

CONFIDENTIEL

Etude du marché de la petite production



Opportunités de la production décentralisée pour E.On sur le marché français

Rapport Phase 1

20 janvier 2010 – Version avec compléments du 25 janvier 2010

Ce rapport est confidentiel et à usage unique du personnel du client. Aucune de ses parties ne peut être diffusée, citée, reproduite sans l'accord de SEA Conseil en stratégie. Ce rapport a été utilisé lors d'une présentation orale et n'est pas complet sans ce complément.

Sommaire

1	Rappel des objectifs et de la méthodologie
2	Définition et champ de l'étude
3	Panorama général de la petite production
3.1	Evolution des tarifs d'achat
3.2	Panorama synthétique / CSPE
3.3	Panorama par sources d'énergie
4	Avancement de la mission – Phase 2

1 Rappel des objectifs et de la méthodologie

Rappel des objectifs

Phases	1 Evaluer le potentiel	2 Caractériser les segments par filière
Thèmes à aborder	☐ Par filière, évaluer le potentiel en volume représenté par la petite production : ▪ Volumes représentés par filières (petite hydroélectricité, éolien, cogénération, EJP), ▪ Panorama réglementaire par filière (impact de la fin des tarifs d'achats, évolution de la CSPE, etc.)	☐ Caractéristiques des segments ▪ Segmentation des actifs par filière : ▪ par région, ▪ par typologie d'acteurs, ▪ potentiel de développement / investissement, etc. ▪ Segmentation des acteurs ▪ par origine, ▪ par taille, ▪ par types d'actifs détenus si possible ☐ Evaluation du potentiel
Tâches	▪ Entretien préparatoire avec E.On France, ▪ Plan de recherche ▪ Recherches documentaires ▪ Entretiens ciblés ▪ Formalisation d'une note de synthèse	▪ Recherches documentaires ▪ Entretiens ciblés ▪ Formalisation d'un rapport
Période d'intervention	3 semaines	8 semaines

1 Rappel des objectifs et de la méthodologie

Rappel de la méthodologie pour la Phase 1

Pour l'établissement des résultats de la Phase 1, les travaux ont été réalisés sur la base de recherches et d'études documentaires à travers notamment :

- des études et rapports des Ministères concernés, des Programmes Pluriannuels d'investissements, de l'ADEME, des DRIRE, de la CRE, du Conseil Général des Mines, des Régions,
- des arrêtés et textes de lois pour les références aux Tarifs d'achats et à leur évolutions,
- de la documentation disponible des associations professionnelles (ATEE pour la cogénération, SER pour l'éolien, EAF et France Hydroélectricité pour l'hydraulique),
- de la presse spécialisée,
- ... / ...

2 Définition du champ de l'étude

Définitions retenues de la petite production et champ de l'étude

Dans le cadre de cette étude, plusieurs critères ont été retenus pour segmenter le marché en fonction :

- **du niveau de puissance installée pour chacune des énergies étudiées** (hydroélectricité, cogénération au gaz - ce critère étant moins prépondérant pour l'éolien et les groupes diesel),
- **de l'évolution des tarifs d'achats par filière et des contraintes futures associées pour les producteurs,**
- **du type d'acteurs, l'objectif étant de se concentrer sur les petits producteurs indépendants pour les filières hydroélectricité et éolien, dans une logique plus large sur la cogénération** (industrie, secteur tertiaire, ELD).

2 Définition du champ de l'étude

Synthèse des types de moyens de production par source d'énergie analysés dans l'étude

L'hydroélectricité, la cogénération et les Groupes diesel sont les actifs de production à plus fort potentiel à court terme

Potentiel arrivant sur le marché en fonction des sources d'énergie

Source : analyse SEA sur données ADEME, CRE, Ministères, associations

Caractéristiques	1 Hydroélectricité	2 Cogénération	3 Groupes Diesel	4 Eolien terrestre	5 PV	6 Biomasse
Tarifs d'achat						
▪ Puissance concernée	▪ Puissance ≤ 12 MW	▪ Puissance ≤ 12 MW	▪ Ensemble	▪ Ensemble	▪ Puissance ≤ 12 MW	▪ Entre 5 et 12 MW
▪ Contrats	▪ H84,97-07, H01, H06	▪ C97, C99, C01	▪ Contrats « appel modulable »	▪ E01, E06	▪ 5 tarifs distincts (au sol, intégré)	▪ 1 seul tarif
▪ Fin programmée	▪ 2012 sauf si rénovations (H01, H06)	▪ 2010 sauf si rénovations (C97)	▪ 2008 et 2010	▪ 2016	▪ 2022	▪ 2017
Potentiel théorique devant aller sur le marché	De l'ordre de 880 MW pour les contrats 97-07 Petite hydro. : 1800 installations pour 2050 MW	620 installations / 967 équipements pour une puissance installée de 3900 MW	De 700 à 800 MW	2500 éoliennes, 3040 MW installés (2008)	177 MW installés, 62 GWh produits, 44 GWh vendus (2008)	• 500 MW installés (2009)
Production et coût d'achat par EDF (estimations CRE pour 2009)	6 TWh pour 353 Mio€	15,8 TWh pour 1 774,5 Mio€	22 GWh pour 54,7 Mio€	7,5 TWh pour 657,4 Mio€	155 GWh, 63,7 Mio€	1,0 TWh, 93 Mio€ (pour biomasse et biogaz)
Opérateurs	Hors opérateurs dominants, 300 producteurs répertoriés, de la micro-société au « groupe » avec une 20aine de centrales	Très varié en fonction des secteurs gestionnaires (industrie, tertiaire, réseaux de chauffage, agriculture)	Des ELD et des producteurs indépendants ayant investi au début des années 90	Filière très fragmentée, les opérateurs dominants n'ayant qu'une faible PDM	Filière en constitution	Filière en constitution

3 Panorama général de la petite production

Introduction et présentation

- **Le rapport est scindé en trois parties**

- la première est un bilan réglementaire concernant les tarifs d'achats et leur extinction. Cette partie n'est qu'une synthèse et est traitée plus longuement dans une note annexe,
- la seconde est un panorama général et synthétique par source d'énergies aux tarifs d'achats,
- la troisième fait un premier panorama des actifs par source d'énergie.

- **Sur cette seconde partie :**

- sur l'hydroélectricité et la cogénération, les sources d'information documentaires sont suffisantes pour dresser un premier panorama,
- sur les groupes diesels peu de données agrégées et de sources existent et l'information fournie reste une synthèse,
- sur l'éolien, l'information présentée reste synthétique compte tenu de la fin des tarifs d'achats seulement à partir de 2016 (point à discuter).

3.1 Panorama général de la petite production

Evolution des tarifs d'achat : principes

TARIFS D'ACHAT

- Dans le cadre des nouveaux objectifs de service public en matière de politique énergétique – et en particulier de développement des énergies renouvelables –, la **loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité** a prévu deux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération : le système d'appels d'offres et les obligations d'achat. Le dispositif d'obligation d'achat permet aux propriétaires d'installations de bénéficier de l'**obligation d'achat**, par EDF ou les ELD, de l'électricité qu'elles produisent.
- Ainsi, peut bénéficier de l'obligation d'achat, l'électricité produite à partir :
 - des installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur,
 - des installations qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération.
- Les installations concernées doivent remplir certaines conditions pour rentrer dans le champ de la loi du 10 février 2000 :
 - **Installations qui utilisent des énergies renouvelables** : à l'exception de celles utilisant l'énergie mécanique du vent implantées dans les zones interconnectées au réseau métropolitain continental, ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, **les limites de puissance installée sont fixées à la valeur maximale de 12 MW par site de production.**
 - **Installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur** : aucun plafond n'est fixé pour ces installations. Néanmoins, les installations qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur doivent avoir une puissance installée en rapport avec la taille de ce réseau de chaleur existant ou à créer.
 - **Installations rénovées** : ces installations peuvent bénéficier du mécanisme d'obligation d'achat selon des critères de montant et de nature d'investissements de rénovation fixés par arrêtés pour chaque filière.

