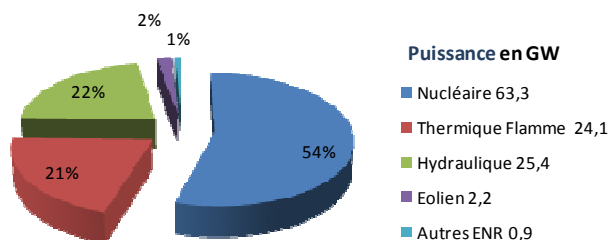


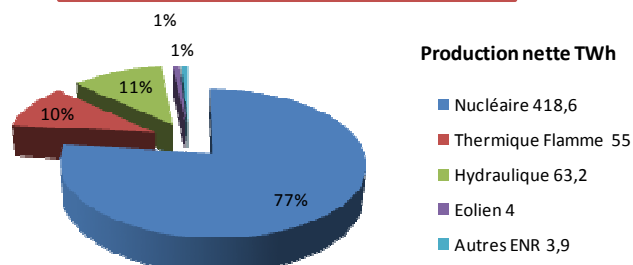
tranches nucléaires, de tranches thermiques à flamme au charbon et au fioul (1 tranche au gaz de 600 MW a été mise en service fin 2006) et d'installations hydroélectrique avec retenue d'eau ou « fil de l'eau ».

En 2004 : le mix du parc français était réparti en puissance et en énergie selon les graphiques suivants :

Répartition de la puissance installée à fin 2007 (source RTE)



Production nette d'électricité en 2007 : 544,7 TWh (source RTE)



Le tableau suivant donne la puissance nette installée du parc électrique par filière et par type de technologie. Il est intéressant dans le sens où il donne un éclairage exhaustif sur la contribution des différentes technologies constitutives du mix français. Il permet d'appréhender correctement la réflexion sur leur participation énergétique en réponse à la courbe de charge.

Thermique Flamme (charbon - gaz -fioul)

Filière ¹	Installations exploitées 2008	
	Nombre	Puissance(MW)
250 MW charbon	8	2000
125 MW charbon	0	0
330 MW charbon	1	330
600 MW charbon	6	3600
LFC	2	375
Sous total charbon	17	6305
250 MW fioul	3	750
600 MW fioul	4	2400
700 MW fioul	3	2100
Sous total Fioul	10	5250
50 MW gas	1	50
117 MW gas	1	117
125 MW gas (TOTAL)	2	250
800 MW gas (GDF)	1	800
Sous total gas	5	1217
220 MW TAC	1	220
115 MW TAC	2	230
90 MW TAC	4	360
Sous total TAC	7	810
Total	39	13582

Parc électrique centralisé

Hydraulique 2004 pas d'évolution jusqu'en 2009

Catégorie	Puissance nominale	Puissance maximale	Production moyenne /an
production	(MW)	(MW)	(GWh)
Fil de l'eau	7 583	7 505	37 406
Éclusée	4 243	4 284	13 815
Lac	8 968	9 264	17 408
Pompage	4 376	4 302	1 160
Ensemble	25 170	25 355	69 789

Thermique nucléaire :

Réacteurs	Installations exploitées ²	
	Nombre	Puissance(MW)
tranche N4 1450	4	6000
tranches 1300	20	26000
tranches 900	34	30600
Phenix	1	700
Total tranches	59	63300

² Pas de changement jusqu'en 2009

A ce parc dit « centralisé », il faut ajouter le parc « décentralisé » par opposition n'est pas relié au réseau de transport mais aux réseaux de distribution. Il est essentiellement constitué lui aussi d'un mix d'installations à flamme renouvelables ou

non comme les cogénérations ou les turbines et moteurs à fioul utilisés en autoconsommation et de fermes éoliennes.

Parc électrique décentralisé	MW
Eolien	2200
biomass	250
INCINERATION	250
Total thermique ENR	500
TAC	200 turbine fioul hors cogénération
DIESELS	1080 800 groupes en utilisation EJP
gaz Industriels	800 36 groupes sur 17 sites
cogénération	6500 fonctionne 4000 H par an avec obligation d'achat
Total thermique non ENR	8580

7.2 Hypothèses de développement des filières de production en France

Comme chaque technologie présente des atouts différents au regard de la flexibilité et des coûts de production en réponse à la courbe de charge consolidée de la demande, une étude des hypothèses de développement par filière est nécessaire. Afin de rester homogène avec l'approche globale d'équilibre offre/demande, la partition de capacités suivant une règle de type « merit order » n'est pas un paramètre imposé. De même il n'est pas exclu de présenter une solution sur-capacitaire, du moins durant une période de temps suffisante pour que la demande rééquilibre l'offre. Ce degré de liberté est aussi une condition nécessaire et suffisante pour ouvrir un espace de solutions. Les relations de dépendance du développement entre filières sont considérées et à cette condition l'étude séparée du développement de chaque filière est possible.

La filière ENR

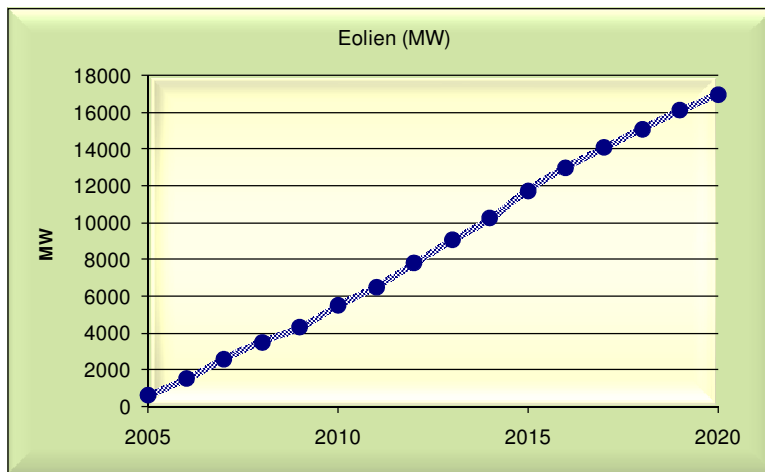
La réglementation autour du développement des ENR a fortement évolué depuis 2005 pour aboutir aux textes de 2007 en référence de cette étude. Cette étape est à l'origine du lancement d'un processus national d'investissement opéré par de nombreux acteurs de l'énergie. Le mot d'ordre est l'accompagnement du développement ENR inscrit dans la loi pour atteindre les 21% en 2010. La dynamique du processus a été mise en place par les pouvoirs publics par l'intermédiaire d'un mécanisme d'incitation. L'énergie renouvelable des nouvelles installations est rachetée suivant un tarif attractif sur une période suffisante pour en assurer l'amortissement financier.

Dans l'éolien une perspective nationale serait de passer de 2000 MW installés en 2006 à 20000 MW en 2020. Or les observations faites sur les mises en service des années 2005 à 2007 montrent que l'objectif le plus réaliste se situe autour de 17000 MW (O.E. et RTE).

On prendra donc comme hypothèse :

- Les conditions tarifaires de rachat seront maintenu jusqu'en 2020 ;

- La production moyenne annuelle par éolienne à pleine puissance est de 2000 heures
- Le taux de croissance de nouvelles capacités installées actuel de 107 % par an (+880 MW en 2007) s'infléchit en 2014.



La biomasse pour la production d'électricité ne représente pas un enjeu important. L'appel d'offre de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) est l'unique vecteur incitatif pour un investissement. Les projets que nous avons étudiés ont montrés une indispensable solution technologique couplée en fourniture d'électricité et de chaleur. Les opportunités de nouveaux projets sont par conséquent dépendant d'une évacuation commerciale de la chaleur (ou vapeur). La majeure partie de ces projets concerne des installations de très petites taille ou de petite taille (environ 8MWe) lorsqu'un industriel peut se connecter par un réseau de chaleur et valoriser cette dernière.

