Analyser les trajectoires EnR sous l'angle économique dans les scénarios de transition électrique

Thomas Veyrenc, Directeur marchés et régulations

Paris – 12 avril 2018

Comment RTE aborde la question des trajectoires EnR sous l'angle économique

- RTE met à disposition **un cadre et des outils pour l'analyse des enjeux économiques**, dans le cadre de ses missions légales (Bilan prévisionnel, Schéma décennal de développement du réseau)

Des scénarios de transition énergétique contrastés, élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel. Par construction, ces scénarios assurent la sécurité d'approvisionnement et intègrent donc implicitement les besoins éventuels de « back-up ». L'étude inclut un chiffrage des émissions de gaz à effet de serre et des coûts totaux de production résultant des scénarios.

Une méthodologie, construite dans le cadre de l'étude Réseaux électriques intelligents, pour l'analyse des enjeux économiques sur le fonctionnement court terme du système électrique, et notamment les enjeux liés à l'équilibrage court terme résultant de l'intégration des EnR

Dans le cadre du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) à venir, une étude approfondie sur les coûts d'adaptation du réseau associés aux scénarios de transition énergétique, en fonction des choix de localisation.

Ensemble des briques pour l'analyse économique des scénarios de diversification du mix électrique

Deux « thèses » extrêmes sur l'évaluation du coût des EnR qui présentent chacune leurs limites

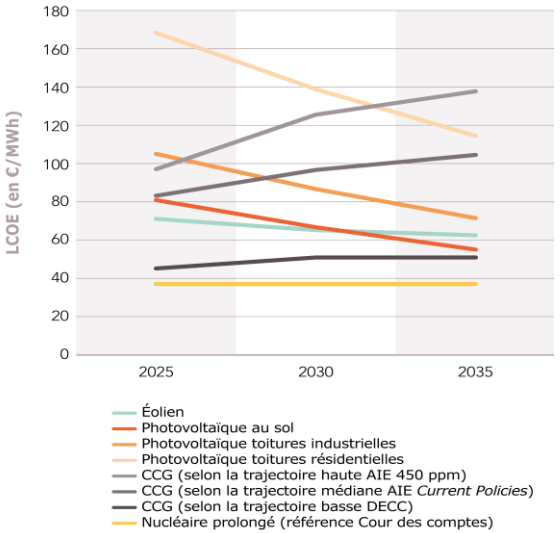
- **Thèse 1 : comparer les coûts complets de production des filières (LCOE) sans prendre en compte les effets associés**

  → Le coût complet restitue le coût de l'énergie produite mais **néglige le fait que les services rendus par les différentes filières sont différents** (profils de production, garantie capacitaire, localisation flux sur les réseaux, contribution à l'inertie du système, prévisibilité et besoins en réserve et ajustements associés)

- **Thèse 2 : projeter un coût d'ensemble en imaginant un « système redondé » pour pallier la variabilité de la production EnR**

  → Certains considèrent qu'à côté des EnR, un système redondé de production commandable est nécessaire pour assurer la couverture de la demande lorsque les capacités EnR ne produisent pas. En réalité, **cette approche sous-estime le foisonnement de la production renouvelable à l'échelle nationale/européenne**. Pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, il n'est pas nécessaire d'ajouter 1 MW de production commandable pour 1 MW installé de production EnR.

Hypothèses d'évolution des coûts complets issues de la concertation menée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017



Deux « thèses » extrêmes sur l'évaluation du coût des EnR qui présentent chacune leurs limites

- Les analyses du Bilan prévisionnel mettent en évidence les limites de ces deux thèses :
  - ⇒ Selon les scénarios, des besoins de nouvelles capacités thermiques pour garantir la sécurité d'approvisionnement ou un appui aux capacités commandables existantes (nucléaire, thermique en France et dans les pays voisins)
  - ⇒ En revanche, la diversification du mix de production au profit des EnR ne conduit pas à dupliquer le parc de production pour assurer la sécurité d'approvisionnement

SCÉNARIO **AMPÈRE**
Une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables

+103 GW d'EnR et -14,5 GW de nucléaire entre 2017 et 2035

Sécurité d'approvisionnement assurée sans nouvelles capacités thermiques

SCÉNARIO **HERTZ**
Un développement de moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire sans augmenter les émissions de CO_2 du secteur électrique

+70 GW d'EnR et -24 GW de nucléaire entre 2017 et 2035

Sécurité d'approvisionnement assurée avec + 3 GW de capacités thermiques et +3,5 GW d'effacement

