



HAL
open science

Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050

Nadia Maïzi, Edi Assoumou

► **To cite this version:**

Nadia Maïzi, Edi Assoumou. Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050. [Rapport de recherche] Working Paper 2012-02-05, Chaire Modélisation prospective au service du développement durable. 2011, pp.36 - Les Cahiers de la Chaire. <hal-01135623>

HAL Id: hal-01135623

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01135623v1>

Submitted on 25 Mar 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



HAL Authorization



Les Cahiers de la Chaire

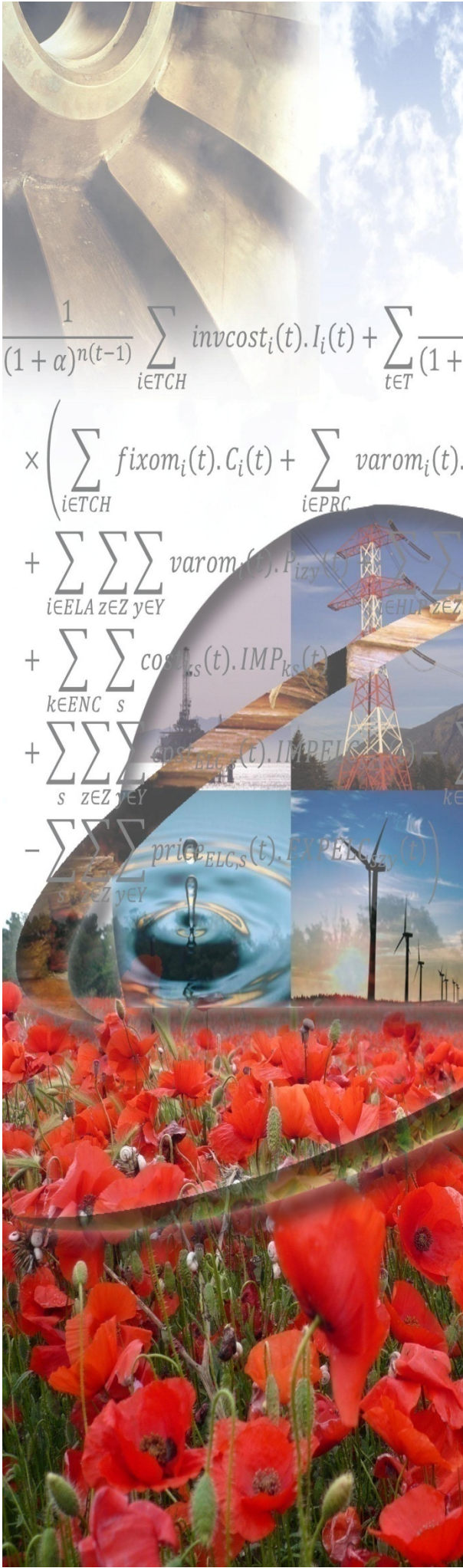
Chaire Modélisation prospective au service du développement durable

SCENARIOS PROSPECTIFS FRANCE A L'HORIZON 2050

Nadia MAÏZI et Edi ASSOUMOU

Décembre 2011

Working Paper N° 2012-02-05



Centre de Mathématiques
Appliquées

**SCENARIOS PROSPECTIFS
FRANCE A L'HORIZON 2050**

Décembre 2011

N. Maïzi, E. Assoumou

*Chaire Modélisation Prospective au service du
Développement Durable*

Le Centre de Mathématiques Appliquées de l'Ecole des Mines de Paris, dans le cadre de la Chaire ParisTech Modélisation Prospective au service du Développement Durable, propose une série d'exercices prospectifs élaborés au moyen de son approche bottom-up du système énergétique basée sur l'utilisation de son modèle TIMES-FR : il permet de réaliser une modélisation technico-économique du système France, déclinée ici principalement sur le secteur électrique. Le terme de notre horizon prospectif est l'année 2050.

Cette étude a été réalisée dans le cadre de la Commission Besson afin d'illustrer différents scénarios définis selon les hypothèses de la DG TRESOR. Nous proposons dans ce document un ensemble de résultats permettant d'analyser ces éléments et variantes.

Il est important de souligner que de nombreux autres scénarios pourraient être envisagés par cette même approche, limitant ou favorisant certaines technologies, et intégrant des mesures plus ou moins coercitives sur le contrôle des émissions de CO2 ou la maîtrise de la demande.

LA METHODOLOGIE PROPOSEE : TIMES-FR

Le Centre de Mathématiques Appliquées s'est investi depuis 2003 dans le développement d'un ensemble de modèles TIMES, issus de la famille des modèles MARKAL pour *Market Allocation*, pour la France, et nommés dans la suite TIMES-FR. Les modèles TIMES-FR sont des outils prospectifs qui permettent d'obtenir des informations normatives à partir d'analyses de scénarios reflétant les différentes politiques, mesures ou incitations concernant le système énergétique français. Ces modèles optimisent, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé (technique, économique ou environnemental) d'une représentation technico-économique du système énergétique français sous contrainte de satisfaction de la demande.

Dans l'approche TIMES, les secteurs que l'on veut analyser sont considérés comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie finale) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateurs ou producteurs d'énergie comme l'illustre la figure Fig. 1. Dans cette représentation, une technologie est définie comme un convertisseur de « vecteurs énergétiques » et est associée à chaque étape de transformation.

La représentation technologique désagrégée décrite ci-dessous constitue l'atout principal de l'approche MARKAL.

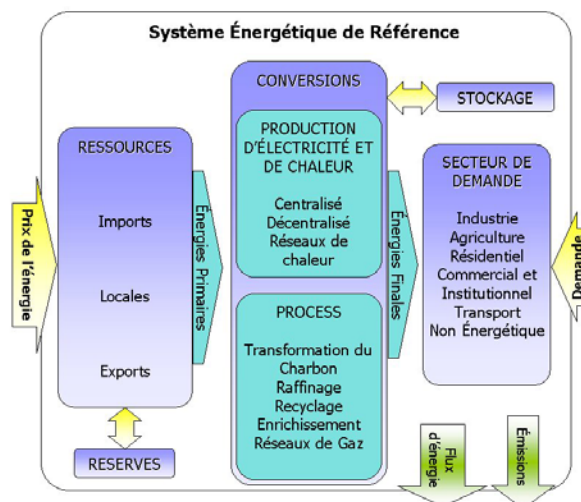


Fig. 1. Le système énergétique de référence.

En premier lieu, cette approche permet de créer une économie virtuelle où les différentes technologies sont mises en concurrence. Concrètement, une formulation explicite des relations inputs outputs pour chaque technologie, permet sur l'horizon choisi (30 à 50 ans) et pour une demande finale donnée, de minimiser le coût global actualisé et d'obtenir les niveaux d'activités et d'investissements correspondants.

En second lieu, elle permet d'évaluer les émissions de certains polluants de la famille des gaz à effet de serre des scénarios envisagés. C'est une potentialité importante notamment si l'on veut obtenir :

- une description complète des modes de consommation d'énergie (incluant distribution, qualité et fiabilité de la fourniture),
- une analyse précise des substitutions entre les formes et vecteurs d'énergie,
- une interprétation de la notion de besoin énergétique en termes de service et d'équipement,
- une meilleure évaluation des énergies renouvelables.

Enfin, il est possible à partir de données technico-économiques et d'hypothèses exogènes sur les tendances (demande, prix des ressources, taux d'actualisation, etc.) de fournir les évolutions (typiquement tous les 5 ans jusqu'en 2050) - et leurs variantes - des principaux déterminants du système énergétique, à savoir :

- l'impact des prix des énergies à moyen et long terme,
- l'estimation des émissions de polluants,
- la simulation des différentes compétitions technologiques et économiques,
- la prise en compte de certaines mesures incitatives de réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- l'effet de ruptures technologiques,
- le rôle des mesures liées à la maîtrise de la demande d'énergie

- l'impact de différents projets de recherche et développement (performances énergétiques, projets d'énergies renouvelables, maîtrise de la demande d'électricité, etc.),
- les conséquences des politiques énergétiques (par exemple les objectifs du protocole de Kyoto ont été envisagés via TIMES pour la planification nationale de l'Inde, du Canada, de la Suisse, etc.).

Décliné au niveau français, nous allons voir les enjeux que le modèle TIMES-FR nous a permis d'identifier, dans une réflexion menée par rapport à différentes options de politique nucléaire.

CADRE DES EXERCICES PROSPECTIFS ELECTRIQUES

Tout d'abord, le cadre de nos exercices prospectifs s'est limité à l'électricité. Cela signifie que la contrainte de satisfaction de la demande est associée à une demande strictement électrique exogène et que les technologies considérées par le modèle sont les seules technologies associées au vecteur électrique. Cependant, l'annexe C propose une déclinaison de cet exercice via notre « modèle toutes énergies » pour le périmètre France, ce qui permet de renforcer la cohérence de l'exercice.

LE MODELE TIMES-FR REDUIT AU SYSTEME ELECTRIQUE

Le Modèle TIMES-FR électrique (rigoureusement TIMES-FR_ELEC mais que l'on nommera dans toute la suite du document TIMES-FR) est alors conçu de façon à refléter au mieux la dynamique du système électrique. On désire capter des fluctuations de charge, qui se révèlent, même pour certaines technologies de base comme le nucléaire, non négligeables. Ainsi, on peut relever que l'amplitude de fluctuation maximale sur une année peut atteindre 16 GW comme reflété par cette courbe reconstituée à partir des données du RTE.

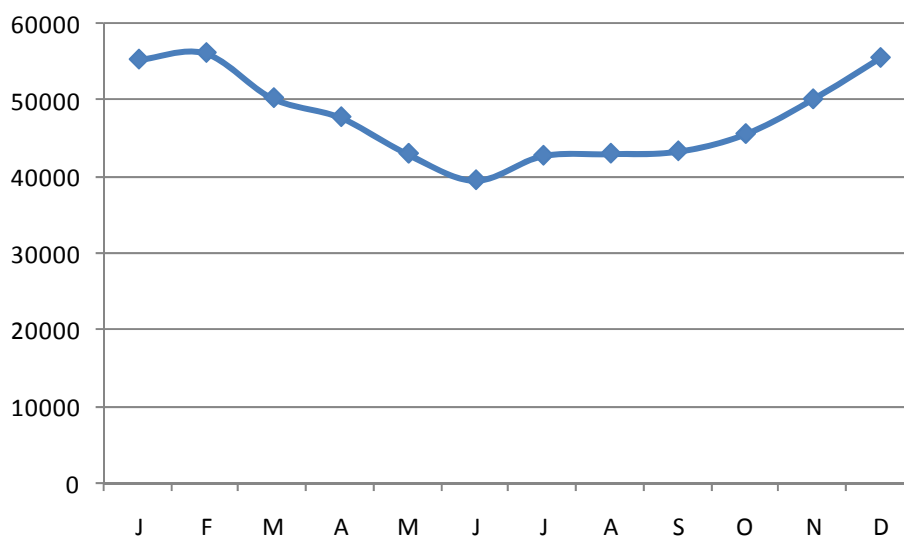


Fig. 2. Moyenne mensuelle de l'appel au nucléaire.

Pour capter ces variations, on adopte un découpage temporel de la courbe de charge de 72 sous-périodes (time slice) qui correspondent à :

- 6 saisons : tous les deux mois : Janvier, Février, Mars, Avril, etc.
- 2 périodes de la semaine : Jours de semaine/Week-end.
- 6 "postes intraday" : 2 périodes de nuit (N1 et N2), 2 périodes en journée (D1 et D2), un pic (P) et un point minimum (L).

Heures	Description
0h à 0h59	N1
1h à 5h59	N2
6h à 6h59	L
7h à 12h59	D1
13h à 18h59	D2
19 à 19h59	P
20h à 23h59	N1

Table 1. Découpage journalier.

On adopte pour l'hydraulique et l'éolien un facteur de charge maximum par saison.

EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

Le scénario de demande retenu est extrait du Bilan Prévisionnel publié par RTE en juillet 2011 et correspond au scénario dit de « Référence ». Il s'agit d'un scénario de demande intérieure, hors pertes, et prolongé à l'horizon 2050, représenté dans la figure suivante.

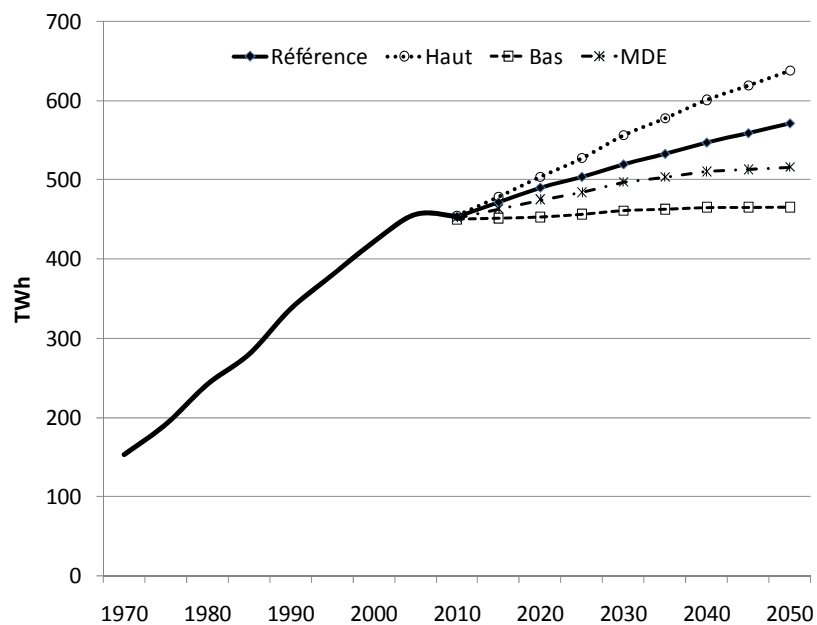


Fig. 3. Demande électrique intérieure hors pertes selon le BP 2011 du RTE.

