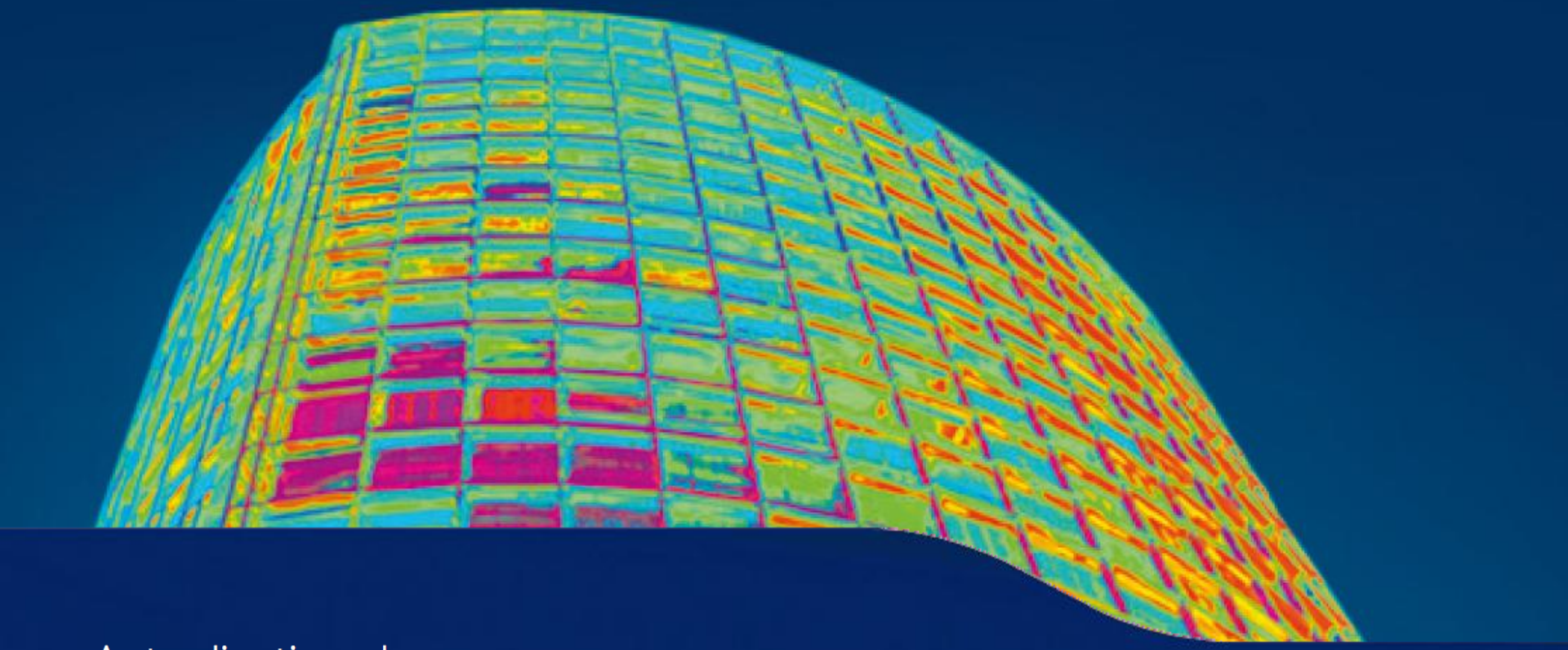
Réseau de transport d'électricité

ÉDITION 2013



Actualisation du

BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande d'électricité en France

Tour Initiale le 03/10/2013

PRINCIPES DE L'ACTUALISATION A MOYEN TERME

Horizons de temps



- Le Bilan prévisionnel 2012 portait à moyen terme de 2014 à 2017
  - L'hiver 2013/2014 est couvert par les analyse de l'année 2014, etc.

- Le Bilan prévisionnel 2013 porte sur les années **2014** à 2018
  - Pour couvrir tout l'horizon de temps du diagnostic exigé par le Décret sur l'**obligation de capacité**
  - Pour accompagner la montée en puissance des **nouvelles formes d'effacement**, plus rapidement réalisables que de la production

Démarche retenue pour l'actualisation des hypothèses à moyen terme

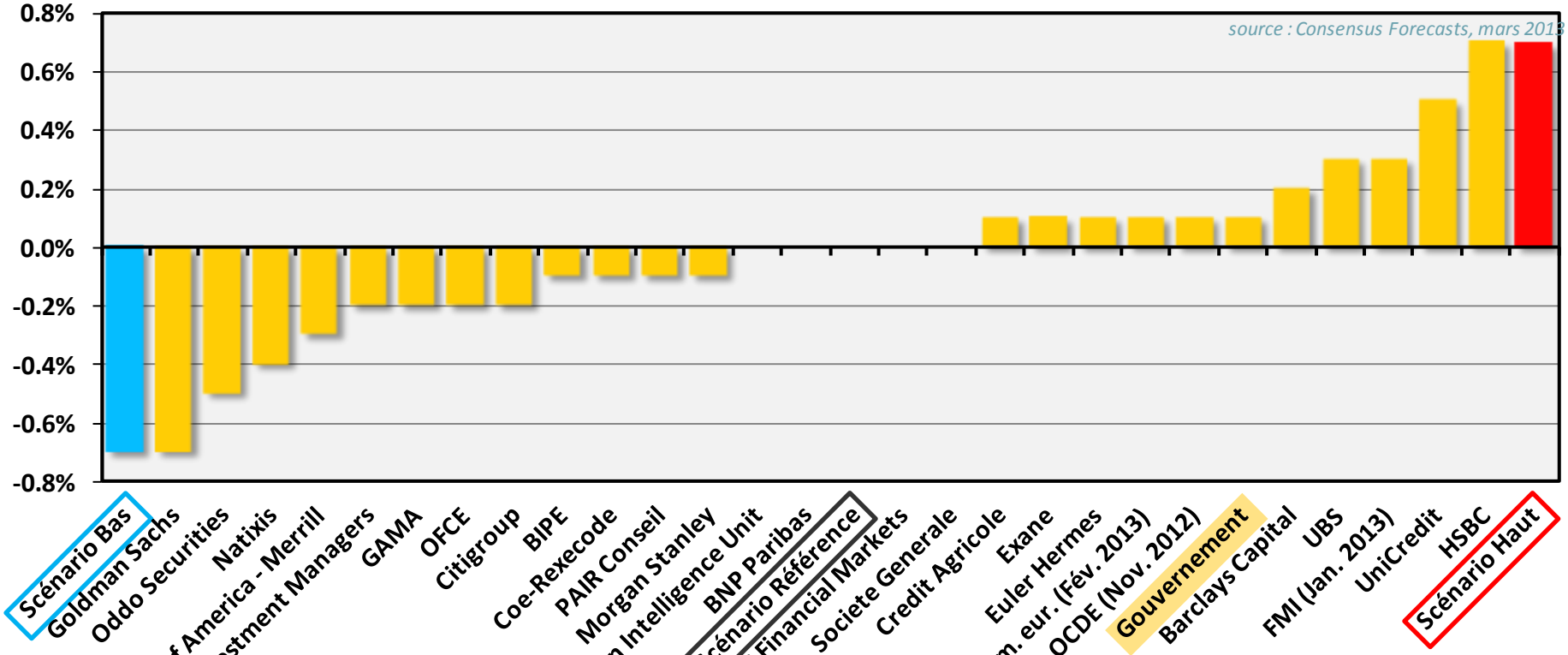
- Pour l'actualisation des scénarios de demande :
  - Intégrer les **réalisations les plus récentes** (comptages provisoires de 2012)
  - Mettre à jour le jeu d'**hypothèses macroéconomiques** (prolongement de la crise)
  - Actualiser certains éléments structurels, tels que la dynamique de développement des véhicules électriques
  - Les autres hypothèses de démographie, modes de vie, efficacité énergétique, développement des usages thermosensibles, etc. ne sont pas modifiées

- Pour l'actualisation des hypothèses d'offre :
  - Intégrer les **investissements réalisés** les plus récents
  - Mettre à jour le jeu d'**hypothèses de déclassement** (charbon, cogénération)
  - Bénéficier d'une **meilleure visibilité sur l'offre distribuée** (diesels, effacements)
  - Intégrer les **annonces d'arrêts temporaires de CCG**

PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES

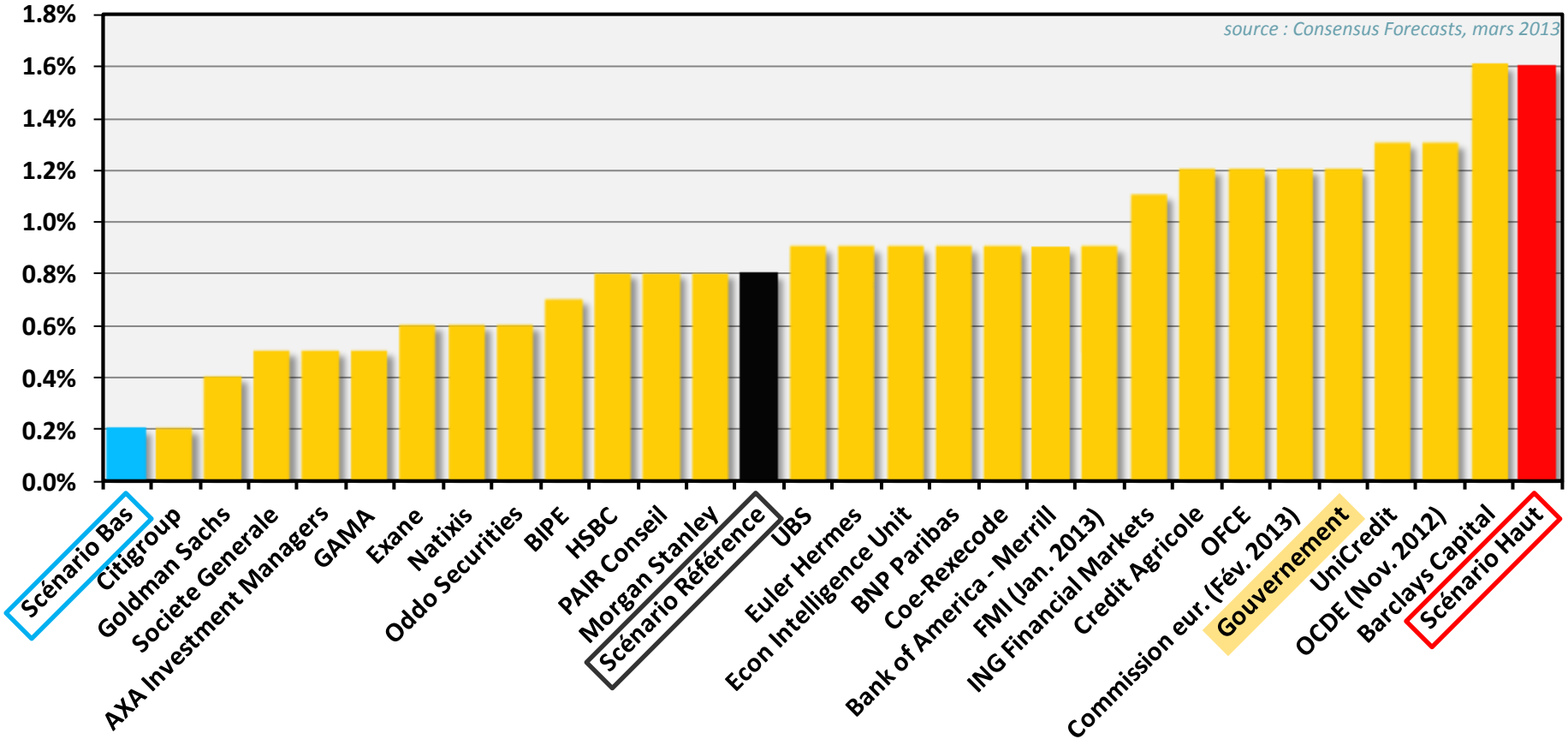
Une forte incertitude économique à court terme, tant en 2013…