SCÉNARIO **VOLT**
Un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe

+70 GW d'EnR et -8 GW de nucléaire entre 2017 et 2035

Sécurité d'approvisionnement assurée sans nouvelles capacités

SCÉNARIO **WATT**
Un déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement

+105 GW d'EnR et -55 GW de nucléaire entre 2017 et 2035

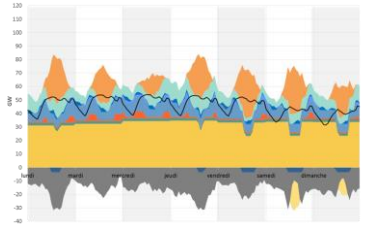
Sécurité d'approvisionnement assurée avec + 14 GW de capacité thermique et +3,5 GW d'effacement

Quelle méthode utiliser pour évaluer le coût d'une diversification du mix avec des EnR ?

- **L'approche rigoureuse consiste comparer le coût complet de plusieurs systèmes électriques, en simulant le fonctionnement du système électrique européen.** Cette approche requiert :

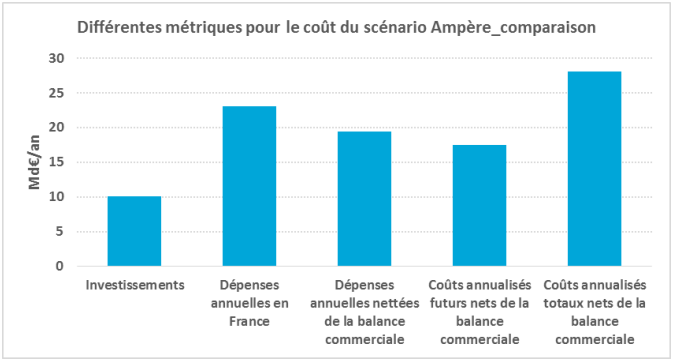
1

Une simulation détaillée de l'équilibre offre-demande du système électrique, respectant les fondamentaux : modélisation européenne, avec une représentation des besoins de puissance, à un pas suffisamment fin (pas horaire), intégrant l'impact des aléas pesant sur le système et tenant compte des contraintes sur les flux sur le réseau.



2

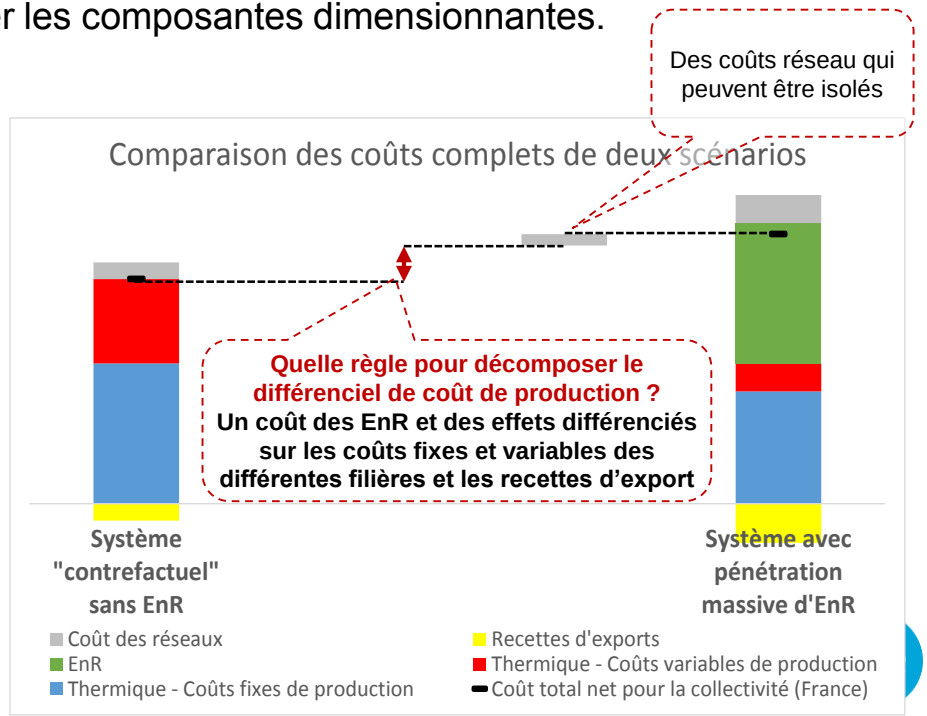
Une métrique de calcul des coûts précisée et adaptée aux enjeux d'intégration des EnR. Les métriques couramment utilisées diffèrent par les choix en termes de périmètre géographique (France ou Europe ?), de comptabilisation des recettes liées aux échanges aux interconnexions, de prise en compte ou non d'externalités, des composantes de coûts comptabilisées (investissements seuls ou coûts totaux) et de la prise en compte des effets temporels (dépenses ou coûts annualisés)



Et si on joue le jeu d'évaluer les ordres de grandeur des surcoûts au LCOE ?