A partir du scénario de demande de référence, on autorise une fluctuation de la demande sous l'effet de deux leviers :

- en introduisant un effet prix via une valeur d'élasticité calée sur le scénario de référence et fixée à -0.3^1 , valeur généralement admise pour le long terme, et qui signifie qu'une augmentation de prix de l'ordre de 10 % génèrera en moyenne une baisse de quantité consommée de 3 %,
- en autorisant la fluctuation du niveau des exportations, fixées à 70TWh en 2010, et valorisées de 40 à 50 €/MWh sur l'horizon² : si le coût marginal de production de l'électricité est au-delà de cette valeur, alors les exportations ne sont plus rentables, et le modèle ne les autorise plus.

EVOLUTION DU PARC ACTUEL : L'OPTION NUCLEAIRE

Différentes hypothèses associées au rythme de remplacement des centrales nucléaires seront étudiées. Elles sont modulées en fonction de deux paramètres :

- la sortie ou le cas échéant le rythme de remplacement des centrales,
- la durée de vie des centrales existantes.

Ceci nous a conduit à évaluer trois scénarios associés à différentes options sur le devenir de la filière nucléaire :

1. {Sortie Rapide = FAST} : durée de vie limitée à 40 ans, non remplacement des centrales, représentée en bleu dans la figure ci-dessous,
2. {Sortie Progressive = PROG} : durée de vie limitée à 40 ans pour un réacteur sur deux, prolongement des autres à 60 ans avec surcoût de 600M/euro/réacteur, représentée en vert dans la figure ci-dessous,
3. {Maintien = BAU} : maintien de la capacité nucléaire à 65 GW (extension de la durée de vie à 60 ans pour l'existant puis remplacement si nécessaire), représentée en rouge dans la figure ci-dessous.

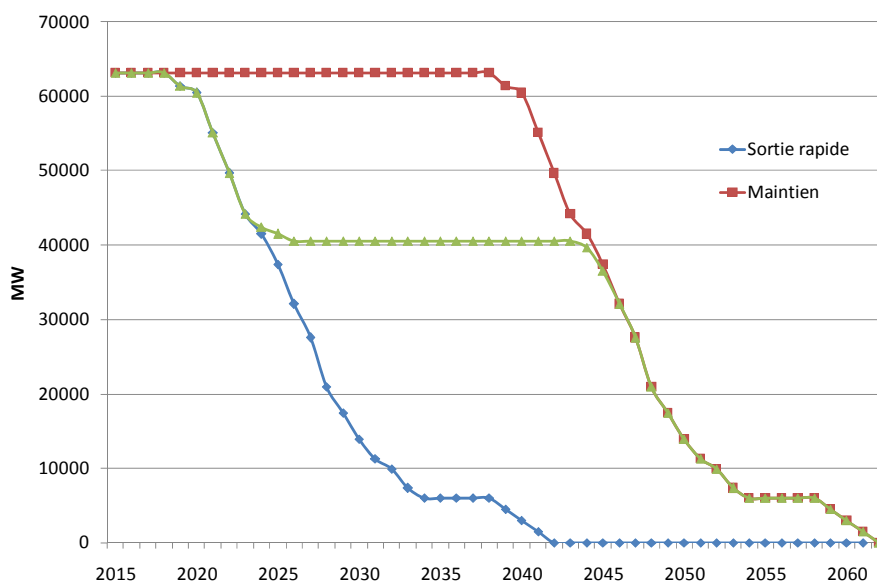


Fig. 4. Profil d'évolution de la capacité nucléaire installée.

¹L'ordre de grandeur couramment adopté dans la littérature économétrique pour l'élasticité prix/demande électrique variant entre -0.4 et -0.2 .

² Conformément aux valeurs données par le Bilan énergétique de la France pour 2009, p7.

CONTRAINTES ASSOCIEES AUX EMISSIONS DE CO₂

Deux types de pénalités seront envisagés pour contraindre les émissions de CO₂ :

- par les prix : on imposera une pénalité calibrée à des niveaux compatibles avec le marché ETS : de 20 à 50 €/tCO₂,
- par les quantités : la pénalité précédente sera utilisée pour calibrer les émissions en volume sur le scénario « maintien du nucléaire ».

PRIX RESSOURCES PRIMAIRES

On adopte des hypothèses de prix exogènes et de coûts exogènes élaborées par des organismes de référence³ et dont l'intérêt est de refléter une variation au cours du temps.

		2010	2020	2030	2040	2050
(\$/boe)	Oil	60.4	99.0	110.0	117.2	125.2
(\$/MBTU)	Gas	7.4	11.6	12.9	13.8	14.9
(\$/ton)	Coal	97.3	101.7	105.6	107.7	110.0

**Table 2. Prix des ressources primaires importées
(Scénario World Energy Outlook 2010, "new policies" prolongé à 2050. En \$ constant 2009).**

COÛTS D'INVESTISSEMENT DES TECHNOLOGIES

Les coûts des différents moyens de production d'électricité constituent un élément important de l'évaluation prospective de la structure des parcs électriques.

Sur le périmètre particulier de la France, les coûts de référence pour les moyens de production centralisés et décentralisés ont été publiés entre 2003 et 2004 par la DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières) et constituent les références publiques complètes les plus récentes. Une synthèse de l'actualisation de ces coûts de référence a été menée en 2008 par la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat) à un niveau moins détaillé. Cependant, dans les deux cas des technologies telles que la capture et la séquestration de carbone n'ont pas été envisagées et l'évolution sur le long terme n'est pas proposée.

Parallèlement, un grand nombre de publications issues de divers groupes et institutions dans le monde ont proposé des valeurs de ces coûts d'investissement, adossées à des méthodologies de calcul non toujours explicites. Les plages de variation sont importantes même lorsqu'il s'agit globalement du même type de coûts.

Enfin une hausse significative des coûts des projets réels a pu être constatée au cours des dernières années, remettant en cause la tendance basée sur le principe de l'apprentissage et qui militerait en faveur d'une baisse des coûts d'investissement des technologies au cours du temps. Au-delà, on peut s'interroger sur le caractère conjoncturel des moteurs de cette augmentation : la hausse du cours des matières premières, les normes plus contraignantes ou tensions sur le marché de l'ingénierie. Ainsi, il est difficile d'anticiper la tendance que les

³ Prix Monde pour le pétrole, prix Europe pour le gaz, prix OCDE pour le charbon.

prochaines années confirmeront : il se pourrait que l'effet conjoncturel de surstocks liés à l'abandon de plusieurs projets sous l'effet de la crise économique induise par exemple une nouvelle tendance à la baisse.

Malgré ces difficultés, la structure relative des coûts dans une vision normative reste une hypothèse essentielle. Les coûts d'investissement des moyens de production électrique utilisés dans cette étude proviennent de divers projets de recherche antérieurs auxquels nous avons participé (en particulier les projets européens NEEDS⁴ et RES2020⁵) et ont été largement revisités à partir d'une revue extensive d'autres publications sur le sujet. Plus de détails sur l'approche méthodologique déployée sont donnés en annexe B.

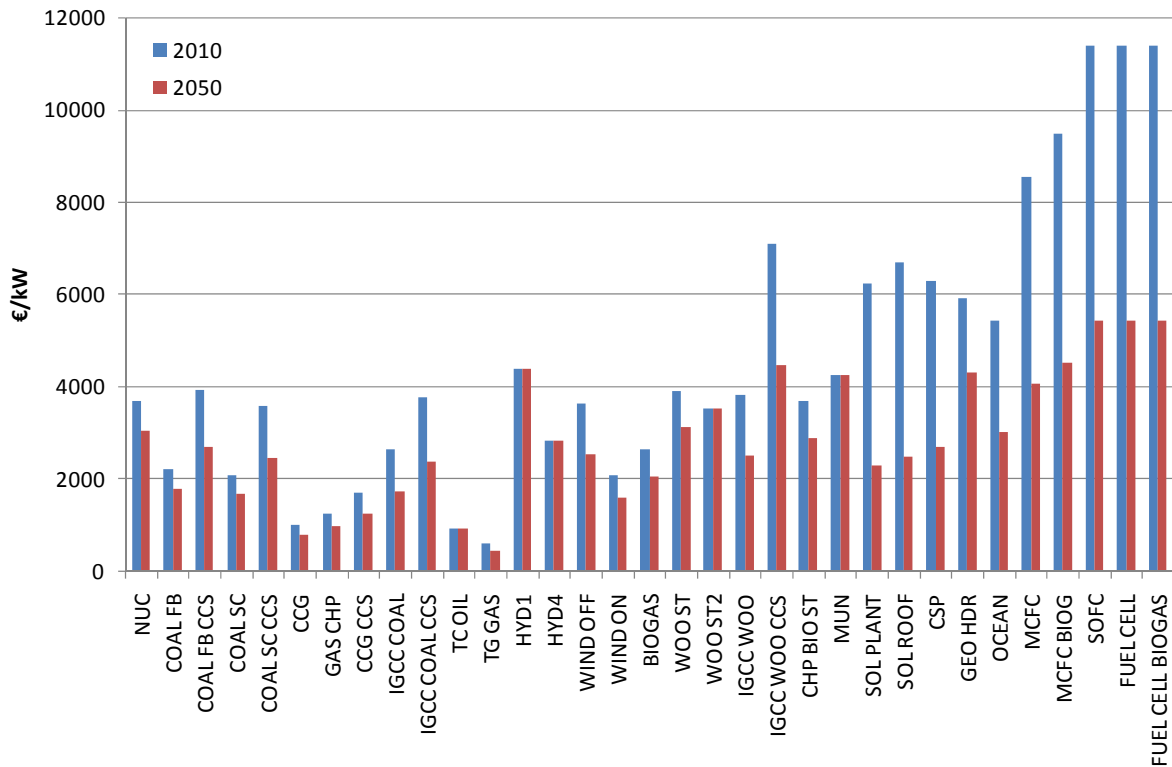


Fig. 5. Les coûts d'investissement des centrales.

Les coûts variables de la filière nucléaire intègrent le coût de démantèlement.

⁴ NEEDS, *New Energy Externalities Developments for Sustainability*, FP6 European project.

⁵ RES2020, *Monitoring and Evaluating the RES Directives implementation in EU-27 and policy recommendations*, Intelligent Energy for Europe programme.

RESULTATS DES EXERCICES PROSPECTIFS ELECTRIQUES

L'ensemble des cinq exercices prospectifs réalisés et les hypothèses sur lesquelles ils reposent sont récapitulés dans le tableau suivant.

Scenarios envisagés	Contraintes CO ₂	Demande élastique	Statut Nucléaire	Hypothèses communes
BAU	taxe ETS	référence	Maintien	Prix WEO 2010 % Demande RTE référence Exportations variables
PROGt1	taxe ETS	oui	Sortie Progressive	
PROGv1	taxe ETS + émissions BAU	oui	Sortie Progressive	
FASTt1	taxe ETS	oui	Sortie Rapide	
FASTv1	taxe ETS + émissions BAU	oui	Sortie Rapide	

Table 3. Ensemble des scénarios retenus pour l'exercice de prospective électrique.

MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE

Les trois premiers scénarios évalués, BAU, PROGt1 et FASTt1, sont soumis à la seule pénalité CO₂, et illustrent donc les effets induits par des politiques nucléaires différenciées comme représenté dans la figure suivante reflétant les niveaux de production d'électricité sur l'horizon prospectif.

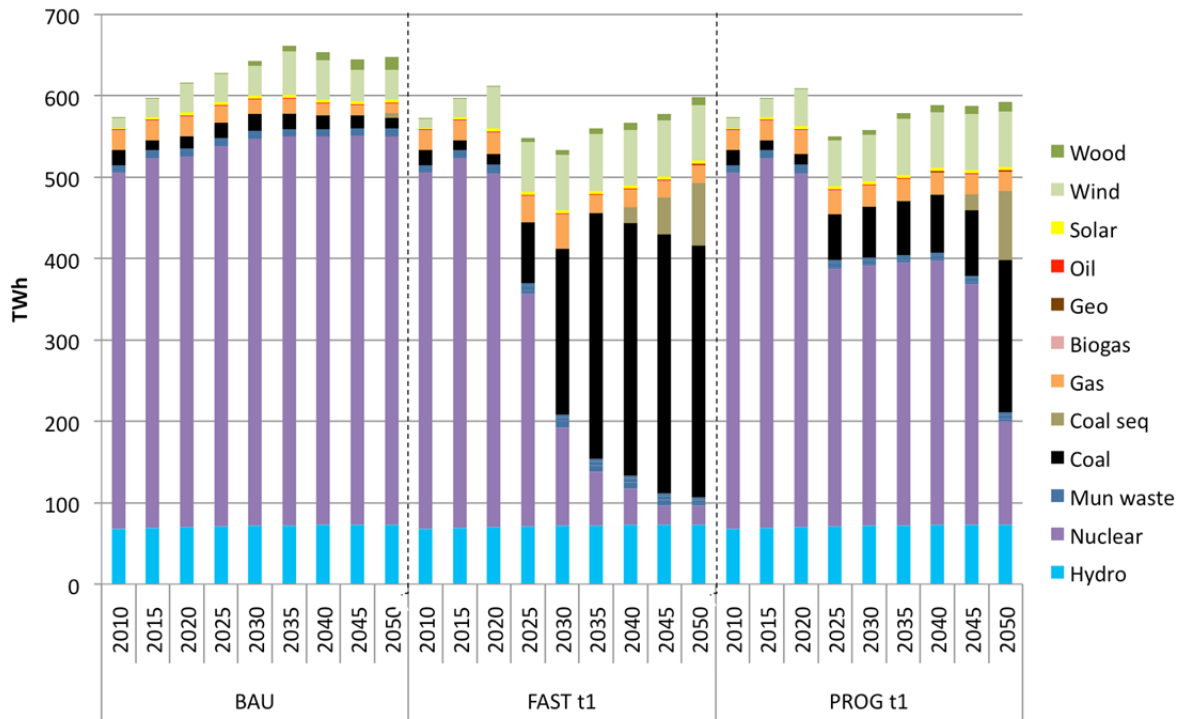


Fig. 6. Mix de production d'électricité, sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO₂.

