Services système

Evaluation du coût de fourniture du service de réglage de la fréquence

Résultats de la méthode partagée

GT Concertation RP-RS TURPE 4

4 novembre 2011

Plan

- Méthode d'évaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence
- Zoom sur la neutralité de la prise en compte de moyens hydrauliques de production
- Jeu d'hypothèses publiques utilisées pour le cas de référence
- Résultats : coût complet de fourniture des services système pour le cas de référence
- Etude de sensibilités

Méthode d’évaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence

Les producteurs de l’ Union Française de l’Électricité

Finalité : établir une évaluation du coût de fourniture des SSY visant à l'efficacité économique sur le LT

- Le coût de fourniture des SSY est évalué à travers les coûts de développement et d'exploitation qu'ils nécessitent
- L'approche retenue vise à construire une référence de prix stable et valable sur le long terme et suppose que les choix d'investissement sont effectués sur critère économique
- La méthode du parc adapté est utilisée dans cette optique : elle permet de construire le parc de production au périmètre français minimisant en espérance le coût complet de fourniture de l'énergie et des SSY. L'horizon de temps est suffisamment éloigné pour permettre au parc de production de tendre vers cet optimum économique
- Les filières entrant dans la composition des parcs ainsi construits sont développées exclusivement sur critères économiques et présentent un potentiel d'accroissement non contraint
- L'exercice est réalisé exclusivement sur la base de données publiques : historiques de demande, coûts et performances des filières, besoin de SSY …

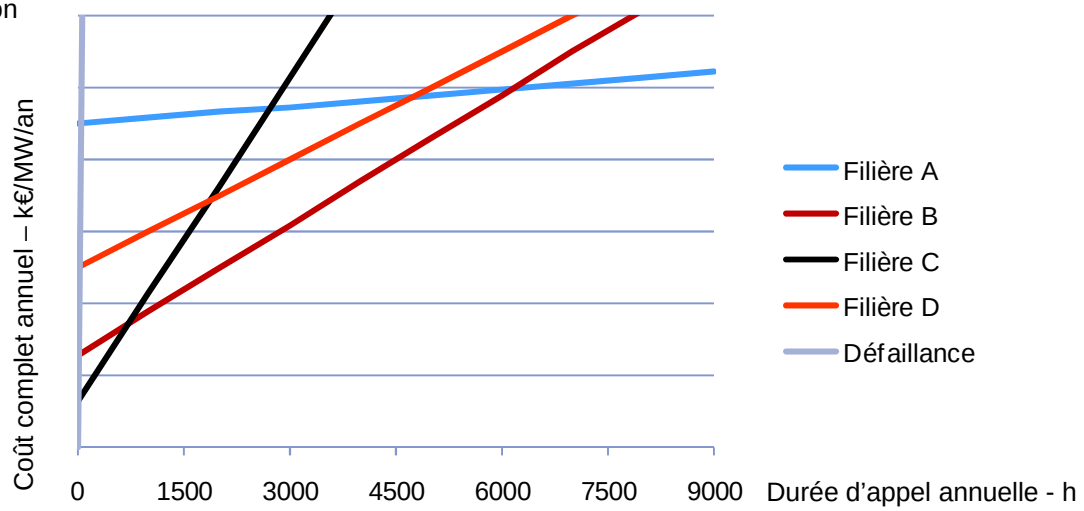
Au final, une approche globale et complète permettant notamment de déterminer tous les paramètres (répartition des filières, coûts de référence) discutés lors de concertations précédentes

Coût des filières et coût complet de production

- Le coût complet de production est formé de 2 termes :
  - Le **coût de la capacité**, annualisé, pour l'ensemble du parc. Il est indépendant de la quantité d'énergie produite.
  - Le **coût de gestion** comprenant l'ensemble des coûts de revient des consommables utilisés dans la production de l'énergie, les dépenses d'exploitation proportionnelles ainsi que la pénalisation pour la non fourniture de la demande électrique (défaillance)
- Les caractéristiques technico économiques d'une filière sont supposées homogènes et leur coût complet annualisé est représenté par la somme :
  - D'une **part fixe constante (en €/kW/an)** sur la durée de vie constituée du loyer économique et des coûts fixes d'exploitation
  - D'une **part proportionnelle (en €/MWh)** à la durée annuelle de fonctionnement, couvrant entre autres les dépenses de combustible et de CO2 ainsi que les coûts variables d'exploitation

Graphe des droites d'équilibres

Evolution du coût complet annuel d'utilisation de 1 MW selon la durée d'appel annuelle



- Seules les filières compétitives sont retenues dans la construction des parcs adaptés.
- Les moyens de production hydrauliques ne sont pas représentés.
  - Leur potentiel de développement est limité et il n'est pas possible de déterminer un coût de filière standard
  - Leur capacité à produire est contrainte en quantité par les apports naturels, et leur valeur est formée par les coûts évités des filières thermiques pouvant être développées librement
  - La complexité des algorithmes nécessaires à la représentation de leur gestion est incompatible avec l'objectif de simplicité du modèle

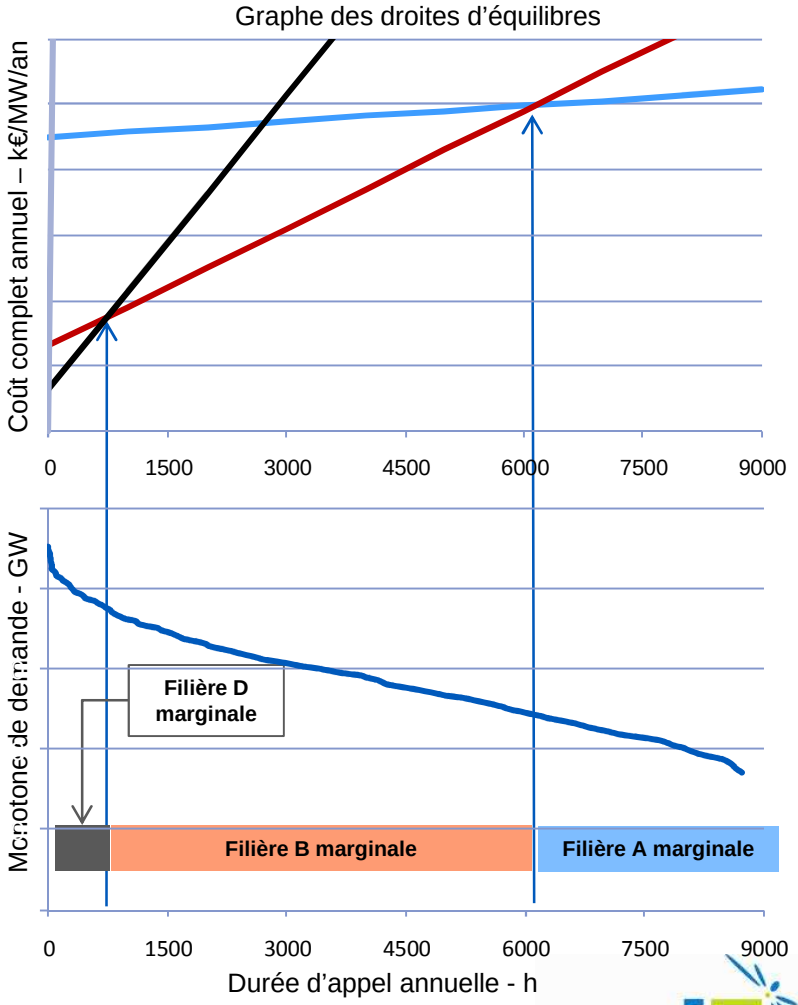
Principe de l'adaptation de parc

- Adapter un parc de production consiste à modifier sa structure de façon à minimiser le coût complet de fourniture de la demande des consommateurs et des SSY
- Un parc est adapté lorsque le coût de revient de l'électricité est minimal

- Pour une chronique de demande, la structure du parc est optimale lorsque pour chaque durée d'appel le moyen marginal est le plus compétitif.

