Les trois phases de l'évolution des réseaux ne sont évidemment pas consécutives ; elles doivent être menées concomitamment dans le cadre d'un programme de développement de la chaleur renouvelable et de récupération, établi entre les professionnels et les autorités de l'agglomération concernée.

Les chaufferies collectives alimentant de grands bâtiments (hôpital, université, ensemble d'habitat collectif ...) peuvent bien entendu développer l'utilisation de la biomasse. Elles peuvent également être à l'origine de réseaux de chaleur s'étendant en dehors de leur périmètre propre. Ces opérations, souvent complexes sur le plan administratif et contractuel doivent être encouragées.

Pour les professionnels, un objectif de 94% de chaleur renouvelable et de récupération dans les réseaux n'est pas atteignable, en particulier à l'horizon 2020, car pour assurer les pointes de la demande de chaleur (quelques dizaines de jours par an), l'utilisation de chaudières classiques (fioul/gaz) présente un grand avantage économique et de fiabilité. Néanmoins, ils estiment qu'un objectif de 70% de chaleur renouvelable et de récupération peut être recherché à une échéance plus lointaine (2025-2030). Pour 2020, un objectif global de 55% serait déjà très ambitieux, étant entendu que l'objectif de 50% suppose déjà la mise en œuvre de mesures pertinentes et cohérentes et d'une impulsion de départ forte.

Les énergies fossiles utilisées aujourd'hui pour la production de chaleur (en dehors de l'électricité issue de cogénération) dans les réseaux, représente entre 1,8 et 2 Mtep.

En conclusion :

- si les professionnels envisagent comme possible un doublement du nombre d'équivalent-logements raccordés à des réseaux de chaleur à l'horizon 2020 (sous réserve d'un très fort soutien), en revanche ils considèrent qu'il sera difficile d'aller au-delà d'une contribution de 50% de renouvelables dans les inputs des réseaux de chaleur (problème de gestion de la courbe de charge notamment)

- et donc si on utilise ce chiffre de 50% comme donnée d'entrée, l'atteinte des objectifs sur les renouvelables via les réseaux de chaleur impose alors de quadrupler le nombre de raccordements, et donc de passer à 8 millions d'équivalent-logements raccordés en 2020
- un scénario médian consisterait à raccorder 6 millions d'équivalent-logements à des réseaux de chaleur alimentés à 76% par des énergies renouvelables

Il y a donc un véritable enjeu à traiter spécifiquement ce sujet, et à mettre en œuvre des mesures législatives, réglementaires et incitatives pour permettre la création de nouveaux réseaux de chaleur, et l'extension des réseaux existants performants.

QUATRIEME PARTIE – PROJECTIONS DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL- AGRICOLE

La quatrième partie de ce rapport est consacrée au secteur industriel-agricole, en suivant le même plan que la partie précédente, à savoir : un bref état des lieux de la consommation de chaleur, et notamment de la chaleur renouvelable, en 2007 ; les résultats chaleur des scénarios Enerdata/DGEMP concernant spécifiquement ce secteur ; les points de vigilance que les débats en ateliers ont mis en lumière.

1. ETAT DES LIEUX 2007

1.1 Consommation de chaleur dans les secteurs industriel et agricole

En 2007, la chaleur consommée par l'industrie s'élève à 26,8 Mtep, soit près d'un tiers de la chaleur finale totale, et la chaleur consommée par l'agriculture s'élève à 0,5 Mtep, soit moins de 0,6% du total.

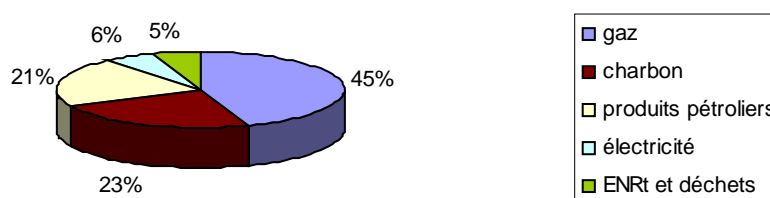


Figure 39 : Part des énergies dans la fourniture de chaleur du résidentiel tertiaire

Le gaz fournit près de la moitié de la chaleur de l'industrie en 2007 (45%). Le charbon et les produits pétroliers conservent une place très importante (44%), alors que l'électricité (6%) et les renouvelables thermiques (5%) ne fournissent qu'une faible part de la chaleur consommée.

Le poids relatif des différents combustibles a sensiblement évolué sur la période 1970-2007, avec un net déclin des produits pétroliers et du charbon au profit du gaz.

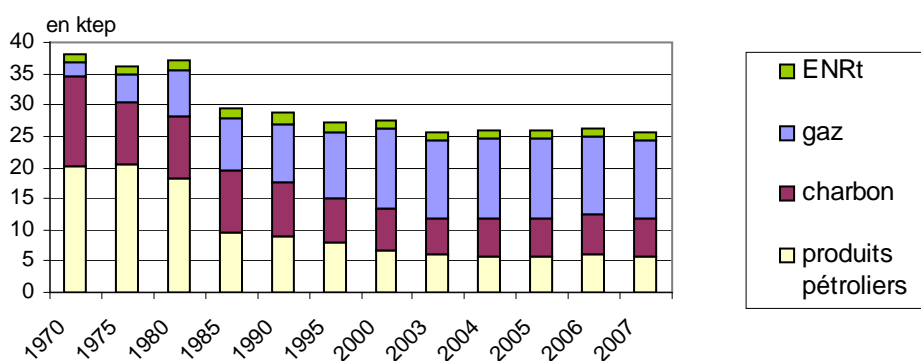


Figure 40 : Poids des différents combustibles sur la période 1970-2007

Les principaux secteurs utilisateurs de chaleur, hors sidérurgie, sont :

- l'industrie agroalimentaire
- le ciment
- la chimie organique
- le papier/carton

Les secteurs les plus consommateurs sont aussi les secteurs les plus concentrés, ce qui explique le faible nombre d'établissements concernés par des besoins élevés de chaleur.

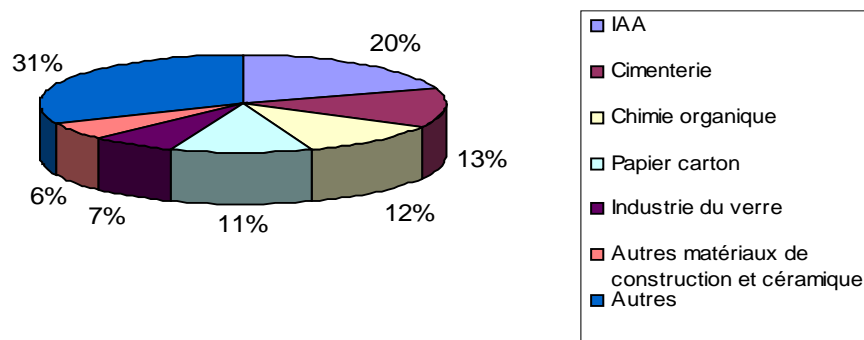


Figure 41 : Répartition par secteurs d'activité

En outre, les énergies sont pour la plupart utilisées dans des secteurs d'activité spécifiques :

- les produits charbonniers dans la sidérurgie (plus de 80%)
- le gaz pour les process dans les IAA et la papeterie (37% à eux deux)
- les combustibles spéciaux renouvelables et non renouvelables sont destinés principalement à l'industrie du ciment

1.2 La chaleur renouvelable

En 2007, la chaleur renouvelable est consommée à 85% dans le résidentiel-tertiaire, 14% dans l'industrie et 1% dans l'agriculture. Dans l'industrie, cela représente 1,5 Mtep en 2007.