Actuellement nos références s'appuient sur une croissance de la puissance biomasse installée de 25% par an. Considérant que l'enjeu ne dépassera pas 8TWh par an aucune dimension n'est retenue pour cette filière ENR.

Il n'y a pas non plus d'enjeu important en ce qui concerne les nouvelles capacités photovoltaïques. Le législateur a instauré un régime de rachat de l'énergie produite par cette technologie sans rentabilité importante à la clé pour l'investisseur. La cible semble être le particulier à travers un bonus fiscal. Pour autant les courbes de progrès des technologies photovoltaïques industrialisées ont croisés celles des taux de rentabilité des investisseurs. Les avantages du développement éolien comparé à celui du photovoltaïque se sont résorbés. La rentabilité reste inférieure (6% en moyenne) mais les risques sont très faibles (maintenance, acceptabilité, durée de vie). La saturation proche des marchés allemands et espagnols rabat les acteurs sur le marché français. Le dynamisme apparu en 2007 montre qu'un pourcentage d'ENR d'origine photovoltaïque doit être introduit dans les estimations.

Il s'agit d'une estimation arbitrairement fondée sur le report d'investissements éoliens dont les difficultés de développement s'accroissent et donc aussi les coûts.

En référence, les coûts se situent en moyenne sur la période considérée à :

1€/W pour l'éolien

3€/w pour le photovoltaïque

On prendra donc comme hypothèse :

- Les conditions tarifaires de rachat seront maintenu jusqu'en 2010 ;
- Un taux de croissance de la capacité photovoltaïque de 10% par an sur 10 ans
- 10% de photovoltaïque dans le parc ENR hors hydroélectrique

L'hypothèse hydroélectrique est formée par le maintien de la part de production actuelle c'est-à-dire en moyenne 10%. Cela traduit une amélioration de la production pour passer des 57 TWh moyens annuels à 67 TWh. Les moyens avancés pour cela résultent d'investissements provoqués par la nouvelle loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques et le renouvellement des concessions d'exploitation des installations publiques.

Le thermique à flamme en France

Pour les outils de cogénération la prévision considère les 4000 H de fonctionnement saisonnalisé encouragés par les tarifs de rachat des contrats 97-01 et 99-02 dont la date d'expiration est 2012. Au delà de 2012 les installations seront dispatchées en fonction des appels de fourniture en vapeur ou remplacées. Cette adaptation des industriels n'est pas généralisable et le manque de lisibilité sur la politique en matière de cogénération conduit à faire arbitrairement cette hypothèse simplificatrice d'utilisation d'installations amorties. La durée moyenne annuelle de production à puissance maximale équivalente est donc ramenée à 2000 heures de 2012 à 2020.

Les installations charbons existantes :

Toutes les tranches de 250 MW, LFC et EH5 seront arrêtées avant 2015. Le planning d'arrêt des tranches d'EDF est calqué sur celui de La SNET. Les décalages possibles seront liés aux décisions d'EDF non encore communiquées ou laissées à un arbitrage ultérieur face à la concurrence des nouvelles technologies ou des coûts du CO2. Des surcapacités temporaires apparaîtront mais sans conséquences réelles sur l'équilibre.

Toutes les tranches 600 MW dépolluées pourront être exploitées sans contrainte supplémentaires liées au CO2. Hypothèse retenue faute de meilleure visibilité sur le traitement du cas de ces installations par le législateur.

Les nouvelles installations au charbon seront de type « charbon propre » c'est-à-dire sans émission de CO₂ dans l'atmosphère. A défaut d'indication ministérielles claires sur le sujet, cette position la plus conservatrice vis-à-vis du « charbon propre » est adoptée. Le nombre de nouvelles installations mise en service en France avant 2020 est limité à 3 en additionnant les projets déjà recensés ou pressentis et rapporté au délai total nécessaire pour mettre une tranche en exploitation commerciale; environ 10 ans.

La technologie du charbon reste une des alternatives françaises pour la semi-base. Bien que difficile à implanter, elle reste efficace pour les arbitrages économiques entre les combustibles.

Une hypothèse simplifiée de fonctionnement à 4000 heures par an à puissance nette maximale est considérée pour toutes les installations au charbon.

Les installations fioul existantes :

- Arrêt des tranches 250 MW en 2009
- Pas de nouvelles tranches
- Maintient des 4 tranches 700 MW de Porcheville (2+2 en 2008) avec une durée annuelle d'utilisation de 500 heures

Turbines à gaz ou turbine à combustion :

Seuls les projets déjà annoncés par EDF sont pris en compte. Ces 500 MW seront mis en service à partir de 2009.

Les installations existantes sont maintenues jusqu'en 2020 à l'exception des tranches 4 tranches 90 MW arrivées en limite d'exploitation ente 2011 et 2015.

La durée annuelle d'utilisation des turbines à gaz est limitée à 1000h heures et celle des turbines à combustion à 500 heures.

Les nouvelles unités 400 MW à cycles combinés au gaz :

Technologie de production en « semi-base », elle est concurrente du charbon et se situe au-dessus en terme de souplesse d'utilisation. Cette technologie présente les avantages les plus recherchés au moment où efficacité énergétique, émission de CO₂ et flexibilité à la pointe dominant les débats sur l'énergie.

Bien que les investissements en semi-base ne soient pas aidés par l'état, les prescriptions de la PPI mentionnent un besoin important et préconisent les CCG.

Sa programmation annuelle sur le segment de la « semi-base » arbitrée sur les coûts du combustible gaz face au charbon donne des prévisions moyennes de fonctionnement de 4500 heures par an.

Rôle élargie dans le mix, à la fois en bouclage système de l'offre pour satisfaire la demande, en backup des ENR non programmables et sur le segment libéré par

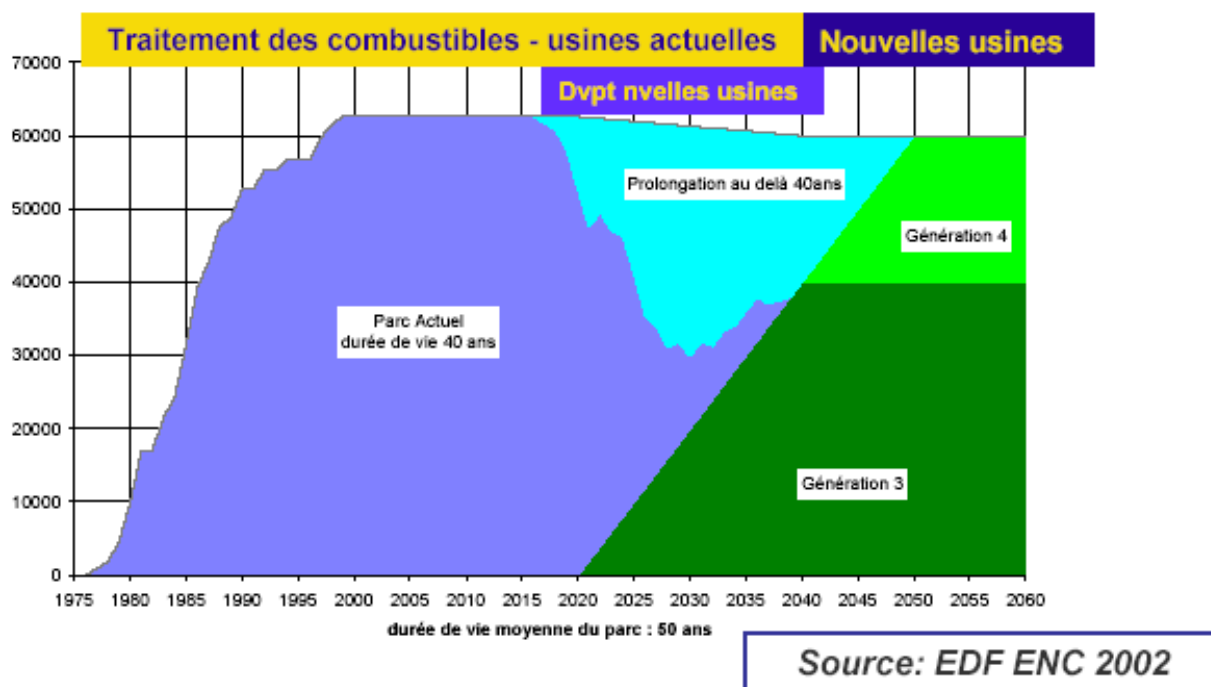
les anciennes tranches au charbon. Au vu du nombre de projets déjà engagés, près de 12000 MW sans planning défini de mise en service, l'ajustement par la variable « puissance CCG installée » de la production globale à la demande globale en énergie est l'hypothèse choisie pour boucler l'équilibre prévisionnel.