Cette condition est vérifiée lorsque la marge brute de chaque moyen est égale à son coût d'anticipation

- L'adaptation d'un parc de production fournissant un historique de demandes est obtenue par itération en faisant converger les marges brutes (en espérance) des filières compétitives vers leur coût d'anticipation



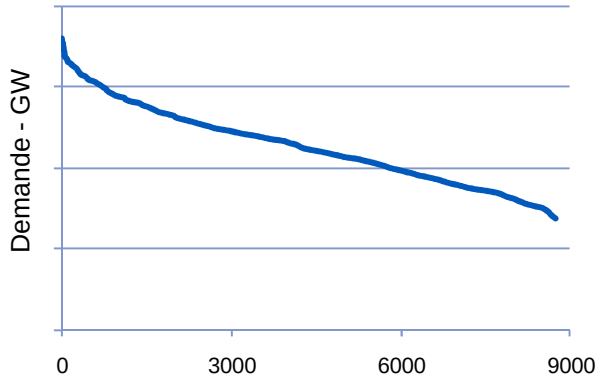
Les producteurs de l'

Union Française de l'Électricité

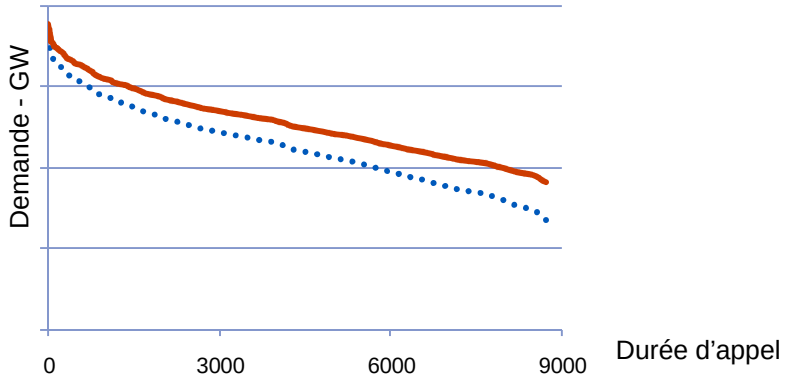
Application de la méthode au cas des SSY

- 2 parcs adaptés sont construits pour évaluer les coûts induits par la fourniture du réglage de fréquence :
  - Le premier est adapté à la fourniture de la demande en énergie seule
  - Le second est adapté à la fourniture de la demande en énergie augmentée du besoin en SSY de réglage de fréquence

Demande en énergie seule



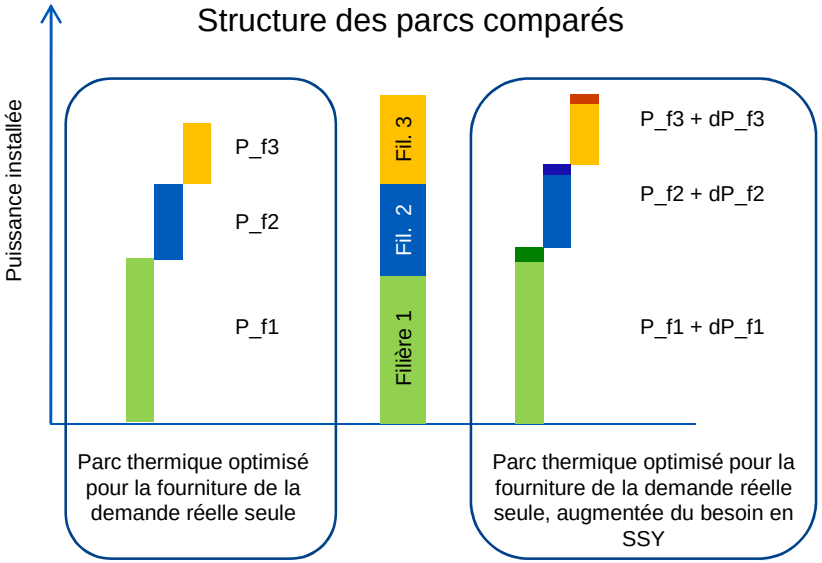
Demande en énergie augmentée du besoin en SSY

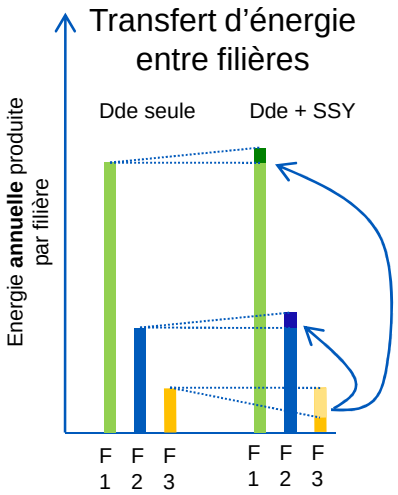


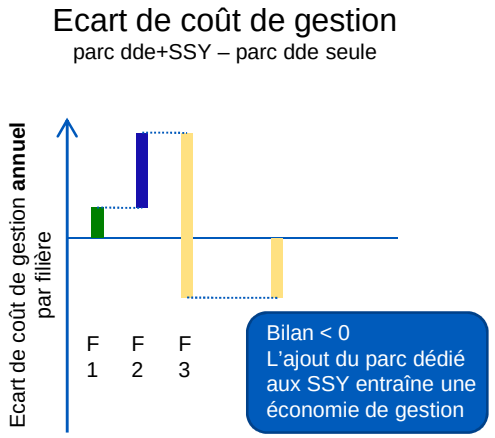
- Du fait de l'écart sur les demandes qui leurs sont adressées les structures des 2 parcs sont différentes
- Bien que la quantité d'énergie produite reste identique, les coûts complets de cette production présentent un écart qui correspond au coût induit par la fourniture des SSY
- Le coût des SSY est donc formé par un raisonnement en différentiel entre 2 parcs adaptés. Cette analyse en écart permet de relayer l'effet des simplifications faites sur la représentation des parcs complets à un ordre secondaire.

Formation du coût des SSY

- La différence entre le coût complet de production du 2nd parc (dde en énergie + SSY) et celui du 1er parc (dde énergie seule) est formée :
  - De la **différence entre les coûts annualisés de la capacité** installée dans les 2 parcs
  - De la **différence entre les coûts de gestion** des 2 parcs







- L'écart sur le coût annualisé de la capacité est positif

  La capacité installée du 2nd parc est supérieure à celle du 1er

- La différence des coûts de gestion est négative. Elle représente une économie qui doit être déduite du coût de la capacité supplémentaire développée.

