

The logo for RTE (Réseau de Transport Électrique) is a white circle containing the letters 'Rte' in a blue, sans-serif font.

Rte

# **Point d'étape sur les travaux du Bilan prévisionnel et du Schéma décennal de développement réseau**

Commission « Perspectives système et réseau »

*6 juillet 2018*



# **Prolongements du Bilan prévisionnel 2017**

# Des travaux en cours sur les différents prolongements annoncés lors de CPSR d'avril

**La réalisation de variantes complémentaires sur le parc de production (EnR, nucléaire)**

→ Modélisation et simulation de la variante Ampère+

**L'approfondissement de l'analyse sur les échanges aux interconnexions**

→ Réalisation d'analyses complémentaires et partage d'une note en version de travail

**Les prolongements sur l'intégration de l'électromobilité**

→ Démarrage du GT RTE-AVERE, présentation de la démarche et premiers résultats

**L'analyse des trajectoires de consommation électrique**

**L'intégration au chiffrage des mesures sur l'efficacité énergétique**

} Travaux et GT prévus au second semestre 2018



# **Premiers résultats sur la variante Ampère+**



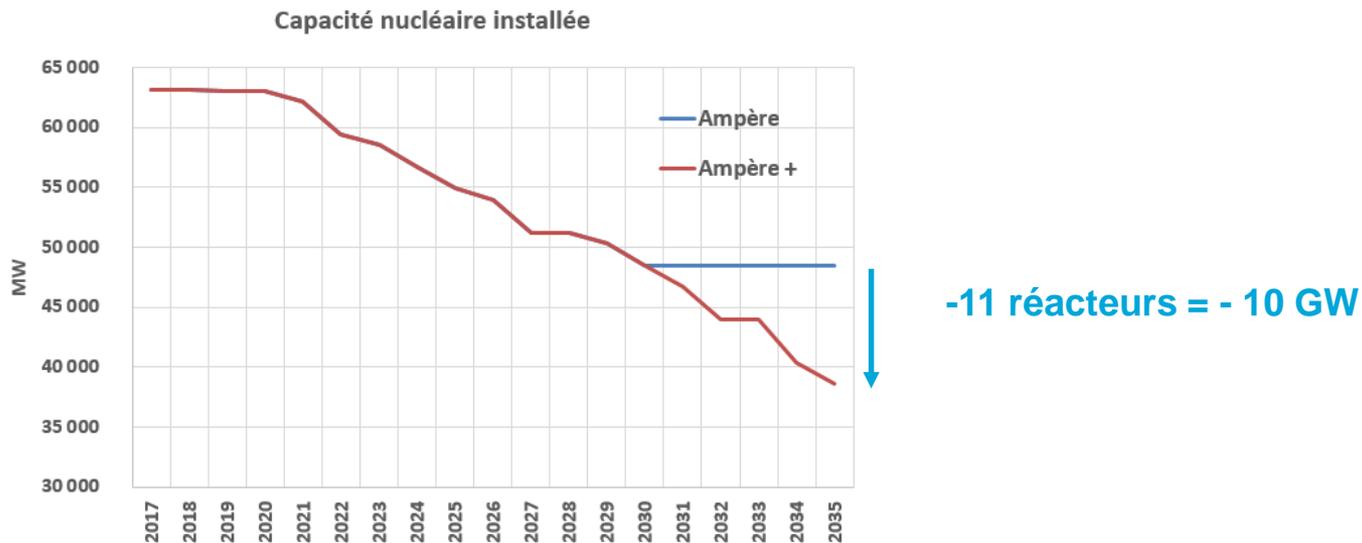
# Une variante « Ampère+ » prolongeant la logique de substitution entre EnR et nucléaire au-delà de 2030

- Le scénario Ampère repose sur une **logique de substitution entre EnR et nucléaire jusqu'en 2030 et l'atteinte du taux de 50% de nucléaire** dans la production d'électricité. Une fois l'objectif de 50% atteint, le parc nucléaire n'évolue plus entre 2030 et 2035.
- De nombreuses parties prenantes ont souhaité que soit testée une variante consistant à **prolonger la logique de substitution entre EnR et nucléaire au-delà de 2030** et donc à déclasser des réacteurs supplémentaires entre 2030 et 2035, tout en évitant la construction de nouveaux moyens thermiques.
- Il s'agit d'identifier la faisabilité d'un tel scénario sans ajout de moyens thermiques, les impacts sur les bilans énergétiques, le solde d'exports, les émissions de CO<sub>2</sub> et le coût.



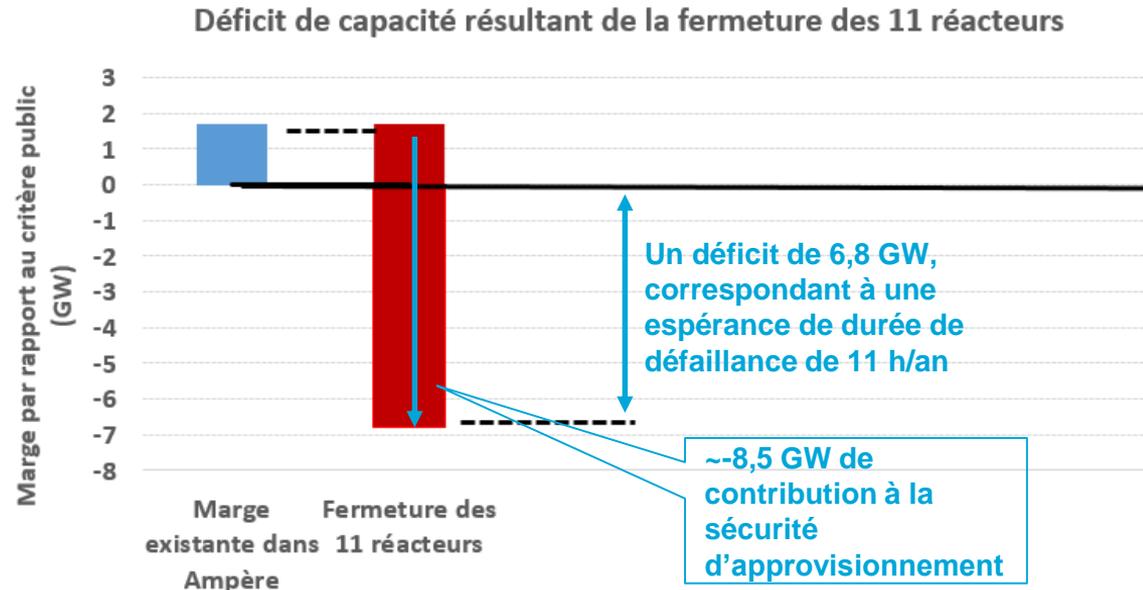
# Le prolongement de la logique de substitution entre EnR et nucléaire conduit à fermer 11 réacteurs entre 2030 et 2035 :

- La logique de substitution signifie la fermeture de 11 réacteurs entre 2030 et 2035 :
  - ⇒ + 66 TWh d'EnR → -11 réacteurs (= -63 TWh de productible nucléaire)
- Le parc nucléaire installé atteint 38,5 GW en 2035.



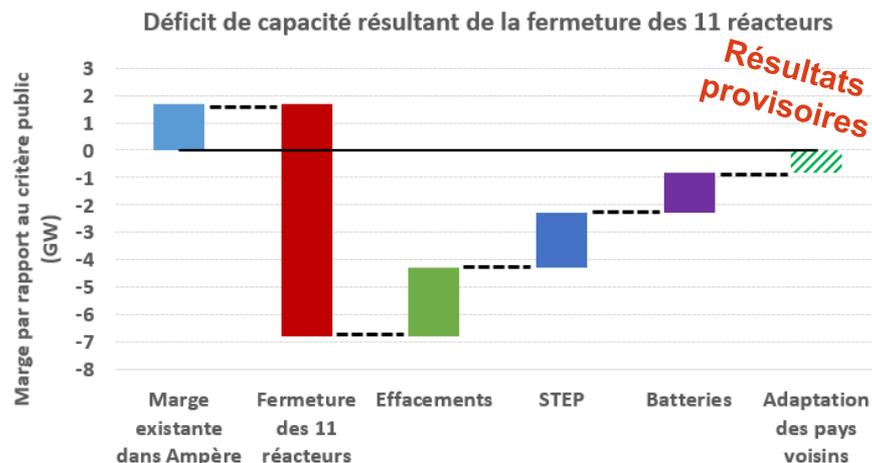
# Sans mobilisation de moyens de flexibilité supplémentaires, la sécurité d'approvisionnement n'est pas assurée

- Le scénario Ampère en 2035 dispose d'une marge de 1,7 GW par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement.
- Si la fermeture de 10 GW de nucléaire dans Ampère+ n'est pas compensée par un développement de nouvelles capacités, celle-ci crée un déficit de capacité de près de 7 GW.
- En dessous de 40 GW de nucléaire, la poursuite de la logique de substitution est exigeante et conduit à un changement de dimension sur les besoins de flexibilité



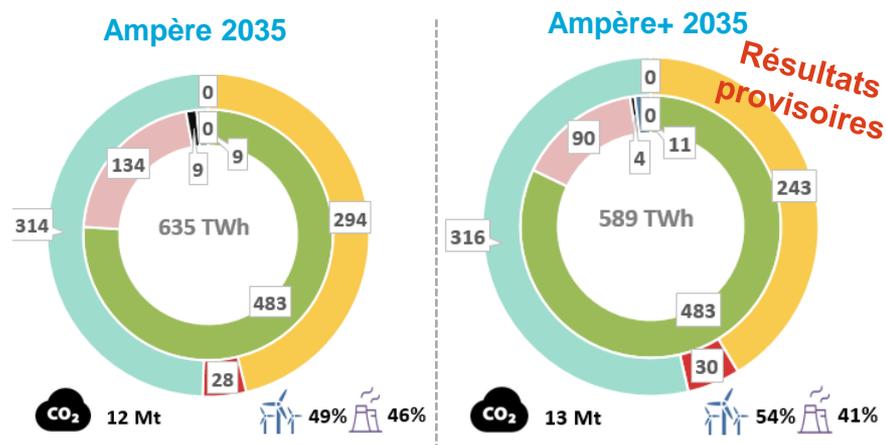
# Le recours aux gisements de flexibilité raisonnablement mobilisables peut permettre de combler le besoin capacitair

- Le scénario Ampère intègre un principe d'absence de nouveaux moyens thermiques fossiles. Dès lors, différents leviers de flexibilité doivent être mobilisés à hauteur de leur gisement pour assurer la sécurité d'approvisionnement:
  - Effacements : +3,5 GW (en capacité installée)
  - Nouvelles STEP : +2 GW (en capacité installée)
  - Développement de stockage par batterie ou recours aux nouveaux moyens potentiellement utilisables : *vehicle-to-grid*, batteries diffuses en autoconsommation, ... : +2 GW (en capacité installée)
  - Du fait de la moindre contribution des capacités françaises à leur sécurité d'approvisionnement, les pays voisins sont susceptibles d'adapter leur parc et de contribuer plus fortement à la sécurité d'approvisionnement en France :  
→ l'ampleur de cet effet est incertain mais pourrait être de près de 1 GW
- Contrairement aux scénarios Ampère et Volt, le scénario Ampère+ n'est pas un scénario de concurrence entre les flexibilités, mais plutôt **d'additivité des flexibilités**.

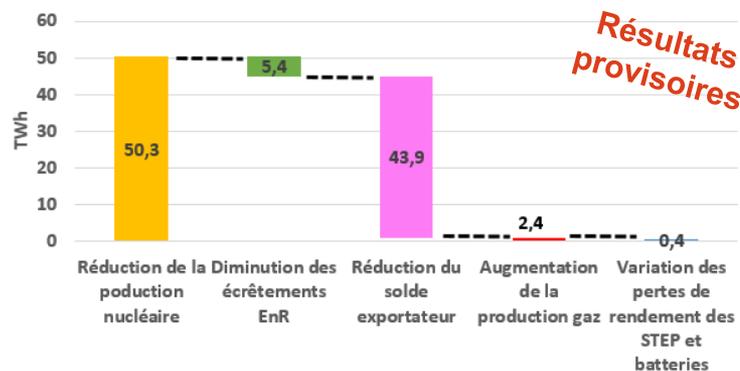


# Un effet important sur la part des EnR et du nucléaire dans les bilans énergétiques de la France

- La production ne diminue que de 50 TWh (pour une baisse de 63 TWh de productible), le nucléaire étant fortement sollicité pour moduler dans Ampère. La part du nucléaire se réduit à 41%.
- La baisse de production nucléaire est compensée :
  - Essentiellement par une baisse des exports qui passent de 134 TWh à 90 TWh.
  - Plus marginalement par la réduction des écrêtements EnR (~+5 TWh) et de la production thermique (+2 TWh).

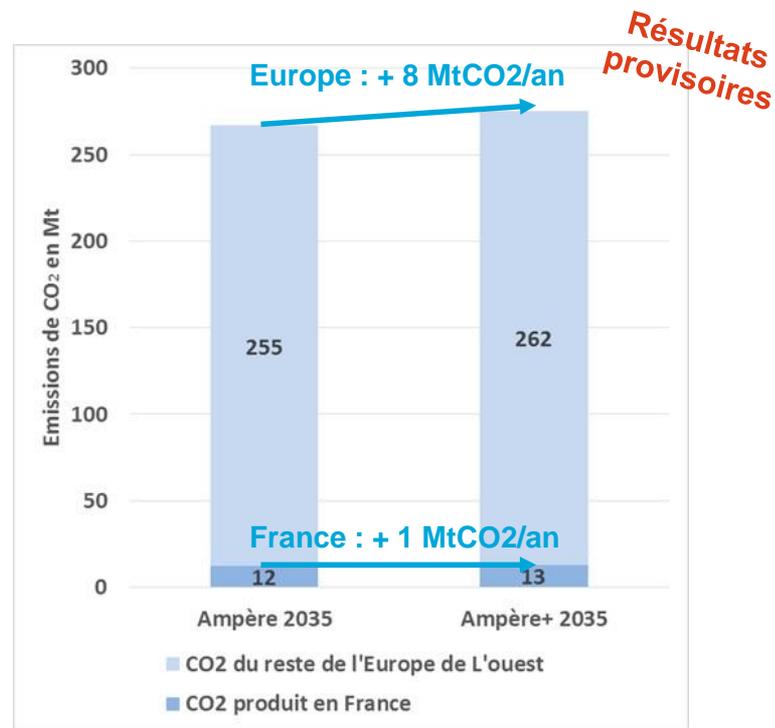


Ecarts des bilans énergétiques entre Ampère et Ampère + en 2035



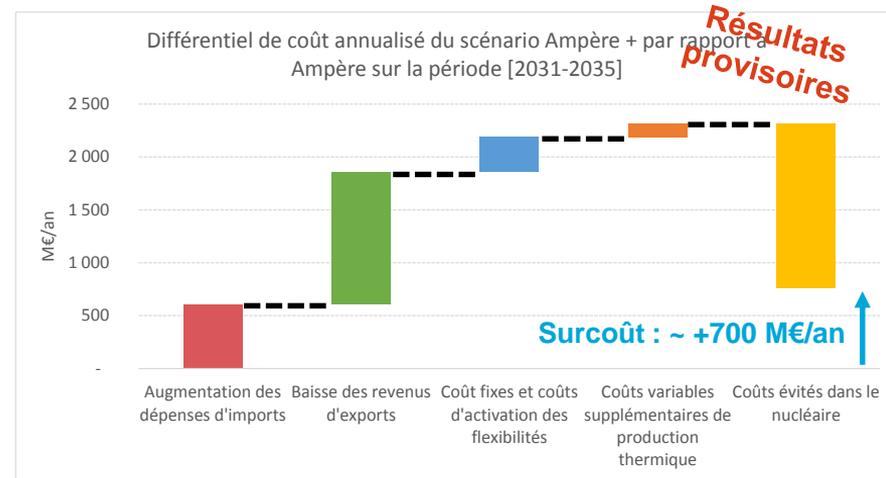
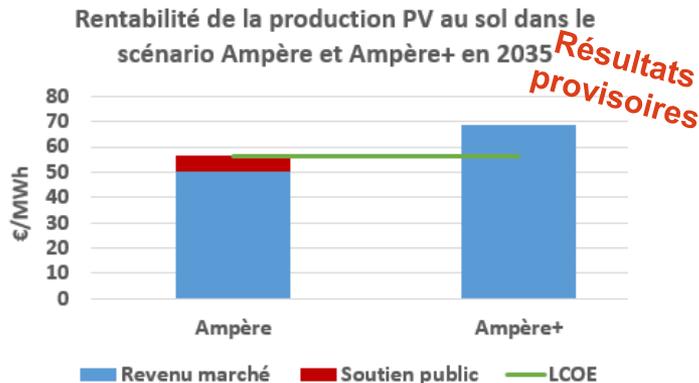
# Les fermetures de réacteurs supplémentaires ont un effet haussier sur les émissions du système électrique européen

- L'effet de la fermeture des 11 réacteurs a un effet marginal sur les émissions de CO<sub>2</sub> en France ( $\sim +1\text{Mt}_{\text{CO}_2}/\text{an}$ ).
- A travers la réduction des exports, compensée dans les pays voisins par de la production fossile supplémentaire, l'impact sur les émissions du parc de production européen est sensible ( $\sim +8\text{Mt}_{\text{CO}_2}/\text{an}$ ).



