

La SNET

Plan Pluriannuel 2020

Version 3

Sommaire

1	Introduction	4
2	Cadrage et modélisation	5
3	Justification de la modélisation	6
4	Orientations politiques.....	7
5	Import/export : estimations et tendances	8
6	La demande d'électricité	11
7	La production d'électricité	19
7.1	Le parc de production centralisé français actuel	20
7.2	Hypothèses de développement des filières de production en France	22
8	Le plan pluriannuel de capacité national.....	27
8.1	Prévision d'investissements de la concurrence	27
8.2	Scénario national	28
8.3	Test du bilan prévisionnel France-Allemagne	30
9	Le plan pluriannuel de capacités pour La SNET	31
9.1	Le parc actuel de La SNET	31
9.2	Le potentiel des sites historiques de La SNET	33
9.3	Scénario pour La SNET	33
9.3.1	Plan de capacités ENR	34
9.3.2	Plan de capacités des filières thermiques	35
9.3.3	Bilan des capacités prévisionnelles du mix La SNET.....	35
10	Planification des ressources Humaines	37
10.1	Protocole de l'étude.....	37
10.2	Hypothèses de l'étude.....	38
10.2.1	Planning Industriel	38
10.3	Organigramme des CCGT	39
10.4	Formation de l'effectif CCGT	41
10.5	Résultat de l'étude	41
10.5.1	Graphiques	41
10.5.2	Ensemble des sites De La SNET	42
10.5.3	Centrale d'Emile Huchet (CEH)	43
11	Stratégie Commercial	60

11.1	Définition	60
11.2	Les marchés de l'électricité.....	60
11.3	Situation actuelle des ventes	63
11.4	Encours de la couverture du parc de production prévisionnelle.....	63
11.5	Stratégie de diversification	64
12	Approvisionnement en combustibles	65
12.1	Le charbon	65
12.2	Le gaz	66
13	Impact financier.....	75
13.1	Hypothèses économiques	75
13.2	Hypothèses industrielles	75
13.3	Planning d'investissement	79
13.4	Chiffres clés et Business Plan 2020.....	80

1 Introduction

Cette étude entamée en 2007 a pour objectif d'afficher la logique d'entreprise en matière de développement de nouvelles capacités de production, les hypothèses sous jacentes et le bilan économique prévisionnel et pluriannuel à l'horizon 2020. Elle s'inscrit dans la continuité du plan industriel initié en 2004 par ENDESA Europa pour sa filiale française. Elle procède avant tout d'une démarche systématique d'amener La SNET sur une trajectoire industrielle réaliste au regard des enjeux du paysage énergétique français libéralisé. Cette démarche se veut avant tout pragmatique. Elle s'appuie sur les positions historiques de l'entreprise comme fondation. Elle s'oriente vers une stratégie de conquête encadrée par le respect de deux principes, être un acteur responsable et impliqué dans la politique nationale énergétique ; être engagé au même titre dans le développement durable et efficace où se conjuguent énergie et écologie. Elle s'articule autour d'une analyse prévisionnelle des composantes clés du système économique pour identifier qualitativement et quantitativement une hypothèse directrice des investissements. Elle propose un plan de développement global associé à des stratégies corollaires de positionnement commercial des produits, d'approvisionnement en combustible et de gestion des effectifs. Enfin elle présente le bilan financier des hypothèses retenues.



2 Cadrage et modélisation

Avant tout exposé, il est nécessaire de rappeler en préambule les limites de l'exercice. En matière de prévision il convient d'une part d'être objectif et circonspect ; « La prévision est un exercice difficile surtout lorsqu'elle concerne l'avenir » disait Pierre Dac et d'autre part qu'aucune théorie ne remplace le bon sens ; « En matière de prévision, le jugement est supérieur à l'intelligence. L'intelligence montre toutes les possibilités pouvant se produire. Le jugement discerne parmi ces possibilités celles qui ont le plus de chance de se réaliser » pour reprendre Gustave Lebon.

Sous couvert des ces considérations, la démarche menant à l'objectif a d'abord consisté à définir un espace borné encadrant le domaine de prévision. Cet espace est complètement déterminé à l'aide d'un système de composantes clés. Ces composantes seront pour certaines évaluées par prévision ou fixées en fonction de critères déterministes dont la valeur conserve sa validité à l'horizon de l'étude.

L'ensemble permet de construire une modélisation de l'objectif suivant une approche physique, c'est-à-dire suivant l'équilibre des sources de fourniture d'énergie électrique en face de la demande des consommateurs.

La première composante du système est le bilan prévisionnel pluriannuel de la balance entre la demande d'électricité et l'offre des producteurs y compris le solde import/export avec les pays voisins interconnectés. Il s'agit d'un indicateur prépondérant du système dont le rôle quantitatif donne la limite globale d'un système équilibré, hypothèse qui jalonne cette étude.

Les composantes qualitatives sont principalement à caractère politique. Elles cadrent les orientations technologiques ou géographiques et délimitent les champs des variables du système. Les incitations des pouvoirs publics au développement de certaines filières, les engagements intergouvernementaux à accroître les interconnexions, les mesures planifiées en faveur de l'ouverture des marchés ou encore les mesures visant les économies ou l'efficacité énergétique en sont des exemples. Sous l'angle des investisseurs, la prise en compte de la concurrence est intégrée au modèle. Les projets les plus vraisemblables y sont extrapolés jusqu'à 2020. L'incertitude sur la réalité des projets concurrents ne doit pas être négligée mais la valeur de cette dernière ne saurait au mieux être le résultat de l'expérience de La SNET et d'une vieille systématique.

Energie et écologie sont désormais indissociables dans la réflexion des acteurs de l'énergie. Les décisions de la commission européenne de l'énergie transcrites en droit français sont sources de scénarii et sujet de nombreuses études toutes finalement avec le même objectif ; la réduction des émissions de CO₂ au moindre coût. L'environnement viendra donc s'intégrer comme une composante de l'exercice à travers les contraintes que vont exercer sur le système ces externalités soit par des considérations qualitatives, soit par des estimations.

Enfin en dernière composante du modèle le gaz et le charbon entrent dans la réflexion stratégique pour garantir le bon approvisionnement que ce soit en matière de flexibilité, de logistique et de coût de la fourniture. Les hypothèses sur ces combustibles sont formulées aussi bien en amont sur les prévisions de prix, de liquidité des marchés qu'en aval sur les stratégies d'achat.

3 Justification de la modélisation

Le niveau des montants à investir dans les filières thermique ou nucléaire tient de décisions stratégiques anticipées à long terme. De la même manière, les instructions des projets et les mises en œuvre des chantiers s'inscrivent sur des périodes de 5 à 10 ans. Il n'est par conséquent quasiment impossible d'ajuster en permanence les capacités de production aux variations moyennes de la demande globale d'électricité. La tendance sera, s'agissant d'une décision purement d'investisseur, à la sous capacité pour assurer ou maintenir les marges bénéficiaires. S'agissant de décisions politiques, et nous sommes dans un environnement fortement politisé fraîchement libéralisé avec omniprésence de l'opérateur historique, les investissements peuvent conduire à des périodes longues de surcapacité. L'histoire récente du nucléaire français illustre cette différence de comportement des acteurs de l'énergie. Les uns et les autres évoluant dans le même paysage, chacun devra composer avec la logique de l'autre dans son modèle et par conséquent le risque de surcapacité existe.

Le principe pilote reste l'adaptation de l'offre globale de puissance à la demande d'énergie.

Cela se conçoit à la fois en volume donc en énergie mais surtout en disponibilité donc en puissance résiduelle utilisable à préavis d'appel plus ou moins long. Un couple de paramètres essentiel à la compréhension du besoin en matière d'outil de production d'électricité est l'enjeu de cette analyse de la demande. Un paramètre quantitatif correspond au seuil de puissance nécessaire et un paramètre qualitatif qui permet d'identifier la technologie la mieux adaptée à la flexibilité de cette demande.

Ces deux seuls paramètres sont nécessaires à la résolution du modèle mais non suffisants et les différentes composantes fourniront de nombreux paramètres complémentaires.

Le rôle des pouvoirs publics au delà de la mise en place d'une politique de l'énergie (abordée plus loin dans ce document) va être fondamentalement régulateur. En mesurant les déséquilibres à l'instar des producteurs et en œuvrant pour cette politique par des incitations ciblées, les pouvoirs publics reprennent une partie des risques d'investissement des producteurs. Le « pari » des producteurs se voit réduit aux investissements pour lesquels offre et demande restent en balance.

Pour le producteur s'offrent donc deux choix dans la limite de ses moyens de financement:

- Investir uniquement sur les technologies fortement « incitées » ;
- Prévoir la demande (ou les tendances de son évolution) sur le long terme pour définir son plan industriel de nouvelles capacités. Dans ce cas un mix de technologies en ressort avec une part de filières où le risque et la rentabilité sont élevés, proportionnels à l'opportunité qu'ils mesurent.

4 Orientations politiques

Rappel des chiffres clés de la loi POPE :

Afin d'intégrer la composante politique qui sous tend les choix qualitatifs du modèle une synthèse de la politique énergétique française en vigueur depuis 2005 est présentée.

- Porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 1% d'ici 2015 (sur la période 1982-2003, le rythme moyen de décroissance annuelle est de 1%) ;
- Réduire de 3% par an des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre globalement une division par 4 du total des émissions nationales d'ici 2050 ;
- Une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21% de la consommation intérieure brute en 2010 ;
- Le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
- L'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2% d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75% d'ici au 31 décembre 2010.

Ce rappel n'a pour objectif qu'une source de projection du scénario retenu. Il fournit des arguments ou valide certaines hypothèses retenues en entrée du modèle. Par exemple la fraction éolienne de nouvelles capacités prise comme hypothèse dans le plan industriel à 2020 repose sur ces considérations politiques. Du point de vue économique ces orientations politiques apportent également des éléments chiffrés dès lors que la politique est mise en œuvre par les pouvoirs publics à travers les mesures d'incitation ou de pénalisation (selon l'objectif fixé).

La loi prévoit pour l'électricité qu'au travers l'exercice bisannuel de la PPI le législateur se dote d'une prescription des nouveaux investissements nécessaires à la bonne conduite de sa politique. Celle de 2006, la dernière en date, est à l'origine des décrets qui l'ont suivi notamment en faveur des ENR, de la réduction des émissions de CO2 et des économies d'énergie.

Synthèse des investissements proposés par la dernière PPI et repris dans l'arrêté ministériel de 07/2006.

- Un développement des énergies renouvelables :
 - Au moins à hauteur de 5 GW en 2010 et 12,5 GW en 2016 pour l'éolien ;
 - Au moins à hauteur de 6 TWh supplémentaires à partir de biomasse en 2016 ;
 - S'appuyant au minimum sur le maintien du niveau de la production hydroélectrique (un potentiel de développement de 7 TWh ayant été identifié) ;
- La mise en service d'un EPR en 2012 ;
- La remise en service de 2,6 GW de centrales fioul décidée par EDF ;
- La mise en service de 500 MW de turbines à combustion décidée par EDF ;
- 0,8 GW (en semi-base) en service à fin 2009 ;
- 5,2 GW (2,6 GW en semi-base et 2,6 GW en pointe) en service à fin 2015.

Il persiste dans ces conclusions une attitude marquée de prudence quant aux besoins « absolument indispensables ». Les aides de l'état par filière se concentrent sur les axes prioritaires de la politique et la révision tous les 2 ans crée un risque d'actualisation qui paralyserait les décisions s'il avait trop d'écart entre 2 itérations.

D'autres chiffres sont considérés dans cette étude. Dans « politique énergétique pour l'Europe pour 2020 », la Commission européenne de l'énergie annonçait en 2007 :

Réduction des émissions de CO₂ de 20%

Amélioration de l'efficacité énergétique de 20%

20% de renouvelable dans la consommation d'énergies primaires (La France aujourd'hui affiche 7%)

5 Import/export : estimations et tendances

Le rôle des interconnexions électriques avec les pays voisins est un élément dimensionnant du modèle. En définissant la capacité limite d'échange en puissance, les interconnexions induisent un solde de capacité complémentaire. Il offre une possibilité d'évacuation de l'énergie sur des marchés corrélés comme celui de l'Allemagne en situation à devenir sous capacitaire.

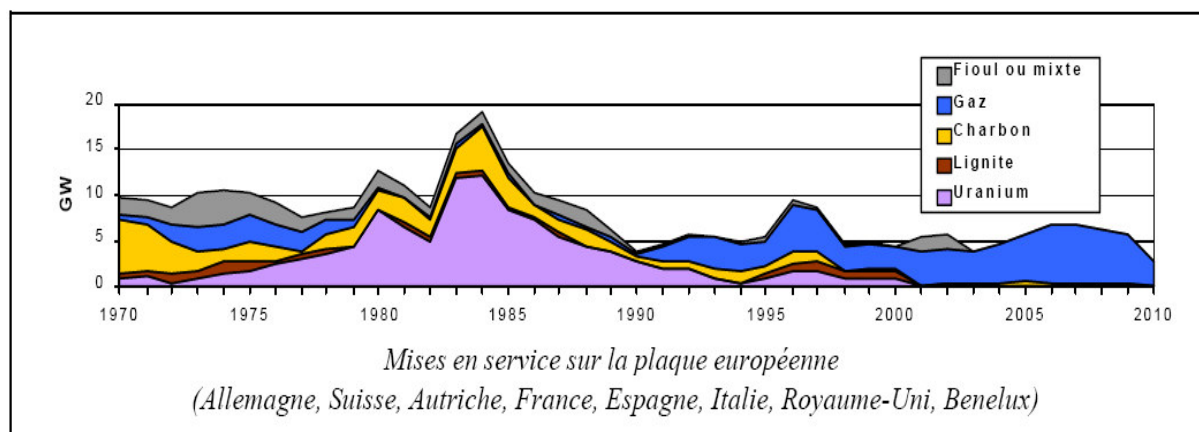
Les marchés voisins si ils sont suffisamment interconnectés donnent des signaux de prix. Leur mix, même optimisé pour satisfaire la demande interne du pays, donne les coûts de référence de l'électricité à minima en Base Load et en Peak Load.

Deux informations complémentaires seront extraites de l'analyse :

- L'évolution des parcs des pays voisins
- L'évolution des interconnexions.

Les productions des pays limitrophes ont évolués depuis les années 70 en pratiquant des politiques énergétiques différentes. Jusque dans les années 1990 peu d'investissements ont été entrepris mise à part la poussée du nucléaire en France et le maintien d'un parc de production au charbon. Dès 1990 la Grande-Bretagne a modifié son mix de production pour valoriser ses gisements gaziers. Les technologies aux gaz se sont fortement développées depuis dans d'autres pays bénéficiant d'avantages écologiques sur d'autres filaires à flamme et d'approvisionnement en combustibles en provenance des grandes installations de transport de gaz construites pour exploiter les grands gisements de la mer du nord et de la Russie. Depuis 2000 la technologie au gaz représente 95% des nouvelles installations en Europe.

Les niveaux d'investissement annuels restent lissés autour de 7GW. On constate depuis l'ouverture des marchés européens et depuis la conversion de marchés de monopole légaux en marchés oligopolistiques l'essor de nouvelles implantations au gaz favorisées par les délais de mise en œuvre pour les nouveaux entrants, le revamping d'installations au fioul ou la migration du charbon vers le gaz. Le fait que la puissance neuve mise en service ne suive pas la croissance de la demande peut s'expliquer par les grands investissements réalisés dans les ENR. Reste le nucléaire dont le choix revêt un caractère purement politique.



Le cas de l'Allemagne a été étudié avec plus d'attention compte tenu de la forte interconnexion des réseaux franco-allemands et de la dualité des systèmes de production. La France exporte de la base d'origine nucléaire vers l'Allemagne et importe de la pointe thermique saisonalisée. Cette situation devrait évoluer à l'avenir. La politique énergétique allemande s'oriente vers :

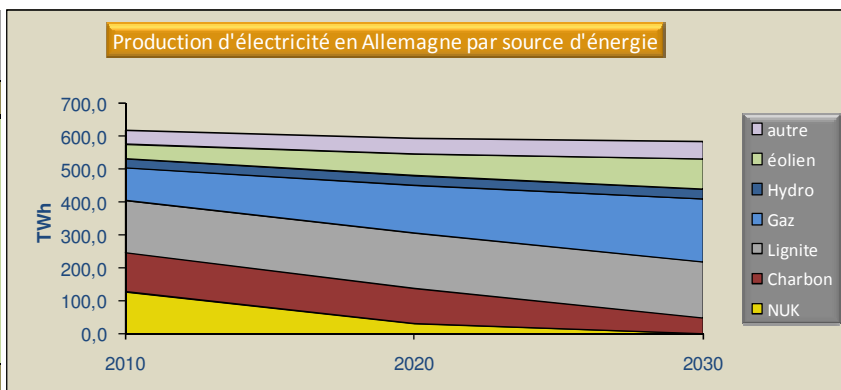
- L'arrêt progressif du nucléaire
- Le développement du gaz et des ENR
- Le maintien d'un parc lignite/charbon

Le nucléaire sera exploité jusqu'à la fin de vie des tranches actuellement en service vers 2030. La Lignite exploitée dans ce pays compensera l'arrêt des installations

obsoletés au charbon. L'ensemble lignite/charbon voit sa production stagner jusqu'en 2020 puis décroître de 7% par an. En revanche la production d'électricité au gaz croît de 4% par an. Le renouvelable en développement doit représenter 30 GW d'ici 2020, principalement d'origine éolienne non programmable.

Estimation de la production du parc électrique allemand

TWh	2010	2020	2030
NUK	127,7	30,9	0,0
Charbon	120,3	108,7	49,6
Lignite	159,2	168,7	171,1
Gaz	99,3	144,9	191,0
Hydro	27,1	29,1	29,2
éolien	43,2	65,9	92,3
autre	40,1	45,1	50,8
TOTAL	617	593	584



Le bilan prévisionnel du système électrique allemand au final nous livre l'information sur le potentiel d'exportation pouvant s'ajouter au bilan français.

La croissance de la demande d'électricité attendue jusqu'en 2020 se situe en moyenne entre 0.2% et 0.4% par an. En 2006 la consommation brute se situait autour de 616 TWh.

Estimation de la consommation brute en Allemagne (hors I/E)

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TWh	616	618	620	622	623	625	627	629	631	633	635	637	639	640	642

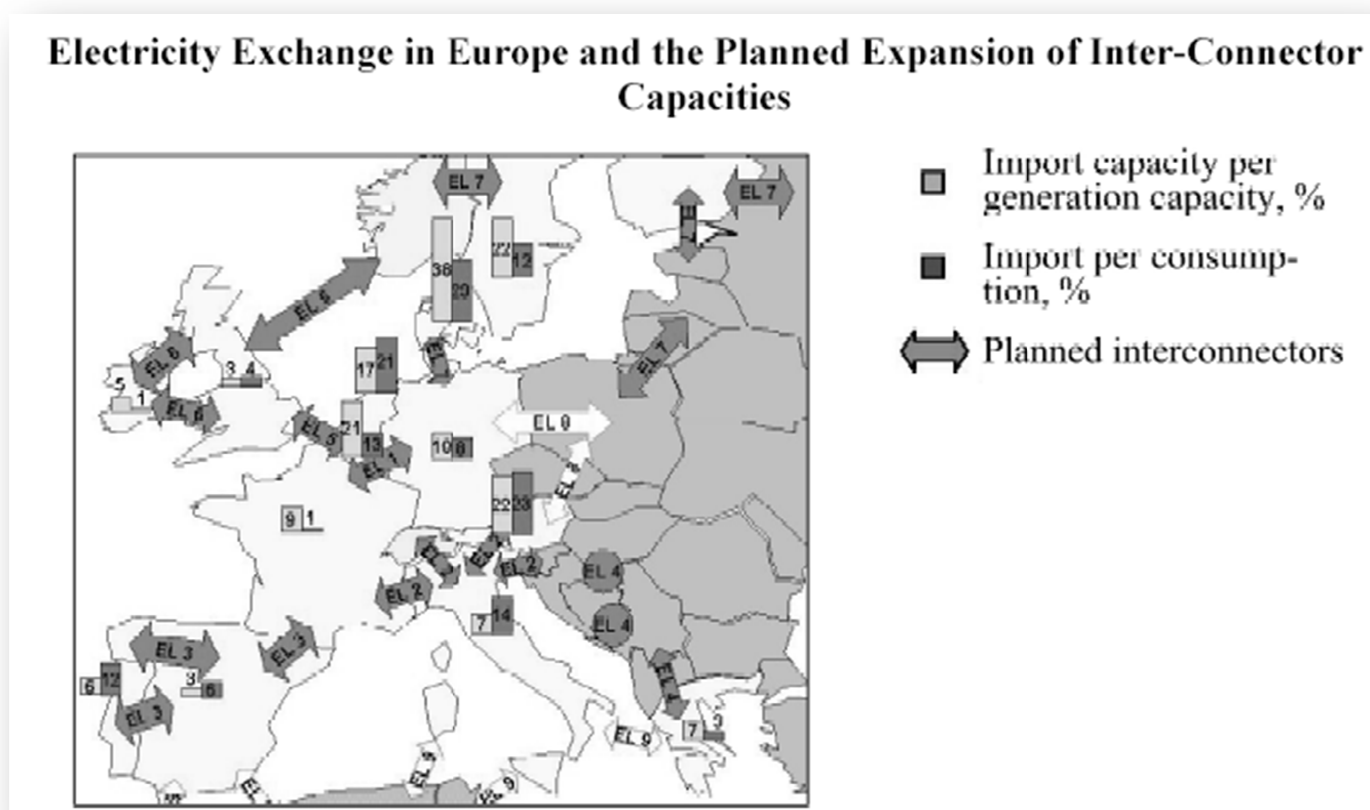
Le bilan prévisionnel allemand affiche bien un potentiel d'exportation supplémentaire pour la capacité de production française dès lors qu'elle est compétitive. Le nucléaire trouve ici un marché traditionnel (contrat long terme historiques) et le gaz pour fournir les compléments de semi-base ou de back up des ENR.

Plan de renforcement des interconnexions : entamé par l'Europe également dans les années 2000 il s'accompagne de réflexion prégnantes sur l'organisation d'une gestion paneuropéenne des réseaux de transport.

Des renforcements importants sont prévus sans certitudes sur les dates d'opérabilité.

L'image suivante montre les projets prescrits par la Commission Européenne de l'énergie. Les renforcements entre la France vers ses voisins notamment du sud doivent améliorer la gestion des pics de demandes et ils apportent indirectement de la liquidité aux différents marchés. La France qui dans son mix compte une production de base peu chère peut comme dans le cas de l'Allemagne trouver un débouché à sa production.

Une situation potentiellement de surcapacité en France apparait moins flagrante et les risques de concurrence se diluent sur la plaque européenne à l'avantage des pays dont le mix sera le plus compétitif.



6 La demande d'électricité

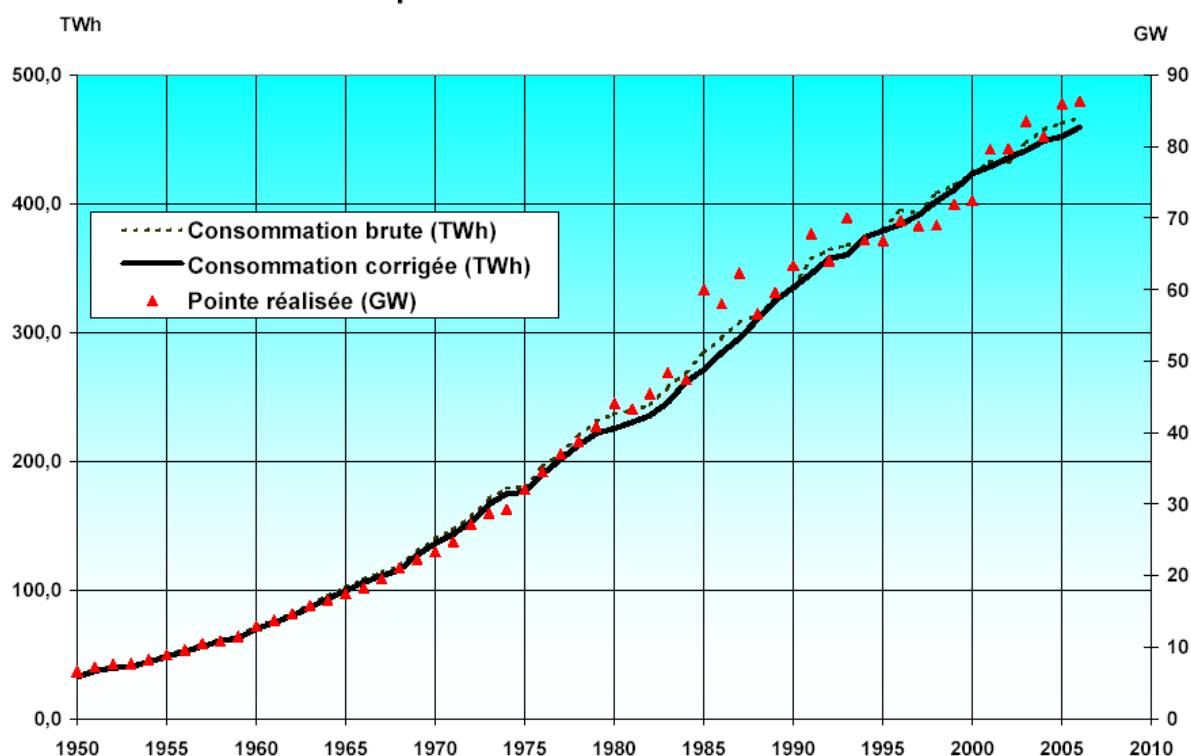
Le problème pour le producteur se ramène directement à la prévisibilité de la demande des consommateurs. Les comportements de ces derniers ont été longuement étudiés par les analystes et il a été observé qu'ils sont directement corrélés :

- A l'évolution de la démographie
- A l'évolution du PIB
- Aux variations climatiques
- A l'efficacité des mesures d'économie d'énergie.

En décomposant une prévision en plusieurs prévisions indépendantes le résultat est moins sensible aux incertitudes ; l'erreur « s'amortit » entre les termes. L'efficacité des mesures d'économie d'énergie s'utilise plus comme un outil de construction de tendances et la variation du climat comme un outil de très court terme donc inutile dans le cadre d'une étude à long terme.

La première étape de l'analyse est concentrée sur les données de consommation historiques. La lecture directe des courbes de consommation en plus de montrer les corrélations évoquées plus haut montre les tendances à différents termes et par catégorie de consommateurs. Cela permet d'initialiser les tendances futures et d'introduire dans ces prévisions les paramètres exogènes comme le comportement de catégorie de consommateur face aux changements économiques, les mutations industrielles ou encore l'impact des nouvelles technologies, la raréfaction de certaines matières premières.

Historique de la consommation d'électricité

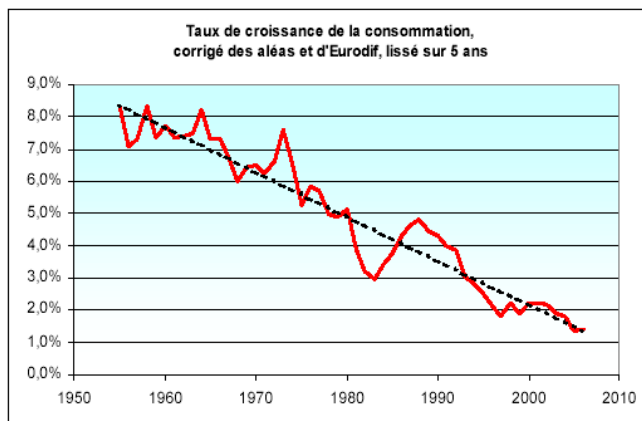


La croissance de la demande d'électricité est observable depuis 1950 sur la courbe ci-dessus. La demande en volume a doublé ces 20 dernières années avec deux autres constats importants :

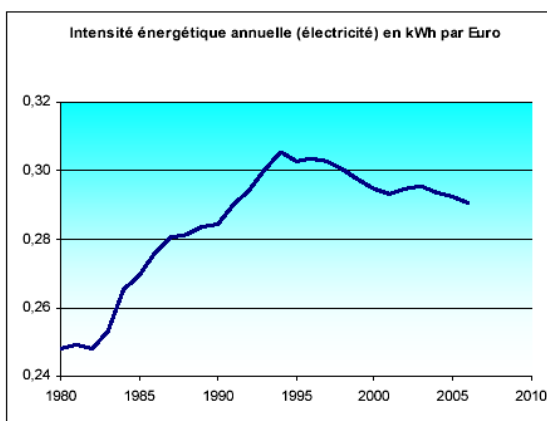
La sensibilité de l'usage de l'électricité aux variations climatiques a augmentée depuis les années 80. Période durant laquelle le « tout électrique » a pénétré les ménages, en particulier les systèmes de chauffage, et qui correspond à la dernière vague d'investissement nucléaire en France. La courbe de Pointe réalisée et les écarts entre les courbes de consommation brute et corrigées en témoignent.

