

Evolution du mix électrique en France - Qui paiera ?

Par

Julien Deleuze

Senior Manager, Estin & Co

Des options environnementales, énergétiques, économiques majeures

La France fait face à cinq options environnementales, énergétiques et économiques majeures pour le choix et le dimensionnement de ses moyens de production d'électricité.

Ces options concernent le niveau d'émission de CO₂, le développement des énergies nouvelles renouvelables (principalement éolien terrestre, éolien offshore, photovoltaïque), les économies d'énergies, la production électrique d'origine nucléaire, le coût pour la collectivité.

Environnement et émissions de CO₂

Compte tenu des moyens de production électriques actuels, principalement nucléaire (~76% de la production électrique totale) et hydraulique (~12%), le bilan CO₂ du parc de production électrique Français est parmi les plus bas d'Europe (70-80g de CO₂ par kWh contre 350g par kWh en moyenne en Europe).

Souhaite-t-on ou non maintenir un tel profil quasiment « Carbon free » pour le parc de production électrique français ?

Energies nouvelles renouvelables (EnR)

Les énergies nouvelles renouvelables (éolien terrestre, éolien offshore, photovoltaïque,...), si elles se substituent à des moyens de production émetteurs de CO₂ (charbon, gaz, fuel), peuvent contribuer à la réduction des émissions de CO₂.

Avec quelle ampleur et selon quelle logique souhaite-t-on développer les EnR ? Souhaite-t-on un développement des EnR dans les limites de compétitivité économique par rapport aux autres moyens de production ? Ou un développement maximal des EnR compte tenu des contraintes physiques liées par exemple à l'espace disponible ?

Economies d'énergies

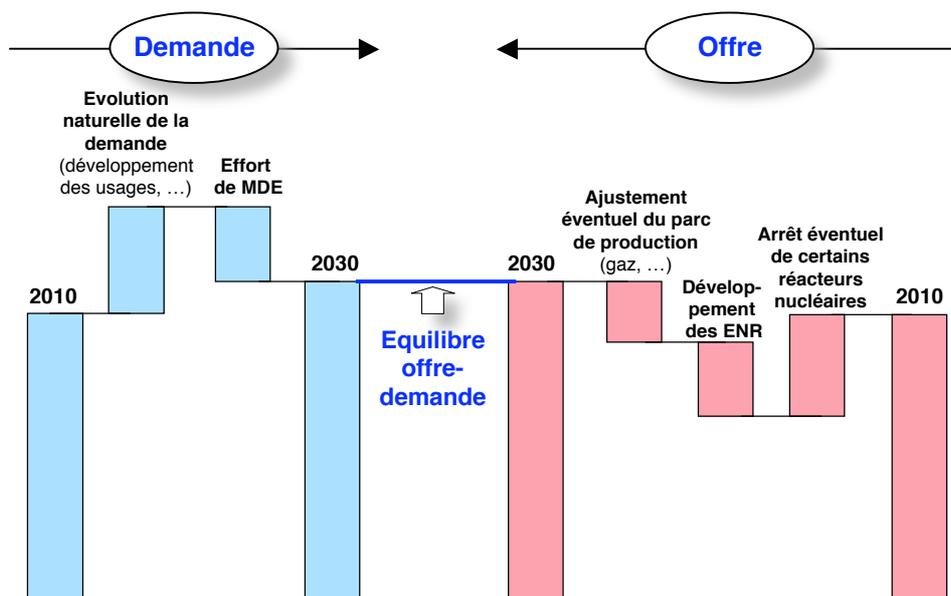
Les mesures de maîtrise de la demande électrique (MDE), si elles permettent d'éviter le recours à des moyens de production électrique émetteurs de CO₂, peuvent également permettre de réduire les émissions de CO₂. C'est le cas par exemple pour la substitution des ampoules classiques à incandescence par des ampoules à basse consommation¹.

Avec quelle ampleur et selon quelle logique souhaite-t-on développer les mesures de maîtrise de la demande électrique (MDE) : isolation thermique des bâtiments, substitution d'équipements électriques classiques par des équipements plus économes... ? Souhaite-t-on encourager uniquement les mesures économiquement compétitives, c'est-à-dire celles dont le coût de mise en œuvre est inférieur au coût de production de l'électricité économisée ? Ou, de façon volontariste, toutes les mesures de MDE, quel qu'en soit le prix ?