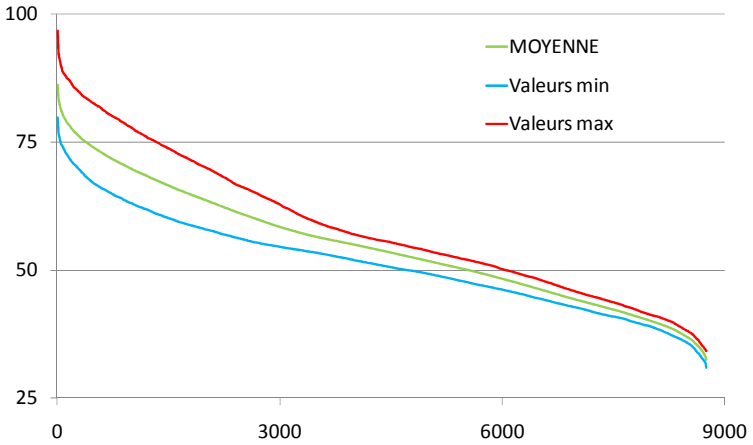
  L'optimisation du placement des SSY consiste à les positionner sur les moyens démarrés dont le coût variable est le plus élevé. Sur le bilan de production, cette logique entraîne un report d'énergie des moyens les plus chers vers les moins chers

Robustesse de la méthode – 1/2

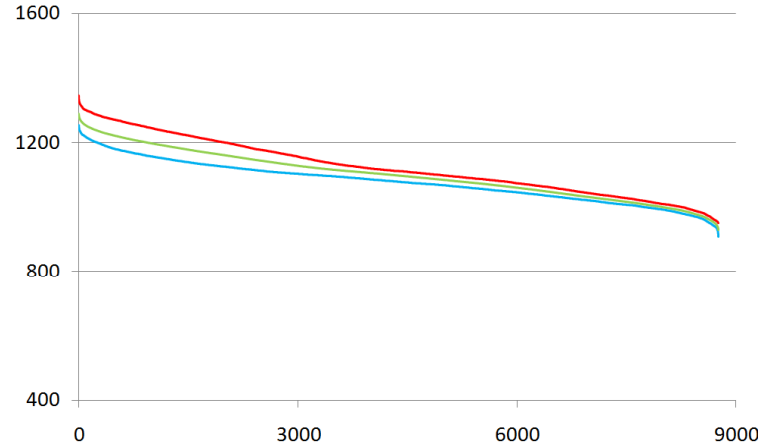
Demande

- La demande est représentée par un historique de 9 chroniques de demande en puissance active au périmètre français (2002-2010)
- Il fournit une représentation réaliste de la demande et des aléas associés
- Les variations de la demande en SSY d'une année sur l'autre étant du 2nd ordre par rapport à celles de la demande en énergie, cet échantillon est suffisamment robuste pour raisonner en différentiel entre les 2 parcs adaptés

Demande « en énergie » - GW



Demande en SSY pour le réglage de fréquence - MW



Disponibilité des moyens

- Les indisponibilités programmées et fortuites ne sont pas représentées
- L'impact de cette simplification est limité du fait du raisonnement en différentiel
- **Cette simplification conduit à sous estimer le coût des SSY**

Modélisation des coûts variables des moyens

- La saisonnalité des coûts variables des moyens sur l'année n'est pas représentée
- L'approximation porte principalement sur la représentation des coûts de la filières gaz
- Elle conduit à surestimer de façon marginale sa compétitivité et donc sa part dans la capacité installée à l'adaptation
- Le raisonnement en différentiel relaie l'effet de cette simplification à un 2nd ordre

Les producteurs de l'
Union Française de l'Électricité

Robustesse de la méthode – 2/2

Non prise en compte de l'hydraulique

- **Etude de l'effet de leur prise en compte avec un modèle numérique plus complexe d'équilibre offre-demande**

  La méthode parc adapté a été mise en œuvre en considérant d'une part des parcs purement thermiques et d'autre part des parcs mixtes. Toutes les filières représentées fournissent des SSY.
- **L'introduction des moyens hydrauliques se traduit par 2 effets antagonistes sur le coût des SSY qui tendent à s'annuler :**

  Effet baissier : diminution de la capacité supplémentaire de moyens thermiques à développer pour fournir les SSY

  Effets haussiers :

  Forte réduction de l'économie de coût de gestion sous l'effet d'une baisse importante du transfert d'énergie entre filières.

  Désoptimisation de la gestion des moyens hydrauliques à l'origine d'un coût supplémentaire dû aux SSY.
- Compléments : Voir ci-après les transparents de zoom sur la neutralité de la prise en compte de moyens hydrauliques

Interconnexions

- Les possibilités d'échange avec l'étranger ne sont pas prises en compte
- Cette hypothèse est faite de façon à construire une estimation du coût des SSY indépendante de l'évolution des systèmes électriques voisins

Représentation du besoin de réserve dédié au réglage de fréquence

- Le besoin en SSY pour le réglage de fréquence est représenté à l'aide des prescriptions analytiques de la DTR
- La représentation du besoin en RS n'intègre pas le besoin issu du gradient de variation de la demande
- Le besoin en capacité est donc sous estimé et il reste très inférieur à la prescription maximale contractuelle de 1 750 MW
- **Cette représentation conduit donc à sous estimer le coût de fourniture des SSY pour le réglage de fréquence**

Des hypothèses issues de données publiques

Demande en puissance active au périmètre France

Les **historiques de demande horaires** 2002 – 2010 sont publiés par RTE sur son site institutionnel

Besoin en SSY pour le réglage de fréquence

Le besoin est représenté par les **recommandations publiées dans le DTR** soit :

RP = 600 MW ; RS = (10 * Dde + 150 ^2) ^ (1/2) – 150 ; Dde est la consommation maximale attendue dans le bloc de réglage en MW.

Prix des combustibles fossiles

Les hypothèses publiées par l'AIE par exemple (rapport 2010 de l'AIE, scénario de ref. horizon 2015) sont une source indépendante

Taux d'actualisation

Un taux d'actualisation réel pré taxe compris entre 8% et 10% est cohérent avec l'hypothèse centrale des coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008

Coûts des filières

Dans l'approche retenue, chaque filière thermique est caractérisée par :

- Sa **part fixe** (€ / kW / an) constitué du loyer économique et des charges fixes d'exploitation.
- Son **coût proportionnel** (€ / MWh), comprenant les dépenses de combustible et de CO2 et les coûts d'exploitation variable.

Ces 2 termes peuvent être évalués sur la base des éléments de coûts des filières thermiques issus d'un ensemble de publications récentes :

- Rapport 2010 de l'AIE sur le coût prévisionnel de production de l'électricité
- Rapport 2010 de Mott MacDonald sur le coût prévisionnel de production de l'électricité, à destination de l'administration anglaise (DECC)
- Rapport 2010 de l'US Energy Information Administration sur les coûts d'investissements des filières de production d'électricité
- Etude 2009 du MIT sur les coûts de la filière nucléaire pour la production d'électricité . . . .