Une inflexion de la croissance de la demande qui se dessine depuis les années 2000. La hausse moyenne annuelle de la consommation corrigée des aléas climatiques s'est stabilisée juste en dessous de 2%. Ce ralentissement du rythme de la croissance de la demande est une tendance observable au regard des données historiques ci-dessous.

● Évolution de la croissance annuelle



● Évolution de l'intensité énergétique



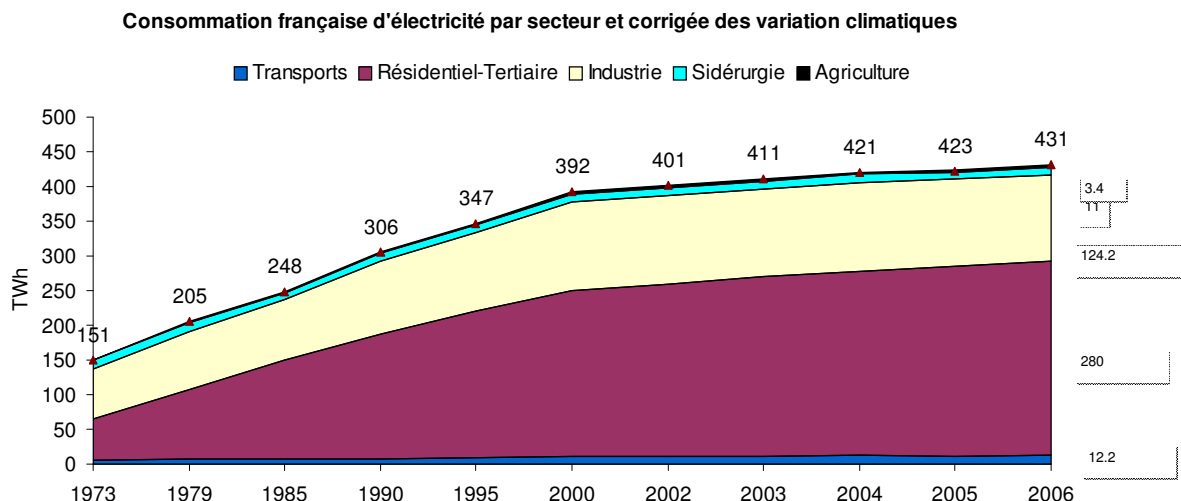
Une explication de cette observation est mise en évidence par la courbe d'intensité électrique finale. L'intensité électrique finale qui traduit le rapport de la consommation d'électricité au PIB d'un secteur d'activité a eu une tendance linéaire à la hausse jusqu'en 1993. S'en est suivie une période de stabilisation de la croissance d'environ 10 ans qui reflète la demande du secteur résidentiel-tertiaire par rapport à la croissance du PIB.

De 1970 à 2003 la consommation du résidentiel-tertiaire a plus augmenté que celle de l'industrie. En croissance annuelle moyenne cette augmentation a été de 5,7% contre 2,2% pour l'industrie. La consommation du résidentiel-tertiaire représente à l'heure actuelle environ 63% de la consommation totale d'électricité nationale.

Les efforts entrepris pour la maîtrise de la demande d'énergie se sont concentrés en premier sur le secteur de l'industrie. Depuis 1990 ce secteur voit son intensité énergétique décroître. Mais en matière de consommation d'électricité ce secteur ne représente plus un gisement important. Bien que le système de quotas d'émission de CO₂ pèse fortement sur l'industrie il ne reste que peu de marge d'économie surtout si notre industrie veut rester compétitive.

Depuis 2003 les mesures d'économie d'énergie ont impactées la consommation d'électricité dans le secteur tertiaire de manière significative. Le bâtiment notamment, gisement important, a contribué par l'adoption de réglementations thermiques nouvelles en 2005 et 2007 visant la sobriété et même « l'énergie positive ». Dans le résidentiel ce sont les avantages fiscaux qui ont été révisés pour promouvoir l'efficacité des appareils de consommation et l'énergie « propre ».

Le graphique suivant montre ce les mesures entreprises jusqu'alors ont eu pour conséquences sur la consommation d'électricité.



Les mesures d'économie d'énergie à venir doivent être prisent en compte dans les scénarii de prévision de la demande. Cependant les gisements pour l'électricité sont restreints et concernent davantage un usage plus équilibré (courbe de charge plus lisse) avec une réduction de la pointe. Les économies les plus sensibles, celles qui incluent une réduction des émissions de CO₂, se focaliseront sur le secteur du transport et les sources d'énergie fossile.

L'exercice de prévision de la demande est repris des études menées par deux institutions de référence :

- L'observatoire de l'énergie de la DGEMP qui propose tous les 4 ans un scénario énergétique « tendanciel de référence » dont le dernier en date a été rendu public en juin 2004. La révision de 2008 sera postérieure à la parution de la présente analyse. Les effets du « pick oil » ne sont donc pas considérés par conséquent il faut garder en mémoire à la lecture des conclusions que les transferts de consommation énergétique de la filière pétrolière vers la filière électrique sont peu considérés ;
- Le RTE à travers son « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité élaboré tous les 2 ans. Le dernier paru en 2007 porte sur l'horizon 2020.

Ces deux références ont publié leurs conclusions sur la base d'hypothèses résumées ci-dessous :

Pour l'OE comme l'exercice est le plus ancien il n'intègre pas les mesures récentes en faveur du renouvelable, de la réduction des émissions de CO₂ ou de l'efficacité électrique. Le modèle reprend essentiellement les mesures actées avant 2003 ainsi

que la règlement thermique RT2005 ou l'objectif de 21% d'ENR en 2010. Les autres hypothèses à retenir concernent le prix du pétrole à 30\$ le baril le taux de croissance du PIB fixé à 2,3% par an jusqu'en 2030 ainsi qu'un certain dynamisme de certaines filières énergivores du secteur industriel.

Pour RTE, les prévisions macro économiques centrales sont les mêmes que celles de l'OE avec une démographie de 62,7 millions d'habitants en 2020, un taux de croissance du PIB de 2,3% et un taux de croissance de la production industrielle de 1,3% par an. En revanche RTE retient 4 jeux d'hypothèses pour présenter 4 scénarii distincts :

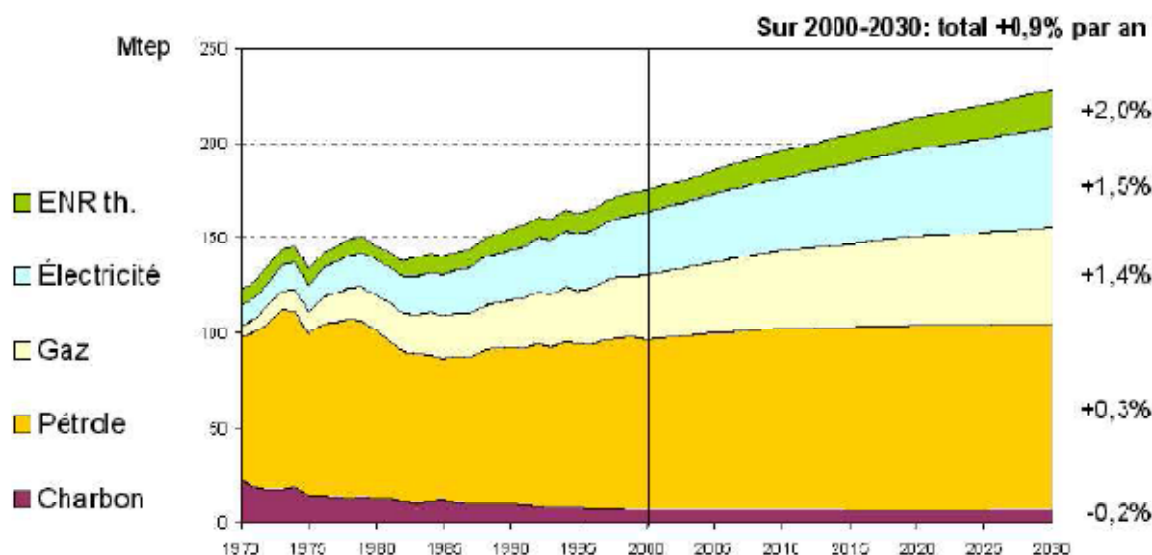
	Croissance du PIB	Hypothèse Démographique	Développement de la MDE	Prix de Hydrocarbures	corrélation des prix elec/hydrocarbures
HAUT	2,3%	haute	Modéré	élevé	faible
RÉFÉRENCE	2,3%	centrale	modéré	élevé	forte
MDE RENFORCÉE	2,3%	centrale	fort	élevé	forte
BAS	1,9%	centrale	fort	très élevé	forte

Un scénario « haut » construit sur les hypothèses favorisant la consommation et le prix de l'électricité, un scénario de « référence » utilisant les hypothèses centrales, un scénario « MDE renforcée » qui se distingue du scénario de référence par le taux de réussite des mesures de maîtrise de l'énergie (usage spécifique pour les ménages des équipements à faible consommation, réglementation thermique dans le bâtiment, optimisation des procédés dans l'industrie et nouvelles technologies) et un scénario « bas » retenant les hypothèses conduisant à la moindre consommation.

Les conclusions de ces études faites en 2005 ont montré les prévisions suivantes :

Pour l'OE la croissance de la demande d'énergie consommée par l'utilisateur final serait en moyenne de 0,9% par an entre 2000 et 2030 et de 1,5% par an pour l'électricité.

Ce scénario tendanciel s'inscrit avec une baisse constatée de 1,3% dans la tendance de la courbe d'intensité énergétique observée.



Dans ces conclusions présentées dans le bilan de 2005, RTE ne présentait que 3 scénarii ; un scénario central « R2 » encadré par un scénario haut « R1 » et un scénario bas « R3 » construits sur les hypothèses reprises en 2007 et évoquées ci-avant. Les scénarii « R1 » et « R2 » étaient considérés équiprobables par les experts et le « R1 » a finalement été retenu pour figurer au sein du rapport de la DGEMP : « Programmation Pluriannuelle des Investissements » en 2005.

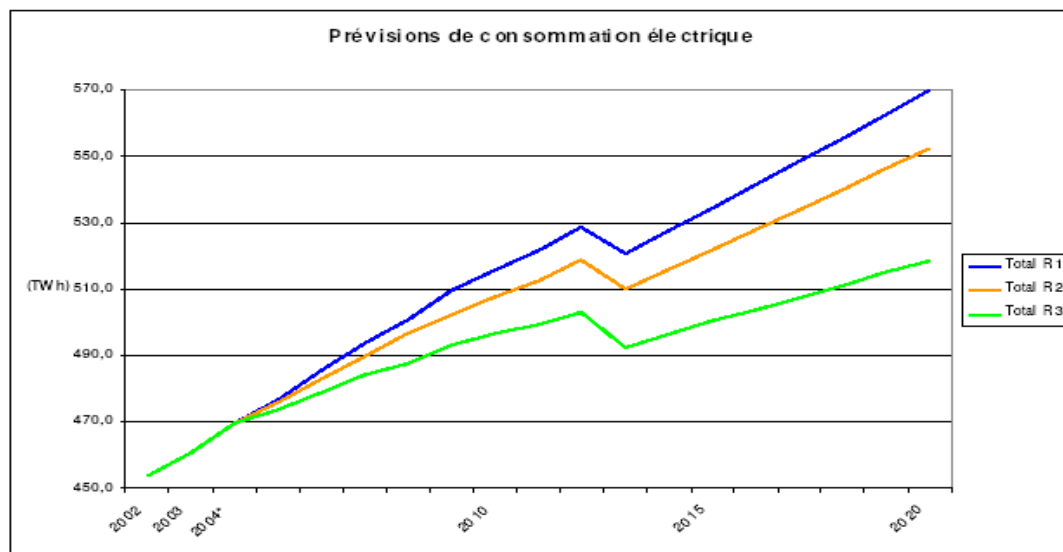
	Energie annuelle en TWh ³⁹			Taux de croissance annuel moyen ⁴⁰			
	2004	2010	2015	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
R1	468,5	515	534	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
R2		508	522	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
R3		494	499	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

*Scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel RTE - France continentale et Corse
Pertes électriques incluses, consommation des auxiliaires des centrales exclues*

Les prévisions de RTE montrent une inflexion à partir de 2010 de la croissance de la demande. Elle caractérise le fait que la réglementation thermique montre ses effets avec 10 années de retard. Il n'est pas possible de quantifier à priori les effets de chaque mesure de maîtrise de la demande, de ce fait RTE justifie la pertinence de ces scénarii en donnant des degrés d'amplitude différent à l'attente des objectifs fixés à la politique de MDE.

Pour la période 2010-2015 un autre élément majeur va affecter le niveau de la consommation. Il s'agit du changement de technologie de l'usine EURODIF d'enrichissement de l'uranium. 1er consommateur d'électricité français avec une consommation moyenne annuelle de 18TWh, EURODIF doit changer la technologie de son procédé pour passer à l'ultracentrifugation et diviser par 30 ses besoins soit environ 0,5 TWh par an. Ce changement interviendra autour de 2012 et 2013 (à confirmer par AREVA) et représentera une diminution de la demande électrique

équivalente à 3 années de croissance au rythme actuel comme le montre la courbe ci-dessous.



Prévisions de consommation électrique - RTE

En 2007 RTE a revu son bilan au vu des consommations corrigées des effets climatiques constatées fin 2005 et dans une moindre mesure celles de 2006.

En constatant à la fois la baisse de la consommation du secteur de l'industrie diminuée aussi par la baisse de consommation d'EURODIF, et aussi l'accélération de la politique de MDE toutes énergies confondues, même avec un gisement électrique faible, RTE à reconsidérer ses prévisions à la baisse en se recalant sur les niveaux de consommation de 2005.

année	2005	2006	2007
Conso corrigée	+0.7%	+1.8%	+1.6%
Gde industrie	-3.5%	-0.8%	+ ??
Résid/Tertiaire	+1.9%	+3.4%	+ ??

Le tableau ci-dessous affiche les prévisions retenues dans le scénario de référence édition 2007 du bilan. La croissance de la consommation à 2 pentes est maintenue avec cette fois 1,3% jusqu'en 2010 puis 1% de 2010 à 2020. Cette nouvelle tendance résulte d'une prévision pour le secteur tertiaire et résidentiel de 1,6% par an en moyenne puis à partir de 2020 essentiellement par le tertiaire avec 1,4% par an.

EN ENERGIE	Energie annuelle en TWh à conditions normales*			Taux de croissance annuel moyen**			
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020	2004-2010 TWh/an	2010-2020 TWh/an
Tendanciel (référence)	468,6	494	534	1,3%	1,0%	6	5
MDE renforcée		484	506	0,9%	0,7%	4	3

* hors Corse, y compris consommation Eurodif

** calculé hors consommation Eurodif

PAR SECTEUR (scénario tendanciel)	Energie en TWh			TCAM	
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020
Industrie	139	144	156	0,6%	0,8%
Tertiaire - résidentiel	250	275	306	1,7%	1,1%
dont chauffage	50	54	58	1,1%	0,8%

EN PUISSANCE	Puissance à 1 chance sur 10*			Taux de croissance annuel moyen**	
	2004	2010	2020	2004-2010	2010-2020
Tendanciel (référence)	87,8	95	103	1,4%	1,0%

* hors Corse, y compris consommation Eurodif

** calculé hors consommation Eurodif

Mais deux constats d'importance pour le producteur d'électricité de semi base et de pointe se dégagent :

- La consommation de pointe devrait continuer d'augmenter plus significativement dans les années à venir. Portée par la consommation spécifique du résidentiel-tertiaire (éclairage, électroménager, climatisation, bureautique,...) concentrée aux heures de pointes de la journée. Les prévisions de RTE montrent d'ici à 2020 une progression de +20 TWh pour le chauffage électrique et + 7TWh pour la climatisation.
- L'envolée des prix et les tensions sur les marchés des énergies primaires, le maintien des tarifs de vente de l'électricité, du moins pour quelques années encore, encourage les transferts technologiques chez les consommateurs finals pour les appareils de confort.

Ces constats ne rendent pas caducs la MDE, au contraire, ils s'inscrivent dans ses mesures pour une meilleure efficacité de l'usage des énergies primaires. Ils marquent une tendance à la généralisation de l'usage domestique de l'électricité compatible avec une offre satisfaite par des outils de production donc les critères d'acceptabilité sont orientés vers le « plus propres et plus efficaces ».

A la lumière des conclusions de ces études et considérant plutôt une attitude « prudente » de type « business as usual » nous retenons comme hypothèse de consommation prévisionnelle une croissance moyenne annuelle de la demande d'électricité de 1,3% par an soit + 6 TWh.

Rôle des imports/exports : A la demande intérieure brute (perte réseaux incluses) s'ajoute le solde des imports/exports avec l'étranger. Ce solde est utilisé comme variable d'ajustement proportionnelle au bilan électrique prévisionnel de l'Allemagne.

Estimation* de la consommation** intérieure

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande intérieure	484.2	490.5	496.9	503.3	509.9	516.5	523.2	530.0	536.9	543.9	551.0	558.1	565.4	572.7
Solde exportateur	63.0	63.0	71.0	77.0	85.0	85.0	85.0	95.0	97.0	94.0	89.0	85.0	82.0	75.0
TOTAL	547.2	553.5	567.9	580.3	594.9	601.5	608.2	625.0	633.9	637.9	640.0	643.1	647.4	647.7

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande intérieure	484.2	490.5	496.9	503.3	509.9	516.5	523.2	530.0	536.9	543.9	551.0	558.1	565.4	572.7
Solde exportateur	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0
TOTAL	547.2	553.5	559.9	566.3	572.9	579.5	586.2	593.0	599.9	606.9	614.0	621.1	628.4	635.7

* Estimation sur la base des valeurs corrigées des variations climatiques

** Consommation brutes (yc pertes réseau) + soutirage pour le pompage des STEP

Ce tableau montre les 2 hypothèses de demande du modèle avec 2 niveaux de solde d'Import/Export.

Dans le premier scénario le solde correspond à une augmentation de la demande allemande consécutive à la mise en œuvre de la politique en matière d'électricité avec l'abandon de la filière nucléaire. LE parc français serait appelé à la limite de ses capacités. Par conséquent le critère d'ajustement devient un critère « limite » pour le développement de puissance de production en France.

Dans le second scénario le solde est maintenu à son niveau actuel (valeur moyenne entre 2000 et 2006).

La demande totale en France ainsi obtenue est rapprochée de la production estimée en relation avec les autres composantes du modèle.

7 La production d'électricité

Ici l'analyse se place du point de vue de l'offre. En face de la demande globale estimée jusqu'en 2020 va se présenter une offre globale dont la préoccupation doit satisfaire des enjeux économiques et politiques parfois antinomiques. Cette offre globale est déclinée en filières et technologie par filière pour composer in fine le bouquet ou parc de production futur.

Pour initialiser la résolution de l'équation d'équilibre offre/demande sous contraintes, il faudra répondre à la question du devenir du parc existant. Parmi les principales préoccupations figurent le parc nucléaire dont certaines tranches atteignent la limite théorique de fin de vie ou la fin d'une période d'exploitation, le parc thermique classique vieillissant avec des besoins de mise aux nouvelles normes environnementales onéreuses.

Chaque filière dispose d'un potentiel de développement. Le potentiel est évalué suivant l'apport de la filière dans le mix des outils de production. Cette évaluation

peut être considérée à deux échelles ; la première est technique, elle considère la capacité des technologies à s'implanter (environnement, législation, acceptabilité, délais) et la seconde est économique.

Pour la mise en œuvre d'une planification de projets industriels de production d'électricité le pas de temps retenu pour la durée du projet depuis son étude jusqu'à sa mise en production est de 5 années pour une tranche gaz de 400 MW et de 3 années pour une éolienne.

L'évaluation économique a pour objectif de montrer la rentabilité. De ce fait elle se construit sur 3 données principales que sont les coûts d'investissement, les coûts de production et les prix de vente sur la durée de vie de l'installation. Pour compléter ces données il faut ajouter les incitations ou les contraintes propres aux filières mises en place par les pouvoirs publics.

Le test de rentabilité des investissements se fait à l'examen du marché. Fraichement libéralisé le marché de l'électricité n'est pas structuré sous une forme tout à fait classique. La persistance d'un monopole des producteurs, de tarifs régulés en marge des prix de marché de gros fait qu'il est difficile d'en prévoir l'évolution. Il est probable que l'organisation vers une meilleure élasticité de l'offre verra le jour au terme de la mise en production d'installations des concurrents. Il n'en restera pas moins la complexité liée au produit, « l'électricité », non stockable et non différenciable par sa qualité si n'est sa source d'émission au regard du respect de l'environnement. L'attractivité du produit pour le consommateur ne réside que dans son prix il convient donc de l'optimiser pour être plus compétitif.

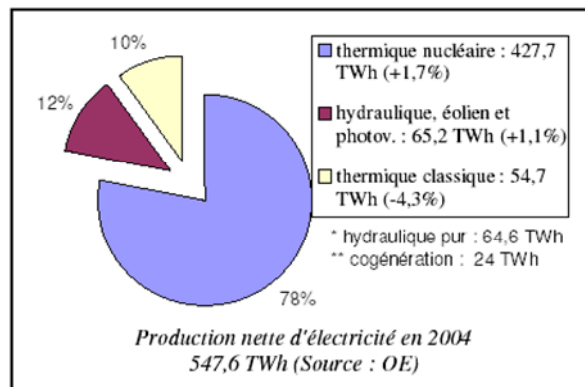
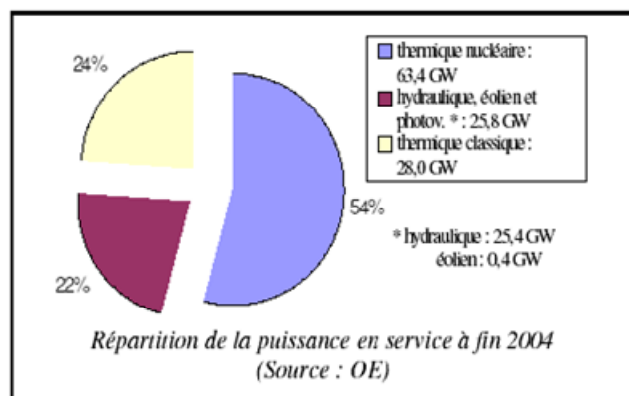
L'option prise dans cette planification a été de considérer davantage les « spread » entre les prix des combustibles (gaz, fioul ou charbon) et les prix de l'électricité sur les marchés OTC. Pour les filières sans combustible fossile (éolien, photovoltaïque ou hydraulique), le choix de prix s'est avéré des plus simples puisque les pouvoirs publics garantissent le rachat de la totalité de l'énergie produite à prix fixé et indexé. La prévision dans ce cas est restreinte à l'estimation des indices futurs.

La lisibilité des références en terme de prix forward « Base Load » ou « Peak Load » ou bien celle des combustibles ARA est assez faible comparée à l'horizon de l'étude. La méthodologie a été de maintenir le « spread » à sa dernière valeur affichée jusqu'en 2020.

7.1 Le parc de production centralisé français actuel

Comme point de départ de ce plan, il convient de décrire le parc électrique actuel. En 2007 le parc de production d'électricité français centralisé, c'est-à-dire « les grandes installations reliées au réseau de transport » est constitué majoritairement de 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 :



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

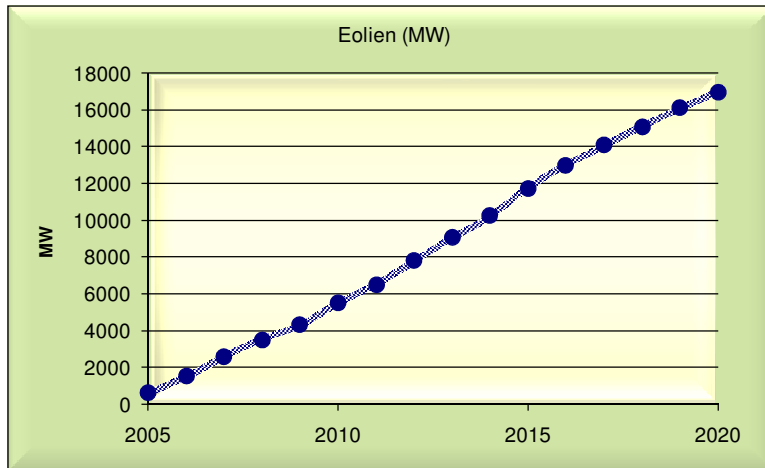
Thermique nucléaire :

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.

- 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'Energie) 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 encouragé 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

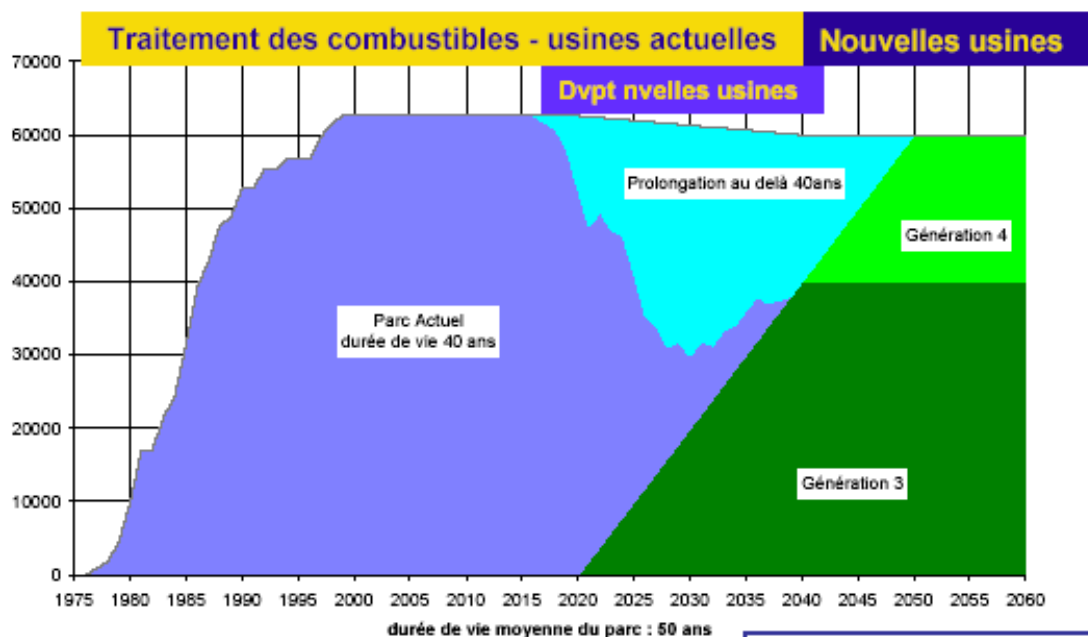
variable « puissance CCG installée » de la production globale à la demande globale en énergie est l'hypothèse choisie pour boucler l'équilibre prévisionnel.

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.