# La fermeture des réacteurs engendre un coût supplémentaire pour le système électrique français mais réduit le besoin de soutien aux EnR

- Le différentiel de coût annualisé, net de la balance commerciale, est de l'ordre de 700 M€/an (avec les hypothèses de coûts de la consultation publique, ajustées sur les EMR).
- La fermeture de 11 réacteurs conduit (i) à des coûts fixes supplémentaires pour le développement des flexibilités, (ii) à des surcoûts variables pour compenser la moindre production nucléaire et (iii) à une réduction des recettes d'exportation. Ces surcoûts sont supérieurs à l'économie sur les coûts cash de prolongation du nucléaire.



- La fermeture des réacteurs engendre un effet haussier sur les prix de marché, ce qui augmente l'espace économique des EnR et réduit le besoin de soutien public.



# Travaux sur l'intégration de l'électromobilité au système électrique



# Les travaux en cours sur l'électromobilité

- Le développement de l'électromobilité est intégré dans les trajectoires du Bilan prévisionnel. Les analyses réalisées à date par RTE montrent que **l'énergie supplémentaire est « gérable » pour le système électrique** (~7% de la conso France dans la trajectoire Ampère), **à condition que les recharges fassent l'objet d'un minimum de pilotage.**
- **Des questions récurrentes des acteurs appellent des approfondissements sur l'analyse des enjeux développement de l'électromobilité :**
  - Prise en compte de l'évolution des besoins de mobilité et des usages des VE et VHR
  - Enjeux pour l'équilibre offre-demande en fonction des types de recharge (lente, rapide, etc.) et analyse d'événements extrêmes (pic estival, ...)
  - Impacts réseau, besoins de renforcement et flexibilité pour la gestion de contraintes
  - Valeur des différentes stratégies de recharge et des services rendus au système
  - Économie des batteries de seconde vie dans un usage « stationnaire »
- Dans ce contexte, **RTE a constitué un groupe de travail dédié à l'analyse de l'intégration de l'électromobilité au système électrique.** Ce GT est co-piloté par l'AVERE-FRANCE et RTE.

*Organisation des travaux*

**GT co-piloté par l'AVERE-FRANCE et RTE**

*Mise à disposition des analyses*

**Rapport public**

*Horizon prévisionnel*

**Fin 2018**

# La réunion de lancement du GT sur l'électromobilité a permis de présenter la démarche et les premières analyses

- La **première réunion du groupe de travail RTE-AVERE** a eu lieu le 17 mai 2018 :
  - **Participation large** des différentes parties prenantes concernées (~45 pers., ~25 entreprises et institutions) : énergéticiens, constructeurs automobiles, start-ups, académiques, ONG, consultants.
  - Une **démarche de transparence** de RTE sur les hypothèses et les modèles utilisés pour les analyses sur l'électromobilité dans le cadre du Bilan Prévisionnel :
    - La représentation du parc automobile : évolution du parc de VE/VHR, caractéristiques des véhicules
    - La représentation des besoins/habitudes de mobilité et des possibilités de charge
    - La représentation du fonctionnement du système électrique
  - **Présentation de premières analyses économiques** sur la flexibilité associée à la recharge des véhicules électriques.
- RTE a sollicité les acteurs pour formuler des contributions sur la modélisation et les hypothèses associées à l'électromobilité.

# Les retours des parties prenantes amènent RTE à revoir certaines hypothèses (1/2)

## Parc de véhicules

Hypothèses du Bilan prévisionnel 2017 :  
Des scénarios très différenciés sur le nombre de véhicules mais pas ou peu sur leurs caractéristiques



Scénarios différenciés sur la taille moyenne des batteries

Scénarios plus contrastés sur la part des VE/VHR

## Bornes de recharges

Hypothèses du Bilan prévisionnel 2017 :

- Accès de tout le parc à une recharge à domicile de 7 kW
- Accès de 50% du parc à une recharge sur lieu de travail



Représentation plus réaliste de l'accès à la recharge à domicile (< 100%)

Scénarios contrastés sur l'accès aux bornes de recharge à domicile, travail, voirie, axes routiers

Scénarios contrastés sur la puissance des bornes de recharge

Impacts sur l'évaluation de la courbe de charge nationale

# Les retours des parties prenantes amènent RTE à revoir certaines hypothèses (2/2)

## Modélisation de la mobilité

### Hypothèses du Bilan prévisionnel 2017 :

Représentation de la mobilité:

- sous forme d'une journée type
- centrée sur le déplacement domicile-travail
- sans représentation de la longue-distance



Représentation de la mobilité  
longue-distance

Représentation des  
déplacements du WE et des  
périodes de vacances

## Comportement des utilisateurs

### Hypothèses du Bilan prévisionnel 2017 :

Hypothèse de recharge et de connexion dès  
que physiquement possible



Prise en compte de  
comportements différenciés  
(recharge 1 fois/semaine,  
recharge quand batterie chargée  
à moins de X%, etc...)

Impacts sur  
l'évaluation de  
la courbe de  
charge  
nationale

# Différentes variantes sur les paramètres clé qui devront faire l'objet de scénarios cohérents

## Développement de l'électromobilité

Nombre de véhicules ●

## Caractéristiques des véhicules

Part des VHR ●

Taille des batteries ●

## Accessibilité et puissance des bornes de recharge

Accès à domicile et sur lieu de travail ●

Bornes de recharges ultra-rapides sur axes routiers ●

...

● ⇒ Exemple d'un scénario de développement de véhicules électriques y.c. pour la longue distance

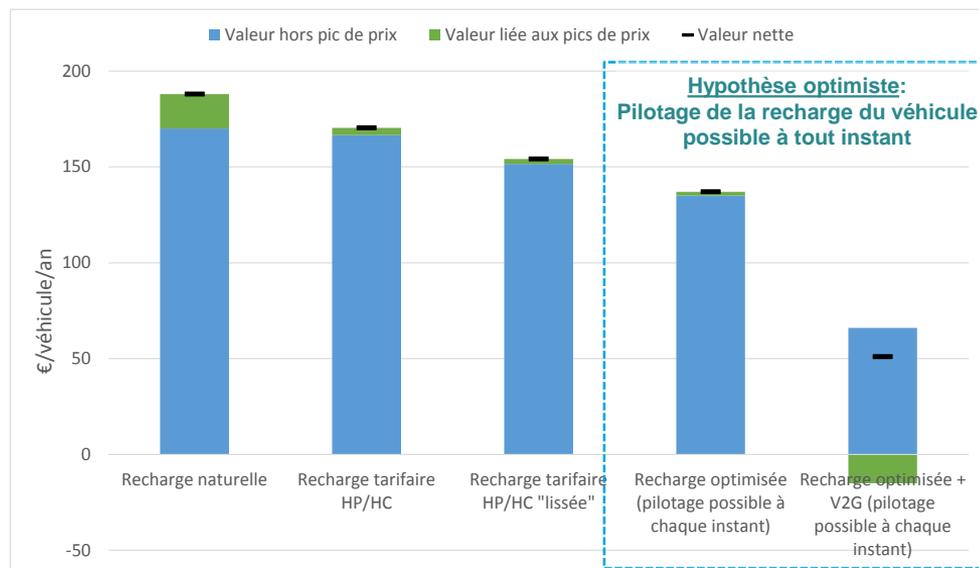
# Des premiers résultats qui montrent que le coût de la recharge varie sensiblement selon le pilotage

- Les premières estimations montrent que le coût de la recharge pour le parc de production peut varier d'un facteur 2 voire 3 en fonction de la stratégie de pilotage de la recharge.

## Hypothèses :

- Recharge lente uniquement (3 kW)
- Batterie de 40 kWh
- Utilisation de la batterie dépendant des jours de l'année (été / hiver et jour ouvré / jour non ouvré), en moyenne ~6-7 kWh/jour
- Rendement du V2G de 75%
- Contrainte de batterie chargée au moins à 75% de sa capacité le matin
- Prix de marché plafonné à 3000 €/MWh

Valeur marché de la recharge d'un véhicule électrique en fonction de la stratégie de pilotage de la recharge – scénario Ampère 2035



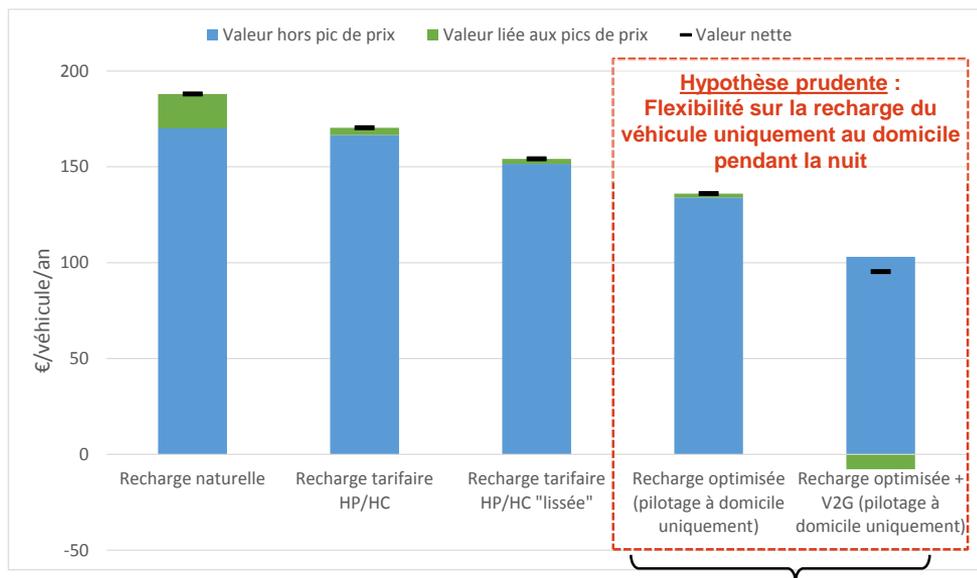
⇒ **L'enjeu économique du pilotage pourrait être plus important dans d'autres scénarios que Ampère ou Volt, plus contraints en sécurité d'approvisionnement**

Optimisation sur la seule base des signaux de prix de l'électricité, sans considération sur l'usure de la batterie

# Des premiers résultats qui montrent que le coût de la recharge varie sensiblement selon le pilotage

- Les **premieres estimations** montrent que le coût de la recharge pour le parc de production peut varier d'un **facteur 2 voire 3** en fonction de la stratégie de pilotage de la recharge.
- Des résultats sensibles aux hypothèses sur la flexibilité réellement accessible et acceptable sur les stratégies de recharge.
- Un enjeu à caractériser cette flexibilité et évaluer les coûts associés (coûts de pilotage, usure de la batterie, etc.)

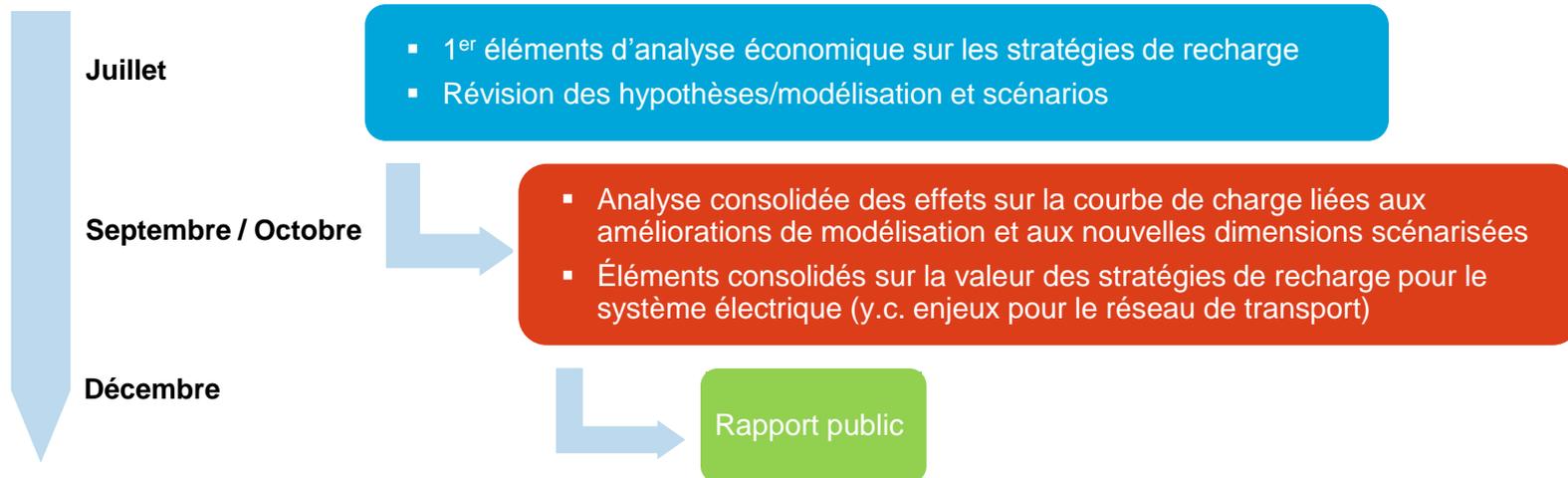
Valeur marché de la recharge d'un véhicule électrique en fonction de la stratégie de pilotage de la recharge – scénario Ampère 2035



Optimisation sur la seule base des signaux de prix de l'électricité, sans considération sur l'usure de la batterie

# Les travaux se poursuivent sur le second semestre 2018

- **La prochaine réunion du groupe de travail RTE-AVERE** aura lieu le 12 juillet 2018 et sera consacrée à :
  - **La restitution sur les contributions des parties prenantes et propositions de révision d'hypothèses**
  - La présentation de nouveaux résultats sur la valeur de la flexibilité sur la recharge (y.c. V2G), en intégrant le passage à l'échelle





# **Analyses complémentaires sur les échanges aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel**



# L'approfondissement de l'analyse sur les échanges d'électricité aux interconnexions suite au Bilan prévisionnel 2017

- Les scénarios Ampère et Volt, versés au débat public sur la PPE, sont caractérisés par des volumes d'export en forte croissance par rapport à aujourd'hui.
- Plusieurs questions ou remarques ont été soulevées par les parties prenantes :
  - Acceptabilité de ces volumes d'export par les pays voisins
  - Valeur des exports à ces horizons, dans des mix avec une part importante d'énergies renouvelables
  - Comparaison des échanges avec la situation actuelle.
- **RTE a mis à disposition un document contenant des analyses spécifiques et détaillées**, permettant de comparer ces volumes à d'autres analyses comparables (Agora-IDDRI, TYNDP, etc.) et d'identifier leur sensibilité aux hypothèses sur le parc, les capacités d'interconnexion et la consommation en France et en Europe.