Nombre de centrales dont les coûts ont été publiés en tout ou partie

	AIE 2010	US EIA 2010	Mott Mac Donald 2010	EPRI 2008	MIT 2009	Total
Nucléaire	12	1	3	2	11	29
Charbon	28	4	4	5	5	46
CCG	15	2	3	1	12	33
TAC	1	2	0	0	0	3

Zoom sur la neutralité de la prise en compte de moyens hydrauliques de production

Prise en compte de moyens hydrauliques

- L'effet de la représentation de moyens hydrauliques (fil, STEP et Lacs) est étudié en comparant deux coûts complets de fourniture des SSY :
  - Le 1er coût complet des SSY est obtenu en différentiel entre **2 parcs purement thermiques**

Parc TH 1
Sans SSY

Parc TH 2
Avec SSY

$$CoûtSSY_{TH} = \Delta CoûtCapa_{TH} + \Delta CoûtGestion_{TH}$$

  - Le 2nd coût complet des SSY est obtenu en différentiel entre **2 parcs mixtes**

Parc MIXTE1
Sans SSY

Parc MIXTE2
Avec SSY

$$CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- L'étude porte sur la **variation du coût complet** de fourniture des SSY **induit par l'introduction de moyens hydrauliques** dans les 2 parcs mixtes :

$$CoûtSSY_{TH} - CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{TH} - \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{TH} - \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- Représentation des moyens hydrauliques
  - Les hypothèses de puissance installée des différentes filières hydrauliques (fil, et éclusée STEP, lacs) sont cohérentes avec les moyens existant au périmètre français
  - Les moyens hydrauliques ne sont pas développés pour atteindre l'adaptation, ce qui signifie que **l'ensemble des coûts fixes annuels (investissement, exploitation & maintenance) associés à l'utilisation de la capacité hydraulique contributive ne sont pas pris en compte dans le coût complet de fourniture des services système**.
  - Hypothèses faites sur la contribution aux RP & RS :

    Toutes les filières contribuent à la RP sans réduction de puissance active. Cette hypothèse est normative et peut ne pas refléter les contraintes d'exploitation s'appliquant à certains ouvrages (en particulier pour les éclusées dont la contribution à la RP se fait avec abattement de puissance active mais sans perte de productible).

    Seules les réserves (lacs, STEP) contribuent à la RS. Cette participation se fait **avec abattement de puissance active** (mais sans perte de productible). Elle entraîne par ailleurs une désoptimisation du placement du stock.

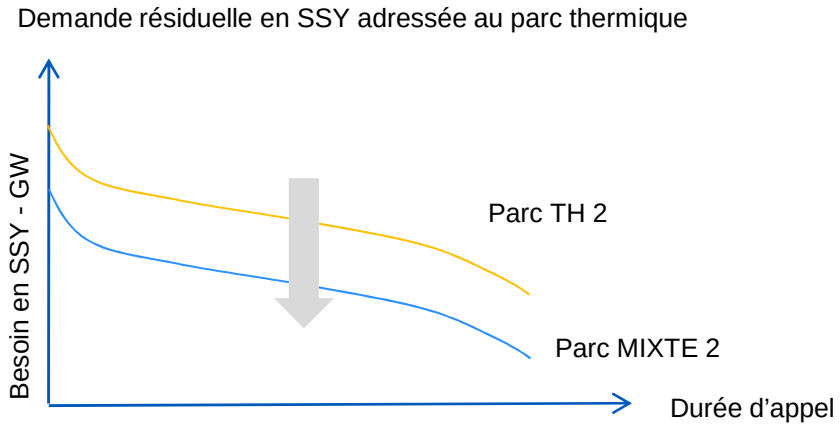
    Pour chaque filière, **l'hypothèse de capacité contributive** respectivement pour la RP et la RS est **cohérente avec les capacités de réglage du parc français observées**.

Impact sur le coût annualisé de la capacité

- On s'intéresse au terme

$$Coût SSY_{TH} - Coût SSY_{MIXTE} = \Delta Coût Capa_{TH} - \Delta Coût Capa_{MIXTE} + \Delta Coût Gestion_{TH} - \Delta Coût Gestion_{MIXTE}$$

- Le besoin en SSY est partiellement assuré par les moyens hydrauliques. Le besoin résiduel adressé au parc thermique est donc diminué.



- La majoration du coût annualisé de la capacité induit par les SSY tend donc à diminuer lorsque l'on introduit les moyens hydrauliques :

$$\Delta Coût Capa_{TH} > \Delta Coût Capa_{MIXTE}$$

Impact sur le coût de gestion

- On s'intéresse au terme

$$Coût SSY_{TH} - Coût SSY_{MIXTE} = \Delta Coût Capa_{TH} - \Delta Coût Capa_{MIXTE} + \Delta Coût Gestion_{TH} - \Delta Coût Gestion_{MIXTE}$$

- L'économie de coût de gestion est due à l'effet conjoint de la majoration des capacités installées et à l'optimisation du placement des SSY

- La prise en compte des moyens hydrauliques entraîne une baisse importante de l'économie de gestion sous l'effet cumulé :
  - de la réduction du besoin en SSY adressé au parc thermique

    Leur prise en compte entraîne une diminution de la majoration des capacités installées, **qui impacte principalement le moyen dont le coût variable est le plus faible**. **La capacité des paliers dont le coût variable est le plus faible à produire en substitution des paliers dont le coût variable est élevé est donc réduite.**

    Cet effet se retrouve à chaque instant dans la diminution du besoin en SSY adressé au parc thermique. La quantité d'énergie transférée des paliers thermiques les plus chers vers les moins chers (selon le coût variable), sous l'effet du placement optimal des SSY, est donc réduite à hauteur de la contribution de l'hydraulique
  - d'un transfert de productible hydraulique sous l'effet du placement de la RS

    Les moyens hydrauliques n'étant pas développés, les abattements de puissance active induisent un transfert d'énergie au sein du parc thermique des heures creuses (moyens de semi base et base) vers les heures pleines/de pointe (moyens de semi base et pointe). **Ce transfert constitue un surcoût de gestion qui vient diminuer l'économie de coût de gestion.** Son impact est d'autant plus important que l'écart entre les coûts variables des moyens de base ou de semi base et de pointe sont élevés.

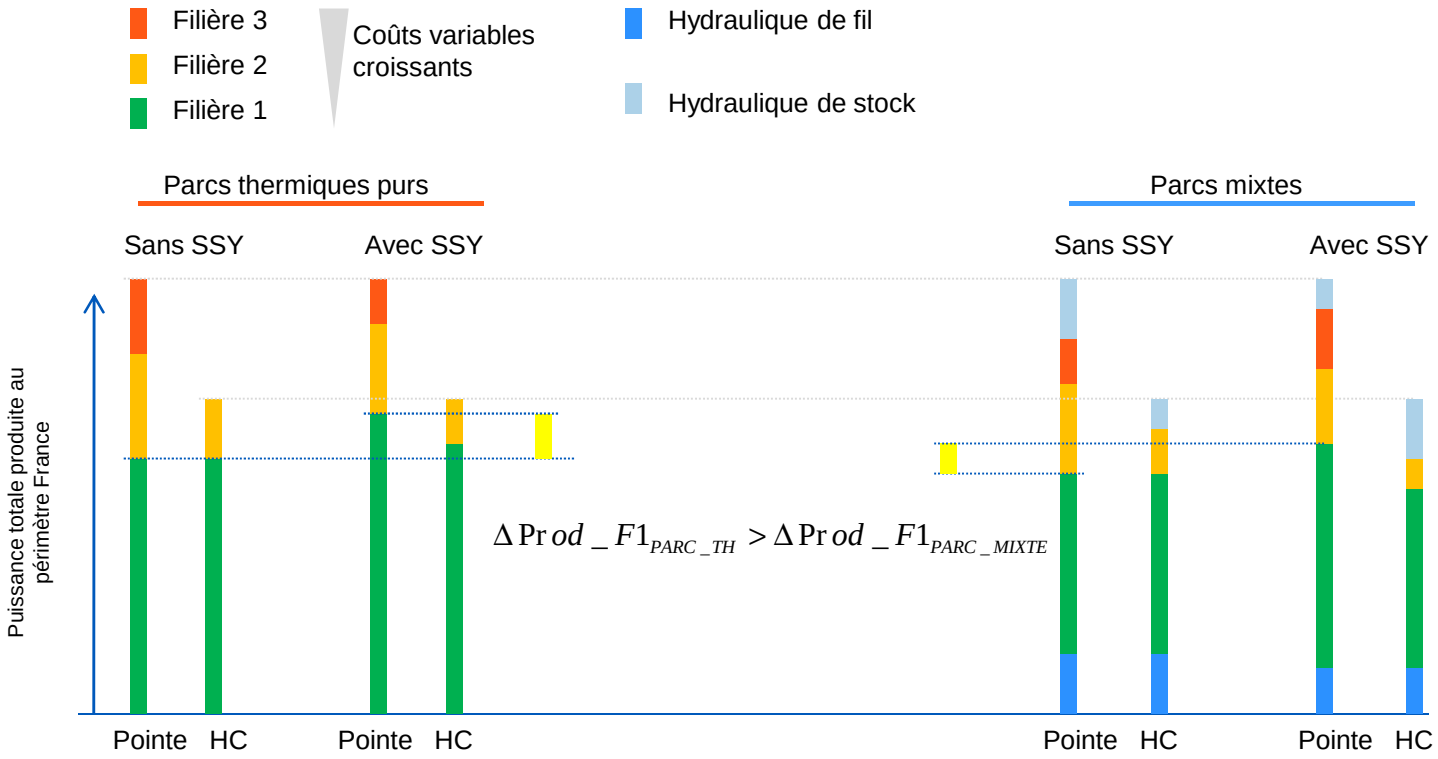
    A chaque instant, la capacité hydraulique abattue pour contribution aux SSY (contribution à la RS formée par les lacs et STEP) entraîne un report du productible ainsi conservé en stock des heures pleines/de pointe vers les heures creuses, générant un transfert en sens opposé du productible thermique.