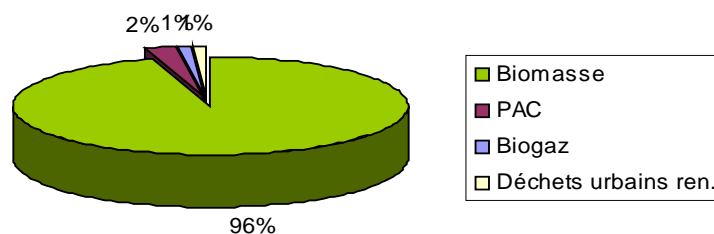


Figure 42 : Contribution des filières ENR dans la chaleur renouvelable du secteur industriel

La biomasse (bois-énergie, liqueur noire, résidus agricoles et agroalimentaires, y compris bagasse) représente 96% de la chaleur renouvelable consommée par l'industrie en 2007.

La chaleur renouvelable provient pour une grande part de la valorisation de sous-produits ou co-produits. Elle est donc étroitement liée à l'importance de l'activité des secteurs concernés et le plus souvent, entièrement consommée dans ces mêmes secteurs :

- bois-énergie dans l'industrie du bois, la papeterie, la cimenterie et les tuiles et briques
- liqueur noire en totalité dans la papeterie
- résidus agricoles et alimentaires dans la cimenterie et les IAA
- biogaz dans les IAA et la papeterie

2. PRINCIPAUX RESULTATS DES PROJECTIONS ENERDATA

2.1 Dans le secteur industriel

La figure 43 présente l'évolution de la consommation d'énergie finale de l'industrie par énergie dans le scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP.

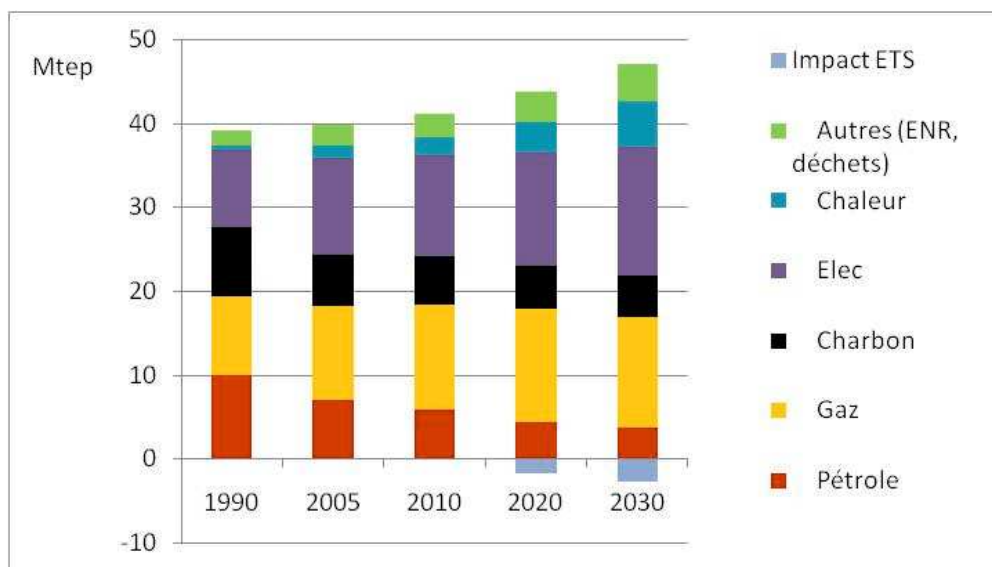


Figure 43 : Consommation d'énergie finale de l'industrie, par énergie

Les projections de la demande de chaleur sont très voisines de celles du « scénario de référence à caractère tendanciel » de l'OE (41,0 Mtep en 2010 et 43,7 Mtep en 2020, soit une augmentation de 6%) hormis l'impact attendu de l'ETS (-1,8 Mtep en 2020⁵³).

La part des renouvelables dans la demande de chaleur atteint 14% en 2020.

Le tableau 30 présente l'évolution de la part des besoins thermiques couverts par les achats de vapeur dans les secteurs les plus consommateurs de chaleur. La répartition a été estimée sur la base :

- de l'évolution historique des achats de vapeur par branche
- de la part des usages de vapeur dans les besoins énergétiques des branches
- des objectifs du COMOP 10

	1990	2005	2012	2020
chimie organique	4%	11%	15%	18%
reste chimie	10%	24%	30%	38%
papier-pâtes	4%	22%	31%	41%
IAA	3%	5%	12%	20%
biens d'équipement	1%	4%	4%	6%
autres	16%	40%	48%	58%

Tableau 30 : Part des besoins thermiques couverts par les achats de vapeur

Le COMOP 10 fixe à 3,6 Mtep l'objectif de consommation de biomasse et déchets (part renouvelable)

⁵³ Les simulations ne permettent pas de dire quelle sera la répartition entre énergies des économies engendrées par ETS : celles-ci sont donc représentées en négatif sur la figure 43, et doivent être déduites du total pour avoir la consommation d'énergie finale à une date donnée.

dans les chaufferies industrielles. Dans le chiffrage du scénario « Grenelle » Enerdata/DGEMP, la totalité a été affectée à l'utilisation directe de la biomasse, avec une répartition par industrie qui conduit aux taux de couverture des besoins de chaleur par la biomasse et les déchets du tableau 31.

	1990	2005	2012	2020
clinker	16%	39%	50%	63%
papier-pâtes	28%	25%	31%	35%
sucre	0%	0%	10%	30%
autres	16%	40%	48%	58%

Tableau 31 : Taux de couverture des besoins de chaleur par la biomasse et les déchets

2.2 Dans le secteur agricole

Les scénarios Enerdata/DGEMP n'ont pas traité spécifiquement le secteur agricole. Il n'est donc pas possible de désagréger les résultats globaux dans ce domaine d'activité.

3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE

3.1 Incertitudes liées à la crise économique et au système de quotas

En raison de la crise financière et crise économique, les membres du groupe de travail se sont interrogés sur les hypothèses de croissance retenue pour le PIB et pour certains secteurs industriels. En particulier, il a été suggéré de reconsidérer à la baisse les hypothèses de développement de la production de papier, jugées aujourd'hui trop fortes compte tenu du contexte actuel et des évolutions récentes.