*Mise à disposition  
des analyses*

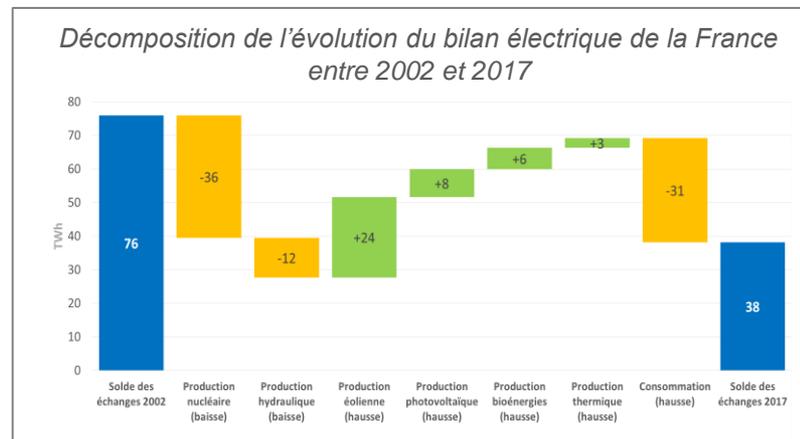
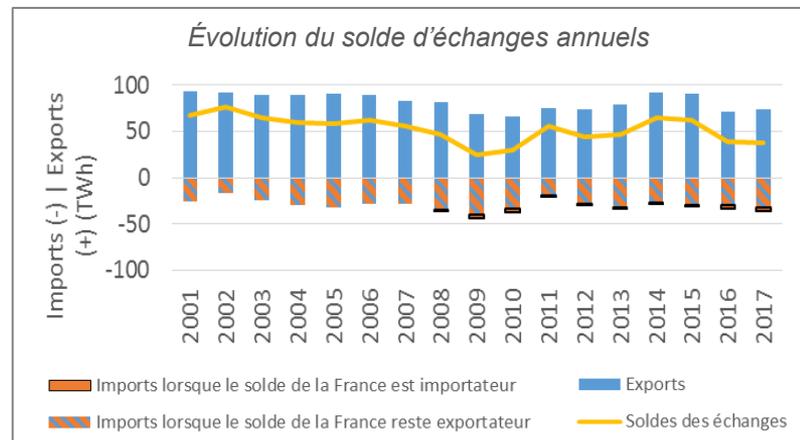
*Note publique  
sur le site de  
RTE*

*Publication*

*Juillet  
2018*

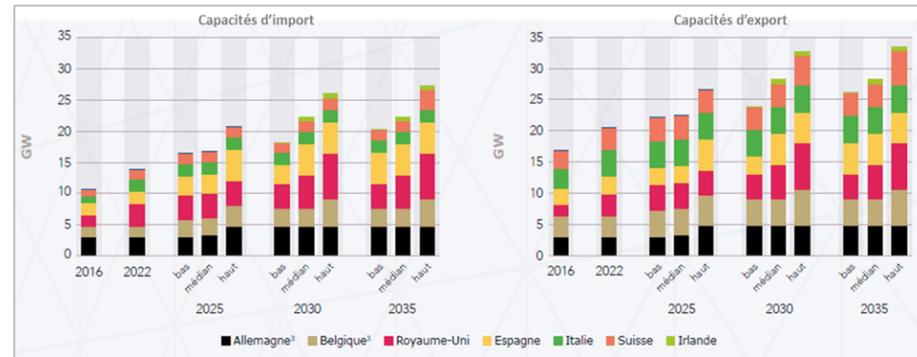
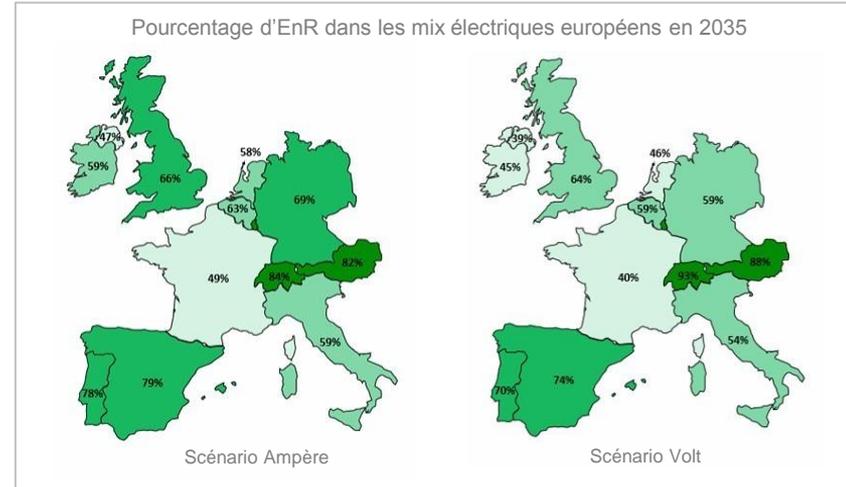
# La France est un pays exportateur depuis de nombreuses années

- **Le solde exportateur annuel a varié** entre 25 et 75 TWh au cours des quinze dernières années, en fonction :
  - de la **disponibilité de la production à faible coût variable** (nucléaire, hydraulique et autres renouvelables),
  - de la **consommation** (conditions économiques et météorologiques plus ou moins favorables),
  - et de **l'évolution des parcs des pays voisins** (par exemple baisse de la capacité nucléaire).
- Le volume d'exports bruts a parfois atteint près de 100 TWh.
- **Le volume d'imports**, compris entre 15 et 40 TWh selon les années, **reflète davantage des transits** (car concomitant des exports) que des imports nets, limités à moins de 5 TWh.
- Ce solde exportateur résulte (i) de l'optimisation économique de la programmation des moyens de production au niveau européen permise par le couplage de marché et le développement des interconnexions, et (ii) des faibles coûts variables des moyens de production du mix français.



# L'approche utilisée dans le BP s'appuie sur une modélisation explicite du marché européen de l'électricité

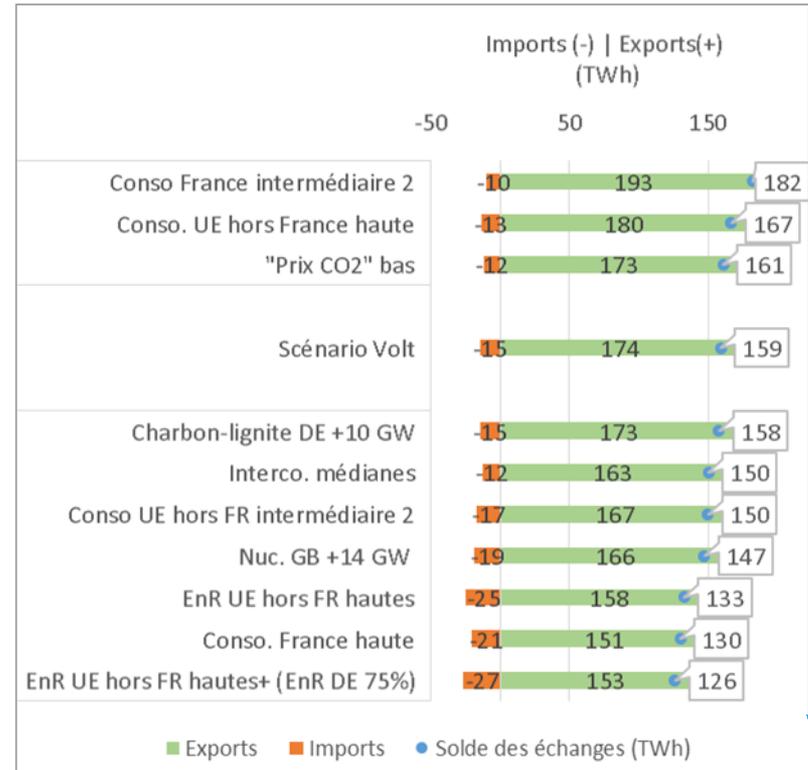
- La modélisation du BP simule le couplage de marché avec l'interclassement des moyens de production au pas horaire, sur l'ensemble de l'Europe. **Le solde des échanges est donc un résultat de simulation réaliste et non une hypothèse.**
- L'analyse tient compte des **politiques énergétiques des pays voisins**. Les trajectoires retenues pour l'évolution des parcs étrangers sont cohérentes avec les objectifs ambitieux des différents exercices nationaux (p.e. 70% d'EnR en Allemagne en 2035 dans Ampère)
- Les trajectoires d'évolution des capacités d'interconnexion s'appuie sur les exercices publics **du TYNDP et du SDDR, en retenant des dates de mise en service plutôt prudentes**. Une analyse *ex post* permet de vérifier que ces trajectoires sont justifiées économiquement.



# Des analyses de sensibilité complémentaires permettent de conforter le diagnostic sur les volumes d'export

- Les volumes d'**export importants** obtenus dans les **scénarios Ampère et Volt** sont **robustes aux analyses de sensibilité** sur les différents paramètres du mix.
- Bien que différents dans chacune des variantes, le solde exportateur reste :
  - **supérieur à 120 TWh** dans toutes les **variantes** du scénario **Volt**.
  - **supérieur à 70 TWh** dans toutes les **variantes** du scénario **Ampère**.
- Dans le scénario Ampère, les variantes les plus dimensionnantes sont les variantes dites « Ampère 2 » marquées par des capacités EnR et nucléaire plus faibles.

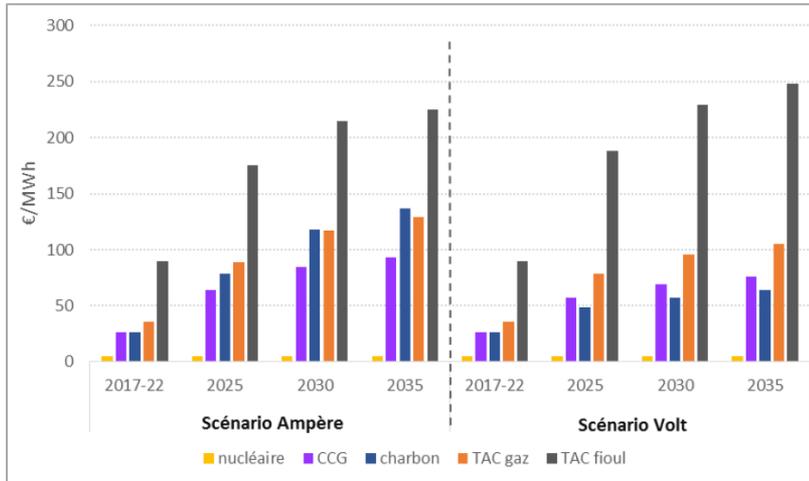
Volumes d'échanges d'électricité de la France dans les variantes du scénario Volt, à horizon 2035



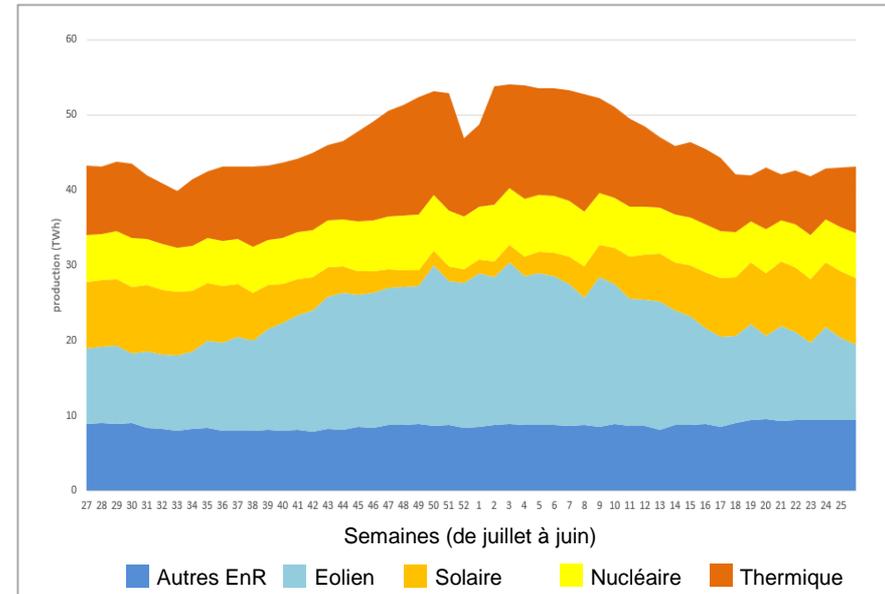
# Des soldes exportateurs importants dans les scénarios Ampère et Volt qui s'expliquent par les faibles coûts variables du mix français

- Dans les autres pays, malgré une pénétration importante des EnR, l'équilibre offre-demande continue de reposer sur de la **production thermique à coût variable plus élevé pendant une grande partie de l'année**. Ceci crée donc des opportunités d'échanges d'électricité dans le sens de la France vers les pays voisins.

