



Groupe de travail

—

Coûts du système électrique

Réunion du 26 février 2020
Présentation d'orientations pour discussion



Contexte et objectifs

Les scénarios 2050 : les éléments de cadrage

- Cadrage général des prochains scénarios de long terme :
 - ① articulé autour de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 et des trajectoires de la SNBC
 - ② avec des trajectoires (pas uniquement le point d'arrivée)
 - ③ en intégrant les conséquences du changement climatique
 - ④ avec une modélisation complète du système à l'échelle européenne, et avec une représentation des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur...)
- Une description des scénarios selon 4 axes principaux :
 -  Description technique du système
 -  Description des enjeux environnementaux
 -  Description économique
 -  Description des enjeux sociétaux (implication sur les modes de vie)

Des études pour la construction des prochains scénarios de long terme qui s'appuient sur une concertation renforcée

Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios pour cibler les points d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

La CPSR

Instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

Des groupes de travail

Instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

Une consultation publique

Appel à contribution qui viendra enrichir les échanges initiés en groupes de travail



Exemples :

- GT « consommation »
- GT « base climatique »
- GT « scénarisation »
- GT « interfaces électricité et autres vecteurs »
- GT « représentation des attentes de la société »
- GT « environnement »
- GT « flexibilités »
- GT « fonctionnement du système électrique »
- **GT « coûts du système électrique »**

1^{er} réunion aujourd'hui

La problématique des coûts du système électrique fait l'objet d'une attention particulière

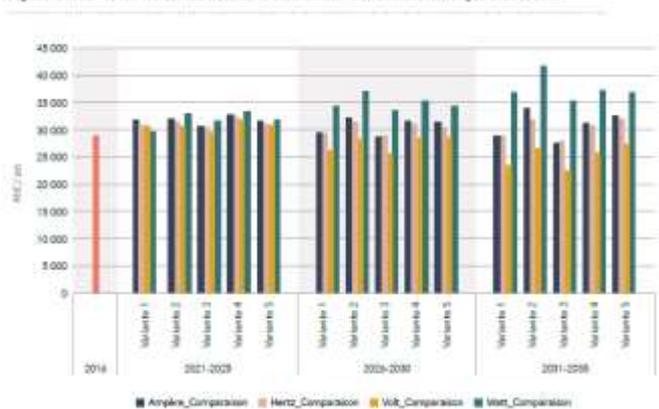
- Le débat actuel sur l'évolution des coûts de production de l'électricité est marqué par **des visions divergentes** entre les différentes études et publications:
 - Utilisation du **coût actualisé de l'énergie ou LCOE (€/MWh)** pour comparer différentes filières (ensemble des coûts d'un moyen de production rapportés à l'énergie produite)
 - Favorable à certaines filières renouvelables, sans toutefois tenir compte de la valeur de la participation aux besoins du système électrique (profils de production, garantie capacitaire, ...); parfois corrigé pour tenir compte de la contribution à ces besoins (Value Adjusted LCOE, ou VaLCOE)
 - A l'opposé, **valorisation de redondances systématiques des énergies renouvelables** variables par des systèmes pilotables, sans tenir compte des foisonnements, des moyens de flexibilité existants, ...

→ RTE évalue les enjeux économiques en comparant les « coûts système » complets de plusieurs scénarios du système électrique

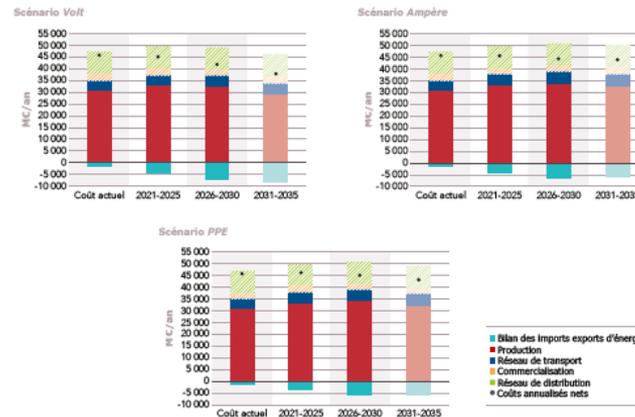
Simulation du système électrique à l'échelle européenne et comptabilisation de l'ensemble des coûts d'infrastructures (production, réseau...) et des coûts variables d'exploitation

Une démarche déjà mise en œuvre et enrichie au fur et à mesure

Figure 11.45 Coûts annualisés nets de la balance commerciale des échanges d'électricité



Chiffrage dans le **Bilan prévisionnel 2017** au périmètre « production + interconnexions » sur les différents scénarios et pour plusieurs variantes d'hypothèses de coûts



Extension au périmètre « production + réseaux » dans le **schéma de réseau 2019** sur le scénario de la PPE et les scénarios du Bilan prévisionnel 2017

- Les études sur la **mobilité électrique (mai 2019)** et sur la **production d'hydrogène par électrolyse (janvier 2020)** ont apporté des éléments complémentaires sur les coûts des transferts d'usages associés

Une prolongation de ce type d'analyse dans le cadre des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel

- Les scénarios à l'horizon 2050 feront l'objet d'une description articulée autour de 4 axes :
 1. Une **description technique** (équilibre offre-demande et sécurité d'approvisionnement, évolution du réseau, fonctionnement technique du système...)
 2. Une **description environnementale** (analyse sur les émissions de gaz à effet de serre, sur la biodiversité, la consommation de ressources...)
 3. Une **description sociétale** (implications des scénarios sur les modes de vie)
 4. Une **description économique** (chiffrage du coût du système électrique dans les différents scénarios)

Deux objectifs principaux du GT « coûts »

1. **Définir la méthodologie de chiffrage économique** des scénarios (périmètre de l'analyse, point de vue considéré, indicateurs restitués, etc.) ;
2. **Partager avec les parties prenantes sur les hypothèses de coûts** des différentes technologies et infrastructures (consommation, production, flexibilité, réseau)



2

Méthodologie proposée

L'économie d'un scénario donné peut s'appréhender de diverses manières, appelant des clarifications méthodologiques

- Les différences méthodologiques portent notamment sur :
 - Le **périmètre des coûts** pris en compte (tous les coûts du système électrique ou seulement certains ? avec ou sans intégration des externalités ? etc.)
 - Le **point de vue adopté** (calcule-t-on le prix acquitté par le consommateur ou le coût d'ensemble pour la collectivité ?)
 - Le **mode de comptabilisation des coûts** (dépenses, coûts annualisés, coûts futurs ou coûts futurs et passés, coûts intégrant la balance commerciale ou non).

Le périmètre des coûts pris en compte

- La valorisation économique intégrera, au périmètre France, les postes de coûts suivants



1. La production d'électricité, tenant compte des imports / exports



2. Les dispositifs dédiés de flexibilité (batteries, ...)



3. Les dispositifs de pilotage de la demande



4. Les réseaux de transport et de distribution



5. Les dispositifs de maîtrise de la demande



6. Les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques



7. La commercialisation

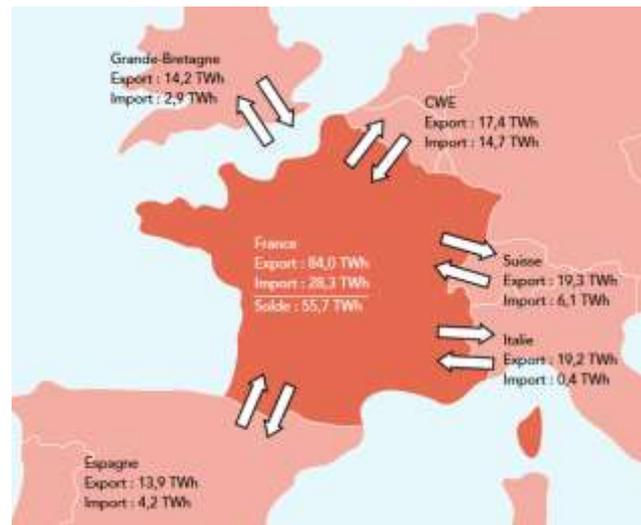


Au périmètre défini, l'analyse prend en compte l'ensemble des coûts du système

- Les coûts intégrés dans l'évaluation économique, comprennent l'ensemble des coûts fixes et variables
 - Les **coûts d'investissement** (CAPEX)
 - Les **coûts de financement** de ces investissements, en fonction de la durée de vie et du taux d'actualisation retenu
 - Les **coûts fixes d'exploitation** et de maintenance annuels (OPEX fixes)
 - Les **coûts variables de production** (OPEX variables)
Pour les moyens de production thermiques, il s'agit essentiellement des coûts de combustible (nucléaire, gaz, charbon, fioul, biomasse...)