Prévisions de croissance du PIB en 2013 par des organismes externes



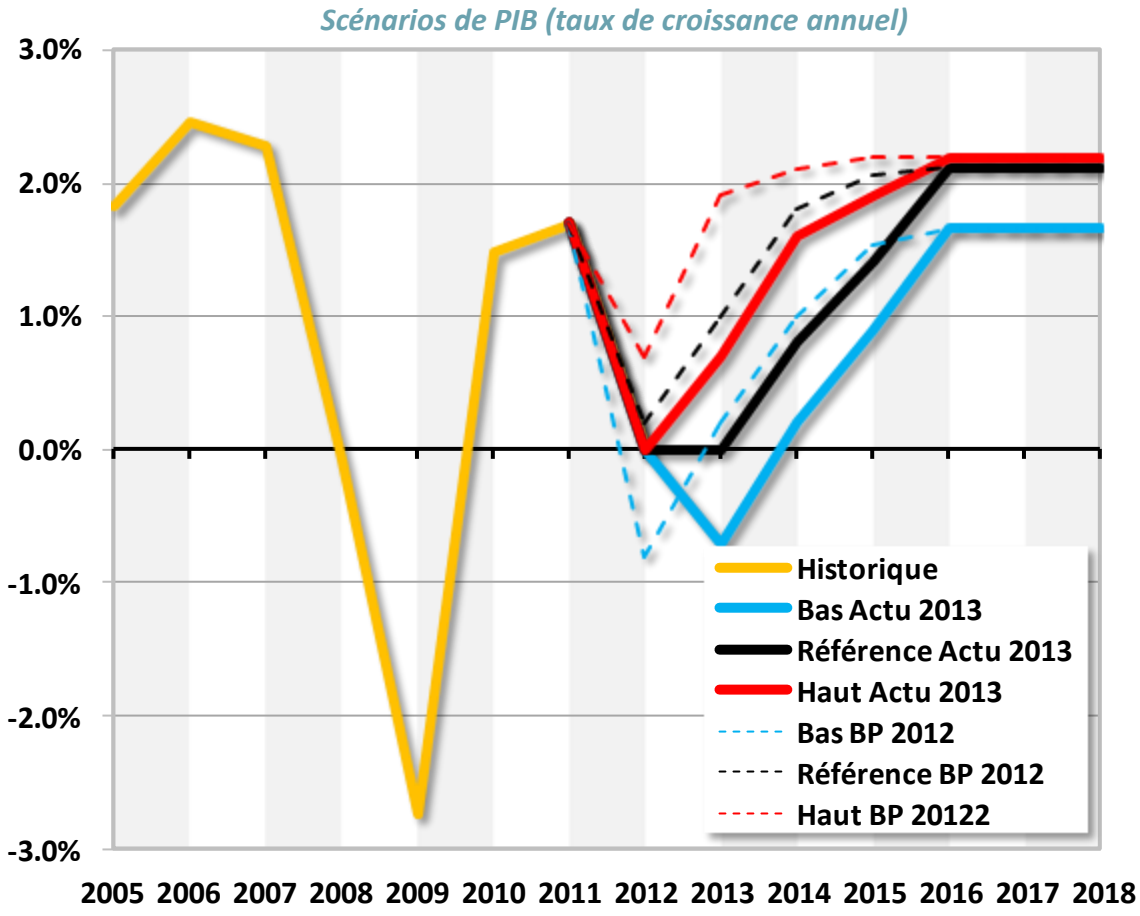
… qu'en 2014

Prévisions de croissance du PIB en 2014 par des organismes externes



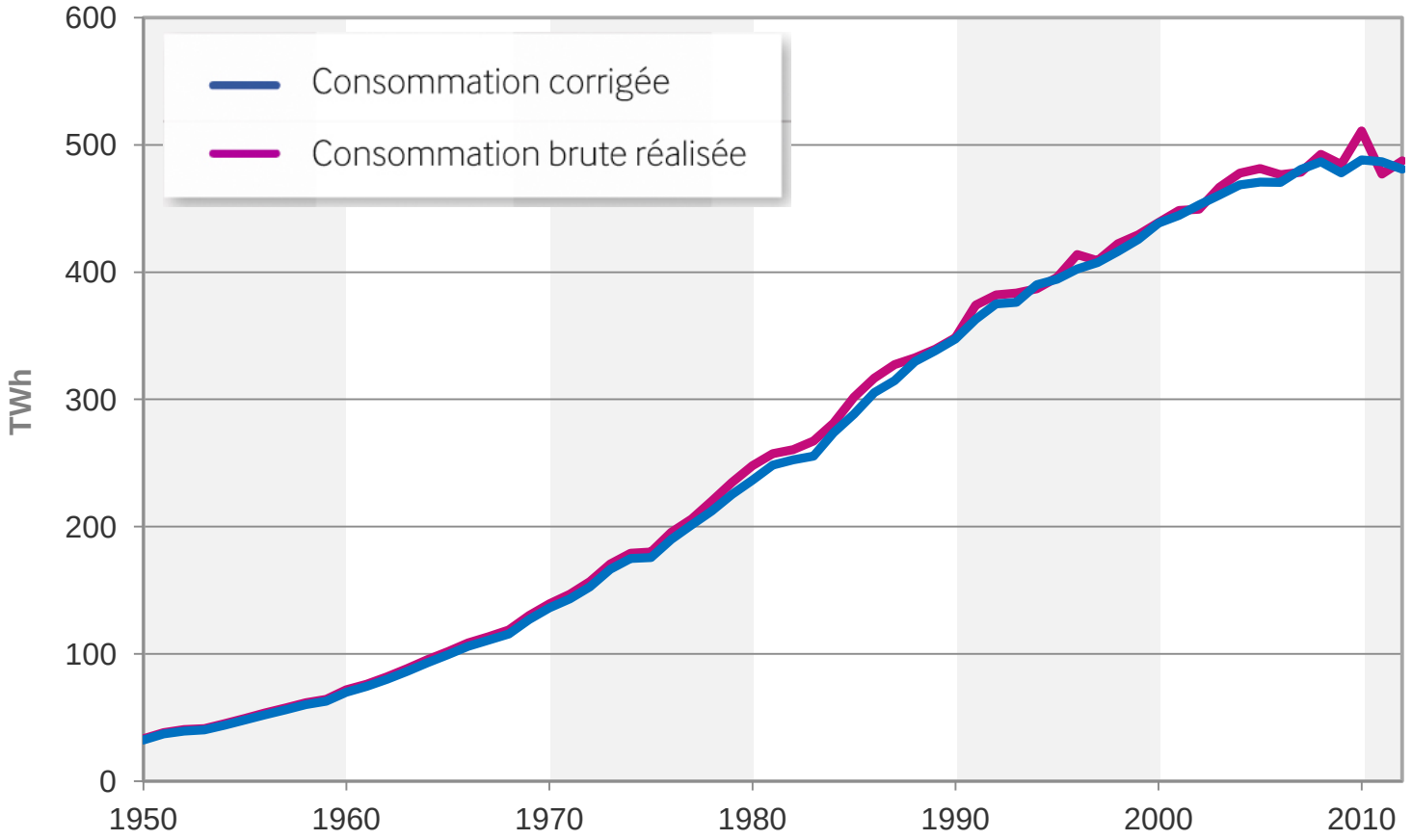
Une révision baissière des perspectives de croissance économique à court terme…

- Les scénarios de croissance du PIB revus à la baisse en 2013, 2014 et 2015…
- … avant de rejoindre les trajectoires de long terme pour ne pas remettre en cause chaque année les scénarios de développement