¹ Ampoules à basse consommation (ou plus justement à basse puissance) ayant par exemple une puissance de 11 Watts et remplaçant les ampoules à incandescence ayant une puissance de 60 Watts (pour la même intensité lumineuse)

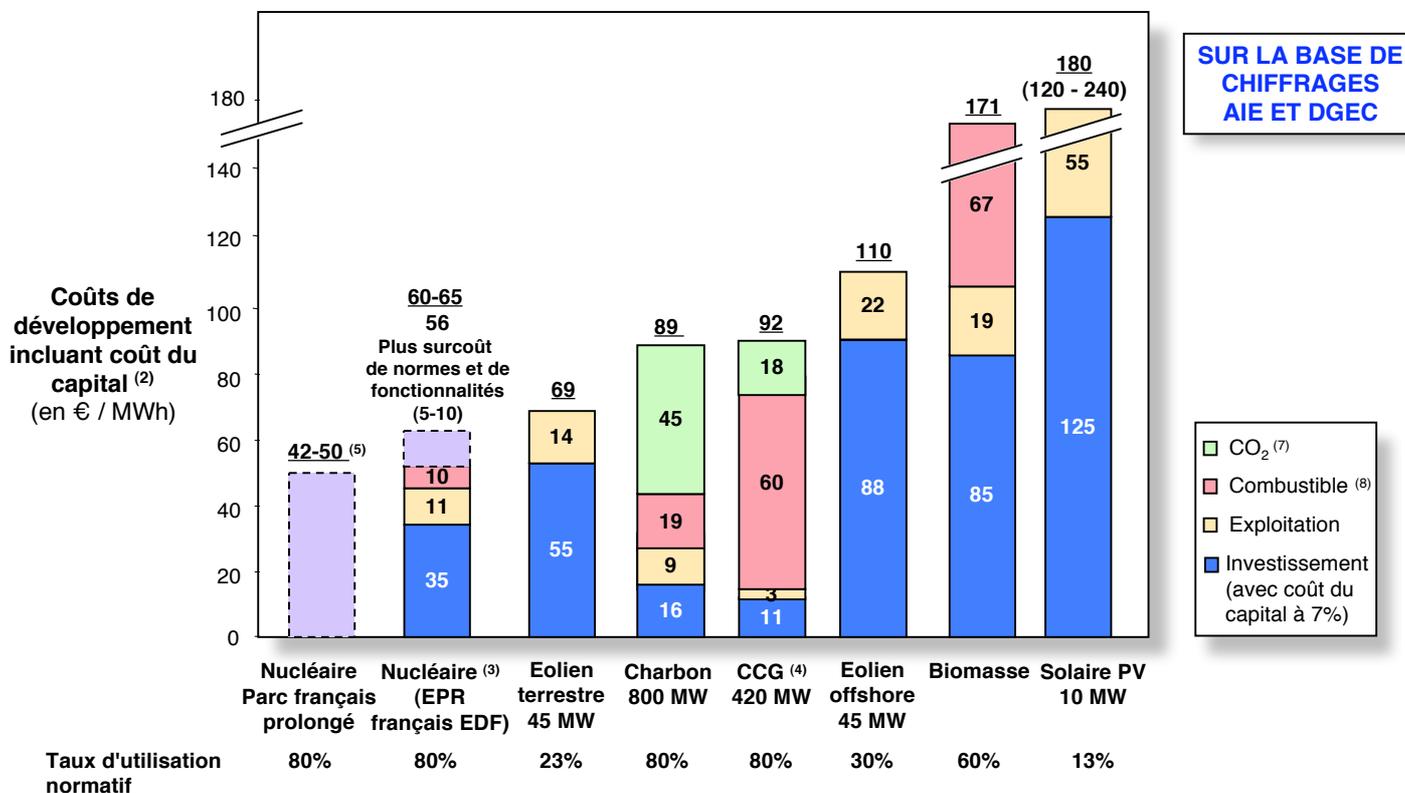
**- Tableau 1 -
Equilibre offre-demande**

ILLUSTRATIF



- Tableau 2 -

**Compétitivité des filières de production électrique-
2030 - Chiffres en euros constants 2010**



(1) Intégrant les durées de constructions (non productives) ; (2) WACC nominal après impôts ; (3) Hors coût de démantèlement et coût de traitement des déchets ; Hors effet de « tête de série » ; (4) Avec un rendement de 57%, hors coût de développement des réseaux de gaz ; (5) 42 €/MWh à 2012 avec augmentation potentielle à 50 €/MWh à 2030 ; (6) Uranium à 70 \$ / livre, gaz à 14 \$ / Mbtu (34 € / MWh), pétrole à 150 \$ / baril, charbon à 100 \$ / t ; (7) CO₂ à 50 € / t ; Note : Hypothèses de croissance mondiale à 5,0% p.a. et de croissance française à 1,5% p.a. en monnaie courante
 Source: AIE, DGEC, UFE, analyses et estimations Estin & Co

Nucléaire

Le parc de production nucléaire français est constitué de 58 réacteurs nucléaires, essentiellement construits dans les années 1980. A l'horizon 2030, une majorité de réacteurs arriveront à l'âge de 40 ans (environ 45 réacteurs sur les 58 actuels), avec une possibilité de prolonger ou non leur durée de vie de 10 à 20 ans.