Source: EDF ENC 2002

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	BLÉNOD	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

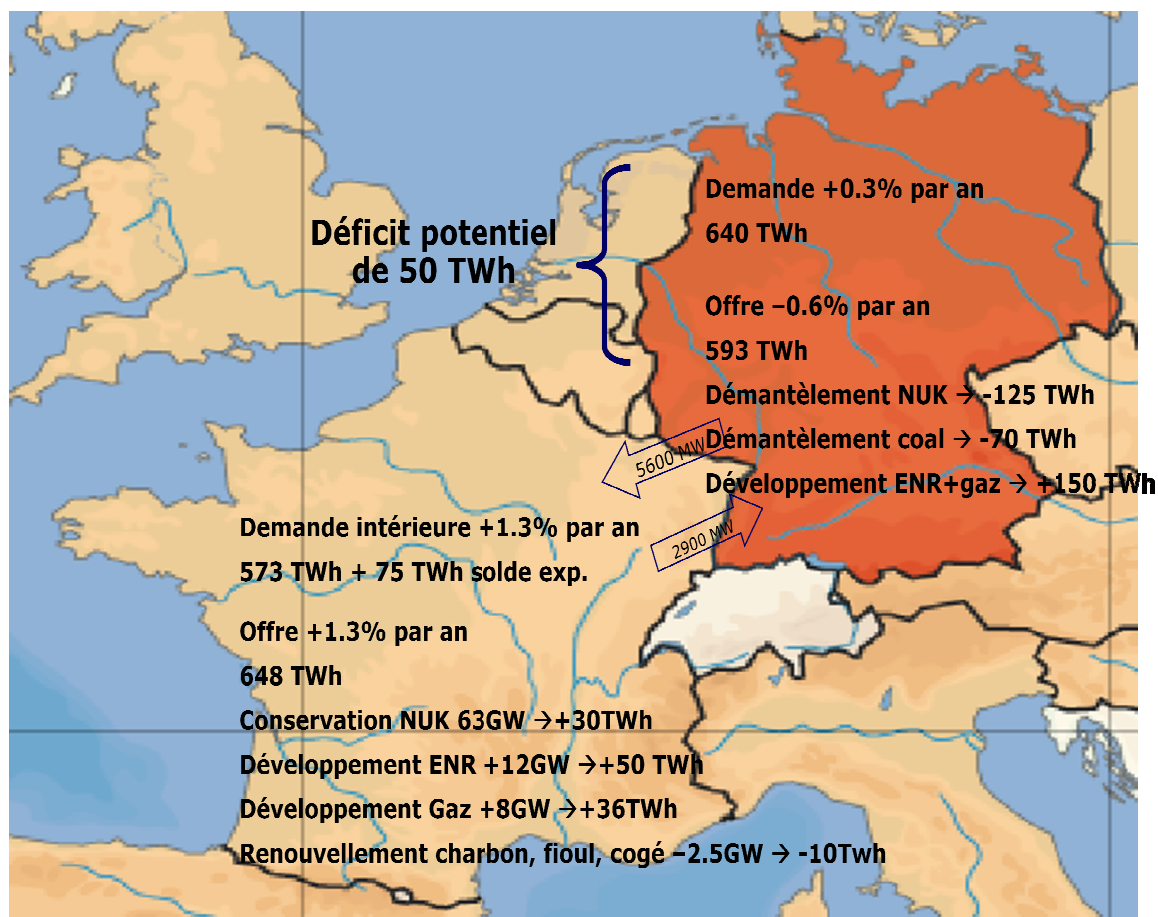
La modélisation ne serait pas complète si elle n'était pas validée par les échanges avec l'extérieur. Les considérations sur l'amélioration des capacités d'échanges donne un signe positif mais insuffisant pour boucler le bilan électrique à l'équilibre.

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.



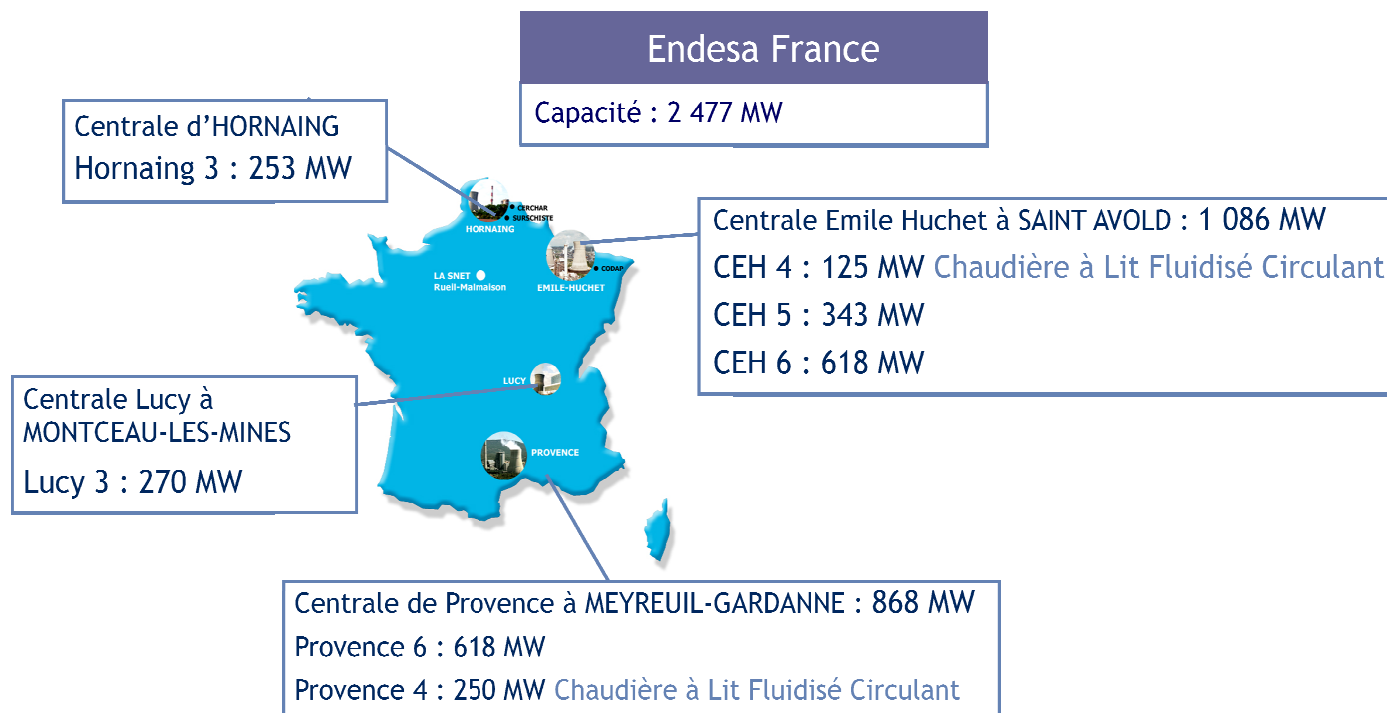
9 Le plan pluriannuel de capacités pour La SNET

9.1 Le parc actuel de La SNET

Le parc français actuel 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 côté 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.

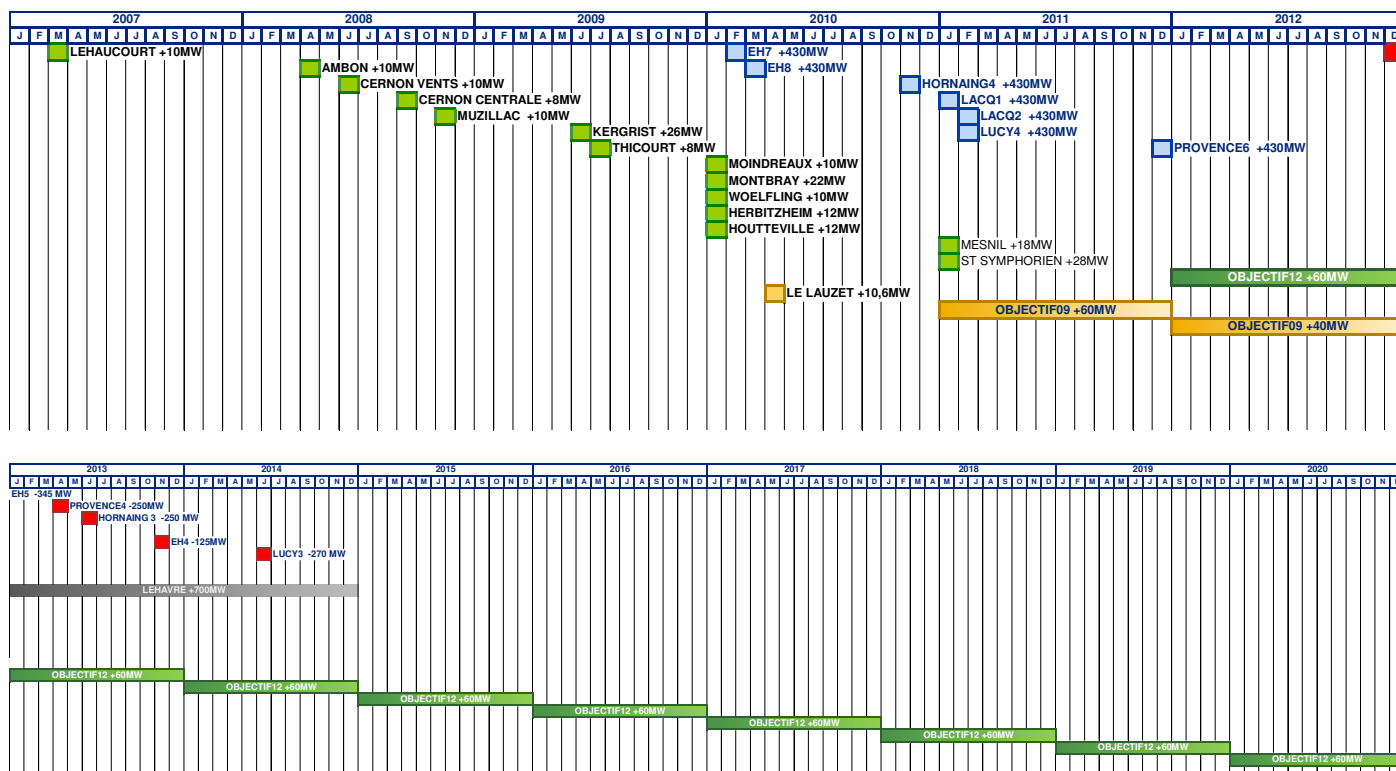
A Lucy, 1 tranche nouvelle de 400 MW à cycles combinés au gaz peut être implantée à côté de l'installation existante. 1 autre tranche de 400 MW à cycles combinés au gaz pourrait être ajoutée sous condition de renforcement de la ligne RTE d'évacuation électrique par une nouvelle ligne 400 kV.

9.3 Scénario pour La SNET

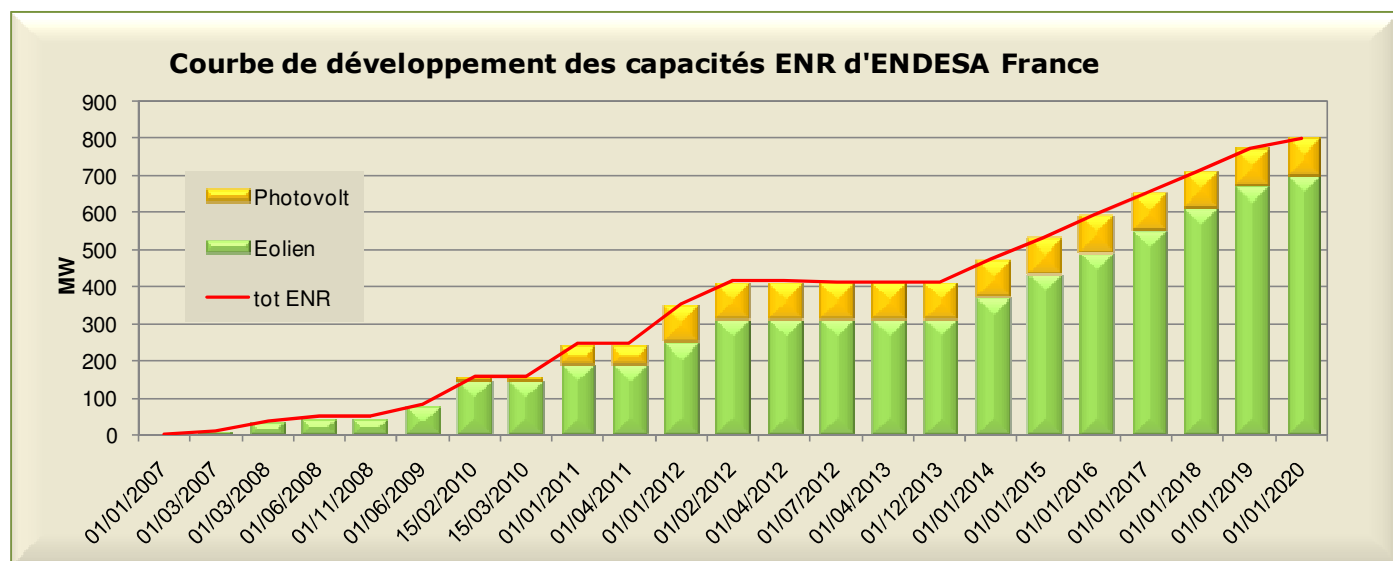
Du scénario national et des hypothèses précédentes se déduit un scénario pour La SNET à l'horizon 2020 :

- **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

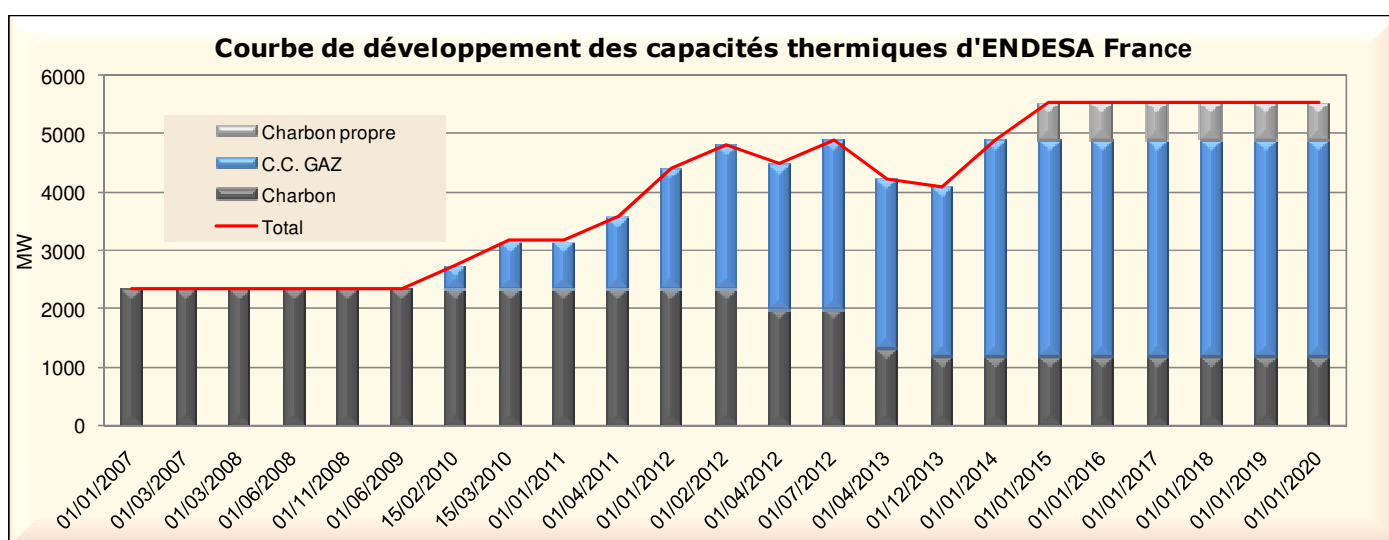
Centrales Endesa France

Thermique Flamme en fonctionnement: nombre d'unités

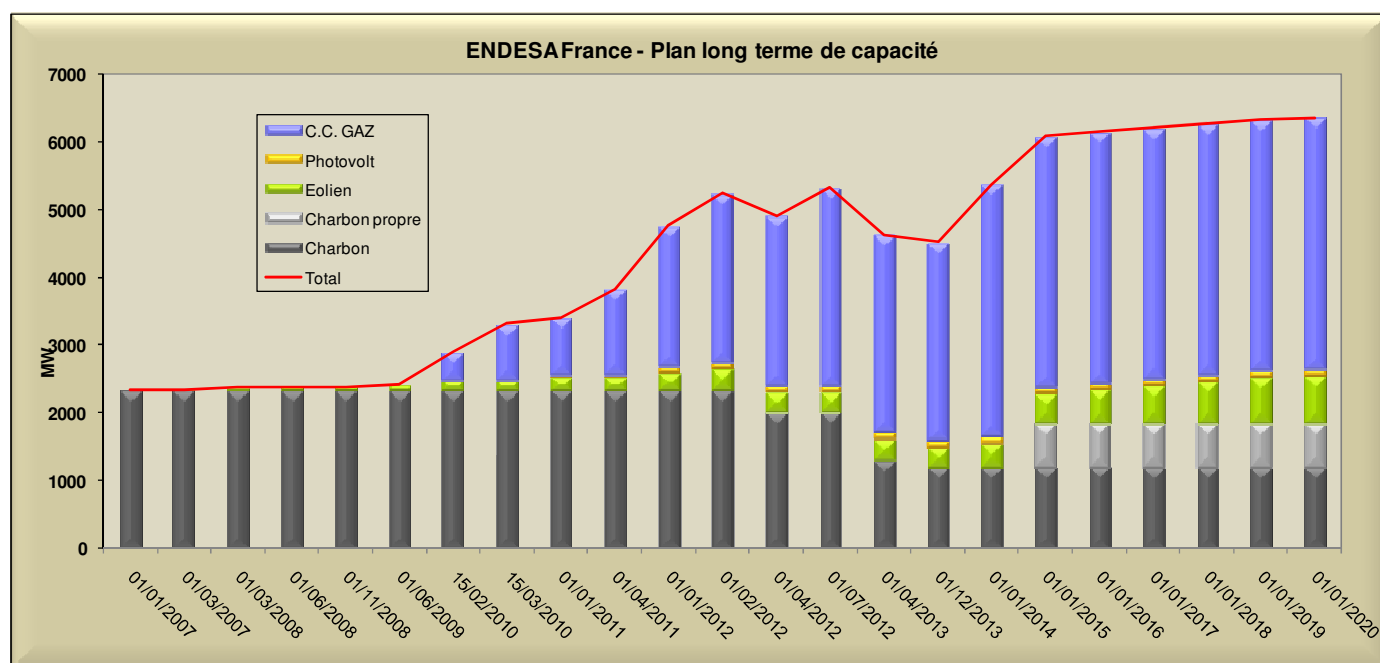
Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LFC	125	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
LFC	250	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	250	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	330	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
charbon	600	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
charbon	700	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
GAZ	400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

Thermique Flamme en fonctionnement: puissance installée

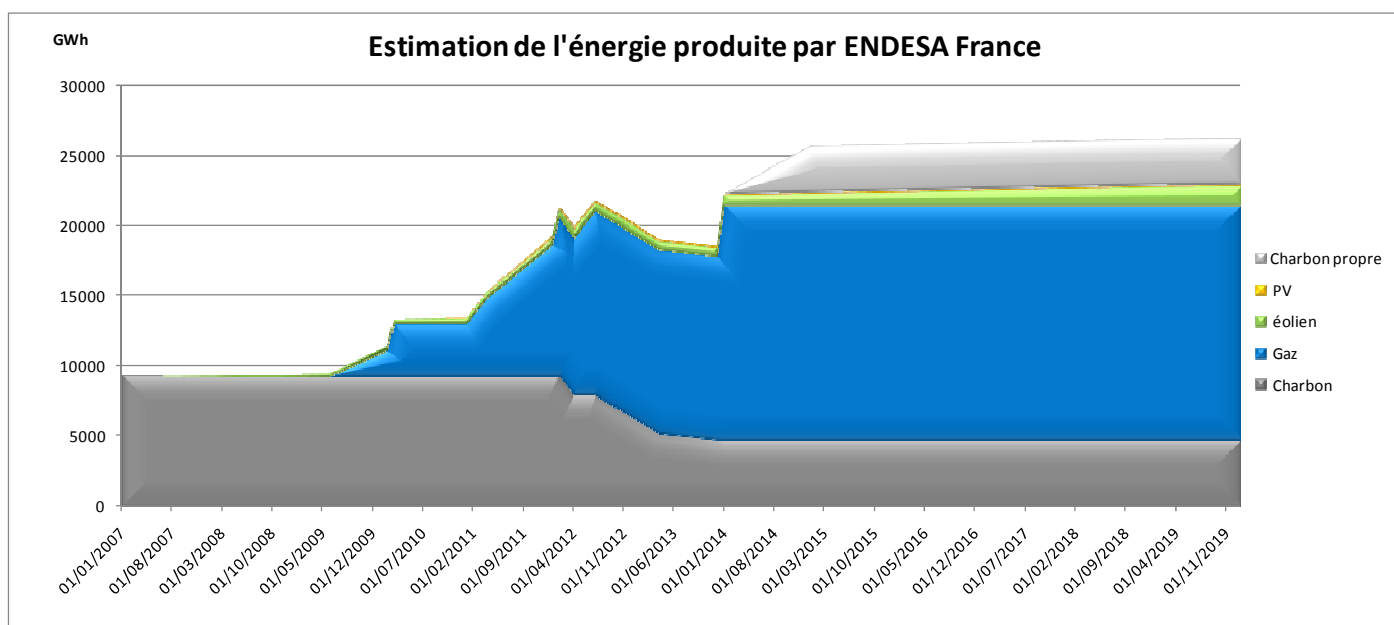
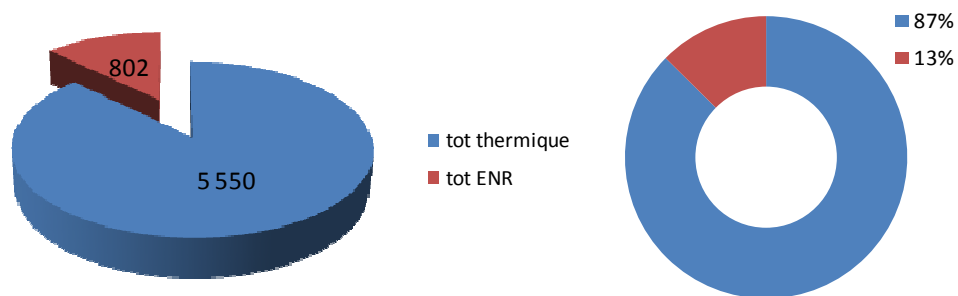
Filière	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total LFC		375	375	375	375	375	125	0	0	0	0	0	0	0
Total charbon		2030	2030	2030	2030	1700	1200	1200	1900	1900	1900	1900	1900	1900
Total GAZ		0	0	800	1200	2800	2800	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
Total		2405	2405	3205	3605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

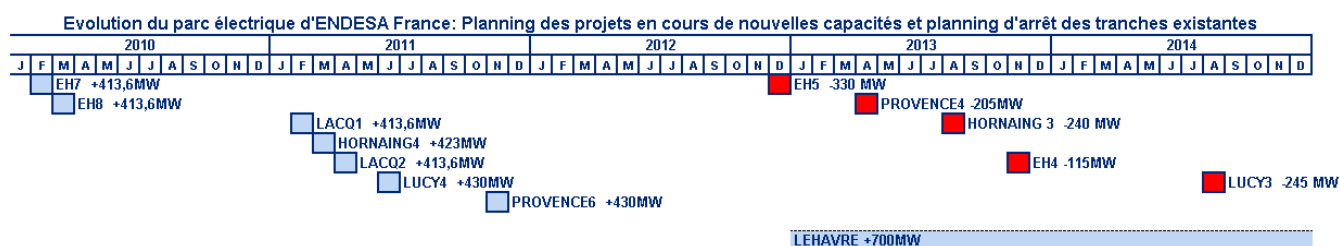
10.2.1 Planning Industriel

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

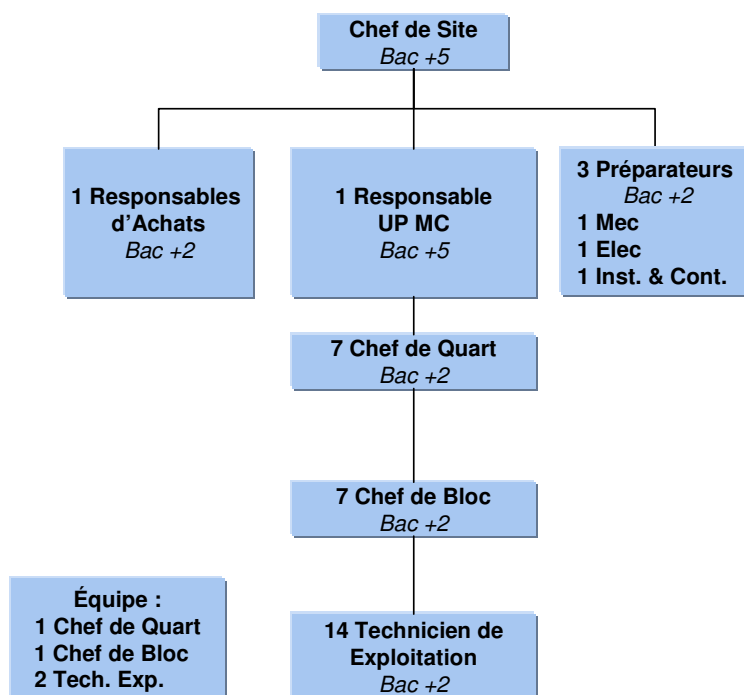


L'objectif 2014 + 827.2 MW et le Havre sont deux projet qui pour l'instant ont une faible probabilité d'être réalisé. Ces deux projets ne sont pas pris en compte dans cette étude.

10.3 Organigramme des CCGT

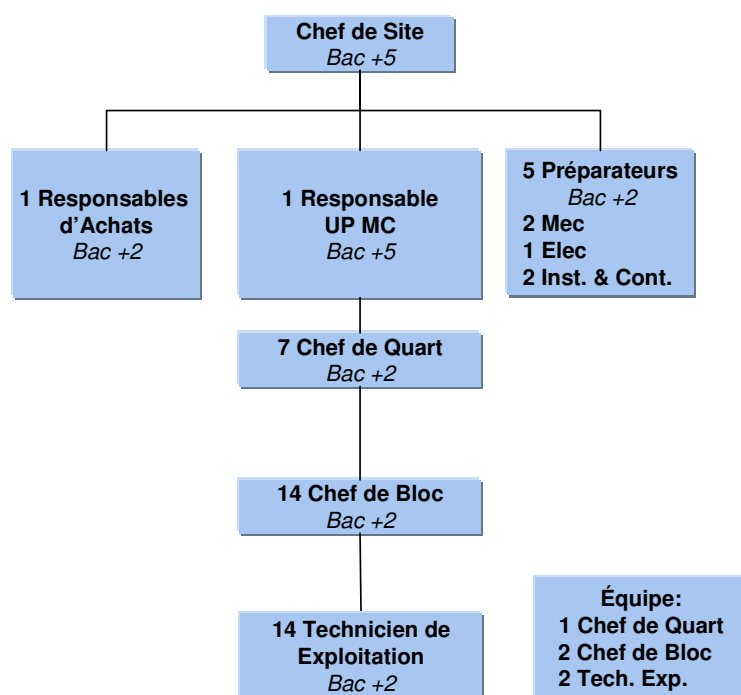
Sur la base des données fournies par la direction de la production en septembre 2008

1 tranche CCG



Effectif total: 34

2 tranches CCG

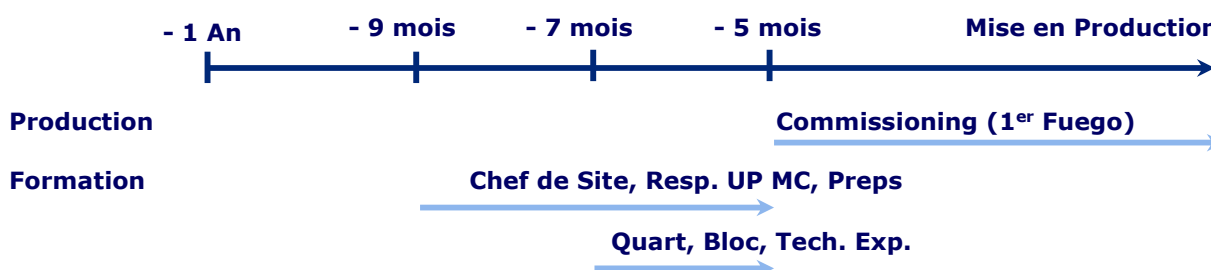


Effectif total: 43

10.4 Formation de l'effectif CCGT

Tous les salariés suivront une formation de sécurité et polyvalence d'exploitation électrique-mécanique. Le chef de site, responsable UP MC et les préparateurs suivront également une formation de gestion technique (relation service technique et contrôle), environnement, et gestion financière.