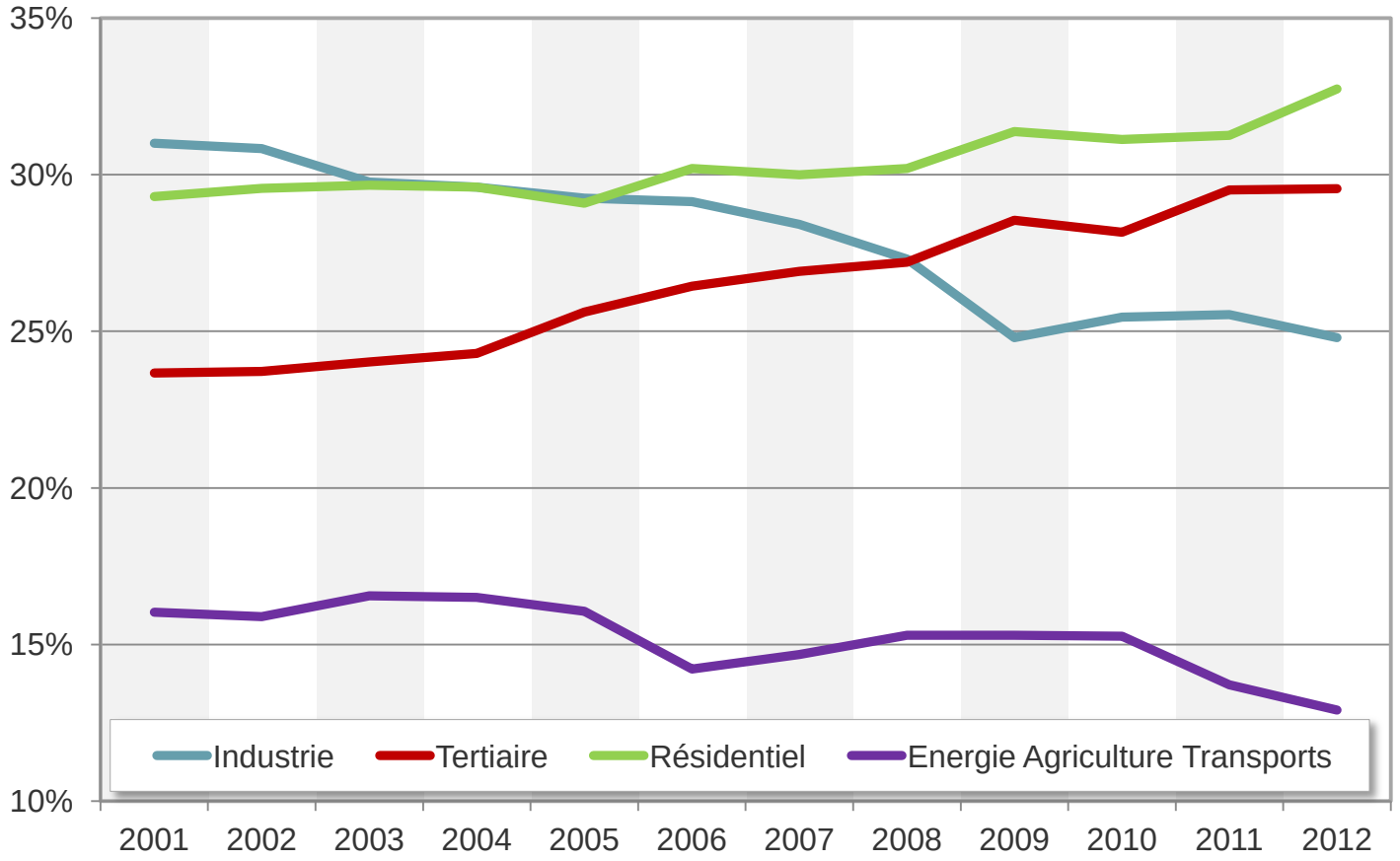


SCÉNARIOS DE CONSOMMATION

Historique de la consommation



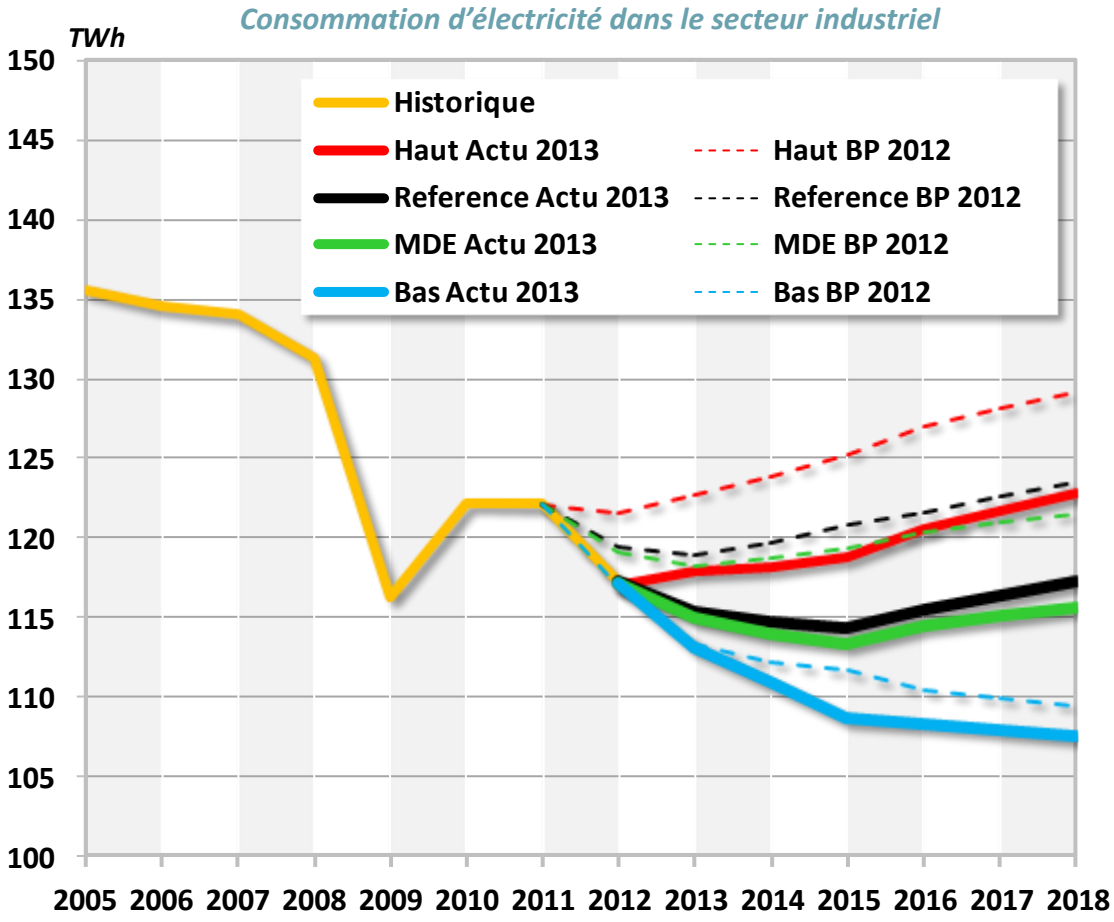
Parts sectorielles dans la consommation



Industrie : une forte révision baissière due à la crise

- 14 TWh perdus entre 2008 et 2009

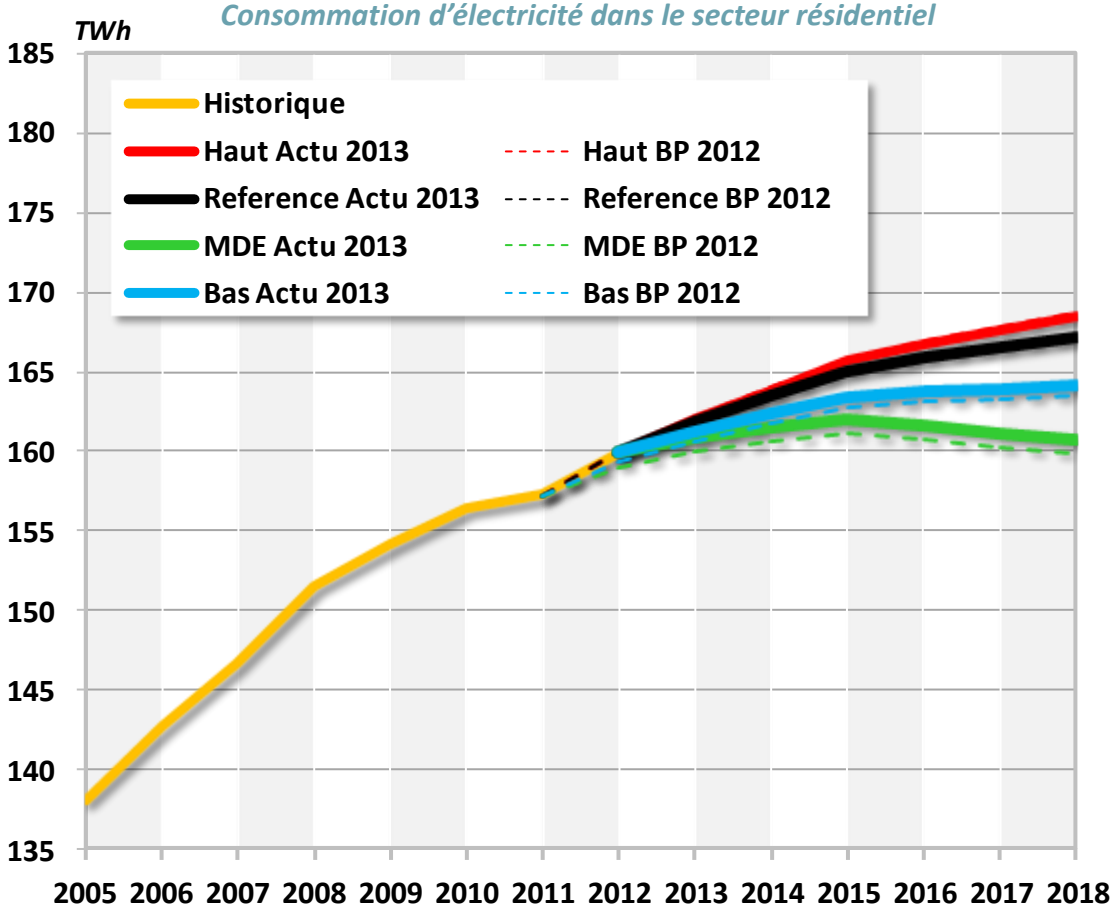
- 2012, une année difficile pour l'industrie :
  - qui touche particulièrement des secteurs comme l'automobile, le papier-carton, la sidérurgie,…
  - … avec en corollaire une baisse de 5 TWh de la demande entre 2011 et 2012



Résidentiel : une demande relativement dynamique malgré la crise

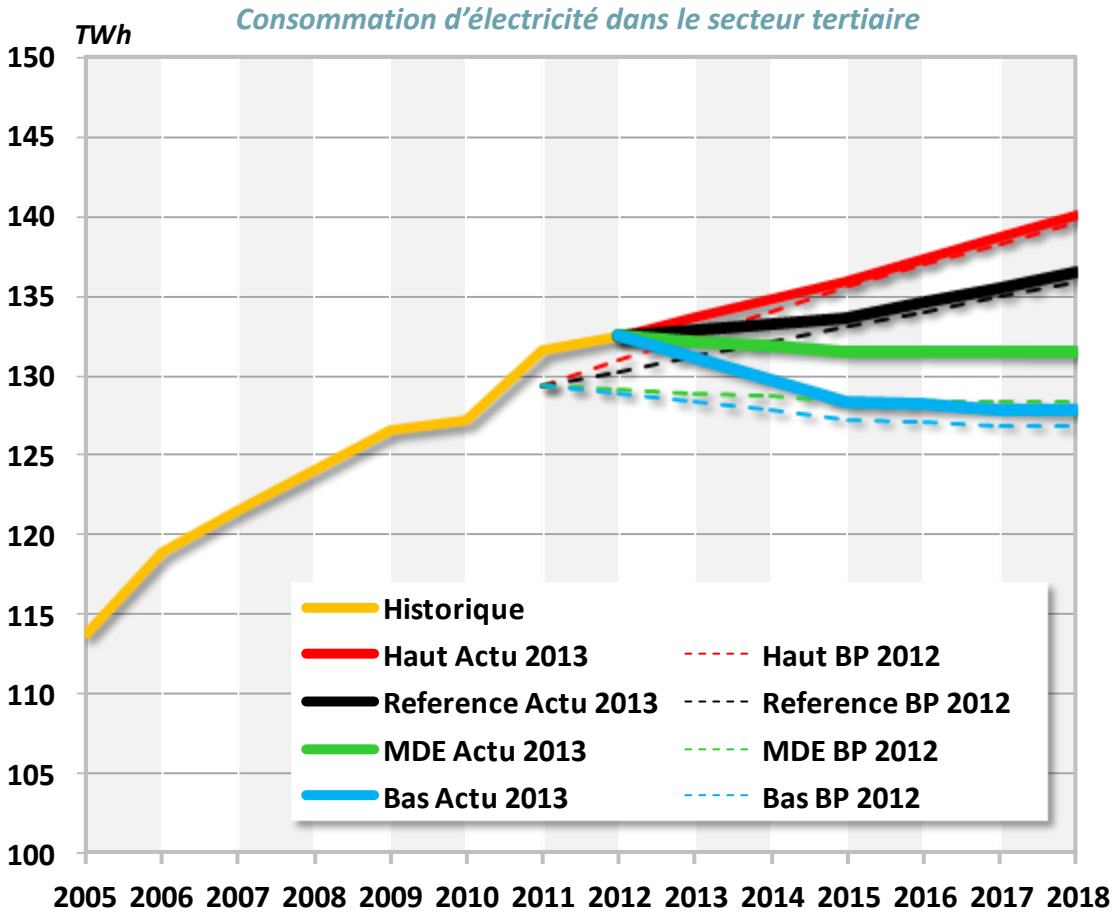
- Néanmoins, l'inflexion du développement du chauffage électrique semble se confirmer…
  - Nouvelle réglementation thermique des bâtiments neufs (RT2012)
  - Un effet pas encore significatif