Par ailleurs, certains participants à l'atelier industrie ont jugé que l'évaluation de l'impact de l'ETS serait probablement à reconsidérer en cas de changement dans les modalités d'attribution des quotas et la mise en place d'un système d'enchères.

3.2 Mobilisation de la ressource biomasse

En 2006, la biomasse représentait plus de 60% des énergies renouvelables avec 10,2 Mtep dont environ 9,3 Mtep provenant du bois et des déchets de bois, sur un total de 16,9 Mtep d'énergie renouvelable.

Les nouvelles perspectives de développement des valorisations thermique et électrique de la biomasse fixées dans le cadre du Grenelle de l'environnement dépendent, non seulement de l'évolution de la demande, mais aussi des conditions de mobilisation de la ressource biomasse utilisée.

3.2.1 Perspectives à l'horizon 2012

Le COMOP 10 a fixé un objectif intermédiaire de 1,64 Mtep de chaleur supplémentaire produite à partir de biomasse d'ici 2012.

Deux outils majeurs sont mis en place pour atteindre cet objectif :

- le fonds chaleur renouvelable, introduit par le MEEDDAT dans la loi de finances pour 2009, vise à soutenir la production de chaleur d'origine renouvelable, et notamment une production supplémentaire de chaleur produite à partir de biomasse de 1,1 Mtep/an d'ici 2012. Sur l'ensemble de ces projets financés, les projets mis en service d'ici 2012 devraient conduire à des besoins en biomasse de l'ordre de 0,75 Mtep/an, comprenant entre 1 et 1,5

millions de tonnes de plaquettes forestières selon leur taux d'incorporation dans les plans d'approvisionnement des projets (entre 30 et 50%).

- les appels d'offres pour la réalisation de projets de cogénération (objectif : 0,54 Mtep/an d'ici 2012) à partir de biomasse appelleront, à partir de 2012, à la mobilisation d'environ 1,5 Mtep/an de biomasse supplémentaire dont 2 millions de tonnes de plaquettes forestières.

Dès lors, à partir de 2012, les besoins en plaquettes forestières devraient s'élever entre 3 et 3,5 millions de tonnes/an.

Potentiel de biomasse forestière à l'horizon 2012

Les travaux des Assises de la forêt ont permis d'identifier une offre supplémentaire en forêt potentiellement mobilisable, dans des conditions compatibles avec la gestion durable, de 12 millions de m³ en 2012 pour fournir le bois industrie et énergie nécessaire à l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement, soit 3 Mtep supplémentaires.

La ressource physique potentiellement disponible apparaît suffisante pour répondre aux besoins de plaquettes forestières supplémentaires à cette échéance.

Néanmoins, ce potentiel va nécessiter une forte mobilisation de la ressource forestière, dont le marché est traditionnellement peu élastique. Des tensions risquent d'apparaître au niveau local, liées notamment à l'augmentation importante de la demande à partir de 2011/2012. Ce développement risque également d'induire des conflits d'usage avec les industries déjà utilisatrices de biomasse.

Les appels à projets et les appels d'offres vont permettre de sélectionner des projets qui par leur taille sont à même de jouer un rôle prépondérant dans la structuration des filières d'approvisionnement. Des mesures spécifiques ont été prises dans ce sens dans les cahiers des charges de ces appels : incorporation d'un seuil minimal de plaquettes forestières, prise en compte du rayon de collecte dans la notation du plan d'approvisionnement, bonus accordé aux approvisionnements dans les zones forestières d'accès difficile (en haute montagne par exemple).

Par ailleurs, des sanctions sont prévues dans les différents dispositifs de soutien en cas de non respect du plan d'approvisionnement par le porteur de projet.

Enfin, un suivi au niveau régional sera mis en place concernant la production et la mobilisation des ressources de manière à s'assurer de la structuration des filières.

Ces différentes mesures sont de nature à faciliter la montée en puissance progressive des filières d'approvisionnement, en complément des dispositions prévues en faveur de la forêt dans le cadre de la loi de finances pour 2009, notamment la réduction d'impôt pour encourager l'investissement forestier.

Ces mesures participent aux objectifs du plan de soutien à la mobilisation des bois qui a été envisagé dans le cadre des Assises de la Forêt et du Grenelle de l'environnement et qui vise le développement du bois énergie mais aussi du bois matériau. Dans ce cadre, il a été souligné la nécessité de créer de nouvelles dessertes forestières, de développer la mécanisation de la récolte, d'organiser la logistique et des outils de première transformation. Par ailleurs, un programme ambitieux d'utilisation du bois dans la construction permettrait d'augmenter de façon significative les prélèvements de biomasse en forêt, d'accroître les quantités de sciages produits en France, et par voie de conséquence, la quantité de co-produits disponibles pour l'énergie.

Des mesures complémentaires sur la mobilisation du bois ont été proposées dans le cadre du COMOP 16. Une mission a également été confiée par le Président de la République à Jean Puech, dont les conclusions devraient être rendues publiques en mars 2009.

3.2.2 Perspectives à l'horizon 2020

Le COMOP 10 a fixé par rapport à la situation 2006 un objectif d'une production supplémentaire de 7,5 Mtep de chaleur et d'électricité produite à partir de biomasse d'ici 2020. Aux dires des experts du COMOP 10, cet objectif correspond à un prélèvement supplémentaire de biomasse de l'ordre de 9 Mtep.

a. Potentiel biomasse à l'horizon 2020

i - Biomasse sylvicole

Les travaux des Assises de la forêt ont permis, notamment à partir de l'étude menée par le CEMAGREF, d'identifier à l'horizon 2020 une ressource supplémentaire mobilisable de 21 millions de m³ dans des conditions compatibles avec la gestion durable. C'est sur cette base qu'a été fixé un objectif pour la forêt d'une contribution supplémentaire d'ici 2020 à hauteur de 4 Mtep, provenant, comme il est rappelé dans le COMOP 16, d'une récolte de 12 millions de m³ pour le bois industrie/énergie (3 Mtep) et de la collecte de sous-produits du sciage résultant d'une récolte supplémentaire de 9 millions de m³ pour bois d'œuvre (avec un rendement sciage de 60%, cela représenterait 3,6 millions de m³ de produits connexes de scieries, soit 1 Mtep).