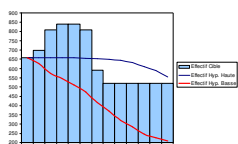
Neuf mois avant la mise en production, la formation du chef de site, responsable UP MC et préparateurs devra débuter. Deux mois après, le reste de l'effectif entre en formation afin d'être prêt pour le commissioning qui a lieu 5 mois avant la mise en production. Pendant le commissioning, le personnel du constructeur (Siemens pour EH 7 & 8) effectue les tests et notre effectif finalise sa formation technique.



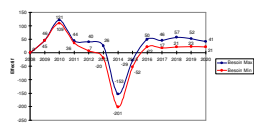
10.5 Résultat de l'étude

10.5.1 Graphiques

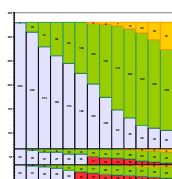
Explication des trois types de graphiques



Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel montre l'évolution de l'effectif cible de l'entreprise (charbon et gaz) versus les départs en inactivité de l'effectif existant (charbon).



Courbes des Besoins montrant le besoin global d'effectif (positif ou négatif) à travers des années de La SNET et par site.



Evolution de l'effectif actuel de site charbon en cumulé, par site et par métier. Départs Potentiels cumulé depuis 2007, Départs obligatoire cumulés après la fermeture sur l'hypothèse tout départ obligatoire avant fermeture doit être remplacé.

10.5.2 Ensemble des sites De La SNET

Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel

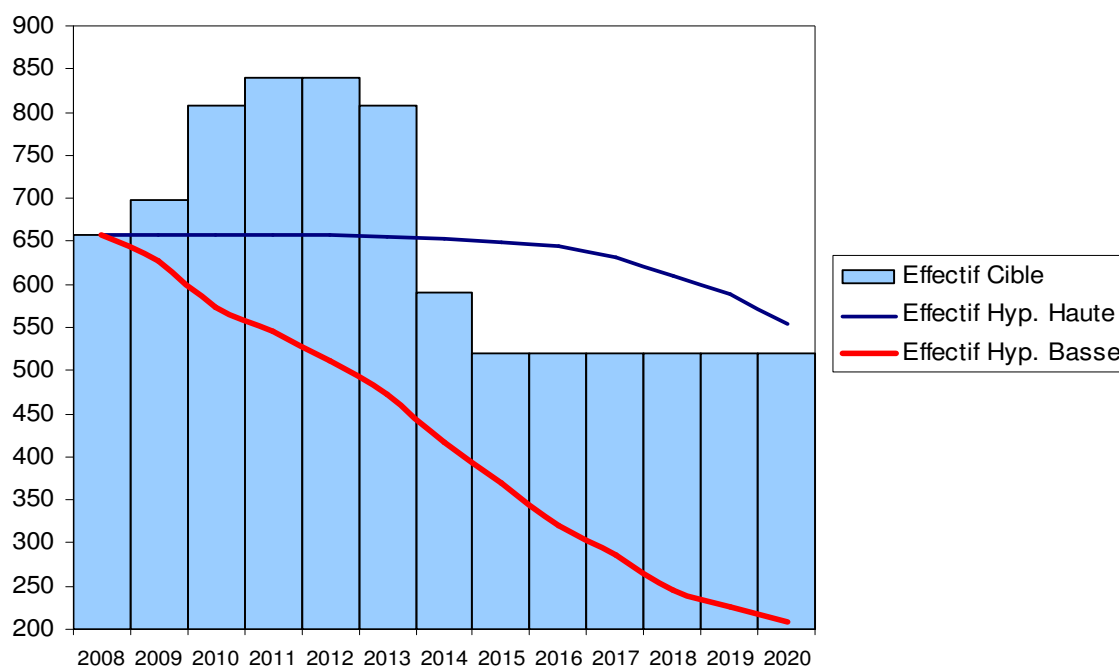


Figure 1

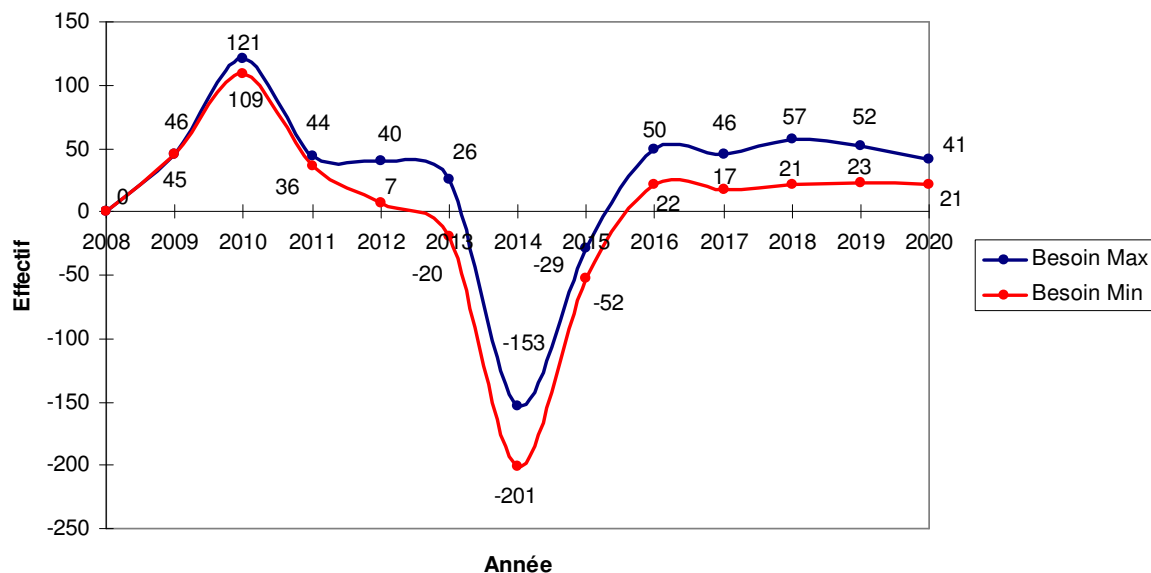
Hypothèse Haute: Départs Obligatoires (65 ans)

Hypothèse Basse: Départs Obligatoires et Potentiels (55 ans actif, 60

Avec les démarrages des CCGT et les départs potentiel en inactivité, La SNET va se retrouver avec un besoin d'effectif d'environ 200 personnes si l'on considère que l'ensemble des salariés reste jusqu'à l'âge de 65 ans, hypothèses peu probables ; une estimation de départs de 50% nous montre un besoin d'environ 250 personnes.

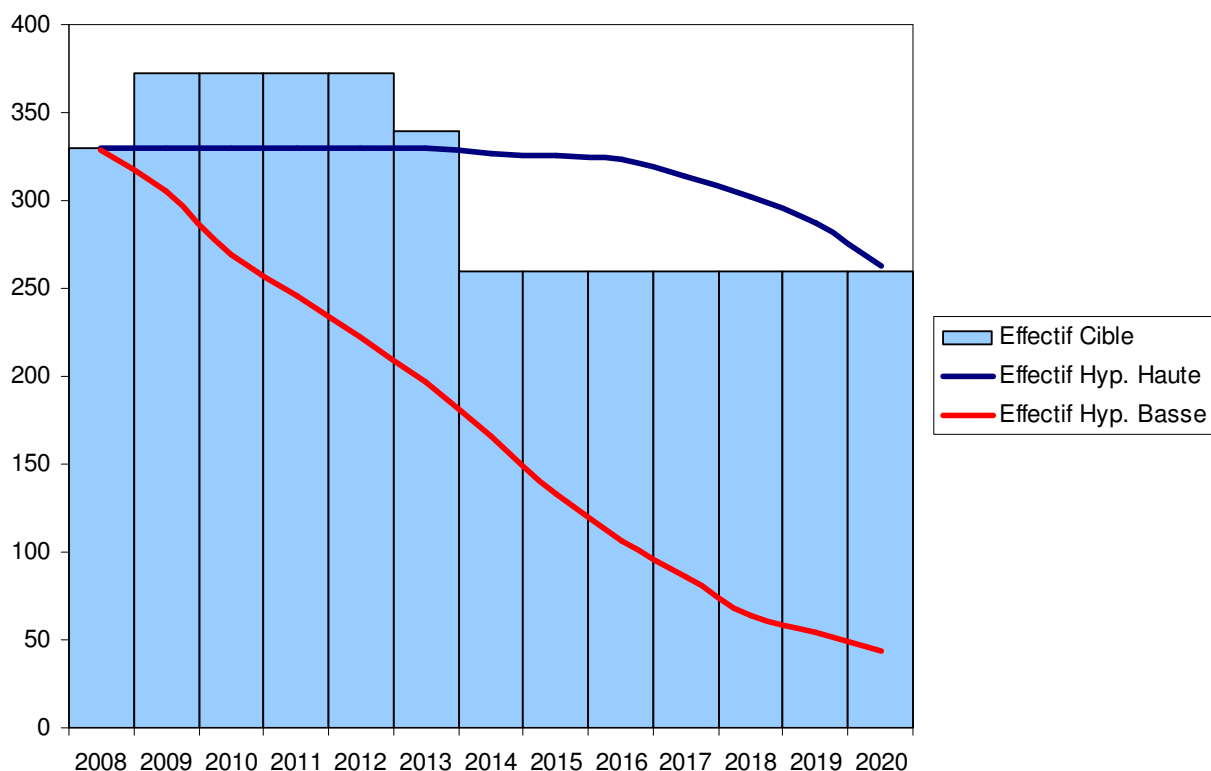
Besoins Globaux

Flux d'Effectif Charbon et Gaz



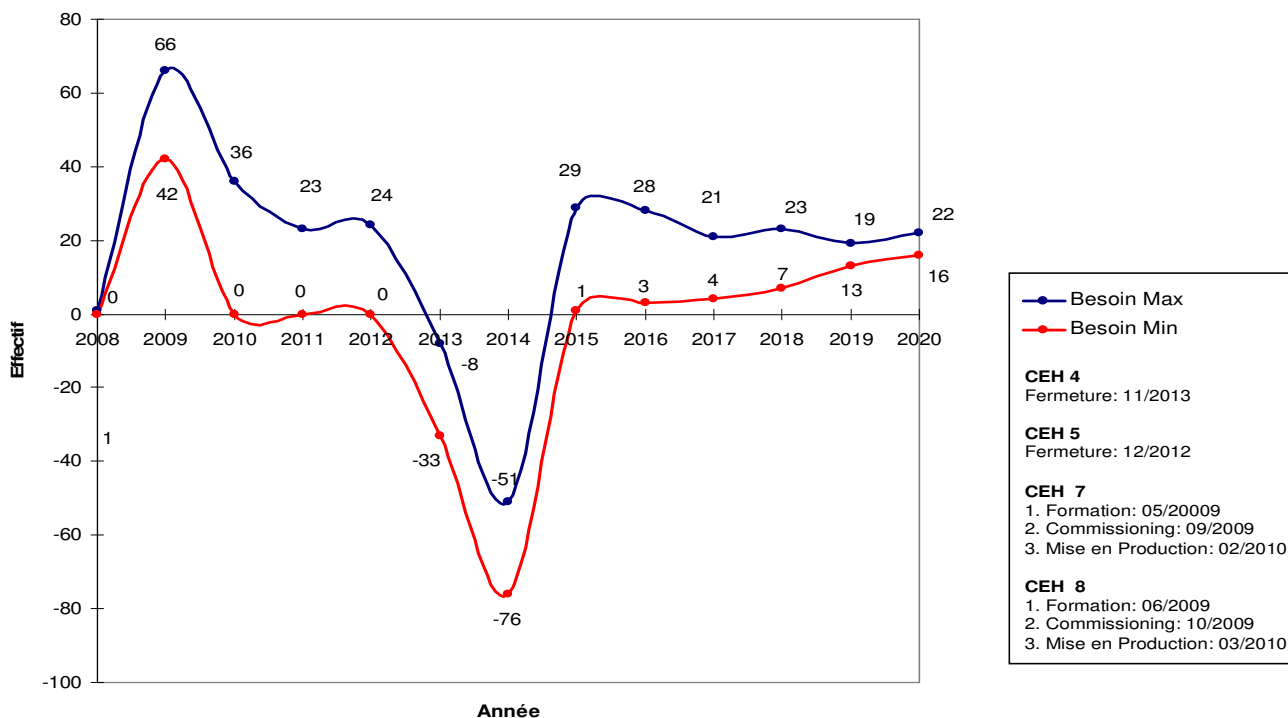
10.5.3 Centrale d'Emile Huchet (CEH)

CEH : Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel

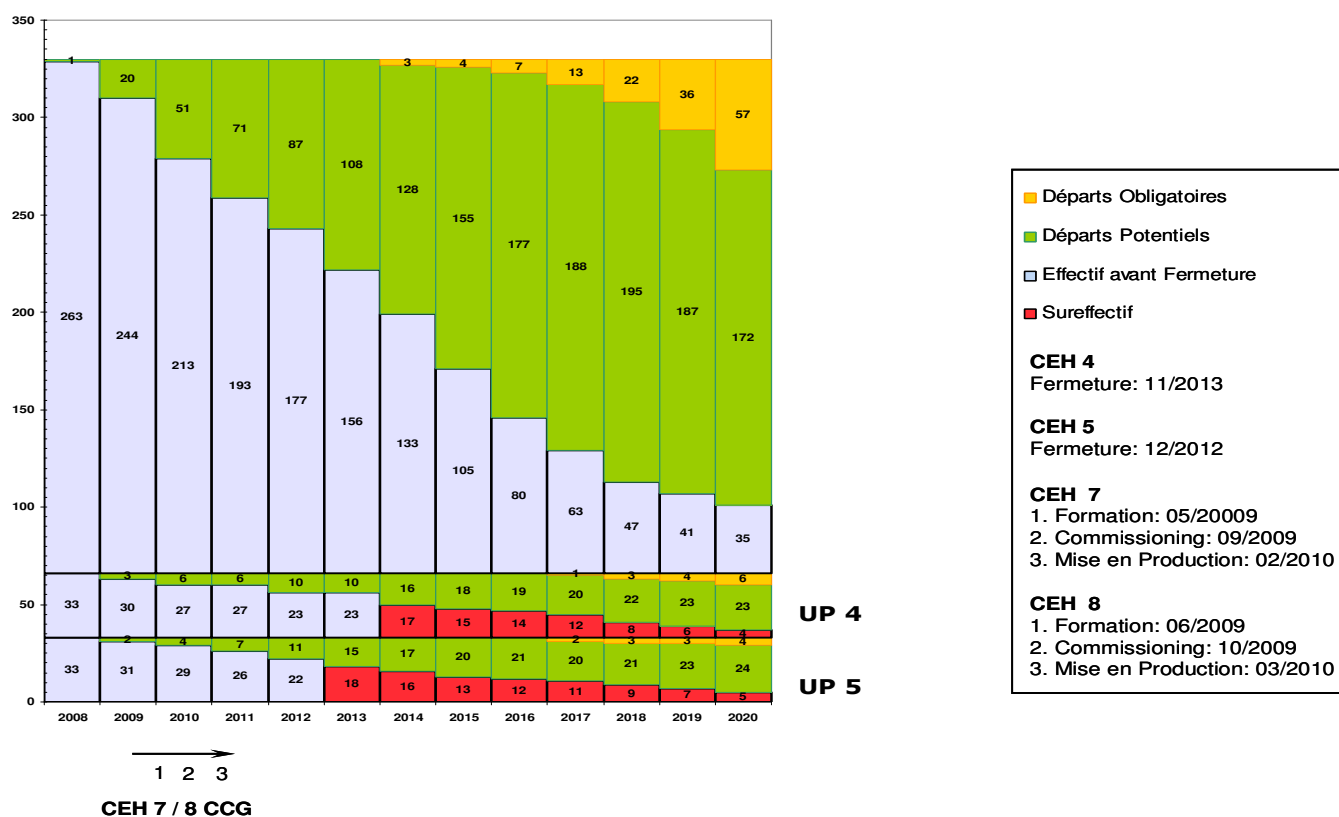


En première approche, nous pouvons remarquer que les départs potentiels en inactivité vont permettre de gérer les besoins sur l'effectif de Emile Huchet et Provence.

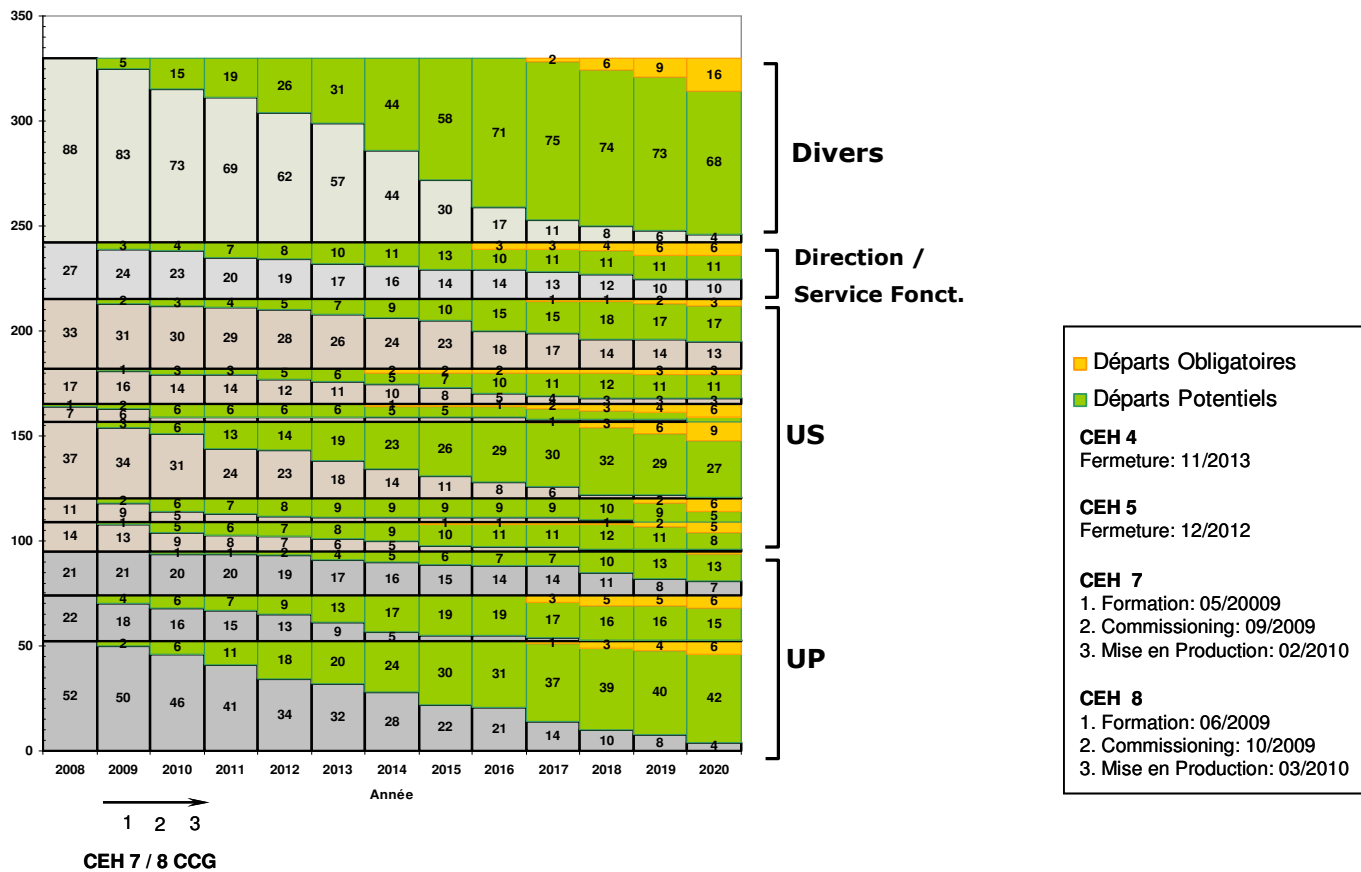
CEH : Flux d'Effectif Charbon et Gaz



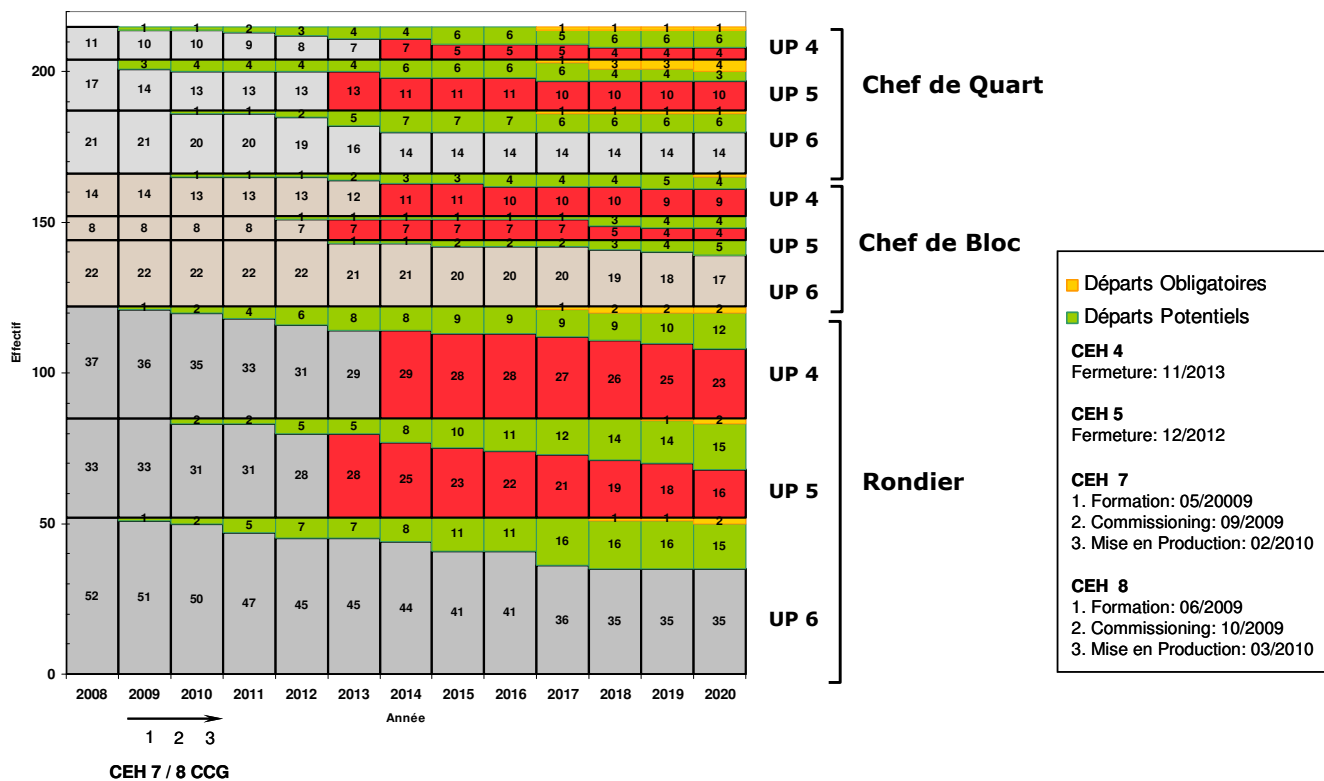
CEH Global : Départs en inactivité du site en cumulé



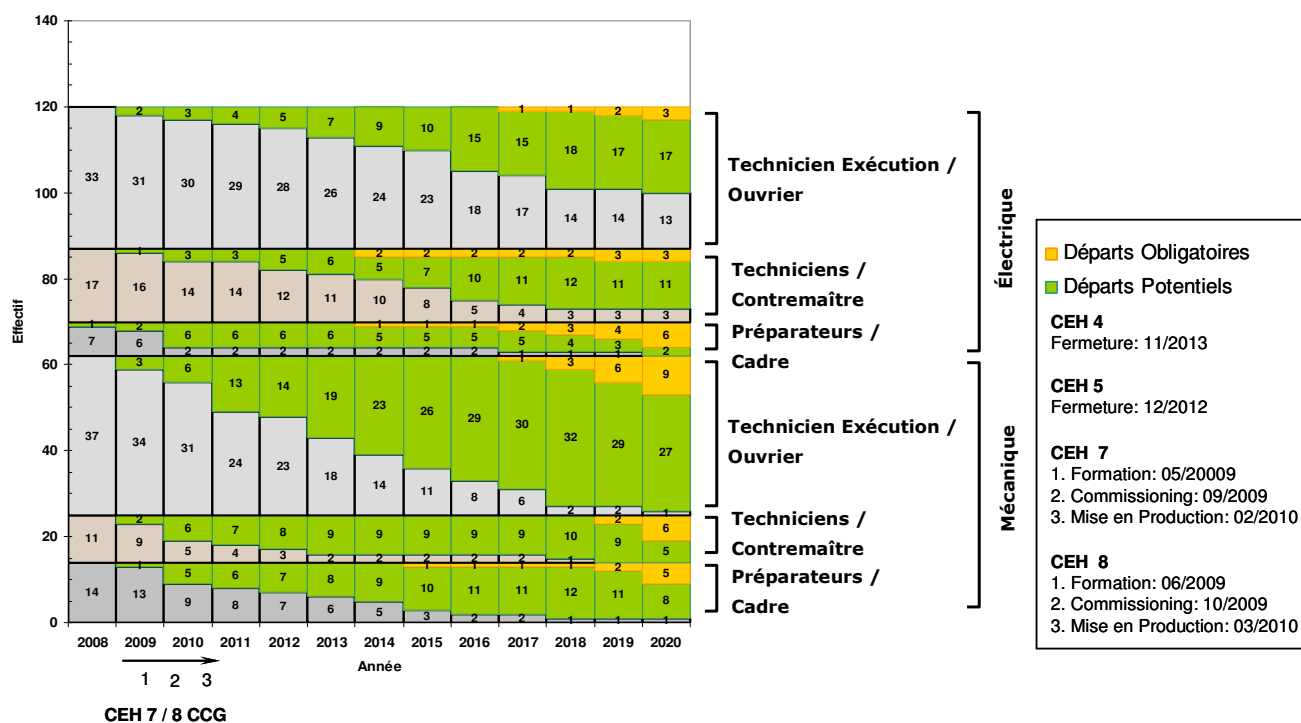
CEH Global : Découpage par tranche et service