Les effets conjugués de la sortie du nucléaire et d'une pénalisation, même faible, des émissions de CO₂ (scénarios PROGt1 et FASTt1) sont compensés par un déploiement de technologies charbon⁶, à partir de 2025, et par une diminution marquée de la production⁷. A noter que les nouvelles technologies charbon sélectionnées par le modèle, sont de type IGCC (cycle combiné à charbon gazéifié), c'est-à-dire qu'elles respectent la directive GIC (grandes installations de combustion), déjà respectée par les technologies de type lit fluidisé existantes. Le décrochage noté en 2025 répercute l'effet falaise induit par la fin de vie des centrales, légèrement estompé dans l'hypothèse d'une sortie progressive. En fin d'horizon, le CCS (Capture et séquestration du carbone) devient une option intéressante (car le niveau d'émission de la combinaison CCS + Charbon se rapproche de celle du gaz seul⁸ pour un coût moindre).

Le volume des émissions de CO₂ associé à la production d'électricité de chacun des trois scénarios BAU, PROGt1 et FASTt1 sur l'horizon prospectif est reproduit dans la figure suivante. Comme indiqué précédemment, on calibrera sur le niveau d'émissions du BAU, ou scénario de « maintien », afin de contraindre en volume les autres scénarios. On retiendra donc pour la suite les valeurs de la courbe bleue, comme valeurs limites des émissions en Mt du secteur de la production d'électricité.

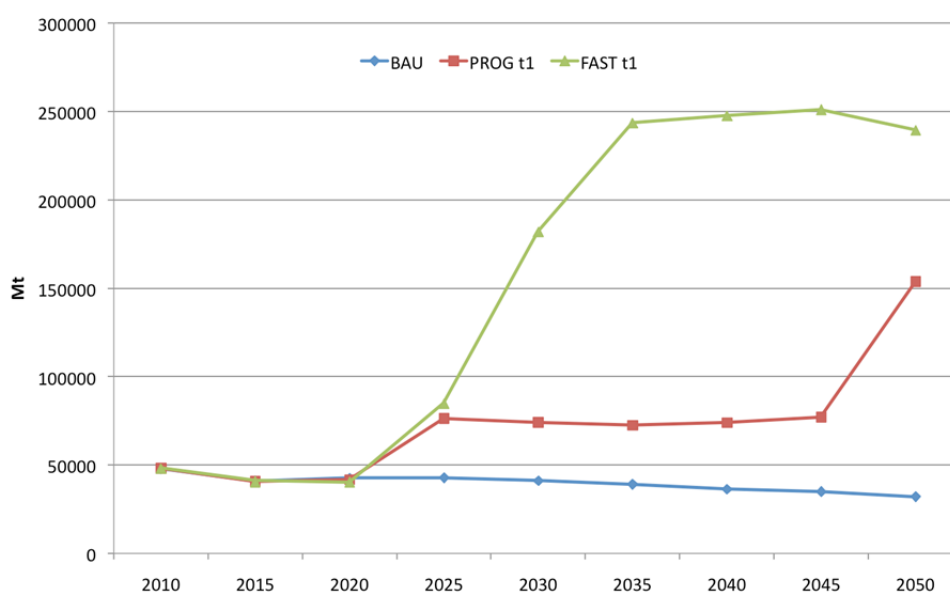


Fig. 7. Emissions de CO₂ associées à la production d'électricité des 3 scénarios.

On note une augmentation significative des émissions de CO₂ pour les deux scénarios de sortie du nucléaire qui correspond à une multiplication par 3 du niveau du BAU pour une sortie progressive PROGt1 et à une multiplication par 5 pour une sortie rapide FASTt1. Cela indiquerait qu'une simple pénalité sur les émissions de CO₂, sans autre mesure d'accompagnement, ne limite pas les émissions de la production d'électricité des scénarios de sortie (PROGt1 et FASTt1) au niveau du scénario de maintien (BAU).

⁶ A relier aux niveaux des prix du WEO 2010.

⁷ Permises par l'hypothèse d'élasticité sur la demande.

⁸ Qui croît fortement (double) sur la période comme indiqué table 2.

Une contrainte supplémentaire de limitation par les quantités est donc introduite dans le modèle TIMES-FR et conduit aux deux scénarios PROGv1 et FASTv1. Le plafond d'émission est référencé par le niveau d'émissions du scénario BAU (Figure 7, courbe bleue).

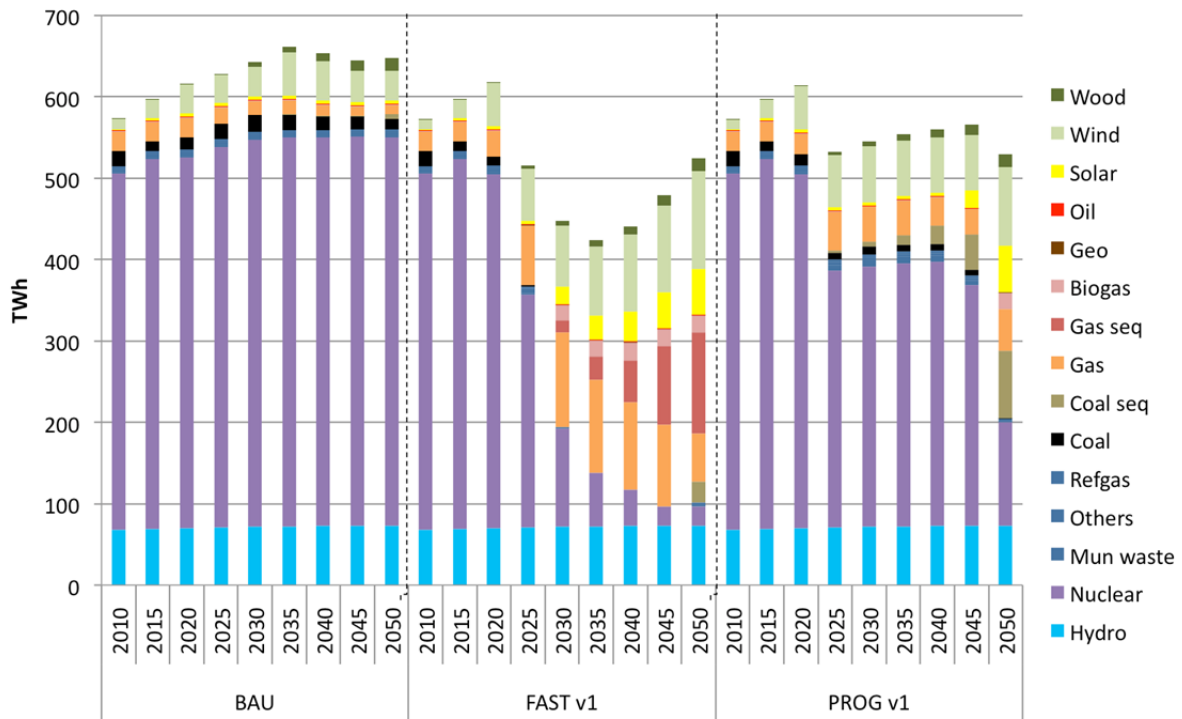


Fig. 8. Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO₂ et limitation par les quantités captée par le BAU.

L'effet d'une contrainte supplémentaire en volume permet une moins bonne compensation de l'effet falaise. La compétition entre ressources fossiles tourne à l'avantage du gaz dans le scénario de sortie rapide FASTv1, avec un gaz CCS en fin d'horizon. Pour l'option de sortie progressive PROGv1, c'est la combinaison charbon CCS qui l'emporte en 2050. Dans les deux options de sortie, on constate une forte pénétration de l'éolien et du solaire au cours de l'horizon ; ainsi, la part de renouvelable évolue :

- en 2030, elle est de 18 % pour le BAU, 43 % pour une sortie rapide FASTv1, 28 % pour une sortie progressive PROGv1,
- en 2050, elle est de 20 % dans le BAU, de 55 % pour une sortie rapide FASTv1 et de 50% pour une sortie progressive PROGv1.

FLUCTUATION DES EXPORTATIONS

Au-delà de la réduction de la demande, on constate que la possibilité de réduction des exportations est mise à profit : dans tous les scénarios, les exportations diminuent plus ou moins rapidement pour disparaître totalement en fin d'horizon, reflétant une augmentation du coût marginal de production de l'électricité sur l'horizon et réduisant le ratio demande intérieure/capacités nucléaires installées.

Dans les deux options de limitation des émissions de CO₂, lorsque seule la pénalité s'applique (figure 9), ou lorsque l'on ajoute une contrainte en volume (figure 10), le rythme de décroissance des exportations est identique. Pour les scénarios de sortie du nucléaire, elles ont quasiment disparu à partir de 2025, ce qui pose question sur l'équilibre dynamique à venir pour le réseau européen.

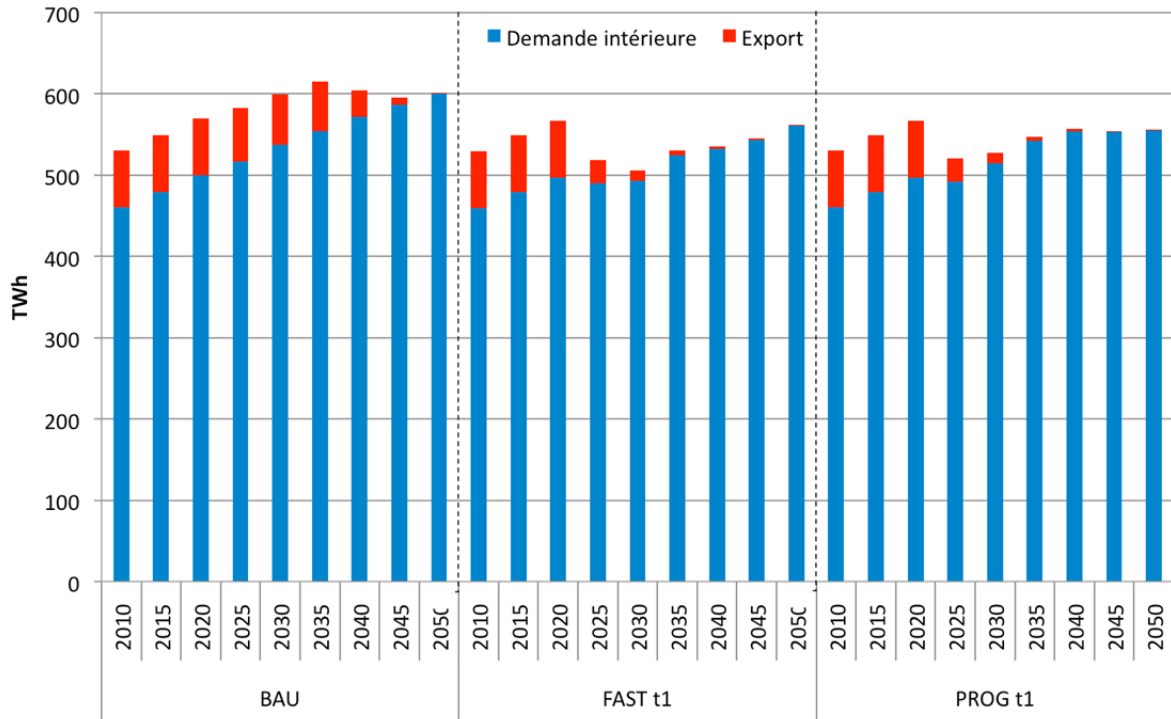


Fig. 9. Part des exportations dans le Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO₂

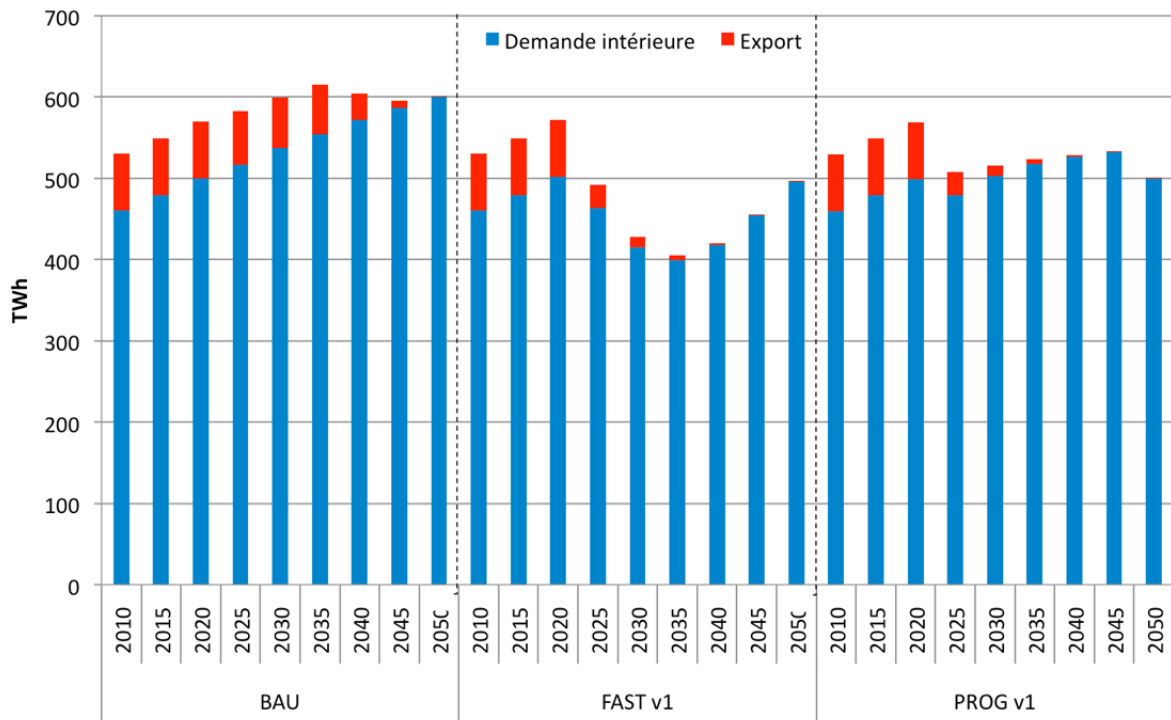


Fig. 10. Part des exportations dans le Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO₂ et limitation sur les quantités

LES INVESTISSEMENTS EN CAPACITES

Les différents scénarios induisent des investissements en capacité soutenus sur l'horizon, pour parer à l'effet falaise illustrant le déclasserement du système de production électrique français, comme cela est traduit par les résultats des capacités installées dans l'ensemble des scénarios de l'exercice prospectif des figures 11 et 12.