Hypothèses de coûts variables des moyens de production thermique dans les scénarios Ampère et Volt



Production d'électricité hebdomadaire moyenne sur l'Europe de l'ouest, scénario Ampère 2035



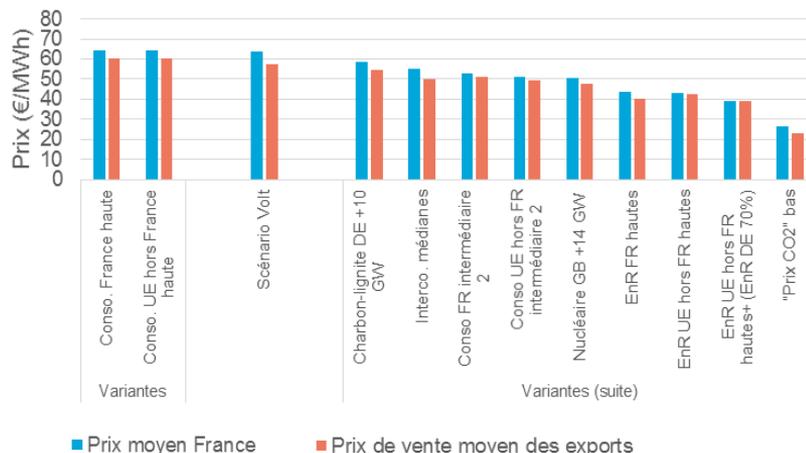
# Dans les scénarios Ampère et Volt, des prix de l'électricité élevés qui sont toutefois sensibles

- Les prix moyens de l'électricité et prix moyens de vente des exports s'établissent à des niveaux relativement élevés (entre 55 et 70 €/MWh en 2035) dans Ampère et Volt, permettant d'assurer l'équilibre économique des moyens composant le mix, en particulier des filières qui ne bénéficient pas de soutien public.
- Si l'on sort du cadrage de base des scénarios, le bouclage économique peut ne pas être assuré. L'analyse des variantes montre que **certains paramètres peuvent avoir des impacts significatifs sur les prix de l'électricité**, par exemple :
  - une **réduction accrue de la consommation**,
  - une **inflexion importante de la production à faible coût variable**, renouvelable ou nucléaire.
- Ces paramètres peuvent tirer vers le bas les prix de l'électricité (< 40 €/MWh dans certaines variantes) et donc éventuellement **nécessiter une adaptation des choix en matière de pilotage du mix**.

## Avertissement

- Les indicateurs de prix restitués ne peuvent prétendre à représenter de manière précise les prix de marché futurs, à ces horizons, à l'absence de la modélisation de stratégies de *pricing*.
- Ces indicateurs permettent plutôt de donner des tendances et d'évaluer des différences entre scénarios. Ils restent par ailleurs très adhérents aux paramètres de chaque scénario.

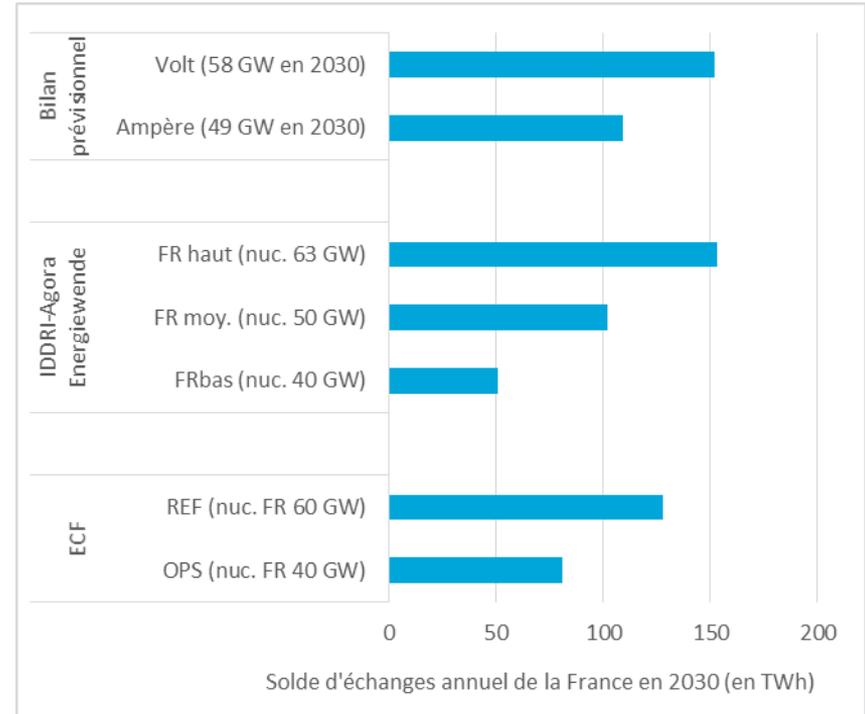
Prix moyens de l'électricité dans les variantes du scénario Volt



# Des résultats d'autres études cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel

- Les résultats d'autres études viennent confirmer les volumes d'exports conséquents dans des scénarios similaires à Ampère et Volt.
- Alors même que certaines considèrent des hypothèses plus faibles de développement des interconnexions (qui sont alors plus saturées).
- Une analyse comparative pourra également être menée avec les scénarios du plan européen de développement réseau (TYNDP).

Comparaison de soldes d'échanges entre le Bilan prévisionnel et différentes études



## Conclusions : des volumes d'export techniquement robustes mais qui doivent trouver un équilibre économique

- L'analyse de l'historique montre que la France est un pays nettement exportateur depuis de nombreuses années.
- Les échanges dans les scénarios du BP sont un résultat de simulation et non une hypothèse.
- Le solde exportateur est contrasté entre les différents scénarios. Les volumes d'exports importants dans les scénarios Ampère et Volt résultent d'un parc de production majoritairement à faibles coûts variables.
- Les analyses de sensibilité menées montrent que les volumes d'export sont robustes aux paramètres déterminant le mix. En revanche, les indicateurs de prix sont adhérents au cadrage économique des scénarios. Dès lors que l'on s'écarte du cadrage, des décrochages peuvent intervenir.
- Au-delà du plan technique, la question des imports/exports peut être analysée sous des angles de lectures différents, notamment en termes d'acceptabilité politique.
- D'autres études européennes confortent les résultats obtenus sur les d'échanges aux interconnexions.



2

**Bilan prévisionnel 2018 :  
retour de l'appel à contributions  
et cadrage de l'analyse moyen terme**



# Rappel des objectifs de l'analyse de risque à moyen terme



# Objectif du Bilan prévisionnel 2018 : apporter un éclairage sur les enjeux des cinq prochaines années en matière de sécurité d'approvisionnement

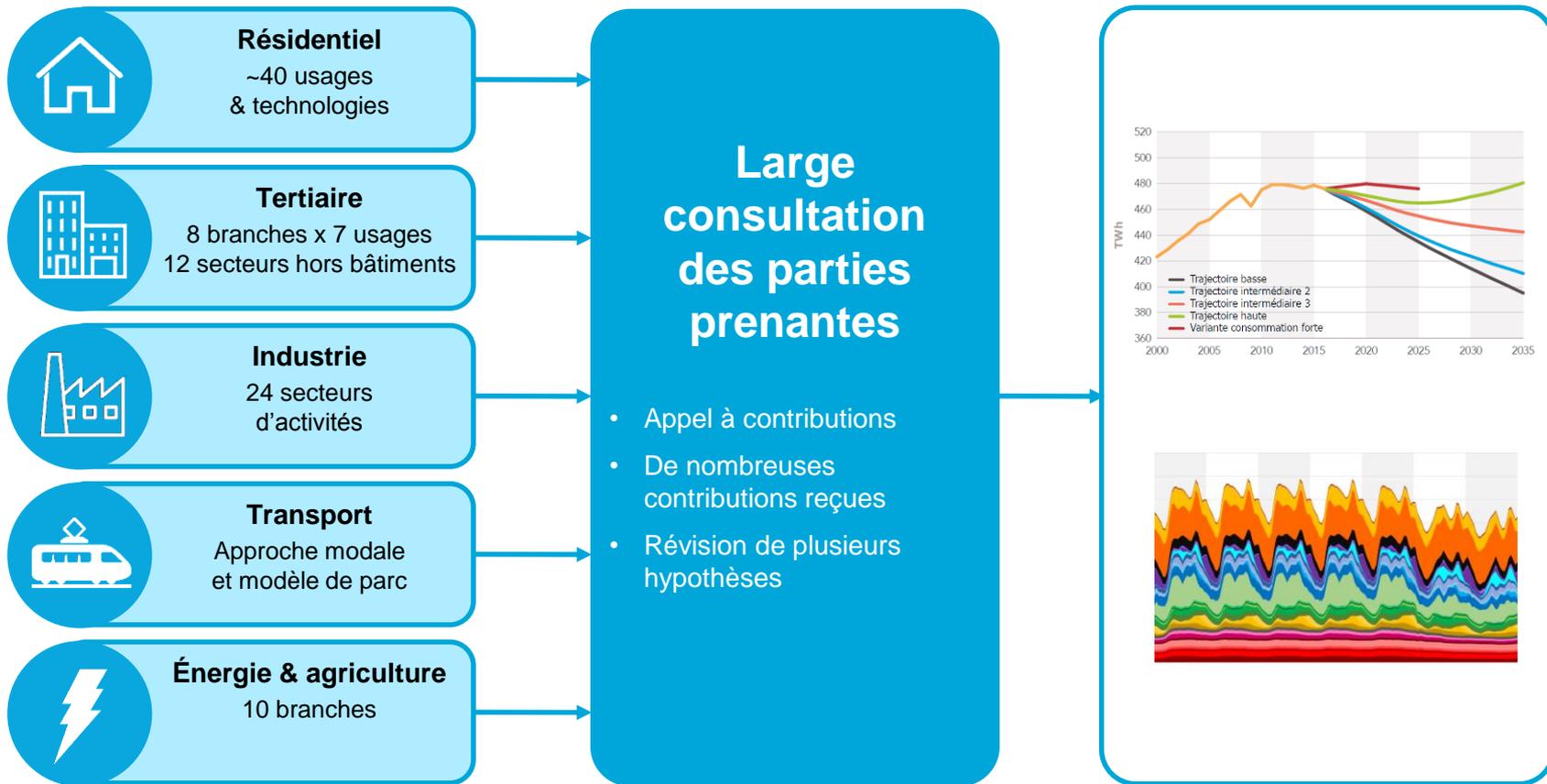
- Le Bilan prévisionnel fournira une **analyse de risque à l'horizon de cinq ans** (2023) pour identifier le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité **selon le critère défini par les pouvoirs publics** (moins de trois heures de défaillance par an en espérance).
- Conformément aux orientations du Gouvernement en date du 7 novembre 2017, les centrales au charbon doivent être fermées d'ici 2022. Cette volonté a été réaffirmée par le Président de la République en décembre dernier. Le Bilan prévisionnel **visé donc à analyser les options en matière de calendrier de fermeture de l'ensemble du parc charbon** d'ici 2022, dans le respect de la sécurité d'approvisionnement.
- Le diagnostic du Bilan prévisionnel 2017 relatif à la fermeture du parc charbon sera consolidé :
  - les hypothèses seront réactualisées sur la base des résultats de la consultation lancée par RTE et des derniers éléments d'actualité,
  - le nombre de tests de sensibilité sera significativement augmenté pour assurer la robustesse du diagnostic et plusieurs calendriers de fermeture des groupes au charbon pourront être envisagés,
  - la modélisation du système électrique européen sera actualisée et enrichie.



# Zoom sur les trajectoires de demande à moyen terme



# Une méthode analytique détaillée et transparente



# Des contributions riches, qui alimentent l'élaboration des trajectoires de demande

- De nombreuses contributions détaillées et circonstanciées, qui proposent des amendements ou des enrichissements des approches/valeurs proposées, sur l'horizon de moyen terme mais également sur l'horizon de plus long terme.
- Les principaux points à retenir sont :

1

Un consensus global sur le maintien de la logique de scénarisation et sur la méthode proposée pour l'élaboration d'une variante « consommation forte »

2

Un relatif consensus sur les hypothèses de croissance économique et sur leur déclinaison sectorielle, avec quelques visions plus haussières et d'autres plus baissières

3

Le souhait d'une vision légèrement plus haussière de l'industrie

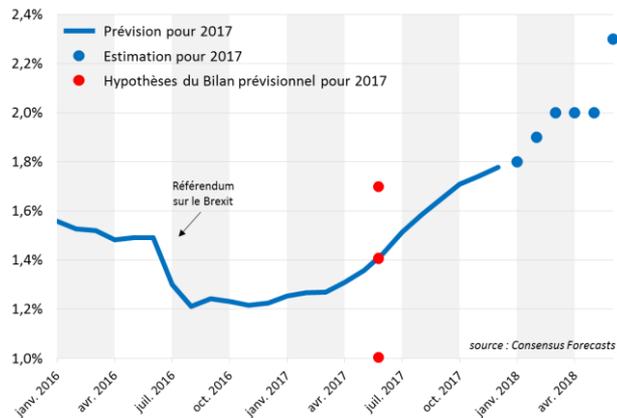
4

La demande d'une réévaluation des dynamiques de court terme de diffusion de l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment

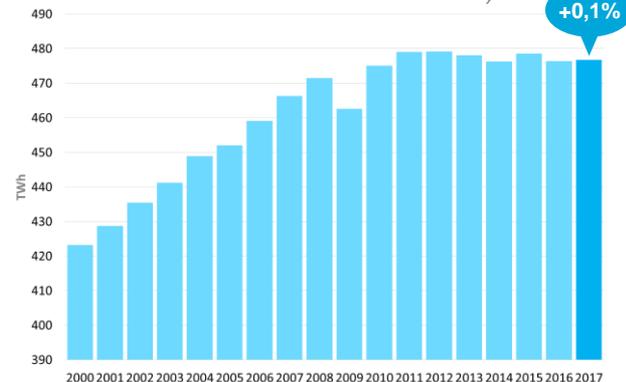
# Une consommation intérieure quasiment stable en 2017, malgré un fort rebond conjoncturel

- La consommation intérieure d'électricité en France continentale s'est établie en 2017 à 477 TWh en données corrigées, quasi stable par rapport à 2016 (+0,1 %, faisant suite à une baisse de 0,5% en 2016).

*Evolution de la prévision de croissance du PIB France pour l'année 2017 selon le consensus des économistes et premières estimations a posteriori*

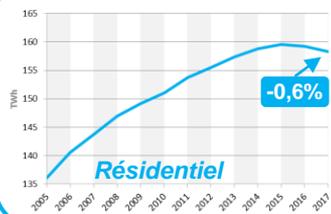


*Consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)*

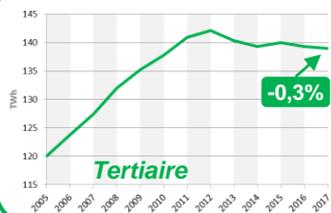


- Ces résultats interviennent dans **une conjoncture économique plus porteuse** que dans les anticipations du consensus des économistes vers la mi-2017, avec en corollaire un secteur industriel en hausse sensible.
- Malgré ce rebond conjoncturel, la consommation est restée en 2017 en-deçà de la variante « consommation forte ».

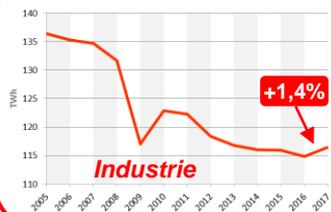
# Le secteur industriel croît en 2017, tandis que les secteurs résidentiel et tertiaire demeurent orientés à la baisse



- L'inflexion baissière du secteur résidentiel se confirme, liée notamment aux effets de la réglementation thermique sur la croissance des usages thermiques de l'électricité.
- L'effet des règlements d'écoconception sur la consommation des usages spécifiques se poursuit (*exemple : la consommation unitaire des meilleures technologies de téléviseurs a été réduite de 60% en dix ans malgré une surface unitaire multipliée par 2,5*).



- Les mêmes facteurs stimulent la diffusion de l'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire, dont la consommation stagne et baisse même légèrement depuis cinq ans.
- La consommation unitaire globale d'électricité par mètre carré a ainsi baissé de plus de 4% entre 2012 et 2017.