CEH Charbon : Unité de Production 4, 5 et 6

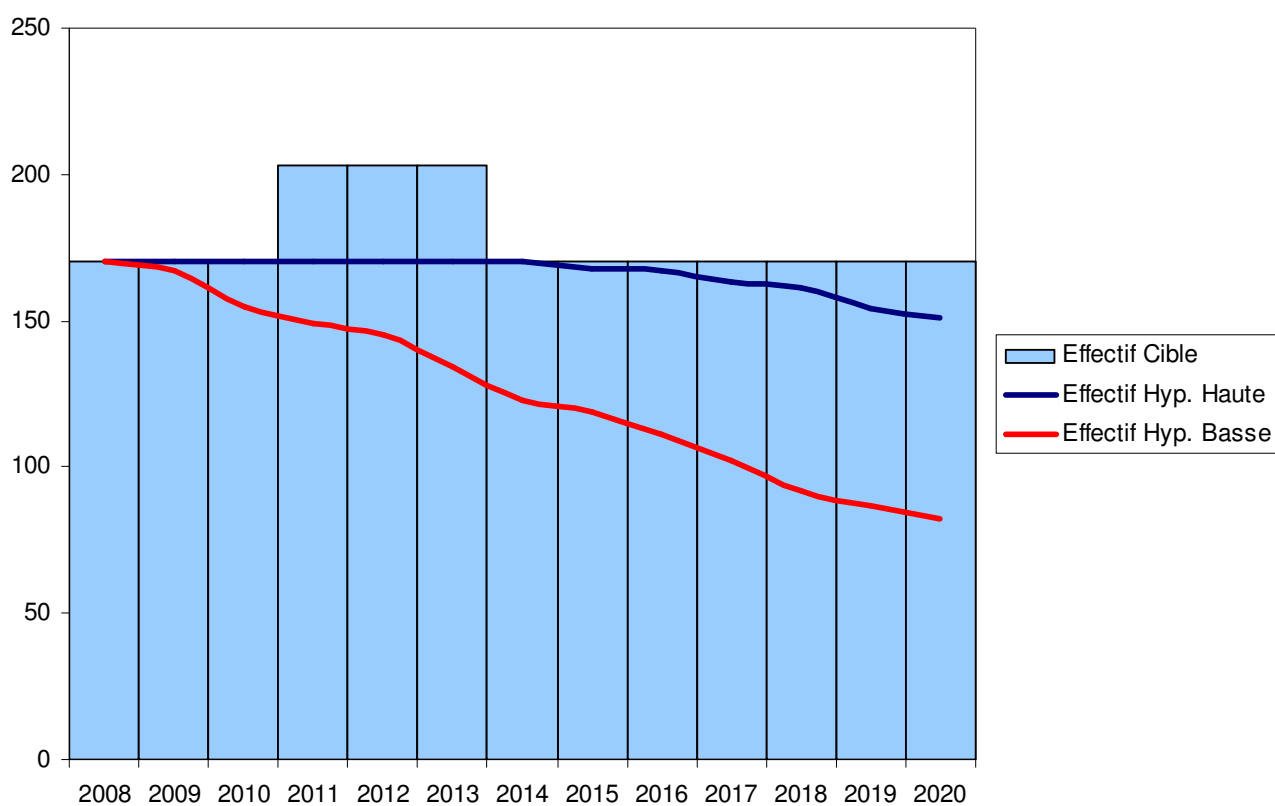


CEH Charbon: Unité de Service Maintenance

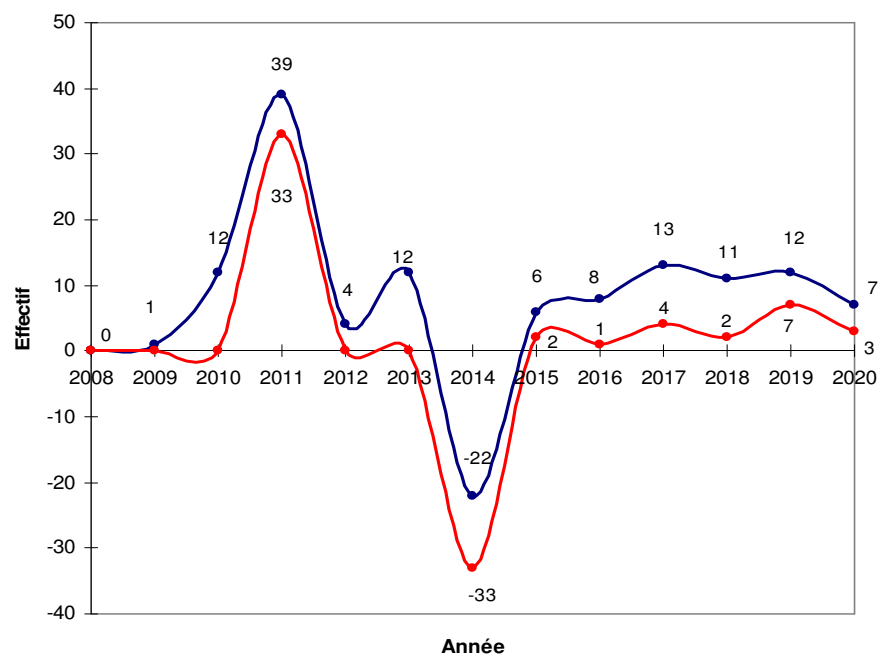


Provence

Provence : Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel



Provence : Flux d'Effectif Charbon et Gaz

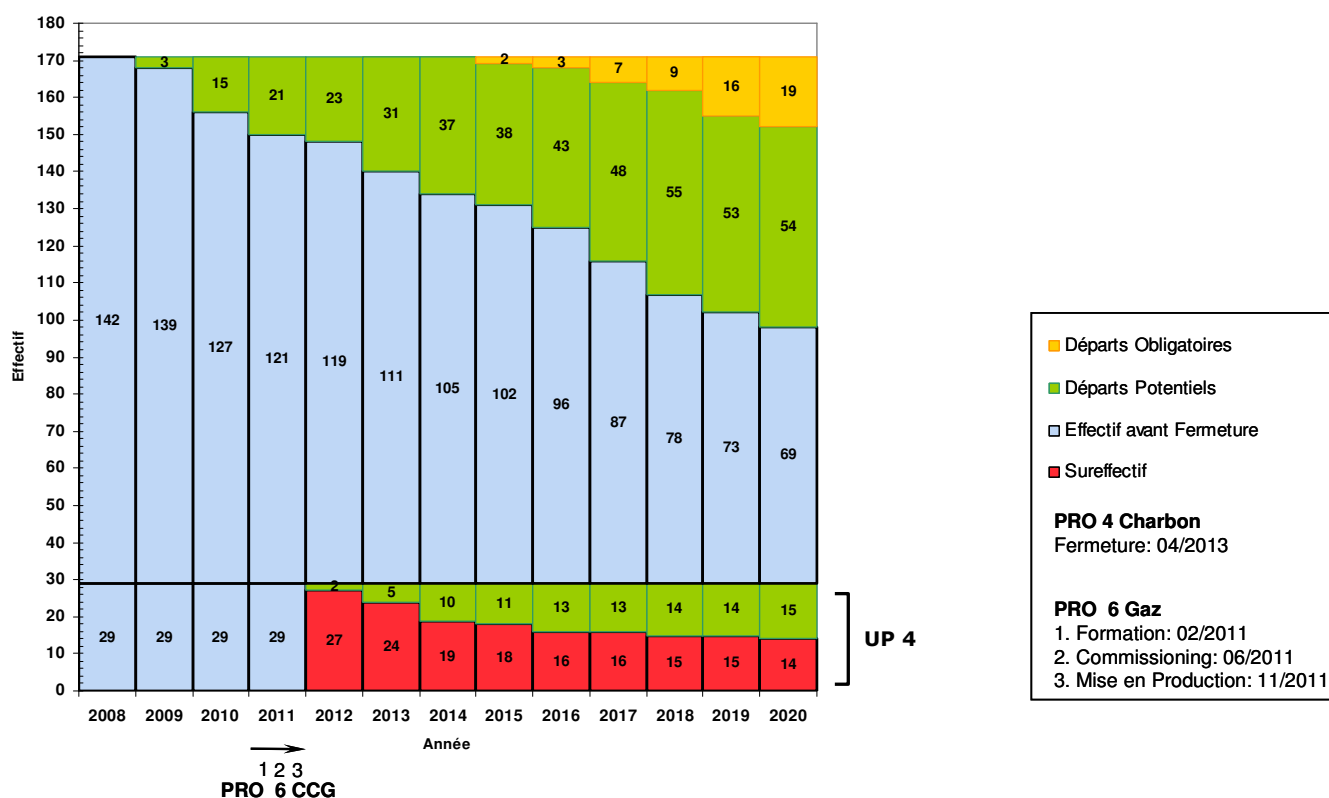


—●— Besoin Max
 —●— Besoin Min

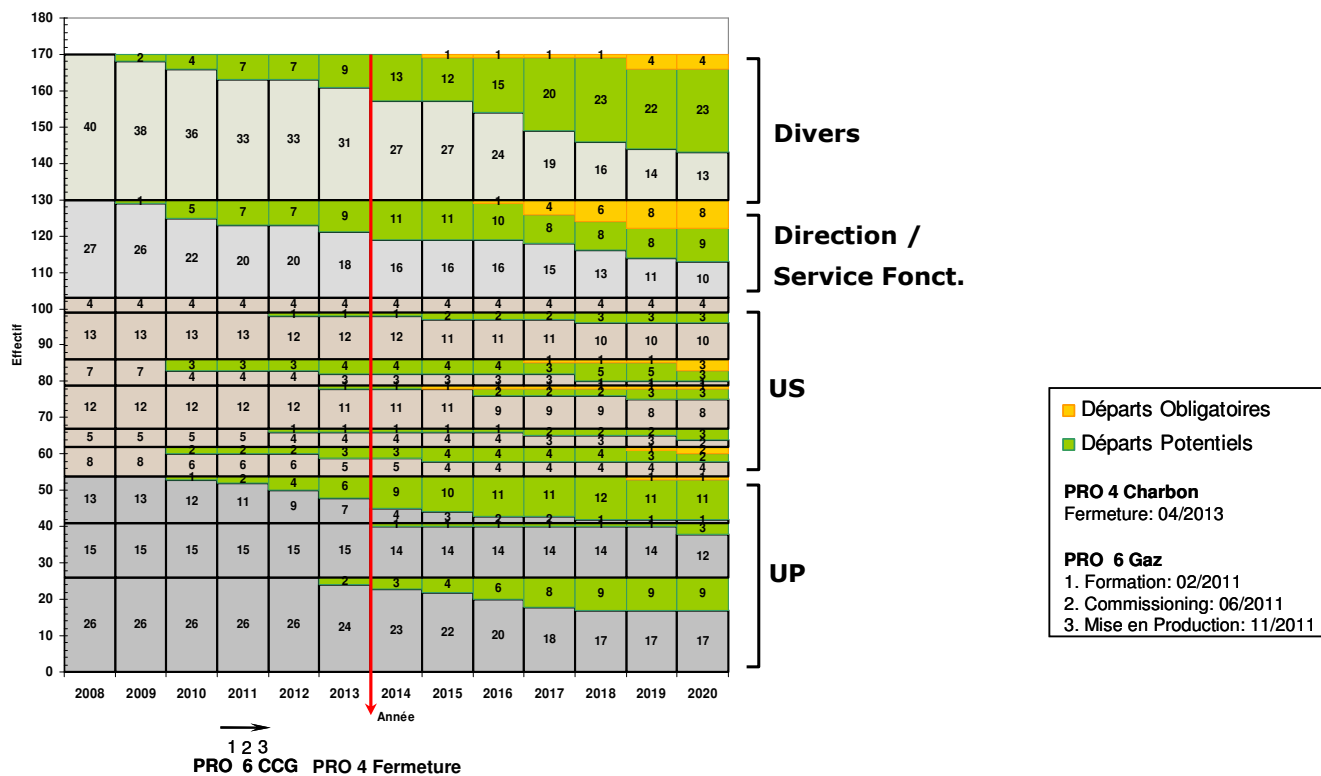
PRO 4 Charbon
 Fermeture: 04/2013

PRO 6 Gaz
 1. Formation: 02/2011
 2. Commissioning: 06/2011
 3. Mise en Production: 11/2011

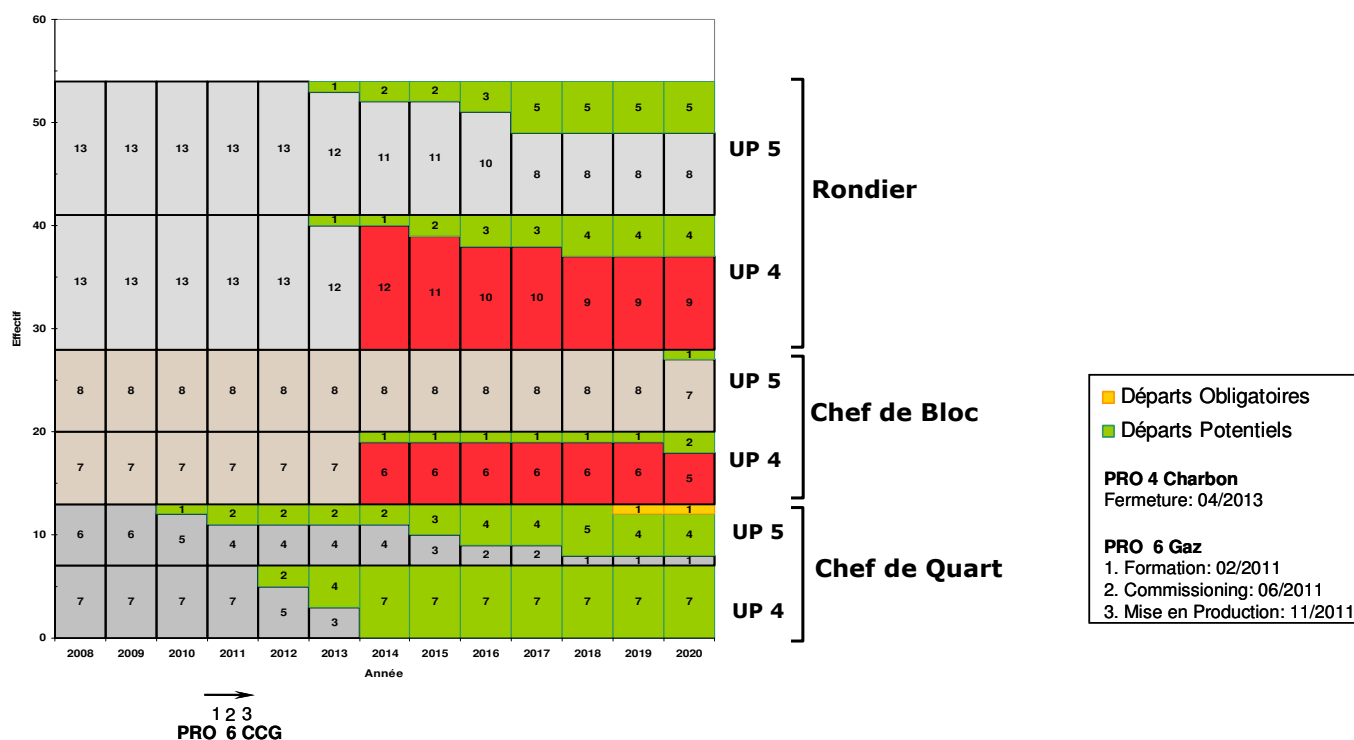
Provence tranches 4 et 5 charbon global : Départs en inactivité du site en cumulé



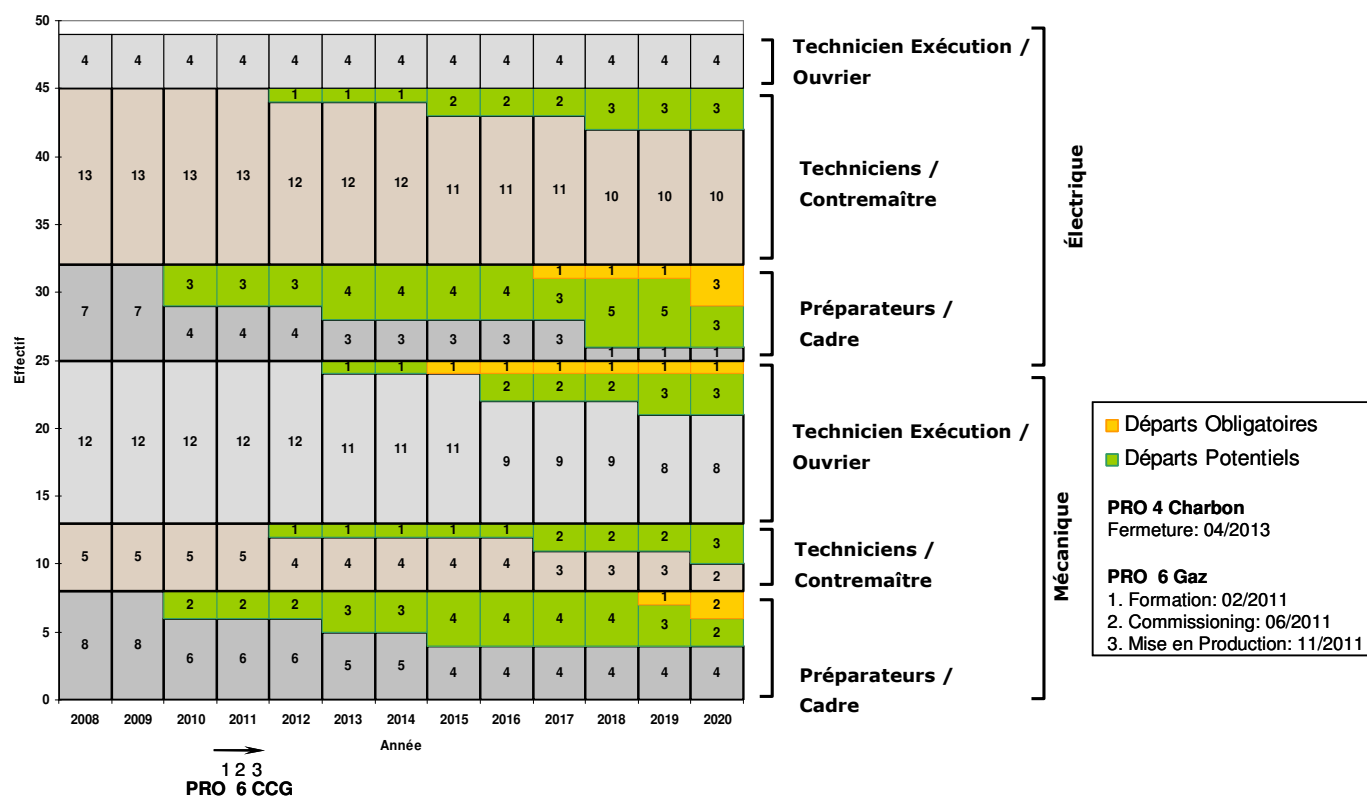
Provence tranches 4 et 5 charbon : Découpage par tranche et service



Provence Charbon : Unité de Production 4, 5 et 6

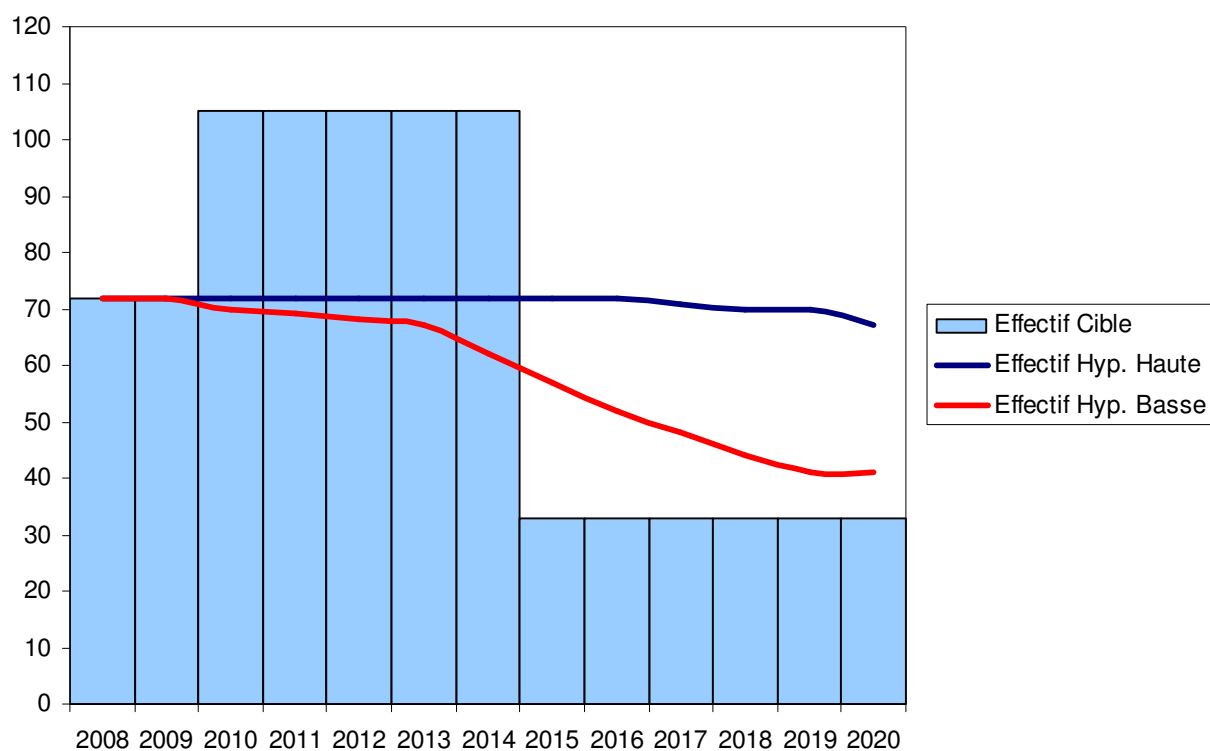


Provence Charbon: Unité de Service Maintenance



Lucy

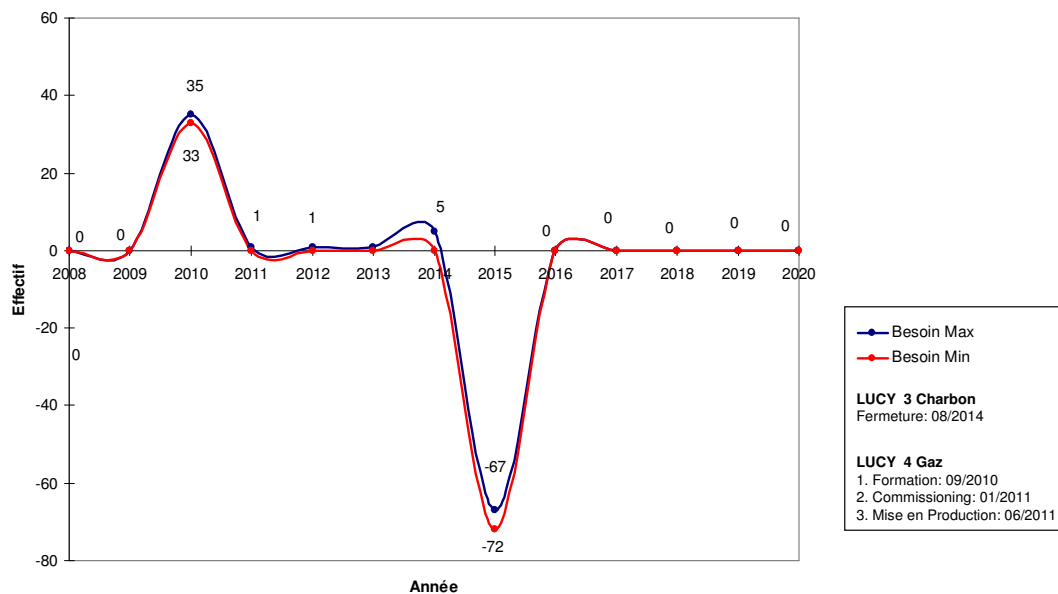
Lucy : Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel



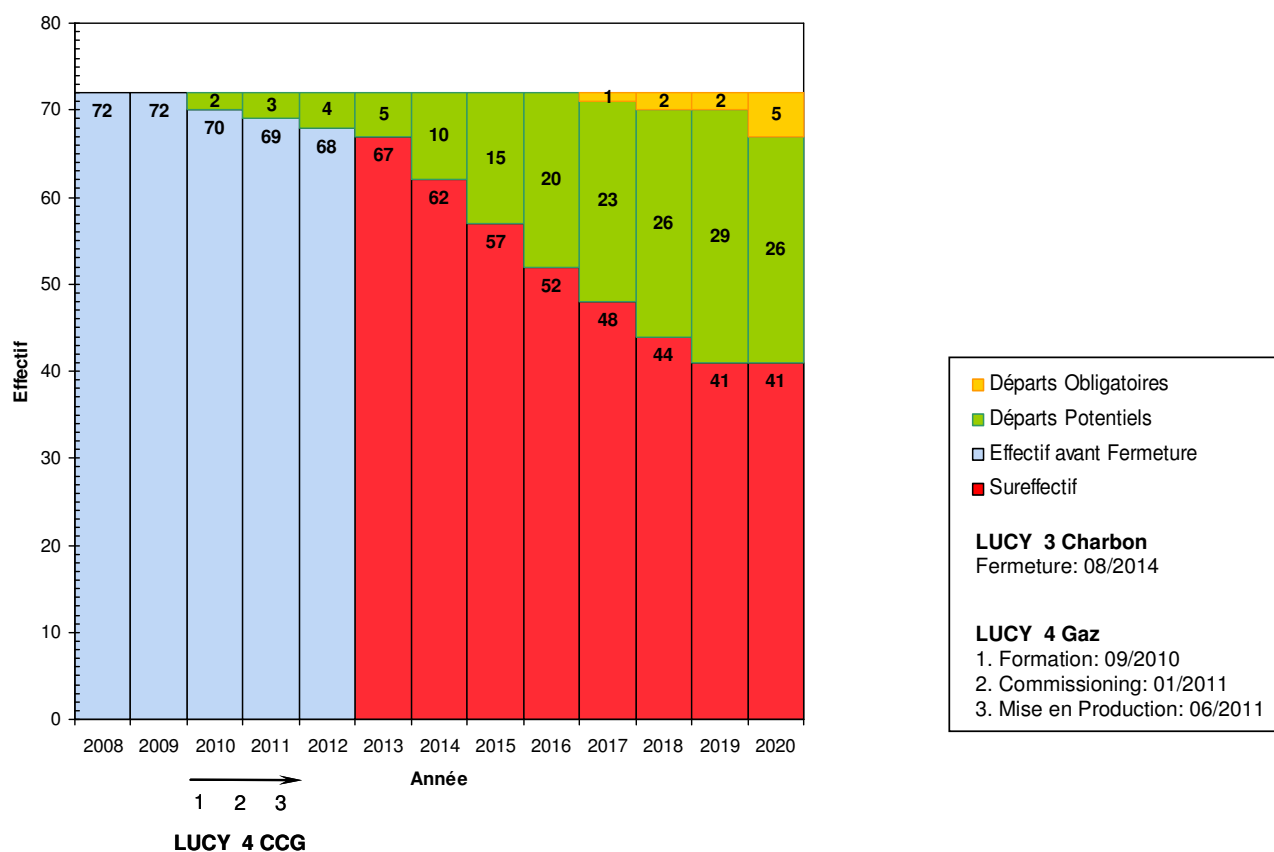
La situation des centrales de Lucy et Hornaing sont très semblable. Pour gérer les besoins globaux nous pourrions envisager :

- 1) embauches minimum sur les CCGT entrants,
- 2) avant l'arrêt de tranche charbon une mobilité géographique vers les tranches charbon d'autres sites.
- 3) après l'arrêt de tranche charbon une mobilité de l'effectif vers la tranche gaz et incitation à partir.