$$\Delta Coût Gestion_{TH} < \Delta Coût Gestion_{MIXTE}$$

Impact sur le coût de gestion

Réduction de l'énergie transférée à chaque instant entre filières thermiques

Placement de l'énergie produite sur deux postes successifs pointe / heure creuse



Sous l'effet de la contribution des moyens hydrauliques aux SSY, le besoin adressé au parc thermique diminue.

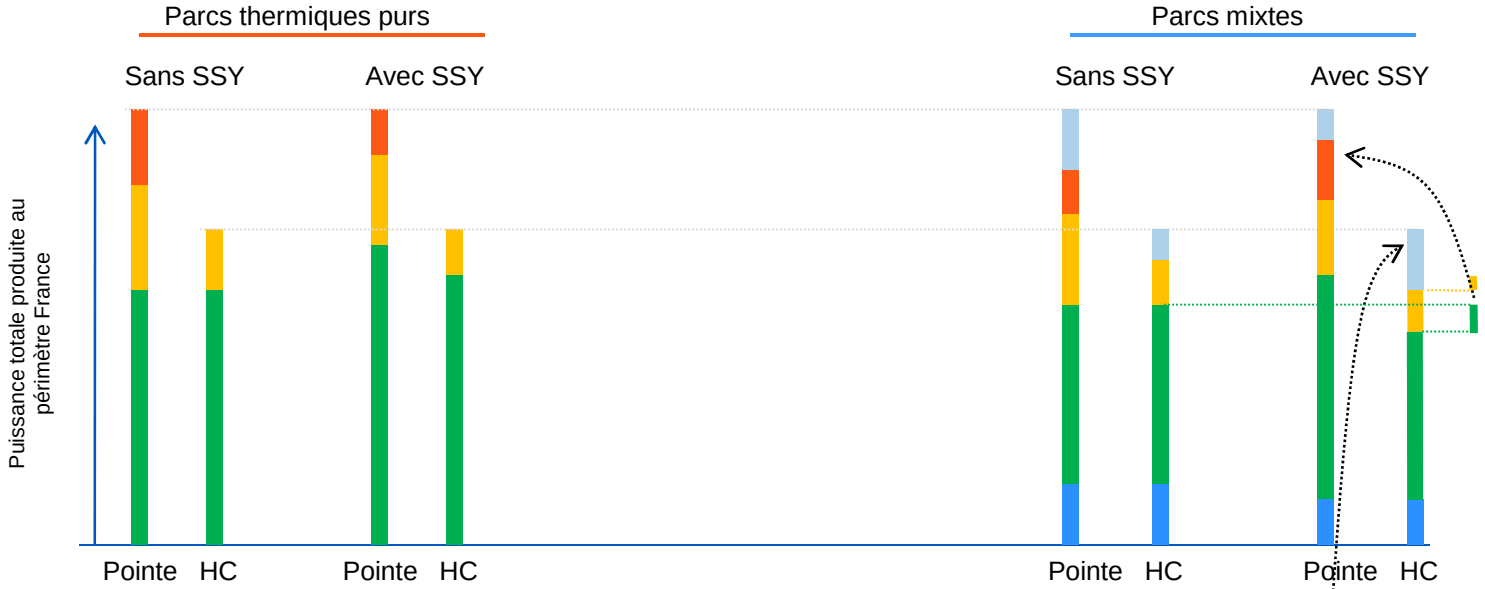
La baisse de capacité thermique supplémentaire développée impacte principalement le moyen dont le coût variable est le plus faible.

A chaque instant, **l'énergie produite par les moyens les moins chers en coût variable en substitution des plus chers est diminuée.**

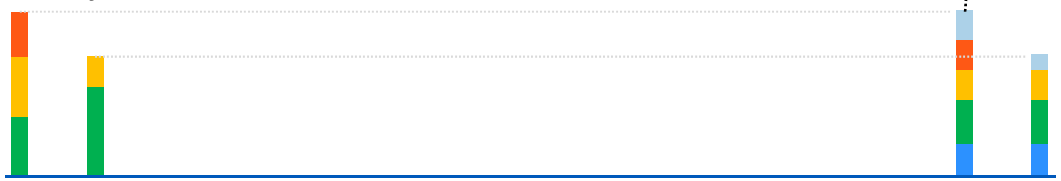
Impact sur le coût de gestion

Transfert d'énergie entre heures creuses et heures pleines/de pointe

Placement de l'énergie produite sur deux postes successifs pointe / heure creuse



Placement des SSY sur les moyens démarrés



La contribution de l'hydraulique de stock à la constitution de RS entraîne un report de productible des heures pleines/de pointe vers les heures creuses.

Il se répercute sur le parc thermique par **une baisse de la production (base et semi-base) sur les heures creuses et par une hausse de la production (semi-base et pointe) sur les heures pleines/de pointe.**

Conclusion sur l'effet de la prise en compte des moyens hydrauliques

La prise en compte de moyens hydrauliques contribuant à la constitution de SSY se répercute sur le coût complet des SSY par **2 effets antagonistes qui se compensent** :

- La majoration de la capacité thermique développée est augmentée

$$\Delta Coût Capa_{TH} > \Delta Coût Capa_{MIXTE}$$

- L'économie de coût de gestion est sensiblement diminuée

$$\Delta Coût Gestion_{TH} < \Delta Coût Gestion_{MIXTE}$$

- La variation du coût des SSY est finalement marginale :

$$\frac{Coût SSY_{TH} - Coût SSY_{MIXTE}}{Coût SSY_{TH}} \approx 0$$

- Le cout complet (exprimé en M€) obtenu dans l'approche en parcs de production mixtes est donc comparable au cout complet obtenu dans l'approche en parcs thermiques purs. Le coût complet (exprimé en €/h.MW) mis à disposition par le parc thermique, est donc légèrement supérieur à celui obtenu dans l'approche en parcs thermiques purs.