Consommation d'électricité dans le secteur résidentiel



Tertiaire : un impact de la crise moindre que dans l'industrie

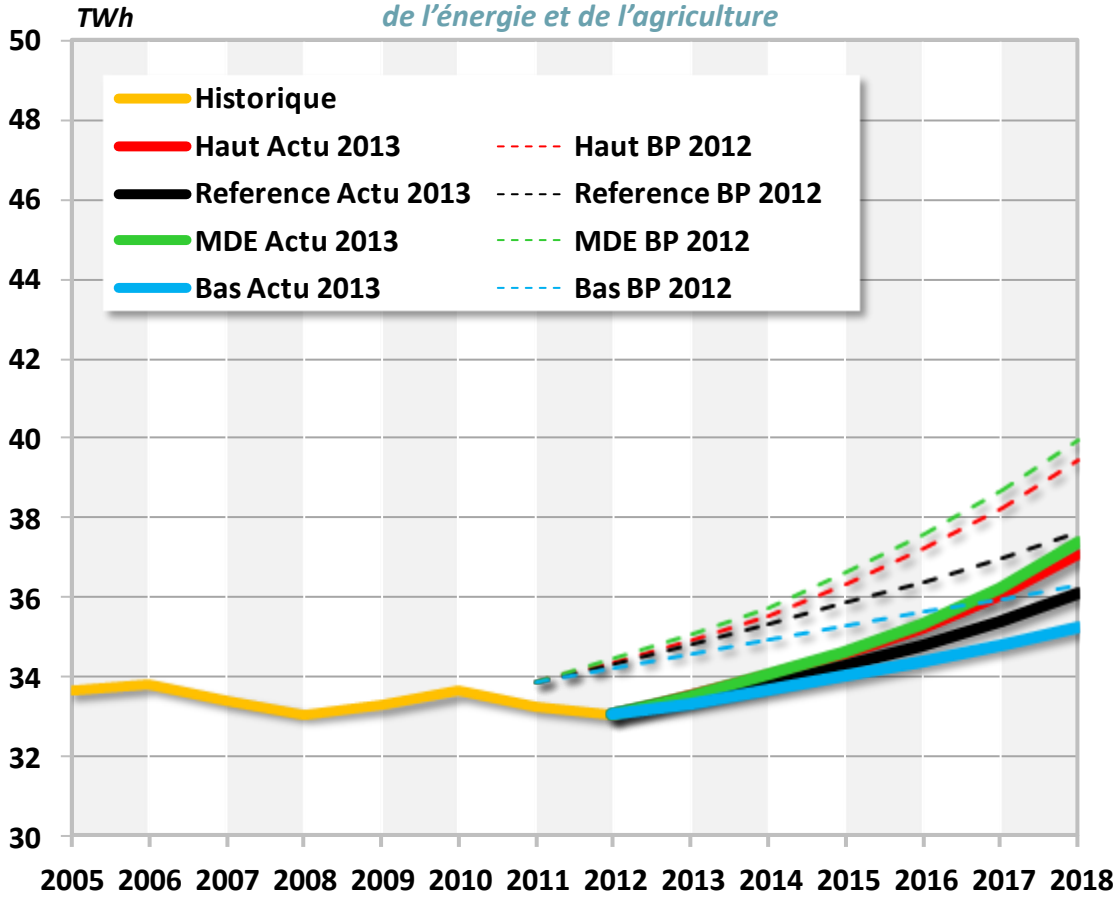
- Un recalage haussier sur les données définitives de l'année 2011…
  - Environ 2 TWh (1.5%)
  - Constat général: la faiblesse des taux de croissance est un défi pour la prévision
- … compensé par des perspectives économiques dégradées à court terme



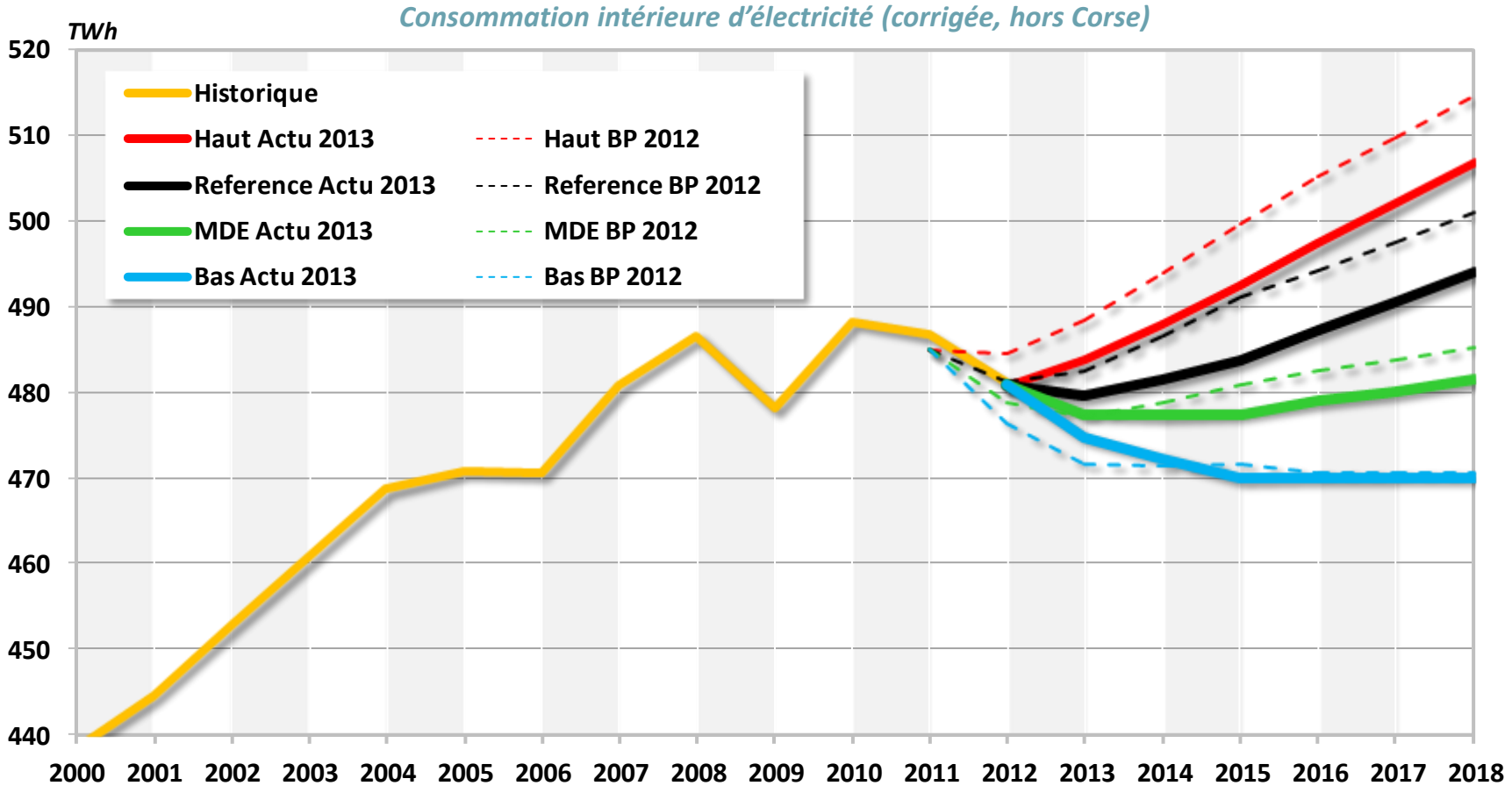
Transports, Energie & Agriculture : un essor retardé des véhicules électriques

- Un essor des véhicules électriques et hybrides rechargeables moins rapide qu'envisagé
  - Environ 5700 véhicules électriques vendus en 2012 pour 2600 en 2011
- Au final, des prévisions revues en légère baisse, de 2 TWh environ

Consommation d'électricité dans les secteurs des transports, de l'énergie et de l'agriculture



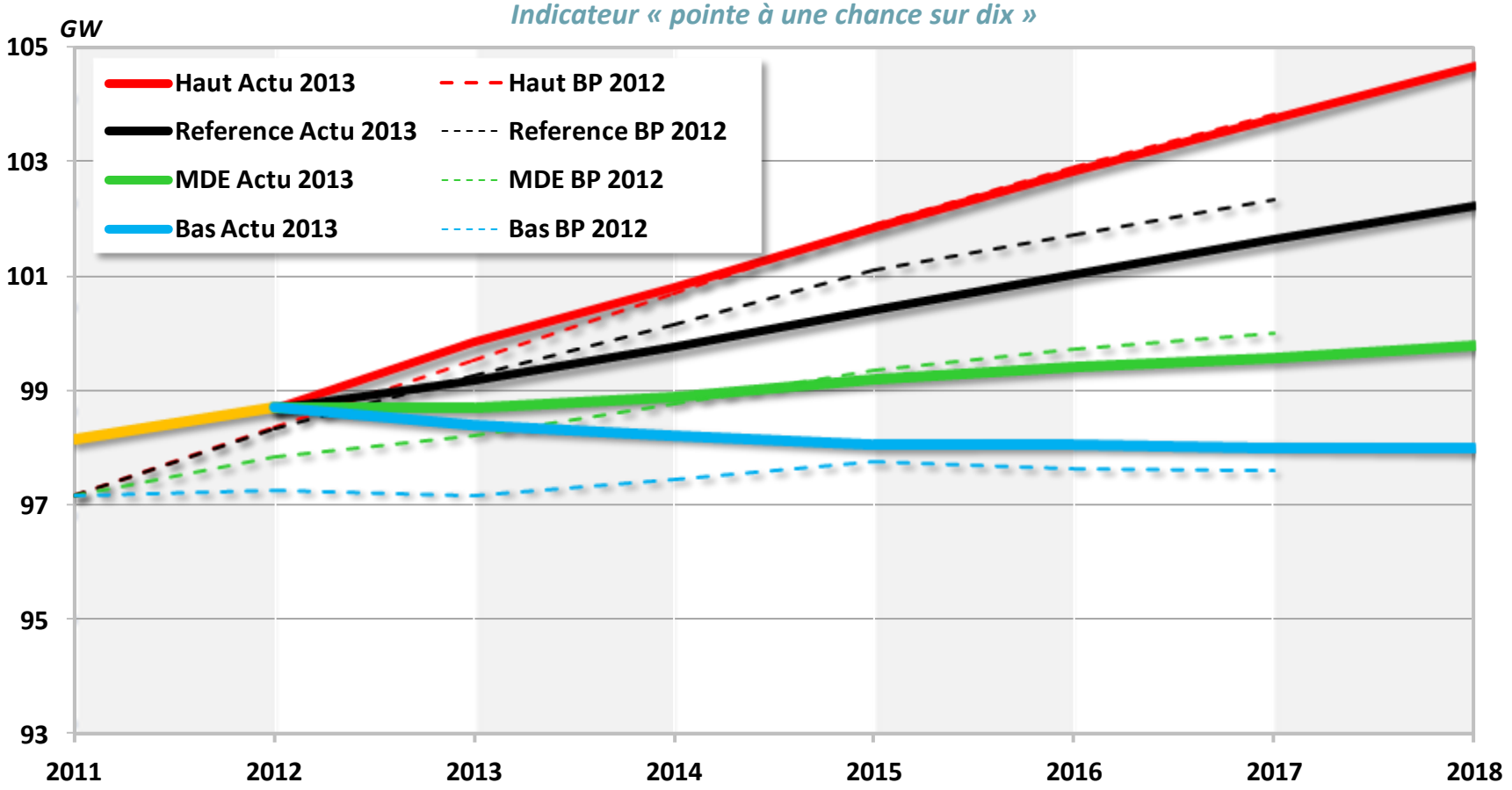
Une demande revue à la baisse de 7 TWh environ en 2017 dans le scénario « Référence »