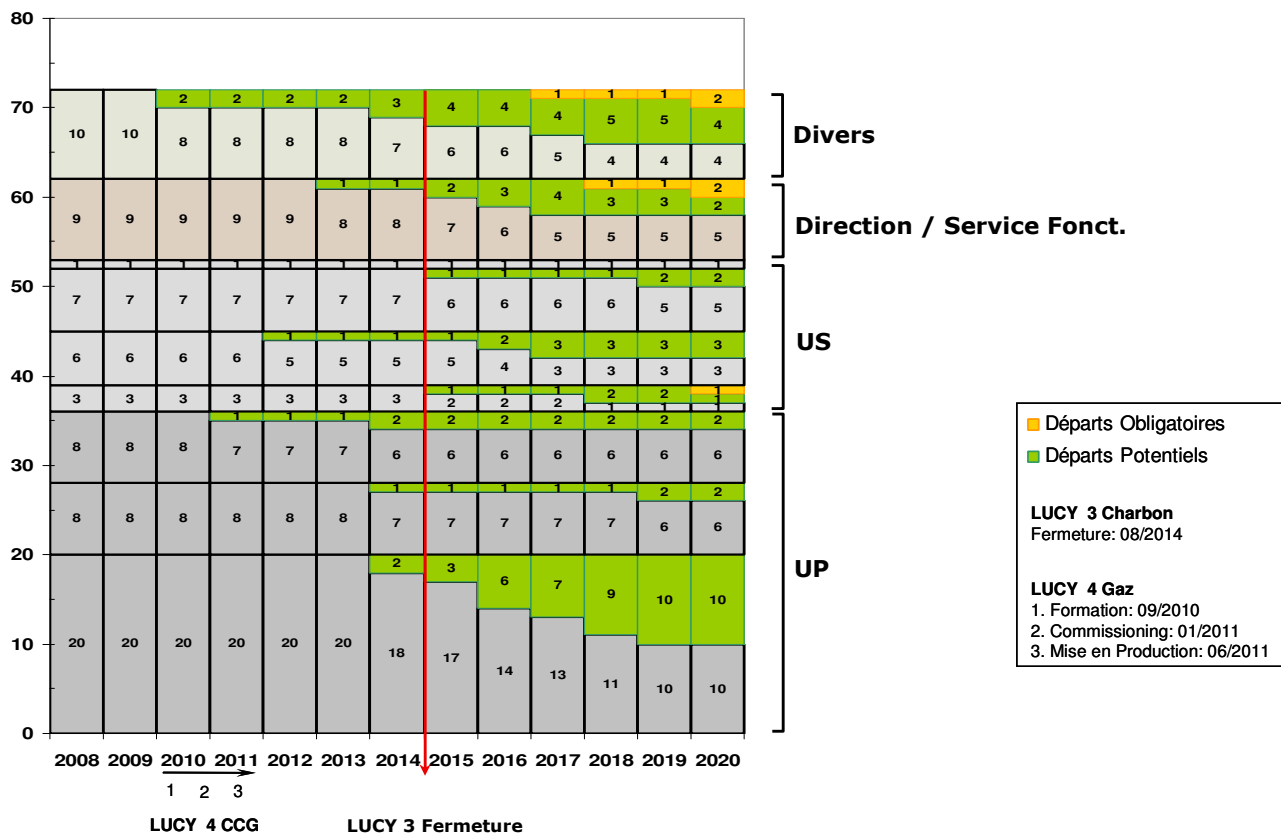
Lucy : Flux d'Effectif Charbon et Gaz



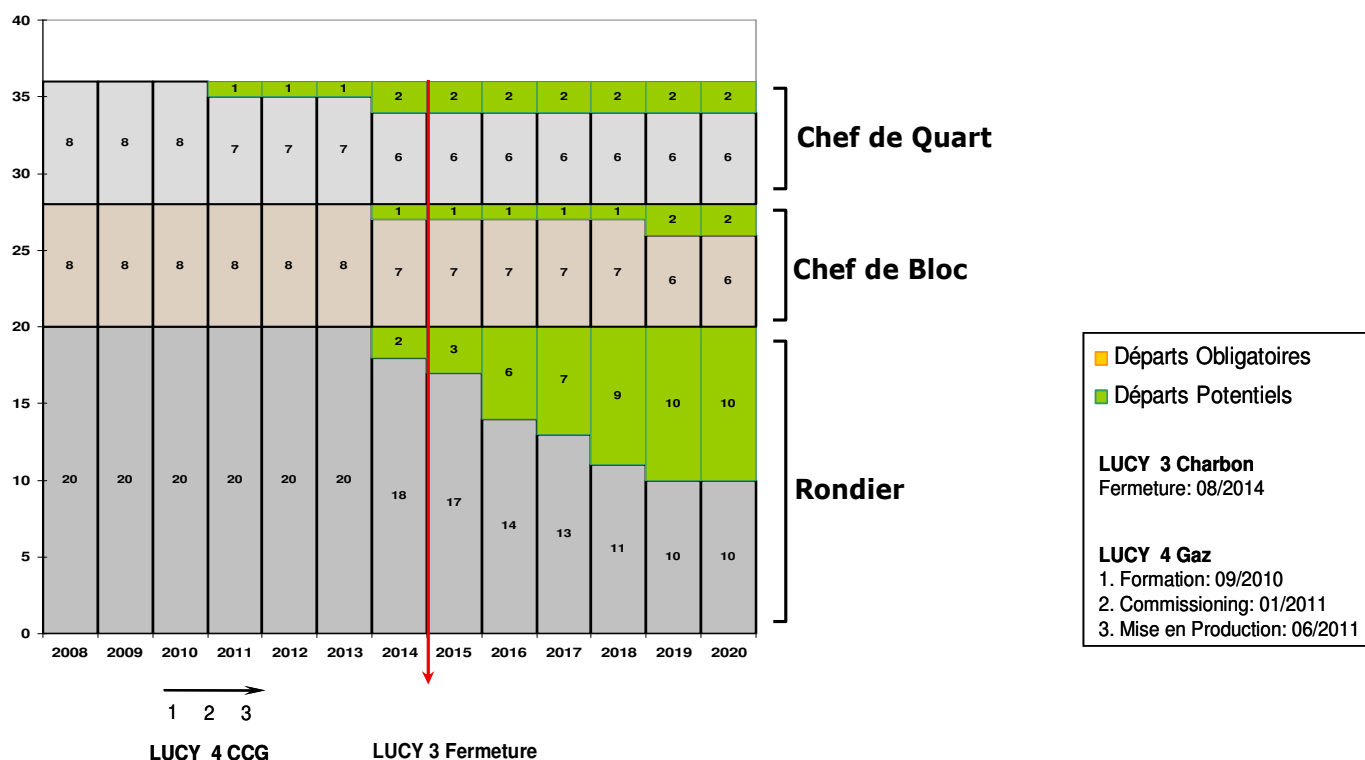
Lucy 3 global : Départs en inactivité du site en cumulé



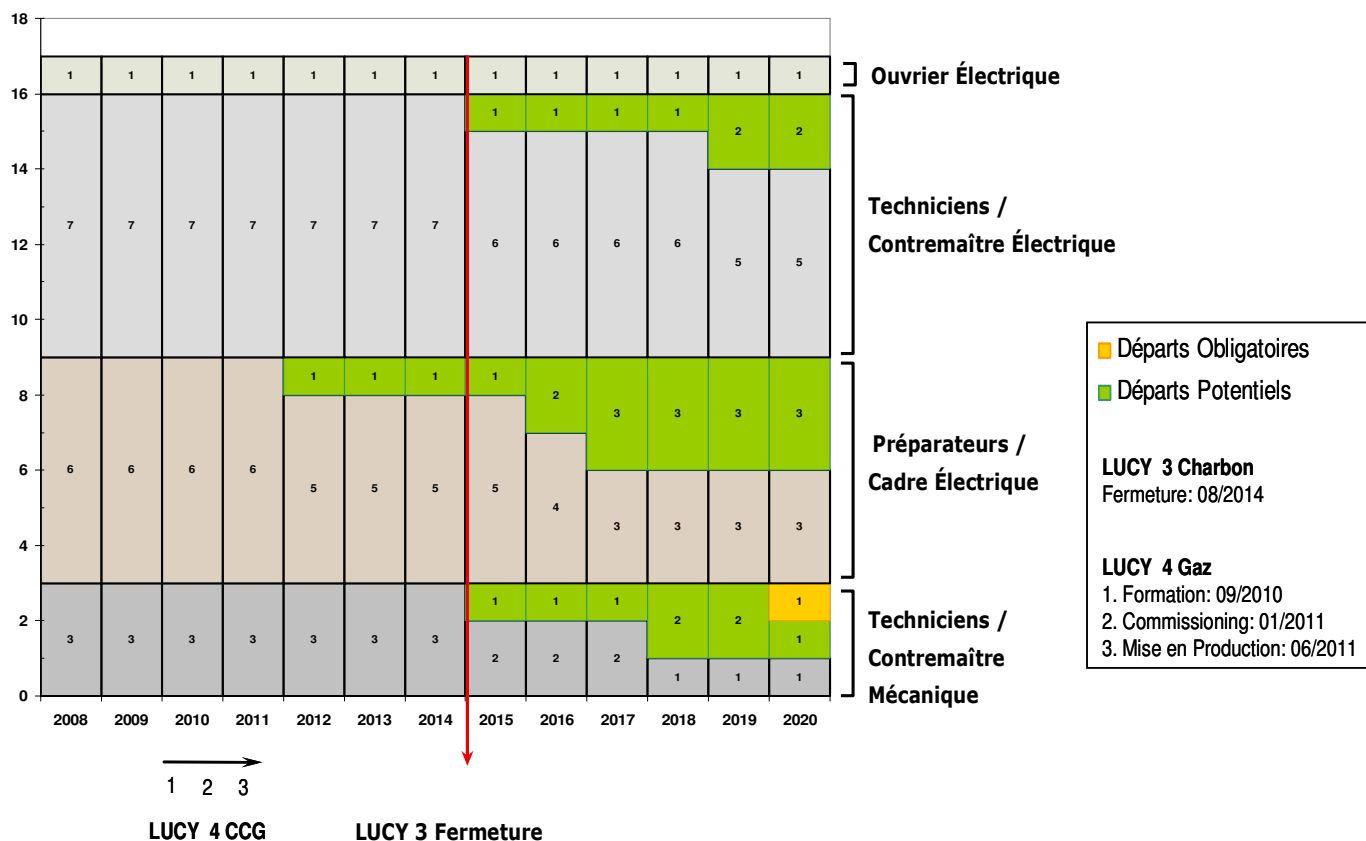
Lucy tranche 3 charbon : Découpage par tranche et service



Lucy 3 Charbon : Unité de Production 4, 5 et 6

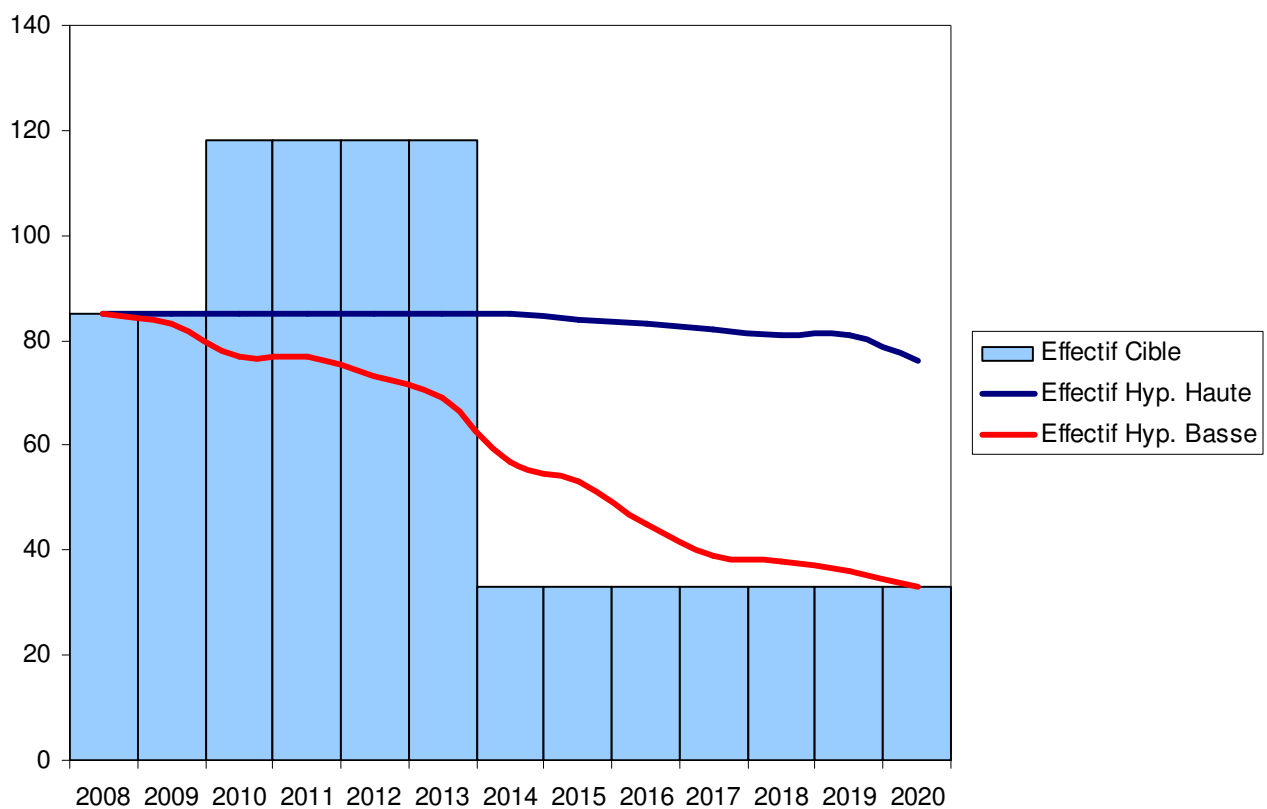


Lucy 3 Charbon: Unité de Service Maintenance

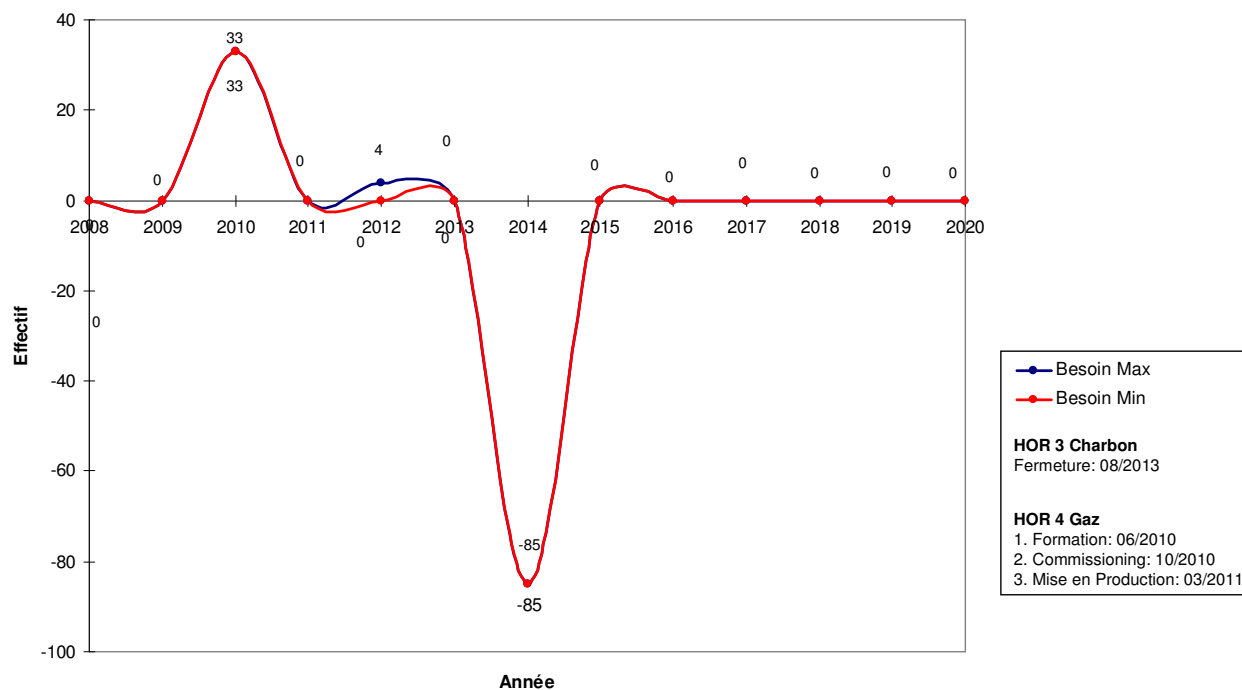


Hornaing

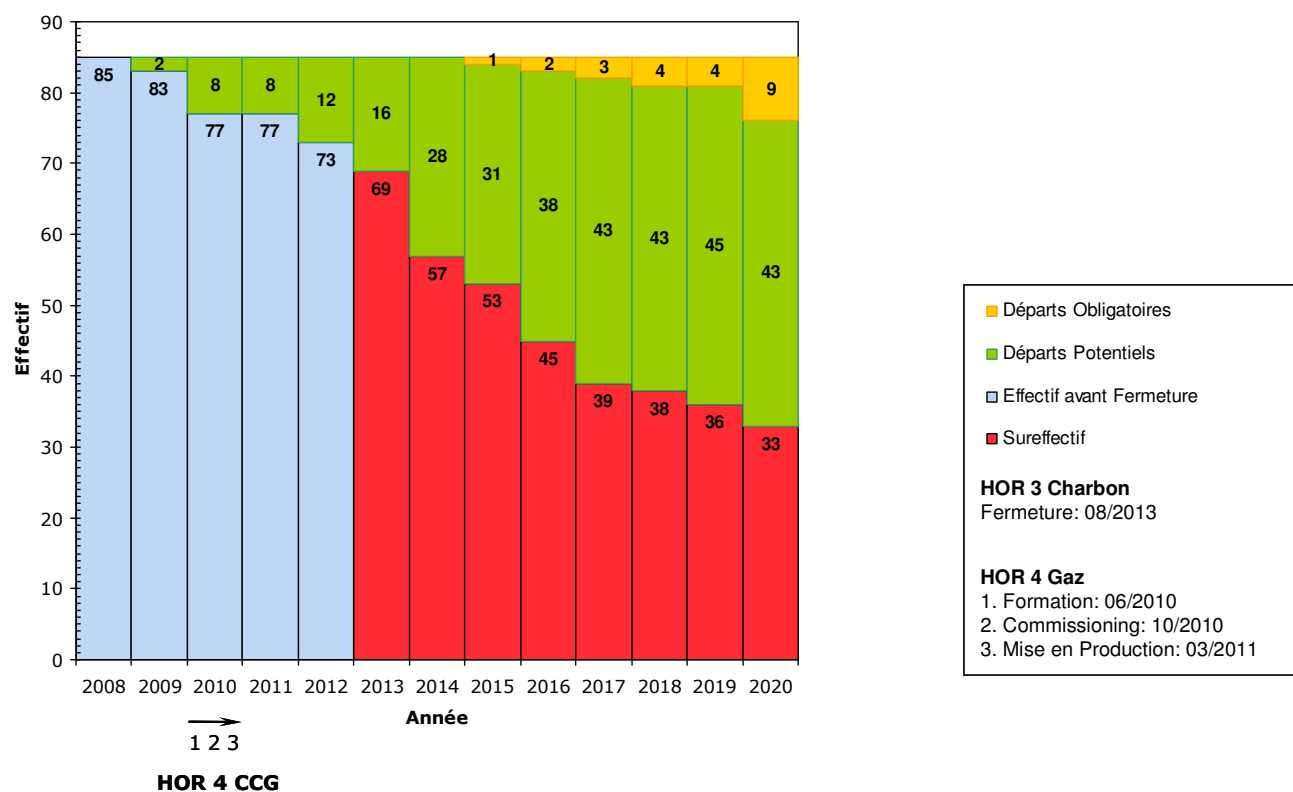
Hornaing : Effectif cible vs. Départs en Inactivité de l'effectif actuel



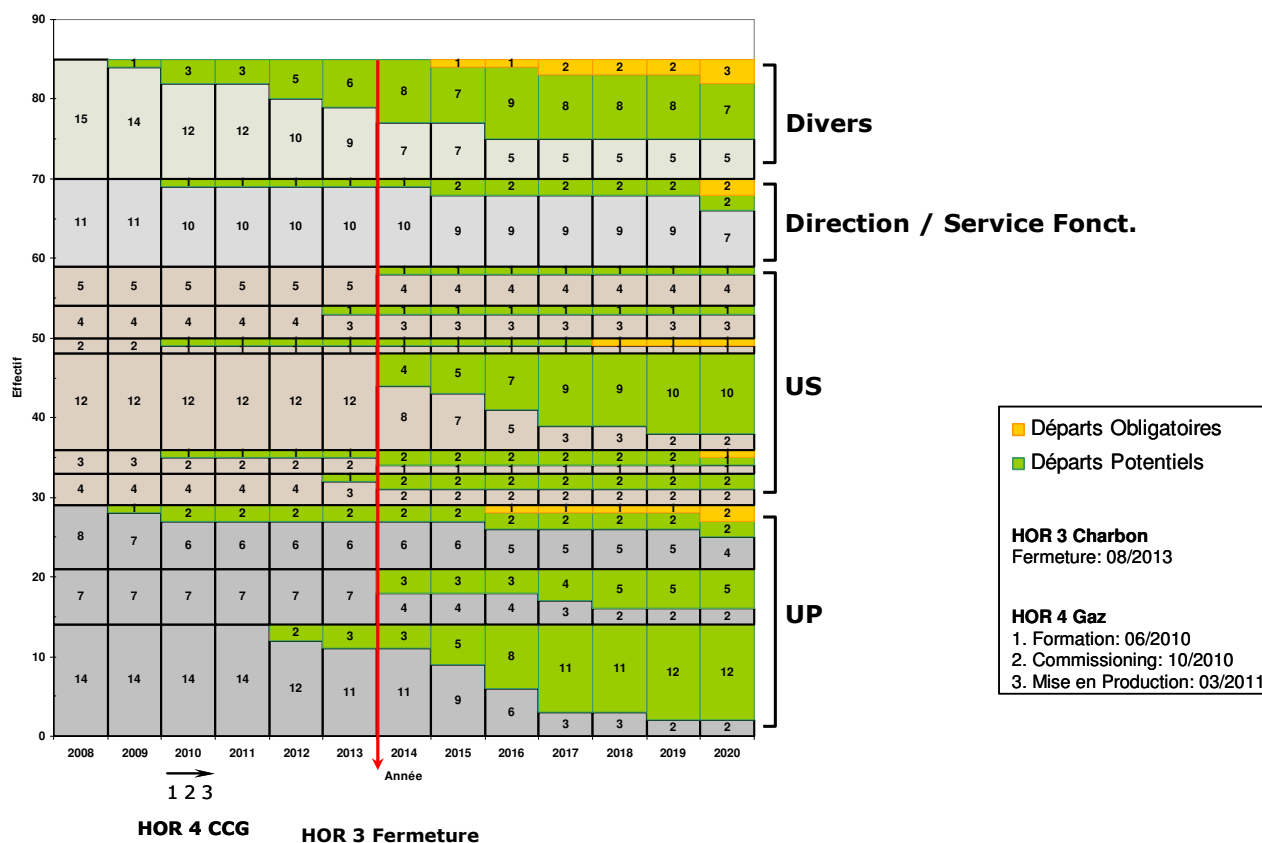
Hornaing : Flux d'Effectif Charbon et Gaz



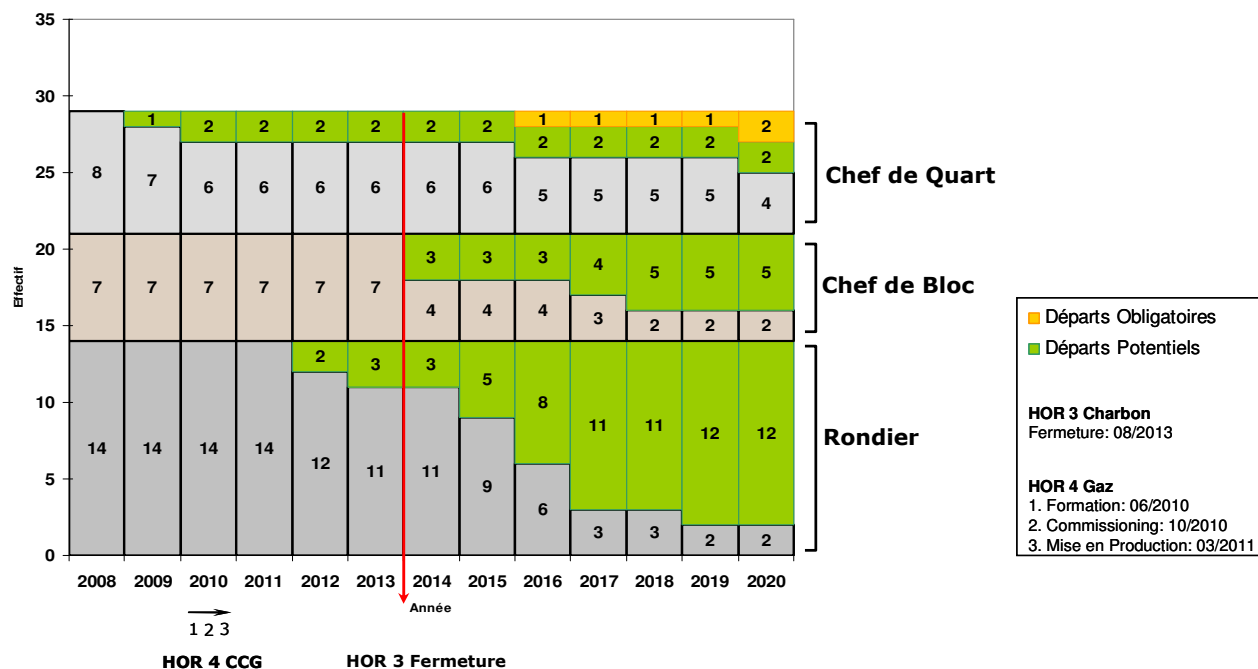
Hornaing 3 global : Départs en inactivité du site en cumulé



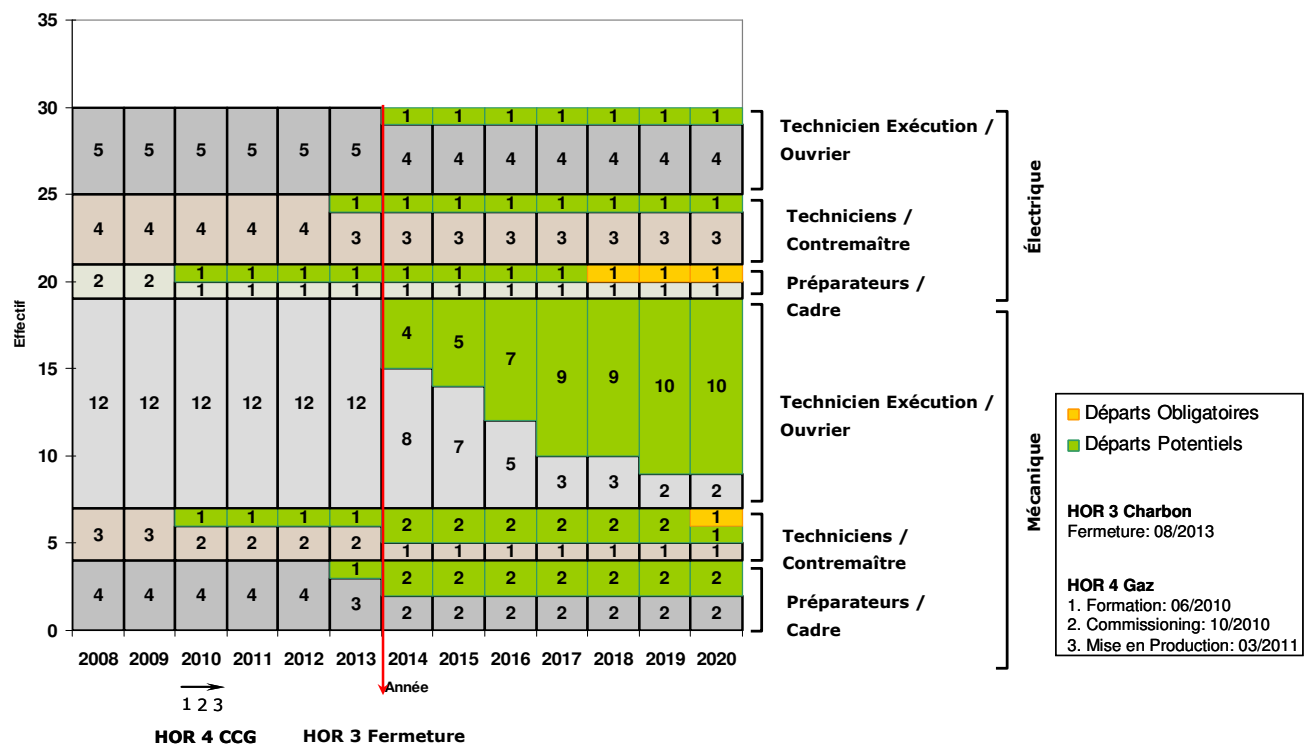
Hornaing tranche 3 charbon : Découpage par tranche et service



Hornaing 3 Charbon : Unité de Production 4, 5 et 6



Hornaing 3 Charbon: Unité de Service Maintenance



11 Stratégie Commercial

11.1 Définition

Notre définition de la stratégie commerciale : un outil de couverture de risques « prix » et des risques « volumes ». Risques auxquels tous les producteurs d'électricité sont confrontés si ils ne s'organisent pas pour le transférer.