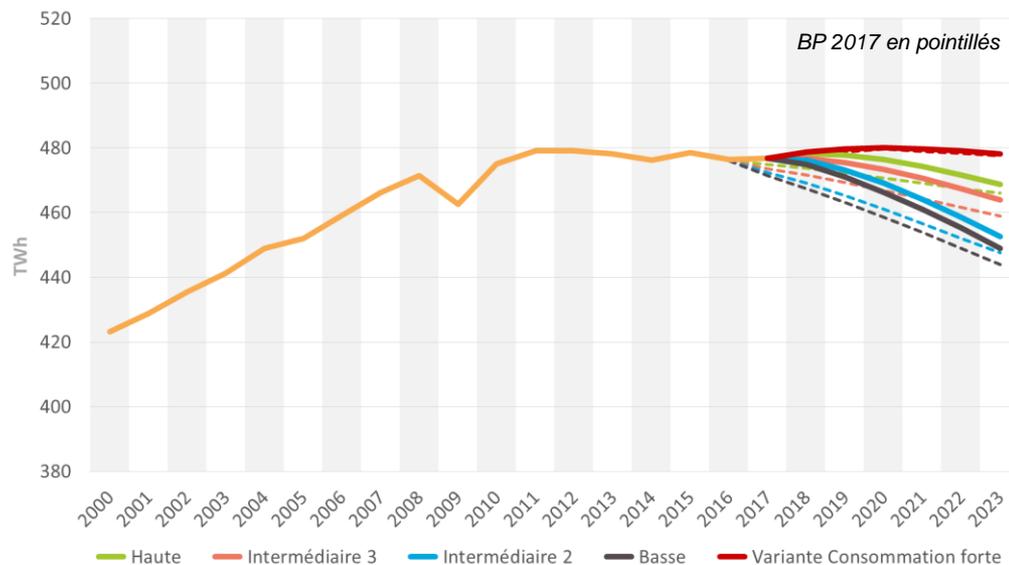


- Après des années de baisse quasi continue (*consommation en baisse de -0,8% par an en moyenne depuis 2010*), le secteur industriel a connu un rebond conjoncturel marqué en 2017 (*IPI en hausse de 2,5%*), amplifié par un effet de reconstitution des stocks.
- Ce rebond a été particulièrement marqué dans les secteurs de la chimie et de la production des matériaux de construction.

# Une dynamique de moyen terme réévaluée à la hausse dans un contexte macroéconomique plus porteur

- Sur l'horizon de moyen terme, **les trajectoires de demande sont revues à la hausse** sous les effets conjugués :
  - de perspectives économiques plus porteuses (impact sur l'année 2017 et sur les hypothèses de croissance de l'activité économique), notamment pour l'industrie,
  - d'une dynamique de diffusion du progrès technique considérée plus progressive dans le bâtiment.
- Ces trajectoires s'inscrivent dans la continuité du **ralentissement structurel de la consommation d'électricité** en France depuis plusieurs décennies.

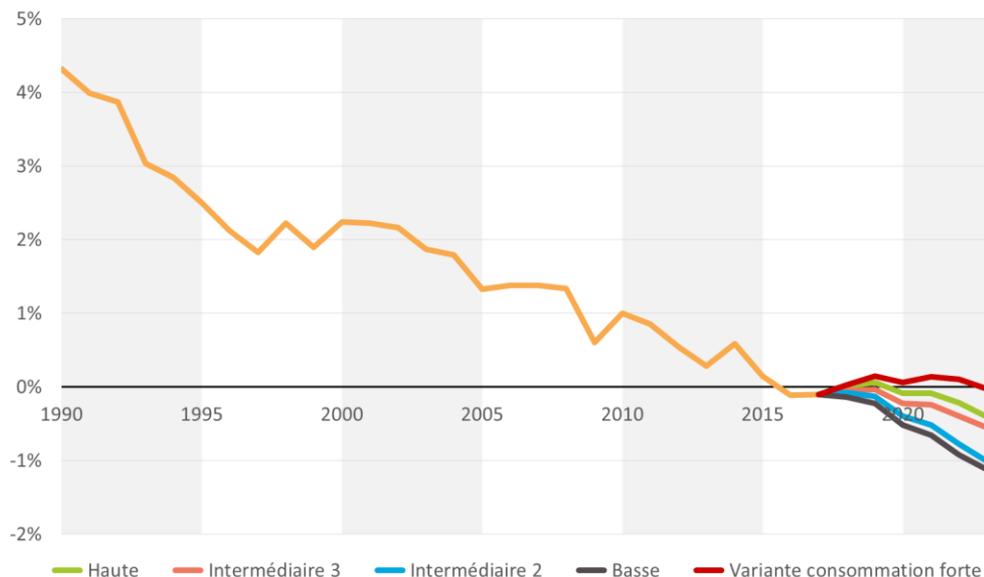
Consommation intérieure annuelle d'électricité  
(France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



# Des trajectoires dans la continuité de la tendance lourde au ralentissement de la consommation d'électricité

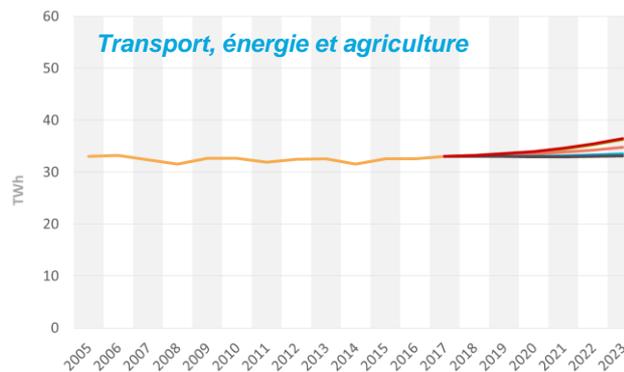
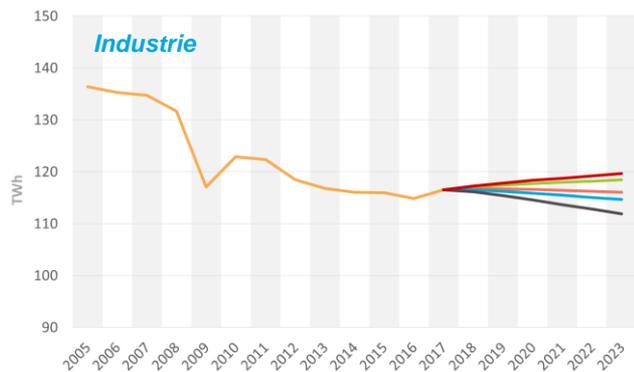
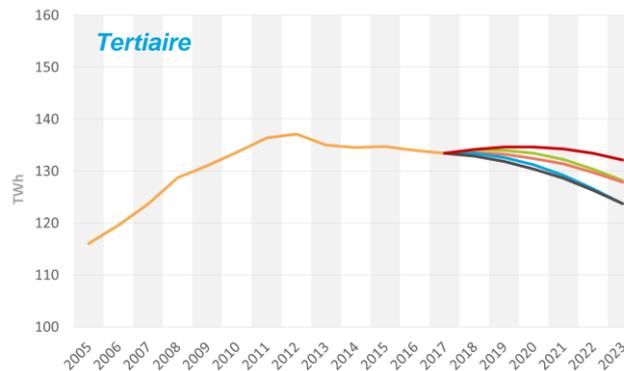
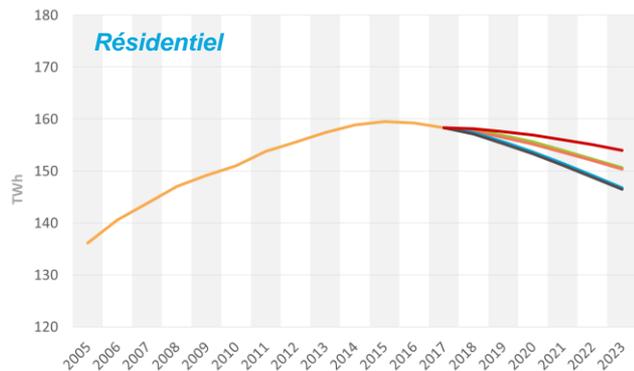
- L'analyse de l'évolution de la demande électrique depuis l'après-guerre révèle un **ralentissement quasi continu** de celle-ci.
- Ce ralentissement est principalement lié à de nombreux **facteurs socioéconomiques** (ralentissement des croissances économique et démographique notamment)...
- ... et à une amélioration marquée de **l'efficacité énergétique**.

*Taux de croissance annuel moyen quinquennal de la consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)*



# L'effet de l'efficacité énergétique devrait rester prégnant dans les secteurs du bâtiment

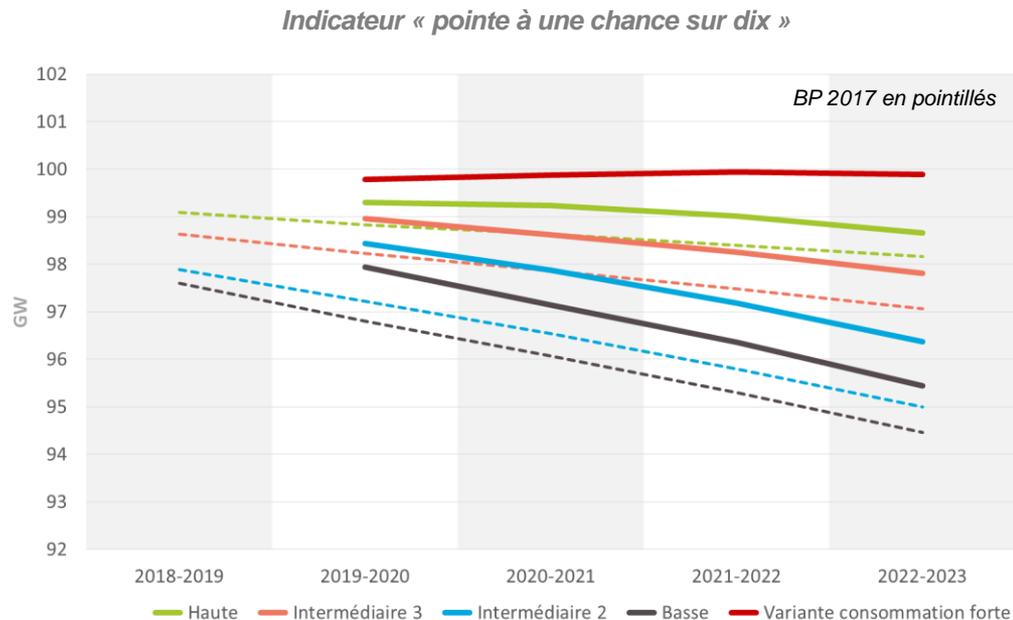
**Consommation annuelle d'électricité par secteur**  
(France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



- Haute
- Intermédiaire 3
- Intermédiaire 2
- Basse
- Variante "consommation forte"

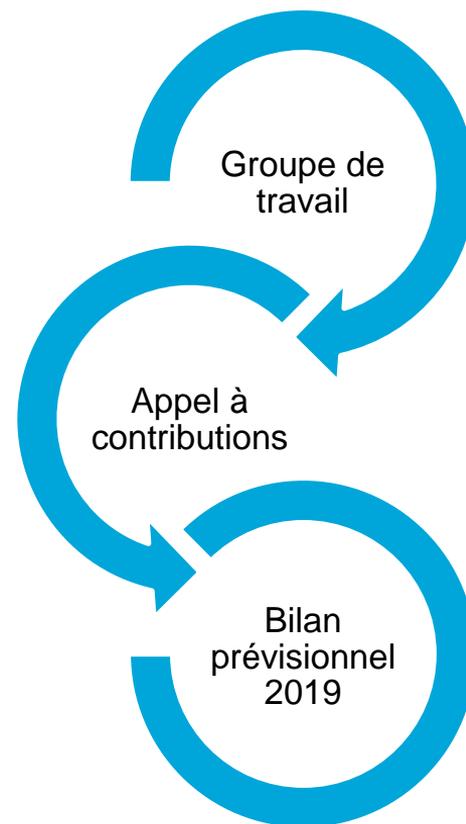
## L'indicateur « pointe à une chance sur dix » est également réévalué en légère hausse

- La réévaluation haussière des trajectoires en énergie se traduit mécaniquement par celle des appels de puissance projetés.
- L'indicateur « pointe à une chance sur dix » est notamment revu à la hausse de près d'un demi-gigawatt sur l'hiver 2022-2023 dans la trajectoire « haute ».



# Un groupe de travail sur la consommation électrique pour élaborer les trajectoires de long terme du Bilan prévisionnel 2019

- Afin de renforcer la robustesse et le partage autour des trajectoires de consommation à long terme, un **groupe de travail** (niveau technique) va être lancé à la rentrée afin d'échanger autour des principes de modélisation et des hypothèses granulaires fines qui les sous-tendent.
- Cette instance permettra de passer en revue l'ensemble des secteurs de consommation et des usages au travers de réunions thématiques.

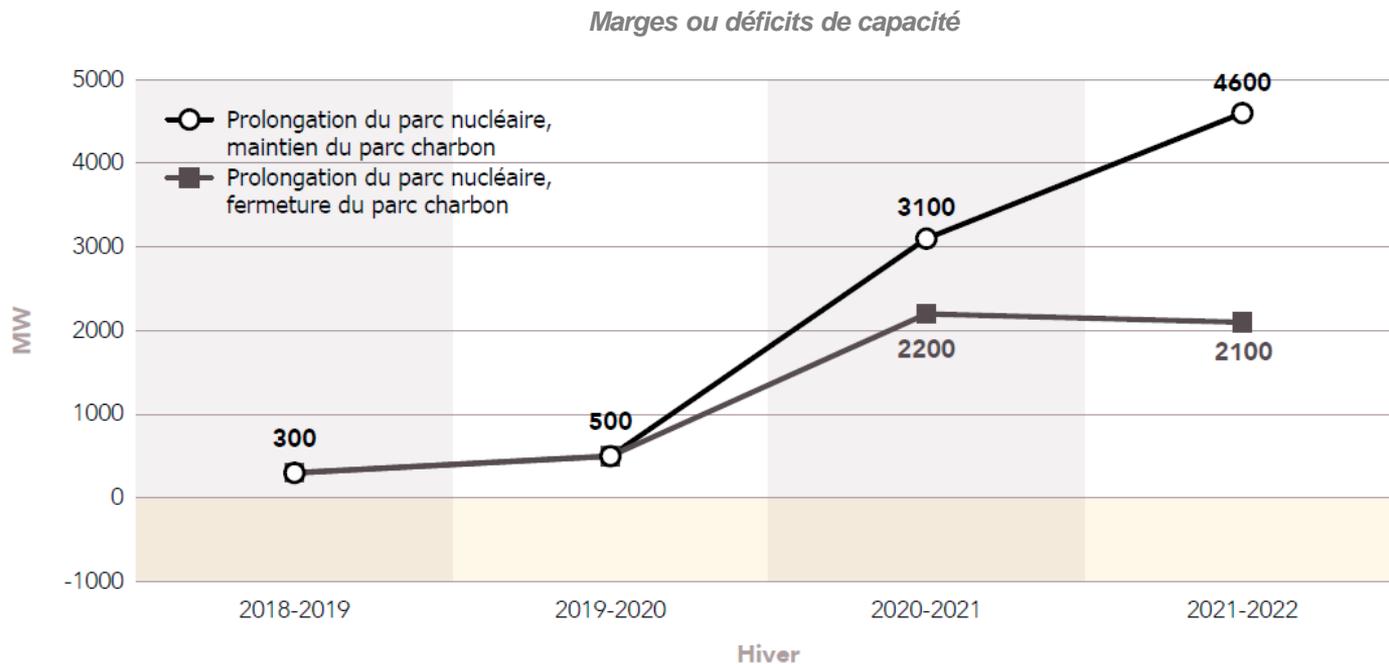




# **Cadrage des hypothèses sur l'offre et les interconnexions, et scénarisation**



## Le Bilan prévisionnel 2017 avait mis en évidence la possibilité de fermer l'ensemble des centrales charbon d'ici fin 2021 sous certaines conditions



## Un constat : certains paramètres de l'analyse ont évolué dans un sens défavorable pour la sécurité d'approvisionnement depuis 2017



La croissance économique du PIB a été supérieure aux attentes et contrebalance l'effet des mesures d'efficacité énergétique.



