

Programmation Pluriannuelle des Investissements 2005-2015

Synthèse du projet de rapport

Contexte

La loi du 10 février 2000 (art 6) prévoit que le ministre chargé de l'énergie **arrête et rend publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)**.

Dans le cadre de la politique énergétique française, la PPI fixe des objectifs de développement des moyens de production d'électricité installés en France, en termes de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire utilisée, de techniques de production mises en œuvre. Le rapport PPI se penche enfin sur la situation particulière de certaines zones géographiques.

La PPI a fait l'objet d'un premier rapport présenté par le ministre chargé de l'énergie au Parlement, le 22 janvier 2002 qui a conduit à la prise d'un arrêté ministériel pour le lancement d'appels d'offre dans le domaine des énergies renouvelables (ENR).

Le projet de rapport correspondant à l'exercice PPI 2005 sera remis au Ministre chargé de l'énergie aux alentours du 15 septembre. Le Ministre adressera par la suite son rapport au Parlement, avant la prise d'un arrêté fixant les objectifs de développement de moyens de production.

Principaux éléments du projet de rapport

1. Prévision de demande en électricité

Depuis 1970, la progression de la consommation annuelle d'électricité est de 3,8%/an. La maîtrise de la demande d'énergie (MDE) constitue un axe majeur de la loi d'orientation des énergies et le secteur électrique doit participer à ces objectifs.

La vision de la DGEMP est une croissance de la demande d'électricité **de 1,5%** par an sur la période 2000-2030.

Pour la construction de l'équilibre offre demande le rapport de la PPI se réfère aux trois scénarios de demande du bilan prévisionnel RTE sur le point d'être publié, qui prennent en compte :

- L'ensemble des mesures de MDE actuelle et futures (certificats d'économies d'énergie...)
- Le changement de technologie de l'usine Eurodif qui fait passer sa consommation annuelle d'environ 17 TWh aujourd'hui à 0,5TWh aux alentours de 2012-2013.
- Un taux de croissance du PIB fixé à 2,3%/an sur la période 2000-2030

Les scénarios de demande prévisionnelle RTE figurent dans le tableau ci-dessous ; les scénario R1 et R2 sont qualifiés d'équiprobables. Ils sont établis hors aléas climatiques.

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

➔ A titre de rappel LA SNET préconise la référence au scénario R1. C'est celui qui est pris en référence dans le bilan offre/demande.

2. Prévision de production d'électricité par filière

▪ Les Energies Renouvelables

La PPI ajuste ses scénarios de développement des ENR, l'engagement de la France à respecter l'objectif de 21% de production d'électricité à partir d'ENR à échéance de 2010 ce qui correspond à une augmentation comprise entre +39 et +51 TWh par rapport au niveau actuel. Soit une production totale comprise entre 114 à 116 TWh en 2010.

Selon la PPI, cet engagement est irréaliste → Il ne pourra être respecté qu'à partir de 2013 et il se concentrera sur le développement de l'éolien terrestre.

- **L'éolien** a selon la PPI un potentiel de développement très important : 386 MW installés à fin 2004 et 2525 MW dont le PC est en cours d'instruction. Plusieurs éléments montrent une accélération de procédures (accès aux réseaux facilité, procédure d'obtention de PC raccourcie).

Au vu de ce contexte favorable la PPI retient un objectif:

en 2010 : entre 5 et 10 GW installés (Terrestre : entre 4,5 et 9 GW ; Offshore : entre 0,5 et 1 GW)

en 2015 : de 17 GW installés (Terrestre : 13 GW ; Offshore : 4 GW)

→ Ces prévisions sont dans tous les cas très optimistes et minimisent les freins locaux et les problèmes de congestion de réseaux générés par les fluctuations locales de production.

- Selon une étude de RTE les aléas de l'éolien sont faibles compte tenu du foisonnement du parc. L'aléa lié à 10GW^{éolien} ne modifie pas fondamentalement les besoins de réserve : les réserves de sécurité requises en hiver la veille pour le lendemain augmenteraient seulement de quelques centaines de MW.

- **L'hydroélectricité** représente environ 14% de la production électrique nationale brute sur 1997-2003 soit 70 TWh.

Mais présente un faible potentiel de développement (entre 0 et + 4 TWh en 2010 et entre 0 et + 7 TWh en 2015).

Turbinage des débits réservés	Amélioration de l'existant	Projets neufs				
		20 à 50 MW	Petite hydraulique	Pico-hydraulique ⁴⁶	Ouvrages de pointe	STEP
0,4 TWh	2 TWh	1,9 TWh 475 MW	1,7 TWh 500 MW	1 TWh 600 MW	300 MW	2000 MW

Développements hydroélectriques potentiels d'ici 2015 identifiés par l'UFE

De plus le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, conduit à des limitations sur certains ouvrages existant, liée à l'augmentation du débit réservé et à la limitation des éclusées .