3.1 Panorama général de la petite production

Evolution des tarifs d'achat : évolution de la réglementation

TARIFS D'ACHAT

Tableau de synthèse des évolutions réglementaires par source d'énergie

Source : analyse SEA sur données réglementaires

Sources d'énergie	Arrêtés antérieurs à la loi du 10 février 2000	Premiers arrêtés tarifaires suite à la loi du 10 février 2000	Arrêtés tarifaires modificatifs
1 Cogénération	20/12/1994 (Contrats C97 et C99)	31/07/01 (Contrats C01) : tarifs applicables aux installations nouvelles 14/12/06 : application des conditions tarifaires de l'arrêté du 31/07/01 aux installations rénovées (Investissement > 350€/KW)	
2 Hydroélectricité	20/05/55 modifié par le décret du 20/12/94 (Contrats H84 et 97-07)	25/06/01 (Contrats H01) : tarifs applicables aux installations nouvelles et aux installations dont la puissance maximale installée et la productibilité moyenne annuelle estimée sont augmentées de plus de 10 % 07/09/05 : application des conditions tarifaires de l'arrêté du 25/06/01 aux installations rénovées (800 à 1000€/kW)	01/03/07 (Contrats H07) : tarifs applicables aux installations nouvelles et aux installations dont la puissance maximale installée et la productibilité moyenne annuelle estimée sont augmentées de plus de 10 % <i>Nota Bene : l'arrêté du 07/09/05, appliquant les tarifs d'achat aux installations rénovées est toujours en vigueur</i>
3 Eolien		08/06/01 (Contrats E01) : tarifs applicables aux installations nouvelles	10/07/06 repris par l'arrêté du 17/11/08 (Contrat E06) : tarifs applicables aux installations nouvelles

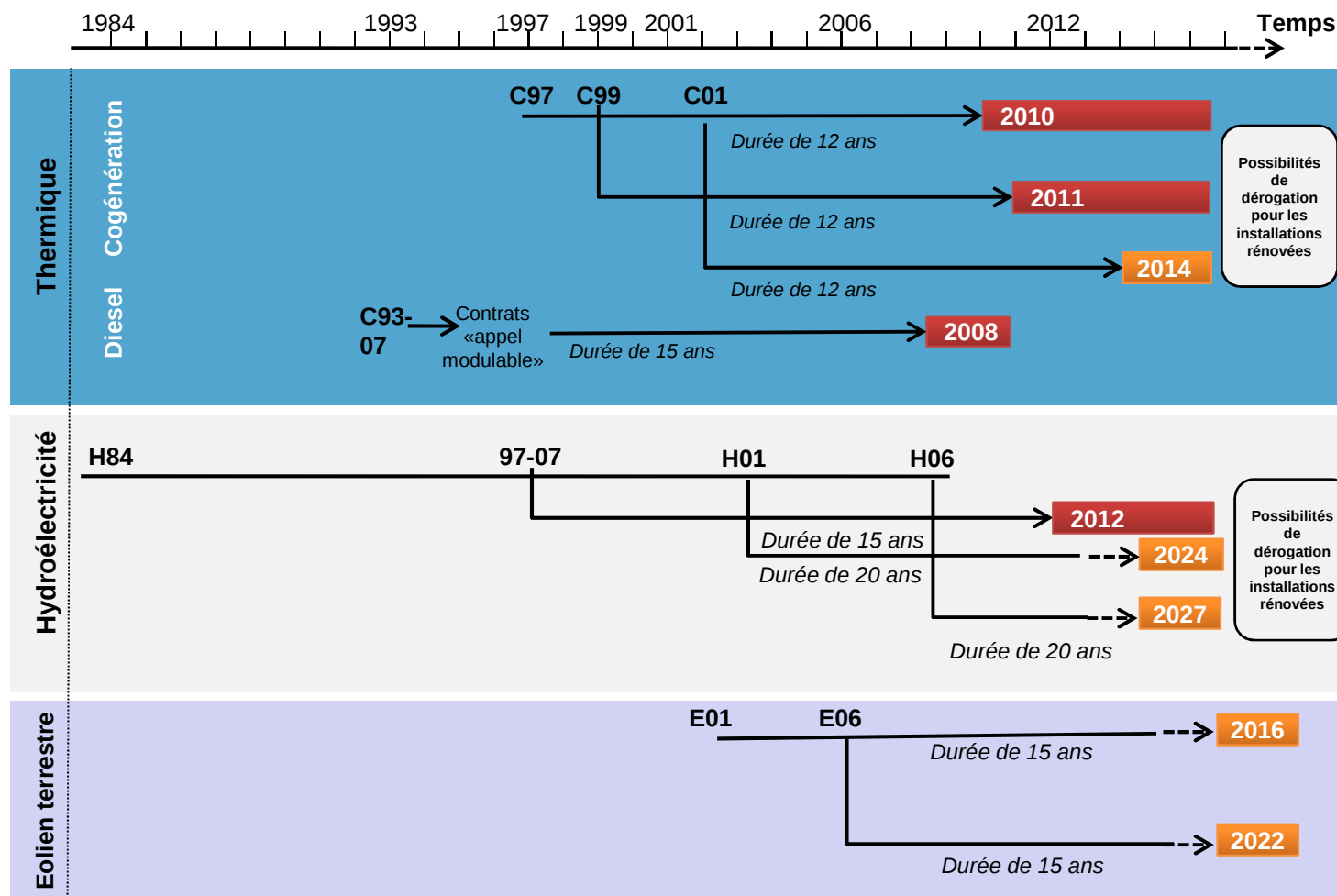
3.1 Panorama général de la petite production

Evolution des tarifs d'achat : évolution des contrats et fin programmées des tarifs

Evolution des contrats et fin programmée des tarifs d'achat

Source : analyse SEA

TARIFS D'ACHAT



Plusieurs opportunités liées à la sortie de certaines installations du système d'obligation d'achat :

- Les installations de cogénération qui sont soumises au régime des contrats « C97 » et « C99 » (soit plus de 80% des installations de cogénération sous contrat d'achat) sortiront du dispositif d'achat à partir de 2010 ; néanmoins, certaines installations de cogénération ont la possibilité de souscrire un nouveau contrat de 12 ans si elles consentent un investissement de rénovation pour un montant minimum de 350€/kW,
- Les groupes Diesel dont les Contrats « appel modulable » sont arrivés à échéance en 2008 pour certains et en 2010 pour l'ensemble,
- Les installations utilisant l'énergie hydraulique qui sont sous le régime de contrats de type « 97-07 » (qui représentent une puissance estimée à 879,5 MW en 2005) verront quant à elle leurs contrats expirer à partir de 2012. La réglementation prévoit cependant que les installations qui font l'objet d'une rénovation (pour un montant 800€/kW à 1000€/kW) pourront renouveler leurs contrats d'achat.

3.2 Panorama synthétique sur déclarations dans le cadre de la CSPE

Introduction

CSPE

▪ Les données issues de la CSPE

- La CRE fait un bilan annuel et des projections de calcul de la CSPE sur la base de déclarations d'EDF (et des ELD),
- Dans la suite, on a repris les données déclarées par EDF : en volume, en valeur et en prix d'achat, par source d'énergie. On a également repris les données ERDF de la production raccordée au réseau,
- On a également repris l'évolution de la CSPE attachée aux contrats d'achats (sachant que la CRE fait une globalisation, la CSPE par tarif d'achat / source d'énergie n'est donné qu'en global – sauf pour la cogénération).