La poursuite des études sur l'évaluation du gisement supplémentaire provenant de sous-produits de l'exploitation forestière (rémanents forestiers) disponible pour le bois énergie est nécessaire. Une mise à jour de l'étude MAP/CEMAGREF sur le potentiel de biomasse forestière disponible est en cours à partir des nouvelles données de l'Inventaire Forestier National (IFN). Par ailleurs, d'après l'étude réalisée par IFN/SOLAGRO (2005) pour le compte de l'ADEME, la quantité totale de rémanents disponible pour le bois énergie, sans créer de concurrence avec les industries de la trituration (pâte à papier, panneaux), serait de 7,3 Mtep/an. Cette quantité est ramenée à 5,4 Mtep/an en tenant compte des contraintes d'exploitation. Cette estimation fait actuellement l'objet d'une mise à jour pour mieux tenir compte des conditions environnementales de collecte, et d'une mise en cohérence avec les données issues de l'étude CEMAGREF. Enfin, l'étude IFN/SOLAGRO prévoit également un scénario d'intensification des prélèvements correspondant à la totalité de l'accroissement biologique annuel : un gisement de rémanents supplémentaire associé devrait être estimé dans ce cadre.

Une nouvelle évaluation de la ressource disponible sera donc nécessaire au point de passage 2012.

ii - Autres gisements

D'autres gisements peuvent également contribuer à la réalisation des objectifs du Grenelle de l'environnement.

- *Les déchets industriels banals (DIB) : près d' 1 Mtep*

Le gisement de broyats de déchets de bois non adjuvanté représente 1,5 million de tonnes (soit 0,5 Mtep) et est principalement utilisé par les industriels du panneau. Le gisement disponible pour les besoins énergétiques est marginal.

En revanche, les déchets de bois adjuvantés, non comptabilisés actuellement par l'OE, représentent une consommation inférieure à 0,5 Mtep. Le gisement global pouvant faire l'objet d'une valorisation énergétique représenterait 0,9 Mtep selon le CREED (données 2005).

- *La biomasse agricole*

Les résidus de récolte

Le Ministère de l'Agriculture et de la Pêche évalue le potentiel disponible en résidus agricoles (paille et sous-produits de culture) à 1 Mtep.

Les résidus de récolte (au sens large de l'OE, incluant les déchets des industries agroalimentaires)

constituent d'après les professionnels un gisement potentiellement mobilisable évalué à 2 Mtep. Il se décline ainsi :

- La paille est la ressource lignocellulosique agricole la plus immédiatement exploitable et mobilisable. Selon les professionnels de la filière céréalière, le gisement potentiellement disponible est de l'ordre de 1,4 Mtep. Cette estimation tient compte des besoins et des utilisations actuelles (essentiellement pour l'élevage) et des précautions agronomiques nécessaires à prendre.

- Les résidus de récolte (grains déclassés, issues de silos, etc.) de la filière céréalière constituent un gisement évalué à 0,6 Mtep. A ce jour, le gisement des résidus de première et de deuxième transformation est en cours d'estimation. L'avantage de cette biomasse est sa localisation, proche de lieux de consommation de la chaleur, et sa facilité de mobilisation.

Les productions lignocellulosiques

Les productions lignocellulosiques sur terres agricoles constituent un autre gisement susceptible de croître de manière significative.

Les professionnels de la filière céréalière estiment qu'entre 1 et 1,9 millions d'hectares actuellement en jachère ou cultivés pour la production de céréales pourraient être affectés d'ici 2010 à la production de cultures lignocellulosiques. Ces chiffres dépendent notamment du niveau d'abandon partiel des exportations de céréales. Ces surfaces pourraient représenter un gisement potentiel de 4 à 8 Mtep, avant déduction des besoins organiques des sols supportant ces cultures (non évalué à ce jour). Ces potentiels doivent être confirmés, notamment en raison des nombreuses interrogations en suspens sur ces nouvelles cultures.

De son côté, le Ministère de l'Agriculture et de la Pêche estime qu'une mobilisation de plus d'un million d'hectares pour produire, à l'horizon 2020, 4 à 5,5 Mtep/an de taillis à courte rotation ou de cultures lignocellulosiques est extrêmement ambitieuse. Les taillis à courte rotation représentent à ce jour moins d'un millier d'hectares.

Ainsi, le développement de telles cultures doit être estimé au regard des potentialités agronomiques des sols (agricoles ou forestiers), des exigences agri-environnementales, de l'environnement économique et des arbitrages entre cultures alimentaires et cultures non alimentaires. En tenant compte des travaux en cours dans le cadre du programme de recherche sur les bioénergies (programme REGIX et ECOBIUM), une expertise est à lancer pour simuler les surfaces envisageables et les volumes de productions possibles en tenant compte des différentes priorités (alimentation, environnement, ...), et en évaluant leurs impacts.

3.2.3 Points de vigilance

Les points de vigilance sont les suivants :

- Poursuivre le développement des études de ressource nécessaires, et leur mise à jour
- Poursuivre l'expertise locale en concertation avec l'ensemble des acteurs de la filière bois et autres filières biomasse, notamment via les cellules biomasse, pour la sélection des projets biomasse énergie
- Disposer d'observatoires de la ressource biomasse et des usages pour mieux cerner le potentiel disponible et les risques de conflits d'usage
- Fixer des exigences et développer les bonnes pratiques pour limiter l'impact du prélèvement des rémanents sur l'environnement (appauvrissement des sols, biodiversité, ...)
- La ressource est physiquement disponible pour contribuer aux objectifs du Grenelle de

l'environnement. La mobilisation de la ressource nécessite la création et la structuration des filières, ainsi que la levée de certains obstacles par la mise en œuvre de mesures adaptées

- Poursuivre les efforts de R&D pour développer de nouvelles cultures, notamment lignocellulosiques, tout en respectant les priorités alimentaires et environnementales

CINQUIEME PARTIE – LES NOUVEAUX MOYENS D’INCITATION

Pour atteindre en 2012 et à l’horizon 2020 les objectifs découlant du COMOP 10, un système d’impulsion fort doit être mis en place afin de faire croître significativement les filières de production. Cette partie présente ainsi les nouveaux moyens d’incitation mis en œuvre à la suite du Grenelle de l’environnement pour favoriser le développement de la chaleur renouvelable dans toutes les filières et dans tous les secteurs.

1. LE FONDS CHALEUR RENOUEVABLE

Le fonds chaleur renouvelable a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l’habitat collectif, du tertiaire et de l’industrie à hauteur de 5,5 Mtep, soit plus du quart de l’objectif fixé par le Grenelle de l’environnement (20 Mtep supplémentaires à l’horizon 2020).

Les filières concernées sont la biomasse, le solaire thermique, la géothermie profonde (sur aquifères ou sur roches fracturées), la géothermie « intermédiaire » (aquifères ou sous sol) nécessitant l’usage de pompes à chaleur (PAC) pour relever le niveau de température, les chaleurs fatales, comme celles qui sont issues des usines d’incinération des ordures ménagères (UIOM), et le biogaz en injection dans le réseau de gaz si cette technique devient autorisée.

Les aides pourront être apportées sous forme de subvention à l’investissement ou d’aide au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mixte de ces deux types d’aides.