On parle d'optionalité pour valoriser la disponibilité d'une unité de production à fournir la puissance dans un intervalle de temps déterminé. Cette optionalité prend son sens dans la physique du produit final, celui livré au consommateur, qui ne peut être directement stocké. L'énergie sera dite disponible tant que le préavis nécessaire pour la produire ne sera pas dépassé.

L'arbitrage est la façon de valoriser l'optionalité. Il s'exerce entre le moment où le produit est vendu et le moment où il est livré au client final. Il est dépendant des « marchés » et, par essence, de l'offre et de la demande avec une autre particularité de cet « utilité », celle de pouvoir être produit avec des technologies différentes par des producteurs différents et toujours en ayant des caractéristiques physiques semblables. La seule matière de différentiation reste son coût de production. Cet arbitrage consistera donc à obtenir sur les « marchés » la meilleure valeur d'optionalité d'un outil de production à chaque instant.

11.2 Les marchés de l'électricité

Pour construire la stratégie commerciale, la première étape est une segmentation par du marché. Les critères de distinction sont souvent marketing mais ici ils sont caractérisés par leur capacité à couvrir les risques et par l'effort qu'il faut produire pour se mettre en place sur un segment.

Le marché de l'électricité est divisible en 5 segments caractéristiques d'une couverture de risque particulière:

Le marché Spot : En France actuellement ce marché est organisé par la bourse de l'électricité Powernext. Il gère en parallèle 2 échéances distinctes :

Le Day Ahead : vente de l'énergie livrée le lendemain et clôturée à 12h00

L'Intra Day : Vente de l'énergie livrée sous 3h00 à 24h00.

Cela permet au producteur de garder des positions ouvertes suffisamment longtemps pour gérer des aléas industriels fortuits.

En marge il existe un marché dit de l'Ajustement sorte de vente aux enchères organisées par l'opérateur du réseau national RTE pour compenser les écarts entre les injections et les soustractions d'énergie.

Le marché de Gros : est un marché de négociants où producteurs, traders, gros consommateurs ayant la gestion d'un périmètre d'équilibre échanges des produits standards. La bourse Powernext est une place de marché importante pour ces produits. Les traders et courtiers traitent également de gré à gré. La liquidité est

importante et ne cesse d'augmenter depuis la libéralisation mais les termes de livraison ne dépassent pas les 3 années faute de bonne lisibilité des prix au-delà.

Ce marché permet au producteur d'effectuer un premier niveau d'optimisation de la valeur d'optionnalité de la puissance installée dans la mesure où il décide du moment où il va l'exercer (pour un volume donné d'énergie et une période donnée).

Les Grands Clients : souvent des grands sites industriels ou de services consomment en moyenne plus 1 GWh par an. Des études statistiques de la CRE montrent qu'ils représentent 0,1% en nombre et autour de 42% en volume d'énergie consommée.

C'est le marché historique de La SNET où ce sont déployées les forces commerciales dès l'ouverture. Avec un portefeuille de noms prestigieux, des grands clients fidèles renforcent l'image de l'entreprise. Ce marché rend indispensable une activité commerciale dédiée dont la viabilité est assurée par la marge au prix du marché.

Les clients de Masse : constitué des petits consommateurs professionnels, PME, artisans et des résidentiels, ce marché représente 99% du nombre de clients et seulement 68% du volume d'énergie consommée. Il peut être considéré comme un moyen de couverture à long terme.

Ce marché est réservé à des structures de commercialisation dédiée au « B to C ». Il s'agit donc d'un investissement commercial très lourd et très professionnalisé réalisable sur un marché très liquide et réellement concurrentiel pour atteindre la masse critique.

Un vecteur traditionnel de distribution de proximité est également très long à installer, une alternative existe avec les outils informatiques perfectionnés de Gestion des Relations Clients et internet (CRM).

Le Tolling : Est un produit de couverture à long terme généralement supérieur à 6 ans. C'est un produit structuré de vente de la disponibilité et de la puissance de production d'une centrale ou d'un foisonnement de centrale électrique dans ce cas précis. Comme le producteur reste propriétaire des installations, il est souvent appelé « Droit de Tirage ».

L'opérateur reste le producteur qui est rémunéré pour ce service.

Les coûts de production sont à la charge du client.

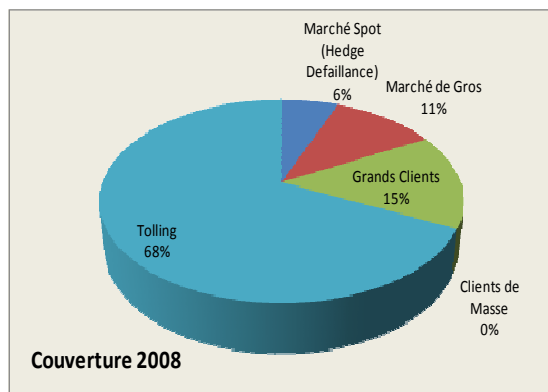
L'énergie produite est propriété du client sous contrainte d'une programmation encadrée par les limitations techniques d'utilisation imposées par le producteur.

Ce marché est également un marché historique de La SNET. C'est une couverture économique des investissements qui peut s'inscrire sur le long terme. En revanche il est très peu liquide, seuls les distributeurs, RTE, les autres fournisseurs ou producteurs d'électricité, voir les traders sont les clients potentiels de ce marché.

La construction d'une stratégie commerciale s'appuie sur ces définitions et sur leurs propriétés respectives :

Segment de marché	Positif	Négatif	Présence E.F.
Spot (Hedge défaillance)	Couvre les indisponibilités fortuites indépendamment des prix de marché Plus économique en moyenne que les contrats de back-up. Au plus 5% de la puissance consolidée du parc	Exposition nécessaire sauf à disposer d'un back-up par un autre producteur. Manque à gagner potentiel Pas de possibilité d'arbitrage	oui
Marché de gros (négoce)	Meilleure couverture de court terme. Moindre complexité : Produits standards Décision du moment de vente par le producteur (fixe le prix)	Horizon maxi des engagements assez court 3 ans Peu de liquidité du marché donc faible volume en jeu Outils d'E.F. mal adaptés aux produits standards « base et pics)	oui
Gros consommateur s industriels	Marché de référence d'E.F. Présence reconnue depuis l'ouverture Meilleure optionalité de vente pour un producteur : arbitrage Faible concurrence entre producteurs produit de couverture de court à moyen terme. Parfait pour la durée des contrats Fourniture difficile par des produits standards Termes des contrats de plus en plus longs	Décision du moment de vente par le client (fixe le prix) Profil des clients industriels en base et mix d'E.F. semi-base Coût de commercialisation Prix de marché au dessus des tarifs régulés Faible taux de fidélité des clients Gisement commercial faible Qualité des clients (risque solvabilité)	oui
Clients de Masse	Horizon de très long terme du fait : - Bon taux de fidélité des clients - Forte densité de clients Marges importantes Volume stable et gisement important	Coût de commercialisation très élevé Perte de contrôle si passage par un instrument externe de commercialisation Persistance du tarif réglementé en deçà du prix de marché Concurrence des opérateurs historiques EDF et GDF Masse critique 5 Million de clients	non
Tolling	Couverture parfaite pour le long terme Transferts des risques Prix et Volumes (yc achat du combustible selon le cas) Garantie du retour sur investissement	Produits complexes Faible marge Perte de la valeur d'optionalité	oui

11.3 Situation actuelle des ventes



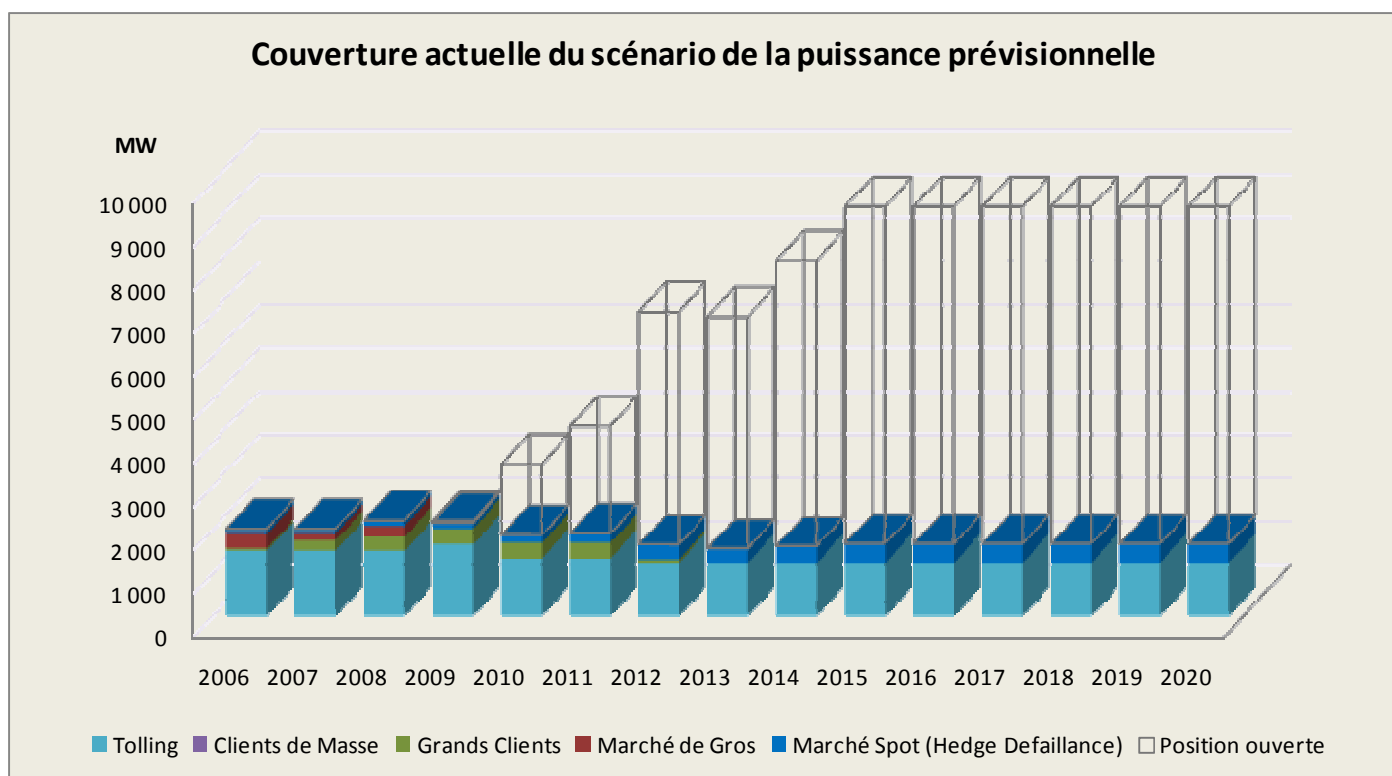
En 2007 La SNET livrait aux consommateurs finals 16,5 TWh dont 45% était produit par ses unités (7,5 TWh) et 55% était acheté pour revente (9 TWh).

La répartition de la couverture des 2019 MW de puissance nette engagée est dominée par le Tolling. Un héritage du contrat avec EDF pourrait être corrigé dès 2010 avec l'entre en service des 2 premiers CCG.

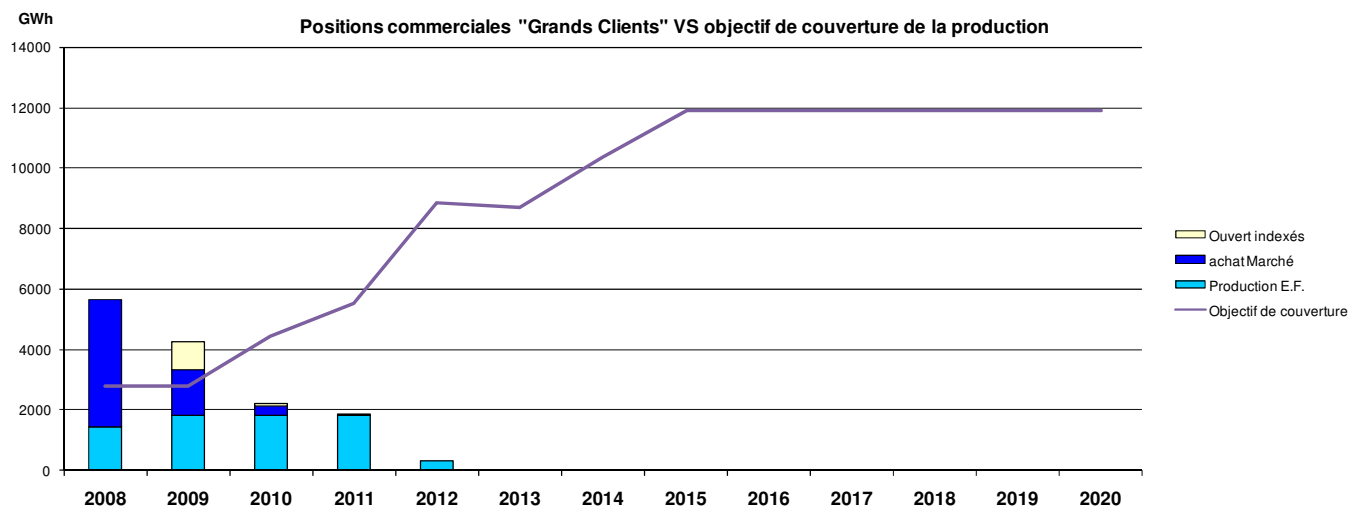
Des contrats avec des Grands Clients ont été signés jusqu'en 2012 et le taux de couverture de la production par le marché Moyen Terme tend vers sa valeur optimale.

11.4 Encours de la couverture du parc de production prévisionnelle

La couverture est très complète jusqu'en 2009. A partir de 2010, les capacités de production devraient augmenter et la couverture devient imparfaite. En revanche les contrats de tolling signés (1200 MW)) couvrent déjà la puissance de production future à près de 30% en 2010, taux de couverture souhaité pour ce marché.



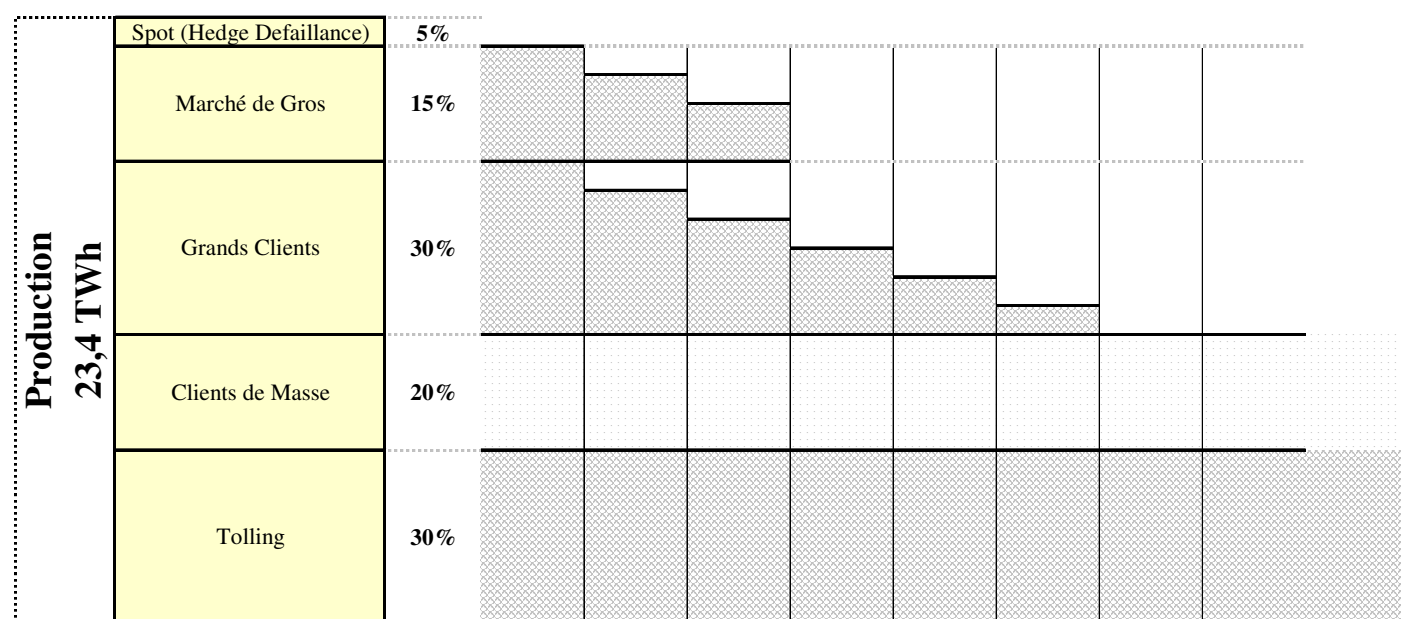
Réciproquement, les ventes d'énergie à terme signées sur le marché des Grands Clients sont, pour 2009, encore couvertes par des achats sur les marchés de gros. Cependant on observe une tendance à la couverture massive de la production sur les termes suivants qui confirme le rôle joué par l'activité commerciale.



Ces positions prises à moyen terme ne sont pas définitives puisque le marché court viendra se superposer pour améliorer le niveau de couverture sans dégrader les marges.

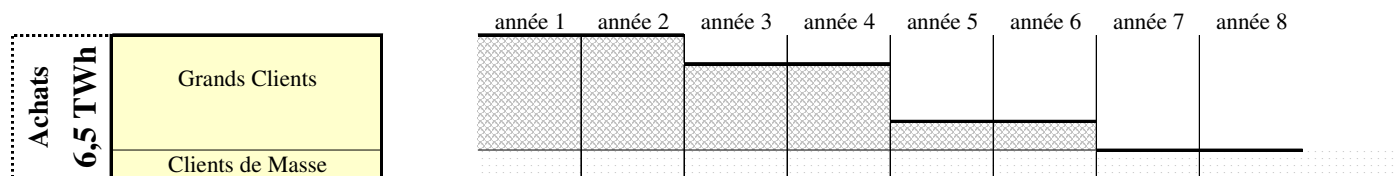
11.5 Stratégie de diversification

Les objectifs stratégiques de diversification de La SNET afin d'optimiser la couverture de l'ensemble de ses outils de production sont résumés dans la figure suivante :



En 2020 le déploiement commercial aura la responsabilité de la vente de 23,4 TWh. Selon cette stratégie l'effort d'atteinte des objectifs le plus important par rapport à la situation actuelle se situerait sur le marché des Clients de Masse avec 4,7 TWh d'objectif soit un portefeuille de 500 000 à 600 000 clients.

Les outils de productions de La SNET sont orientés vers la « semi-base » alors que les Grands Clients et le marché de masse ont besoin de couvrir leur « off-Peak ». Le complément, 6,5 TWh sera acheté sur les marchés pour équilibrer la courbe de charge.



12 Approvisionnement en combustibles

12.1 Le charbon

Dans le contexte actuel de la fourniture massive de la puissance installée via un contrat de tolling avec EDF, l'approvisionnement en charbon est couvert par un contrat avec EDF Trading. Le spread électricité%charbon est favorable comparé à un approvisionnement sur les marchés même avec des coûts logistiques plus chers.

En parallèle et dans la tolérance du contrat de tolling, La SNET poursuit une politique d'achat de combustible à des fournisseurs alternatifs.

Le contrat avec EDF Trading se termine fin 2009. La stratégie au delà de 2009 est en cours de réflexion. Elle s'appuiera sur une stratégie en volume de type :

- 20 % de court terme : marchés « spot » dont les produits cendreux
- 40% de moyen terme à échéance de livraison de 3-6 mois
- 40% de long terme à échéance de livraison de 6 mois-2 ans

Stratégie en volume

La stratégie d'approvisionnement en charbon est formulée pour « acheter du charbon pour produire ». Les volumes complémentaires devront être achetés sur les marchés.

Cette stratégie doit se poursuivre en respectant les règles suivantes :

- Achat sur la base des prévisions de volumes à 4 ans
- Contractualisation de long terme à hauteur de 40% des volumes estimés avec clauses de flexibilité à la fois sur les volumes et les échéances (différences fondamentales par rapport aux « Take or Pay »)

Contractualisation de moyen terme pour le reste avec le mieux disant et sur la base des mêmes exigences de flexibilité et de qualité des produits.

12.2 Le gaz

Les besoins en gaz

Une étude prévisionnelle du fonctionnement d'une tranche CCCT a été réalisée. Les résultats donnent une production annuelle d'électricité par tranche de 1500 Gwh.

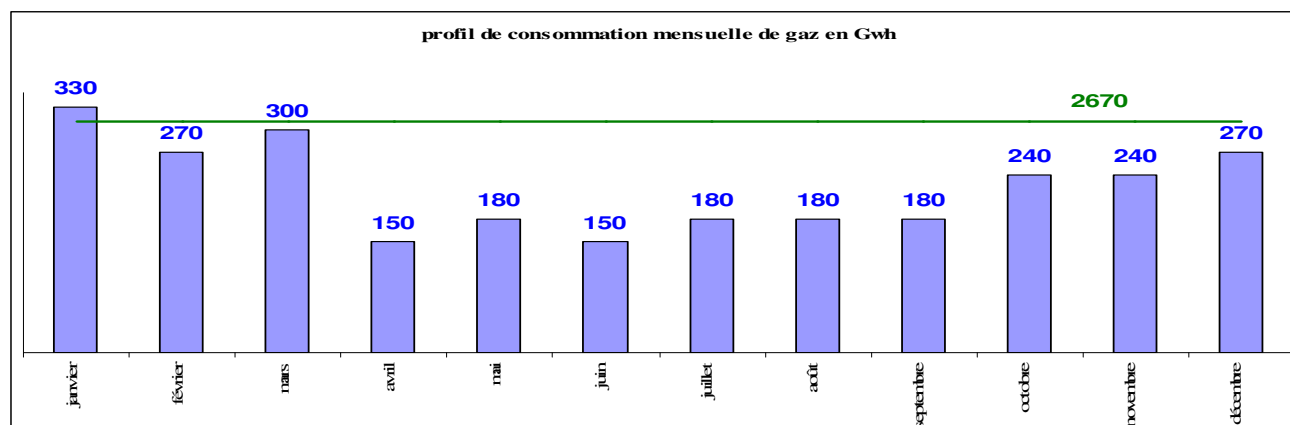
Ces données concernent les tranches en « marche commerciale », et supposent que les coûts d'approvisionnement en gaz sont identiques pour toutes les unités.

Les hypothèses techniques retenues sont une puissance électrique de 400 MWe et un rendement de 0,57. Cela donne un besoin horaire en gaz de 700 Mwh, et un besoin maximal journalier de 17 Gwh.

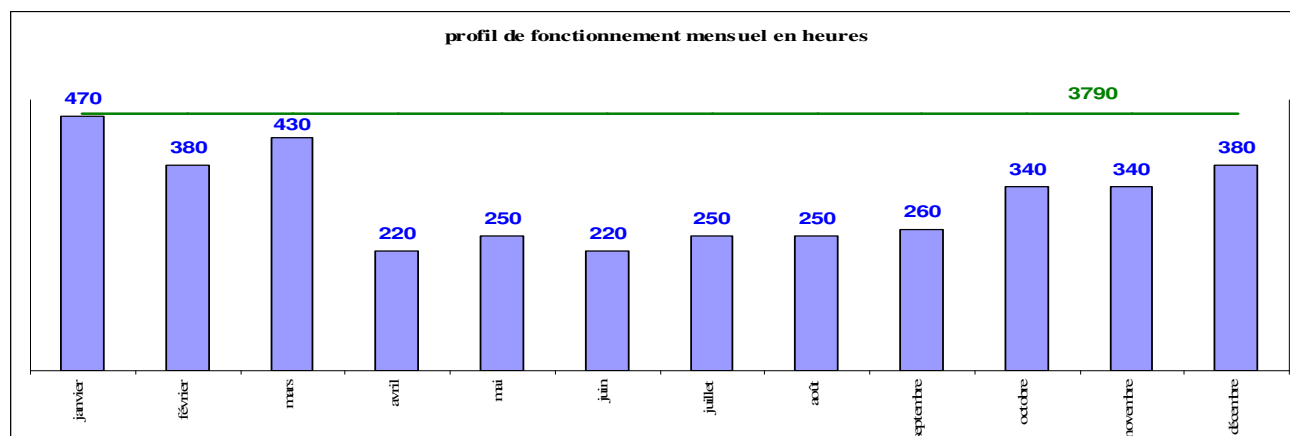
Le profil annuel de fonctionnement correspond à 2 670 Gwh de gaz et 3 790 heures.

Le profil saisonnier n'est pas très marqué : avril à octobre 47 % ; novembre à mars 53 %.

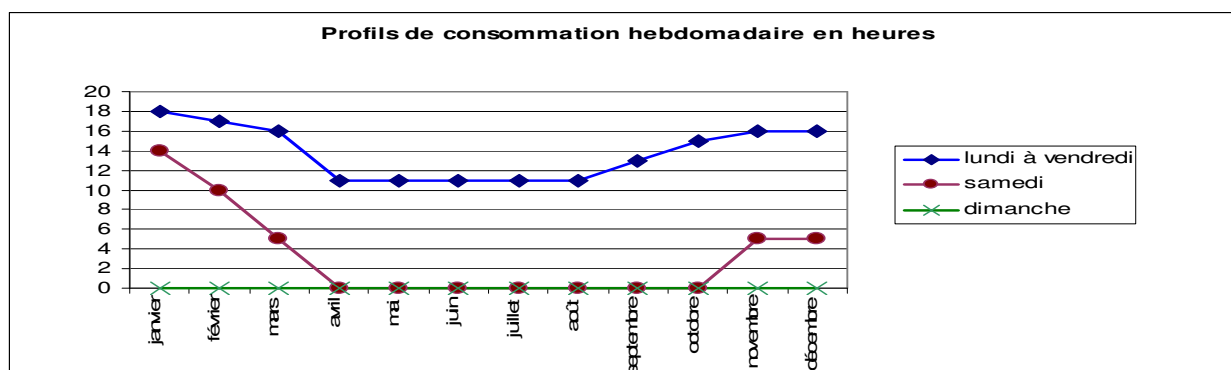
Les consommations mensuelles varient de 150 à 330 Mwh.



Le nombre d'heures mensuel de fonctionnement varie de 220 à 470 heures.



Le profil hebdomadaire correspond à un fonctionnement essentiellement en heures de pointe : lundi au vendredi (samedi en hiver) ; 17 heures par jour en hiver ; 12 heures par jour en été.



Les consommations journalières sont données dans le tableau ci-dessous :

Fonctionnement journalier			
Jours de la semaine	Lundi à dimanche	Lundi à Samedi	Lundi à Vendredi
Gwh	7	9	10
heures	10	13	14

Les sources de flexibilité

La volatilité de l'écart entre le prix de l'électricité « CCGT » et le prix de vente de l'électricité (spark spread) entraîne un besoin de flexibilité important pour optimiser les marges.

Cette flexibilité est limitée par le nombre de démarrages admissibles par l'installation. Ce plafond entraîne une perte de marge.

Au contraire, le gaz est vendu avec des clauses contractuelles de Take or Pay, avec une souplesse limitée.

Il est donc primordial de trouver des sources de flexibilité pour rendre compatible ces clauses avec l'optimisation économique du fonctionnement.

Les sources de flexibilité doivent permettre de gérer les quantités de gaz en écart journalier avec les quantités prévues dans le contrat de fourniture.

Le besoin de flexibilité peut atteindre la consommation journalière moyenne (10 Gwh pour 14 heures).