3.2 Panorama synthétique sur déclarations dans le cadre de la CSPE

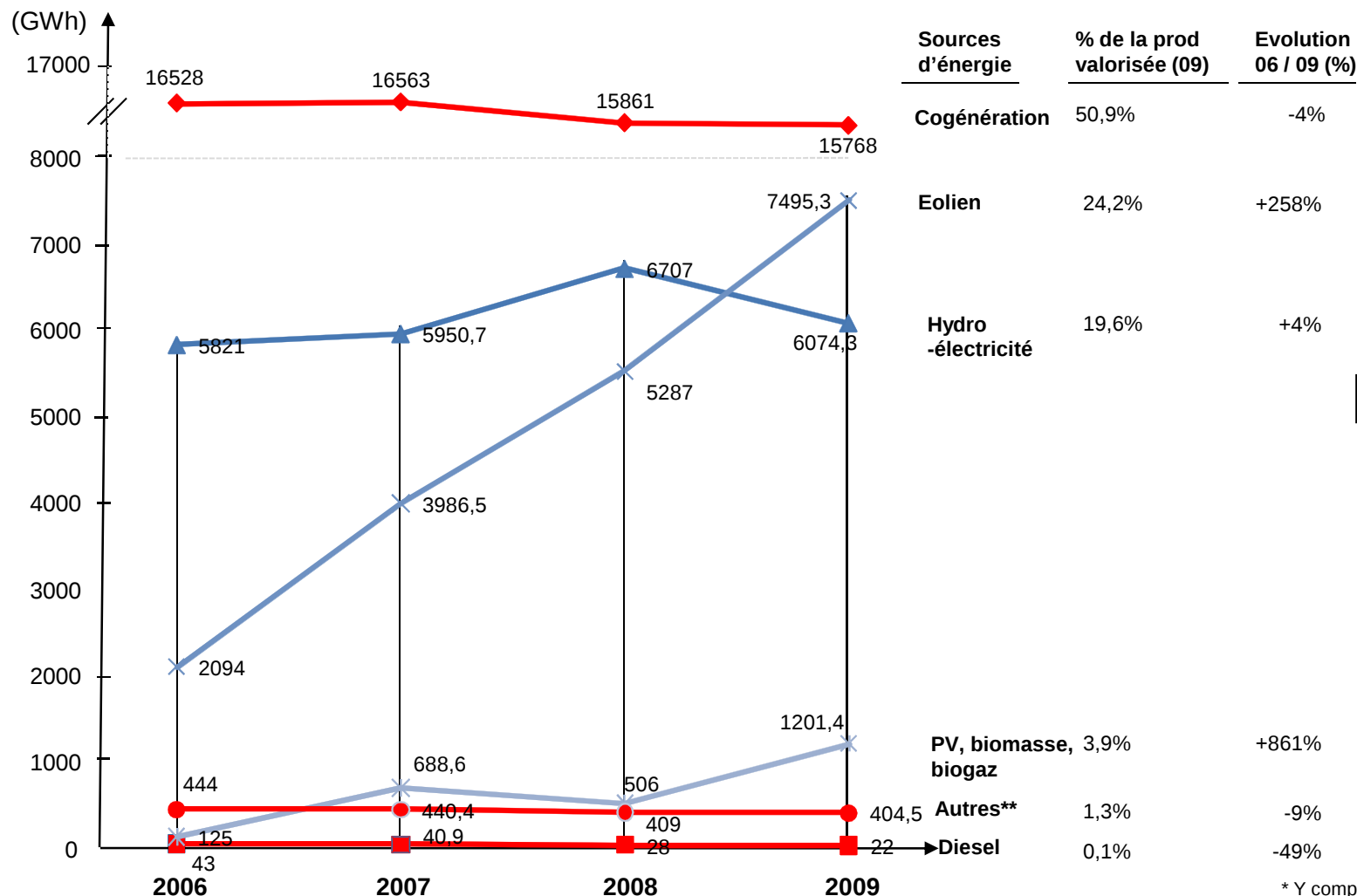
Evolutions des volumes par source d'énergie/ Volumes achetés par EDF aux tarifs d'achat

CSPE

Evolution de la production aux tarifs d'achats par an entre 2006 et 2009 (en GWh) hors ZNI

Source : analyse SEA -données CRE sur déclarations EDF

Production



En 2009, EDF a déclaré l'achat de 30,9 TWh.

En 4 ans et par source d'énergie, on note :

- la stagnation des cogénérations et du thermique en général,
- l'effondrement des groupes diesel,
- l'explosion du renouvelable,.

* Y compris cogénérations dispatchables, incinérations
 **Centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

3.2 Panorama synthétique sur déclarations dans le cadre de la CSPE

Coûts d'achats et prix unitaires / Coûts d'achat d'EDF

CSPE

En 2009, les achats d'EDF de la production aux tarifs a été de plus de 3 Mds€, la société gérant plus de 3 900 contrats

Coûts d'achat par EDF de la production au tarifs d'achats par source d'énergie en 2009 (en Mio€)

Source : analyse SEA sur données CRE / Déclarations EDF

		Évolution 2006 / 2009	Prix2009 (€/MWh)	Remarques
Total	 3035 / 100%	+32%	98	
Cogénération	 1 607,8 / 53%	+15%	120,3	La cogénération, sur la période, a connu une légère augmentation
Cogénérations dispatchables	 39,2 / 1%	-40%	871	Les actifs d'extrême pointe s'effondrent en valeur sur la période – à noter le niveau de prix moyen d'achat des Tarifs qui leur sont appliqués
Diesel dispatchables	 54,7 / 2%	-25%	2 485,7	
Hydro- électricité	 353,3 / 12%	+7%	58,2	Les énergies renouvelables explosent, notamment les nouvelles sources d'énergie – éolien, PV, biomasse, etc.
Eolien	 657,4 / 22%	+97%	87,7	
Incinération	 127,5 / 4%	+10%	54,1	
PV	 63,7 / 2%	+5208%	409,1	
Biomasse et biogaz	 93,1 / 3%	+69%	89	
Autres*	 38,5 / 1%	+1%	95,2	

*Centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

3.2 Panorama synthétique sur déclarations dans le cadre de la CSPE

Installations de production raccordées au réseau ERDF

CSPE

En 2009, les installations raccordées au réseau ERDF représentent près de 9 000 MW de puissance installée, l'hydraulique, l'éolien et la cogénération totalisant 85% de l'ensemble

Nombre et puissances installées des installations raccordées au réseau ERDF – 2008 / 2009

Source/ analyse SEA sur données ERDF

Source d'énergie	A fin Juin 2008		A fin Septembre 2009				Evolution 08 / 09	
	Nombre	Puissance (MW)	Nombre	Puissance (MW)	Moyenne (MW)	Répartition (% MW)	Nbre (%)	Puissance (%)
1 Hydraulique	1 677	1 361	1 709	1 358	0,8	15%	+15%	0%
2 Cogénération	650	2 243	656	2 199	3,4	24%	+2%	-2%
3 Déchets ménagers	72	419	73	442	6,1	5%	+1%	+5%
3 Thermique Fossile	4	15	2	10	5,0	0%	-50%	-33%
3 Dispatchable	102	647	98	624	6,4	7%	-4%	-4%
3 Eolien	390	2622	653	4046	6,2	45%	+67%	+54%
3 PV	5 168	18	30 495	141	0,0	2%	+490%	+692%
3 Biogaz	52	95	73	148	2,0	2%	+40%	+56%
3 Biomasse	4	6	9	14	1,6	0%	+125%	+133%