	2012	2020
Biomasse	1 100	3 800
Géothermie « profonde »	65	370
Géothermie sur PAC	50	200
Solaire	25	100
UIOM	70	500
Biogaz	60	500
Total	1 370	5 470

Tableau 32 : Ventilation par filière des objectifs fonds chaleur (en ktep par an)

Les modes d’intervention du fonds chaleur renouvelable sont les suivants :

- pour les installations biomasse de grande taille (> 1 000 tep/an) dans les secteurs industriel et agricole, appels à projets nationaux. Le premier appel à projets a été lancé le 5 décembre 2008. Cette procédure sera reconduite annuellement au moins pendant 3 ans.

- pour les autres filières, quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets, le fonds chaleur sera géré par l’ADEME au niveau régional. Le fonds chaleur vient en complément des aides actuellement versées dans le cadre des Contrats de Plan Etat-Région (CPER). L’ADEME veillera à la mise en cohérence des objectifs inscrits dans les CPER en chaleur renouvelable avec ceux du fonds chaleur lors de la révision à mi-parcours.

Les modalités de financement sont les suivantes :

- pour les projets sélectionnés dans le cadre du premier appel à projets, une aide au fonctionnement sera accordée
- pour les autres projets, une aide à l'investissement sera octroyée

2. L'ECO-PRET A TAUX ZERO

L'article 99 de la loi de finances pour 2009 (loi n°2008-1425 du 27 décembre 2008 de finances pour 2009), a créé, à l'article 244 quater U du code général des impôts, le prêt à taux zéro pour aider au financement des travaux de rénovation.

Ce prêt à taux zéro a pour objectif de financer des travaux d'amélioration de la performance énergétique globale de logements achevés avant le 1^{er} janvier 1990 et utilisés ou destinés à être utilisés en tant que résidence principale.

Les travaux peuvent être :

1. Soit des travaux qui correspondent à une combinaison d'au moins deux des catégories suivantes :
 - a) Travaux d'isolation thermique performants des toitures
 - b) Travaux d'isolation thermique performants des murs donnant sur l'extérieur
 - c) Travaux d'isolation thermique performants des parois vitrées et portes donnant sur l'extérieur
 - d) Travaux d'installation, de régulation ou de remplacement de systèmes de chauffage, le cas échéant associés à des systèmes de ventilation économiques et performants, ou de production d'eau chaude sanitaire performants
 - e) Travaux d'installation d'équipements de chauffage utilisant une source d'énergie renouvelable
 - f) Travaux d'installation d'équipements de production d'eau chaude sanitaire utilisant une source d'énergie renouvelable ;
2. Soit des travaux permettant d'atteindre une performance énergétique globale minimale du logement
3. Soit des travaux de réhabilitation de systèmes d'assainissement non collectif par des dispositifs ne consommant pas d'énergie.

Les modalités de détermination de ces travaux seront fixées par des textes réglementaires (décret et arrêté) qui seront publiés au 1^{er} semestre 2009.

Le montant maximal du prêt à taux zéro est fixé à 30 000 € par logement.

3. LES NOUVELLES MESURES EN FAVEUR DES RESEAUX DE CHALEUR

Les réseaux de chaleur ont un rôle essentiel à jouer pour atteindre nos objectifs de développement de la chaleur renouvelable. Ils sont d'une part l'expression de la volonté d'une collectivité territoriale de se saisir de l'ensemble des enjeux liés à l'énergie et donc en particulier de ceux qui sont liés à l'usage, à la distribution et à la production de chaleur. D'autre part, techniquement, ils permettent d'utiliser des énergies « difficiles » et, s'agissant de renouvelables, la biomasse sous toutes ses formes, la géothermie et l'incinération des déchets. En outre, les réseaux de chaleur permettent de mieux contrôler les émissions polluantes notamment en cas de combustion de biomasse.

Le COMOP 10 a précisé les mesures à mettre en œuvre pour assurer la mobilisation des réseaux de distribution de chaleur en faveur des énergies renouvelables. Ce comité a notamment posé le principe d'une harmonisation à 50% du taux d'alimentation en énergie renouvelable ou de récupération des réseaux permettant d'obtenir le bénéfice des dispositifs de soutien et proposé plusieurs mesures législatives et réglementaires.

3.1 Mesures législatives

3.1.1 TVA à taux réduit sur la fourniture de chaleur

Le seuil de 60% d'énergies renouvelables ou de récupération pour bénéficier du taux réduit de TVA à 5,5% prévu par le b) de l'article 279 du code général des impôts n'étant pas suffisamment accessible pour promouvoir l'augmentation de la part de ces sources d'énergie, un abaissement de ce seuil à 50% a été proposé et validé par l'article 73 de loi n° 2008-1443 du 30 décembre 2008 de finances rectificative pour 2008.

Cette disposition, applicable à compter du 1^{er} mars 2009, permettra de renforcer le caractère incitatif de cette mesure en faveur des réseaux qui souhaitent investir dans des équipements de production d'énergie à partir de sources renouvelables.

3.1.2 Augmentation de la durée d'une concession d'un réseau

La formulation actuelle de l'article L. 1411-2 du Code Général des Collectivités Territoriales (issu de la loi Sapin) a entraîné des jurisprudences variées. Une clarification devrait permettre à de nombreux réseaux de chaleur en DSP dont les échéances contractuelles sont entre 5 et 10 voire 15 ans (et ne permettent donc pas l'amortissement des investissements nécessaires à la mise en œuvre de solutions énergies renouvelables), de lancer des programmes d'investissement.

L'article 30 du projet de loi portant engagement national pour l'environnement prévoit donc d'ajouter dans la première phrase du b) de l'article L. 1411-2 du Code Général des Collectivités Territoriales une mention précisant la possibilité de prolongation de contrats de concession pour amortir des investissements liés à l'utilisation des énergies renouvelables demandés par la collectivité territoriale. Afin néanmoins de limiter les effets d'aubaine, la mesure ne s'applique que dans le cas où la durée restante à courir de la concession est d'au moins trois ans.

3.1.3 Révision de la procédure de classement des réseaux de chaleur

Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid actuellement prononcé par un arrêté préfectoral en application de la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur et de son décret d'application n° 81-542 du 13 mai 1981 a montré son insuffisance du fait de sa lourdeur, puisqu'en 20 ans, malgré les modifications en 1996 censées faciliter son utilisation, un seul réseau a fait l'objet d'un classement.

La décision de classement est la conséquence de la constatation que les caractéristiques énergétiques et économiques du réseau considéré dans son ensemble sont conformes aux critères et exigences posés par la réglementation. Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid a pour conséquence la fixation, à l'intérieur de la zone de desserte de ce réseau, d'un ou plusieurs périmètres de développement prioritaire à l'intérieur desquels le raccordement au réseau peut être imposé.