La valorisation intègre les coûts de production d'électricité en France sur la période 2020-2050, tenant compte des échanges

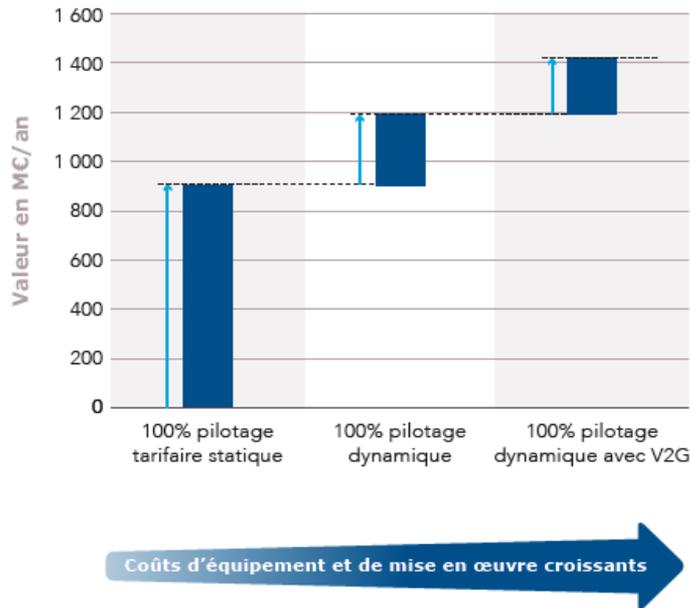
- Ces coûts seront comptabilisés pour tous les moyens de production d'électricité en France, sur l'ensemble de la période considérée (2020-2050)
 - Le fonctionnement interconnecté du système électrique implique de prendre en compte également les **enjeux économiques associés aux imports / exports**
 - La méthode actuelle consiste à valoriser les échanges aux prix de marché de l'électricité estimés grâce à la modélisation du Bilan prévisionnel
- À l'horizon 2050, les signaux de prix de marché sont susceptibles d'être très différents d'aujourd'hui. La méthode de valorisation des échanges pourrait potentiellement être adaptée



Solde des échanges commerciaux d'électricité de la France sur l'année 2019

Les investissements permettant le pilotage des usages seront intégrés aux analyses

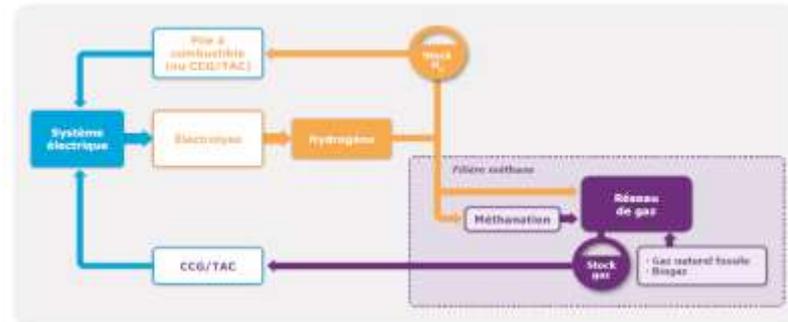
- Ce pilotage permet de déplacer la consommation dans le temps
 - Par exemple pour faciliter la maîtrise de la pointe ou l'évitement de fonctionnements aux heures de coûts variables élevées
 - Il est déjà utilisé aujourd'hui via les dispositifs tarifaires (« heures creuses ») permettant de piloter notamment la charge des ballons d'eau chaude sanitaire
 - Il n'entraîne pas d'économies d'énergie
 - La définition du potentiel de flexibilité sur la demande accessible à long terme dans les différents secteurs (résidentiel, tertiaire, industriel) fait l'objet de travaux dans un groupe de travail dédié → **GT Flexibilité**



Gisement de valeur associée au pilotage dans le scénario Crescendo haut 2035 du rapport électromobilité de RTE (variantes sur le développement du pilotage de la recharge, comparées à une situation sans aucun pilotage de la recharge)

Les coûts des moyens de flexibilité et de stockage nécessaires à l'équilibre offre-demande ou au maintien de la stabilité du réseau seront intégrés dans l'évaluation économique

- Des moyens complémentaires aux moyens de production pilotables ou de pilotage de la demande peuvent être requis à long terme
 - En raison d'une diminution des leviers traditionnels
 - En raison de l'augmentation des besoins liés à la variabilité et à la moindre prévisibilité des productions éoliennes et photovoltaïques
 - Pour le maintien de la stabilité du système électrique
- Ces moyens complémentaires sont en particulier
 - Les batteries dédiées
 - Les STEP
 - Le Power-to-Gas-to-Power
 -



Le stockage d'énergie électrique via le Power-to-Gas-to-Power, un des enjeux du développement de la production d'hydrogène par électrolyse à l'horizon 2040-2050

L'analyse intègre les coûts des réseaux de transport et de distribution

- Les transformations du mix électrique modifient la répartition géographique des moyens de production et nécessitent des évolutions de l'infrastructure des différents réseaux
 - Développement des énergies renouvelables, raccordement d'éoliennes en mer et d'éventuels nouveaux réacteurs nucléaires, déclassement d'anciennes unités nucléaires ou thermiques, ...
- Le volet économique du schéma de réseau 2019 intègre un chiffrage de l'ensemble des coûts de réseau de transport
- Ce type d'analyses sera également décliné dans l'analyse des scénarios 2050 afin de disposer d'une estimation des besoins de réseaux (transport et distribution) et des coûts correspondants

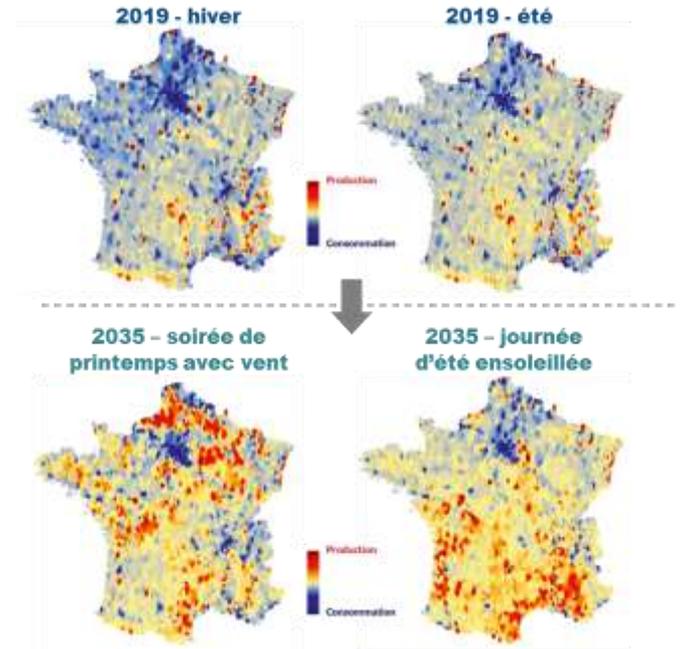
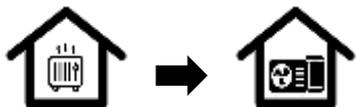