- **L'évaluation de l'ordre de grandeur des surcoûts « système » (donc non inclus dans le LCOE) de l'intégration des EnR présente un intérêt** pour comprendre les résultats issus des modèles, disposer d'ordres de grandeur et identifier les composantes dimensionnantes.

- Néanmoins **l'exercice nécessite de suivre une approche clairement délimitée pour éviter certains écueils**. Il s'agit :
  - De lister l'ensemble des postes de surcoût éventuel et de les définir proprement
  - De définir une méthode de calcul et de décomposition des différents postes de coût permettant d'assurer leur additivité (et ainsi d'éviter de compter deux fois les mêmes coûts)
  - D'évaluer leur sensibilité (effets de seuil, localisation, etc.)



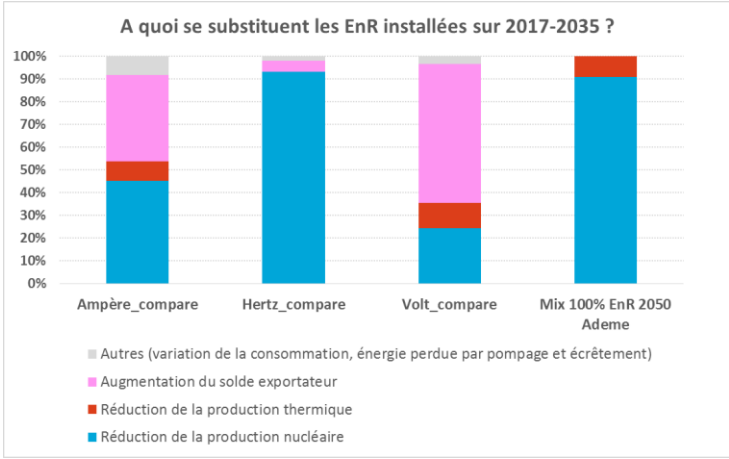
L’estimation du coût de « back-up »

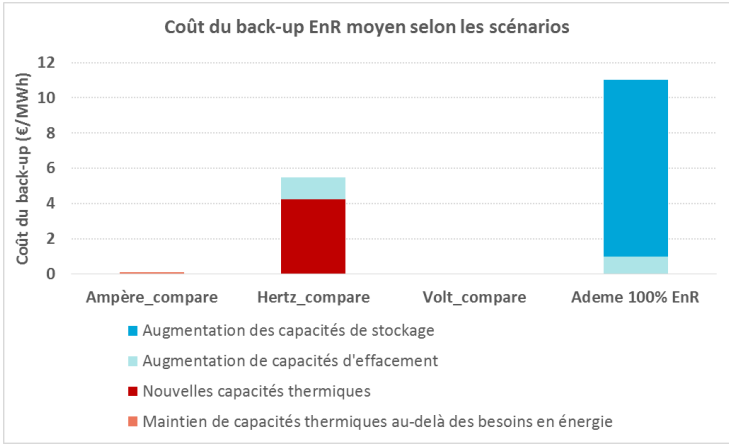
- **Quelle définition ?**
  Une définition possible : coût des capacités à construire ou maintenir pour respecter le critère de sécurité d’approvisionnement après avoir opéré une substitution en énergie d’une production conventionnelle commandable par une production EnR variable

- **Les type de substitution sont très dépendants des scénarios étudiés** : en France, une substitution possible au parc de production nucléaire mais aussi à des production situées à l’étranger (i.e. le développement des EnR soutient le solde exportateur).

- **Les coûts du back-up dépendent très fortement des scénarios d’évolution du mix considérés et des leviers développés par ailleurs qui apportent de la sécurité d’approvisionnement**

- Finalement, **des coûts de back-up identifiables entre 0 et 12 €/MWh selon les scénarios considérés …**





Les coûts pour le réseau

- Les premières capacités EnR installées bénéficient en partie des capacités d'accueil initiales du réseau existant ou de projets de renforcement engagés pour d'autres motifs.