L'article 30 du projet de loi portant engagement national pour l'environnement propose de simplifier la procédure et de la réserver aux réseaux utilisant majoritairement des énergies de récupération ou renouvelables. Les modifications concernent notamment :

- la compétence pour classer un réseau est attribuée aux collectivités territoriales au lieu du préfet

- le recueil de l'avis de la commission consultative des services publics locaux lorsqu'elle existe
- la définition des installations soumises à l'obligation de raccordement est mise à jour pour s'aligner sur les notions de « bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants » définies par ailleurs pour l'application de la réglementation thermique.

Ce classement maintient une obligation de raccordement à un réseau de chaleur alimenté majoritairement par des énergies renouvelables ou fatales pour tout bâtiment neuf ou faisant l'objet ou d'une réhabilitation lourde. Le maire ou le président de l'intercommunalité peut attribuer des dérogations au principe énoncé ci-dessus, sous réserve que celles-ci soient motivées par des impératifs techniques, économiques ou environnementaux clairement démontrés (occupation saisonnière des locaux ou très forte occupation intermittente par exemple).

3.2 Mesures réglementaires

Ces modifications concernent principalement la modification des textes relatifs à l'urbanisme et aux réglementations thermiques :

- Modification de l'arrêté du 8 mai 2007 relatif au contenu et aux conditions d'attribution du label « haute performance énergétique » pour mettre en cohérence le seuil minimal d'alimentation en énergies renouvelables ou de récupération avec le seuil de 50%.
- Modification des textes relatifs aux réglementations thermiques afin de considérer la sous-station d'un réseau de chaleur au même niveau que les moyens de production in situ éligible aux aides et mécanismes de soutien. Le principe de cette modification est d'ores et déjà prévu par l'article 17 du projet de loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

4. LES APPELS D'OFFRES COGENERATION BIOMASSE

Dans le cadre des dispositions de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, trois appels d'offre ont été lancés pour des projets de centrales de production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse.

A la suite du premier appel d'offre, le ministre délégué à l'industrie a délivré en janvier 2005 des autorisations d'exploiter pour 216 MW de projets centrales biomasse.

Les résultats du second appel d'offre, lancé en 2006, ont été publiés en juin 2008 : 22 projets de centrales ont été retenus en France métropolitaine. La puissance électrique cumulée de ces centrales est estimée à 300 MW et la chaleur produite serait de 450 000 tep. Leur mise en service est fixée au plus tard le 1^{er} janvier 2010.

La chaleur valorisée par les deux premiers appels d'offres est estimée à 600 000 tep à l'horizon 2010. Elle correspond à 25% de l'objectif proposé par le COMOP 10 en matière de développement de la chaleur cogénérée pour 2020.

Le troisième appel d'offre biomasse a été lancé le 6 janvier 2009, et porte sur une puissance électrique maximale installée de 250 MW.

A l'horizon 2012, la chaleur cumulée globale produite par l'ensemble des projets retenus dans le cadre de ces appels d'offres devrait avoisiner 1 Mtep, soit 40% de l'objectif fixé pour 2020.

SIXIEME PARTIE – SYNTHESE ET CONCLUSIONS

1. OBJECTIFS 2012 ET 2020

Cette programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur s'inscrit dans la droite ligne du Grenelle de l'environnement, dont la mise en œuvre doit permettre à la France d'entrer dans l'ère de la sobriété et de l'efficacité énergétiques, et des énergies renouvelables.

Les travaux réalisés et les décisions prises à l'occasion du Grenelle de l'environnement (notamment dans le COMOP 10) constituent une donnée d'entrée fondamentale. Ils fournissent en particulier les objectifs quantitatifs en matière de développement de la chaleur renouvelable qui seront traduits par arrêté ministériel.

Les objectifs aux horizons 2012 et 2020 arrêtés dans le cadre de cette PPI chaleur, sont donc ceux du COMOP 10, soit +3,0 Mtep au 31 décembre 2012, et +10,1 Mtep à l'horizon 2020. La ventilation par filière de production est rappelée dans le tableau 33 ci-dessous.

	Situation 2006	Objectif au 31/12/2012	Potentiel 2020
Bois individuel	7 400 (5,75 Mlogts)	7 400 (7,3 Mlogts)	7 400 (9 Mlogts)
Biomasse	1 400	2 500	5 200
<i>dont bâtiments</i>	100	300	800
<i>dont réseaux de chaleur collectif/tertiaire</i>	100	300	1200
<i>dont industrie/process</i>	1 200	1 900	3 200
Biomasse chaleur cogénération	0	540	2 400
Géothermie profonde	130	195	500
Géothermie intermédiaire	50	100	250
Pompe à chaleur individuelle	200 (0,075 Mlogts)	1 200 (1,245 Mlogts)	1 600 (2,0 Mlogts)
Solaire thermique individuel	17 (0,085 Mlogts)	150 (0,730 Mlogts)	817 (4,285 Mlogts)
Solaire collectif	10	35	110
Part ENR des UIOM et bois DIB	400	470	900
Biogaz	55	60	555
TOTAL	9 662	12 650	19 732

Tableau 33 : Ventilation par filière des objectifs 2012/2020 de chaleur renouvelable (en ktep)

2. EVALUATION DE CES OBJECTIFS PAR RAPPORT AUX TENDANCES ACTUELLES

La méthodologie du groupe de travail en charge de la confection de ce rapport a été d'apporter un éclairage qualitatif en décrivant les évolutions attendues pour chaque usage de la chaleur entre aujourd'hui et 2020. Des scénarios ont ainsi été élaborés par Enerdata, en relation avec l'OE et la DGEC, en intégrant notamment toutes les mesures d'économies décidées et leurs conséquences sur la consommation d'énergie. Les données spécifiques à la chaleur ont été extraites des résultats globaux de ces simulations. Puis, elles ont été confrontées à la réalité des marchés, et croisées avec les données des professionnels.

Les échanges permettent de conclure que les objectifs fixés pour 2012 et 2020 sont très ambitieux, mais atteignables si la volonté de tous est au rendez-vous.

Dans l'état actuel des technologies, le potentiel de toutes les filières devra être exploité au maximum pour atteindre ces objectifs, ce qui implique une rupture de rythme.

3. COMMENTAIRES ET POINTS DE VIGILANCE

Devant le niveau d'ambition des objectifs affichés, un système d'impulsion fort a été mis en place afin de permettre un développement rapide de la chaleur renouvelable à haute qualité environnementale.

Le 17 novembre 2008, le Ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, a ainsi présenté le plan national de développement des énergies renouvelables de la France. Ce plan comprend 50 mesures opérationnelles devant permettre de porter à au moins 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie à l'horizon 2020. L'ensemble de filières renouvelables est concerné et l'augmentation de la production annuelle d'énergie renouvelable devra être de 20 Mtep. Les mesures de ce plan de développement à haute qualité environnementale trouveront leur traduction notamment dans la loi d'engagement national pour l'environnement (dite Grenelle 2) et les différentes lois de finances. Pour ce qui concerne la chaleur renouvelable, on peut ainsi citer comme nouveaux moyens d'incitation le fonds chaleur renouvelable, la création d'un « éco-prêt » à taux zéro pour financer des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements dans le parc existant, les nouvelles mesures législatives et réglementaires en faveur des réseaux de chaleur, ou encore le lancement d'un troisième appel d'offres pour des projets de cogénération à partir de biomasse.