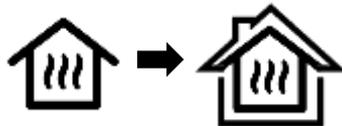
Illustration de la répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité

Les coûts de maîtrise de la demande seront intégrés à l'évaluation économique des scénarios

- Pour l'essentiel, il s'agit de **mesures d'efficacité énergétique** visant à améliorer les performances énergétiques des équipements, à satisfaction inchangée d'un service



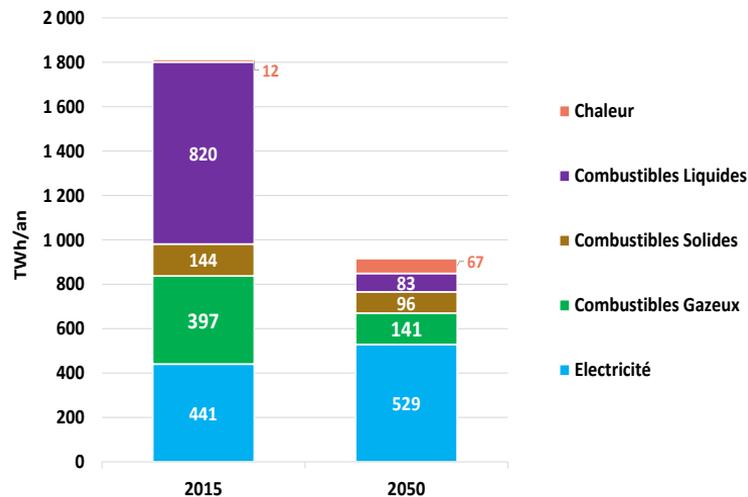
Remplacement de dispositifs de chauffage des logements, de l'eau chaude sanitaire...



Isolation des bâtiments

- Le coût associé à ces actions sera intégré dans le chiffrage économique des scénarios

- Les analyses viseront également à intégrer l'impact économique ou le coût de **mesures de sobriété** (relevant du comportemental).

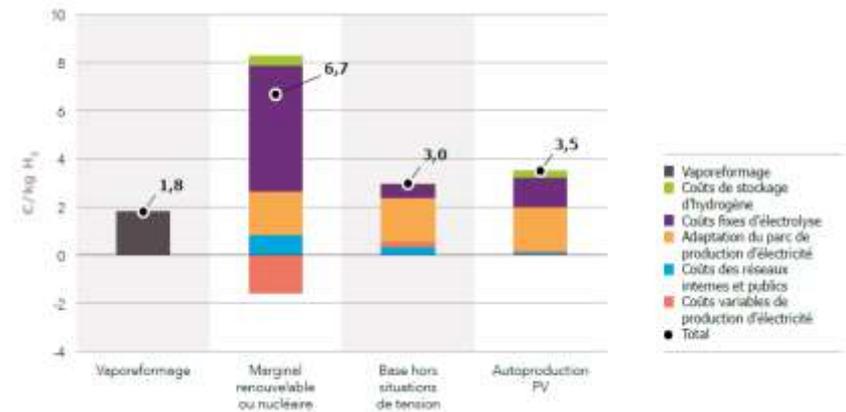


Ambitions fortes de réduction des consommations énergétiques du projet de SNBC

Source : synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat - Version provisoire du projet de SNBC et du projet PPE - DGEC - 15/03/2019

Les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques

- L'analyse est dédiée au périmètre du système électrique, mais s'inscrit dans un contexte énergétique plus large
 - Pour comparer des scénarios ou variantes basés sur des répartitions différentes de consommation entre les vecteurs, il est nécessaire d'intégrer les effets induits sur les autres secteurs énergétiques (coûts et bénéfices associés)
 - On pourra s'appuyer sur les méthodologies et hypothèses de chiffrage économique utilisées dans les études complémentaires de RTE sur les « nouveaux usages » publiées en 2019 et 2020 (sur la mobilité électrique, l'hydrogène et le chauffage).



Coût de substitution de l'électrolyse au vaporeformage, pour une livraison annuelle de 630 000 tonnes d'hydrogène en bande. Source : Rapport hydrogène RTE 2020.

Les coûts de commercialisation seront pris en compte sans évolution d'un scénario à l'autre

- Les coûts de commercialisation concernent essentiellement les coûts liés à l'activité de fourniture
 - Ils comprennent les charges de personnel, les systèmes d'information,...
 - Les coûts de commercialisation d'EDF au périmètre « électricité en France » sont évalués périodiquement par la CRE dans le cadre de la proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité
 - ils sont extrapolés à l'ensemble de la fourniture en France
 - Ceux-ci comprennent également les coûts associés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) relevant d'actions de maîtrise de la demande
 - ils seront exclus de la partie « commercialisation » et plutôt intégrés dans les coûts des mesures de maîtrise de la demande

Les externalités sont analysées, mais ne sont pas intégrées par défaut dans l'évaluation économique des scénarios

- Le périmètre des externalités pouvant être prises en compte est très large
 - Implications sociétales
 - Impact sur les émissions de gaz à effet de serre
 - Autres impacts environnementaux
- Les indicateurs correspondants feront l'objet d'une quantification
 - Des variantes sur le chiffrage pourront intégrer une valorisation des externalités qui peuvent être associées à une valeur socio-économique spécifique (par ex : valeur tutélaire du carbone)
 - Par défaut, le prix du CO2 est intégré au coût variables des moyens de production pour la simulation, mais pas pour la valorisation

Changement climatique

Ressources

- Eau
- Fossiles
- Sols
- Minéraux et métaux

Santé humaine

- Effets cancérigènes
- Radiations ionisantes
- Effets non cancérigènes
- Destruction couche d'ozone
- Création ozone photochimique
- Troubles respiratoires

Qualité des écosystèmes

- Acidification terrestre et eau
- Ecotoxicité eau
- Eutrophisation eau douce
- Eutrophisation marine
- Eutrophisation terrestres

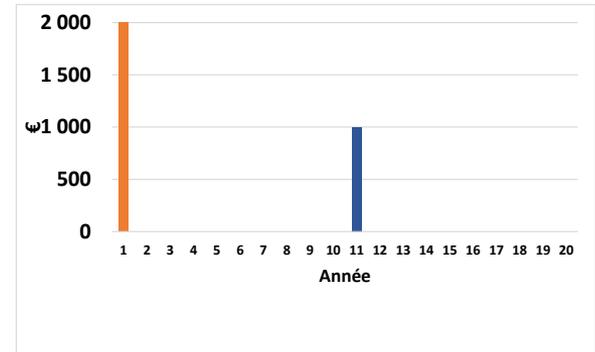
16 indicateurs de mesure des impacts environnementaux (indicateurs ILCD)