- **La production d'électricité à partir de biomasse** a un potentiel de développement compris entre +3 et +6TWh en 2010 (soutien par AO) et + 6 et + 11TWh supplémentaire d'ici 2015. Ce potentiel de développement suppose le maintien des systèmes de soutien apporté à ces filières (Appel d'offre

- **solaire photovoltaïque** est marginal pour la production électrique d'ici 2015

- **déchets (incinération+biogaz)** : objectif global entre 0,4 et 1,7 TWh en 2010 et 2015

- **Géothermie** :10 MW en 2010, 50 MW en 2015

Le tableau ci-dessous regroupe l'ensemble des objectifs de développement identifiés précédemment et permet d'avoir une vision globale de ces objectifs à l'horizon 2015.

Direction des Moyens
Le 8 /09/2005

FRANCE Métropole + DOM		2004 Réalisé	2010 Bas Haut		2015
Hydroélectricité (hors pompages)	Production (TWh)	66	66	70	73
Eolien terrestre	Puissance installée (GW)		4,5	9	13
	Production (TWh)	0,6	10,4	20,9	30,2
Eolien offshore	Puissance installée (GW)	-	0,5	1	4
	Production (TWh)	-	1,5	3	12
Biomasse	Production (TWh)	1,7	4	7	12
Déchets (biogaz et incinération)	Production EnR* (TWh)	2,1	2,5	4,2	4,2
Photovoltaïque	Puissance installée (GW)	0,01	0,02	0,12	0,49
	Production (TWh)	0,01	0,02	0,15	0,65
Production EnR		70,4	84,8	105,5	132,3

Objectifs de production électrique d'origine renouvelable de la PPI

(Seuls 50% de la production par incinération figurent dans le tableau, soit la partie renouvelable)*

▪ Le nucléaire

Il n'y aura pas de déclassement d'ici 2015 (sauf Phénix en 2008), les premier déclassement auront lieu à partir de 2017. La PPI retient une hypothèse de production nucléaire moyenne d'environ 431 TWh en 2015 (hors EPR).

L'EPR de Flamanville 3 sera mise en service en 2012 et fonctionnera environ 7000 heures selon un scénario ENR médian .

Hormis l'EPR, la PPI n'identifie pas de nouvel investissement nucléaire pour une mise en service avant 2015.

▪ Les filières thermiques

Le parc thermique classique centralisé se compose d'installations fonctionnant au charbon, au fioul. Il comporte également deux sites exploitant des gaz de hauts fourneaux, les sites de Richemont et de Dunkerque. L'exploitation des gaz de hauts fourneaux de Dunkerque était auparavant réalisée par EDF, elle est désormais réalisée par Gaz de France suite à la mise en service de DK6.

La puissance de ce parc est environ de 11,5 GW à fin 2004. Il représente environ 10% de la puissance du parc de production national, il apporte environ 6% de la production nationale.

L'évolution du parc thermique est soumis à un cadre réglementaire en très forte évolution d'ici 2015 : Directives Grandes Installations de Combustion(GIC), Directives Plafonds nationaux d'émission, Directive Quotas.

➔ **Evolutions du parc à charbon**

La directive GIC offre 3 possibilités au parc charbon :

- le fonctionnement au-delà de 2015 dans le cas du respect de valeurs limites d'émission à partir de 2008 : cette option a été choisie pour les 2 tranches LFC de LA SNET et les tranches charbon 600MW les plus récentes ou celles ayant fait l'objet d'une dépollution (3 EDF, 2 SNET) soit en tout **3,4GW**.
- le fonctionnement en dérogation « 2008 + 20 000 heures » jusqu'à fin 2015

Direction des Moyens

Le 8 /09/2005

Cette mise en dérogation a été choisie pour unités de 250 MW trop anciennes pour être dépolluées. Au total, elles représentent **3,8 GW**.

Elles fonctionneront en dérogation à partir de 2008 et seront limitées à 20 000 heures d'ici la fin 2015, ce qui correspond à un fonctionnement de 2500 heures sur 8 ans. Si certaines installations sont, par exemple, amenées à fonctionner 4000 heures par an, leur fermeture interviendra à fin 2012.

Cette durée de fonctionnement dépendra notamment de la rigueur des températures en hiver, ce qui fait **peser une incertitude sur le calendrier exact des déclassements des centrales en dérogation**.

- la fermeture avant 2008 qui a été réalisée sur 4 sites (Champagne, Montereau, Loire, Vaires)

→ Evolutions du parc fioul

- Directives « GIC » et « Plafonds » pose une limitation du fonctionnement des tranches fioul à moins de 500 heures annuelles en équivalent puissance nominale et en moyenne lissée multiannuelle
- 3290 MW en service en 2005
- la sortie de cocon des 4 groupes en réserve été décidée en 2005 par EDF (2600 MW au total) elles sont donc prises en compte dans l'étude de l'équilibre offre-demande.
- la construction de 500 MW de TAC a été décidée par EDF en 2005

→ Evolutions de la cogénération

- puissance installée du parc actuel de 4,7 GW. Au total, la cogénération représente environ 24 TWh en 2004, soit environ 4% de la production nationale, et entre 30 et 40 % de la production d'électricité d'origine thermique classique.
- développement principalement entre 1996 et 2000 et un fort ralentissement depuis
- Gisement électrique estimé à 2,5 GW