Malgré ces nouveaux moyens d'incitations, les débats avec les professionnels ont mis en lumière un certain nombre de points de vigilance nécessitant une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs.

3.1 Rythme et ambition des rénovations du parc existant

La conjugaison de l'objectif d'une réduction des consommations du parc existant de 38% et d'un rythme de 400 000 rénovations complètes par an doit conduire à :

- s'assurer une bonne connaissance du parc en incitant à la réalisation de diagnostics de performance énergétique, et en assurant la collecte des résultats
- cibler les actions sur les bâtiments les plus consommateurs
- former les professionnels du secteur aux problématiques énergétiques et environnementales
- assurer un large succès de l' « éco-prêt » à taux zéro en :
 - publiant les textes réglementaires dès le premier trimestre 2009
 - élaborant un système d'attribution simple, clair et lisible, afin qu'il soit diffusé par toutes les agences bancaires de proximité, sur tout le territoire
 - communiquant largement sur le dispositif
- continuer les campagnes de communication grand public sur les économies d'énergies dans le bâtiment, pour les inciter à modifier leur comportement et à réaliser des travaux légers même sans aide financière

3.2 Eau chaude sanitaire solaire

La réduction moyenne de 38% des consommations énergétiques dans l'existant nécessite de revoir à la hausse l'objectif de 4,2 millions de logements équipés en panneaux solaires thermiques fixé par le COMOP à l'horizon 2020. Tout en tenant compte de la stabilisation de la consommation individuelle en eau chaude sanitaire qui devrait se stabiliser grâce notamment aux mesures de sensibilisation sur les économies d'énergie et d'eau, à l'évolution des technologies (réduction du débit, etc.), et à la pénétration des chauffe-eau thermodynamiques, l'objectif pourrait se situer vers un taux de 30% de logements équipés en 2020.

Cet objectif extrêmement ambitieux va nécessiter des évolutions importantes de la filière :

- démarches volontaires de qualité et de performance
- normalisation de la définition des produits et de la mesure de la performance
- mobilisation des acteurs au niveau régional
- soutien au développement du solaire collectif et tertiaire via le fonds chaleur renouvelable
- passage à une culture du résultat
- structuration de la filière (formation des installateurs, des exploitants, des bureaux d'étude)
- baisse des coûts
- poursuite de l'effort de R&D

3.3 Géothermie

La bonne atteinte des objectifs affichés pour la géothermie à l'horizon 2020 requiert :

- pour la géothermie basse énergie, la mobilisation de nouvelles ressources géologiques, d'où :
 - en amont, des études et des travaux d'exploration importants pour confirmer la qualité de la ressource géothermale
 - puis, un forage d'exploration permettant de valider les résultats de ces travaux préparatoires
 - pour les nouveaux aquifères, il sera nécessaire de réaliser un pilote pour confirmer la possibilité d'exploiter
- pour la géothermie superficielle, la mise à disposition de l'information (connaissances des ressources) auprès des maîtres d'ouvrage potentiels et des maîtres d'œuvre

3.4 Extension des réseaux de chaleur

L'hypothèse utilisée dans le scénario Enerdata/DGEMP (extension minimale des réseaux) conduit à un doublement du nombre d'équivalent-logements raccordés aux réseaux de chaleur, et à un taux de pénétration des ENR de 94% :

- si les professionnels envisagent comme possible un doublement du nombre d'équivalent-logements raccordés à des réseaux de chaleur à l'horizon 2020 (sous réserve d'un très fort soutien), en revanche ils considèrent qu'il sera difficile d'aller au-delà d'une contribution de 50% de renouvelables dans les inputs des réseaux de chaleur (problème de gestion de la courbe de charge notamment)

- et donc si on utilise ce chiffre de 50% comme donnée d'entrée, l'atteinte des objectifs sur les renouvelables via les réseaux de chaleur impose alors de quadrupler le nombre de raccordements, et donc de passer à 8 millions d'équivalents-logements raccordés en 2020
- dans un scénario médian, 6 millions d'équivalent-logements sont raccordés à des réseaux de chaleur alimentés à 76% par des énergies renouvelables

Il y a donc un véritable enjeu à traiter spécifiquement ce sujet, et à mettre en œuvre des mesures législatives, réglementaires et incitatives pour permettre la création de nouveaux réseaux de chaleur, et l'extension des réseaux existants performants.

3.5 Mobilisation de la ressource biomasse

- Poursuivre le développement des études de ressource nécessaires, et leur mise à jour
- Poursuivre l'expertise locale en concertation avec l'ensemble des acteurs de la filière bois et autres filières biomasse, notamment via les cellules biomasse, pour la sélection des projets biomasse énergie
- Disposer d'observatoires de la ressource biomasse et des usages pour mieux cerner le potentiel disponible et les risques de conflits d'usage
- Fixer des exigences et développer les bonnes pratiques pour limiter l'impact du prélèvement des rémanents sur l'environnement (appauvrissement des sols, biodiversité, ...)
- La ressource est physiquement disponible pour contribuer aux objectifs du Grenelle de l'environnement. La mobilisation de la ressource nécessite la création et la structuration des filières, ainsi que la levée de certains obstacles par la mise en œuvre de mesures adaptées
- Poursuivre les efforts de R&D pour développer de nouvelles cultures, notamment lignocellulosiques, tout en respectant les priorités alimentaires et environnementales

ANNEXES

Annexe 1 : Lettre de mission du Ministre d'Etat au Directeur Général de l'Energie et du Climat

Annexe 2 : Equivalences énergétiques

Annexe 3 : Bilan énergétique 2007 de l'Observatoire de l'Energie

**ANNEXE 1 – LETTRE DE MISSION DU MINISTRE D'ETAT AU DIRECTEUR GENERAL DE L'ENERGIE
ET DU CLIMAT**

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Le Ministre d'Etat

Paris, le 11 JUIL. 2008

Nos réf. : D08011287

Monsieur le Directeur Général,

Dans la lutte contre le changement climatique, la France se place sur la trajectoire d'une division par quatre de ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 et entend contribuer de manière ambitieuse et déterminée au triple objectif européen d'une réduction de 20% de nos consommations énergétiques, d'une part de 20% des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie et d'une diminution de 20% de nos émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020.

Cette ambition exige un vaste plan d'action : la hausse durable du prix des énergies fossiles et le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ nous imposent d'adapter nos modes de consommation et de production d'énergie. Face aux urgences climatique et énergétique, la France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre.