Impact de la prise en compte des EnR

- Cadre de l'étude d'impact
  - Les EnR ne contribuent pas à la fourniture de SSY
  - Leur non contribution n'entraîne pas de défaillance dans la fourniture de SSY (l'effet haussier sur le coût des SSY ne serait plus négligeable)
- La prise en compte d'une production EnR a principalement pour effet de déformer à la marge la demande résiduelle en énergie adressée au parc thermique centralisé.

  La structure des parcs complets est modifiée à la marge
- Sa prise en compte ne modifie pas le besoin en SSY adressé au parc thermique. **La majoration de capacité thermique développée reste inchangée** en quantité et en structure.

  Le besoin en SSY est défini sur la base de la consommation intérieure, indépendamment de la demande résiduelle adressée au parc thermique.

$$\Delta Co\hat{u}tCapa_{TH} = \Delta Co\hat{u}tCapa_{TH+EnR}$$

- Au 1er ordre **l'économie de gestion reste inchangée**.

  A chaque instant le besoin en SSY adressé au parc thermique reste inchangé. En l'absence de modification de la majoration de capacité thermique développée, les transferts d'énergie entre filières ne sont pas modifiés.

$$\Delta Co\hat{u}tGestion_{TH} = \Delta Co\hat{u}tGestion_{TH+EnR}$$

- La prise en compte d'une production EnR dans ces conditions est sans effet au 1er ordre sur le coût des SSY.

Jeu d’hypothèses publiques utilisées

Cas de référence

Hypothèses de référence

Demande France

Utilisation de 9 chroniques historiques de demande horaire en puissance (2002 – 2010) issues du site institutionnel de RTE

Besoin de SSY pour le réglage de fréquence

Prescription de RP et de RS issues de la DTR :

- RP = 600 MW
- RS = $\sqrt{10 \times Dde + 150^2} - 150$ MW

Note : le besoin issu du gradient de variation de la demande n'est pas pris en compte

Prix des combustibles

Hypothèses issues du rapport 2010 de l'AIE sur les coûts de production de l'électricité : prix correspondant au scénario de référence à horizon 2015

Pétrole	86.67 USD08/baril
Gaz	10 USD08/Mbtu
Charbon	91 USD08/t
CO2	30 USD08/t

Taux d'actualisation

8 % (en cohérence avec l'hypothèse centrale des coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008)

Caractéristiques technico économiques des filières étudiées

- Filières thermiques considérées pour la construction des parc centralisés

  Les filières nucléaire, CCG, charbon et TAC FOD sont considérées comme candidates à la construction des parcs thermiques centralisés. Les tranches d'une filière sont supposées identiques. Leurs caractéristiques (coûts, performances) sont construites sur la base des données publiques listées ci-dessous.

- Publications externes utilisées

  Rapports sur le coût de production de l'électricité de l'AIE 2010, de Mott Mac Donald 2010, EPRI 2008, US EIA 2010, MIT 2009, FERC 2008

- Périmètre géographique utilisé pour la constitution des hypothèses de coûts

  France, Allemagne, Angleterre, Pays-Bas, Belgique ou Suisse

- Périmètre géographique utilisé pour la constitution des hypothèses de performances

  Tous les projets sont utilisés sans exclusion selon leur implantation géographique

- Caractéristiques technico économiques des filières à l'étude

	Rendement	Taux d'émission de CO2	Coût fixe d'exploitation	Coût overnight	Durée d'exploitation
		Kg CO2 / MWhe	€10/kW/an	€10/kW	
Nucléaire	/	0	100	3370	60 ans
Charbon	40%	856	50	2130	40 ans
CCG	50%	366	18	910	30 ans
TAC FOD	35%	800	5	590	25 ans

Evaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence

Résultats pour le cas de référence

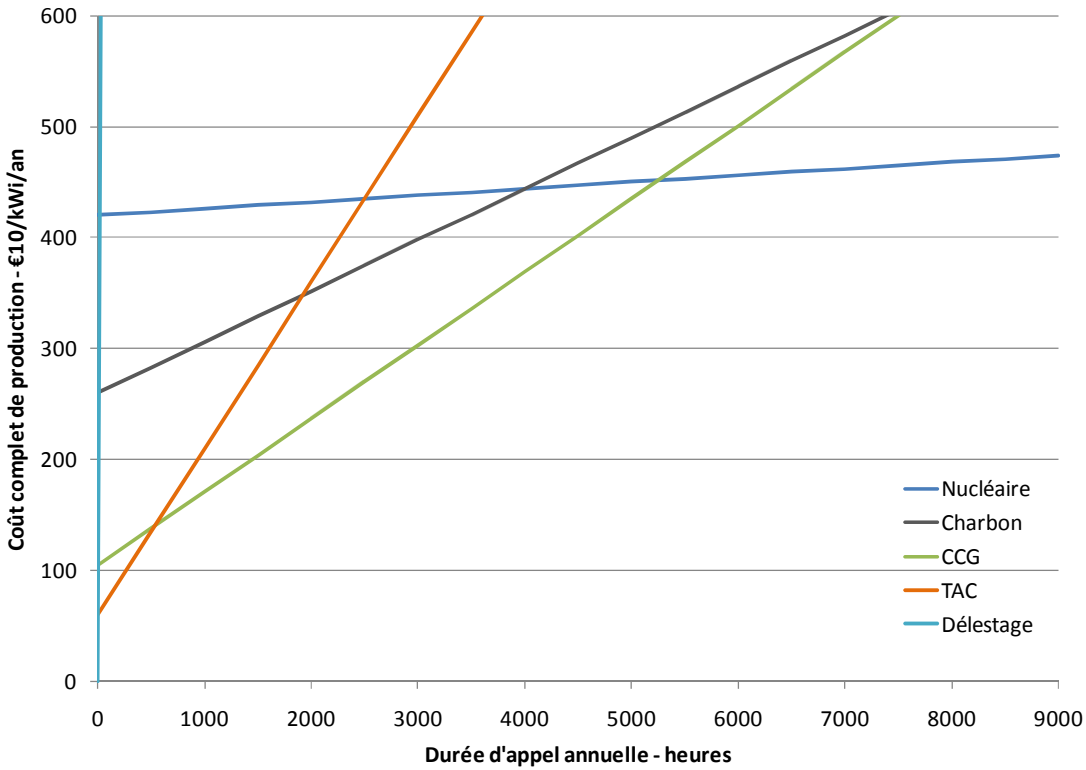
Etude de sensibilités

Les producteurs de l'

Cas de référence
Coûts de production des filières thermiques

	Coût d'anticipation €10/kW/an	Coût variable €10/MWhe
Nucléaire	420	8
Charbon	260	46
CCG	105	66
TAC FOD	60	150

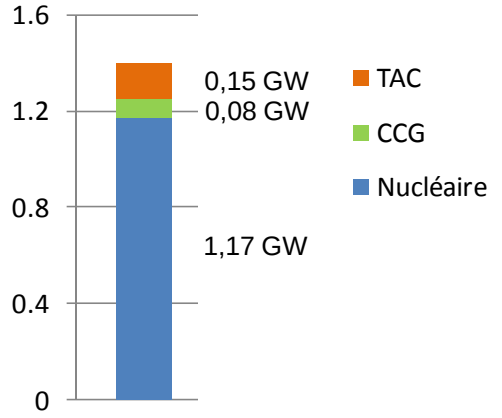
Coût complet de production des filières thermiques à l'étude