3.2 Panorama synthétique sur déclarations dans le cadre de la CSPE

Evolutions de la contribution des tarifs d'achat / CSPE

CSPE

En 2009, la CSPE sur contrats d'achat devrait atteindre 654,2 Mio€, ce qui représente 22% du coût d'achat de la production aux tarifs d'achats par EDF

Evolution de la CSPE par grandes catégories et comparaison avec les coûts d'achat d'EDF

Source : analyse SEA sur données CRE et déclarations EDF

	CSPE sur contrat d'achats (Mio€)	2006	2008p	2009p
1	CSPE sur Cogénération	677,3	579,6	521,3
	Coûts d'achat EDF	1 457	1 596	1 607,8
	Part de la CSPE (%)	46%	36%	32%
2	CSPE sur Energies renouvelables*	109,7	96,3	93,8
	Coûts d'achats EDF	544	937	1206
	Part de la CSPE (%)	20%	10%	8%
3	CSPE sur Autres contrats**	53,6	46,8	39,1
	Coûts d'achats EDF	246	193	221,4
	Part de la CSPE (%)	22%	24%	18%
	Total CSPE sur Contrats d'achats	840,6	722,7	654,2
	Coûts d'achat EDF	2 247	2 726	3 035,2
	Part de la CSPE (%)	37%	27%	22%
	Total CSPE	1 547,4	1 964,1	1 867,2
	Poids des tarifs d'achats	54%	37%	35%

Les différentes énergies sous contrat d'achat sont couverts par la CSPE à hauteur de 32% pour la Cogénération, 8% pour les ENR et 18% pour les autres contrats.

P = prévisionnel

* ENR dont : éolien, hydraulique, PV, biomasse, biogaz, déchets

** Autres contrat : cogénération et diesels dispatchables, incinération

N.B. : la CRE ne fait pas de présentation par énergie et globalise les ENR et les autres contrats

3.3 Panorama général de la petite production

La petite hydraulique: les différentes segmentations des ouvrages...

HYDROELECTRICITE

Les actifs hydroélectriques sont généralement segmentés selon quatre grands critères :

Source: analyse SEA

Segmentation	Caractéristiques	Remarques
1 Types d'installations	4 types (entre parenthèses, répartition de la prod. en %) : - Les installations au fil de l'eau (53%): retenues de faibles hauteur, fleuves, - Les installations fonctionnant en éclusées (20%) : en moyenne montagne, lacs, - Les usines de lac (25%) : moyenne et haute montagne, lacs les plus importants, - les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) (2%): système de pompage d'un réservoir aval vers un réservoir amont	Les ouvrages de petite hydroélectricité ou Petites Centrales Hydroélectriques (PCH) sont des installations au fil de l'eau
2 Régimes juridiques	Deux types : Régimes des concession (pour les puissances supérieures à 4,5 MW), relevant des Préfets ou du Ministère (pour celles supérieures à 100MW) Régime d'autorisation (pour les puissances inférieures à 4,5 MW)	Les PCH relèvent du régime d'autorisation
3 Puissance installée	D'usage, on parle de Petite hydroélectricité (puissance installée de moins de 10 MW et Grande hydroélectricité, de plus de 10 MW) Classification : Grande hydraulique : puissance > 10 000 kW Petite hydraulique : entre 1000 et 10 000 kW Micro-hydraulique : entre 10 et 1000 kW Pico Hydraulique : puissance < 10 kW	L'UNIPEDE fait une distinction plus fine pour les PCH : - Petite centrale : entre 2000 et 10000 kW - Mini-centrale : entre 500 et 2000 kW - Micro-centrale : entre 20 et 500 kW - Pico-centrale : inférieur à 20 kW
4 Tarifs d'achat	Le tarif d'achat s'applique aux installations de moins de 12 MW de puissance installée	Les PCH relèvent du tarif d'achat

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 1/5

HYDROELECTRICITE

Les ouvrages au fil de l'eau représentent la majorité des ouvrages en France

Equipement et production hydroélectriques par catégorie

Source : données RTE 2007

	Installation	Puissance installée (GW)	Production (TWh)	Part de la production Hydraulique (%)	Part de la production totale française (%)
1	Au fil de l'eau	7,5	34,6	53,6	6,5
2	Eclusée	4,3	12,1	18,8	2,3
3	Lac	9,3	11,3	17,5	2,1
4	Pompage (STEP)	4,3	6,5	10,1	1,2
	Total	25,4	64,5	100,0	12,1

Les PCH sont majoritairement des ouvrages au fil de l'eau

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 2/5

HYDROELECTRICITE

La PCH représente plus de 1800 ouvrages pour une puissance installée de l'ordre de 2050 MW

Répartition par puissances installées des centrales*

Source : analyse SEA sur données ADEME, SOeS – données 2006 et 2008

	Puissance	Nombre		Puissance en MW		Production (GWh)2006
		2006	2008	2006	2008	
1	< 1000 kW	1 323	1 346	433	433	1 322
2	Entre 1000 et 10000 kW	503	501	1617	1637	4 696
	Total Petite Hydro	1 826	1 847	2050	2070	6 018
3	> 10 000 kW	278	281	23 315	23 315	55 164
	Total	2104	2128	25 365	25 385	61 182

On dénombre de l'ordre de 1800 centrales de moins de 10000 kW représentant une puissance installée de l'ordre de 2050 MW pour une production, en 2006, de 6 TWh

N.B. : Il existe également entre 500 à 1000 centrales de puissance inférieure à 50 kW inconnues des recensements

* France Hydroélectricité (association des producteurs) considère qu'il ya 1730 centrales de puissance inférieure à 8 MW représentant une production de 7 à 7,5 TW / an

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 3/5

HYDROELECTRICITE

Un CA passé de 332 Mio€ en 2006 à 357 Mio€ en 2009 pour la petite hydroélectricité et, même si les investissements sont mal connus, une très légère augmentation de la petite hydroélectricité avec un potentiel de production supplémentaire estimé de l'ordre de 4 TWh

Evolution de la petite hydroélectricité – 2006 / 2009e

Source : analyse SEA sur données ADEME, SOeS – données 2009

	2006	2007	2008e	2009e
Puissance installée (<10 000kW)	2050	2060	2070	2085
Production (en TWh)	6,0	6,3	6,3	6,4
Tarifs en €/MWh	55,2	55,4	56,3	58,3
Valorisation de la production (en Mio€)	332	347	356	357

Potentiel de développement de l'hydroélectricité

L'étude du potentiel théorique de l'hydroélectricité serait de l'ordre de **30 TWh** avec la répartition suivante :

- selon le dernier recensement fait par EDF et la CNR, le potentiel de développement de la grande hydraulique (puissance supérieure à 10 MW) se situe autour de **23,4 TWh/an** (dont un quart de STEP),
- selon des évaluations récentes de l'ADEME et de France Hydroélectricité, le potentiel de production des installations de taille moyenne (puissance comprise entre 0,1 et 10 MW) est de **4 TWh/an**,
- selon une étude du ministère de l'industrie, le potentiel de production de la petite hydraulique (puissance inférieure à 100 kW) est de **1 TWh/an**.