Très légère révision à la baisse de la puissance :

indicateur « pointe à 1 chance sur 10 » : - 0,7 GW en 2017 dans le scénario « Référence »

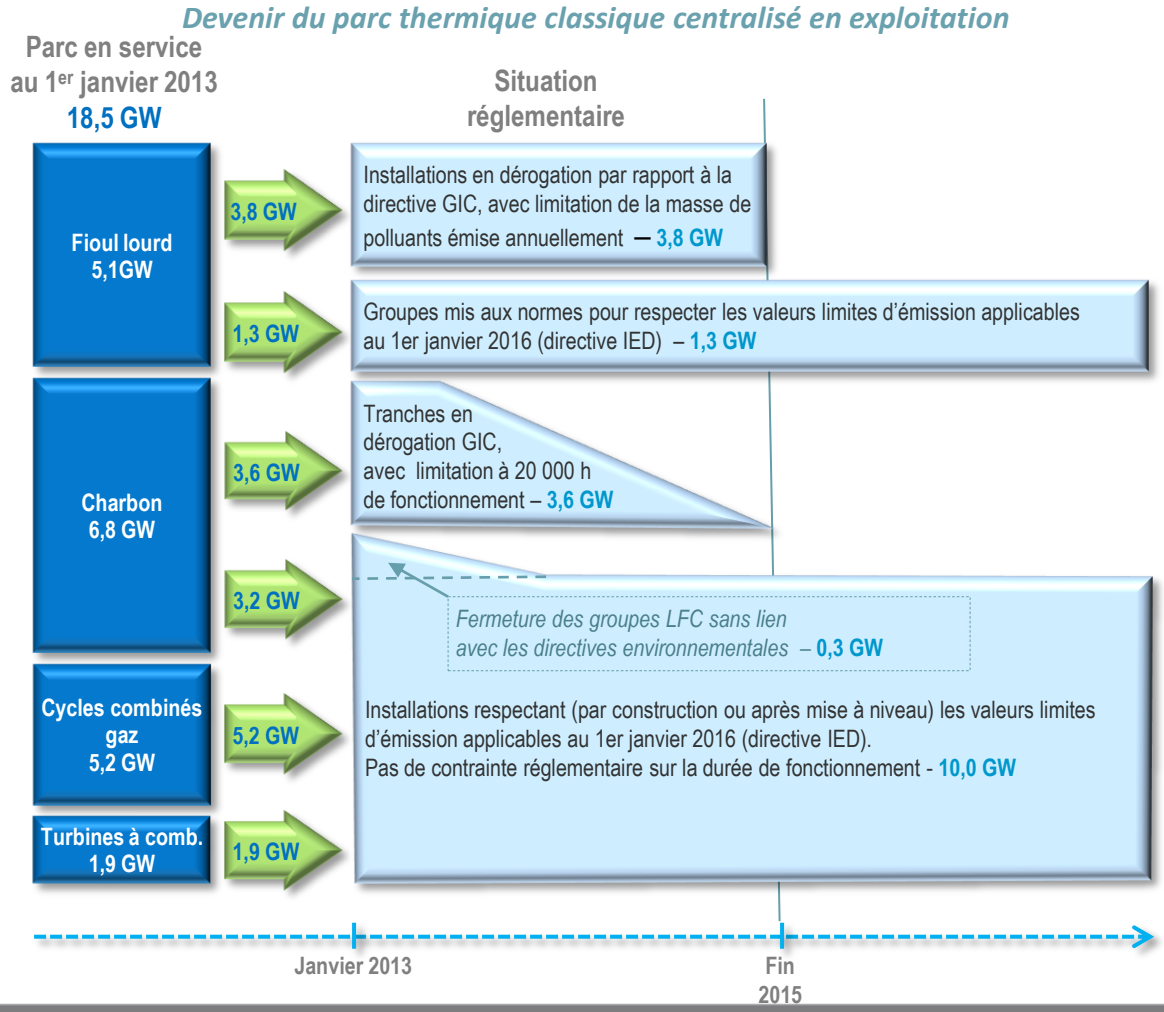
Indicateur « pointe à une chance sur dix »



HYPOTHÈSES D'OFFRE DE PRODUCTION ET D'EFFACEMENT

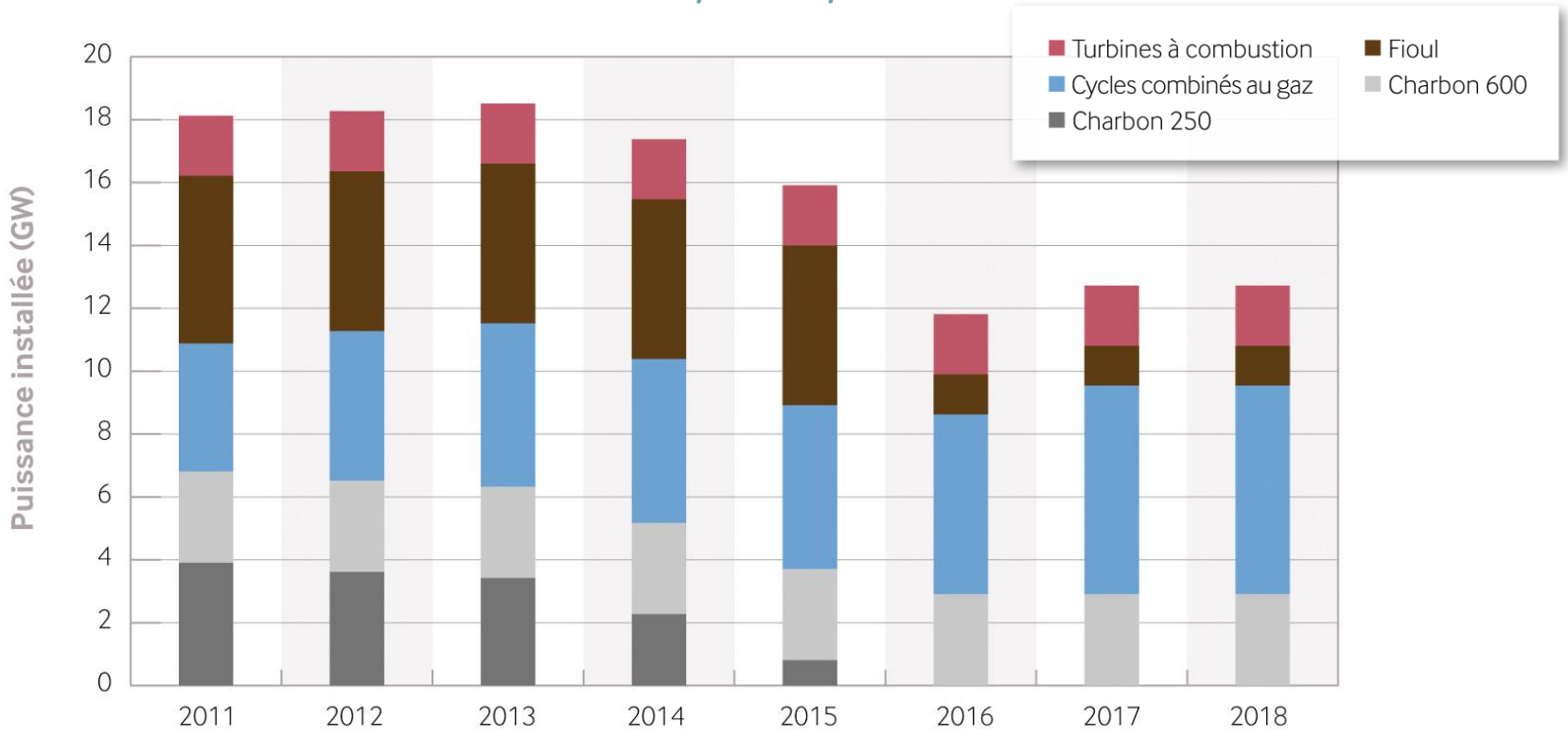
D'importantes fermetures liées aux directives environnementales à l'horizon 2015

- Les exigences des Directives GIC et IED
- Les conditions de marché vont conduire à la fermeture de certains groupes
- Les hypothèses retenues s'appuient sur les annonces des producteurs :
  - Pas de mise aux normes de **3,8 GW** de groupes au fioul en 2015
  - fermeture progressive de **3,6 GW** de groupes au charbon entre 2013 et 2015



Bilan : réduction de la capacité thermique centralisée, hors nucléaire, à partir de 2014 mais surtout en 2016

Parc thermique classique

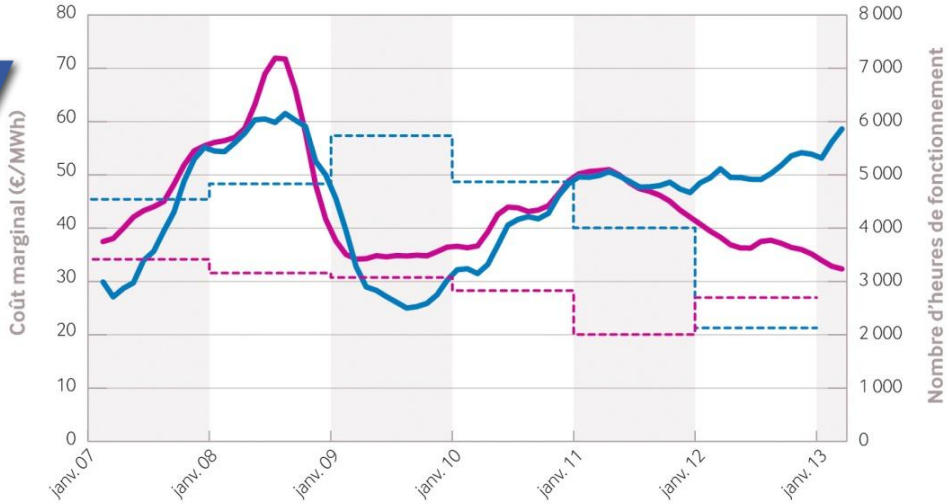


- Sans compter des arrêts temporaires de groupes (CCG)