Souhaite-t-on prolonger la durée de vie des réacteurs nucléaires de 10 à 20 ans ? Ou arrêter tout ou partie des réacteurs nucléaires arrivant à l'âge de 40 ans pour limiter le « risque nucléaire » ?

Coût pour la collectivité

Le coût de l'électricité en France est actuellement parmi les plus bas d'Europe (le prix payé par les particuliers est inférieur de 35% en moyenne par rapport aux autres pays Européens).

Souhaite-t-on ou non continuer de minimiser, de façon pérenne, le coût de production électrique pour la collectivité (l'Etat, les groupes électriciens, les particuliers, les entreprises fortement consommatrices d'électricité²) ?

Il faut faire des choix. On ne peut pas tout avoir

Il n'est pas possible de concilier les choix les plus « ambitieux » pour chacune des options précitées : faibles émissions de CO₂, fort développement des EnR, fort développement des mesures de MDE, arrêt anticipé de réacteurs nucléaires, faible coût pour la collectivité.

Il faut faire des choix.

Ces choix doivent satisfaire la contrainte de l'équilibre offre / demande en électricité (voir tableau 1). Ils doivent également intégrer la compétitivité économique des moyens de production d'électricité (voir tableau 2).

Quels choix possibles, avec quelle addition économique et environnementale ?

De façon illustrative, trois choix cohérents sont possibles à l'horizon 2030 (Voir tableau 3)

Choix 1 : Développement EnR « Grenelle » + Nucléaire prolongé + MDE compétitive

Ce choix aboutirait à des investissements³ pour la collectivité maîtrisés (117 Md€ sur 20 ans), des prix⁴ à 50-55 €/kWh, et à un bilan CO₂ du parc électrique faible (17 Mt à 2030, à comparer à 34 Mt en 2010).

Choix 2 : Fort développement des EnR + 50% du Nucléaire prolongé + MDE compétitive

Ce choix aboutirait à un surinvestissement³ pour la collectivité (165 Md€ sur 20 ans), des prix⁴ à 75-80 €/kWh (+45% par rapport au choix 1), et à un bilan CO₂ du parc électrique en augmentation (44 Mt à 2030).

Choix 3 : Très fort développement des EnR + Nucléaire non prolongé + MDE compétitive

Ce choix aboutirait à un fort surinvestissement³ pour la collectivité (209 Md€ sur 20 ans), des prix⁴ à 90-95 €/kWh (+75% par rapport au choix 1), et à un bilan CO₂ du parc électrique en forte augmentation (103 Mt à 2030).

Qui peut payer l'addition économique ?

Les acteurs économiques, en l'état actuel des choses, n'ont pas les moyens de financer des choix correspondants à des surinvestissements (développement volontariste des EnR et/ou de la MDE, arrêt anticipé non-optimisé des réacteurs nucléaires existants).

- L'Etat, avec un déficit annuel d'environ 90 Md€ en 2011 (pour des recettes de 270 Md€, soit un déficit de -33% des recettes), n'a plus de marges de manœuvre suffisantes.

² Entreprises actives par exemple dans la sidérurgie, la production d'aluminium,...

³ Investissements dans le parc de production

⁴ Prix en production seulement (basé sur le coût de développement moyen du parc), y compris valorisation des exportations

-Tableau 3 -
Exemples de choix possibles, et addition économique et environnementale
 Vision simplifiée

	(1)	(2)	(3)
	EnR "Grenelle" + nucléaire prolongé + MDE compétitive	Fort développement EnR + 50% nucléaire prolongé + MDE compétitive	Très fort développement EnR + nucléaire non prolongé + MDE compétitive
Capacités de production 2030 (GW)			
Nucléaire	66	41	16
EnR / Eolien terrestre	22	25	30
/ Autres ⁽¹⁾	16	25	33
Gaz (CCG)	9	17	32
			
Investissements 2010-2030 dans le parc de production (Md€)	117	165	209
Prix en production ⁽²⁾ (€/kWh)	50-55	75-80	90-95
Bilan CO2 du parc électrique (Mt)	17	44	103