La faiblesse des CCG, l'approvisionnement et le risque prix du combustible justifie la présence de nouvelles capacités au charbon « propre » mentionnée plus haut.

Hypothèses pour le nucléaire

On considère les éléments annoncés par EDF et repris par le ministère de l'industrie, à savoir :

- Augmentation de la puissance installée de 63 GW à 65 GW
- Pas de déclassement des centrales existantes d'ici 2020 (à partir de 2015 prolongement de la durée de vie des plus anciennes ou puissance équivalente d'une nouvelle tranche)
- 1600 MW supplémentaires dès 2013. Date de mise en service du projet EPR de Flamanville.
- Amélioration du coefficient d'utilisation des tranches → 7000 heures de fonctionnement annuel à puissance nette maximale en 2020.



8 Le plan pluriannuel de capacité national

8.1 Prévision d'investissements de la concurrence

L'équilibre arithmétique entre la demande globale et l'offre globale considère d'une part la demande nette corrigée des variations climatiques et d'autre part de la consolidation des parcs des producteurs.

Dans cette approche globale et pour respecter l'horizon, un volume de projets par acteur est estimé. Si la stratégie des acteurs concurrents n'est pas toujours sans surprises, leur plan de développement de nouvelles capacités ne l'est guère davantage. Le secret industriel est respecté et si certains souhaitent communiquer autour de leurs projets, d'autres ont une attitude plus réservée.

Nous avons adopté une démarche assez simple pour représenter le comportement de la concurrence :

- Séparation suivant le rattachement aux parcs centralisé ou décentralisé
- EDF applique une stratégie « politique » d'investissement en répondant précisément aux besoins identifiés par la PPI
- EDF est le seul à développer du nucléaire en France
- Seuls les projets connus à travers la liste officielle publiée par RTE sont comptés (l'affectation à un acteur n'est pas validée mais permet de réguler arbitrairement en espérance les projets réels)

Le parc décentralisé est comptabilisé en se référant aux chiffres obtenus à l'aide des pourcentages d'ENR voulu pour les pouvoirs publics dans le portefeuille de production électrique français. Les incitations publiques créent des marchés spécifiques qui s'apparentent à une rente. L'attrait des marges garanties sur le long terme attire un foisonnement d'acteurs (majeurs et petits nouveaux entrants dans l'ENR) dans une compétition où la visibilité n'est pas de mise.

En conséquence, des hypothèses globales remplacent le comportement de la concurrence et pilotent le développement de ces filières.

Pour la filière éolienne le rythme de développement pour atteindre les objectifs nationaux est corrélé à l'expérience des pays comme l'Espagne et l'Allemagne.

Pour la filière thermique décentralisée, la cogénération n'étant plus supportée par des tarifs de rachat, elle ne se développera plus en dehors de la biomasse. Pour autant, la puissance consolidée des technologies impliquées reste marginale dans le système global.

Pour l'évolution du parc centralisé, le nombre de projets, leur technologie et leur puissance prévue sont récupérés des informations légales que RTE, le gestionnaire du réseau de transport, se doit de mettre à la disposition du public.

La liste de ces projets correspond à la file d'attente de raccordement des installations instruites par RTE.

Tension (kV)	Poste	Technologie	Situation	Producteur probable	Puissance en file d'attente (MW)	Investissement estimé (M€)
225	BAYET	CCG	VICHY	ATEL	440	246
225	CROIX DE METZ	CCG	TOUL	POWéO	440	246
225	DARSE	CCG	FOS	Electrabel	440	246
225	FEUILLANE	CCG	FOS	GDF	540	302
225	GROS CAILLOU	CCG	HORNAING	ENDESA	440	246
225	GUERSAC	CCG	MONTOIRE	GDF	500	280
225	LUCY	CCG	MONCEAU LES MINES	ENDESA	440	246
225	PONTEAU	CCG	MARTIGUES	EDF	440	246
225	PONT SUR SAMBRE	CCG	PONT SUR SAMBRE	POWéO	440	246
225	THEIX	CCG	LORIENT	POWéO	440	246
225	ARGOEUVES	CCG	AMIEN		440	246
400	BEZAUMONT	CCG	BLENOD	EDF	440	246
400	JONQUIERES	CCG	BEUCAIR	POWéO	880	493
400	MARSILLON	CCG	OS MARSILLON	ENDESA	880	493
400	MASTAING	CCG	BOUCHAIN	EDF	500	280
400	PONTEAU	CCG	MARTIGUES	EDF	1400	784
400	SAINT-AVOLD	CCG	SAINT-AVOLD	ENDESA	880	493
		Somme CCG			9980	5589
400	LE HAVRE	CHARBON	LE HAVRE	ENDESA	700	840
400	LE HAVRE	CHARBON	LE HAVRE	POWéO	820	984
		Somme CHARBON			1520	1824
		Somme EOLIEN			1310	1965
400	MENUEL	NUCLEAIRE	FLAMANVILLE	EDF	1600	3200
		Somme NUCLEAIRE			1600	4800
225	TREGNEUX	TAC	SAINT BRIEUC	GDF	240	132
225	ARRIGHI	TAC	VITRY SUR SEINE	EDF	210	115,5
		Somme TAC			450	247,5
		Total thermique			13550	12460

8.2 Scénario national

Les chiffres clés du scénario national retenu dans cette étude sont les suivants :

- Évolution moyenne de la demande au rythme actuel: **+1.3%** jusqu'en 2020 soit **572 TWh** (478 en 2006)
- Solde exportateur = +15 TWh d'ici à 2020
- ENR compétitifs → objectifs retenu dans la PPI plutôt que 21% de la production en 2010 à savoir :

ENR	2010	2020
Production	73 TWh	112 TWh

Hydraulique	2010	2020
Production	57 TWh	67 TWh

Eolien	2010	2020
Production	12 TWh	37 TWh
Puissance installée	5,5 GW	17 GW

Photovoltaïque	2010	2020
Production	0,12 TWh	0,6 TWh
Puissance installée	0,1 GW	0,5 GW

Thermique classique :

- Réalisation de 4 projets » charbon propre »
- Réalisation des projets de CCG jusqu'au bouclage des besoins (demande intérieure + solde exportateur).