Cas de référence
Structure du parc développé et bilan de production

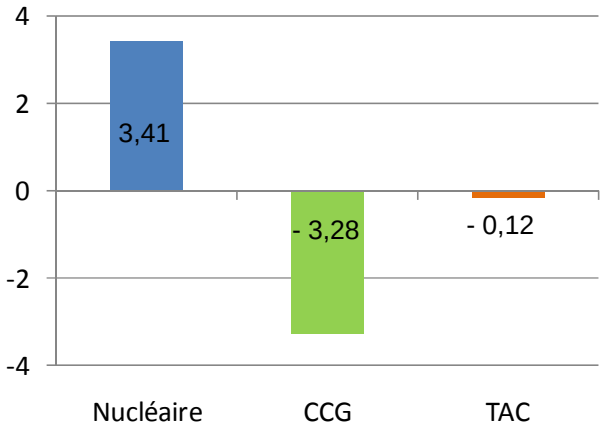
- Composition du parc thermique supplémentaire développé à l'adaptation
  - La fourniture des SSY nécessite le développement d'une **capacité supplémentaire de 1,4 GW**
  - 84% de cette capacité est issue de la filière nucléaire

Composition du parc thermique supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY - GW



- Ecart entre les bilans de production des deux parcs adaptés
  - Le développement de la capacité supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY engendre une augmentation de la production du palier nucléaire au détriment des paliers thermiques à flamme
  - **Ce transfert d'énergie représente 3,4 TWh/an**
  - 96% de ce transfert s'opère du palier CCG vers le palier nucléaire

Ecart de production par filière induit par la fourniture des SSY - TWh

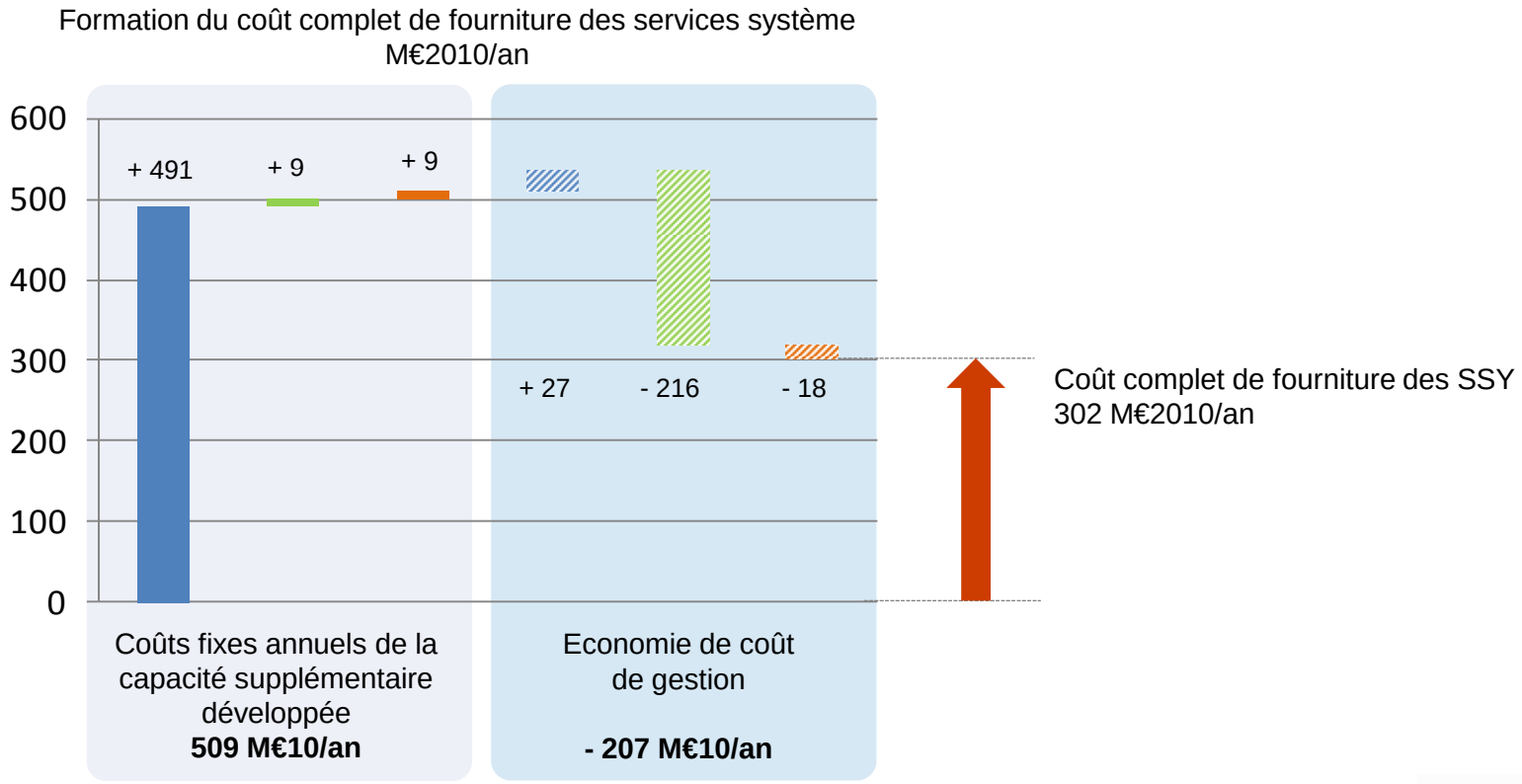


Les producteurs de l'
Union Française de l'Électricité

Cas de référence

Evaluation du coût complet de fourniture des SSY

- Le développement de capacité nécessaire à la fourniture des SSY représente un coût fixe annuel de 509 M€2010/an
- Ce développement s'accompagne d'une baisse des coûts de gestion du parc de production de 207 M€2010/an
- **Le coût complet de fourniture des SSY s'établit donc dans le cas de référence à 302 M€2010/an soit 28,7 €2010/(h.MW)**



Les producteurs de l'

Sensibilité
Taux d'actualisation abaissé à 6%

- La baisse du taux d'actualisation se traduit par une diminution sensible des annuités de coûts fixes des filières thermiques développées
- Elle se répercute sur la structure du parc supplémentaire développé par une hausse de la part de la filière nucléaire, au détriment des filières thermiques à flamme
- Malgré cette augmentation de la puissance supplémentaire nucléaire, le coût fixe annuel de la capacité diminue à 436 M€2010/an sous l'effet de la forte réduction des annuités de coûts fixes des filières
- La réduction de la puissance thermique à flamme développée se traduit par une baisse de l'économie de coût de gestion à 174 M€2010/an
- L'effet résiduel de ces 2 évolutions antagonistes est une baisse du coût complet de fourniture des SSY qui s'établit à 262 M€2010/an, soit **25 €2010/(h.MW)**

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 25 €10/h.MW/an malgré une baisse de 2% du taux d'actualisation

	Cas de référence Tx act. = 8%	Sensibilité Tx act. = 6%	Ecart
Coûts d'anticipation des filières développées - €2010/kW/an			
Nucléaire	420	340	*-80*
CCG	105	90	*-15*
TAC	60	50	*- 10*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,25	*+ 0,08*
CCG	0,08	0,1	*+ 0,02*
TAC	0,15	0,05	*- 0,1*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 2,83	*- 0,58*
CCG	- 3,28	- 2,69	*+ 0,59*
TAC	- 0,13	- 0,14	*- 0,01*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 436	*-73*
Coût de gestion	- 207	-174	*+ 33*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 262 M€10** **25 €10/h.MW**	***-40 M€10*** ***- 3,7 €10/hMW***