Néanmoins, des contraintes autres que techniques, en particulier les restrictions liées à la préservation de l'environnement, s'opposent à la réalisation de certains projets. Il en ressort que seuls **13,4 TWh** sur les 30 initiaux pourraient voir le jour dans l'état actuel des réglementations environnementales

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 4/5

HYDROELECTRICITE

Un potentiel de 880 MW devant sortir du tarif d'achat à partir de 2012 hors rénovations

Répartition des contrats et de la puissance par tarifs d'achat

Source : analyse SEA sur données Rapport Dambrine 2006

	Contrats	Caractéristiques	Nbre de Contrats	Puissance (MW)
1	H84	Calqué sur le Tarif Vert	12	2,0
2	97-07	Contrat de 15 ans, modulé en fonction de l'heure et de la saison	1 285	879,5
3	H01	Contrats de 20 ans sous condition de rénovation des installations et d'augmentation de la productibilité (+10%)	600	1 512
Total			1 897	2 394



Potentiel devant sortir du tarif sauf en cas de rénovations dans une fourchette comprise entre 800 €/kW (puissance installée à 100kW) à 1 000 €/kW (puissance installée supérieure à 300kW)

N.B. : les contrats H07 ne sont pas pris en compte dans cette évaluation

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 5/5

HYDROELECTRICITE

En attendant l'ouverture à la concurrence des concessions, la grande hydroélectricité reste aux mains d'EDF et GDF Suez, les actifs de la petite hydroélectricité étant très morcelés auprès de plus de 300 petits producteurs

Répartition du nombre d'ouvrages par régime administratif et par opérateurs

Source : analyse SEA sur données UFE, sociétés

	Puissance			Autres Opérateurs*	Total	
1	< 4,5 MW	125	nd	1580	1705	Régime d'autorisations
2	Entre 4,5 et 50 MW	246	28	30	304	Régime de concessions
3	Entre 50 et 100 MW	30	6	0	36	
3	>100 MW	46	13	0	59	
Total nbre ouvrages		447	47	1610	2104	
Total puissance installée (MW)		20 385	3778	1237	25400	
Total production (TWh)		46	17	2,6	65,6	

* France Hydroélectricité revendique 300 producteurs indépendants totalisant 500 centrales

N.B. : GDF Suez à travers la CNR et la SHEM

N.B.2 : EDF opère plus de 70 PCH à travers la SHEMA et la FHYM d'une puissance installée de 74 MW pour une production de 240 GWh.



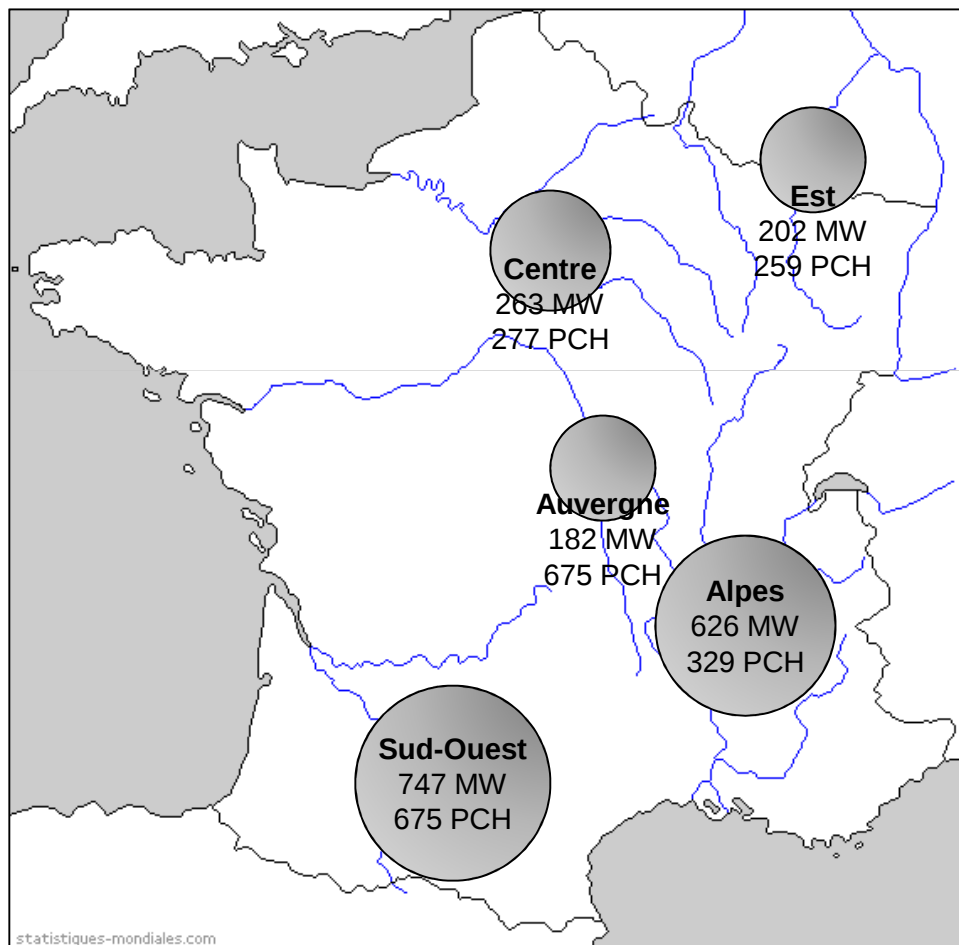
La petite hydroélectricité hors concessions représente de l'ordre de 1700 ouvrages et reste dominée par EDF. Les « autres opérateurs » (hors GDF Suez à travers la CNR et la SHEM pour lesquels on ne dispose pas des informations mais qui détiennent des ouvrages de ce type) regroupent près de 1600 ouvrages dont 30 en régime de concessions (petites puissances)

3.3 Panorama général de la petite production

Répartition géographique de la petite hydroélectricité

HYDROELECTRICITE

Répartition géographique de la petite hydroélectricité

Source: analyse SEA sur données ADEME

Cinq régions phares pour l'hydroélectricité

Les ouvrages sont avant tout concentré dans deux régions phares, le Sud-ouest et les Alpes, qui cumulent à elles-deux 68% de la capacité installée et 54% des ouvrages.

Ces deux régions sont suivies par trois autres relativement équivalentes : le Centre, l'Est et l'Auvergne.

