Services systèmes

Evaluation du coût de fourniture

CURTE

GT Concertation RP & RS
6 octobre 2011

Objectifs de la présentation

Hypothèses de référence

Proposer puis valider un jeu d'hypothèses de référence nécessaires :

- À la définition des coûts des filières thermiques à l'étude, fondées sur des publications externes
- A la détermination du coût complet de fourniture des SSY sur la base du modèle proposé

Hypothèses pour études de sensibilités

Définir les études de sensibilité à réaliser et valider les jeux d'hypothèses associées.

Hypothèses de référence proposées

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)

Retour sur les caractéristiques technico économiques des filières étudiées

- Données nécessaires pour chaque filière, issues de publications externes

  Rendement, taux d'émission de CO2, coûts variables et fixes d'exploitation, coût d'investissement overnight, échéancier d'investissement et durée d'exploitation

- Publications externes identifiées

  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

Sensibilités proposées

- Prise en compte simplifiée d'une production de fil

  Représentation simplifiée utilisée :

  - puissance active disponible des usines de fil constante sur l'année, égale à 4 GW
  - contribution de ces usines à la constitution de RP à hauteur de 1,5% de la puissance active disponible

- Taux d'actualisation abaissé à 6%

- Taux d'actualisation augmenté à 10%

- Augmentation des prix des combustibles fossiles

  Prix des combustibles fossiles majorés considérés :

Gaz	14 USD08/Mbtu *(Ref : 10 USD08/Mbtu)*
Pétrole	115 USD08/baril *(Ref : 86,7 USD08/baril)*

- Baisse de la prescription de RP

  Passage à une prescription de RP constante sur l'année égale à 500 MW, au lieu de 600 MW dans le cas de référence.

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

Services systèmes

Evaluation du coût de fourniture

CURTE

GT Concertation RP & RS

29 juin 2011

Constitution d'un jeu d'hypothèses de référence : données nécessaires au modèle

- Demande France

  Décrite en puissance, sur un pas de temps infra journalier.

- Besoin de SSY pour le réglage de fréquence

  Prescription de RP et de RS

- Offre France : caractéristiques économiques des filières candidates
  - Coût proportionnel par filière (€/MWh élec.)

    Comprend les dépenses de combustible et de CO2 ainsi que les coûts variables d'exploitation

  - Annuité économique par filière (€/kW/an)

    Couvre le loyer économique (correspondant aux dépenses d'investissement annualisées) et les charges fixes d'exploitation.

    Le calcul du loyer économique fait intervenir le taux d'actualisation.

Constitution d'un jeu d'hypothèses de référence : référence monétaire et utilisation des publications

- Les valeurs économiques sont exprimées en €2010.

  Les taux de change et d'inflation historiques sont utilisés.

- Les loyers économiques sont calculés en réel pré taxe.

- Publications
  - Périmètres géographiques des données retenues :

    Eléments de coûts : le périmètre est restreint aux projets ou centrales implantés en France, Allemagne, Angleterre, Pays-Bas, Belgique ou Suisse.

    Rendement, taux d'émission : tous les projets publiés sont utilisés

  - Sources utilisées : rapports sur le coût de production de l'électricité de l'AIE 2010, de Mott Mac Donald 2010, EPRI 2008.

    D'autres sources récentes sont disponibles mais exclues, leurs périmètre étant extérieur à l'UE: US EIA, MIT, FERC …