Un climat d'incertitude pèse sur le secteur des cycles combinés au gaz

- Des projets en construction ou décidés…
  - Les mises en service de deux groupes CCG sont encore prévues d'ici à 2017, représentant 970 MW (en plus d'un groupe prévu pour courant 2013)
- Au vu du manque de rentabilité des CCG, des reports de mise en service, des mises en indisponibilité, plus ou moins longues, estivales ou annuelles, de certains groupes sont envisagés voire déjà annoncés.
  - Des hypothèses CCG élaborées en étroite liaison avec le Département Commercial et la Gestion Prévisionnelle du CNES
  - Saisine de la DGEC

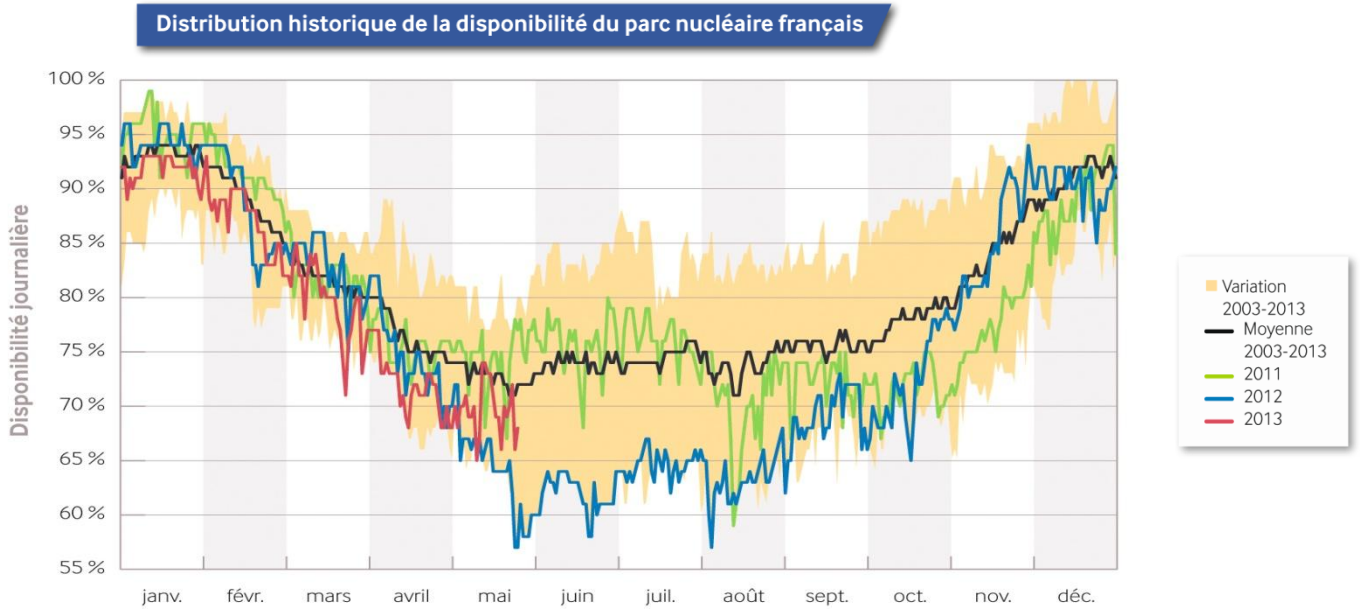
Évolution théorique des coûts marginaux de production pour deux cas types de cycle combiné au gaz et de groupe au charbon



Coût marginal théorique* de production cycle combiné au gaz (hypothèses: rendement 57 % et 0,37 tCO_2/MWh)
Coût marginal théorique* de production charbon (hypothèses: rendement 42 % et 0,80 tCO_2/MWh)
Nombre d'heures de fonctionnement moyen** du parc français de cycles combinés au gaz
Nombre d'heures de fonctionnement moyen** du parc charbon français
* Moyenne mobile sur trois mois ** Moyenne annuelle

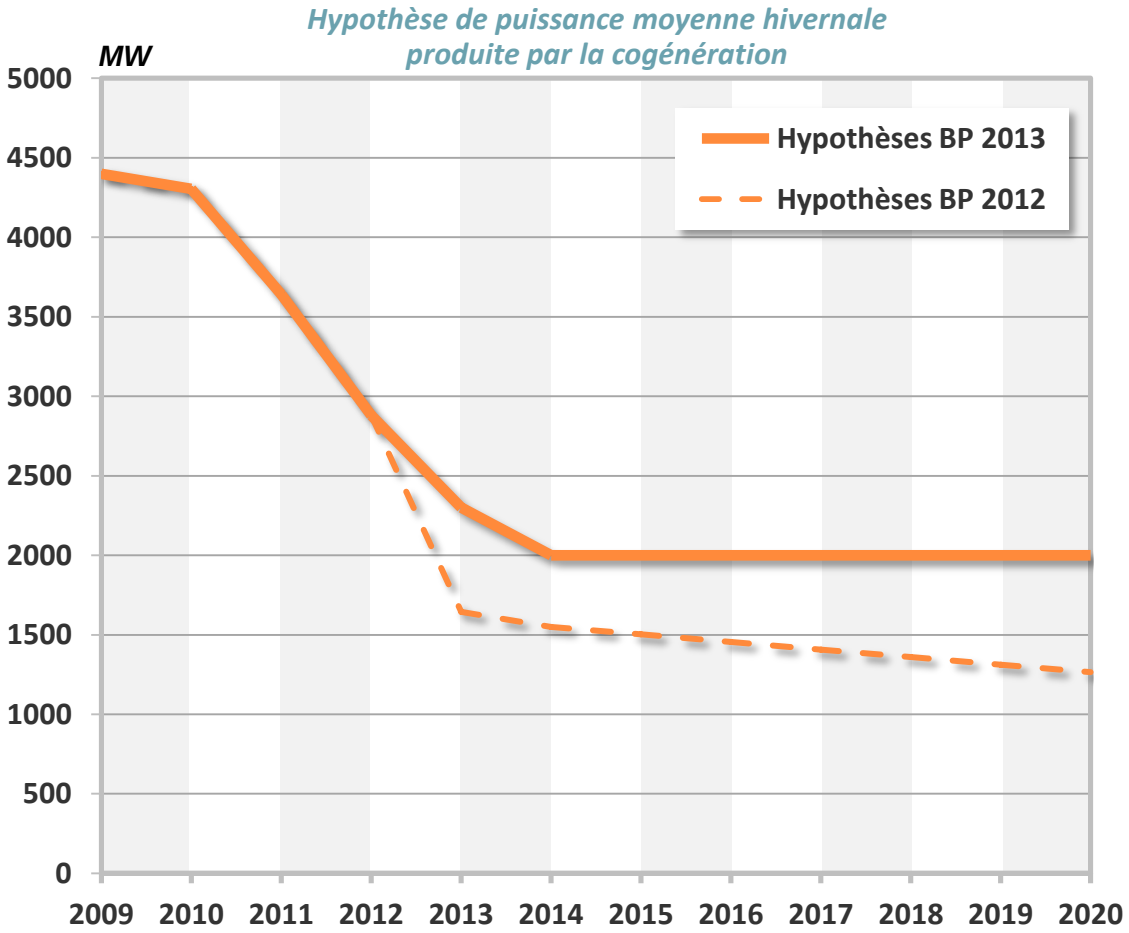
Des hypothèses nucléaires inchangées par rapport au Bilan Prévisionnel 2012

- Deux évolutions sur le parc de production nucléaire sont retenues, en cohérence avec les annonces des producteurs et des pouvoirs publics :
  - La fermeture de Fessenheim avant 2017,
  - La mise en service de Flamanville en 2016 (disponibilité réduite),
  - Distribution de disponibilité conforme aux historiques observés depuis 2003



Cogénérations : une prévision revue à la hausse

- Réévaluation à la hausse des hypothèses en sortie d'obligation d'achat
- L'impact du dispositif transitoire de paiement de capacité est encore inconnu



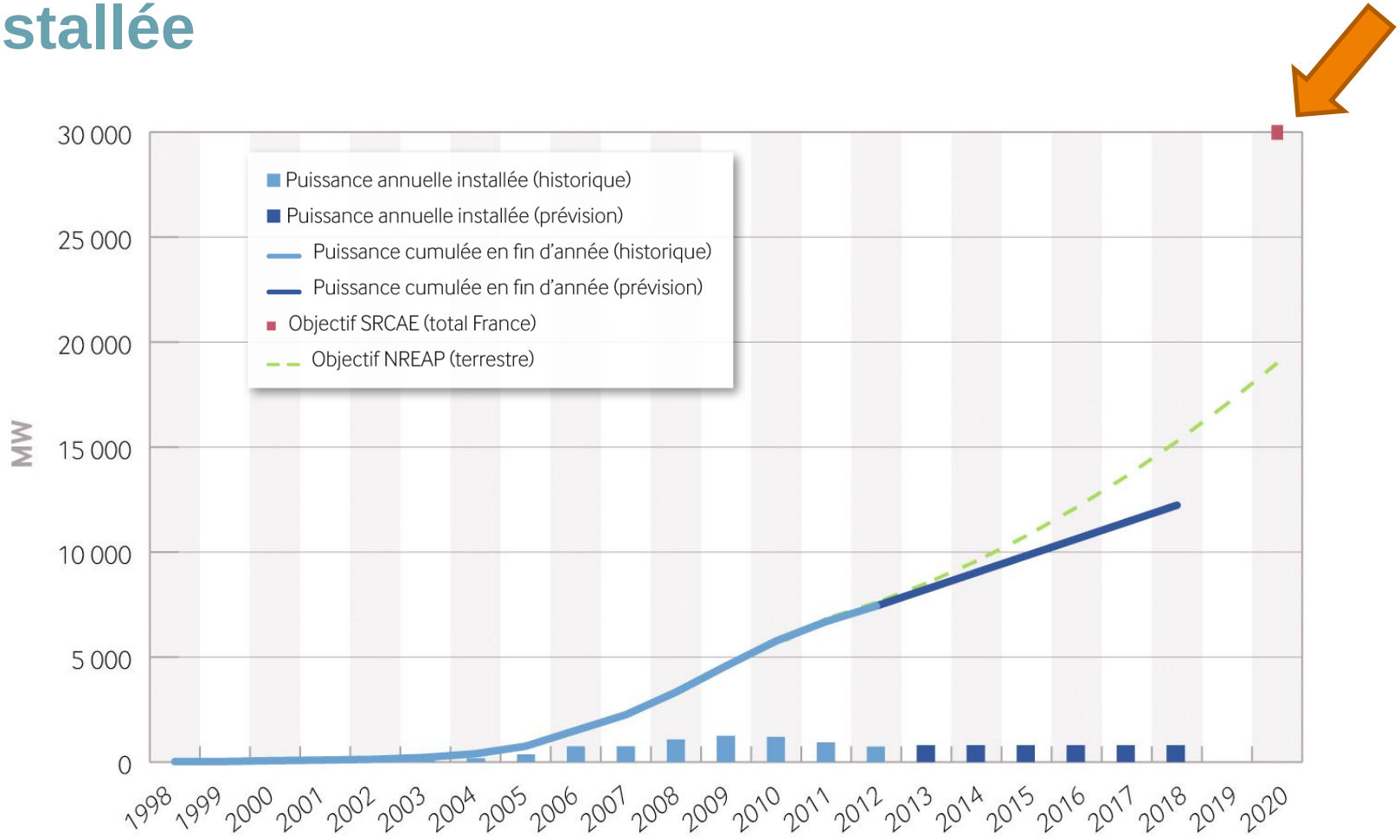
Un maintien de l'hypothèse de croissance du parc éolien terrestre

- Une légère évolution du contexte réglementaire, plutôt favorable à la filière éolienne *(loi Brottes : suppression de la règle des 5 mâts et des ZDE)*
- Un nombre de projets en file d'attente et de projets avec une convention de raccordement signée supérieur à l'année passée
- Presque 800 MW installés en 2012 dans un contexte difficile et incertain *(crise économique, incertitude sur les tarifs d'achat suite au contentieux communautaire, période de mise en place des SRCAE et des ICPE, etc.)*

L'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel 2013 est de **800 MW/an** sur la période 2014 à 2018 (identique à celle du Bilan prévisionnel 2012).