Sensibilité
Taux d'actualisation augmenté à 10%

- L'augmentation du taux d'actualisation se traduit par une progression des annuités de coûts fixes des filières thermiques développées
- Elle se répercute sur la structure du parc supplémentaire développé par une hausse de la contribution des filières thermique à flamme, au détriment de la filière nucléaire
- Le coût fixe annuel de la capacité augmente à 601 M€2010/an
- La progression de la puissance installée du thermique à flamme se traduit par une hausse de l'économie de coût de gestion à 278 M€2010/an
- L'effet résiduel de ces 2 évolutions antagonistes est une augmentation du coût complet de fourniture des SSY qui s'établit à 323 M€2010/an, soit **30,7 €2010/(h.MW)**

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 30,7 €10/h.MW/an malgré une hausse de 2% du taux d'actualisation

	Cas de référence Tx act. = 8%	Sensibilité Tx act. = 10%	Ecart
Coûts d'anticipation des filières développées - €2010/kW/an			
Nucléaire	420	520	*+ 100*
CCG	105	120	*+ 15*
TAC	60	70	*+ 10*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,1	*- 0,07*
CCG	0,08	0,15	*+ 0,07*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 4,54	*+ 1,13*
CCG	- 3,28	- 4,36	*- 1,08*
TAC	- 0,13	- 0,18	*- 0,05*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 601	*+ 92*
Coût de gestion	- 207	- 278	*- 71*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 323 M€10** **30,7 €10/h.MW**	***+ 21 M€10*** ***+ 2 €10/hMW***

Sensibilité

Hausse des prix des combustibles fossiles

- On étudie ici la sensibilité du coût complet de fourniture des SSY à une variation des coûts variables, sans présumer de l'évolution des prix des combustibles sous jacents
- Le prix du gaz passe de 10 USD/Mbtu dans le cas de référence à 14 USD/Mbtu

  Le prix du baril de brent passe de 86,7 USD/baril dans le scénario de référence à 115 USD/baril
- Cette évolution se traduit par une hausse des coûts variables des filières thermiques à flamme
- Elle est neutre au 1er ordre sur la structure du parc supplémentaire développé, mais se répercute sur les parcs adaptés complets par une baisse de la puissance thermique à flamme installée
- Le coût fixe annuel de la capacité reste proche du cas de référence à 505 M€2010/an, mais l'économie de coût de gestion diminue sensiblement à 181 M€2010/an sous l'effet d'une baisse de la contribution du parc THF
- Le coût complet de fourniture des SSY augmente à 324 M€2010/an, soit **30,8 €2010/(h.MW)**

	Cas de référence	Sensibilité Prix des combustibles hauts	Ecart
Coûts variables des filières développées - €2010/kW/an			
CCG	66	81	*+ 15*
TAC	150	189	*+ 39*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,17	*0*
CCG	0,08	0,08	*0*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 2,39	*- 1,02*
CCG	- 3,28	- 2,32	*+ 0,96*
TAC	- 0,13	- 0,08	*+ 0,05*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 505	*- 4*
Coût de gestion	- 207	- 181	*+ 26*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 324 M€10** **30,8 €10/h.MW**	***+ 22 M€10*** ***+ 2,1 €10/hMW***

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 30,8 €10/h.MW/an malgré une hausse des prix des combustibles de plus de 30 %

Sensibilité
Variation de la prescription de réserve primaire

- On étudie ici la sensibilité à la variation de la prescription de RP, par exemple à une baisse de 100 MW, sans présumer cependant de son évolution. La prescription de RP s'établit donc à 500 MW
- Cette évolution se répercute principalement sur le parc thermique supplémentaire développé par une baisse de la contribution de la filière nucléaire
- L'annuité de coûts fixes de la capacité diminue à 469 M€2010/an
- L'économie de coût de gestion reste stable à 205 M€2010/an
- Le coût complet de fourniture des SSY diminue à 264 M€2010/an, soit **27,4 €2010/(h.MW)**

	Cas de référence	Sensibilité Baisse prescription RP	Ecart
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,07	*- 0,1*
CCG	0,08	0,1	*+ 0,02*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,32	*- 0,98*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 3,33	*- 0,08*
CCG	- 3,28	- 3,2	*+ 0,08*
TAC	- 0,13	- 0,15	*- 0,02*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 469	*-40*
Coût de gestion	- 207	- 205	*+ 2*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 264 M€10** **27,4 €10/h.MW**	***- 38 M€10*** ***- 1,4 €10/hMW***

Le coût complet de fourniture reste proche du cas de référence à 27,4 €10/h.MW/an malgré une variation à la baisse de 100 MW de la prescription de RP

Synthèse des résultats obtenus jusqu'ici

	Majoration de l'annuité de coûts fixes	Economie de coût de gestion	Coût complet de fourniture des SSY	
	M€2010/an	M€2010/an	M€2010/an	€2010/h.MW/an
Cas de référence	+ 509	- 207	+ 302	**+ 28,7**
Taux d'actualisation de 6%	+ 436	-174	+ 262	**+ 25,1**
Taux d'actualisation de 10%	+ 601	- 278	+ 323	**+ 30,7**
Prix des combustibles élevés (+35%)	+ 505	- 181	+ 324	**+ 30,8**
Prescription de réserve primaire diminuée de 100 MW	+ 469	- 205	+ 264	**+ 27,4**

- **La méthode d'évaluation du coût des SSY à parc adapté s'avère robuste aux variations d'hypothèses** malgré une mise en œuvre simplifiée : la structure du parc thermique supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY reste stable et le coût complet unitaire de mise à disposition de cette capacité s'écarte peu de la valeur du cas dé référence.

- Le raisonnement en différentiel entre 2 parcs adaptés contribue à la robustesse de la méthode en ramenant les effets des simplifications à un ordre secondaire. De surcroît, la concordance des résultats avec un modèle numérique fin d'équilibre offre-demande conforte la validité de l'approche.

- Le coût complet de fourniture des SSY s'établit dans le cas de référence à 302 M€2010/an, **soit 28,7 €2010/h.MW/an.**

Annexes

Les producteurs de l'

Publications identifiées

- AIE – coût prévisionnel de production de l'électricité édition 2010

  https://www.felo.org/uploads/media/exec-summary-FR.pdf
- US Energy Information Adm. – updated capital cost estimates for electricity generation plants, novembre 2010

  http://www.eia.doe.gov/oiaf/beck_plantcosts/pdf/updatedplantcosts.pdf
- DGEC – synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, 2008

  http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/cout-ref-synthese2008.pdf
- Mott MacDonald UK Electricity generation Costs Update 2010, pour la DECC

  http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf
- EPRI, Program on technology innovation : integrated generation technology options, technical update, 2008

  http://www.energync.net/wdocs/2009_Prism_MERGE_Gen_Options_Report.pdf
- MIT, Update on the cost of nuclear power, 2009

  http://web.mit.edu/mitei/docs/spotlights/nuclear-fuel-cycle-du.pdf
- E.ON roadshow 2009

  http://www.eon.com/de/downloads/ir/Non-Deal_Roadshow_Sep_2009_EN.pdf
- FERC, Increasing costs in electric market, 2008

  http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-19-08-cost-electric.pdf