Le point de vue considéré est celui de la collectivité

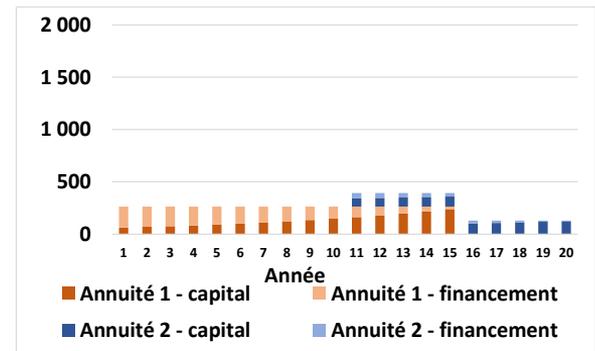
- Plusieurs points de vue peuvent être considérés pour l'évaluation des coûts
 - Point de vue des acteurs du système électrique
 - Point de vue du consommateur d'électricité, via sa facture
- S'agissant d'éclairer la décision publique, **le coût pour la collectivité** (aussi appelé surplus collectif) doit être le critère privilégié
 - Les coûts au périmètre de la collectivité ne doivent en principe pas inclure ce qui relève des transferts entre les acteurs économiques ou dépendent des régulations choisies
 - En particulier, les taxes, qui agissent comme une redistribution de valeur entre acteurs économiques français (incluant les ménages) ne devraient pas être comptabilisées → elles sont exclues de l'analyse lorsque c'est possible
- L'approche retenue consiste par défaut à évaluer **les coûts portés par l'ensemble des acteurs du système électrique**
 - Les coûts vus par les seuls consommateurs d'électricité, via leurs factures, ne permettent pas d'éclairer pleinement la décision publique, la répercussion des coûts du système électrique sur la facture étant fortement dépendante de la régulation et des mécanismes de marché

Plusieurs métriques : les dépenses engagées par période ou les annuités

- Un premier indicateur : les dépenses engagées sur une période de temps données
 - Permet de **mesurer l'effort financier à consentir** pendant la période d'étude et l'importance des capitaux à mobiliser
 - Ne prend pas en compte l'effet de ces dépenses au-delà de la période considérée, ni des dépenses encourues par le passé ou progressivement
- Ce calcul doit être complété par une approche prenant en compte les effets temporels
 - En rapportant les dépenses à la durée de vie des installations, par **annualisation**
 - En **intégrant les engagements financiers souscrits par le passé**



Investissement 1 de 2000 € l'année 1 (à 10%/an sur 15 ans) et investissement 2 de 1000 € l'année 11 (à 5%/an sur 10 ans)



Annuités correspondantes

L'annuité des investissements combine l'investissement, la durée et le taux d'actualisation

$$A = I \times \frac{\tau}{1 - (1 + \tau)^{-D}}$$

avec :

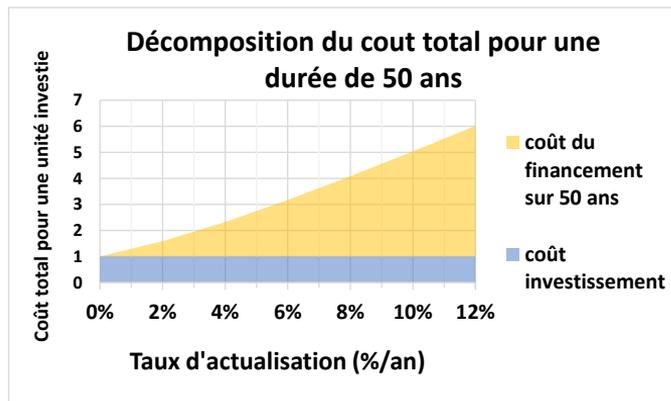
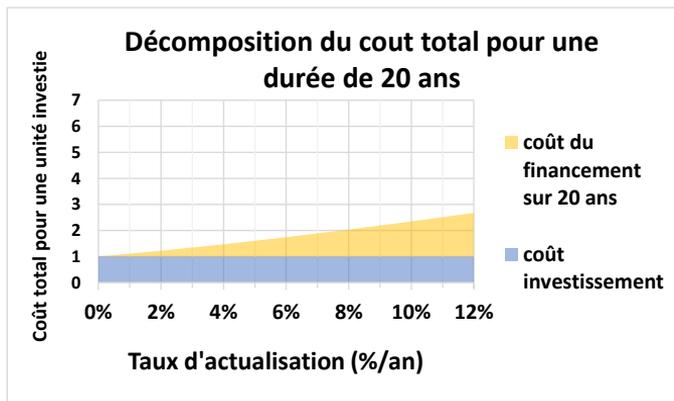
A : annuité constante (€/an)

I : investissement initial (€)

 τ : taux d'actualisation (%/an)

D : durée d'amortissement (ans)

- La formule de l'annuité constante d'un investissement fait apparaître la dépendance à :
 - La **durée** de l'amortissement économique (usuellement la durée de vie de l'équipement)
 - Le **taux d'actualisation**, traduisant la « préférence pour le présent » / le coût de financement des investissements
- Le coût de financement des investissements, et donc le coût annualisé d'un équipement, est très dépendant aux deux paramètres



Pour une durée donnée, le coût de financement évolue de manière quasi-linéaire avec le taux d'actualisation

Quel taux d'actualisation retenir ?

- Le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), pour les investissements privés, est très dépendant de la structure de financement des investissements
 - Il pondère les parts respectives des investissements financés (1) par recours à l'emprunt bancaire (taux d'intérêt d'emprunt) et (2) par recours aux capitaux propres de l'investisseurs (taux de rémunération attendu d'autant plus élevé que le risque de l'investissement est élevé)
- Le taux d'actualisation des investissements publics « en calcul socioéconomique normatif » proposé par la Commission Quinet (2013) est :
 - De 4,5%/an pour les investissements en moyens de production
 - De 2,5%/an pour les investissements en économies d'énergie

→ Pour s'affranchir autant que possible des structures actuelles des acteurs économiques et des modes de régulation des investissements du secteur électrique pouvant émerger d'ici à 2050, les évaluations économiques du Bilan prévisionnel retiendront **en hypothèse centrale un taux d'actualisation identique** pour les investissements dans le secteur électrique

- La part correspondant au coût de financement sera explicite
- Des analyses de sensibilité pourront être menées

Principaux paramètres de coûts des différentes technologies et infrastructures pesant sur l'évaluation économique

- Les hypothèses sur ces paramètres, concernant les différentes technologies et infrastructures (consommation, production, flexibilité, réseau) seront partagées avec les parties prenantes
 - Coût des investissements par technologie
 - Durées de vie des équipements
 - Taux d'actualisation
 - Coûts fixes d'exploitation
 - Coûts variables d'exploitation, et notamment coûts des combustibles s'agissant des moyens de production

Récapitulatif des choix méthodologiques proposés

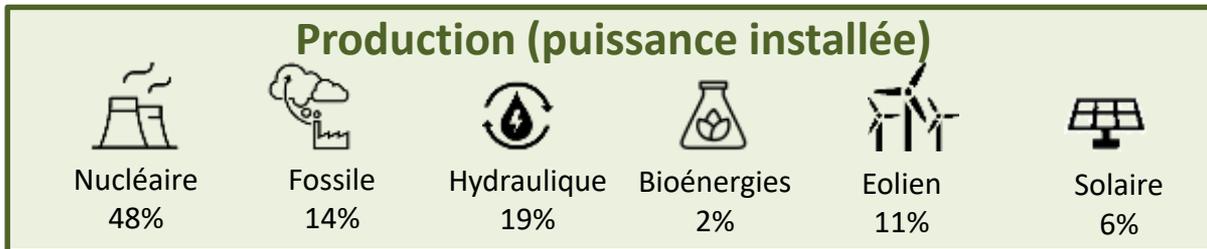
Périmètre des coûts	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'électricité, tenant compte des imports / exports • Dispositifs dédiés de flexibilité (batteries, ...) • Dispositifs de pilotage de la demande • Réseaux de transport et de distribution • Dispositifs de maîtrise de la demande • Transferts d'usages et effets sur les autres secteurs énergétiques • Commercialisation (indépendante des scénarios)
Type de coûts valorisés	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'investissement • Coûts de financement (taux d'actualisation de référence unique) • Coûts fixes d'exploitation • Coûts variables d'exploitation
Externalités	<p>Les externalités ne sont pas valorisées, mais sont quantifiées</p>
Point de vue de l'évaluation	<p>Coûts portés par les acteurs du système électrique, hors taxes identifiées</p>
Indicateurs retenus	<ul style="list-style-type: none"> • Dépenses futures du système électrique par période • Coûts annualisés du système électrique, par type de coûts