Estimation évolution du parc thermique classique France

Thermique Flamme en fonctionnement: nombre d'unités

Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
charbon	250	7	7	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	330	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	125	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
charbon	250	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	600	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5
charbon	700	0	0	0	0	0	1	1	3	3	3	4	4	4
Fioul	250	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fioul	600	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Fioul	700	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
TAC	115	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TAC	90	4	4	4	4	2	2	0	0	0	0	0	0	0
TAC	160	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
TAC	220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
GAZ	117	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GAZ	50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GAZ	125	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
GAZ	790	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GAZ	200	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GAZ	400	1	4	10	16	23	24	27	27	27	27	27	27	27

Thermique Flamme en fonctionnement: puissance installée

Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total charbon		6055	6055	6055	6055	5725	3825	3700	5100	5100	5100	5800	5800	5800
Total Fioul		5950	5950	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
Total TAC		778	1258	1258	1258	1086	1086	914	914	914	914	704	704	704
Total GAZ		1607	2807	5407	7807	10607	11007	12207	12207	12207	12207	12207	12207	12207
Cogénération		5000	4900	4600	3900	3100	2900	2900	2800	2800	2700	2600	2600	2500
Total		19390	20970	22520	24220	25718	24018	24921	26221	26221	26121	26511	26511	26411

Thermique nucléaire :

Thermique nucléaire en fonctionnement: nombre d'unités

Filière	MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
tranche N4 1450	1450	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
tranches 1300	1300	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
tranches 900	900	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
phénix	700	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EPR	1650	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2

Filière	MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
tranche N4 1450	1450	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800
tranches 1300	1300	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000	26000
tranches 900	900	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600
phénix	500	700	700	700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EPR	1600	0	0	0	0	0	0	0	0	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	3300

Total		63100	63100	63100	62400	62400	62400	62400	62400	64050	64050	64050	64050	64050	64050	64050	65700
-------	--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Ce scénario induit une prévision nationale de production par filière en 2020 de 648 TWH en équilibre avec la demande.

Estimation de la production du parc électrique

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Thermique NUK	429,0	429,0	430,0	430,0	430,0	430,0	434,0	440,0	445,0	446,0	447,0	448,0	449,0	450,0
Thermique flamme	29,1	30,6	36,2	46,9	57,7	68,9	63,1	67,9	73,5	73,5	73,5	76,2	76,2	76,2
éolien	5,7	7,7	9,5	12,1	14,3	17,2	19,9	22,6	25,9	28,6	31,0	33,2	35,4	37,4
autre ENR	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,5	4,8	5,5	6,2	6,5	6,8	7,0	7,5	8,0
Cogénération	20,0	20,0	19,6	18,4	15,6	12,4	11,6	11,6	11,2	11,2	10,8	10,4	10,4	9,5
Hydro	56,0	55,0	55,9	56,8	57,7	58,6	59,5	60,5	61,5	62,5	63,5	64,5	65,5	66,6
TOTAL	542,8	545,6	554,8	568,1	579,5	591,5	592,9	608,0	623,2	628,2	632,5	639,2	644,0	647,6
	0,51%	1,68%	2,41%	2,01%	2,07%	0,23%	2,55%	2,49%	0,81%	0,69%	1,06%	0,74%	0,56%	

8.3 Test du bilan prévisionnel France-Allemagne

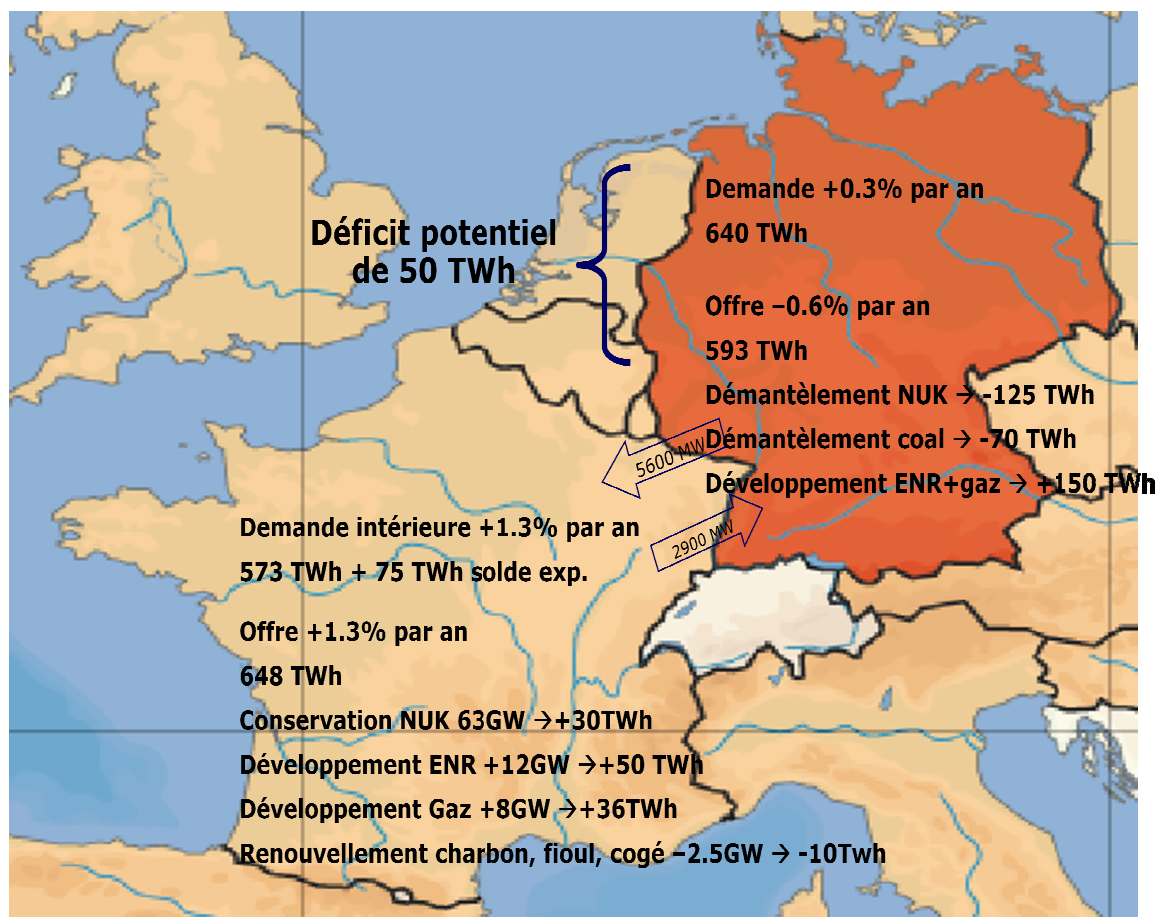
La modélisation ne serait pas complète si elle n'était pas validée par les échanges avec l'extérieur. Les considérations sur l'amélioration des capacités d'échanges donne un signe positif mais insuffisant pour boucler le bilan électrique à l'équilibre.

La comparaison des bilans prévisionnels franco-allemands à 2020 contribue à déterminer le solde d'import/export. Ces bilans sont construits à partir des hypothèses et des tendances présentées plus haut et reprise dans le scénario tendanciel qui conclut l'exercice.

Les échanges avec les autres pays sont considérés comme constants.

Finalement on obtient une hausse du solde exportateur français en 2020. Celui-ci atteindrait 75 TWh.

Ce chiffre correspond aux valeurs moyennes obtenues en 2000 et qui avaient montré une diminution jusqu'à 57 TWh en 2007. Cette diminution, imputable à l'augmentation des importations françaises de semi-base et de pointe (en particulier en période production éolienne) doit être compensée à partir de 2010 par la mise en service des Cycles combinés au gaz et l'accroissement de la puissance éolienne en France.