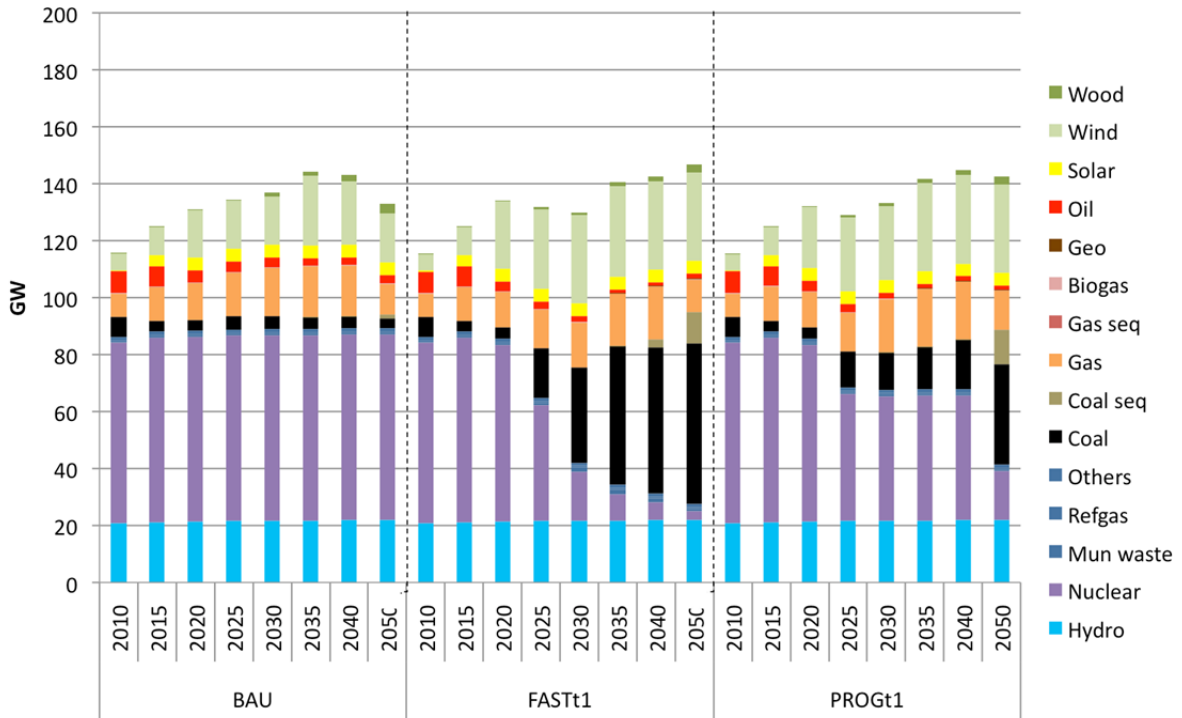


Fig. 11. Capacités installées des scénarios avec pénalité sur les émissions de CO₂.

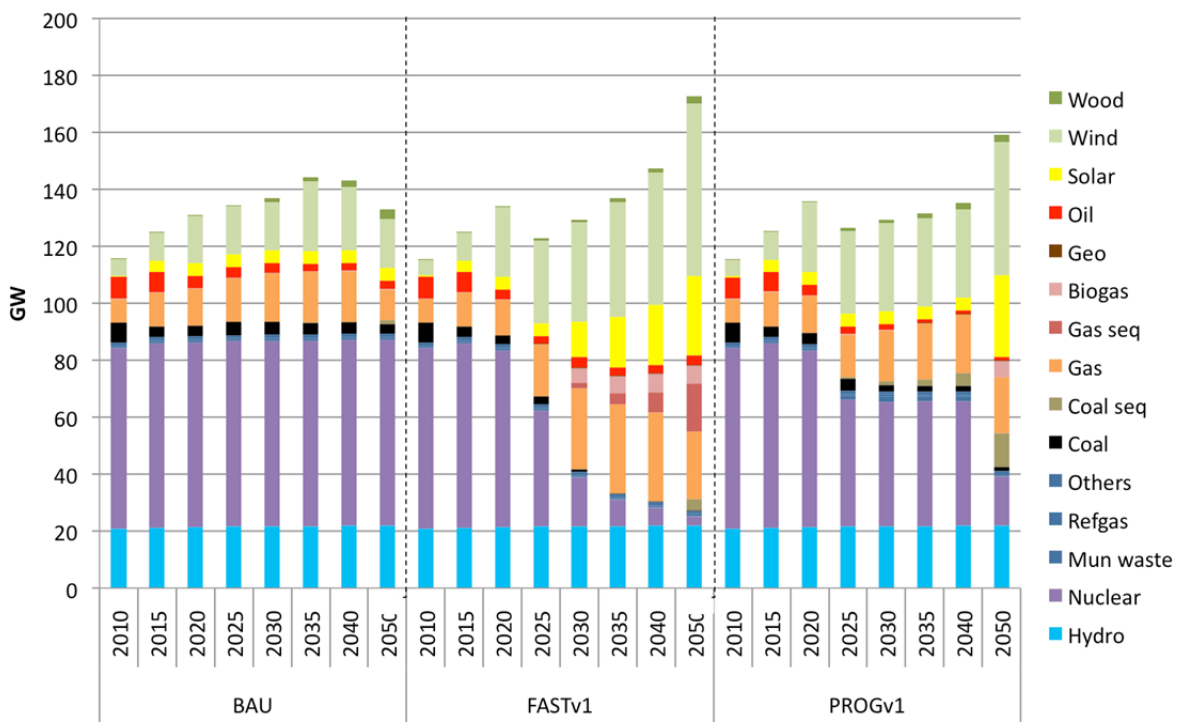


Fig. 12. Capacités installées avec pénalité sur les émissions de CO₂ et contraintes en volume.

L'ensemble des investissements en capacités cumulées sur l'horizon pour chaque scénario est représenté figure 13 (hors représentation du prolongement des centrales à 60 ans) et figure 14 (avec représentation du prolongement à 60 ans).

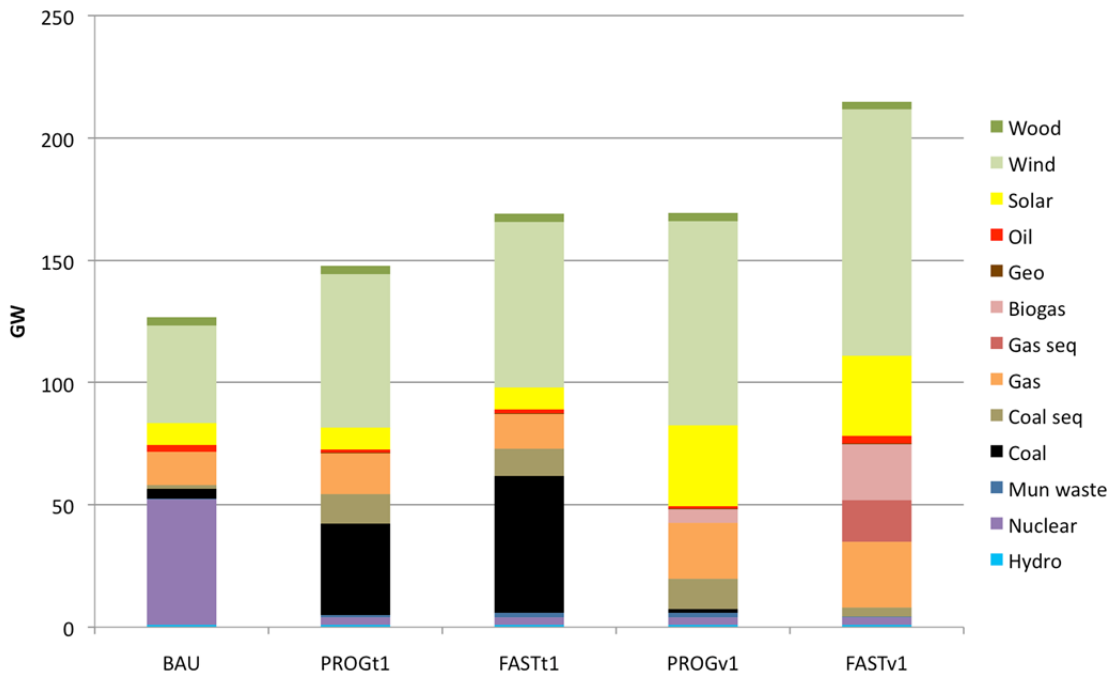


Fig. 13. Nouvelles capacités installées cumulées sur l'horizon (hors le prolongement des capacités nucléaires à 60 ans pour les scénarios BAU et PROGxx).

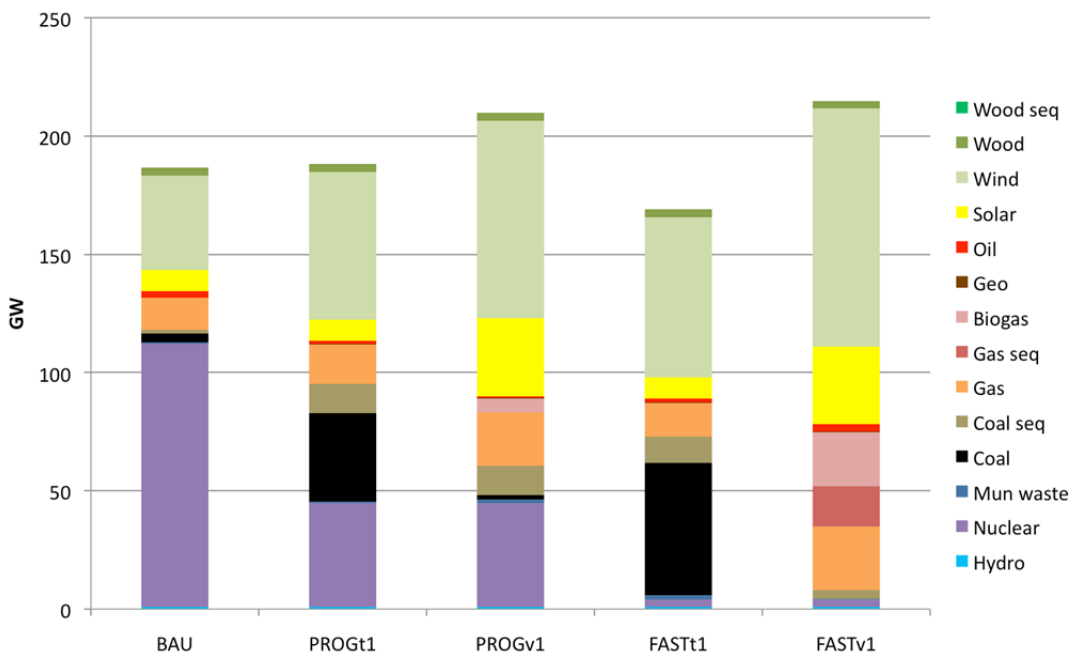


Fig. 14. Nouvelles capacités installées cumulées sur l'horizon (y compris le prolongement des capacités nucléaires à 60 ans pour les scénarios BAU et PROGxx).

Le marché de la construction de centrales augmente significativement : les GW supplémentaires qu'il est nécessaire d'installer par rapport au BAU augmentent suivant la figure 13 :

- de 16 % dans le cas d'une sortie progressive avec la pénalité sur les émissions,
 - de 33 % dans le cas d'une sortie rapide avec la pénalité sur les émissions,
- et lorsque l'on ajoute la contrainte en volume respectivement de 33 % et 70 %.

Ainsi, dans tous les cas, le niveau des investissements qui devront être consentis pour faire face à la demande de référence du bilan prévisionnel 2011 est conséquent et devra être réalisé avec un rythme soutenu reflétant le besoin de remplacement de la quasi-totalité du parc de production électrique actuel. Ceci induit des phases intensives de construction d'équipement.

Les figures 16 et 17 permettent de prendre la mesure de ces éléments. Pour l'éolien on arrive par exemple dans le cadre d'une sortie totale à une moyenne de 3 GW installés par an⁹ sur les décennies 2030-2040 et 2040-2050 (pour pouvoir augmenter la capacité et remplacer l'existant). S'agissant du solaire, et pour cette même période, le rythme serait de 1 GW/an ; de 890 MW/an pour le biogaz et pour le CCS (gaz et charbon), on atteindrait un rythme de 900 MW/an.

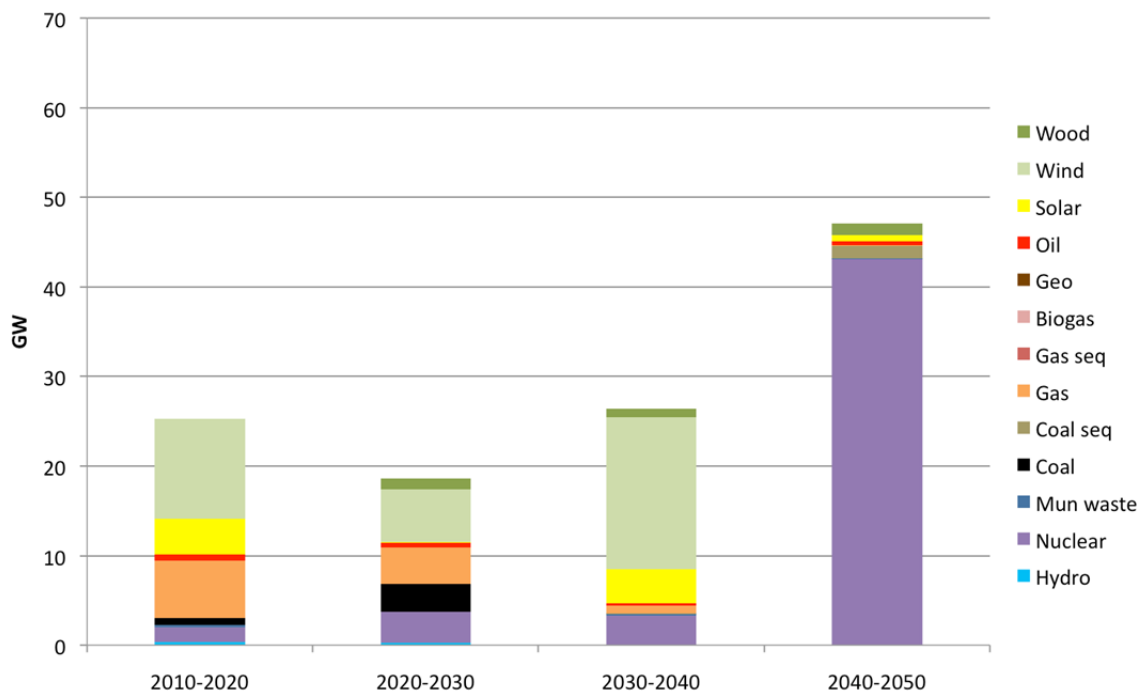


Fig. 16. Capacités installées sur l'horizon pour le scénario BAU.