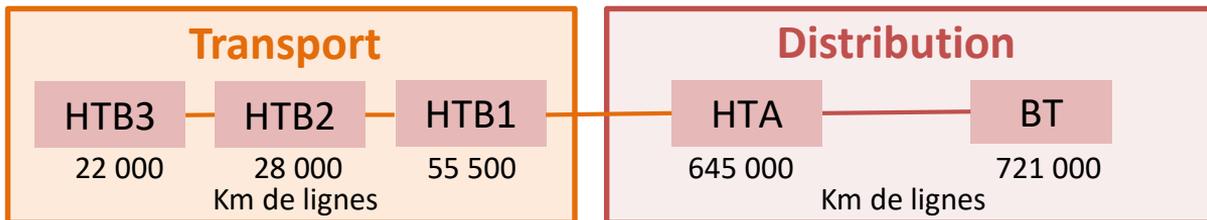
3

Coûts du système électrique actuel

Panorama du système électrique français (2018)



**133
GW**



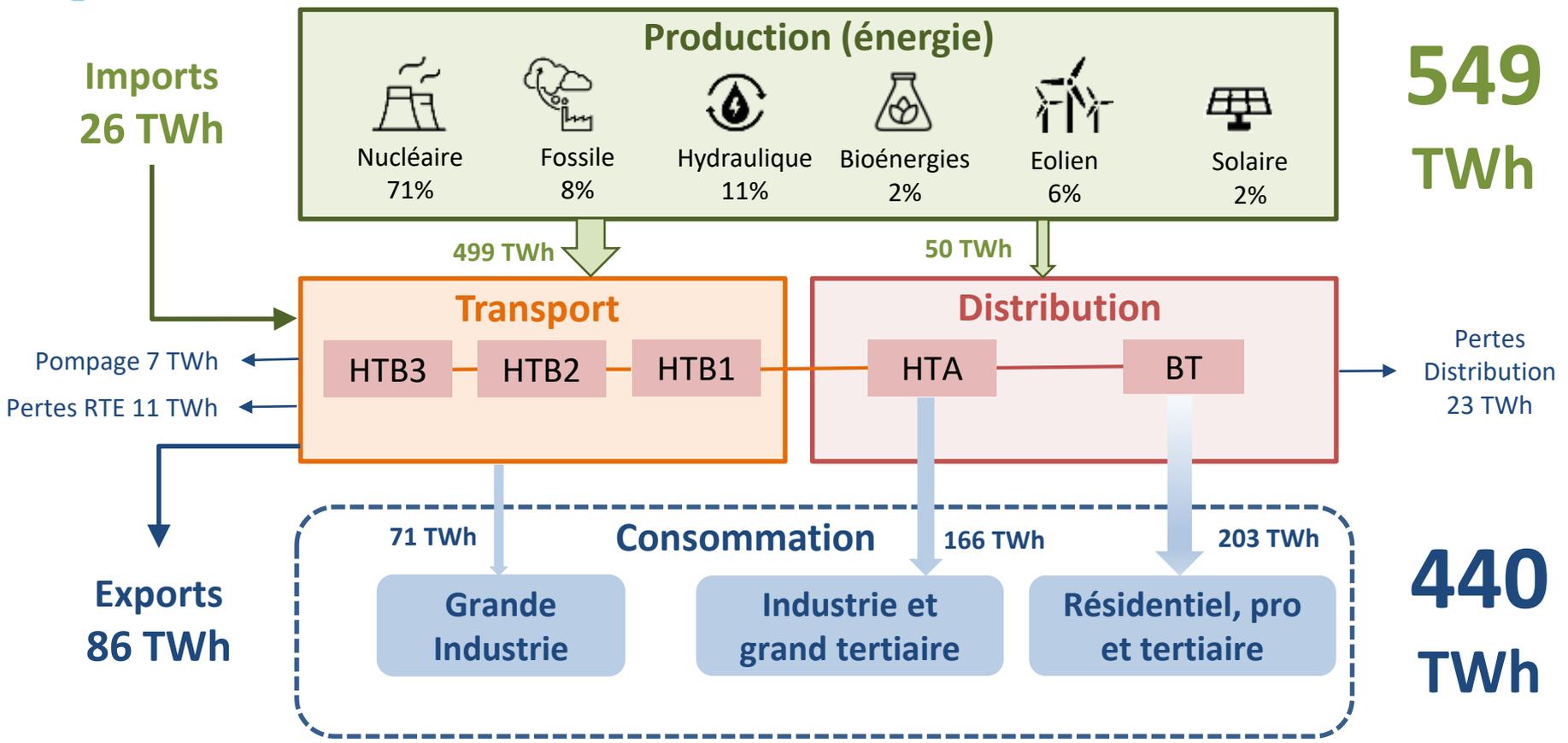
**1,5
Millions
de km**



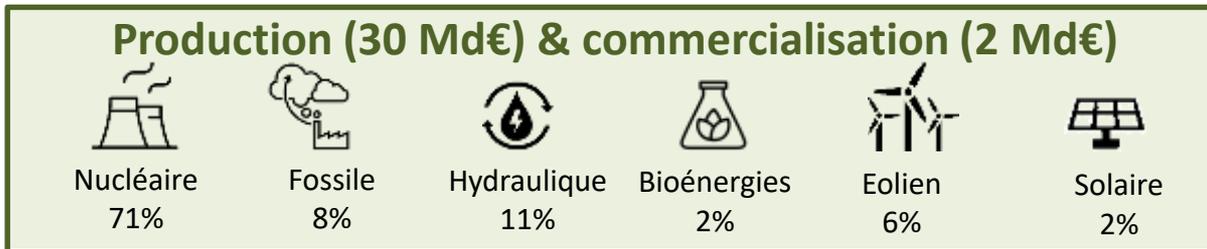
**38
Millions
de sites**



Bilans d'énergie (2018)

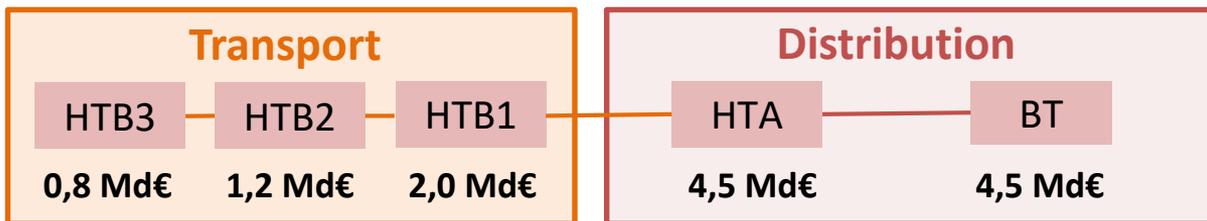


Coûts de la production et des réseaux (2018)



32¹
Md€

Hors imports-exports



13²

Md€
Hors pertes

4

Md€

Hors pertes

9

Md€

Hors pertes

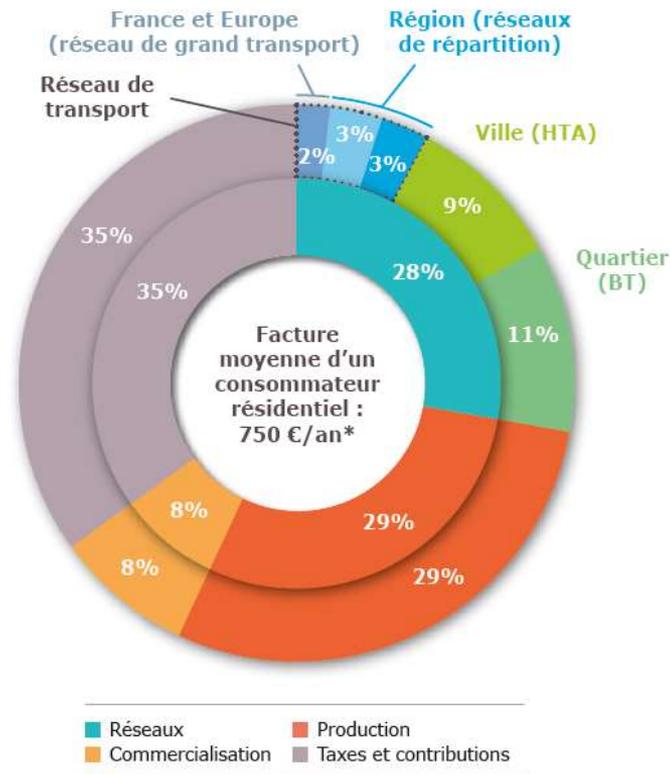
1 : Estimation par extrapolation des coûts comptables EDF (données CRE 2013, 2018), hors CEE