La mise en service de l'EPR de Flamanville pourrait être retardée.



La date de fermeture des réacteurs de Fessenheim n'est pas arrêtée ; les premières « quatrièmes visites décennales » n'ont pas encore démarré.



La mise en service des premiers parcs d'éoliennes en mer est décalée, tout comme celle de la centrale de Landivisiau.



Des incertitudes entourent l'évolution du parc de petites unités thermiques (cogénérations, turbines à combustion), qui ont aujourd'hui une contribution significative à la sécurité d'approvisionnement.



Le diagnostic sur la fiabilité des effacements de consommation s'est dégradé.



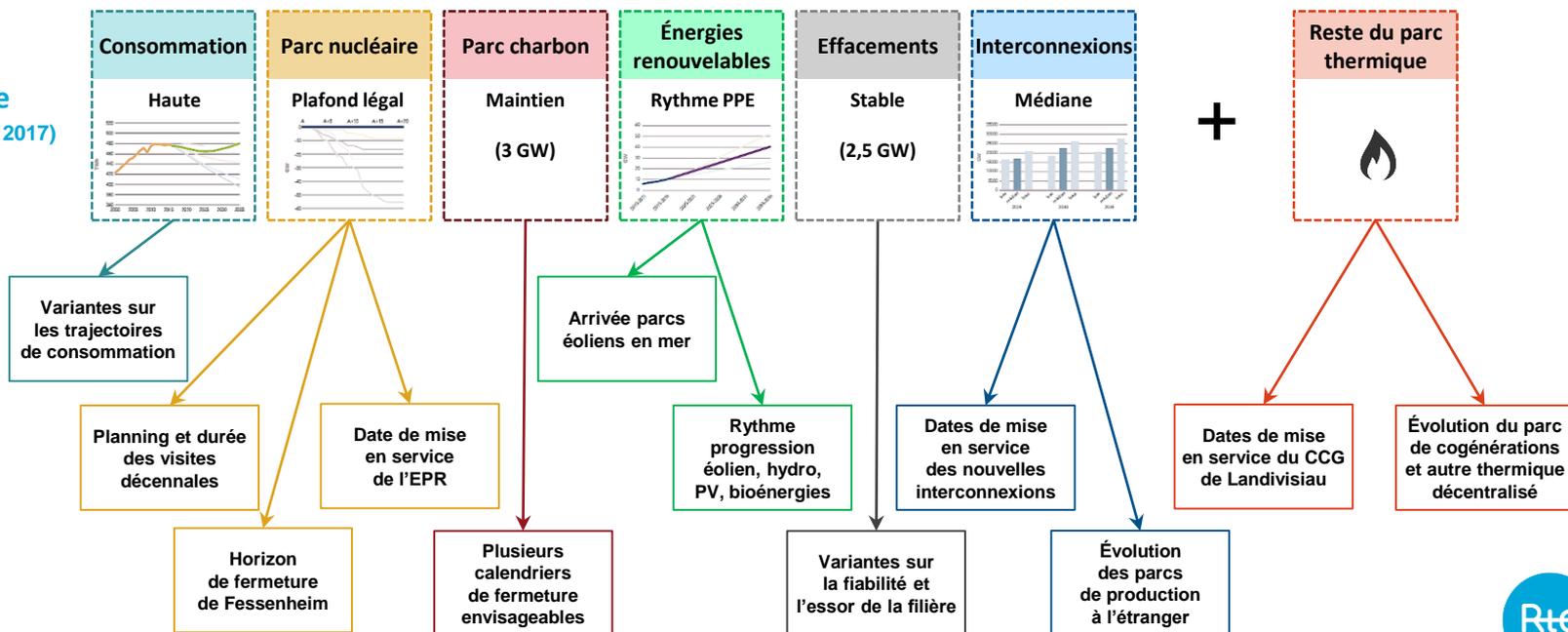
Les dates estimées de mise en service des nouvelles interconnexions devraient être tenues (la mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont pourrait même intervenir de manière anticipée par rapport aux échéances retenues dans le précédent exercice).

Effet sur  
l'évolution  
des marges

# L'actualisation du diagnostic nécessite des analyses de sensibilité supplémentaires par rapport au Bilan prévisionnel 2017

- Le Bilan prévisionnel 2017 avait permis l'étude de variantes portant sur plusieurs paramètres. **L'étude menée pour le Bilan prévisionnel 2018 s'appuiera sur de nombreuses analyses de sensibilité supplémentaires**, visant à refléter l'ensemble des incertitudes existant sur l'évolution du système électrique.

Cas de base  
(Bilan prévisionnel 2017)



# Une consultation pour consolider les hypothèses sur l'horizon de moyen terme et les variantes à étudier

- Pour la première fois, le cadrage de l'analyse de risque à moyen terme fait l'objet d'une concertation et d'un appel à contributions élargi, adressé à l'ensemble des parties prenantes :
  - 25 questions relatives à l'évolution de chacune des filières du parc, et à des hypothèses de modélisation, permettant d'accroître la transparence de l'exercice ;
  - Des contributions reçues venant de parties prenantes diverses ;
  - Les réponses ont permis de cadrer les paramètres probables pour l'évolution du mix à moyen terme, formant un « **cas de base** » ;
  - Les retours font toutefois apparaître des divergences, plus ou moins marquées, sur plusieurs hypothèses : rythme de progression des EnR, date de mise en service de l'EPR et d'arrêt de Fessenheim, modélisation des visites décennales, conversion des centrales charbon à la biomasse, pénétration des batteries, développement du *power-to-gaz*.
- Les analyses de sensibilité porteront sur des variantes considérant qu'une seule des hypothèses du cas de base ne serait pas remplie, et permettront ainsi de tester la robustesse de la trajectoire de déclassement du parc charbon.
- Le diagnostic pourra être complété par des analyses associées à des conjonctions d'aléas défavorables.

# Un « cas de base » socle de l'analyse

## Conso.

- trajectoire 4 de consommation haute : évolution de la consommation maîtrisée et poursuite de l'effort sur l'efficacité énergétique

## Parc nucléaire

- arrêt de Fessenheim et démarrage de l'EPR simultanés (date à préciser)
- stabilité du reste du parc dans l'attente d'orientations de la PPE sur l'évolution de la capacité nucléaire
- calendrier et durée de visites décennales pour le parc nucléaire basés sur les déclarations du producteur et tenant compte de la nature spécifique des quatrièmes visites décennales ; autres arrêts, programmés et fortuits, cohérents avec l'historique des dix dernières années

## EnR

- progression continue des capacités EnR, en cohérence avec la PPE 2016 : +1,4 GW/an pour l'éolien terrestre, +1,8 GW/an pour le photovoltaïque, +100 MW/an pour les bioénergies et +75 MW/an pour l'hydraulique
- raccordement d'un premier parc éolien en mer en 2022 ; absence d'énergies marines sur l'horizon d'étude

## Effacements

- fiabilisation du gisement actuel, puis progression des capacités d'effacement (à affiner en fonction du diagnostic)

## Parc thermique

- maintien des capacités de semi-base et de pointe existantes (CCG, turbines à combustion)
- parc de cogénérations et de production thermique décentralisé globalement stable sur l'horizon
- raccordement de la centrale de Landivisiau fin 2021

## Interco et parcs étrangers

- mise en service des interconnexions Savoie-Piémont et Eleclink en 2020, IFA2 en 2021 (total de +3 GW)
- évolution des parcs étrangers en cohérence avec les objectifs des pays voisins à moyen terme

# Une analyse complétée par des variantes testant la robustesse du diagnostic (1/5)

Conso.

Cas de base

Variante(s)

- une évolution de la consommation électrique maîtrisée et donc une poursuite de l'effort sur l'efficacité énergétique. Le cas de base intègrera la trajectoire de consommation haute (trajectoire n°4).
  - La robustesse de la fermeture du parc charbon à une trajectoire de consommation stable sera analysée (« variante consommation forte »)

Intercos

Cas de base

Variante(s)

- un développement des interconnexions de 3 GW sur l'horizon moyen terme (Savoie-Piémont et Eleclink en 2020, IFA2 en 2021)
  - L'accroissement des capacités d'import sera un facteur clé en matière de sécurité d'approvisionnement, un décalage de planning ne peut être sans conséquence sur le diagnostic. Aussi, même si la probabilité d'un décalage de ces projets semble aujourd'hui faible compte tenu de leur avancement, les conséquences d'un retard de ces projets seront analysées

# Une analyse complétée par des variantes testant la robustesse du diagnostic (2/5)

Parc nucléaire : mises en service et fermetures

Cas de base

Variante(s)

- arrêt de Fessenheim et démarrage de l'EPR de Flamanville simultanés ; stabilité du reste du parc dans l'attente d'orientations de la PPE sur l'évolution de la capacité nucléaire
  - Variante dans laquelle la mise en service de l'EPR est retardée et dans laquelle les calendriers de Fessenheim et de l'EPR sont décorrélés

Parc nucléaire : disponibilité

Cas de base

Variante(s)

- calendrier et durée de visites décennales pour le parc nucléaire basés sur les déclarations du producteur et tenant compte de la nature spécifique des quatrièmes visites décennales ; autres arrêts, programmés et fortuits, cohérents avec l'historique des dix dernières années
  - Variantes sur la base d'une prolongation de plusieurs mois des visites décennales par rapport au calendrier prévisionnel du producteur

# Une analyse complétée par des variantes testant la robustesse du diagnostic (3/5)

EnR :  
éolien en  
mer et  
énergies  
marines

Cas  
de base

- le raccordement d'un seul parc éolien en mer sur l'horizon d'étude (Saint-Nazaire en 2022), conformément aux dernières annonces du Ministre et des porteurs de projet. Absence d'un volume significatif d'énergies marines sur l'horizon d'étude.

Variante(s)

- Variante sans aucune mise en service de parc éolien en mer d'ici 2023

EnR : rythme  
de développ<sup>t</sup>  
de l'éolien,  
du PV,  
de l'hydro  
et des  
bioénergies

Cas  
de base

- la progression continue des capacités de production renouvelables, en cohérence avec les trajectoires de la PPE 2016 :
  - éolien terrestre : +1,4 GW/an
  - photovoltaïque : +1,8 GW/an,
  - bioénergies : +100 MW/an
  - hydraulique : +75 MW/an

Variante(s)

- Les trajectoires PPE sont pour partie supérieures aux tendances actuelles, plusieurs acteurs ont ici considéré qu'elles étaient trop ambitieuses. La variante proposée sera calée sur des trajectoires basses de développement EnR : 1,2 GW/an pour l'éolien terrestre, 0,9 GW/an pour le photovoltaïque, 50 MW/an pour les bioénergies, et 30 MW/an pour l'hydraulique

# Une analyse complétée par des variantes testant la robustesse du diagnostic (4/5)

Parc « gros thermique »

Cas de base

Variante(s)

- maintien des capacités de semi-base et de pointe existantes (CCG, turbines à combustion), raccordement de la centrale de Landivisiau fin 2021.
  - Variante sans Landivisiau sur l'horizon d'étude
  - Variante avec fermeture de TAC mi-2021

Parc « petit thermique »

Cas de base

Variante(s)

- un parc de cogénérations et de production thermique décentralisé supposé globalement stable sur l'horizon.
  - Ce parc représente plus de 7 GW de puissance installée (dont 2,4 GW de cogénérations en OA), pour une production ayant atteint jusqu'à 4 GW en 2017. L'évolution de ce parc est en enjeu pour la sécurité d'approvisionnement, et notamment l'évolution du parc de cogénérations lorsqu'elles sortiront d'OA. Une variante testera la robustesse de la sortie du charbon à la fermeture de l'ensemble des moyens fioul, et à la sortie d'une partie des installations gaz

# Une analyse complétée par des variantes testant la robustesse du diagnostic (5/5)

Effacements

Cas de base

Variante(s)

- fiabilisation du gisement actuel, puis progression des capacités d'effacement (à affiner en fonction du diagnostic)
  - Les analyses récentes font état d'une détérioration préoccupante de la fiabilité et des effacements et des volumes disponibles. La cible bien qu'inférieure à la vision de la PPE de 2016 est très ambitieuse par rapport à l'état actuel. La variante proposée est de conserver le volume actuel des effacements, sans amélioration de son niveau de fiabilité

Parcs étrangers

Cas de base

Variante(s)

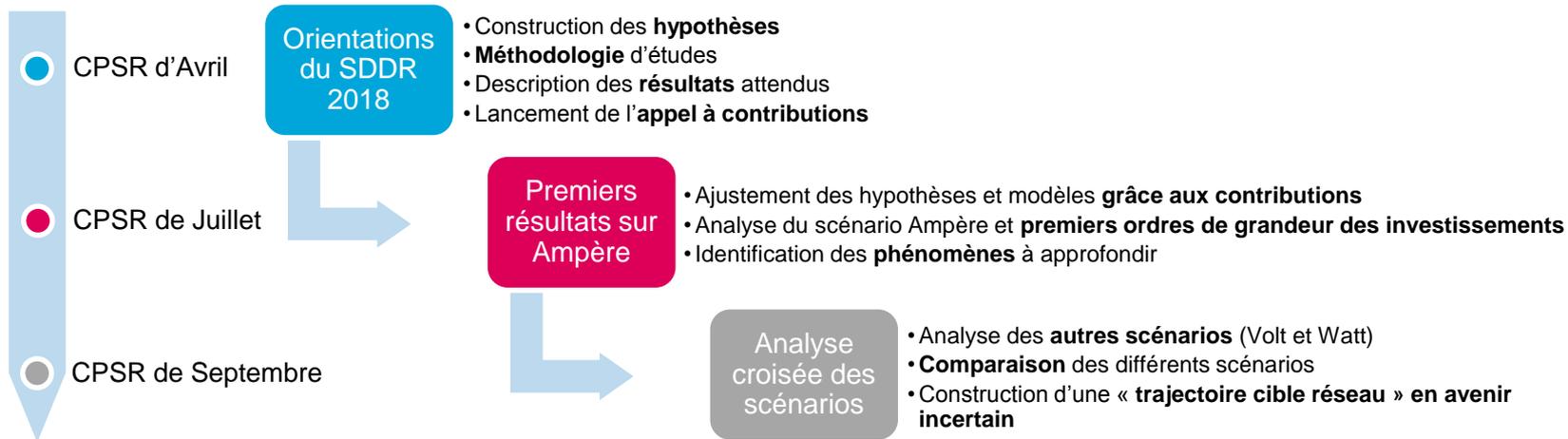
- informations les plus récentes / les plus crédibles sur l'évolution des parcs voisins (notamment données des exercices européens - MAF-)
  - La robustesse sera testée par rapport à une réduction des surcapacités des parcs des principaux pays voisins



**3**

# **Schéma décennal de développement du réseau : premiers enseignements**

# Les premières analyses menées dans le cadre du SDDR fournissent des enseignements qu'il faudra consolider



- La publication du rapport est prévue à l'automne (+ saisine CRE, Autorité environnementale, Ministre).
- Les résultats des analyses présentés aujourd'hui ne concernent que le scénario Ampère du BP 2017 et ne sont pas définitifs.
- Les tendances devront être consolidées par l'étude des autres scénarios.
- Les éléments de cadrage issus du projet de décret PPE à venir, seront intégrés à l'étude.