- Le Bilan prévisionnel 2013 ne prend pas en compte de production off-shore.

Evolution de la puissance éolienne terrestre installée

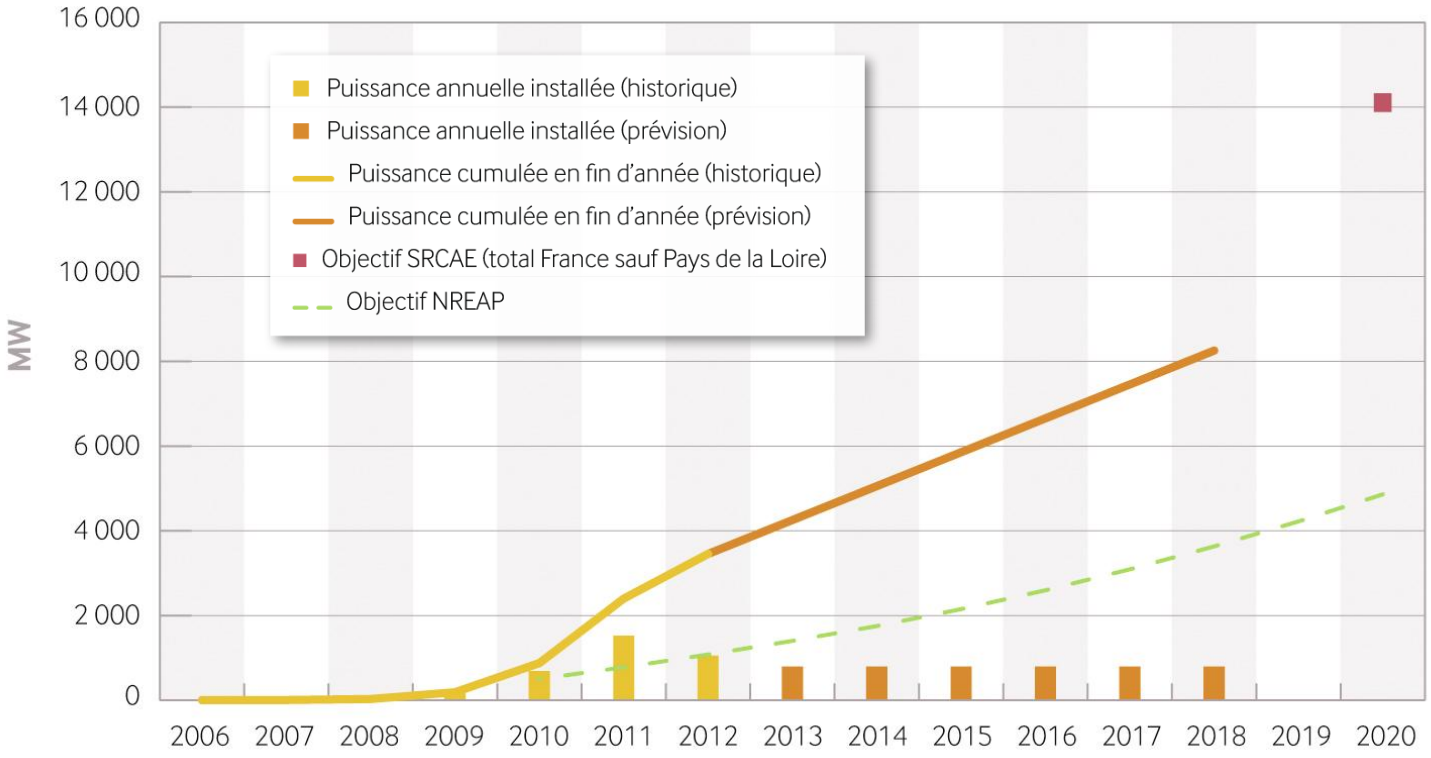


Un prolongement du développement du parc photovoltaïque

- Des installations conséquentes: 1,5 GW en 2011, 1 GW en 2012
- Une volonté politique marquée : un objectif annuel passé de 800 MW à 1 GW par an pour les nouvelles installations photovoltaïques
- Un prix des modules en baisse mais qui tend dernièrement à se stabiliser
- Mais des demandes de PTF à la baisse, un tarif à la baisse et les deux derniers appels d'offres simplifiés annulés

L'hypothèse de croissance du parc photovoltaïque retenue pour le Bilan prévisionnel 2013 est de **800 MW/an** (contre 500 MW/an dans le BP2012).

Evolution de la puissance photovoltaïque installée



Un parc hydraulique qui devrait rester stable

- Aucun projet d'envergure n'est prévu à l'heure actuelle
- La procédure de renouvellement des concessions est en suspend

L'hypothèse retenue est une stabilité du parc hydraulique

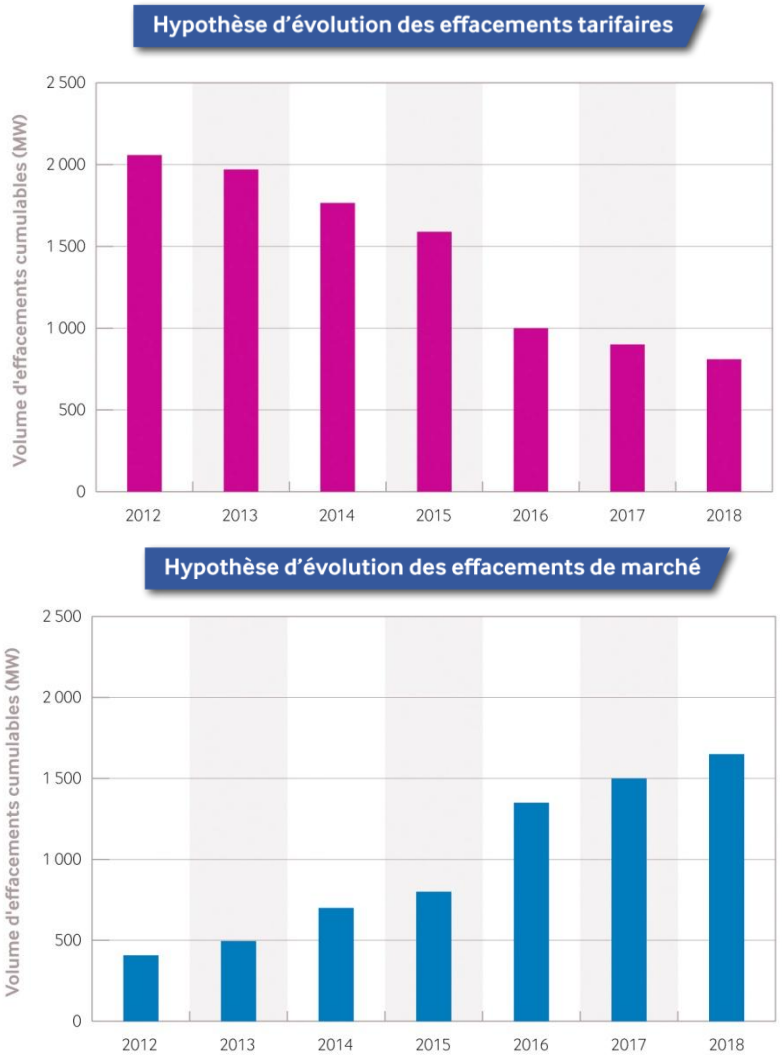
- Légère révision à la baisse du productible hydraulique moyen conforme à la moyenne des trente dernières années (67,6 TWh, contre 69,4 TWh au BP2012)

Effacements cumulables : stabilité du volume total

- Un volume d'effacements EJP et Tempo en baisse
- 1er janvier 2016 : fin des tarifs réglementés de vente vert et jaune → disparition des contrats EJP industriels
- Mais un probable accroissement des effacements de marché dû aux futures mécanismes de marché et réglementaires :
  - NEBEF, prime CSPE et mécanisme de capacité

➢ Transfert des EJP industriels sur autres contrats d'effacement en 2016

Une stabilité du volume total d'effacements cumulables sur la période : 3 GW



MODÉLISATION EUROPÉENNE

Une modélisation du système européen

- 12 pays européens modélisés
  - modélisation explicite des parcs et des consommations, dans une approche similaire à la France
  - corrélation spatiale des aléas climatiques entre les pays (vent et température)
- Une actualisation des hypothèses de consommation et de production
  - pour tenir compte de la dégradation de la situation économique
  - à partir de la veille continue sur les parcs actuels
  - recalage des parcs éoliens et photovoltaïques au 1er janvier 2013

Evolution des prévisions de croissance du PIB en 2013 sur quelques pays européens

	Prévision de PIB 2013 publiée en mars 2012	Prévision de PIB 2013 publiée en mars 2013
Allemagne	+1,5 %	+0,7 %
Espagne	+0,1 %	-1,6 %
France	0,9 %	0,0 %
Italie	+0,1 %	-1,2 %
Royaume-Uni	+1,8 %	+0,9 %