3.3 Panorama général de la petite production

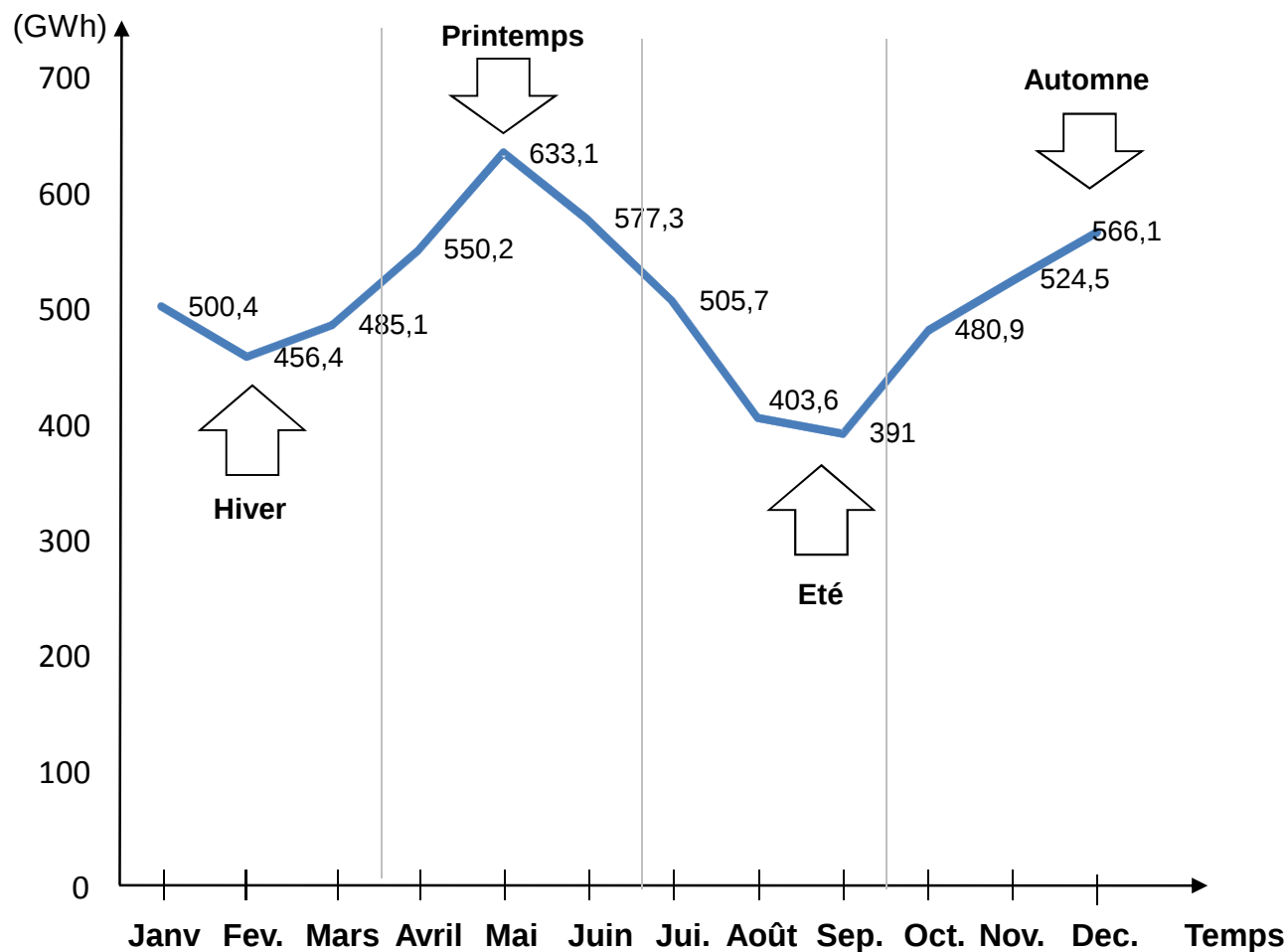
Saisonnalité de l'hydroélectricité

HYDROELECTRICITE

Saisonnalité de la PCH : volumes de production sur l'année 2009

Source: analyse SEA sur données CRE / Achats d'EDF au tarif d'achat

Production



Les volumes de production de la PCH atteignent des pics à la fin du printemps et de l'automne;

- **La production centrale thermique décentralisée regroupe :**
 - les cogénérations sous obligation d'achat,
 - les cogénérations consommant des combustibles sans valeur marchande (sous-produits de l'industrie forestière ou papetière, gaz de raffinerie, déchets ménagers, etc.) dont le fonctionnement est principalement régi par la disponibilité du combustible,
 - les groupes diesels, ces derniers étant réparties en postes de secours et en actif d'extrême pointe.
- **Dans la suite du rapport, le focus est réalisé avant tout sur les cogénérations au tarif d'achat.**

3.3 Panorama général de la petite production

La cogénération au gaz : les différentes segmentations des ouvrages...

COGENERATION

Les actifs de cogénération sont généralement segmentés selon cinq grands critères

Source: analyse SEA

Segmentation	Caractéristiques
1 Types d'installations / Filière	3 types : ▪ Chaudière + turbine à vapeur : technique utilisée par les industriels qui ont des besoins importants simultanés de chaleur et d'électricité (chimie, papeterie, sucrerie, ...), ▪ Moteur à gaz + récupérateur : fonctionne généralement au fioul domestique ou au gaz ; particulièrement adapté au chauffage de locaux pour des puissances limitées, ▪ Turbine à gaz + récupérateur : essentiellement dans l'industrie et les réseaux de chaleur ou les hôpitaux ayant avec besoins importants.
2 Secteur d'utilisation	Trois grands secteurs : ▪ Le secteur résidentiel et tertiaire (et notamment les hôpitaux, gros consommateurs) ▪ Réseaux de chaleur ▪ Industrie
3 Puissance installée	Les actifs sont segmentés par puissance, de la Grosse à la micro-génération (P étant la puissance) : ▪ Grosse : $P > 12 \text{ MW}$ ▪ Moyenne : $2,5 \text{ MW} < P < 12 \text{ MW}$ ▪ Petite : $215 \text{ kW} < P < 2,5 \text{ MW}$ ▪ Mini : $36 \text{ kW} < P < 215 \text{ kW}$ ▪ Micro : $P < 36 \text{ kW}$ N.B.: d'une classification à l'autre, les niveaux de puissance des segmentations peuvent varier
4 Combustible utilisé	Le principal combustible reste aujourd'hui le gaz même si d'autres sont utilisés, notamment avec le développement des ENR
5 Tarifs d'achat	L'obligation d'achat est limitée à une puissance de 12 MW (art. 3 du décret du 6 décembre 2000) sauf lorsque l'installation alimente un réseau de chaleur, auquel cas sa puissance n'est pas limitée.

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 1/7

COGENERATION

Un parc existant de l'ordre de 1 500 équipements pour une puissance installée de 7 000 MW avec une production d'électricité de 25 TWh et de 70 TWh en chaleur

Répartition du nombre d'équipements par types d'installations

Source : analyse SEA sur données Ministère et étude CREDEN 2003*

	Type d'équipement	Nbre d'équipements**	Puissance		Production		
			Elec. (MW)	Chaleur (MW)	Elec. (GWh)	Chaleur (GWh)	
1	Turbines à vapeur	267	1 914	13 713	7 320	43 941	
2	Turbines à combustion	227	3 268	5 118	13 375	19 287	Equipements aux tarifs d'achat
3	Moteurs à combustion	994	1 488	1 657	4 567	4 781	
Total		1 488	6 669	20 489	25 262	68 009	

* Deux sources de compilations existent : celle réalisée par le CREDEN pour le compte du Ministère de l'Economie et celles de l'ATEE, le groupement professionnel. Les deux sources seront utilisées. Les statistiques datent de 2003 donnant une idée assez précise du parc même si d'autres équipements ont été mis en service depuis