2 : Données CRE sur le TURPE hors coût des pertes (coût de production)

Le coût pour les consommateurs d'électricité

- L'essentiel des coûts du système électrique se répercutent aujourd'hui sur la facture des consommateurs d'électricité...
- ... mais pas la totalité : le soutien aux EnR électriques passe aujourd'hui par le budget de l'Etat
- Aujourd'hui, la facture d'un consommateur résidentiel est globalement répartie en trois tiers :
 - 1/3 pour la production (et la commercialisation)
 - 1/3 pour les réseaux (transport et distribution)
 - 1/3 pour les taxes et contributions
- Demain, l'ensemble des dépenses d'investissement réalisées pour permettre la mise en œuvre du mix énergétique de la PPE entraînera une hausse des coûts du réseau de transport d'environ 20 % à l'horizon 2031-2035.

Décomposition du tarif payé par un consommateur résidentiel moyen





4

Projections des coûts à 2035

Des chiffrages existants sur des scénarios à 2035

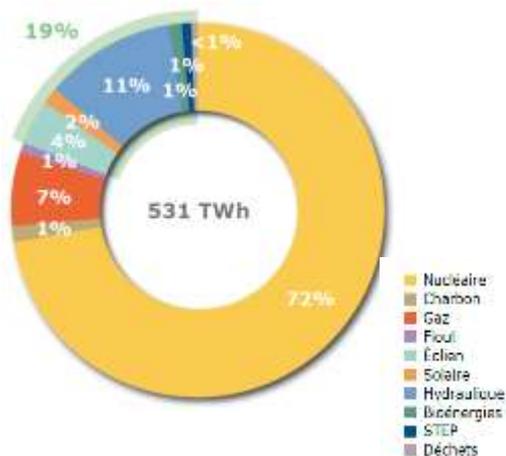
- Le **Bilan Prévisionnel 2017** a permis de chiffrer avec des analyses détaillées différentes composantes des coûts du système électrique :
 - les coûts de production;
 - le coût des interconnexions et la balance commerciale des échanges d'électricité.
- Les travaux menés dans le SDDR ont permis de compléter le chiffrage du Bilan Prévisionnel en y ajoutant :
 - les coûts correspondant **aux interconnexions et au réseau de transport d'électricité** (analyse détaillée sur l'ensemble des volets industriels : adaptation, renouvellement, interconnexions, ossature numérique et réseau en mer) ;
 - le coût du **réseau de distribution** (analyse simplifiée s'appuyant sur la délibération TURPE 5 HTA-BT et l'audit des charges d'exploitation d'ENEDIS par la CRE) ;
 - les coûts de **commercialisation**, en s'appuyant sur les délibérations de la CRE sur les coûts portés par EDF dans le cadre du calcul de TRV.



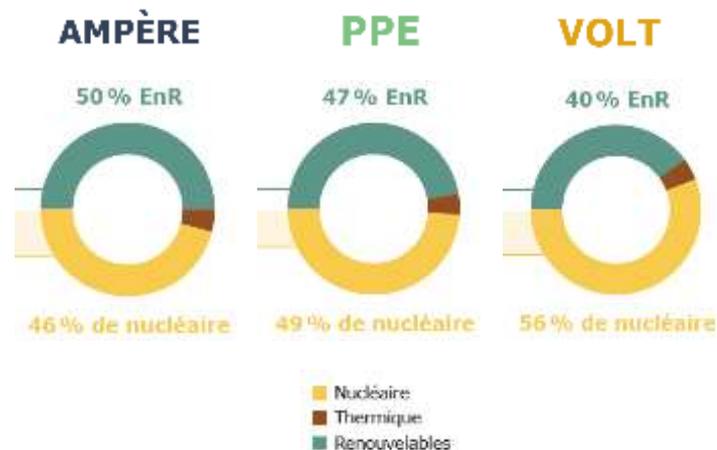
Rte Une évolution du mix électrique à 2035 marquée par une forte diversification

- Les scénarios *Ampère* et PPE reposent sur une **trajectoire ambitieuse** de développement des **énergies renouvelables**.
- Ces ambitions nécessitent des **investissements soutenus** dans le parc de **production** mais aussi dans le **réseau** de transport.

Production française en 2016

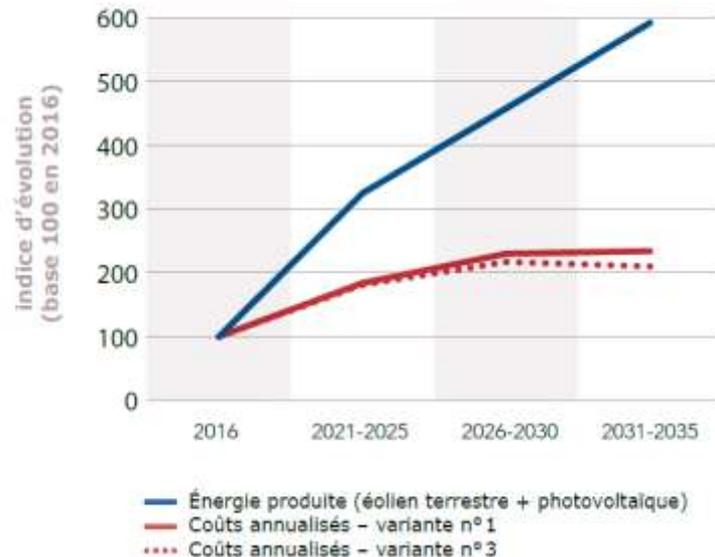


Production française en 2035 selon le scénario considéré



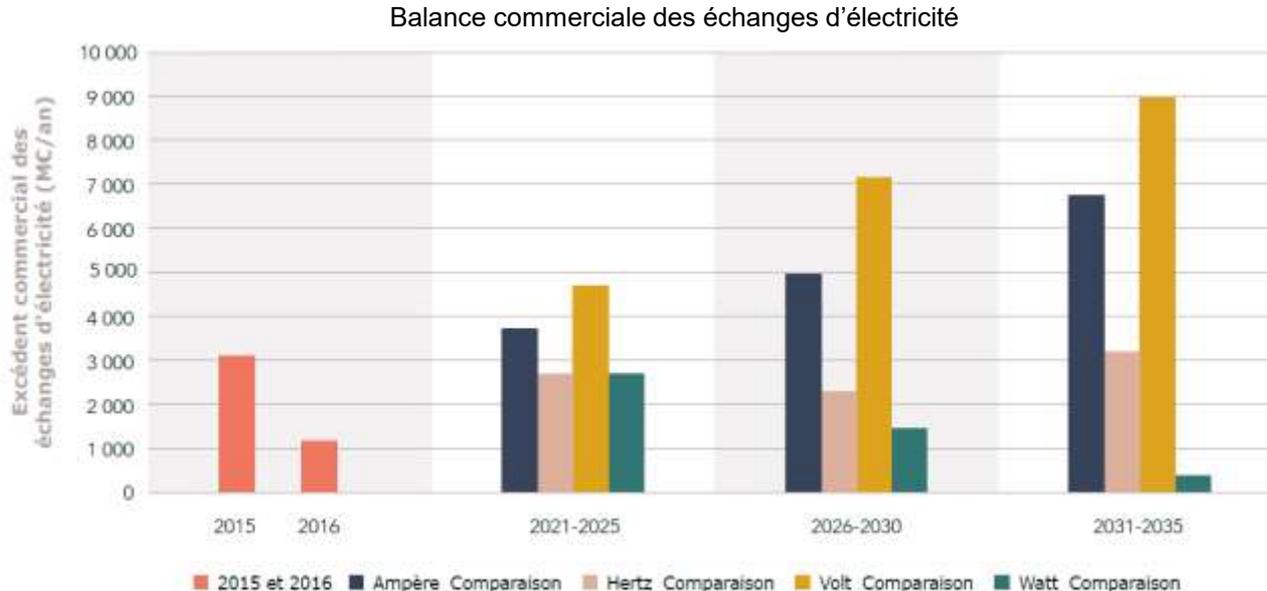
Des messages communs sur les scénarios : la nécessité d'un investissement structurel dans le parc de production