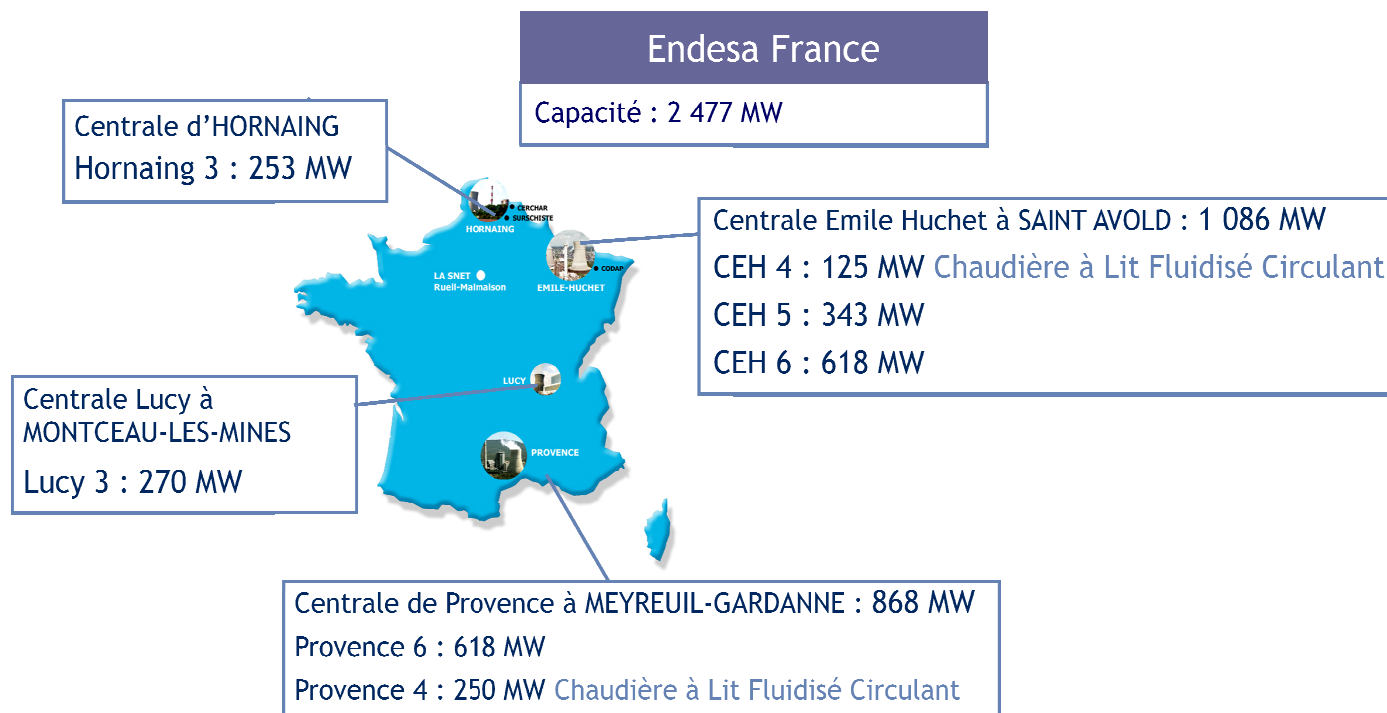
9 Le plan pluriannuel de capacités pour La SNET

9.1 Le parc actuel de La SNET

Le parc français actuel (fin 2008) de la société se répartit sur 4 sites de production thermique et 4 sites de production éolien :

- ✕ 10 MW à Léhaucourt
- ✕ 10 MW à Ambon
- ✕ 10 MW à Muzillac
- ✕ 17,5 MW à Cernon

Le parc thermique est composé de 7 tranches au charbon. Les tranches les plus anciennes ont été mises en service fin des années 1960. Il s'agit des 2 unités dont la technologie utilise une chaudière à lit fluidisé circulant.



La première, PROV 4 date de 1967. Sa fin de vie théorique est de 35 ans. Son arrêt est programmé pour la fin du 1^{er} trimestre 2013

La seconde, CEH 4 date de 1968. Sa fin d'exploitation prévu pour fin novembre 2013 correspond à la fin de l'approvisionnement actuel en PCR (produit charbonneux bas de gamme) nécessaire pour la réalité économique d'exploitation de cette tranche. Le gisement de 3 millions de tonnes de PCR du Bassin de Saint Charles n'entre pas comme hypothèse retenue du modèle.

Les tranches classiques au charbon de 250 MW, CEH 5, Hornaing 3 et Lucy 3, ont été placées sous le mode dérogatoire de la transposition française des directives G.I.C. de dépollution ; Directive 2001/80/CE du parlement Européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion. Cela implique l'engagement de La SNET à ne pas exploiter ces 3 installations pendant une durée de plus de 20 000 heures à compter du 1^{er} janvier 2008, s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015. En conséquence, les arrêts définitifs programmés des tranches sont les suivants :

- CEH 5 : 31 décembre 2012
- Hornaing 3 : 30 août 2013
- Lucy 3 : 30 juin 2014

Les tranches CEH 6 et Provence 5 de 600 MW ont été équipées d'installations de réduction des polluants SO₂ et NO₂ en deçà des VLE (Valeurs limites d'Emission) fixées par l'arrêté du Ministère de l'écologie et du développement durable pour les installations existantes. Ces 2 tranches seront exploitées au-delà de 2020.

9.2 Le potentiel des sites historiques de La SNET

Pour ceux occupés par des tranches 250 (330) MW, il n'est pas économiquement réaliste de mener un plan industriel de repowering à l'issue de l'exploitation actuelle.

L'expérience d'ENDESA en Italie sur ce point a relevé les chiffres du tableau suivant :

Ces chiffres montrent qu'il est plus économiquement avantageux de construire puis d'exploiter une installation neuve, plus puissance, plus durable et plus efficiente.

Sur le site d'Emile Huchet 4 tranches de 400 MW à cycles combinés au gaz sont implantables sous réserve de la disponibilité des capacités d'alimentation en gaz via un nouveau branchement au réseau national.

Sur le site d'Hornaing 1 tranche à cycles combinés au gaz peut être installée à coté de Hornaing 3. Installation conditionnée par une connexion gazière au réseau de 32

Référence	Endesa	Italia			
	€/kw	MW	% PCI	net	
Repowering	360	390	55		
Neuve	500	420	57		

kms. Une seconde tranche de 400 MW pourrait être également implantée à la place de l'actuelle tranche au charbon à condition d'obtenir du RTE un renforcement de son réseau 400 kV. Les capacités d'évacuation de la ligne 225 kV existante seront

saturées par la première tranche 400 kV.

A Gardanne, les conditions de raccordement et d'exploitation permettent de projeter une nouvelle de 400 MW à cycles combinés au gaz.