⁹ On peut noter qu'aujourd'hui, les nouvelles capacités installées atteignent en moyenne 1 GW/an.

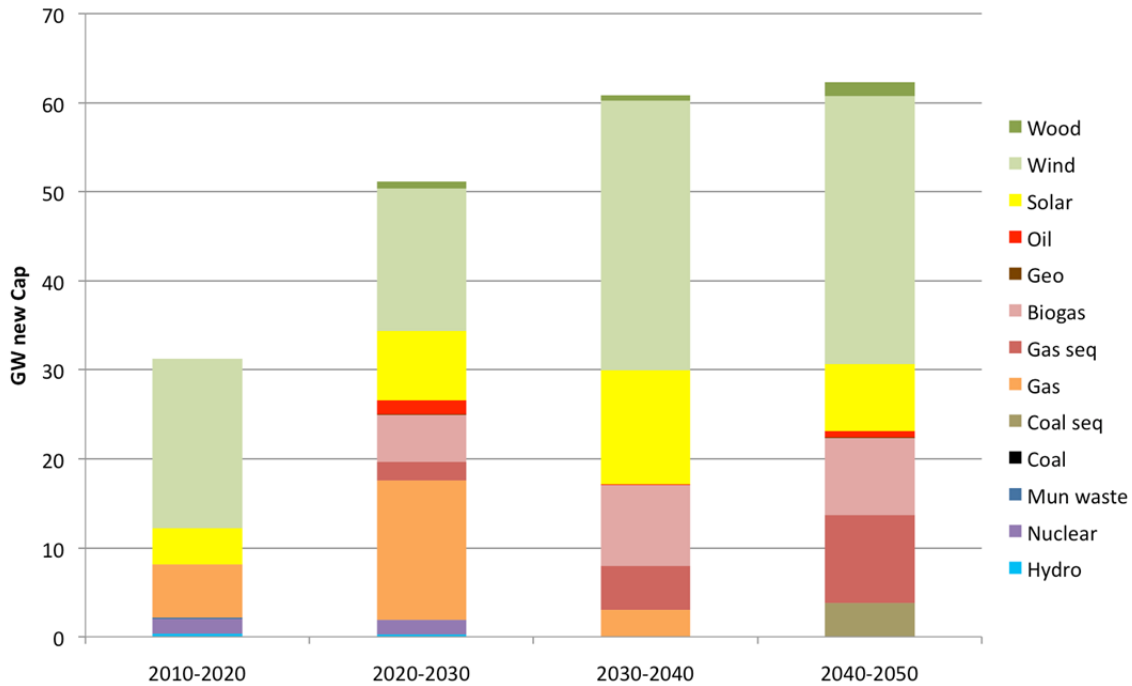


Fig. 17. Capacités installées sur l'horizon pour le scénario de sortie rapide avec contrainte en volume FASTv1.

On peut noter que les niveaux d'investissement en nouvelles capacités installées sont moins élevés pour le scénario BAU figure 13, que pour les 4 scénarios de sortie du nucléaire, PROGxx et FASTxx, alors que ceux-ci doivent satisfaire une demande diminuée par effet prix (élasticité). Ceci démontre que dans les options de sortie, il faut tenir compte du fait que les durées de vie des moyens de production alternatifs au nucléaire sont plus courts, et que les facteurs de charge des technologies basées sur des ressources renouvelables sont moins élevés. Il faudra donc en cas de sortie du nucléaire, non seulement savoir mener une politique continue de renouvellement du parc, comme illustré par les résultats sur le scénario FASTv1 figure 17, mais également limiter les usages électriques pour aller au-delà du scénario de référence du bilan prévisionnel.

FIABILITE DE LA FOURNITURE ELECTRIQUE

Elaborés à partir d'outils de modélisation prospective permettant l'anticipation des futurs systèmes électriques, les résultats issus de l'approche prospective optimale TIMES-FR risquent d'aboutir à des solutions irréalistes du point de vue de la stabilité dynamique des systèmes envisagés. Aussi, pour aller plus loin dans leur analyse, nous allons exploiter une méthode¹⁰ permettant d'évaluer la fiabilité de fourniture de ces futurs systèmes électriques. A cette fin, nous avons élaboré deux indicateurs de stabilité Hmag et Hcin qui permettent de mesurer la capacité d'un système électrique à faire face à un incident (fluctuation, perte de groupe, etc.). Ces indicateurs mesurent les niveaux de réserve magnétique et cinétique qui

¹⁰ Brevet FR 11 61087, (Schneider Electric/ARMINES), Procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique, Maïzi, Drouineau, Mazauric.

permettent de procurer l'inertie nécessaire au système pour rétablir sa stabilité¹¹. Ainsi, Hcin est un temps qui s'exprime en secondes et qui mesure l'énergie cinétique stockée dans le système par rapport à la puissance apparente du système. Hcin représente la durée pendant laquelle le stock d'énergie cinétique s'épuise totalement si toute la production du système est brusquement déconnectée. La variation de fréquence après une fluctuation de charges sera d'autant plus faible que Hcin sera grand, si bien que Hcin est un indicateur de la fiabilité du système pour la variation de fréquence. Au-delà Hcin est donc un indicateur pour la production. Le second indicateur, Hmag, s'exprime également en secondes et mesure l'énergie magnétique stockée par MVA de puissance apparente. A l'instar de Hcin pour l'énergie cinétique, Hmag correspond au temps d'épuisement du stock d'énergie magnétique quand toute la production du système se déconnecte brusquement. De ce fait, la mesure de l'énergie magnétique emmagasinée dans le système, Hmag, est un indicateur de la fiabilité pour la variation de tension. . Au-delà Hmag est donc un indicateur pour la transmission.

Les valeurs de ces deux indicateurs sont évaluées directement en sortie des exercices prospectifs du modèle TIMES, ce qui permet de déterminer facilement si les systèmes électriques proposés sont réalistes du point de la stabilité de fourniture.

Les indicateurs sont calculés pour chaque tranche horaire correspondant au découpage temporel de la courbe de charge telle qu'adoptée dans le modèle (72 tranches horaires). Ils sont donnés en unité de temps, seconde (s) pour la réserve cinétique, milliseconde (ms) pour la réserve magnétique, pour indiquer le temps nécessaire pour reconstituer chacune des réserves dans le cas d'une perte totale de production.

Pour le scénario de maintien du nucléaire, le BAU, on peut ainsi évaluer l'évolution du niveau de fiabilité sur l'horizon, tel qu'indiqué par les réserves magnétiques et cinétiques respectivement :

- pour la pointe d'été et d'hiver (respectivement figure 18 et figure 19),
- pour l'ensemble des tranches horaires (respectivement figure 20 et figure 21).

¹¹ *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : Intégration de la dynamique du réseau électrique, M. Drouineau, Thèse MINES ParisTech soutenue le 03/12/2011.*

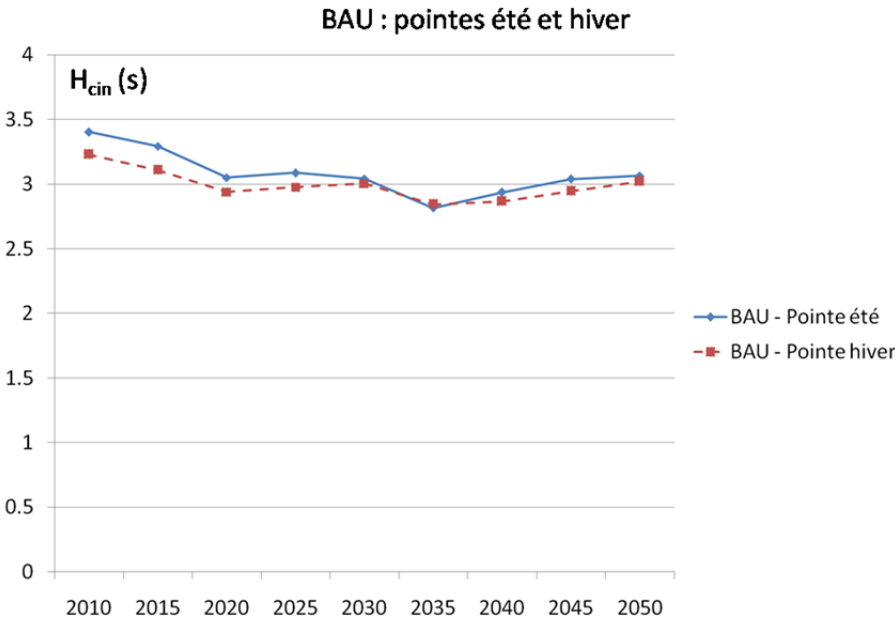


Fig. 18. Evolution de Hcin pour les pointes été et hiver pour le scénario BAU.

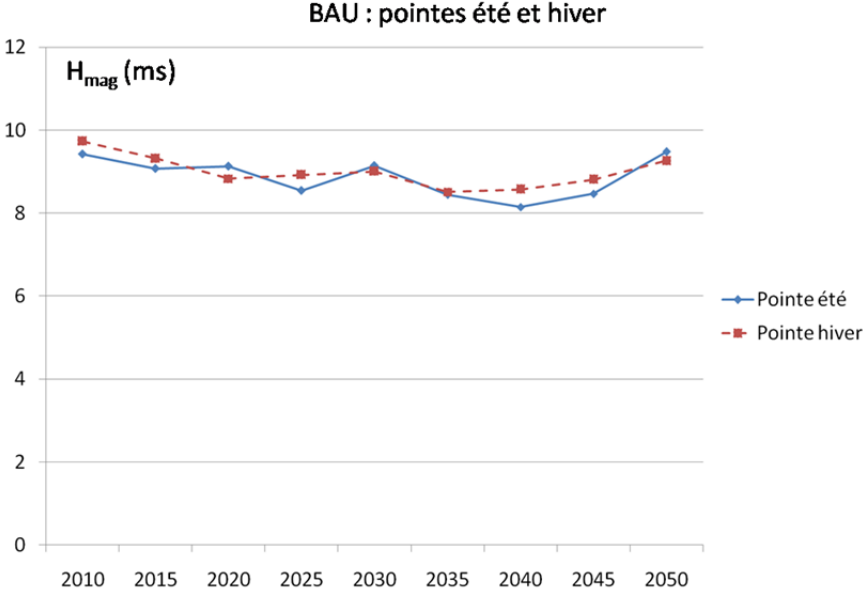


Fig. 19. Evolution de Hmag pour les pointes été et hiver pour le scénario BAU.

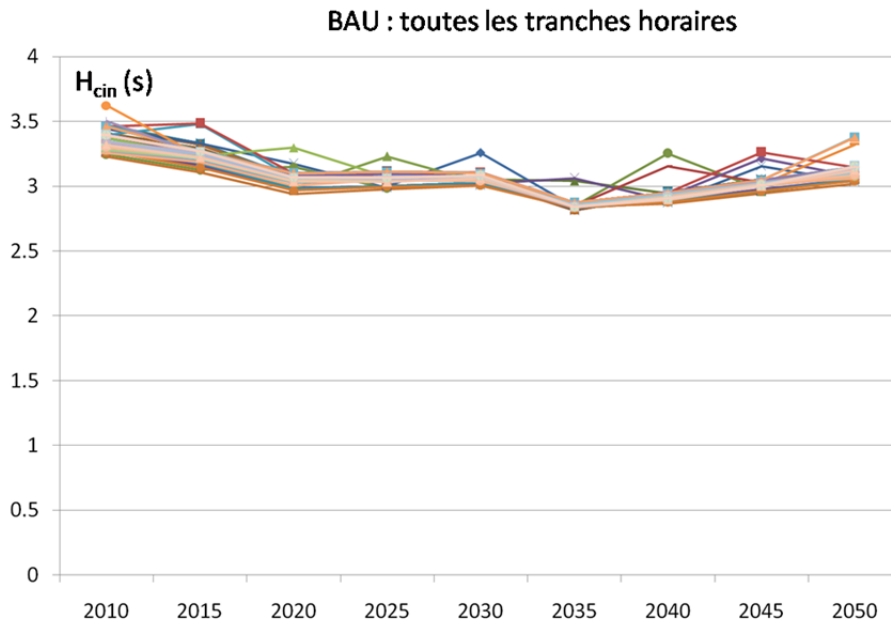


Fig. 20. Evolution de H_{cin} pour toutes les tranches horaires pour le scénario BAU.

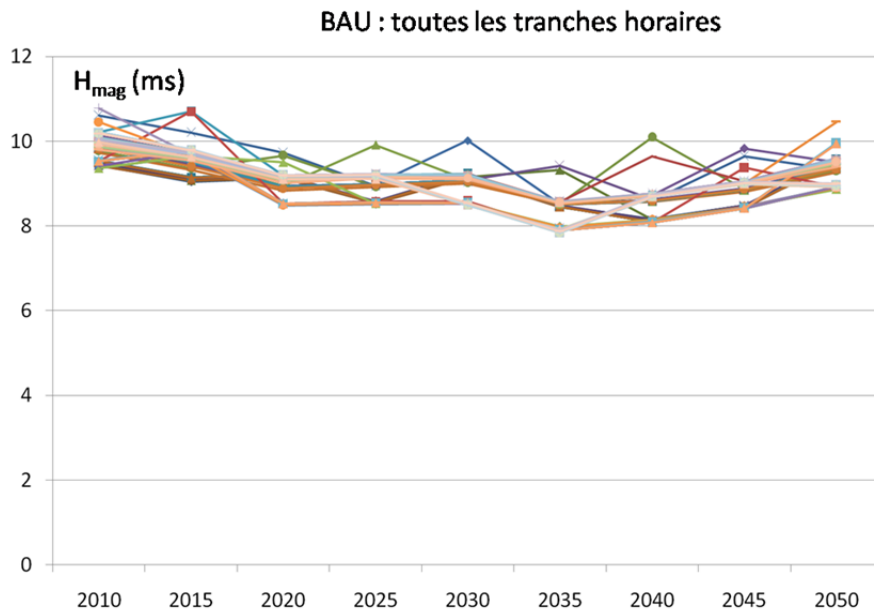


Fig. 21. Evolution de H_{mag} pour toutes les tranches horaires pour le scénario BAU.