Hypothèses de référence, données d'entrée proposées 1/4

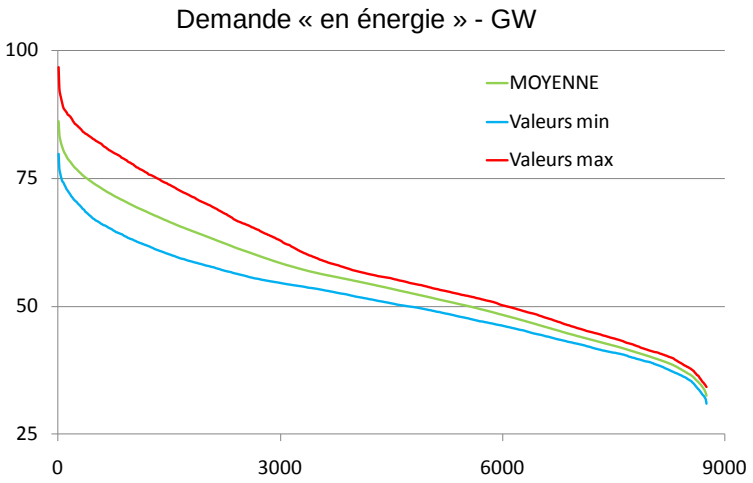
- Demande France

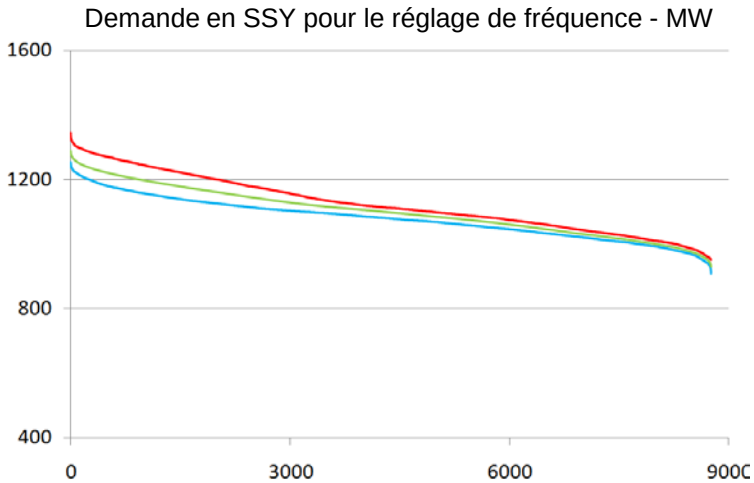
  Utilisation de 9 chroniques historiques de demande horaire en puissance (2002 – 2010) issues du site institutionnel de RTE.

- Besoin de SSY pour le réglage de fréquence

  Prescription de RP et de RS issues de la DTR :

  - RP = 600 MW
  - RS = (10 * Dde + 150 ^2) ^ (1/2) – 150 MW





Hypothèses de référence, données d'entrée proposées 2/4

Offre France : coût proportionnel par filière (€/MWh élec.)

- 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

- Rendements et taux d'émission de CO2

  Pour chaque filière, ils sont définis comme la moyenne de l'échantillon de projets publiés.

  Nombre de projets par filière : Nucléaire : 12 ; Charbon : 41 ; CCG : 32 ; TAC : 3 *

- Coûts variable d'exploitation

  Ils sont définis pour chaque filière comme la moyenne des V O&M hors combustible et CO2 publiés.

  Nombre de projets par filière : Nucléaire : 3 ; Charbon : 4 ; CCG : 3 ; TAC : 3 *

Hypothèses de référence, données d'entrée proposées 3/4

Offre France : annuité économique par filière (€/kW/an)

- Charge fixe d'exploitation

  Pour chaque filière, ils sont définis comme la moyenne de l'échantillon de projets publiés.

  Nombre de projets par filière : Nucléaire : 3 ; Charbon : 4 ; CCG : 3 ; TAC : 2 *

- Loyer économique

  Correspond à la **dépense d'investissement annualisée**, supposée constante en valeur réelle sur la durée d'exploitation.

  Pour chaque filière, son calcul nécessite :

  - un **coût overnight** de la capacité installée (€/kW)
  - un **échéancier d'investissement** (calcul des IDC) et une **durée d'exploitation**
  - un **taux d'actualisation** (réel pré taxe)

Hypothèses de référence, données d'entrée proposées 4/4

Offre France : annuité économique par filière (€/kW/an)

- Charge fixe d'exploitation

  Pour chaque filière, ils sont définis comme la moyenne de l'échantillon de projets publiés.

  Nombre de projets par filière : Nucléaire : 3 ; Charbon : 4 ; CCG : 3 ; TAC : 2

- Loyer économique

  Correspond à la **dépense d'investissement annualisée**, supposée constante en valeur réelle sur la durée d'exploitation. Pour chaque filière, son calcul nécessite :

  - un coût overnight de la capacité installée (€/kW)
  - un échéancier d'investissement (calcul des IDC) et une durée d'exploitation
  - un taux d'actualisation (réel pré taxe)

  Coût overnight : les publications comprennent les coûts EPC, mais excluent l'achat du terrain. Le coût des raccordements gaz et élec. ne sont pas inclus dans toutes les publications.
  Nombre de projets par filière : Nucléaire : 11 ; Charbon : 16; CCG : 10 ; TAC : 3

  Echéanciers d'investissement : définis de façon normative pour chaque filière sur la base des durées de construction moyenne publiées

  Durée d'exploitation : définie comme la moyenne des durées d'exploitation publiées.

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