La PPI retient l'hypothèse que la puissance installée est constante sur la période 2005-2015

→ Production électrique à partir du gaz (hors cogénération)

Stockages

- développement d'importantes capacités de stockage en France (potentiel de développement du même ordre que les capacités actuelles)
- La flexibilité offerte par les stockages existants permet d'envisager la mise en service de plusieurs CCG d'ici 2015

Acheminement

- Les développements du réseau gazier nécessaires à l'implantation d'un CCG ne sont pas un facteur limitant
- Travaux à réaliser uniquement sur le réseau gazier régional dans la majorité des cas. La durée des travaux de 3 à 4 ans est compatible avec la durée de construction d'un CCG (5 ans)
- Les contraintes générales du réseau gazier ne limitent pas la localisation de CCG à certaines régions

L'emplacement idéal pour un CCG ou une TAC au gaz

- proximité d'un point d'entrée de gaz

Les points d'entrée ne sont pas saturés à l'exception de Dunkerque, et le terminal de Montoir ne sera pas saturé en 2009. Le terminal de Fos ne devrait pas non plus être saturé à cette date.

- à proximité d'une ligne THT

la contrainte du réseau électrique est plus forte que la contrainte du réseau gazier (en théorie, un CCG > 250 MW doit être raccordé à du 400 kV)

- à proximité d'un stockage

Direction des Moyens
Le 8 /09/2005

3. Equilibre offre-demande

La PPI 2005 retient, parmi les scénarios du bilan prévisionnel de RTE, comme scénario central : le scénario R1 de « demande forte » croisé avec le scénario médian de développement des énergies renouvelables.

Ce scénario se fonde sur les hypothèses suivantes

- le développement des différentes filières de production décrites auparavant
- la possibilité d'annulation ponctuelle du solde exportateur à la pointe
- La réduction des pointes de consommation nationales par une puissance d'effacements de 3 GW grâce aux contrats EJP 2005.

Le tableau ci-dessous présente **les besoins supplémentaires par rapport à l'état actuel du parc identifiés** dans le scénario central de la PPI et dans les scénarios extrêmes.

Besoins supplémentaires en MW		2010	2013	2016
R1 – EnR médian Scénario central PPI	Semi-base	800	800	2600
	Pointe	-	700	2600
	Total	800	1500	5200
Scénario minimum des besoins	Semi-base	-	-	-
	Pointe	-	-	700
	Total	-	-	700
R2 – EnR haut				
Scénario maximum des besoins	Semi-base	1500	3000	6200
	Pointe	200	1300	2900
	Total	1700	4300	9100

Dans le scénario de référence le rapport PPI préconise un recours aux CCG (moins polluant que les centrales charbon) pour répondre aux besoins de semi-base 800MW en 2010 et considère que « les projets exposés par les différents opérateurs (SNET, EDF, Electrabel) permettront de répondre à ces besoins ».

Le rapport PPI précise que **les besoins qu'il indique ne constituent pas un plafond** faisant obstacle à des investissements supplémentaires et juge d'ailleurs positivement **l'éventuelle surcapacité** de centrales de production d'électricité qui contribueraient à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement.

Il laisse les opérateurs libres de l'opportunité de ces investissements.

Cependant de nombreuses incertitudes demeurent **et permettent de relativiser fortement le** scénario de référence :

- effets de la directive GIC, calendrier des déclassements n'est pas connu dépend de la sollicitation des centrales en dérogation
- date de mise en service de l'EPR en cas de retard du projet,
- avenir de la cogénération peu assuré si maintien du prix du gaz au niveau actuel
- le développement des énergies renouvelables est très optimiste
- l'hypothèse d'annulation à la pointe du solde exportateur est peu crédible
- le potentiel d'effacements n'est pas connu de façon précise.

Direction des Moyens
Le 8 /09/2005

3. Les zones de tension non-insulaires

Ile de France

pas de besoin d'ici 2015

PACA

- urgence du projet Le projet de ligne à 400 kV Boute - Broc et accompagné d'actions volontaristes de MDE
- besoin de production à Fos en 2010 (400 MW)

Ouest

Bretagne Sud

- urgence de l'injection du 400 kV
- pas d'urgence pour localiser un CCG à Lorient (au plus tôt en 2013)

Bretagne Nord

- besoin de développement de production ou de réseau
- 600 MW acceptables par le réseau → pas de besoin avant 2020
- 150 MW de TAC repoussent les besoins réseau de 7 à 10 ans

Production à Montoir : inutile pour la Bretagne

4. Zones de tensions insulaires

Corse

Besoins en MW	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Base				130		70			
Pointe	40					40		40	

DOM-TOM

Besoins en MW		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
La Réunion	Base			40	80	40		40		
	Pointe		40		40					
Guadeloupe	Base			40	150				40	
	Pointe									
Martinique	Base				110	40				
	Pointe									
Guyane	Base				70	20				
	Pointe									
Mayotte	Base			10				10		
	Pointe	5	5		5		5		5	