# **Synthèse des retours de l'appel à contributions**

# Les retours de l'appel à contributions seront pris en compte pour l'élaboration du rapport final

➔ Au-delà des remarques individuelles, des thèmes communs

Scénarios proposés : (i) analyse de toutes les configurations sur Volt et Ampère, (ii) analyse du scénario Watt et (iii) étude du scénario issue de la PPE si disponible.

Proposition confirmée avec une demande complémentaire sur **Ampère+** (variante d'Ampère avec un déclassement au-delà de 2030)

Propositions de localisation des EnR sur le réseau : (i) tendanciel, (ii) optimisation pour le réseau, (iii) optimisation pour la collectivité et (iv) ambitions régionales.

Prise en compte des **gisements alternatifs** proposés par les fédérations de producteurs.

Analyse de l'impact d'un **raccordement des EnR sur le réseau 225kV**.

Indicateurs proposés : (i) trajectoires d'investissement agrégées, (ii) coût des congestions (iii) économie liée aux *smart grids*.

Analyse détaillée du **service rendu par le réseau 225kV**.

Demande d'analyse en **coûts complets**.

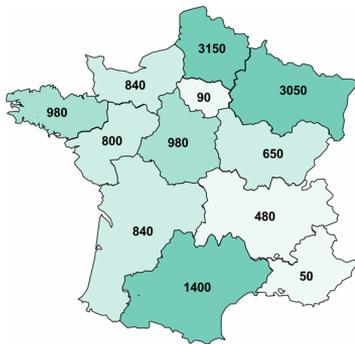
Phénomènes analysés sur le réseau : (i) intégration massive EnR, (ii) baisse de la consommation, (iii) déclassement du nucléaire.

Analyse de l'**impact du développement des circuits courts (autoconsommation, stockage)**

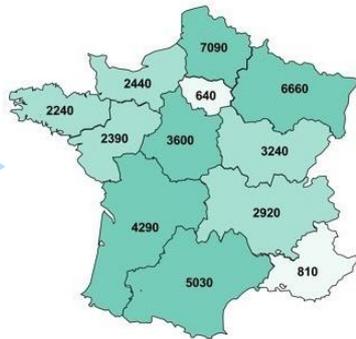
**L'impact du véhicule électrique** également

# Les hypothèses sur la répartition géographique des EnR peuvent être comparées

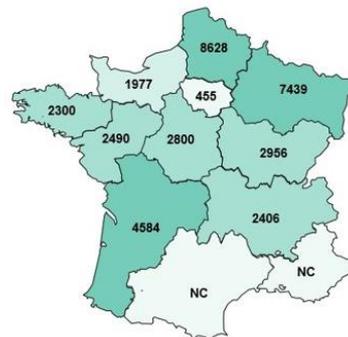
Puissances installées (MW)  
Janvier 2018



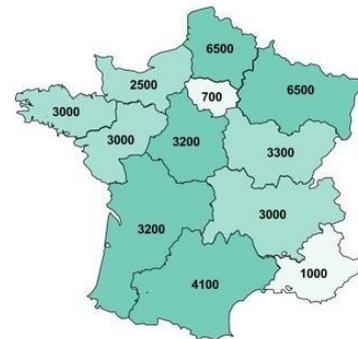
RTE - Ampère 2030



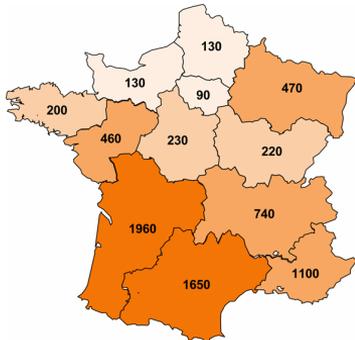
Données FEE 2028



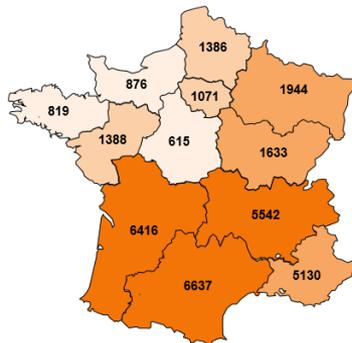
Données SER 2030



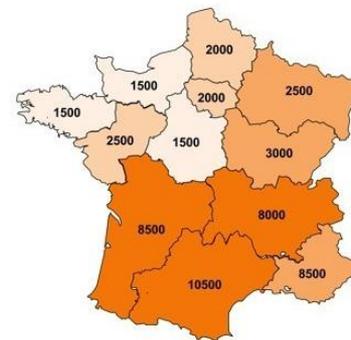
Puissances installées (MW)  
Janvier 2018



RTE - Ampère 2030



Données SER 2030



**Premier constat : un besoin d'accélération  
dans l'adaptation du réseau**

# L'évolution du mix conduit à une utilisation plus poussée du réseau existant

## Les réseaux électriques évoluent dans leur fonction

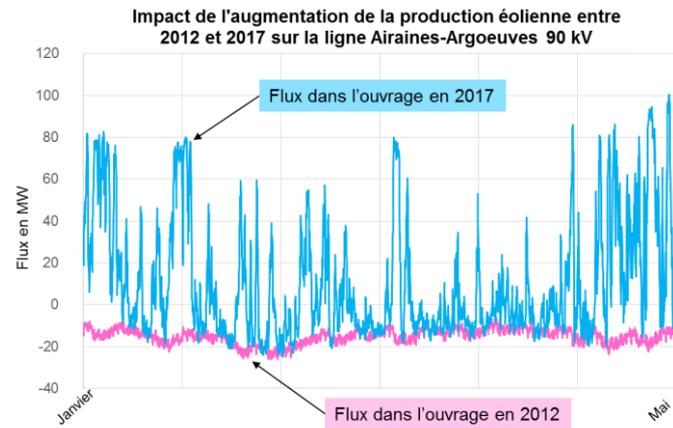
Historiquement, le **réseau de grand transport évacue** et mutualise les énergies produites tandis que les **réseaux régionaux répartissent** l'énergie pour alimenter les consommateurs.

Le développement des EnR estompe cette frontière et les réseaux fonctionnent aussi bien en injection qu'en soutirage.

## Les réseaux électriques évoluent dans leur usage

Historiquement, les transferts d'énergie étaient **stables** et corrélés principalement à la **modulation de la consommation**.

Aujourd'hui, les flux sont **volatiles** et dépendent grandement de **l'intermittence** de la production.



Les réseaux électriques voient, d'ores et déjà, une évolution dans leur fonction et dans leur usage : ce phénomène s'accroîtra en lien avec l'accélération de la transition énergétique.

# Le renouvellement des infrastructures existantes devra être engagé dans la prochaine décennie

En tenant compte de limites d'âge, les volumes d'infrastructures à renouveler vont augmenter

Une partie du réseau électrique a été construit dans l'immédiat après-guerre et atteindrait sa **limite d'âge normative** à l'horizon 2030-2035, induisant un **besoin** de renouvellement en augmentation significative.

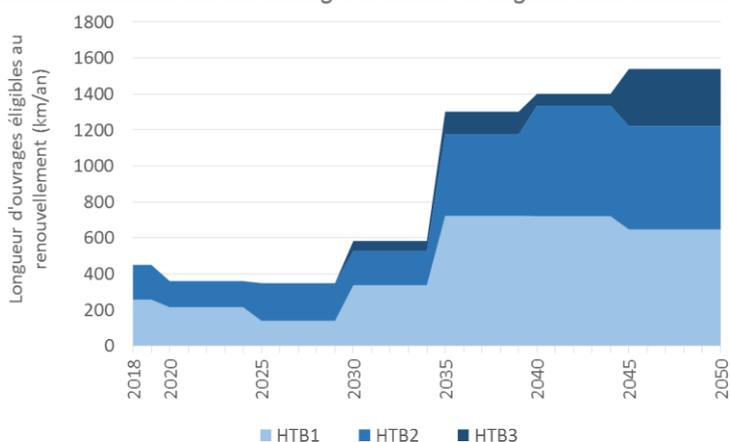
Ce renouvellement se fera de manière ciblée et circonstanciée

L'**extension de la durée de vie** de chaque ouvrage sera examinée en fonction de son état réel, des impacts locaux en terme de fiabilité, de maintenance et de service rendu.

Dans les zones de forts gisements EnR, les **renouvellements** seront « **adaptés** » pour répondre au mieux à l'accueil de cette nouvelle production, via des **restructurations de zone**.

La mutualisation possible entre les besoins de renouvellement et les besoins d'adaptation du réseau pour la transition énergétique représente une opportunité de gain global à poursuivre.

Volume d'ouvrages en limite d'âge normatif



# Le besoin d'adaptation concerne aussi bien les réseaux de répartition (63-90 kV)...

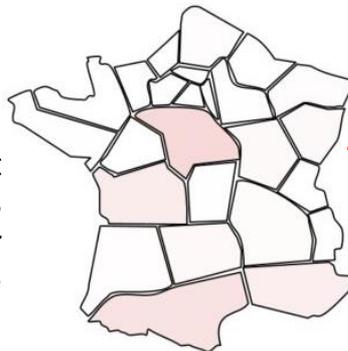
## L'évacuation de la production EnR aura des impacts sur les réseaux régionaux

La trajectoire EnR « rythme PPE haut » induit des **transits de plus en plus volatils** sur ces réseaux, conduisant à des congestions sur certains instants, où d'importants volumes de production doivent être évacués.

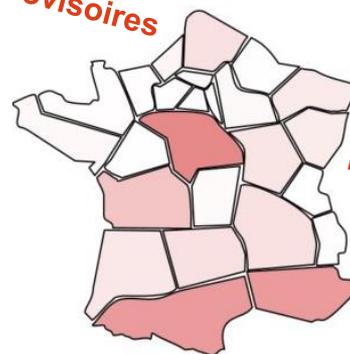
## Les réseaux régionaux devront donc s'adapter au rythme rapide d'évolution des EnR, dans une logique d'optimum global

De **nouveaux investissements** seront décidés et devront arriver au bon moment, avant que les contraintes d'évacuation des énergies renouvelables ne deviennent trop importantes.

2025



Résultats 2030 provisoires



Résultats 2035 provisoires



Volumes d'EnR non évacuables sans adaptation structurelle des réseaux régionaux (scénario Ampère, variante n°1 de localisation « tendancielle »)

Ecrêtements EnR	
	1,5 TWh
	0,75 TWh
	0 TWh

Dans la vision Ampère, l'intégration rapide des énergies renouvelables entraîne un besoin d'adaptation des réseaux régionaux afin d'éviter qu'ils ne deviennent limitants.

## ... que le réseau de grand transport (225 – 400 kV)

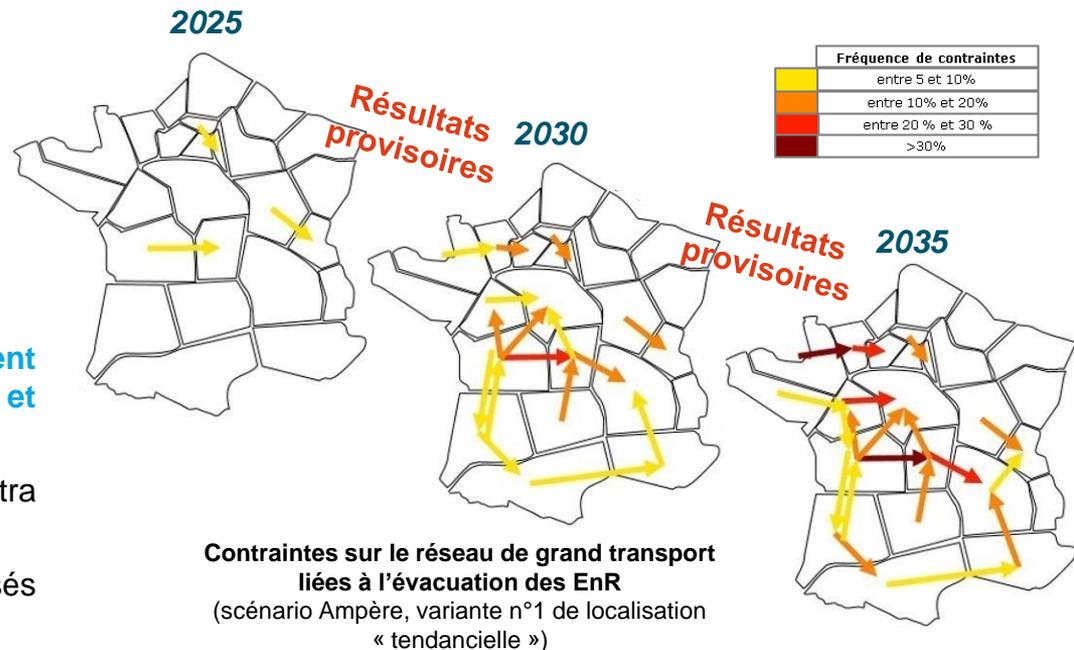
Les transferts d'énergies renouvelables entre zones auront des impacts sur le réseau de grand transport

Le scénario Ampère induit de **nouveaux mouvements d'énergie** sur le réseau de grand transport, entre zones exportatrices et importatrices.

Le réseau de grand transport devra donc également s'adapter au rythme rapide d'évolution des EnR et faire l'objet d'adaptations

L'évaluation environnementale stratégique permettra d'objectiver les enjeux de cette adaptation

Les leviers pour relever ce défi devront être recensés et partagés



Dans la vision Ampère, le réseau de grand transport devra également s'adapter à l'émergence rapide des énergies renouvelables.  
Le réseau électrique devra arriver 'à temps' pour évacuer cette nouvelle production  
→ Cela nécessitera anticipation et coordination entre les différents acteurs.

## Conclusion : dans Ampère, des besoins d'adaptation du réseau structurants et un premier défi de rapidité et d'acceptabilité

### La transition proposée par le scénario Ampère implique une évolution importante du réseau de transport

Cette évolution nécessite de combiner l'adaptation et le renouvellement des infrastructures.

Des besoins de nouveaux ouvrages apparaissent dès l'horizon 2025, sur tous les niveaux de tension.

La construction de nouvelles infrastructures de réseaux sera indispensable et est un complément nécessaire à l'adaptation du mix.