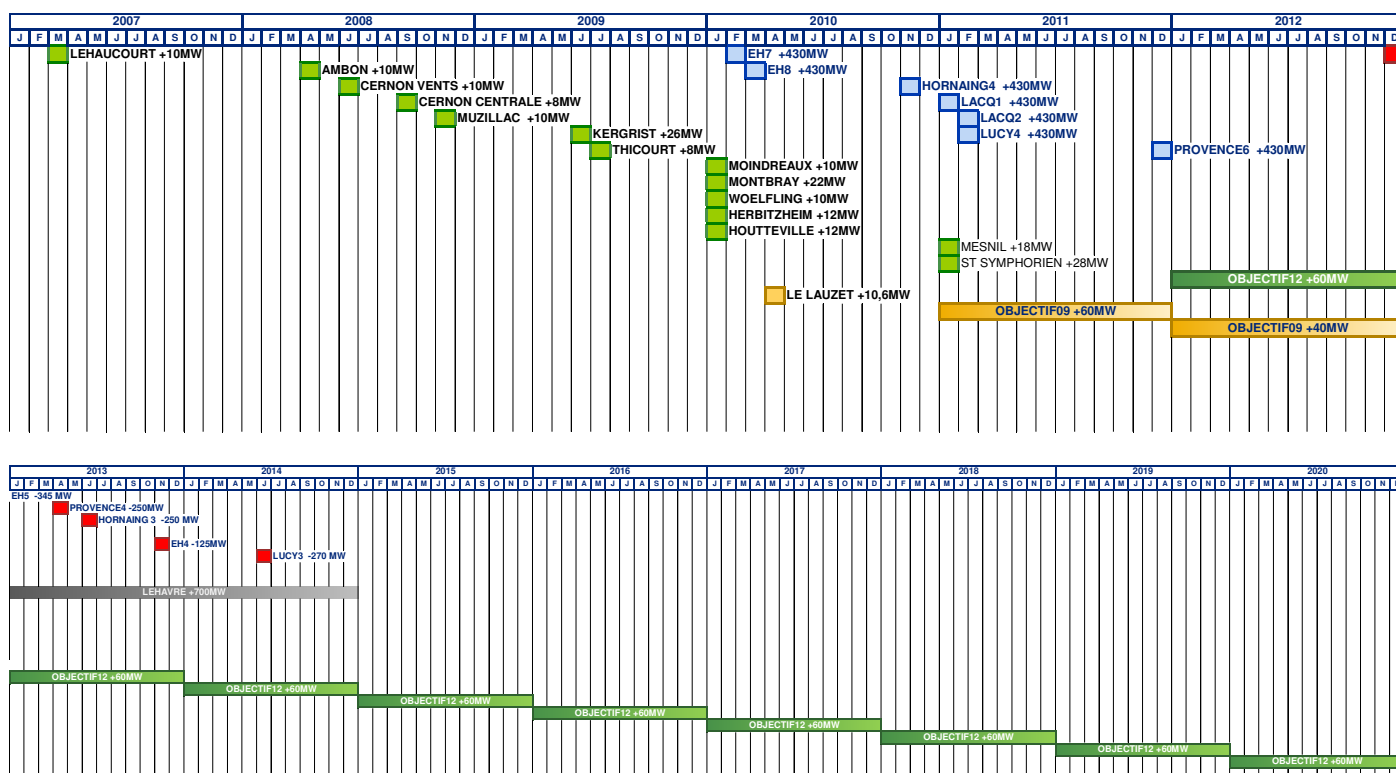
A Lucy, 1 tranche nouvelle de 400 MW à cycles combinés au gaz peut être implantée à coté de l'installation existante sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploiter une ICPE. 1 autre tranche de 400 MW à cycles combinés au gaz pourrait être ajoutée sous condition de renforcement de la ligne RTE d'évacuation électrique par une nouvelle ligne 400 kV.

9.3 Scénario pour La SNET

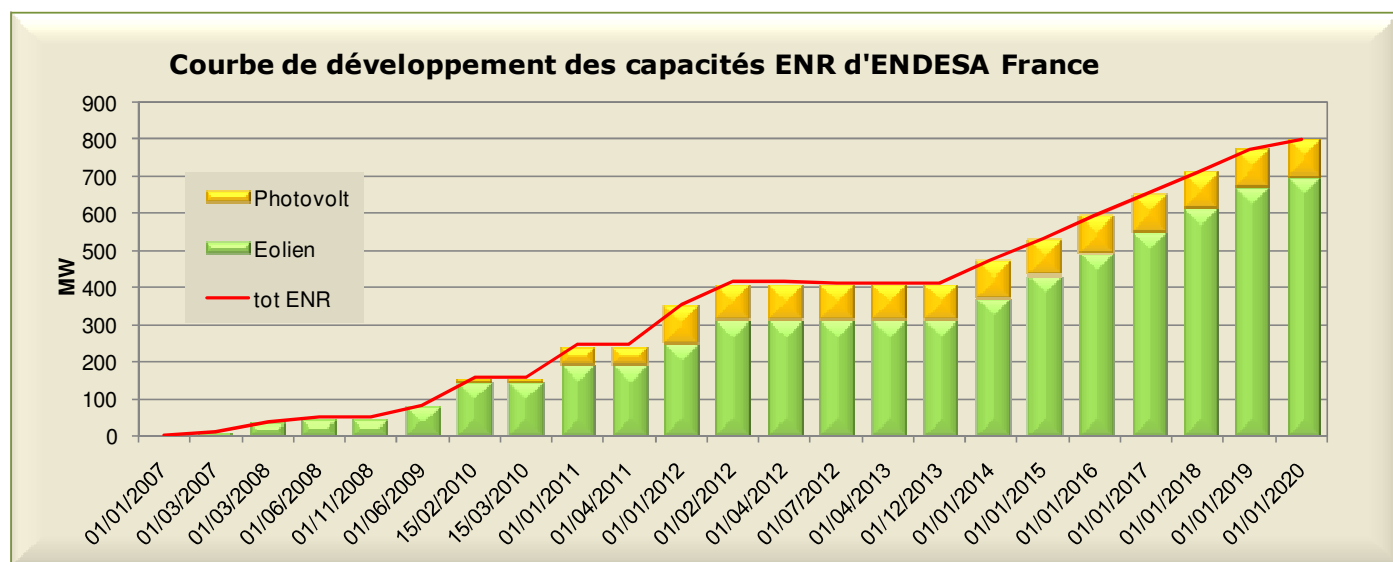
Du scénario national et des hypothèses précédentes se déduit un scénario pour La SNET à l'horizon 2020 :

- **Eolien : 4,5% Part de marché dès 2010 avec un objectif de 700 MW en 2020**
- **Photovoltaïque : 100 MW en 2020**
- **Développement, construction et mise en service de 9 tranches 400 MW à cycles combinés au gaz et 1 tranche 700 MW « charbon propre »**
- **Arrêt des tranches 250 MW charbon existantes**
- **Arrêt des tranches LFC**
- **Maintien du parc 600 MW**

Le planning associé montre les mouvements de capacités dans le portefeuille de production de La SNET en indiquant les dates prévisionnelles les plus réalistes de mise en service.