Il est intéressant de noter que l'indicateur reflète le décrochage dû à l'effet falaise puis se relève en fin d'horizon pour les deux types de réserve.

Les indicateurs des scénarios de sortie du nucléaire peuvent être positionnés par rapport au BAU par exemple pour les pointes d'été dans les figures 22 et 23 ci-dessous :

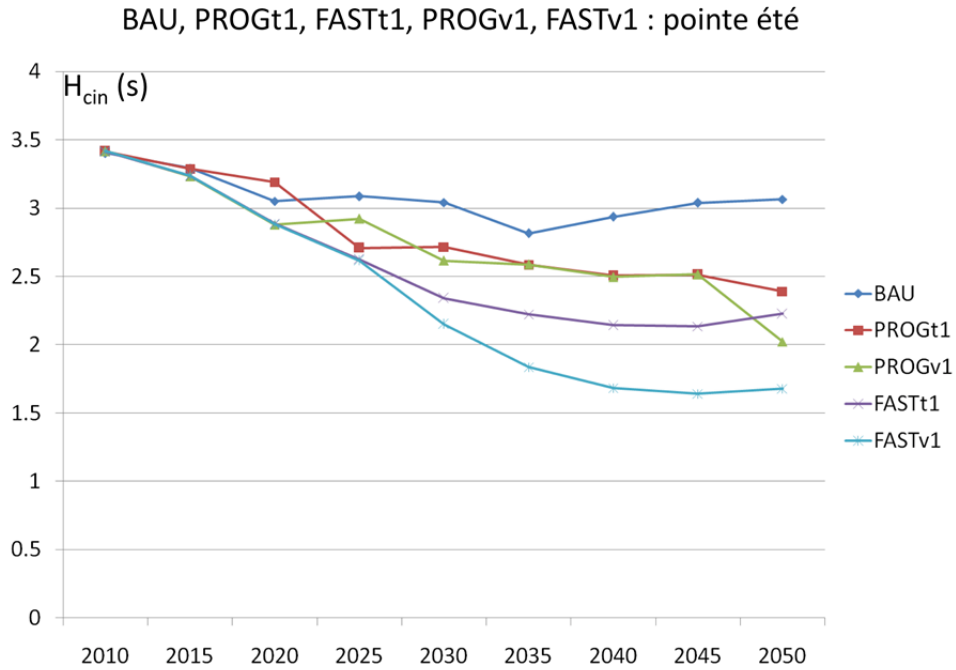


Fig. 22. Evolution de H_{cin} pour la pointe été pour tous les scénarios.

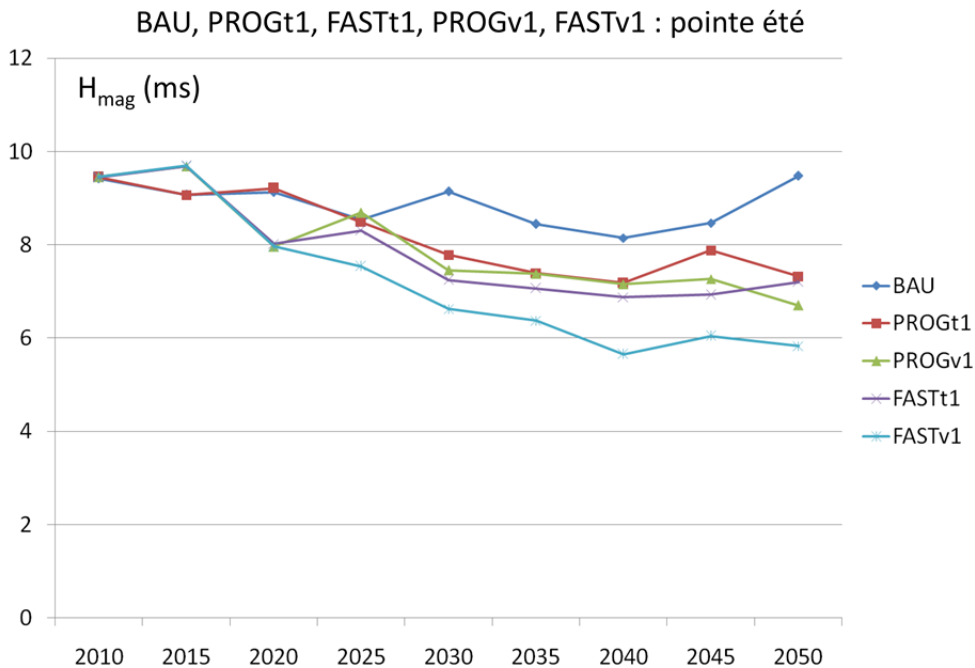


Fig. 23. Evolution de H_{mag} pour la pointe été pour tous les scénarios.

On peut constater que les valeurs prises par ces indicateurs diffèrent selon les scénarios étudiés, avec une dégradation nette au cours du temps pour les scénarios de sortie du nucléaire. Ceci indique que les systèmes électriques sur lesquels ces scénarios s'appuient ne garantiront pas des niveaux de réserves suffisants pour maintenir le niveau de fiabilité de référence donné par le BAU.

Ces résultats ne s'opposent pas à une intégration massive d'énergies renouvelables dans les futurs systèmes électriques mais appellent à engager la transition du secteur électrique avec précaution. Si les mix de production envisagés ne permettaient pas d'assurer une stabilité de fourniture suffisante, il serait alors nécessaire soit de prévoir un surcoût lié à l'installation d'éléments participant aux réserves magnétique et cinétique (volants d'inertie, moyens de secours), soit d'accepter une perte de stabilité (pannes plus fréquentes), c'est-à-dire une dégradation du service aux usagers du vecteur électrique.

ELEMENTS SUR LE COUT TOTAL ACTUALISE DU SYSTEME ELECTRIQUE

Il serait illusoire de considérer que les éléments de coûts sont significatifs dans l'approche prospective que nous proposons ici. Cependant, la fonction objectif minimisée étant le coût total actualisé du système électrique déployé sur l'horizon prospectif, il est possible de représenter la différence de cette valeur par rapport à celle réalisée pour le BAU. C'est ce qui est représenté sur la figure 25, pour l'ensemble des scénarios : deux facteurs,

- l'actualisation par rapport à l'année de référence (2010 ici) dont le taux est fixé à 5 %,
- le fait que l'on ne considère que le système électrique pour ses coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, variables, et les revenus éventuels des exportations,

expliquent pourquoi ces valeurs doivent être manipulées avec précaution, et ne doivent pas être surinterprétées.

Pour aller un peu plus loin, on peut regarder les différentiels de coûts par rapport au BAU évalués par période en moyenne annuelle sur 5 ans, et détaillés par type de coût sur la figure 24 pour les deux scénarios de sortie du nucléaire intégrant à la fois la pénalité et la limitation en volume des émissions. On constate tout d'abord que pour les deux scénarios PROGv1 et FASTv1, la pénalité est moins forte puisque le surcoût associé à la taxe est négatif. Le surcoût de l'élasticité correspond au poste le plus élevé et est particulièrement marqué pour les périodes où l'élasticité-prix a joué de façon à diminuer la demande, en particulier pour le scénario de sortie rapide FASTv1. Pour mieux comprendre l'interprétation de ce coût, on se reportera à l'annexe B.

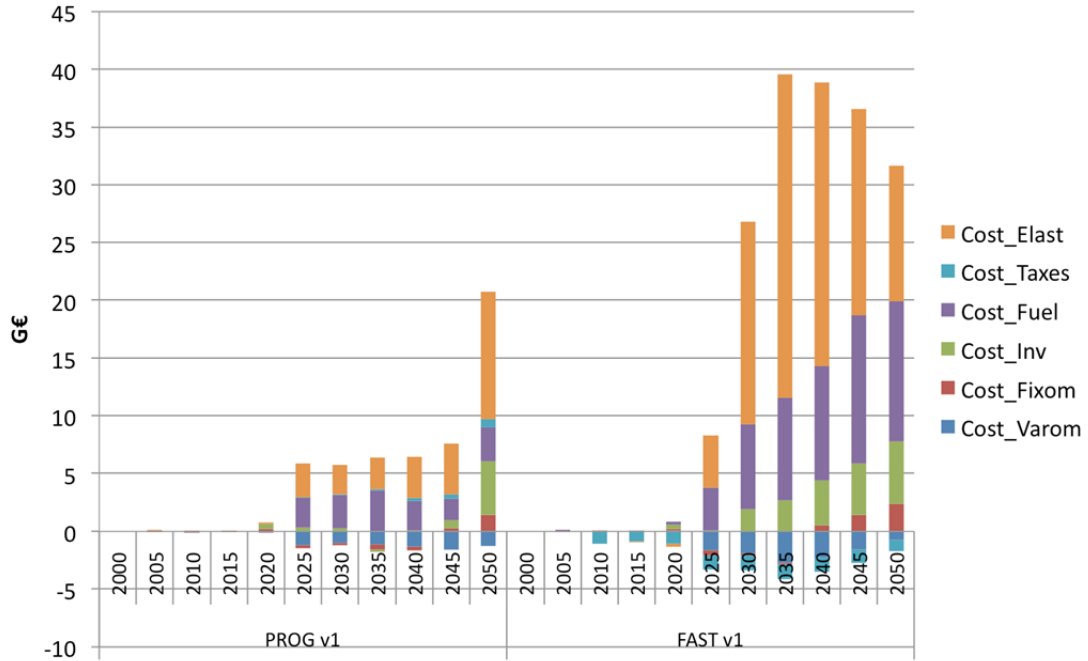


Fig. 25. Surcoût moyen par période et par type de coût par rapport au BAU.

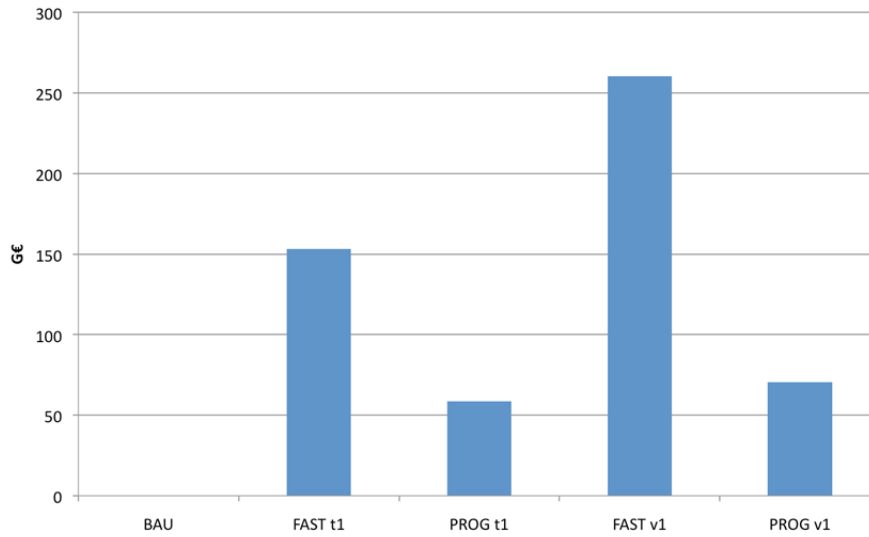


Fig. 24. Surcoût total actualisé optimal par rapport au BAU.

CONCLUSION : QUELS ENSEIGNEMENTS TIRER DE CETTE ETUDE

Cette étude nous a permis d'envisager plusieurs scénarios tels que proposés par la DG TRESOR dans le cadre des réflexions de la Commission Besson. Il est important de souligner que de nombreux autres scénarios auraient pu être envisagés par cette même approche, limitant ou favorisant certaines technologies, et intégrant des mesures plus ou moins coercitives sur le contrôle des émissions de CO₂ ou la maîtrise de la demande.

Cependant, on peut extraire de cette analyse technico-économique supportée par le modèle TIMES-FR des enseignements pérennes et robustes quelles que soient les options technologiques retenues :

- l'effet falaise met le système électrique français « au pied du mur » : il faudra consentir des investissements soutenus pour renouveler un parc de production d'électricité en fin de vie ;
- cette situation ouvre des opportunités à l'ensemble des filières industrielles, dont l'enjeu principal sera de soutenir un rythme ambitieux de construction de nouvelles capacités avec pour chacune des questionnements spécifiques : acceptabilité, fiabilité entre autres ;
- en parallèle, le paradigme actuel de consommation croissante d'électricité devra être remis en cause dans les prochaines décennies, si les questions environnementales s'inscrivent toujours dans les priorités des politiques publiques ;
- ces éléments permettent de considérer que la question des options politiques en matière d'énergie pour le long terme ne peut se restreindre à un choix technologique, et doit dépasser le cadre des oppositions pro ou anti nucléaires.

Cette contribution, qui constitue principalement une réflexion technique, devra s'inscrire dans le cadre plus large d'un débat sur les choix de société et de comportement. On ne pourra s'affranchir d'y associer l'utilisateur du vecteur électrique.

ANNEXE A :

ELEMENTS SUR L'EVALUATION DES COUT D'INVESTISSEMENTS

Il s'agit dans cette évaluation de privilégier la cohérence entre technologies plus que les valeurs absolues et exactes individuelles. Les études (AIE (Agence Internationale de l'Énergie), OCDE-AIE, MIT (Massachusetts Institute of Technology), EPRI (Electric Power Research Institute), EC (European Commission), DGE, ETSAP, US Congress report...) et les bases issues de projets de recherche ne portent pas toutes sur le même panier de technologies. Nous proposons donc d'adopter une méthode adaptée qui, à partir des ratios relatifs à une technologie de référence, permet de définir les ratios moyens généralisés pour 2010 des autres technologies.

Du fait de sa maturité, la technologie charbon supercritique est choisie comme référence.