- Dans le scénario Ampère, la capacité totale d'éolien terrestre et de photovoltaïque, à raccorder en 15-20 ans représente ~80 GW, **soit une multiplication par 5 par rapport aux capacités déjà raccordées.**

- Les coûts associés au développement du réseau pour l'accueil de ce volume de capacités **dépendent de la localisation des installations EnR sur le réseau.**

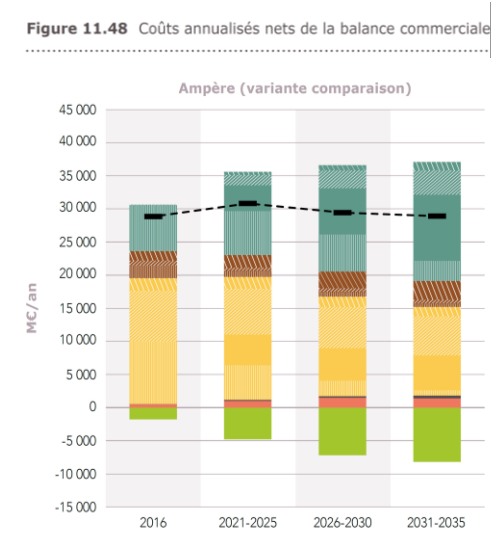
⇒ **RTE lance une concertation sur le sujet ce vendredi pour l'élaboration du futur Schéma Décennal de Développement du Réseau 2018.** Ce document permettra notamment d'analyser la sensibilité du coût réseau aux hypothèses de localisation, d'évaluer les effets de seuil éventuels, et d'identifier les configurations favorables.

L'évaluation des coûts de la transition énergétique : une démarche engagée par RTE avec les parties prenantes

- **La démarche engagée par RTE sur l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 permet de disposer de messages sur les coûts de back-up liés à la diversification du mix électrique.**

- **L'analyse** développée dans le cadre de l'étude « Réseaux électriques intelligents » **sur le fonctionnement court-terme du système électrique pourrait être réactualisée** pour évaluer les coûts liés à l'évolution des besoins de réserve et d'ajustement dans un mix diversifié.

- **Les travaux qui seront engagés sur le Schéma Décennal de Développement du Réseau complèteront ces travaux par l'évaluation des coûts réseaux des options de transition énergétique** : ces travaux évalueront les coûts selon les ambitions de transition énergétique et la localisation des installations de production sur le territoire



Merci de votre attention

L’impact des EnR sur l’inertie du système électrique

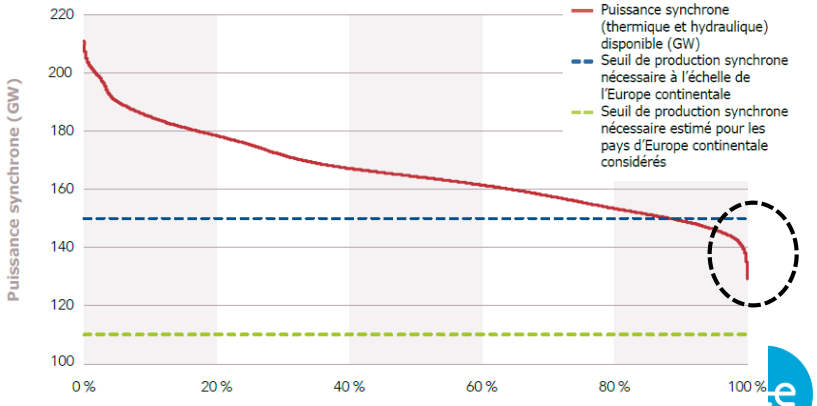
- Une forte pénétration d’EnR fonctionnant avec de l’électronique de puissance pose une question sur la gestion de l’inertie du système. **L’impact sur l’inertie doit toutefois être étudié à la maille de la plaque synchrone européenne,** comprenant une trentaine de pays interconnectés.

- Une première analyse menée dans le Bilan prévisionnel indique qu’une vigilance est nécessaire à l’horizon 2035 dans des scénarios ambitieux en termes de pénétration des EnR en Europe. **Des travaux sont lancés aux niveaux national et européen pour affiner le diagnostic sous l’angle économique et identifier les solutions.**

- Un majorant du coût peut être estimé en supposant que les situations problématiques pourraient être traitées par du redispatching (remplacement d’une partie de la production EnR par de la production de machines tournantes).