9.3.1 Plan de capacités ENR



9.3.2 Plan de capacités des filières thermiques

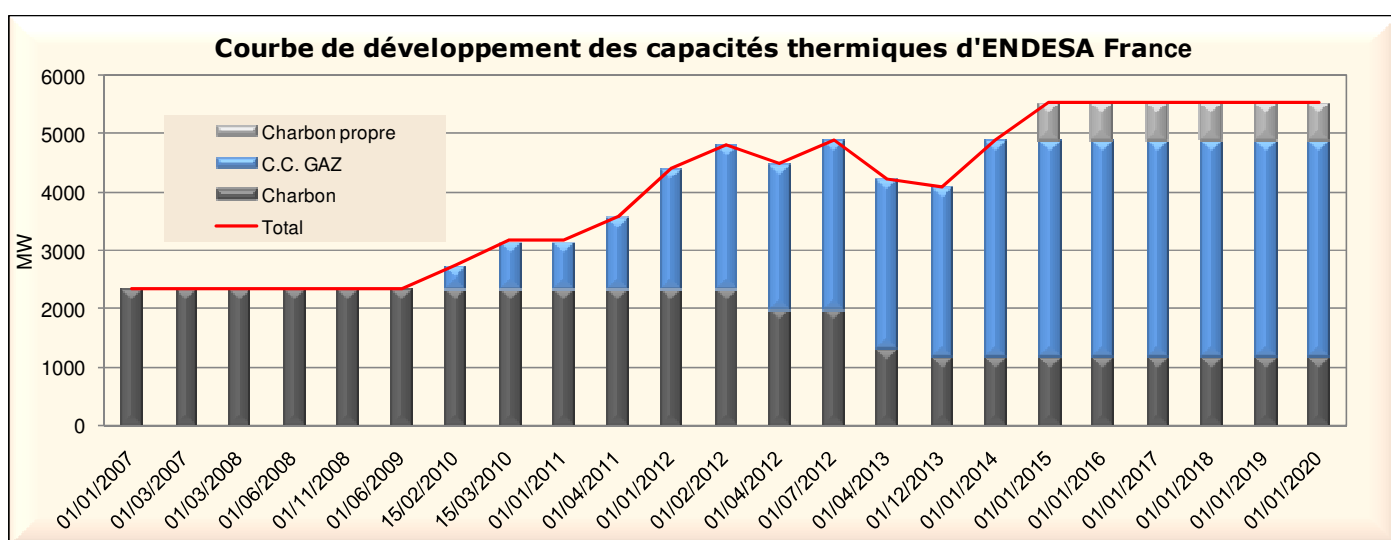
Centrales Endesa France

Thermique Flamme en fonctionnement: nombre d'unités

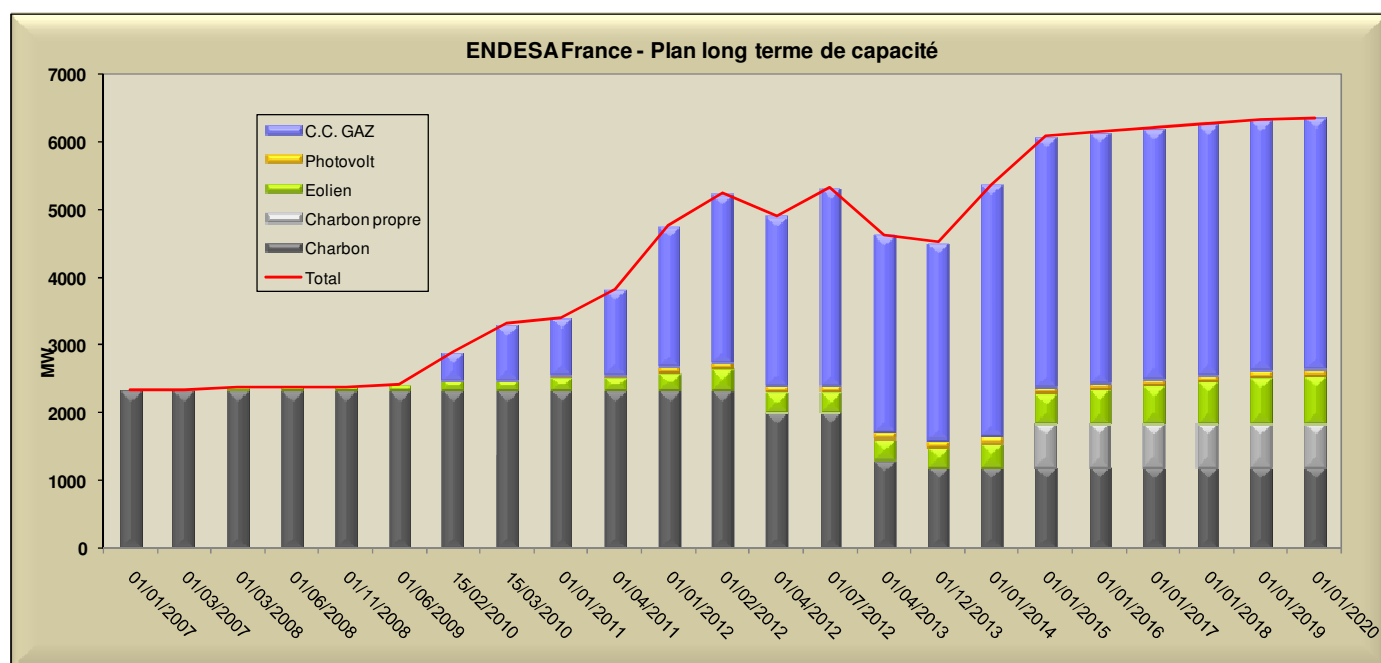
Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LFC	125	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
LFC	250	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	250	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	330	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	600	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
charbon	700	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
GAZ	400	0	0	2	3	7	7	9	9	9	9	9	9	9

Thermique Flamme en fonctionnement: puissance installée

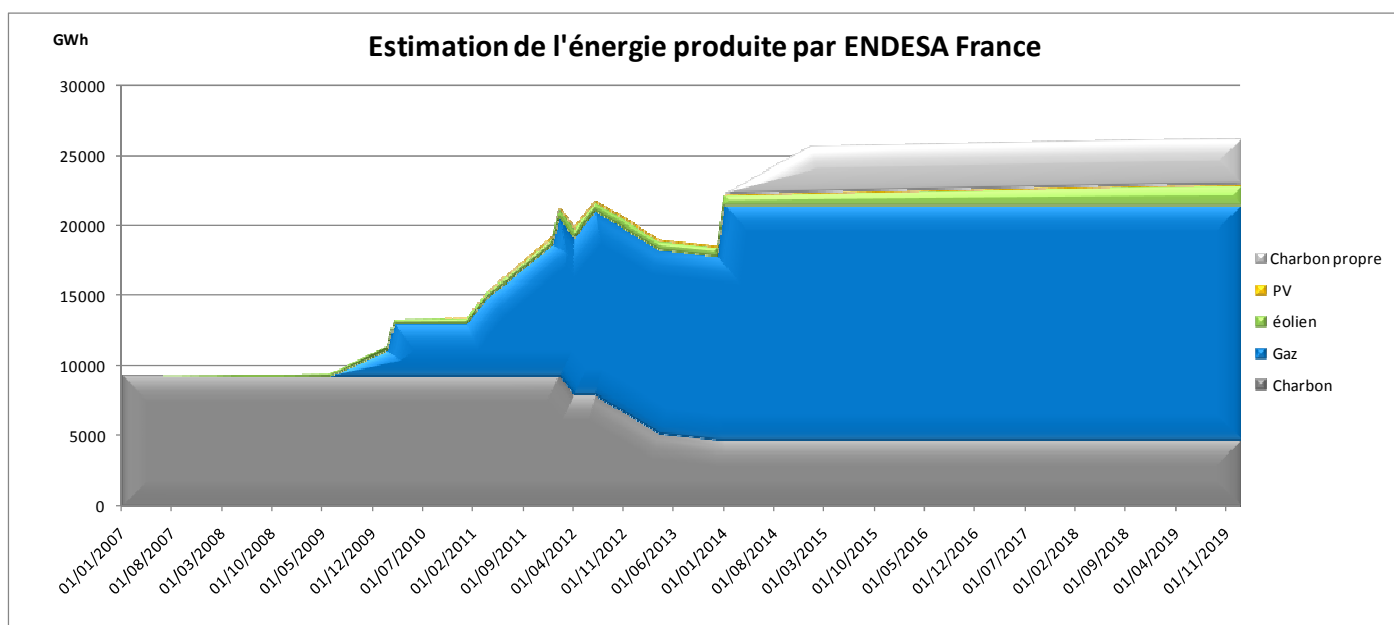
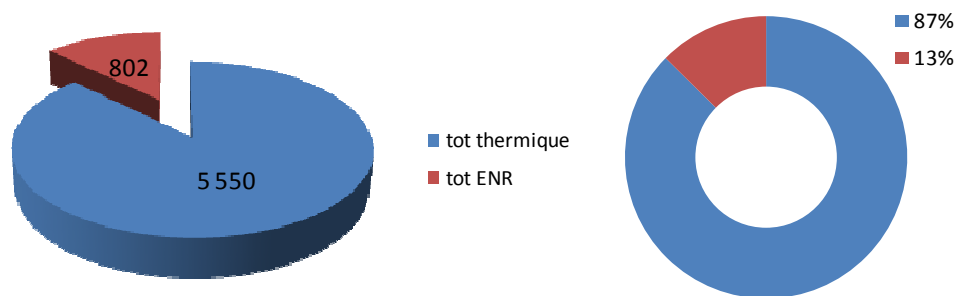
Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total LFC		375	375	375	375	375	125	0	0	0	0	0	0	0
Total charbon		2030	2030	2030	2030	1700	1200	1200	1900	1900	1900	1900	1900	1900
Total GAZ		0	0	800	1200	2800	2800	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
Total		2405	2405	3205	3605	4875	4125	4800	5500	5500	5500	5500	5500	5500



9.3.3 Bilan des capacités prévisionnelles du mix La SNET



Mix de production en 2020 (MW)