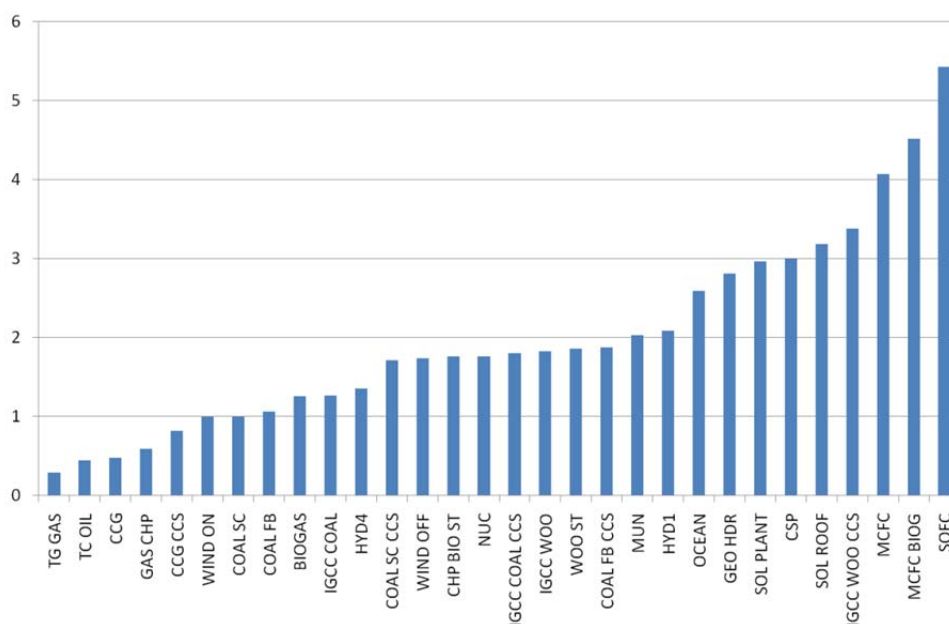


Fig A.1. Ratio de référence vs charbon supercritique.

Il s'agit tout d'abord de fixer une valeur de référence pour cette technologie charbon supercritique pour laquelle les valeurs publiées restent dispersées : un document de travail de l'AIE de 2011 sur la séquestration¹² permet ainsi de voir que les valeurs pour les installations de référence sans capture diffèrent : elles varient autour de 2500\$/kW pour les études les plus récentes contre 1800\$/kW pour les moins récentes. Chaque site ou projet est particulier et cette valeur n'est elle-même qu'une moyenne, comme en témoignent les récentes études comme "Projected Costs of Generating Electricity 2010" de l'AIE-OCDE ou le rapport pour le congrès américain "Power Plants: Characteristics and Costs". Aussi, lorsqu'en l'absence d'une valeur de référence partagée en France, nous choisissons de retenir la valeur normative de 2050 €/KW, c'est parce qu'elle ne reflète que notre meilleure estimation sur la base des informations publiques disponibles, et doit être considérée avec toutes les précautions précédemment indiquées.

¹² "Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation", AIE, p26

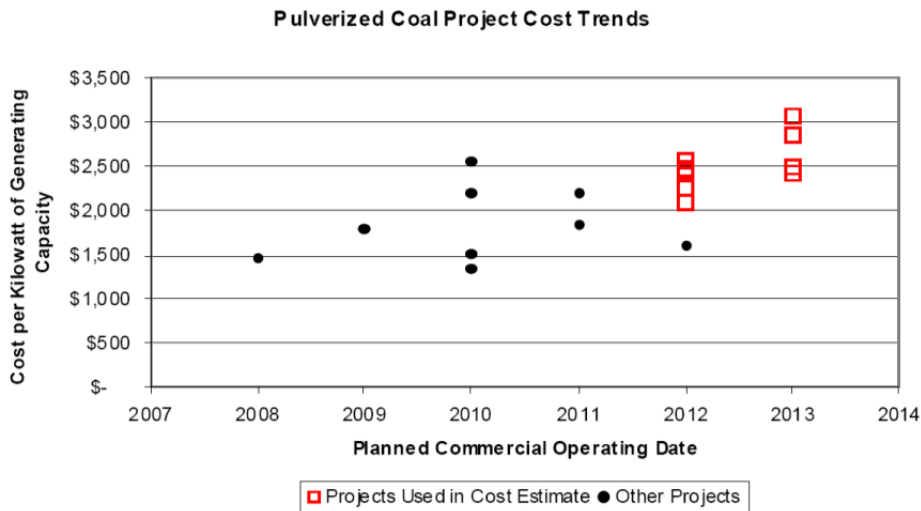


Fig. A.2. Valeurs pour le coût d'investissement de la technologie de charbon supercritique.

Source: Kaplan, "Power Plants: Characteristics and Costs", CRS report for Congress, Novembre 2008

Cette référence étant fixée, la cohérence entre technologies, qui est notre principale préoccupation, est alors contrôlée par rapport à cette valeur « consigne ».

Pour l'ensemble des technologies évaluées, on pourra remarquer dans la figure 5 que les valeurs des coûts d'investissement obtenues se situent au-dessus des valeurs des évaluations internationales (lorsque celles-ci intègrent dans leur référence des données moins récentes) et concordent avec les déclarations relatives à des projets de construction ou des installations effectives. Le coût d'investissement du nucléaire atteignant 5.9 milliards € pour un EPR est notamment beaucoup plus élevé que ceux proposés dans la version de l'étude des coûts de référence datée de 2003 (1.7 milliards €) ou retenu pour le WEO 2011 (4 milliards €). Il représente cependant mieux les dernières évaluations du coût de l'EPR de Flamanville.

La situation est identique pour le solaire. L'actualisation 2008 des coûts de référence propose une valeur de 5900€/kW et le WEO 2011 une valeur de 5000€/kW. La valeur obtenue par notre méthode conduit à un coût plus élevé de 6500€/kW. Pour la France, le coût moyen des installations de panneaux est, selon le site www.photovoltaique-solaire.org, de l'ordre 8000€ TTC pour 10m² de panneaux. Ramenée à une puissance unitaire 100Wc/m² (retenue pour les coûts de référence 2003), on obtient un montant de 8000€/kW. Avec une hypothèse de puissance unitaire basée sur les meilleures cellules à 150Wc/m² (retenue pour l'actualisation 2008), l'investissement correspondant est de 5300€/kW. EDF ENR¹³ propose sur son site internet pour les particuliers des panneaux modernes d'une surface de 24 m² pour une puissance de 3kWc, ce qui conduit à une valeur de 125Wc/m² et un investissement de 6400€/kWc. En l'absence de motivations fortes pour une révision et du fait de la nature des scénarios étudiés, nous avons conservé les valeurs calculées, ce qui permet de maintenir la cohérence entre technologies. Cette vérification constitue simplement un élément supplémentaire pour assurer la cohérence des coûts des technologies, hypothèses exogènes retenues pour nos scénarios. Elle ne constitue ni une preuve ni une contestation des autres sources de données (d'autant qu'elles sont la base de nos évaluations), qui elles-mêmes, dans leur ratio de coût d'investissement par rapport à la technologie charbon de référence, possèdent une cohérence interne propre. La difficulté de cet exercice normatif est illustrée par la figure suivante proposée par l'EPRI dans "Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options: technical update 2011".

¹³ <http://www.edfenr.com/particuliers/nos-offres/panneaux-solaires-n808-1.aspx>

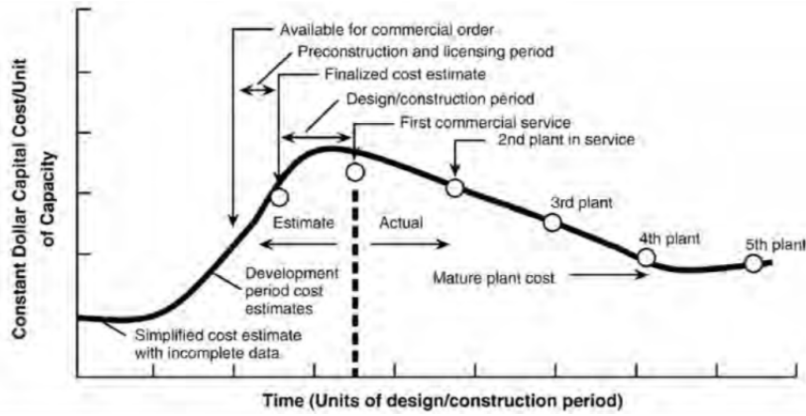


Fig. A.2. Evolution tendancielle du coût par capacité installée.

Source: EPRI 2011, "Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options: technical update 2011"

L'étape finale est alors la caractérisation des évolutions des coûts d'investissement au cours du temps. Celles retenues¹⁴ sont calculées à partir des moyennes de taux de croissance et en particulier à partir du rapport « Energy Technology Perspective 2010 » de l'AIE pour les énergies renouvelables. On obtient ainsi les profils de réduction de coûts sur 40 ans (ci-dessous) qui conduisent aux valeurs de coûts d'investissements retenus pour cette étude.

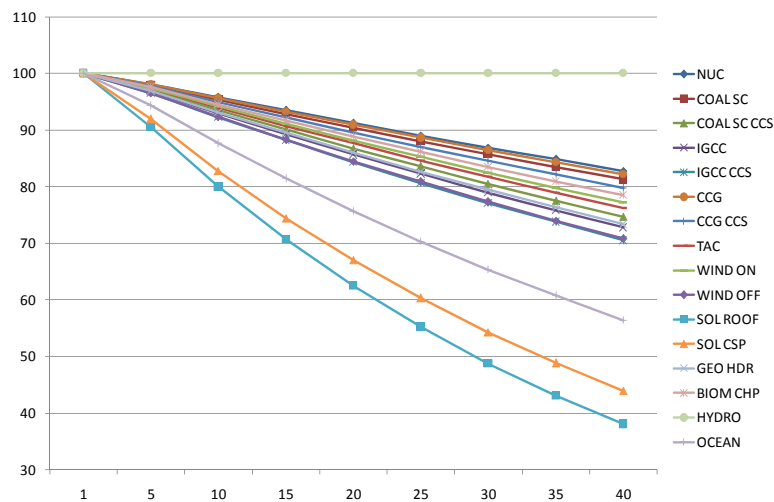


Fig. A.3. Profil de l'évolution de la réduction des coûts par type de technologie.

¹⁴ Ici encore, il est possible d'envisager des évolutions alternatives à celles retenues: plus ambitieuses ou avec des profils conduisant plus ou moins rapidement à des cibles identiques.

ANNEXE B :

ELEMENTS SUR L'ELASTICITE-PRIX DE LA DEMANDE ELECTRIQUE

Rappelons ici que l'élasticité de la demande par rapport au coût marginal de l'électricité est définie comme la variation relative de la quantité divisée par la variation relative du coût marginal, ces deux variations étant exprimées sous forme de pourcentage.

Cela signifie que dans le cas où les scénarios reposent sur une demande élastique, la fonction objectif n'est plus la minimisation du coût total actualisé associé au système électrique de production sous contrainte de satisfaction d'une demande fixe mais devient la maximisation du surplus collectif défini¹⁵ par :

$$\text{Max} \sum_i \sum_t \left(p_i^0(t) \cdot [DM_i^0(t)]^{-1/E_i} \cdot DM_i(t)^{1+1/E_i} / (1+1/E_i) \right) - c \cdot X$$

où le coût marginal de référence, noté $p_i^0(t)$, est celui du scénario BAU, où la demande (indexée par i) de référence, notée $DM_i^0(t)$ est celle du BAU. Dans ce problème optimal, les variables de décision sont les coûts associés aux technologies choisies dans le bouquet disponible, le niveau de demande satisfait $DM_i(t)$. Il en résulte un prix d'équilibre.

Le premier terme de la fonction objectif peut donc être interprété comme un coût d'élasticité (négatif comme l'élasticité).

Maximiser cette fonction revient à minimiser son opposé, et on retrouve donc une expression où l'on minimise le coût total associé au système énergétique comme dans le cas d'une demande non élastique, auquel s'ajoute un nouveau terme correspondant à ce coût de l'élasticité.

Interprétation graphique

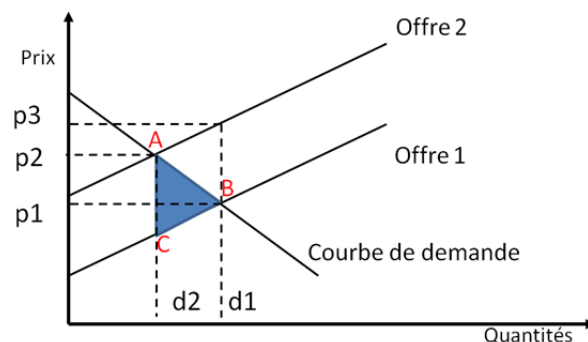


Fig. B.1. Profil de l'évolution de la réduction des coûts par type de technologie.

ABC: Perte nette de surplus collectif entre les équilibres A (d_2, p_2) et B (d_1, p_1).

p_1 , prix d'équilibre de référence.

p_3 , prix d'équilibre après modification de la courbe d'offre dans le cas d'une demande non élastique.

p_2 , prix d'équilibre après modification de la courbe d'offre après variation du niveau de demande.

Ce coût d'élasticité est lié à la réactivité de la demande. Si on modifie par exemple la courbe d'offre initiale en gardant la même ordonnée à l'origine en passant toujours par le point A, on conserve la même modification de demande. Inversement, si pour la translation de la courbe d'offre proposée on suppose une demande avec une pente plus faible, donc plus élastique, la variation de demande est plus forte. Il n'est donc pas neutre d'évaluer un scénario alternatif de demande basse sans surcoût et un scénario de réduction de la demande via un effet prix. Cette composante est sous-jacente de tout usage de l'élasticité dans les modèles mais rarement explicitée.

¹⁵ Documentation du modèle TIMES, www.etsap.org.

ANNEXE C :

ANALYSE PROSPECTIVE TOUS SECTEURS

L'analyse précédente a été réalisée pour le seul secteur électrique et pour une demande d'électricité exogène, nous permettant d'explorer un niveau de détail avancé.

Nous proposons, pour situer cette analyse dans un contexte global, quelques résultats préliminaires issus d'une étude à paraître, réalisée à l'aide d'un modèle TIMES étendu à l'ensemble des secteurs du système énergétique français¹⁶.

Il s'agit cette fois-ci, de déterminer le système énergétique qui pourrait satisfaire sur l'horizon prospectif une demande désagrégée par secteur (industrie, résidentiel/tertiaire, transport, agriculture) et définie par usage.