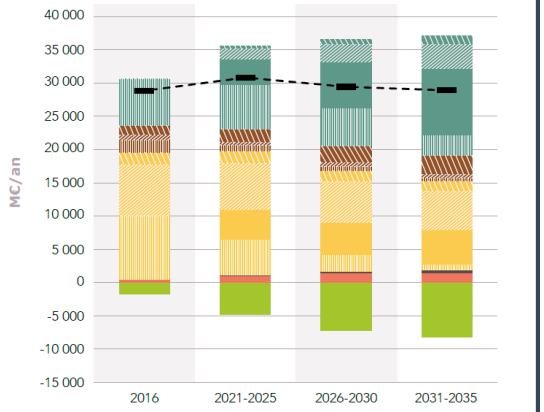
- Dans le scénario Watt, **un tel majorant peut être estimé à moins de 0,5 €/MWh de production EnR**.

Monotone annuelle des puissances synchrones appelées sur la zone modélisée - scénario Watt 2035

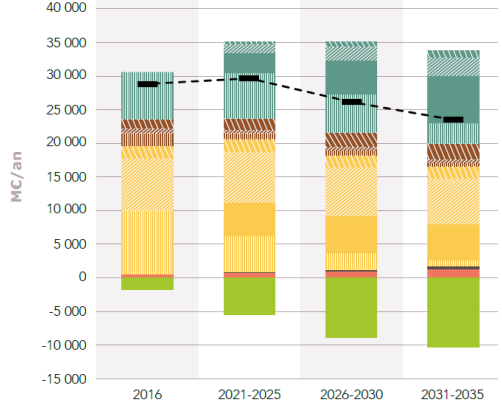


Les « chiffrages » publiés dans le Bilan prévisionnel

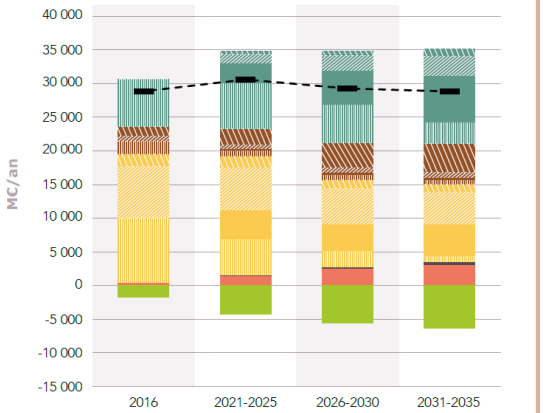
AMPÈRE



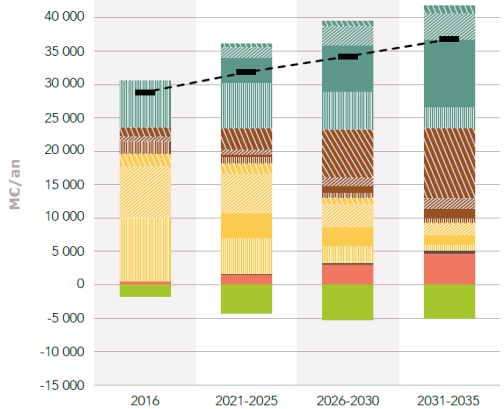
VOLT



HERTZ



WATT



Evaluations sur les variantes « comparaison » avec normalisation des paramètres de :

- Consommation (forte)
- Coûts de combustible (bas)
- Interconnexions (moyennes)

Coût annualisé net
Dépenses annuelles d'imports
Recettes annuelles d'exports
Interconnexions – CAPEX (annualisés) futurs dans les nouvelles interconnexions

Nucléaire – CAPEX (annualisés) passés dans le parc existant (investissements initiaux et de maintenance)
Nucléaire – CAPEX (annualisés) futurs dans le parc (EPR et investissements futurs de maintenance et prolongation)
Nucléaire – OPEX fixes annuels de fonctionnement
Nucléaire – OPEX variables annuels de production (combustible)

Thermique – CAPEX (annualisés) passés dans le parc existant (investissements initiaux et de maintenance)
Thermique – CAPEX (annualisés) futurs dans le parc (investissements futurs)
Thermique – OPEX fixes annuels de fonctionnement
Thermique – OPEX variables annuels de production (combustible et CO_2)

EnR et solutions de flexibilité[30] – CAPEX (annualisés) passés dans le parc existant (investissements initiaux)
EnR et solutions de flexibilité[30] – CAPEX (annualisés) futurs dans le parc (investissements futurs)
EnR et solutions de flexibilité[30] – OPEX fixes annuels de fonctionnement
EnR et solutions de flexibilité[30] – OPEX variables annuels de production (combustible des bioénergies)