10 Planification des ressources Humaines

10.1 Protocole de l'étude

L'étude RH a été menée sur les bases suivantes :

Construction d'une base de données de l'effectif de La SNET mise à jour à l'aide des éléments suivants :

- Derniers organigrammes des sites à juin 2007
- Base de données de l'effectif de La SNET
- Par individu : Matricule, Nom, Prénom, Date de naissance, Service, Service Militaire, Ouverture de droits, Département, Poste
- Calcul de l'âge de départ en retraite (au plutôt et plus tard) par individu

Départ Potentiel

Tout salarié en service actif ayant 55 ans et avec l'ouverture de droits

Départs Obligatoire

Tout salarié qui a plus de 65 ans

- ➔ Élaboration des tableaux et graphiques par site pour montrer l'évolution de l'effectif actuel entre 2007-2020
- ➔ Élaboration des graphique représentant l'évolution de l'effectif cible de La SNET et par site en rapport avec les départs en inactivité potentiels et obligatoire en cumulé
- ➔ Validation et mise à jour du planning industriel et des hypothèses de l'étude
 - ✓ Ajustement de mise en service de CCGT avec l'ingénierie
 - ✓ Confirmation de la période de formation de l'effectif CCGT par l'ingénierie
 - ✓ Prévision d'arrêts des centrales charbons par la dir. commercial
 - ✓ Hypothèses de stratégie de l'effectif données par le COMEX
 - ✓ Mise à jour du statut IEG dans les hypothèses de l'étude (départs en retraite).
 - ✓ Départ potentiel à 55 ans pour les salarié bénéficiant de services actifs
 - ✓ Départ à 60 ans pour les salariés bénéficiant de services sédentaires
 - ✓ Départs obligatoire à 65 ans pour l'ensemble de l'effectif (âge fixe avant la réforme à 60 ans)
 - ✓ Dernière mise à jour en avril 2008 sur le statut IEG. Départs potentiel des services sédentaires à 60 ans.

10.2 Hypothèses de l'étude

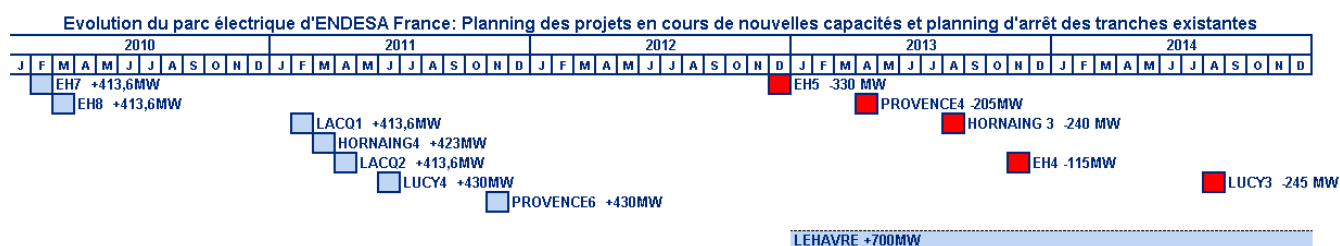
10.2.1 Planning Industriel

Arrêts des Tranches Charbon

SITE	TYPE	PUISSANCE NETTE (MW)	FERMETURE
CEH 5	CH CLASSIQUE	330	31/12/2012
PRO 4	CH CLASSIQUE	205	30/04/2013
HOR 3	CH CLASSIQUE	240	30/08/2013
CEH 4	CH CLASSIQUE	115	30/11/2013
LUCY 3	CH CLASSIQUE	245	30/06/2014

Nouvelles Installations

GAZ			
CEH 7	CCGT	413,6	28/02/2010
CEH 8	CCGT	413,6	31/03/2010
HOR 4	CCGT	423	31/03/2011
LACQ 1	CCGT	413,6	01/02/2011
LACQ 2	CCGT	413,6	01/05/2011
LUCY 4	CCGT	413,6	30/06/2011
PRO 6	CCGT	413,6	01/11/2011
OBJ14	CCGT	827,2	01/01/2014

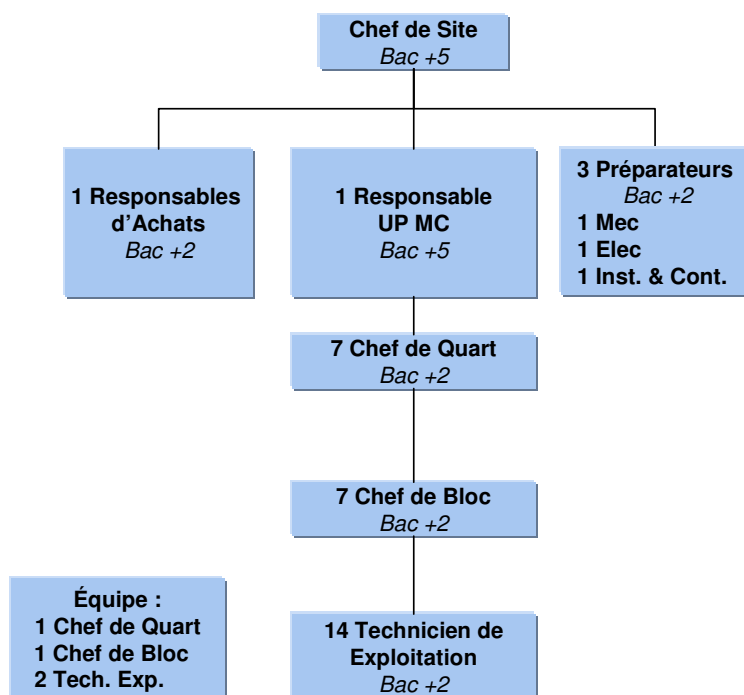


L'objectif 2014 + 827.2 MW et le Havre sont deux projet qui pour l'instant ont une faible probabilité d'être réalisé. Ces deux projets ne sont pas pris en compte dans cette étude.

10.3 Organigramme des CCGT

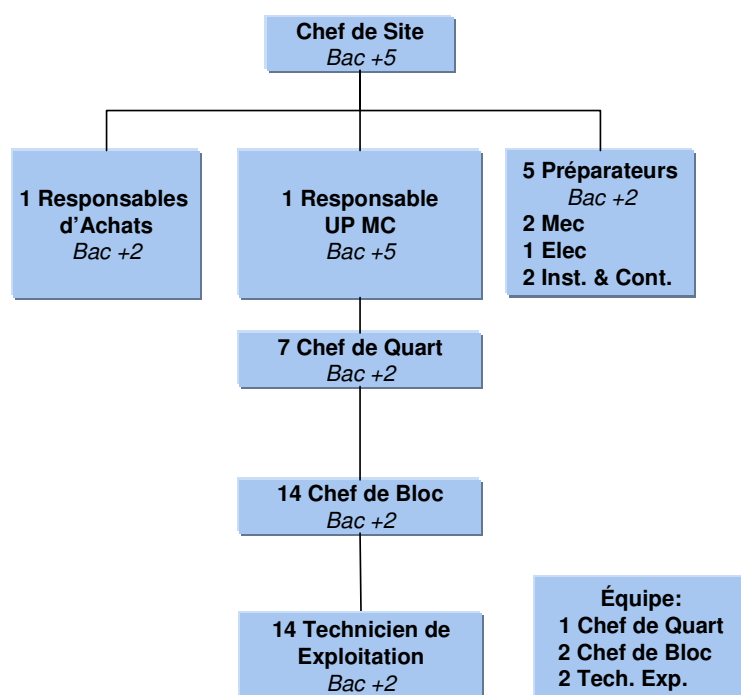
Sur la base des données fournies par la direction de la production en septembre 2008

1 tranche CCG



Effectif total: 34

2 tranches CCG



Effectif total: 43