Tenant compte du développement des interconnexions

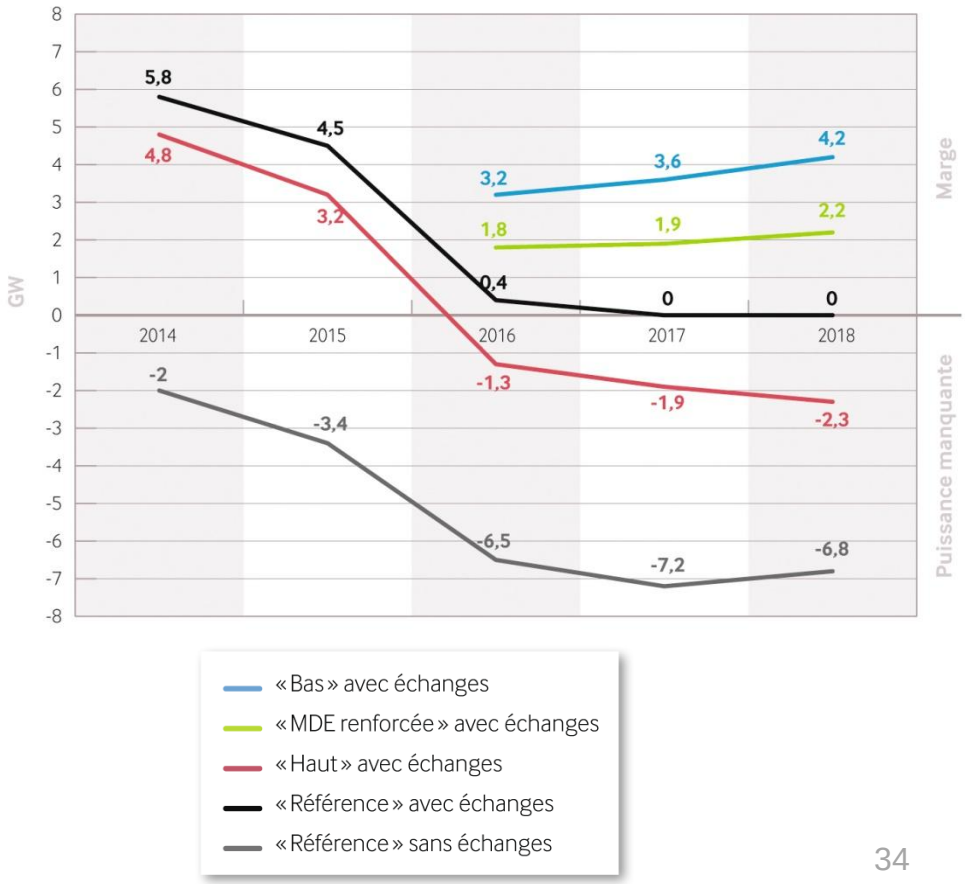
- Des hypothèses d'augmentation des capacités d'interconnexions :
  - Savoie-Piémont (FR-IT), mise en service prévue courant 2017
  - ligne HVDC FR-ES, prévue pour 2014
  - passage en double terne de la ligne Lonny-Vesle (2016) et renforcement de la ligne Avelin-Gavrelle (2017) : augmentation des NTC de FR-BE et FR-DE …
- Une révision à la hausse de la capacité maximale d'importation
  - en accord avec les travaux du CNES et de SEDRE
  - de 8 GW en 2014 à 9 GW en 2018, les projets d'interconnexions menant à des augmentations de NTC (contre 8 GW au BP2012)

EQUILIBRE OFFRE DEMANDE

Risque de défaillance - Illustration par les marges

- Respect du critère des 3h de défaillance ⇔ marge nulle
- En scénario « Référence », le critère de défaillance n'est pas dépassé sur l'horizon d'étude
- Cependant, les marges diminuent significativement à partir de 2016 en raison de l'arrêt des centrales fioul et charbon
- Des marges positives ne signifient pas une absence de risque
  - A conditions climatiques de 2012, l'espérance de la durée de défaillance se dégrade : 37 h en 2016
- Sensibilité au sort des CCG :
  - On peut fermer un CCG supplémentaire en 2016 tout en respectant le critère des 3h
  - A partir de 2017, toute fermeture de CCG se traduit par un non respect du critère

Synthèse des marges et des puissances manquantes pour les différents scénarios de consommation et d'échanges



Principaux messages et enjeux liés à l'actualisation du BP

- Un contexte marqué par :
  - Une crise économiques qui se prolonge
  - Des arrêts de CCG annoncés, qui s'accompagnent de dépréciations significatives chez les producteurs européens
  - La mise en place du mécanisme de capacité
  - Le débat sur la transition énergétique
  - Le lancement par la Commission européenne d'une réflexion sur les critères de sécurité d'approvisionnement
- Un critère 3h / an respecté à l'horizon 5 ans mais des marges de sécurité qui se dégradent à partir de 2016

Les volets régionaux Bretagne et PACA

- Deux régions caractérisées par :
  - Une dynamique de consommation plus forte que la moyenne nationale, même si elle ralentit :
    - Attractivité des territoires
    - Poids du résidentiel et du tertiaire
  - Un déficit régional de production (Bretagne et Est-PACA)

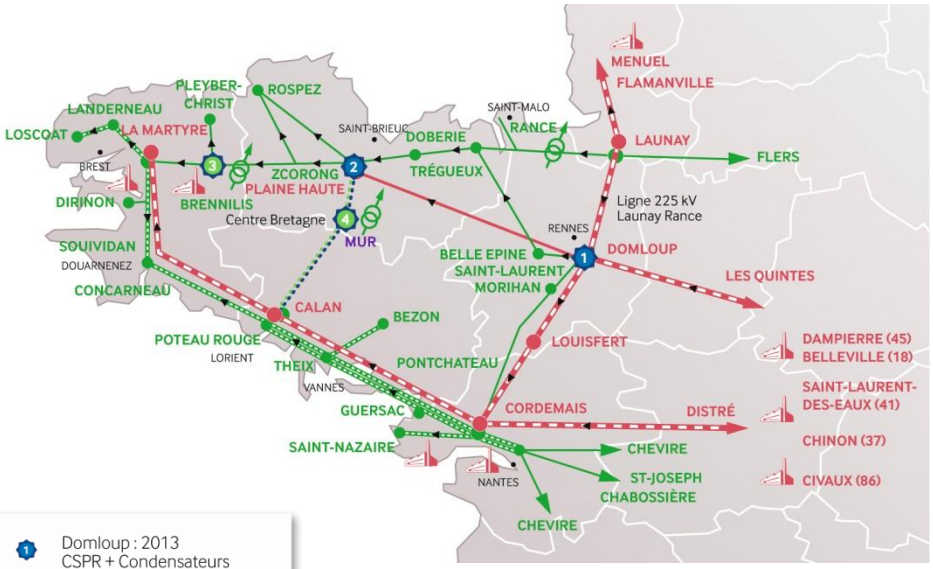
    → Des réseaux fortement contraints avec un risque important sur la sécurité d'alimentation

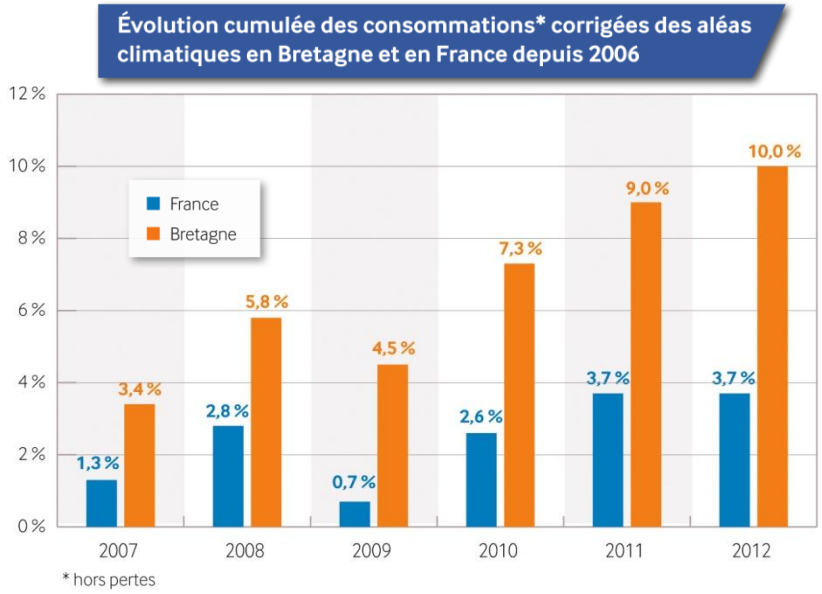
EcoWatt Bretagne Le bon geste énergie

EcoWatt Provence Azur Le bon geste énergie

- Conséquence directe :
  - Saisine de la DGEC pour étudier l'impact de la fermeture des CCG sur la sécurité d'alimentation des deux régions

La Bretagne

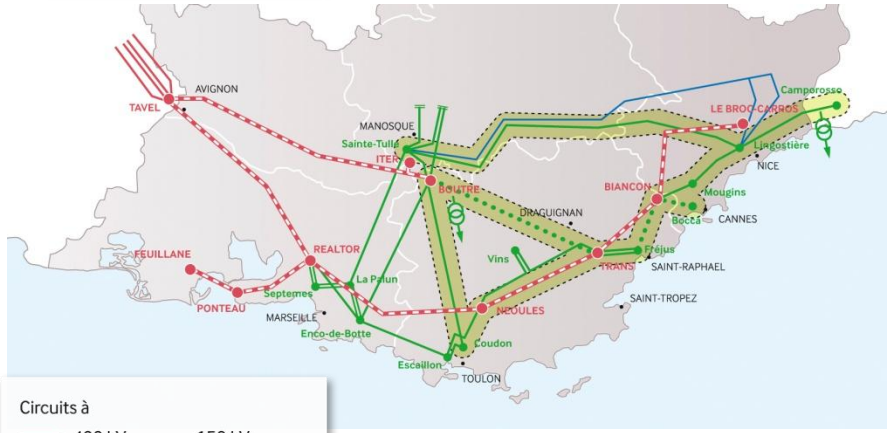




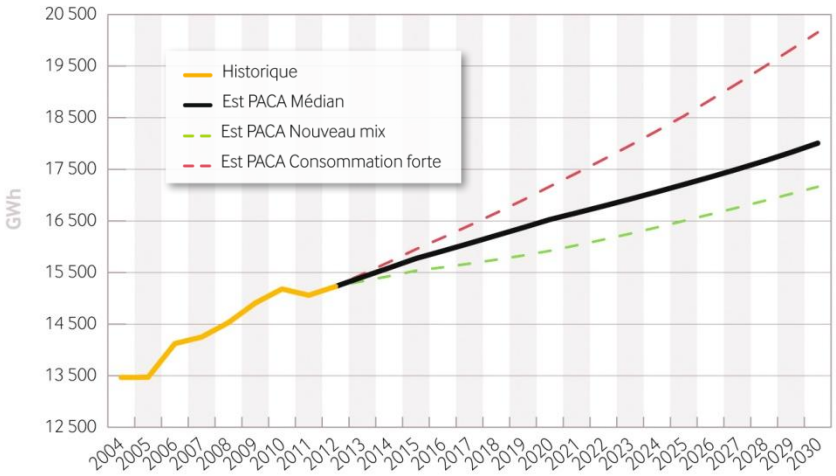
- Attendus:
  - Le TD de Brennilis (2014)
  - Le CCG Bretagne (2017)
  - Le filet de sécurité (2017)
- Risque CCG, en regard des fermetures Cordemais (2015) et TAC (2015-2020?) :
  - Pas de risque sur fermeture estivale du CCG de Montoir
  - Retard CCG Bretagne

La région PACA

Le réseau à fin 2015



Évolution de la consommation électricité Est PACA (corrigée des conditions climatiques)



Deux fois plus fortes à moyen terme en Est-PACA que sur la France

- Attendus :
  - Le filet de sécurité (fin 2015) → 2030
- Risque CCG :
  - Une vigilance particulière sur 2013-2014 si arrêts CCG et autres groupes thermiques
  - Au-delà, le retour Durance, Gardanne (biomasse) et le filet de sécurité éloignent le risque

Réseau de transport d'électricité

MERCI DE VOTRE ATTENTION !

Direction de l'économie,
de la prospective et de la transparence

www.rte-france.com