** A 2005, le parc était de 1 528 équipements pour une puissance électrique installée de 7 000 MW

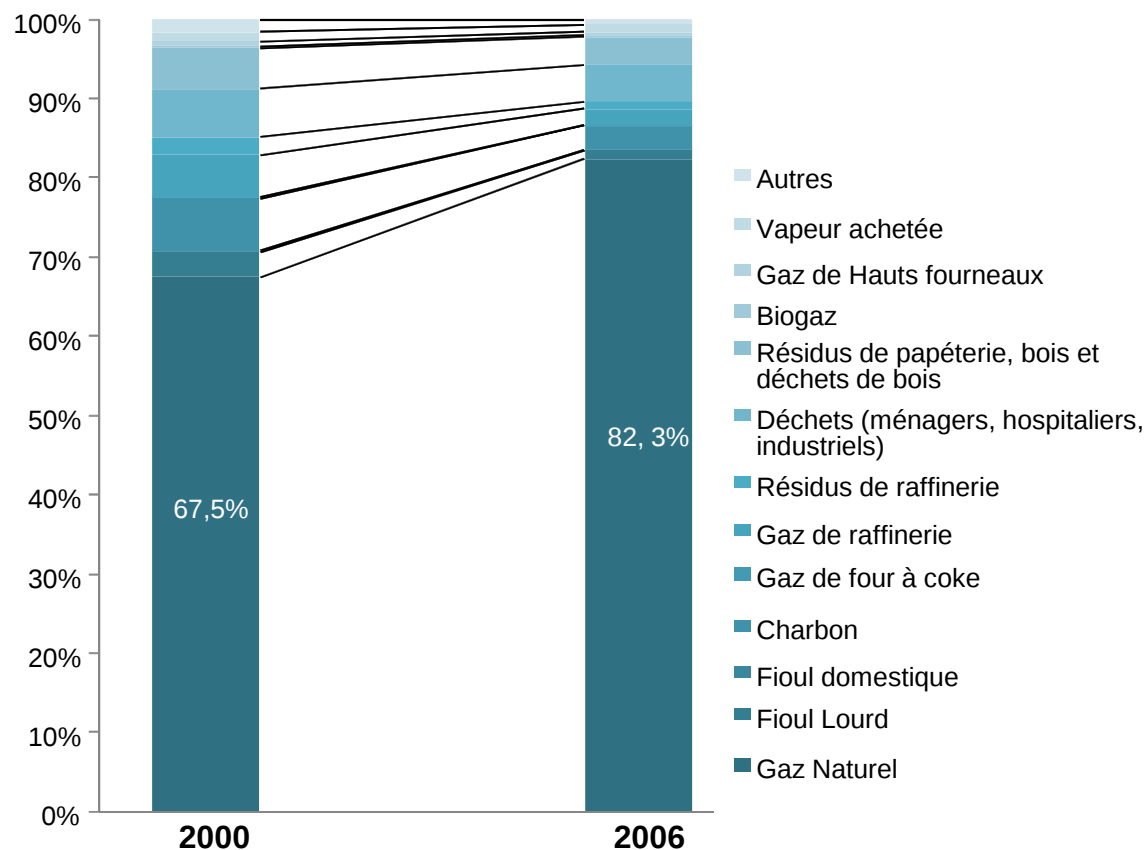
Le parc existant des installations de cogénération reste caractérisé par le poids prédominant des turbines à vapeur qui concentrent 65% de la production de chaleur et 54 % de la consommation de combustibles (des chaudières les alimentant).
En revanche, ce sont les turbines à combustion qui génèrent de loin la plus grosse part d'électricité produite (53%) et qui détiennent la puissance électrique la plus importante (plus de 3 000 MW).

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 2/7

COGENERATION

Répartition de la production d'électricité cogénérée par combustible

Source : analyse SEA sur données SeoS – Etude Octobre 2008



Le gaz reste le 1er combustible utilisé en cogénération

▪ Turbines à vapeur

Consommation de l'ordre de 65 TWh, soit 54 % de la consommation totale des équipements de cogénération (au 31/12/2003).

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%).

▪ Les turbines à combustion

Leur consommation de combustibles s'élève à 42 TWh, soit 35 % de la consommation totale des équipements de cogénération. Le premier combustible employé est de très loin le gaz naturel (97%).

▪ Moteurs

Leur consommation s'élève à 12,5 TWh fin 2003. Le premier combustible employé est de très loin le gaz naturel (99%).

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 3/7

COGENERATION

Une majorité d'équipements de puissance inférieure à 5 MW

Répartition du nombre d'équipements par puissance installée

Source : analyse SEA sur Ministère et CREDEN

	Puissance	Nombre	Puissance		Production électrique		Production de chaleur (GWh)
			Électrique (MW)	En chaleur (MW)	Totale (GWh)	Vendue (GWh)	
1	< 1 MW	184	108	203	308	171	550
2	Entre 1 et 2 MW	645	840	1 349	2 634	1 860	3805
3	Entre 2 et 5 MW	357	1 015	3 510	3 386	2 289	9942
4	Entre 5 et >10 MW	152	984	4 233	3493	1921	13533
5	Entre 10 et 20	84	1 071	5 966	4109	1515	19566
6	Entre 20 et 50	55	1 878	4 101	8154	6300	15949
7	> 50 MW	11	773	1 127	3178	3144	4665
Total			6 6669	20 489	25 262	17 168	68 009

80 % du parc installé a une puissance électrique inférieure ou égale à 5 MW. A l'inverse, 71 % de la puissance électrique installée et 75 % de la puissance thermique installée sont concentrés par les équipements ayant une puissance supérieure à 5 MW, les équipements de plus de 20 MW produisant 11,3 TWhe, soit 45 % du total cogénération.

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 4/7

COGENERATION

76 % des équipements de cogénération ont un rendement global (électrique + chaleur) compris entre 65 et 85 %

Répartition du parc de cogénération par rendements

Source : analyse SEA sur données Ministère et étude CREDEN

	Rendement global	Nbre d'équipement
1	< 65%	137
2	65 à 74%	614
3	75 à 84%	523
4	≥ 85%	214

- 76 % des équipements de cogénération ont un rendement global (électrique + chaleur) compris entre 65 et 85 %,
- 137 équipements (soit 9 % du parc) ont un rendement global inférieur à 65 %, ce qui s'explique pour certains par une valorisation difficile de la chaleur à basse température dans l'établissement, ou pour les usines d'incinération d'ordures ménagères par le mauvais rendement du four,
- 214 équipements de cogénération de consommation énergétique importante (30 % du total) ont un rendement global très élevé, supérieur à 85 %. Ce sont surtout des turbines à vapeur à contrepression et des moteurs à combustion.

Rendements moyens par filière

Source : analyse SEA sur données Ministère et étude CREDEN

- | | | |
|---|------------------------------|--|
| 1 | Turbines à vapeur | 267 équipements (dont une majorité ayant leur puissance comprise entre 2 et 20 MW : 80%), soit 18 % du parc. Leur rendement énergétique est élevé, il est en moyenne de 79 %. Leur rendement électrique est faible, autour de 11 %. |
| 2 | Moteurs à combustion | 994 équipements (de puissance supérieure à 100 kW), soit 67 % du parc. Leur rendement électrique est élevé, en moyenne de 36 %. |
| 3 | Turbines à combustion | 227 équipements dont 127 avec une chaudière de récupération en postcombustion (de puissance supérieure ou égale à 500 kW). Le rendement électrique moyen est de 31 %. |

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 5/7

COGENERATION

Une prépondérance aux réseaux de chaleur et aux secteurs industriels

Répartition du nombre d'équipements par secteurs d'activité gestionnaire*

Source : analyse SEA sur données Ministère et étude CREDEN

	Secteur	Nombre Gestionnaires	Nombre Utilisateurs	Puissance		Production électrique		Production de chaleur (GWh)
				Électrique (MW)	En chaleur (MW)	Totale (GWh)	Vendue (GWh)	
1	Industrie	385	530	1 990	10 139	6 692	2 164	26 169
2	Tertiaire	120	246	123	165	461	312	607
3	Fournisseurs de chaleur	790	554	3 705	6 432	14 250	13 052	24 338
4	Energie	166	108	812	3 705	3 722	1 515	13 733
5	Agriculture	27	50	39	48	138	125	162
Total		1 488	1 488	6 669	20 489	25 262	17 168	68 009

* On distingue les secteurs d'activités gestionnaires des secteurs utilisateurs, ces derniers ayant pu externaliser



- **Le secteur des fournisseurs de chaleur joue un rôle prépondérant dans le parc des équipements de cogénération et concentre** : 53 % des équipements, 56 % de la puissance électrique installée, 56 % de la production électrique,
- La gestion directe par le **secteur industriel** reste cependant dominante et même premier secteur en terme de puissance thermique.
- Les **UIOM** (Unité d'Incinération d'Ordures Ménagères) sont elles aussi classées dans le secteur des fournisseurs de chaleur.
- Le **secteur énergie**, quant à lui, comprend à la fois les raffineries et les producteurs d'électricité