Nos principales hypothèses de modélisation reprennent celles adoptées pour le Centre d'Analyse Stratégique¹⁷ en 2007 et déclinées dans une étude plus récente sur la valeur carbone en France¹⁸.

Elles correspondent à une vision volontariste du BAU, mais n'intègrent pas toutes les hypothèses de la réglementation thermique issue du dernier Grenelle (notamment en matière de compensation pour les bâtiments à énergie positive).

Les scénarios All_yy_xx correspondent à tous les secteurs de demande ; les scénarios All_FAST_xx reprennent les hypothèses de sortie rapide du nucléaire telles que déclinées dans le cas électrique seul.

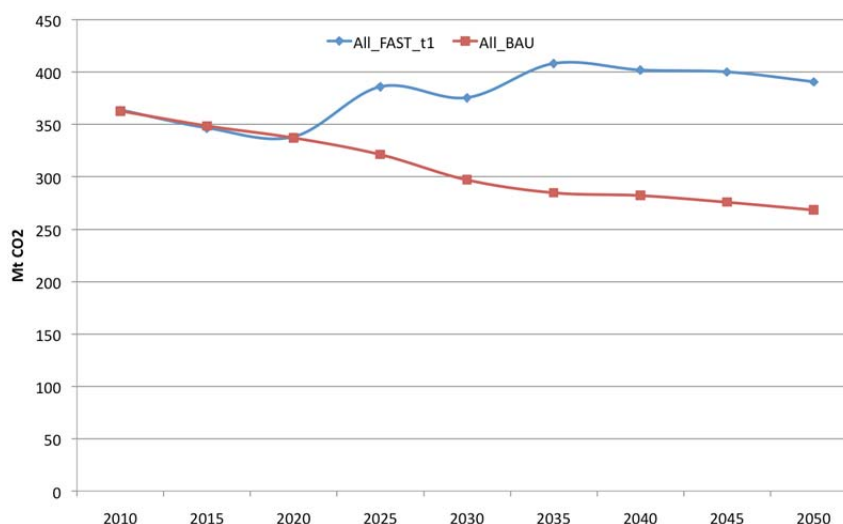


Fig. C.1. Emissions totales de CO₂ liées à l'énergie (hors transport international).

Le scénario All_FAST_t1 comprend une pénalité carbone comme dans le cas électrique au niveau ETS. Le niveau d'émission du All_BAU est utilisé comme référence pour un scénario de sortie du nucléaire avec contrainte sur les émissions noté par la suite All_FAST_v1.

¹⁶ Pour ce système énergétique en particulier, le niveau de détail est plus faible, puisque l'on passe de 72 sous-périodes à 12 (simplement 4 saisons et une distinction jour/nuît/pic).

¹⁷ Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 : rapport de la commission Energie présidée par Jean Syrota - Volume 1 Centre d'analyse stratégique - La Documentation française. Octobre 2007.

¹⁸ E. Assoumou, N. Maïzi, "Carbon value dynamics for France: A key driver to support mitigation pledges at country scale", Energy Policy, Volume 39, Issue 7, July 2011, Pages 4325-4336.

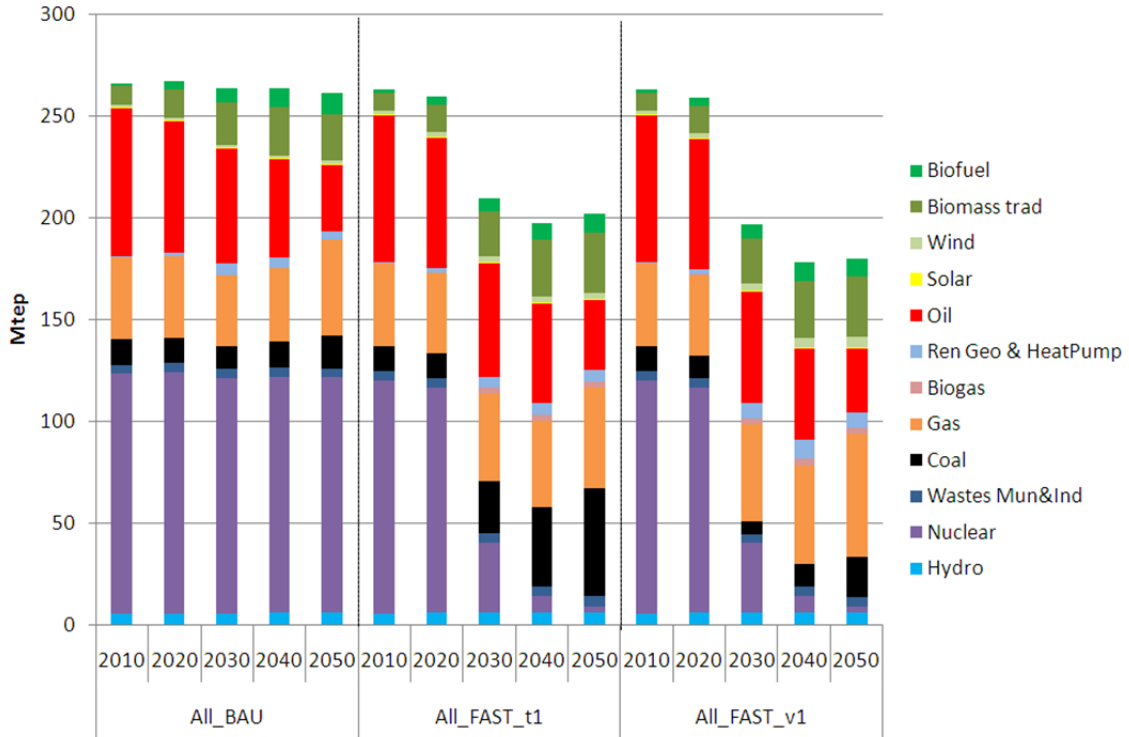


Fig. C.2. Energie primaire.

On constate une baisse significative de la consommation primaire dans les deux scénarios de sortie du nucléaire traduisant trois effets concomitants : la substitution du nucléaire par des moyens de production à meilleur rendement primaire¹⁹, l'annulation des exportations d'électricité, la baisse de la demande intérieure.

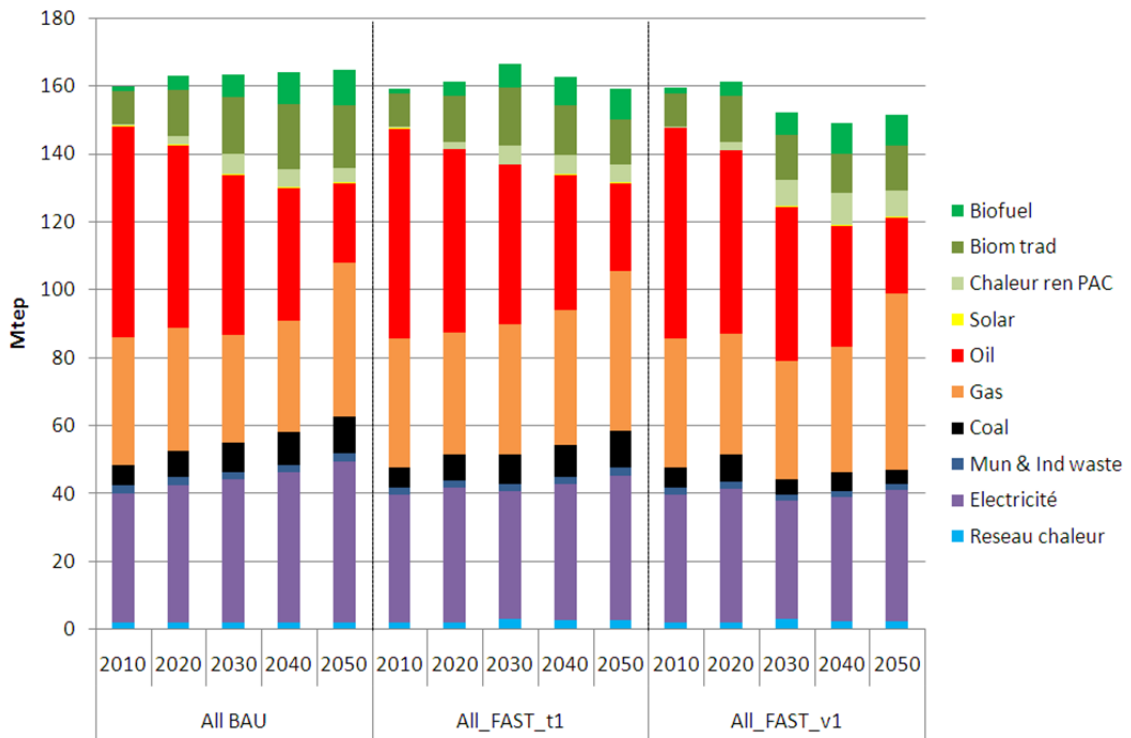


Fig. C.3. Consommation finale par énergie.

¹⁹ Suivant les conventions en vigueur.

La baisse de la consommation finale est moins marquée que celle de l'énergie primaire puisqu'elle intègre l'électricité comme vecteur d'énergie sans se soucier du mix sous-jacent et masque donc les rendements des centrales électriques. En outre, la consommation finale correspond à une satisfaction d'une demande utile élastique, ce qui se traduit par des choix différents des technologies sélectionnées suivant les scénarios.

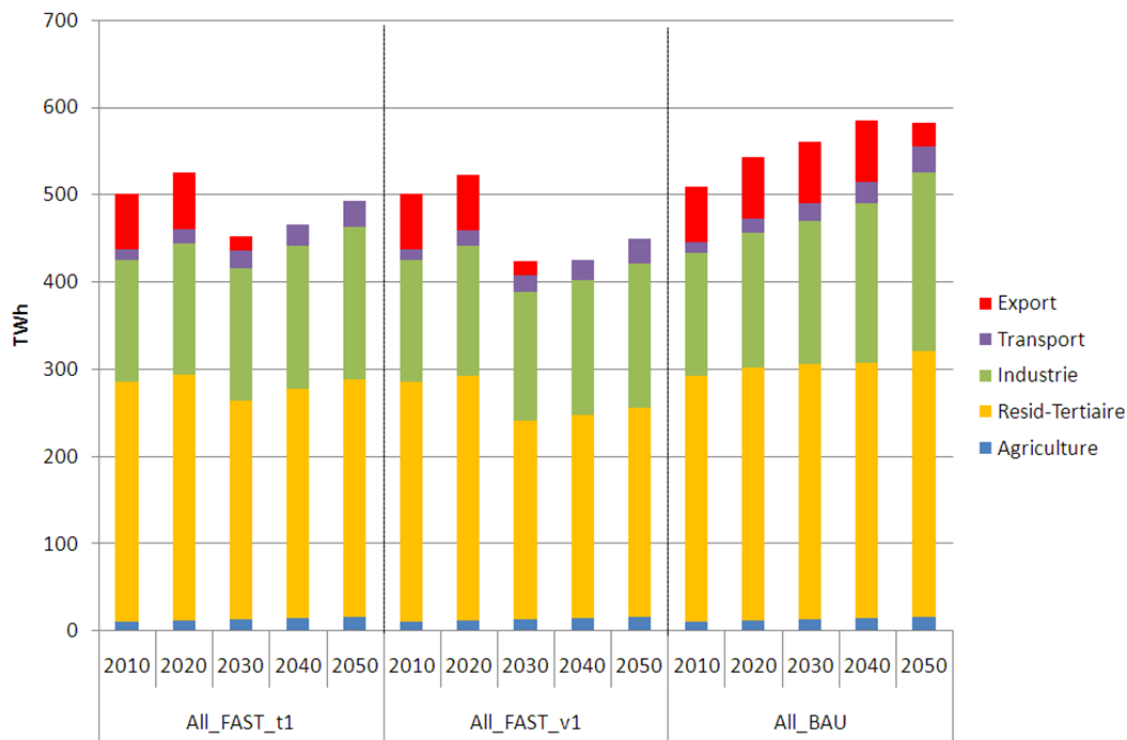


Fig. C.4. Consommation électrique par secteur.

La consommation intérieure d'électricité issue du modèle France se situe entre le scénario de référence et le scénario bas du bilan prévisionnel (cf. figure 3). La baisse du niveau des exportations (cf. figure 10) est confirmée. L'ensemble de ces éléments, permet en première approximation, de décliner un système énergétique global pour la France, cohérent avec la vision restreinte et plus détaillée proposée dans l'exercice prospectif purement électrique.

UNE CHAIRE POUR L'AVANCEMENT DE LA MODELISATION PROSPECTIVE

Lancée en décembre 2008, la **Chaire Modélisation prospective au service du développement durable** est portée par les écoles MINES ParisTech, École des Ponts ParisTech, AgroParisTech, le PRES ParisTech, par la Fondation de l'École des Ponts et la FI3M, en partenariat avec l'ADEME, EDF, RENAULT, SCHNEIDER ELECTRIC et TOTAL.

Grandes Écoles, industriels et acteurs institutionnels unissent leurs efforts autour d'une ambition commune : pérenniser des outils de modélisation sur les enjeux du développement durable. En adoptant une démarche prospective, la Chaire a vocation à

Éclairer des politiques publiques

Éclairer des choix technologiques

Approfondir la compréhension des systèmes

PLUS D'INFORMATIONS EN
www.modelisation-prospective.org



Les Cahiers de la Chaire

Chaire Modélisation prospective au service du développement durable

Contact

Nadia MAÏZI

Directrice du Centre de Mathématiques Appliquées (CMA)

MINES ParisTech / CMA
Rue Claude Daunesse
BP 207
06904 Sophia Antipolis

Tel: +33(0)4 97 15 70 79 / Fax: +33(0)4 97 15 70 66
Courriel: nadia.maizi@mines-paristech.fr

Jean-Charles HOURCADE

**Directeur du Centre International de Recherche sur
l'Environnement et le Développement (CIRED)**

CIRED
Campus du Jardin Tropical
45 avenue de la Belle Gabrielle
94736 Nogent sur Marne Cedex

Tel: +33(0)1 43 94 73 63 / Fax: +33(0)1 43 94 73 70
Courriel: hourcade@centre-cired.fr

Site Web: <http://www.modelisation-prospective.org>

Contact de la Chaire: contact@mail.modelisation-prospective.org