- La transition énergétique nécessite une phase d'investissement, en cohérence avec une ambition visant à **modifier de manière structurelle le système électrique**.
 - Dans chaque scénario les dépenses sont orientées à la hausse, notamment s'agissant des besoins d'investissement ;
 - La représentation des coûts de façon annualisée et intégrant les coûts passés conduit à disposer d'un **diagnostic nuancé sur l'évolution des coûts complets** qui reste du même ordre de grandeur qu'aujourd'hui ;
 - Même si la trajectoire de développement des **énergies renouvelables** est ambitieuse, le **coût** associé aux énergies renouvelables **augmente moins rapidement que leur volume**.



L'effet de la balance commerciale

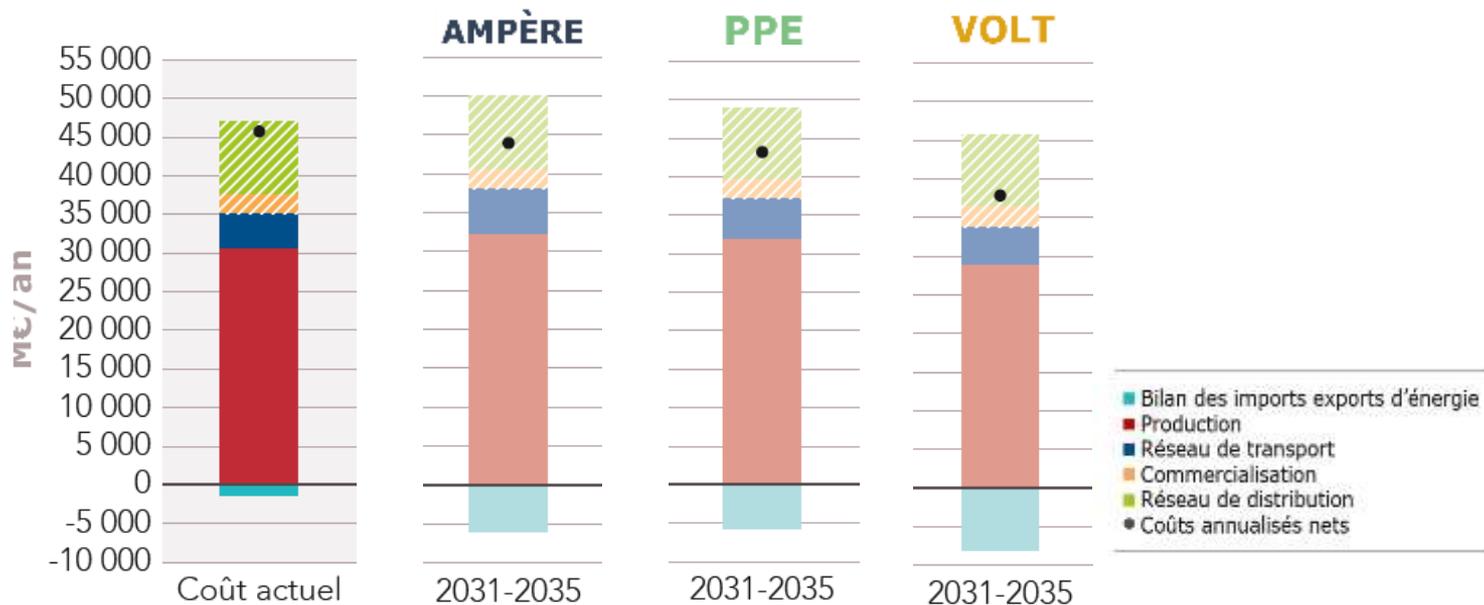
- L'effet des **échanges d'électricité** sur la balance commerciale constitue une **composante importante** dans l'appréciation des coûts du système électrique.
- Dans les **scénarios** où le parc à coût variable faible (**nucléaire et renouvelables**) est important et associé à un **développement important des interconnexions**, la **France** se trouverait en situation **d'exporter** des volumes plus importants, avec un enjeu économique d'ordre 1 dans le chiffrage



Le coût des réseaux restent une part significative des coûts

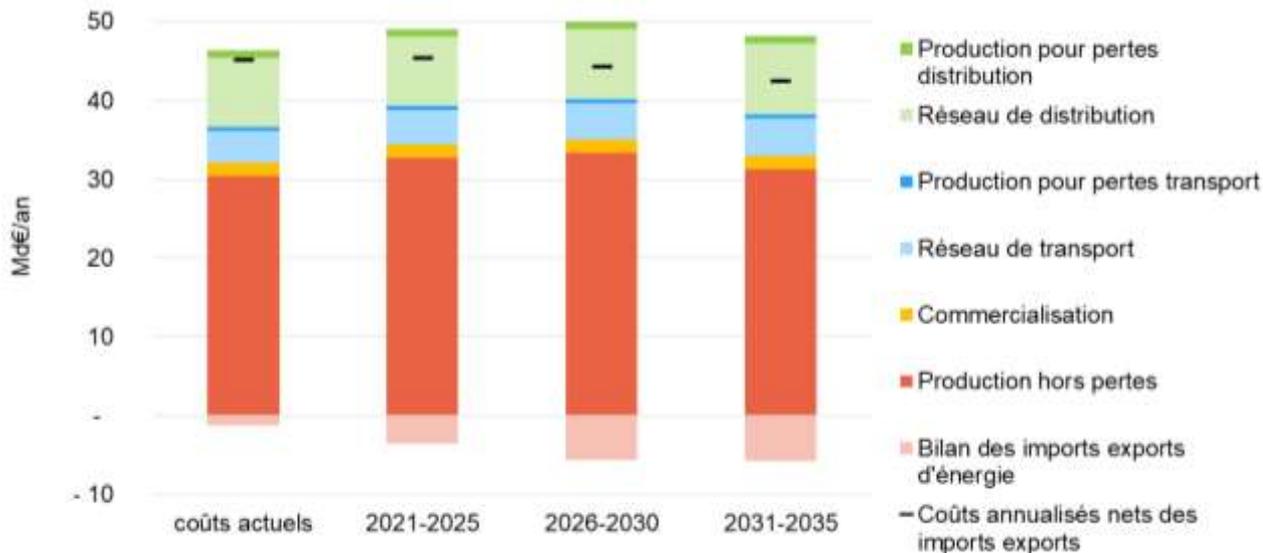
- Les coûts du réseau de transport d'électricité évoluent de manière cohérente avec ceux de la transition énergétique.
- Dans tous les scénarios, les dépenses du **réseau de transport** d'électricité constitueront une **part globalement constante des coûts** totaux du système électrique.