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation... 6/7

COGENERATION

Caractérisation des parcs d'équipements par sous-secteur

Source : analyse SEA sur données Ministère et étude CREDEN

Secteur	Sous-secteurs	Caractéristiques du parc
1 Industrie	Agro-alimentaire (dont sucreries), chimie, papèteries	▪ l'agro-alimentaire : 129 équipements d'une puissance totale de 709 MWe et 3 764 MWth ▪ la chimie : 75 installations d'une puissance totale de 468 MWe et 2 895 MWth ▪ les papèteries : 63 installations d'une puissance totale de 462 MWe et 2 498 MWth
2 Tertiaire	Transports, commerce, santé, enseignement	▪ 50% du parc est concentré dans le secteur de la santé (hôpitaux), 8% pour les aéroports. ▪ 93 % des équipements de cogénération sont des moteurs à combustion ▪ La puissance électrique des moteurs va de 270 kW à près de 3 MW, elle est le plus souvent proche de 1 MW.
3 Fournisseurs de chaleur	Dalkia, Elyo, IDEX, etc.	▪ Les fournisseurs de chaleur possèdent un parc composé essentiellement de moteurs thermiques de puissance électrique voisine de 1 à 2 MWe. Il existe cependant un parc non négligeable de turbines à vapeur dans les usines d'incinération d'ordures ménagères (externalisées ou non) et un parc important de turbines à combustion très récentes (115 unités).
4 Energie	Raffineries, producteur d'énergie	▪ 22% du parc du secteur de l'énergie appartient aux raffineries, le solde au secteur de la production et distribution d'électricité. Grâce à leur taille moyenne importante : 13 MWe et 100 MWth, et à un nombre d'heures d'utilisation important dans l'année, le secteur des raffineries jouit d'un poids considérable avec une production annuelle de 2,2 TWh électrique et de 11,2 TWh de chaleur.
5 Agriculture	Serres	▪ Ce sont principalement des moteurs thermiques fonctionnant au gaz naturel et de puissance électrique moyenne autour de 1 MW.

3.3 Panorama général de la petite production ... et leur répartition en fonction des critères de segmentation 7/7

COGENERATION

620 installations / 967 équipements pour une puissance installée de 3900 MW sont sous le régime du contrat 97-01 qui arrive à échéance en 2010

Répartition du nombre d'équipements par types de contrats d'achat

Source : analyse SEA sur données ATEE

	Contrat 97-01	Contrat 99-02	Contrat C-01	Total
Volume				
Nombre d'installations	620	60	100	780
Nombre d'équipements	967	74	125	1127
Puissance (MW)				
Puissance installée	3900	450	270	4620
Puissance moyenne	6,5	9,6	2,6	-
Répartition par secteur (MW)				
Tertiaire	310	0	30	340
Réseaux de chaleur	1280	240	160	1680
Industrie	2130	210	80	2600



- 80% des installations et 85% de la puissance électrique installée sont sous le régime du contrat 97-01.
- Le contrat 99-02 représente 8% des installations et le contrat C01 représente 13% des installations et 5% de la puissance installée,
- D'après Patrick Canal, délégué général du Club Cogénération à l'ATEE : « Les installations de moins de 12 MWe vont être de plus en plus concernées par cette sortie de contrat : **en 2010, elles correspondent à une puissance cumulée totale de 275 MW, puis 360 MW en 2011, 450 MW en 2012 et plus de 500 MW en 2013. Ensuite, le rythme sera moins soutenu, à raison de 50 à 100 MW par an entre 2014 et 2020.** »

3.3 Panorama général de la petite production

Groupes diesel : peu d'informations pour un parc de l'ordre de 700 / 800 MW

GROUPES DIESEL

700 / 800 MW installés et dont le contrat dispatchable arrive à échéance depuis 2008 en partie et en majorité à partir de 2010

- **700 / 800 MW de capacités installées...**

Des groupes diesels d'une puissance cumulée de 800 MW* sont utilisés pour fournir de l'énergie de pointe dans le cadre d'un contrat « dispatchable » avec EDF, pour pallier une demande d'« effacement jour de pointe » prévue par un contrat de fourniture, ou en secours du réseau.

- **... avec un fort développement au début des années 1990...**

Entre 1993 et 1995, 700 MW** de centrales de pointe à base de moteurs diesel fonctionnant au fioul domestique ont été mis en service par des producteurs indépendants. Ces centrales de 8 MVA de puissance maximale sont raccordées sur le réseau 20 kV et sont réparties sur les diverses régions de France.

- **... et dont l'obligation d'achat arrive à terme (2008 pour les premiers)**

Ces centrales bénéficiaient à l'origine d'un contrat 93-07 puis sont passées sous contrats « appel modulable » (dispatchable) en 1997 dans le cadre de l'obligation d'achat. Ces contrats, d'une durée de 15 ans, ont commencé à arriver à terme en 2008 pour les premiers et en 2010 pour les derniers. Des renégociations tendues ont été initiées avec EDF, peu enclin à accorder les conditions tarifaires des contrats initiaux et nombre de producteurs indépendants cherchent une solution (cas des ELD par exemple).

* Sources: 800 MW pour le Bilan prévisionnel RTE de 2009, 700 MW pour le Rapport PPI de 2009. En 2007, la CRE évaluait la puissance installée à 840 MW pour une production annuelle de 30 GWh. Le nombre de groupes serait de l'ordre de 800 sur 300 à 400 installations.

**Source: PPI

3.3 Panorama général de la petite production

Eolien : un développement qui ne se dément pas, un tarif d'achat qui reste attractif et actif jusqu'en 2016 pour les premiers parcs

EOLIEN

En 2008, 2 500 éoliennes pour 3 040 MW installés (avec des parcs moyens de 12,7 MW), un CA de l'ordre de 492 Mio€ mais des tarifs d'achat encore actifs jusqu'en 2016

- **3 040 MW de capacités installées en 2008, plus de 4 600 MW prévus à fin 2009...**

Le parc installé en France (y compris DOM / TOM) est de 3 040 MW pour près de 2 500 éoliennes et des parcs moyens de 12,7 MW (tendance à l'augmentation de la taille des parcs suite à la modification des tarifs d'achats, ces derniers n'étant plus soumis à une taille en puissance installée).

- **... avec un tarif d'achat qui reste attractif et qui ne devrait pas s'éteindre avant 2016 pour les premiers parcs...**

Le tarif d'achat E01 mis en place en 2001 pour une durée de 15 ans, les premiers parcs à sortir du tarifs – sauf modification – interviendrait en 2016.

- **... pour un marché aval qui reste encore très atomisé**

Même après une première phase d'acquisitions (création d'EDF Energies Nouvelles, Compagnie du Vent et Erelia rachetés par GDF Suez, EED par Poweo, etc.), les opérateurs dominants détiennent moins de 20% des capacités installées. À l'avenir, deux tendances devraient se poursuivre sur l'aval du marché français de l'éolien :

- la concentration du marché via des opérations de croissance externe visant des développeurs et/ou des parcs développés,
- le recentrage des développeurs sur l'activité d'exploitation (le potentiel de parcs à racheter demeurant très élevé).

4

Avancement - Phase 2

Rappel des objectifs de la phase 2

- **Sur la base des résultats de la Phase 1 et des échanges sur le rendu, réaliser :**
 - l'analyse des filières par sources d'énergie,
 - la segmentation des actifs,
 - l'analyse de la structure concurrentielle et du positionnement des acteurs.