(1) Eolien offshore et photovoltaïque ; (2) Prix en production seulement (basé sur le coût de développement moyen du parc), y compris valorisation des exportations le cas échéant
 Source: UFE, analyses et estimations Estin & Co

- Les groupes électriciens, si les prix restent régulés à un faible niveau, voient leurs capacités d'investissement réduites.
- Les particuliers, si les prix de l'électricité augmentent pour financer les surinvestissements, feront face à une perte de pouvoir d'achat (de 200 à 500 euros par an dans les choix 2 et 3), dans un contexte où le pouvoir d'achat est déjà contraint par les difficultés économiques actuelles et à venir.
- Les entreprises fortement consommatrices d'électricité, si les prix de l'électricité augmentent pour financer les surinvestissements, perdront en compétitivité (baisse de 2 à 8 pts de marge d'Ebit, pour une marge moyenne de 8% du chiffre d'affaires) ; ceci dans un contexte où les niveaux de marges sont déjà contraints par une tendance à la surcapacité (déplacement des marchés des pays occidentaux vers les pays émergents, compte tenu de la forte croissance principalement en Chine et Asie émergente).

Conclusion – Que faire ?

Option 1 – Poursuite d'une stratégie « Carbon free » optimisée

Il s'agit de poursuivre une stratégie de système électrique très faiblement émetteur de CO₂ (« Carbon free ») articulée autour d'une promotion de la MDE compétitive, du prolongement optimisé de la durée de vie des réacteurs nucléaires, d'un développement des EnR compétitifs (par exemple l'éolien terrestre plutôt que l'éolien offshore ou le photovoltaïque).

Dans ce cas, les investissements et les prix sont maîtrisés, et le bilan CO₂ du parc électrique reste bas.

Option 2 – « Transition énergétique »

Il s'agit de développer au-delà des limites de leur compétitivité économique les EnR et/ou les mesures de MDE, et d'arrêter de façon non optimisée les réacteurs nucléaires existants.

Dans ce cas, les surinvestissements doivent être financés par des réallocations budgétaires :

- Pour l'Etat, si les prix de l'électricité restent régulés à un niveau bas, il faut trouver d'autres marges de manœuvre d'investissements : plus d'économies et/ou plus de recettes dans d'autres domaines que l'électricité (que tout futur gouvernement s'engageant dans cette option sera contraint de définir).
- Pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité, si les prix de l'électricité augmentent pour financer les investissements, il faut trouver de nouveaux leviers de compétitivité : nouvelles technologies plus efficaces, réduction du coût du travail,.... (Y aura-t-il alors un risque encore accru de délocalisation industrielle ?)
- Pour les particuliers, si les prix de l'électricité augmentent pour financer les investissements, il faut réallouer les dépenses des ménages : moins d'ordinateurs, smartphones et autres iPad, vacances moins longues et vers des destinations moins lointaines, activités de loisirs et culturelles moins onéreuses et moins fréquentes (L'opinion publique y est-elle préparée ?)

Dans ce cas, il faudra aussi trouver d'autres leviers de réduction des émissions de CO₂ (car le bilan CO₂ du parc électrique augmentera) : moins de transport à carburants fossiles (transport routier et aérien), moins de chauffage à carburants fossiles (gaz, fuel), moins d'industries (parapétrolier,...).

Ou renoncer aux ambitions de réductions des émissions de CO₂.

Car, après tout, au-delà de l'exemplarité, les décisions nationales prises par les pays Européens auront peu d'impact sur le bilan mondial (le seul qui compte vraiment dans une logique environnementale) des émissions de CO₂, si les pays émergents en forte croissance (au premier rang desquels la Chine) ne relaient pas l'effort.

L'Etat et la collectivité nationale, comme toute entreprise, doivent faire des choix. On ne pourra tout avoir dans l'évolution des moyens énergétiques en France à 2030. Il faut fixer les priorités. Comprendre ce qu'elles impliquent financièrement. Et décider qui paiera.

Avril 2012

Estin & Co est un cabinet international de conseil en stratégie basé à Paris, Londres, Genève et Shanghai. Le cabinet assiste les directions générales de grands groupes européens, nord-américains et asiatiques dans leurs stratégies de croissance, ainsi que les fonds de private equity dans l'analyse et la valorisation de leurs investissements.

ESTIN & CO

PARIS - LONDRES - GENEVE - SHANGHAI

43 avenue de Friedland 75008 Paris

Tél. : 33 1 56 59 87 87 - Fax : 33 1 56 59 87 88 - E-Mail : Estin@estin.com