Coûts annualisés du système électrique et bilan des imports exports



L'analyse de RTE permet de restituer des trajectoires d'évolution des coûts (pas uniquement le point cible)

- L'augmentation des coûts de production en France est compensée par un bilan plus favorable d'imports et exports d'électricité. Les coûts annualisés nets des imports exports restent stables.
- La trajectoire fait apparaître une période d'investissements importantes à moyen terme (période 2020-2030) en lien avec le développement des énergies renouvelables et le maintien du nucléaire





5

Hypothèses de coûts des différents composants du système électrique à long terme

Hypothèses à date sur les coûts de production

- Les tableaux qui suivent donnent les hypothèses pour les différentes **technologies de production** d'électricité retenues par RTE à l'issue de la concertation sur les coûts du Bilan prévisionnel 2017, utilisées également pour les chiffrages réalisés dans le schéma de réseau. Ces hypothèses couvrent la période 2020-2035. [Elles seront complétées et actualisées pour le chiffrage sur les scénarios 2050.](#)
- Celles-ci sont confrontées aux hypothèses retenues dans quelques publications récentes ([liste non exhaustives à compléter avec les retours de la concertation](#)) :
 - **AIE** : *World Energy Outlook 2019*
 - **JRC** pour la Commission Européenne: *Cost Development of low carbon energy technologies, Scenario-based costs trajectories to 2050*, 2017 edition, JRC 2018
 - **ADEME** : *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*, données 2019, ADEME 2020
 - **CRE** : Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale, rapport CRE, janvier 2020
 - **NREL** (USA) 2019 Annual Technology Baseline (ATB), NREL
 - ...

Énergies renouvelables



Photovoltaïque

Données
provisoires

Source	PV au sol								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	825	553		22.5	15		25	25	
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25	
JRC	650-1010	350-905	260-800	11-23	6-14	4-18	25	25	25
ADEME	740-895	518-626	392-474	12-18	8-13	5-7	25	25	25

Données
provisoires

Source	PV grande toiture								
	CAPEX			OPEX fixe			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	1100	737		30	20		25	25	
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25	
JRC	720-1030	390-955	290-810	18-26	10-24	7-20	25	25	25
ADEME	1080-1240			15-23			25		

Énergies renouvelables



Photovoltaïque

Données
provisoires

Source	PV moyenne toiture								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	1100	737		30	20		25	25	
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25	
JRC	720-1030	390-955	290-810	18-26	10-24	7-20	25	25	25
ADEME	1186-1244			24-25			25		

Données
provisoires

Source	PV résidentiel								
	CAPEX			OPEX fixe			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	1870	1432		42	28		25	25	
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25	
JRC	860-1230	465-1100	350-970	17-25	9-22	7-19	25	25	25
ADEME	1853-3038			47-98			25		



Production éolienne (1/2)

Énergies renouvelables



Éolien terrestre

Données provisoires

	Eolien terrestre								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	1365	1174		47	40		25	25	
AIE	1736	1694		18 €/MWh	17 €/MWh		25	25	
JRC	990-1830	805-1790	730-1760	30-55	24-54	22-53	25	25	25
ADEME	1040-1620	933-1800	850-1650	45-50	26-46	15-40	25	25	25

Énergies renouvelables



Éolien terrestre

Données
provisoires

Eolien en mer posé									
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	4100	2460		150	101		20	20	
AIE	4379	2817		18 €/MWh	11 €/MWh		25	25	
JRC	2390-3360	1450-3255	1280-3170	48-67	29-65	26-63	30	30	30
ADEME		2063-2763	2080-2650		33-60	31-53	25-30	25-30	25-30

Données
provisoires

Eolien en mer flottant									
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	6400	3392		190	82		20	20	
AIE	4379	2817		18 €/MWh	11 €/MWh		25	25	
JRC	3760-5130	2280-4965	2010-4850	75-103	46-99	40-97	30	30	30
ADEME		3580-4320	3275-3760		72-108	66-75	25-30	25-30	25-30

Énergies renouvelables



Hydraulique

Données
provisoires

Source	STEP								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	1325	1325		18	18		75	75	
AIE									
JRC									
ADEME									

Données
provisoires

Source	Petite hydroélectricité								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE									
JRC	1410-5000	1395-5000	1390-5000	7-50	7-50	7-50	60	60	60
ADEME	350-4830			90-210			25-50		
CRE	2100-5600			50-180			15-20*		



Production hydrolienne

Énergies renouvelables



EnR Marines

Données
provisoires

Source	Hydrolien								
	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
RTE	6800	5576		250	205		25	25	
AIE									
JRC	3030-5830	1600-4725	1170-3950	191-367	101-298	74-249	20	20	20
ADEME	5410			520			25		

Nucléaire



Prolongation nucléaire existant

Dans les chiffrages du bilan prévisionnel 2017 et du SDDR publié en 2019, la prolongation du parc électronucléaire actuel pour une durée de **10 ans** est considérée avec un coût d'investissement de **600 €/kW** et un coût d'exploitation de **121 €/kW/an** (source Cour des Comptes)



Nouveau nucléaire

A compléter

Parc thermique



Charbon

Données
provisoires

Charbon			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE	1600	50	40
NREL	3300	30	30
AIE	2000	-	-

Données
provisoires

Charbon avec CCS 90%			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE			
NREL	5100	70	30

Parc thermique



Gaz

Données provisoires

CCG gaz			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE	830	36	30
NREL	810	11	30
ADEME	590-1100	5	25

Données provisoires

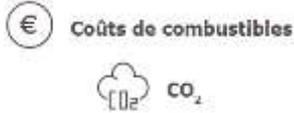
CCG gaz avec CCS 90%			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE			
NREL	2000	30	30

Données provisoires

TAC gaz			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE	450	26	30

Rte Coûts variable de production thermique fossile

Combustibles



	Stated Policies		Sustainable Development		Current Policies	
	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Gaz naturel (\$/MBtu)	8.0	8.9	7.5	7.5	8.9	9.9
Charbon (\$/tonne)	76	78	58	60	83	90
CO2 (€/tonne)	29	38	67	111	24	34
	Rendement (%)					
CCGT gaz naturel	58%					
TAC gaz naturel	42%					
Centrale charbon	43%					
	Facteur d'émissions (kgCO ₂ /MW_électrique)					
CCGT gaz naturel	364					
TAC gaz naturel	502					
Centrale charbon	800					
	Coût variable, sans CO ₂ (€/MWh_électriques)					
CCGT gaz naturel	42	47	39	39	47	52
TAC gaz naturel	58	64	54	54	64	72
Centrale charbon	19	19	14	15	20	22
	Coût variable (€/MWh_électriques)					
CCGT gaz naturel	53	61	64	80	55	64
TAC gaz naturel	73	84	88	110	76	89
Centrale charbon	42	50	68	104	40	49

Postes de coût du système électrique

- Réseaux de transport et de distribution
- Dispositifs dédiés de flexibilité (batteries, ...)
- Dispositifs de pilotage de la demande
- Dispositifs de maîtrise de la demande
- Transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques
- Commercialisation

A compléter



Suite des travaux

Suite des travaux et prochaines étapes

- Le document de cadrage sur évaluation économique des scénarios de long terme est disponible sur le site de la concertation
- Les retours sur les éléments présentés aujourd'hui sont les bienvenus

Points de contact : Olivier HOUVENAGEL, Marc LE DU
ou via l'adresse mail rte-concerte-bp@rte-france.com



- La prochaine réunion du groupe de travail portera sur les retours concernant la méthodologie proposée aujourd'hui ainsi que sur le partage des hypothèses de coûts au périmètre du système électrique
- Plusieurs autres groupes de travail seront menés courant 2020 et une consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios sera lancée au printemps.