Les sources de flexibilité sont :

- le contrat de fourniture (les autres contrats de fourniture si le foisonnement entre plusieurs tranches est prévu)
- les stockages
- le Marché d'échange de gaz aux points virtuels (PEG)
- les ressources GNL.

	contrat	stockages
Points positifs	Prix pré négociés S'insère dans la relation Client/Fournisseur	Droits de stockage fonction du profil de consommation (env. 4 Gwh/j soit 5 heures de marche) Droits possibles sur le Marché secondaire
Points négatifs	Take or Pay journalier ou mensuel ou annuel	Droits limités si le profil n'est pas fortement marqué « hiver » Droits possibles en open season à prix élevés Droits attribués au fournisseur si achat DDP

	PEG	GNL
Points positifs	Droits de stockage gérés par La SNET pour toutes les tranches Destination du gaz au choix Marché potentiel (ex : NBP 500 Twh/mois ; TTF 80 Twh/mois) Optionalité Equilibrage sur le portefeuille de E.F.	Source alternative au gaz « continental » Intéressant pour le Sud où le gaz est moins disponible Projets de nouveaux terminaux Capacités en open season Achat/vente de capacités sur le Marché secondaire

Points négatifs	Marché peu développé (10 Twh/mois au PEGs) Trouver une contrepartie en relation bipartite Souscription des capacités de transport et de stockage en direct	Sourcing du GNL Emission en 30 j (1 navire de 150 000 m3 GNL = 1 Twh = consommation de Janvier à Mars pour 1 tranche)

Les déséquilibres entre contrats et besoins entraînent des surcoûts.

Coût de molécule	Take or Pay (report possible sur année suivante) Revente du gaz avec un discount (-50 % sur Zeebrugge chez GRT gaz ou GDF-GI) Achat du gaz sur le Marché avec un premium (+150 % sur Zeebrugge)
Coût de transport	Si toute la capacité n'est pas réservée, risque de dépassement horaire (majoration jusqu'à x 90) Si déséquilibre entrée/sortie, achat/vente du gaz par le transporteur (discount 50%/ premium 150%)
Coût de stockage	Si non respect des limites de capacité, achat/vente du gaz par le stockeur (- 50%/ + 150%) Si dépassement des débits de soutirage/injection majoration de 20 % Perte de marge due au débit de soutirage limité (le « tunnel » et la capacité de stockage n'influencent pas la marge d'après les simulations)

Les modes d'approvisionnement

L'organisation de l'approvisionnement du gaz est basée sur la distribution des rôles entre les différents acteurs, qui conduit à plusieurs contrats bipartites.

Les acteurs	remarques
Vendeur	autorisation de vente au consommateur final ou au PEG données par le Ministère cas des contrats de fourniture régulés (tarif STS) : GDF-Négoce
Expéditeur	avoir une autorisation de vente au consommateur final, ou être consommateur le vendeur est l'expéditeur en cas de vente en Centrale cas des contrats de fourniture régulés (tarif STS) : GDF-Négoce
Exploitant du réseau de transport	GRT gaz et TIGF Les tarifs sont réglementés par la CRE
Exploitant des stockages	GDF Grandes Infrastructures Les tarifs sont négociés
Exploitant de terminal GNL	GDF Grandes Infrastructures Les tarifs sont réglementés par la CRE
Consommateur	Peut être expéditeur et vendeur (PEG ou consommateur final) avec une autorisation du Ministère

Deux modes d'approvisionnement sont possibles : Achat à un Point d'Echange de Gaz (PEG) ; Achat en Centrale au prix libéralisé ou tarif régulé (STS).

	Achat au PEG	Achat en Centrale
Points positifs	Plusieurs contreparties Bénéficiaire de l'optionnalité Présence dans le « cœur de métier » de l'achat du gaz	Les outils de flexibilité sont gérés par le vendeur Structure plus réduite Risques réduits de surcoûts liés aux déséquilibres

	Stockages foisonnés	STS risque de déséquilibre faible tarif augmente moins vite sur le court terme
Points négatifs	Liquidités faibles aujourd'hui Gestion en direct des contrats de transport et de stockage Gestion en direct de l'équilibre journalier et des nominations Risques de surcoûts liés aux déséquilibres Mise en place d'une structure	Droits de stockage attribués au vendeur 1 seule contrepartie pour gérer les déséquilibres perte d'optimisation de la Marge STS Seulement pour les sites raccordés au STS avant le 01/07/07 Pas de confirmation <u>écrite</u> que le STS s'applique aux CCCT Avenir du tarif régulé incertain Nous ne pouvons pas bénéficier d'une baisse du Marché

Le Sourcing du gaz

Le gaz arrive en Europe par 2 types de voie : les gazoducs pour le gaz naturel , les navires via les terminaux de gazéification pour le GNL.

	gazoduc	GNL
Points positifs	Sourcing non nécessaire en dehors de la France Fourniture continue	Concurrence avec le gazoduc Voie d'entrée intéressante pour la France qui est en bout de réseau Les capacités de réception sont en forte augmentation dans le Monde Vente de capacités au Marché secondaire Croissance du Marché court

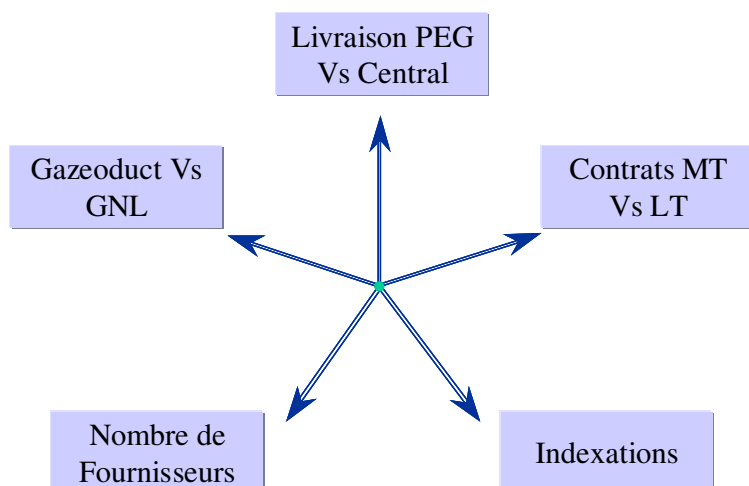
La

		terme
Points négatifs	Suit le prix des produits pétroliers sur le moyen terme et le long terme Forte volatilité sur le court terme liée aux informations du Marché et à la saisonnalité hiver/été	Suit le prix des produits pétroliers sur le moyen terme et le long terme Prix plancher influencé par les arbitrages entre les Marchés USA/Asie/Europe Les capacités de liquéfaction sont très coûteuses Coût de passage au terminal (environ 1 €/Mwh) Sourcing chez le producteur L'essentiel du Marché est basé sur des contrats long terme (90 % en 2002) Obtenir des capacités dans les terminaux GNL

stratégie d'approvisionnement

La stratégie d'approvisionnement en gaz est une stratégie de diversification. Elle doit permettre à l'entreprise de minimiser ses risques tout en augmentant son expertise dans l'achat, le négoce et les arbitrages du gaz.

Les axes de construction de cette stratégie sont indiqués dans le schéma ci-dessous :



Où les lignes directrices sont :

Echéance : Moyen Terme ou Long Terme.

Points de livraison : en Centrale , ou au PEG (réservation des capacités de transport et de stockage).

Type de gaz : gaz naturel, GNL.

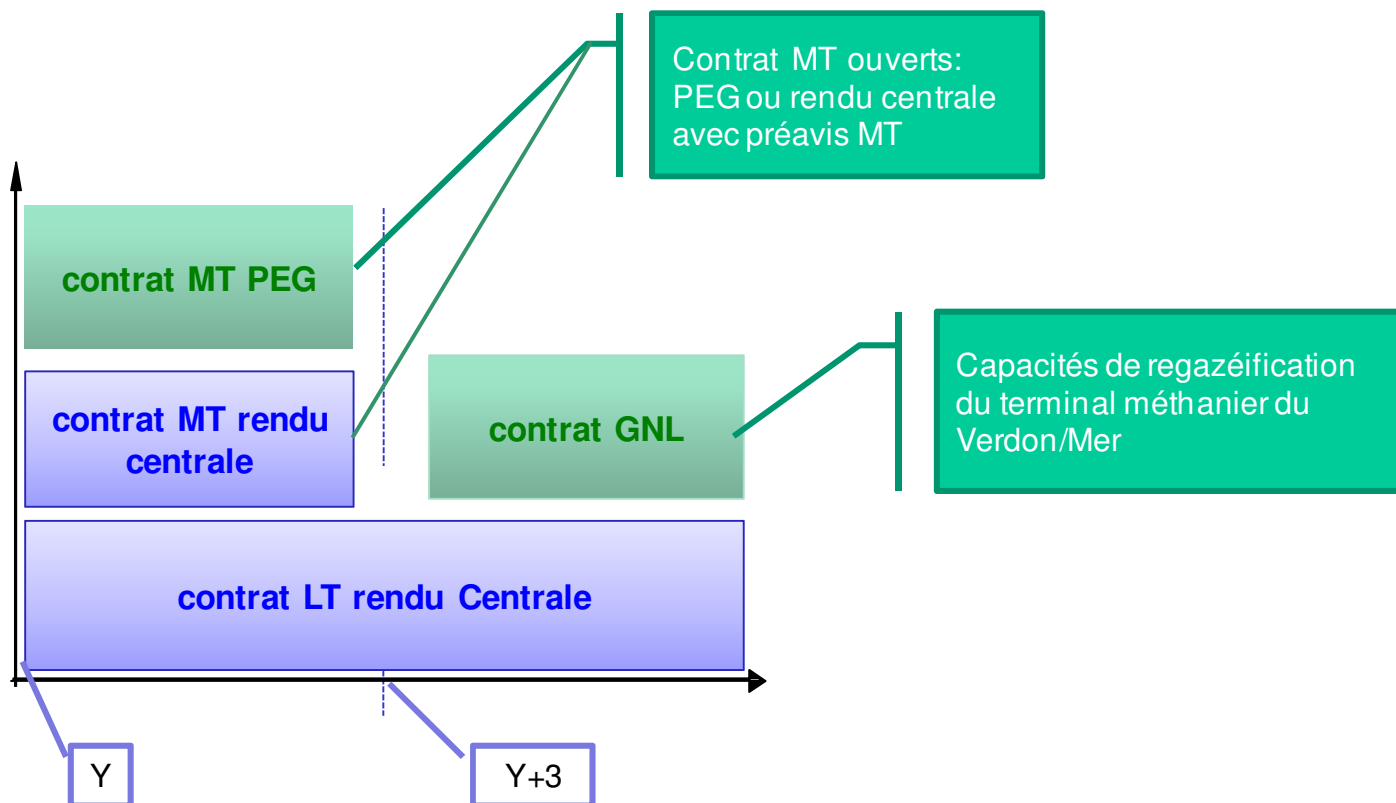
Indexation : diversification des indices.

Fournisseurs : avoir plusieurs fournisseurs

Cette stratégie doit respecter les principes suivants :

1	La SNET future importante consommatrice en France , et détentrice d'un portefeuille large d'équilibrage (15-20 Twh), doit entrer dans le business de l'acheminement/stockage
2	Optimiser la Marge issue de l'optionnalité
3	Le shipping et la gestion de la flexibilité demandent un apprentissage
4	Pour une tranche donnée, l'achat rendu Centrale est incompatible avec le shipping (exclusivité contractuelle)
5	Ne pas contractualiser l'achat de gaz avant la signature du contrat d'achat de turbine (risque de non d'investissement) ; contractualiser rapidement après l'achat des CCGT
6	Il n'est pas nécessaire d'acheter sur le long terme car d'une part le Marché du gaz est en forte évolution (acteurs, infrastructures, organisation), et d'autre part il n'y a pas de tension sur l'approvisionnement du gaz

Le scénario d'approvisionnement compatible avec cette stratégie qui entre dans le cadre des règles ci-dessus prend la forme **suivante** :



13 Impact financier

Pour visualiser l'impact financier du plan de nouvelle capacité, la méthodologie retenue est la consolidation des cash flow obtenus pour chacune des filières. Ces consolidations résultent des éléments extraits des business plans de chacun des projets évalués séparément. Une extrapolation basée sur les taux d'inflation pris en hypothèse est appliquée pour les projets non identifiés porteurs des puissances complémentaires pour atteindre l'objectif en 2020.

13.1 Hypothèses économiques

Taux d'inflation : 1,5%

Taux d'inflation du travail : 2%

Taux d'imposition sur les sociétés: 34,93%

Taux d'intérêt : 6,5%

Taux d'actualisation : 6%

13.2 Hypothèses industrielles

Pour les unités à cycles combinés au gaz :

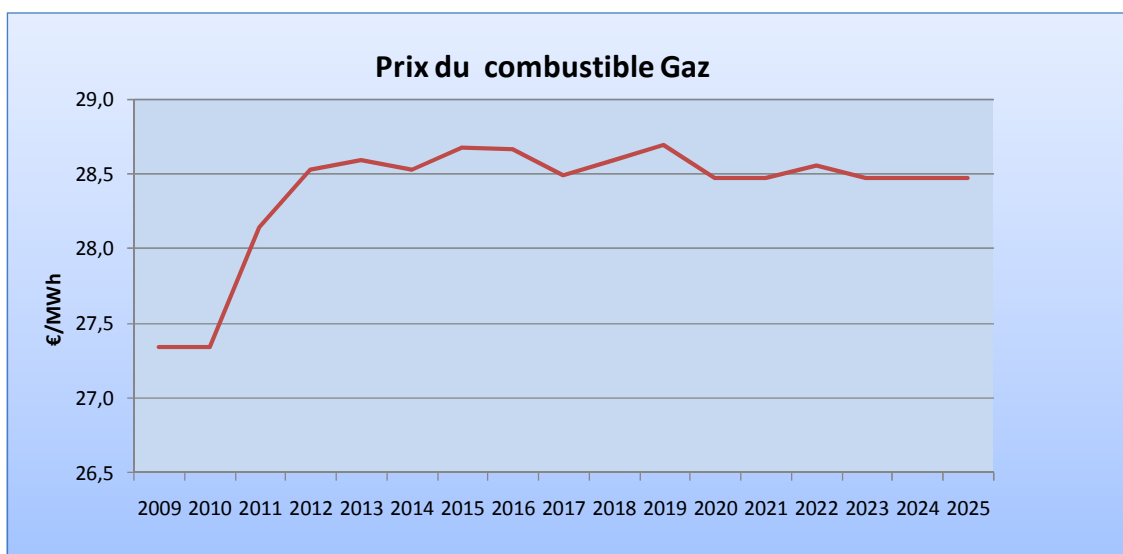
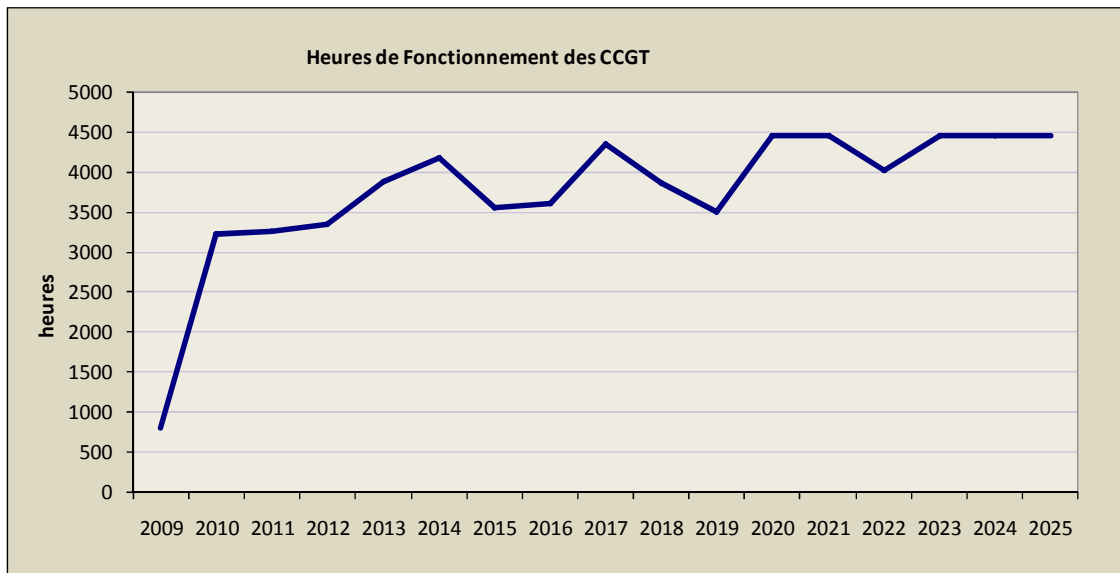
Durée de vie : 25 ans

Rendement : 57%

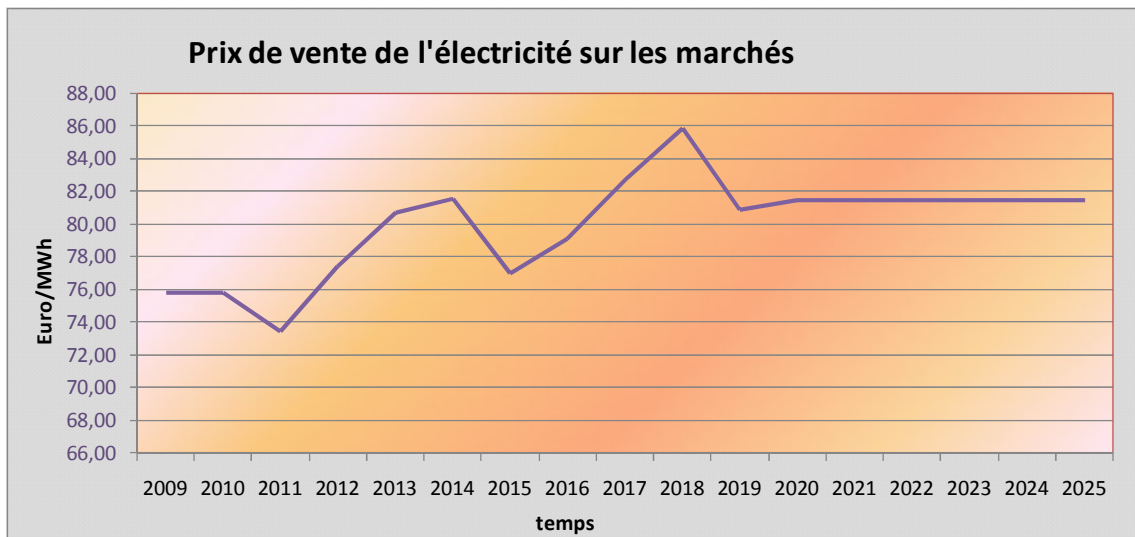
Personnel pour 1 tranche 400 MW : 25

Personnel pour 2 tranches 400 MW : 45

La courbe de charge est ramenée en heures de fonctionnement à pleine puissance par année. La production d'énergie se calcule par le produit des heures par la puissance nette maximale. Le principe d'estimation du nombre d'heures annuel de fonctionnement est confondu avec l'estimation du « spread » entre le prix du combustible et le prix de l'électricité produite.



L'électricité produite par les unités à cycles combinés au gaz est valorisée sur les marchés. Deux prix de référence, Le 'Base Load' et le 'Peak Load' sont estimés en parallèle à partir des indicateurs à court terme ou à partir d'outils de simulation spécialisés pour les termes plus lointains. Le prix et le dual du nombre d'heures de fonctionnement retenu. C'est une moyenne des prix de référence retenus uniquement sur les plages horaires où ils sont supérieurs au coût marginal de production de l'unité donc essentiellement au coût du combustible.



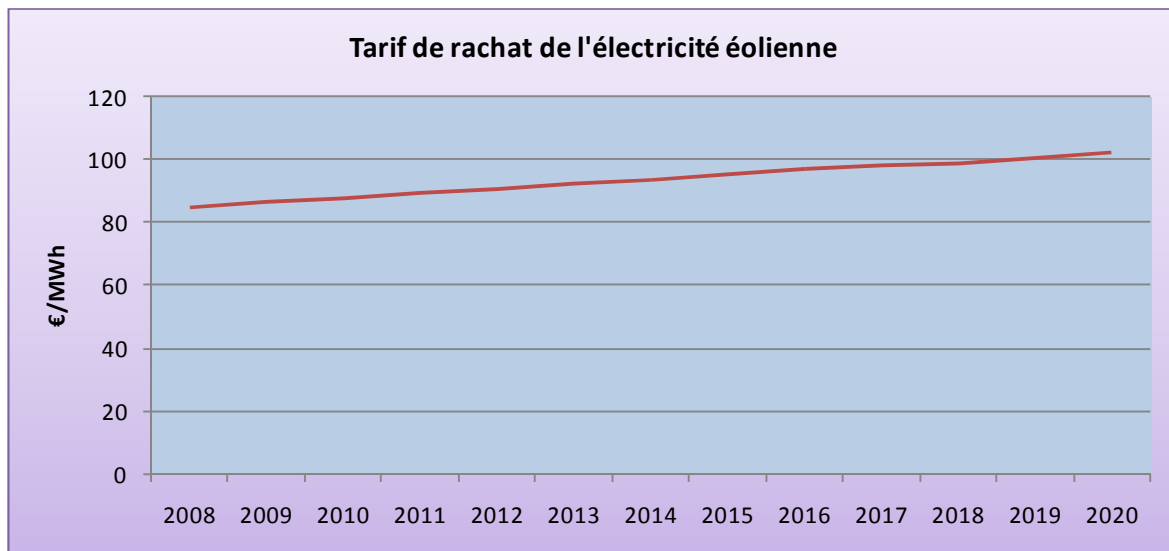
Prix moyen de CO2 sur la durée de vie : 28 €/tonne

Quota de CO2 alloué annuellement : ??

Pour les unités éoliennes :

Nombre d'heure de vent équivalente à pleine puissance : 2100 H

Tarif de rachat :



13.3 Planning d'investissement

Le tableau suivant trace le montant des investissements annualisé de chaque nouvelle capacité de production mise en service jusqu'en 2020.

	MW	Mise en service	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
			M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
EOLIEN																	
LEHAUCOURT	10,0		3,00														
MOINDREAU	10,0	01/01/2010		2,80	8,40	2,80											
AMBON	10,0	01/04/2008	8,58	4,83													
CERNON VENTS	10,0	15/06/2008	5,36	7,95													
CERNON Centrale	7,5	15/09/2008	3,74	6,41													
MUZILLAC	10,0	15/11/2008	4,55	4,41	4,82												
KERGRIST	26,0	01/06/2009	8,50	15,47	15,47												
THICOURT	8,0	01/07/2009	3,30	2,20	5,50												
MONTBRAY	22,0	01/01/2010		9,40	21,93												
WOELFLING	10,0	01/01/2010		4,17	9,72												
HERBITZHEIM	12,0	01/01/2010		5,00	11,67												
MESNIL	18,0	01/01/2011			8,07	18,82											
ST SYMPHORIEN	28,0	01/01/2011			11,67	27,22											
HOUTTEVILLE	12,0	01/01/2010		5,00	11,67												
OBJ12	60,0	01/01/2012				25,63	59,81										
OBJ13	60,0	01/01/2013					26,27	61,30									
OBJ14	60,0	01/01/2014						26,93	62,84								
OBJ15	60,0	01/01/2015							27,60	64,41							
OBJ16	60,0	01/01/2016								28,29	66,02						
OBJ17	60,0	01/01/2017									29,00	67,67					
OBJ18	60,0	01/01/2018										29,73	69,36				
OBJ19	60,0	01/01/2019											30,47	71,09			
OBJ20	27,5	01/01/2020												14,31	33,40		
total Eolien	701,0		37,03	67,63	108,91	74,48	86,08	88,23	90,44	92,70	95,02	97,39	99,83	85,41	33,40	0,00	1 056,55
Photovoltaïque			M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
le Lauzet	10,6	2010		17,42	26,13												
OBJ09	50,0	2011			82,16	123,24											
OBJ10	40,0	2012				65,73	98,59										
total Photovoltaïque	100,6		0,00	17,42	108,29	188,97	98,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	413,26
CCGT			M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
Etudes			0,70	0,20													
HUCHET 7	414,0	28/02/2010	94,12	213,69	157,29	0,00											
HUCHET 8	414,0	28/02/2010	94,12	213,69	157,29	0,00											
Hornaing 4	423,0	31/03/2010	10,82	104,00	123,57	33,85											
Lucy 4	414,0	30/06/2011	3,55	94,53	130,16	40,13											
Lacq 1	414,0	01/02/2011	0,88	161,58	217,98	65,34											
Lacq 2	414,0	01/02/2011	0,88	161,58	217,98	65,34											
Gardanne 6	414,0	01/05/2011	0,55	46,98	116,35	90,24	11,75										
Autres	827,0	2014			0,60	0,80	50,00	200,00	200,00	10,00							
total CCGT	3734,0		205,61	996,25	1 121,21	295,70	61,75	200,00	200,00	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 090,52
Grand total	4435,0		242,64	1 081,30	1 338,41	559,15	246,42	288,23	290,44	102,70	95,02	97,39	99,83	85,41	33,40	0,00	4 560,34

En colonne figurent des projets référencés et en cours de développement. Afin d'atteindre les objectifs du plan long terme, un lissage des capacités supplémentaires nécessaire est effectué. Le montant des investissements supplémentaires est calculé par application du taux d'inflation au dernier projet entré dans la filière considérée.

13.4 Chiffres clés et Business Plan 2020

La consolidation des investissements par filière est résumée dans le tableau suivant. Pour le parc d'unités au charbon existantes, figure le détail des investissements pris en compte. La dépollution des tranches 600 MW est intégralement représentée. Les dépenses engagées avant 2007 ont été reportées sur la ligne 2007. Les autres dépenses d'investissement pour le charbon classique se réfèrent à des opérations de maintenance.

Programmation des capitaux à investir								
ME	CCGT	Eolien	PhVoltaïc	Charbon Propre	Charbon Classique	Charbon Classique	Charbon Classique	TOTAL
					DESOX/DENOX	Invest. Unités existantes yc ADV	Total	
2007	219,60	37,03	-	1,26	135,61	81,20	216,81	474,70
2008	996,25	67,63	17,42	1,98	7,00	38,00	45,00	1 128,28
2009	1 121,21	108,91	108,29	322,33	-	27,00	27,00	1 687,74
2010	295,70	74,48	188,97	491,07	-	12,00	12,00	1 062,22
2011	61,75	86,08	98,59	659,11	-	18,00	18,00	923,53
2012	200,00	88,23	-	176,76	-	16,00	16,00	480,99
2013	200,00	90,44	-	-	-	4,00	4,00	294,44
2014	10,00	92,70	-	-	-	4,00	4,00	106,70
2015	-	95,02	-	-	-	10,00	10,00	105,02
2016	-	97,39	-	-	-	8,00	8,00	105,39
2017	-	99,83	-	-	-	4,00	4,00	103,83
2018	-	85,41	-	-	-	10,00	10,00	95,41
2019	-	33,40	-	-	-	4,00	4,00	37,40
2020	-	-	-	-	-	8,00	8,00	8,00

Prévision de Cash Flow bruts (EBIT)								
ME	CCGT	EOLIEN	PhVoltaïc	CHARBON Propre	Charbon Classique	EBITDA	Amortissement	EBIT
2007	-	1,47	-	-			0,43	
2008	-	4,32	-	-	181,90	186,21	81,00	105,21
2009	14,31	10,81	-	-	195,69	220,81	75,22	145,59
2010	100,60	23,26	4,19	-	107,62	235,67	131,61	104,05
2011	238,38	30,38	23,71	- 5,25	106,19	393,40	145,44	247,96
2012	227,99	39,54	39,80	100,57	94,99	502,90	152,55	350,35
2013	262,93	49,09	40,48	112,10	94,99	559,60	203,97	355,63
2014	292,66	59,40	41,18	112,11	94,99	600,34	208,18	392,17
2015	284,51	69,66	41,90	111,34	94,99	602,40	212,39	390,01
2016	207,24	80,10	42,64	110,68	94,99	535,66	216,60	319,06
2017	267,61	91,26	43,40	110,05	94,99	607,32	220,82	386,49
2018	354,97	102,68	44,18	109,42	94,99	706,25	225,05	481,21
2019	316,06	114,09	44,99	108,53	94,99	678,65	229,27	449,38
2020	271,17	120,67	45,81	108,01	94,99	640,66	231,28	409,38

Tableau suivant montre le CAPEX et la courbe d'EBIT résultante :