Pour lutter contre le changement climatique et contribuer à un environnement respectueux de la santé, le Grenelle de l'environnement amorce une transition de la France vers une nouvelle économie compétitive, dont le nouveau modèle de développement respecte l'environnement et allège les besoins en ressources rares. En particulier, le Grenelle de l'environnement a fait de la réduction de nos besoins en énergie notre impératif premier.

La mise en œuvre des décisions du Grenelle de l'environnement doit permettre à la France d'entrer dans l'ère de la sobriété et de l'efficacité énergétiques. Il est donc à présent nécessaire de doter la France d'une nouvelle feuille de route en matière de production d'énergie. C'est pourquoi je souhaite que soit lancé sans délai un exercice de programmation des investissements de production et d'approvisionnement en énergie de la France à l'horizon 2020.

Notre responsabilité est de préparer et d'accompagner la France dans cette transition énergétique. Pour cela, la France doit engager un vaste programme d'équipement en énergies non carbonées. En particulier, nous devons intensifier massivement le développement des énergies renouvelables et établir le calendrier de mise en place du programme de centrale nucléaire de 3^{ème} génération lancé par le Président de la République.

J.

Monsieur Pierre-Franck CHEVET
Directeur général de l'énergie et du climat
61, bd Vincent-Auriol
75703 PARIS CEDEX 13

Présent
pour
l'avenir

La loi prévoit que le Gouvernement remette au Parlement trois rapports : une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, de chaleur et un plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz. Alors même que les précédentes programmations ne datent que de 2006, la mutation de notre modèle énergétique dans laquelle nous nous engageons exige leur renouvellement. Je vous demande de lancer de façon simultanée la révision de ces trois exercices, avec l'objectif d'une présentation au Parlement avant la fin de l'année 2008.

*

Ces futures programmations préciseront les objectifs français en matière de développement des énergies renouvelables, de développement des infrastructures gazières, de révision du parc de production d'électricité thermique et examineront à quel horizon la France devra engager de nouveaux investissements de production d'électricité nucléaire pour assurer son indépendance énergétique. A cet égard, l'absence de création de nouveau site nucléaire annoncée par le Président de la République sera prise en compte dans votre analyse.

En matière de chaleur, vous concentrerez vos propositions sur l'orientation de l'action publique en matière de développement de la chaleur renouvelable, après élaboration des coûts de référence de la production de chaleur.

Votre analyse prendra en considération les perspectives d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réduction de notre dépendance aux énergies fossiles. Vous intégrerez les orientations prises par le Grenelle de l'environnement qui peuvent se traduire par le développement de nouveaux usages de l'électricité (voitures électriques notamment).

En outre, dans un contexte d'interconnexion croissante des marchés européens de l'électricité et du gaz et de renchérissement de l'énergie, cette planification doit marquer la contribution française à la solidarité énergétique européenne et à l'ambition de l'Europe en matière de lutte contre le changement climatique.

Par ailleurs, vous prendrez en compte dans votre analyse l'opportunité que peut représenter pour les entreprises françaises l'émergence de filières énergétiques nouvelles.

*

Pour conduire cet exercice, vous mettrez à profit les propositions des comités opérationnels du Grenelle de l'environnement ainsi que les conclusions de l'étude des coûts de référence de la production d'électricité. En termes de prévisions de consommation d'énergie, vous vous référerez notamment aux scénarii élaborés par l'Observatoire de l'énergie.

Vous associerez les collectivités territoriales à l'élaboration de ces documents pour la partie relative aux zones insulaires. Vous veillerez à ouvrir régulièrement vos travaux à l'ensemble des parties prenantes.

Vous me transmettez vos projets de rapport fin 2008.

Je vous prie de croire, Monsieur le Directeur Général, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.



Jean-Louis BORLOO

ANNEXE 2 – EQUIVALENCES ENERGETIQUES

ÉNERGIE PRIMAIRE	UNITÉ	EN TEP (PCI)
Electricité et chaleur Production d'électricité d'origine nucléaire	1 MWh	0,260606 ...
Production d'électricité d'origine géothermique	1 MWh	0,86
Electricité d'autres origines (thermique) et chaleur (dont chaleur d'origine géothermique)	1 MWh	0,086
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	0,077
Fioul domestique	1000 m3	845
Bois ⁵⁴	1 stère	0,147
	1 m3	0,257
	1 tonne de produits connexes	0,3
Biomasse agricole		
Paille de céréales		0,394
Céréales (plantes entières)	1 tonne MS	0,360
Céréales (graines)	(matière sèche)	0,419
Sorgho (plante entière) ou luzerne		0,402
Soit en moyenne :		0,40 tep
Déchets urbains solides	1 tonne	0,187
Energie non précisée	1 Tjoule = 278 MWh	23,83

⁵⁴ Taux d'humidité à préciser

ANNEXE 3 –BILAN ENERGETIQUE 2007 DE L'OBSERVATOIRE DE L'ENERGIE

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consom- mation		

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,15		0,97	0,08	0,92		H : 5,87 N : 114,60		13,74	136,33
Importations	11,59	0,80	81,15	33,56	37,71	-	0,93		0,32	166,06
Exportations	-0,13	-0,53	-	-23,90	-0,77	-	-5,81		-	-31,14
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+0,82	-0,06	+0,43	+0,68	+0,43	-			-	+2,30
Soutes maritimes internationales				-2,88						-2,88
TOTAL disponibilités (D)	12,64		82,55	7,54	38,29	-	115,59		14,06	270,67

Indépendance énergétique (P/D)	1,2%		1,2%		2,4%		104,2%		97,7%	50,4%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage			82,69	-77,62			-0,12	0,31		5,26
Production d'électricité thermique	5,66	-		0,77	2,56	0,89	-5,20		1,52	6,20
Usages internes de la branche	3,69	-3,32	-	0,14 0,00	0,54	-0,33		1,53 2,85	0,21	5,31
Pertes et ajustement	-0,13	0,10	-0,14	0,66	0,47	-0,02		79,51	0,95	81,40
TOTAL (A)	9,22	-3,22	82,55	-76,05	3,57	0,54	-5,32	84,20	2,68	98,17

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie	1,82	2,83		0,02	0,63	0,86 -1,40		1,00	-	5,76
Industrie	1,10	0,43		5,92	11,83	-		10,62	1,42	31,32
Résidentiel Tertiaire	0,33	0,05		13,94	22,75	-		24,38	9,19	70,64
Agriculture	-	-		2,15	0,29	-		0,27	0,05	2,76
Transports (*)	-	-		48,96	0,07	-		1,05	1,50	51,58
TOTAL (B)	3,25	3,31		70,99	35,57	-0,54		37,32	12,16	162,06

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	0,11		13,93	1,81	-				15,85
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	12,67		91,42		40,95		116,20		14,84	276,08
Dont corrections climatiques	0,03		1,33		2,66		0,61		0,78	5,41

Indice de rigueur climatique = 0,870

H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire PR : produits de récupération

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(*) hors soutes marimes internationales

Source : Observatoire de l'Énergie