### L'adaptation du réseau doit s'inscrire dans une logique d'aménagement visant à favoriser l'acceptation des ouvrages

L'intérêt global pour la collectivité devra tenir compte des externalités environnementales et sociétales du réseau, en lien avec le scénario sous-jacent → ceci renforce l'intérêt d'une évaluation environnementale stratégique du SDDR.

### Le premier risque identifié sur le scénario Ampère est que le réseau ne « suive » pas, alors que des adaptations structurantes sont indispensables au-delà de certains seuils.

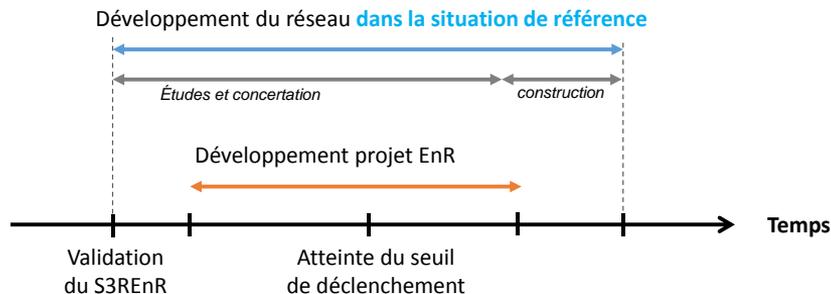
Une réflexion sur la dynamique d'adaptation du réseau est nécessaire

**Deuxième constat : un besoin d'anticipation  
de l'adaptation du réseau**

# L'anticipation des travaux dans le cadre des S3REnR est un levier pour que le réseau accompagne efficacement la transition énergétique

L'anticipation doit permettre des gains de temps sur le développement du réseau nécessaire à l'accueil des EnR

Aujourd'hui, le temps de développement d'ouvrages structurants (lignes, postes) n'est **pas toujours compatible** avec le rythme de développement des projets EnR. La phase en amont de la construction peut être anticipée.



L'anticipation doit prendre en compte la dynamique de développement des différentes régions administratives

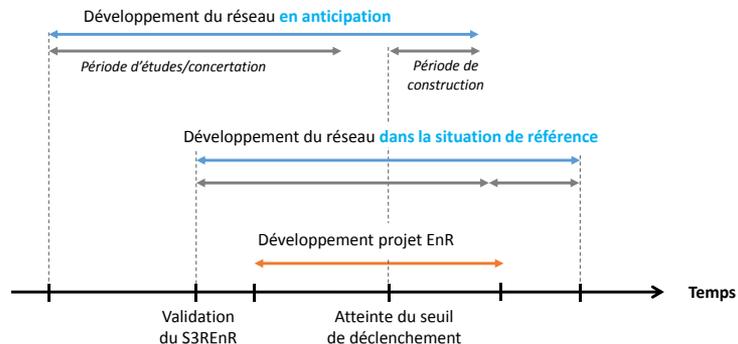
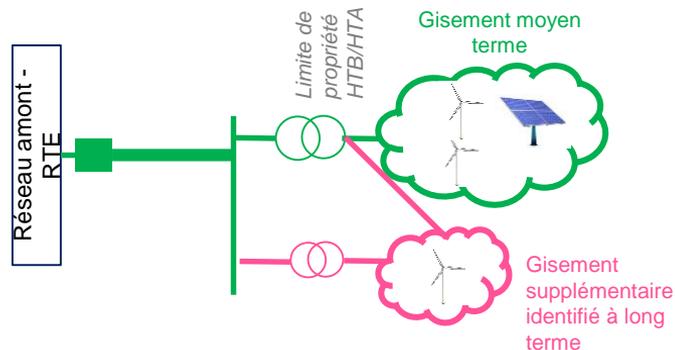
Dans les zones dynamiques, il est nécessaire de pouvoir **se projeter sur l'évolution** des gisements et les besoins du réseau, sans attendre la révision du schéma, pour que le **réseau arrive « à temps »**

# Deux leviers concrets d'anticipation des travaux

## Levier n°1 : L'anticipation des études et des procédures administratives sur les ouvrages structurants

RTE propose de réaliser un exercice prospectif périodique tous les 5 ans au maximum permettant, sur la base de gisements **localisés par les fédérations de producteurs**, d'identifier avec les parties prenantes les ouvrages structurants qui seront nécessaires au-delà du S3REnR en vigueur.

Ainsi, au moment de la révision du S3REnR, les ouvrages anticipés **seront prêts à être construits et seront intégrés** dans ce nouveau schéma.



## Levier n°2 : Le « dimensionnement durable » des ouvrages structurants

RTE propose de dimensionner certains ouvrages structurants, identifiés en concertation, en considérant **le gisement à la cible** et non un gisement intermédiaire à l'horizon du S3REnR en vigueur.

# L'anticipation est une véritable opportunité, mais doit garantir la maîtrise des risques de coûts échoués

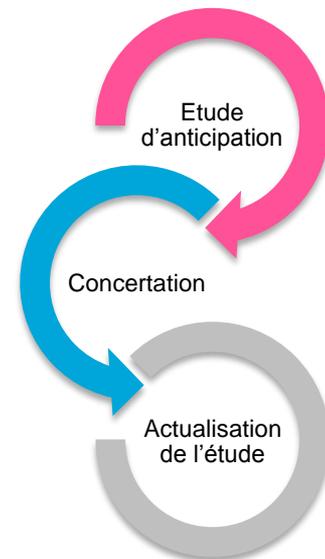
Pour limiter les coûts échoués, l'anticipation doit être établie à partir d'hypothèses fiables

La **fiabilité de la localisation** des projets de développement de fermes éoliennes et solaires sur l'horizon de l'étude d'anticipation est un enjeu majeur. De plus, connaître la répartition des raccordements entre les réseaux HTA et HTB permettra de mieux optimiser les besoins de développement des réseaux.

Le processus d'anticipation doit être souple pour faire face aux incertitudes sur les hypothèses

Malgré les efforts portés sur la robustesse des gisements, certains projets prévus ne pourront pas aboutir, des contraintes environnementales pourront évoluer et modifier les perspectives de développement EnR dans une zone.

Les projets anticipés devront pouvoir être **modifiés en cours d'étude** ou de procédures administratives pour intégrer au mieux les évolution du contexte.



## Les travaux du GT anticipation se poursuivent

**Une synthèse des premières propositions sera élaborée pendant l'été, finalisée lors du GT de septembre et présentée lors de la CPSR de septembre**

Les modalités de mise en œuvre des études d'anticipation périodiques des projets S3REnR et du dimensionnement durable des ouvrages y seront détaillées. Parmi ces modalités (i) la mise en place d'un processus de partage des gisements de production et (ii) le partage sur la répartition des raccordements entre HTA et HTB

La liste des travaux à anticiper doit faire l'objet d'une consultation des parties prenantes des S3REnR et devra être intégrée dans un document officiel, à définir dans le cadre du GT.

Le SDDR intégrera ces avancées.

**Une étude économique sera menée pour évaluer l'intérêt pour la collectivité de l'anticipation des travaux, ainsi que les risques de coûts échoués pour la collectivité.**

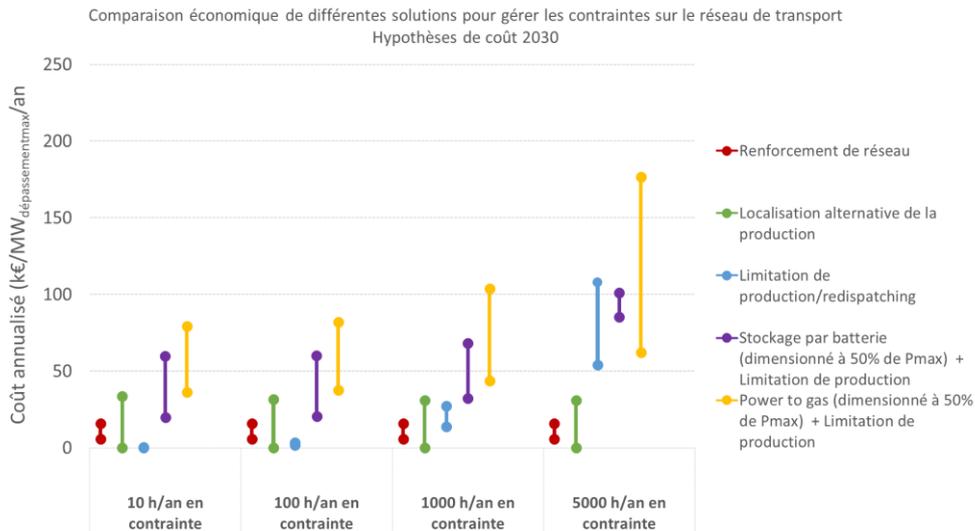
Cette étude reposera sur la méthodologie partagée dans le GT Anticipation.

**L'intérêt de modes de planification plus poussée pourra être discuté dans le cadre du GT.**

Le GT poursuivra ses travaux en parallèle du SDDR pour traiter d'autres thématiques pour améliorer encore le processus

**Troisième constat : un besoin  
de comprendre l'impact du réseau  
sur l'économie des scénarios**

# Le SDDR intègre les arbitrages possibles avec d'autres solutions technologiques



Le renforcement de réseau reste une solution pertinente

Le réseau reste une **solution technico-économique efficace** notamment pour transporter des flux importants d'énergies entre zones.

Les limitations de production ou une localisation de production moins contraignante peuvent, dans certains cas, s'avérer efficaces

Les limitations de productions sont efficaces, si elles sont **réduites dans le temps** et en énergie.

La localisation alternative est efficace, si elle **ne dégrade pas le rendement** de la production.

Hors situations très particulières, les autres solutions demeurent plus onéreuses

1

L'analyse économique montre que le réseau électrique reste une solution très efficace pour intégrer des volumes importants d'énergies renouvelables. La priorité donnée au productible nécessite donc de construire le réseau au bon endroit.

# L'analyse économique du SDDR intègrera dans son cas de base une utilisation accrue des flexibilités pour limiter les coûts de réseau

## L'adaptation du réseau aux enjeux de la transition énergétique reposera sur des stratégies hybrides

Les **automates** d'écrêtement permettent, en limitant la production EnR, quelques heures dans l'année (<0,1% du temps) d'éviter de surdimensionner le réseau.

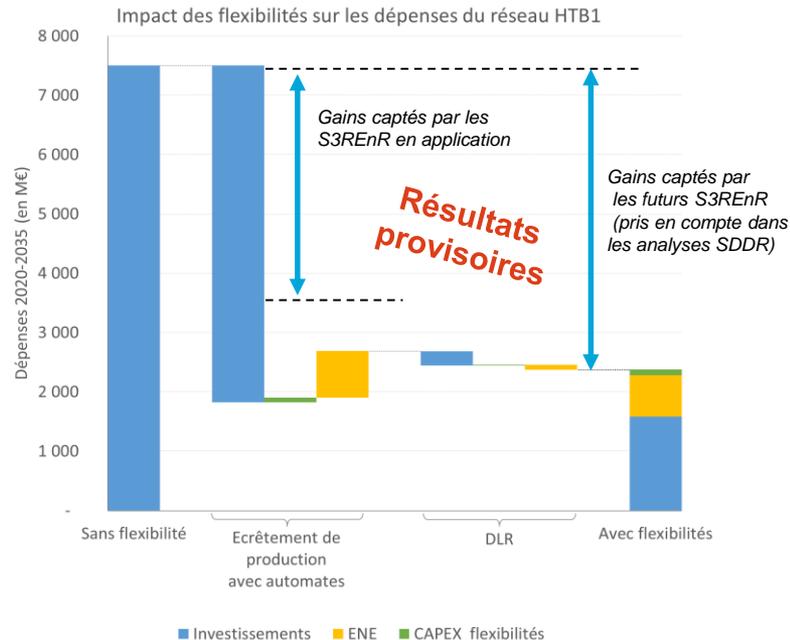
Le **DLR** (Dynamic Line Rating) tient compte de l'effet de refroidissement du vent sur les lignes électriques et permet d'accroître les capacités de transit pour l'accueil des EnR.

## L'intégration des flexibilités dans le dimensionnement du réseau nécessitera des leviers réellement activables en temps réel

La **commandabilité** des EnR est nécessaire pour maîtriser les flux électriques sur le réseau : c'est un prérequis pour dimensionner le réseau électrique de manière efficace.

## Les flexibilités trouveront également leur pertinence dans des zones de fortes incertitudes quant à l'arrivée effective des gisements d'ENR

L'utilisation temporaire de flexibilités peut permettre de différer des investissements et de **réduire le risque de coûts échoués** en cas d'incertitude (dimensionnement en avenir incertain).



2

La possibilité d'écrêter la production EnR pendant un nombre d'heures limité a des effets de leviers considérables sur les besoins et les coûts de réseau

# La localisation de la production ENR : un paramètre clé pour atteindre l'optimum global (1/2)

## Le SDDR propose 4 localisations différentes de la production EnR

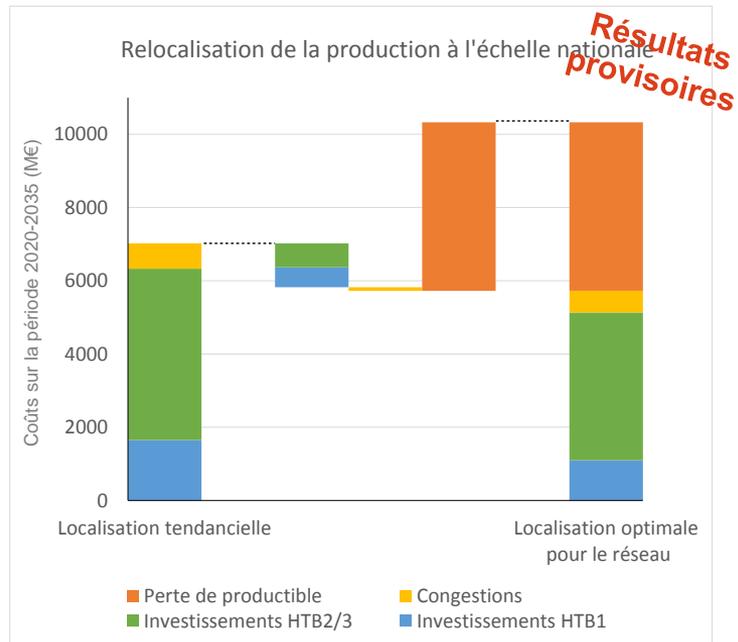
1. Localisation tendancielle, dans la continuité des schémas précédents (SRCAE).
2. Localisation optimale pour le réseau, dont l'objectif est de minimiser les coûts d'adaptation du réseau
3. Localisation optimale pour le système « Production + Réseau »
4. Localisation basée sur les ambitions régionales

Dans le scénario Ampère, la variante de localisation basée sur une « minimisation des coûts réseau » (variante n°2) est plus onéreuse pour la collectivité que la variante reposant sur une « poursuite des dynamiques actuelles » (variante n°1)

Cette localisation peut induire de **fortes pertes sur le productible** liées à des disponibilités de ressource (vent, soleil) moins favorables.

Cet enseignement doit être encore être confirmé par l'analyse des autres scénarios (différentes hypothèses de coûts des combustibles)

Coûts en fonction de différentes hypothèses de localisation des EnR



3

Prescrire la localisation de la production EnR uniquement par rapport au réseau existant conduirait à augmenter le coût du scénario

# La localisation de la production ENR : un paramètre clé pour atteindre l'optimum global (2/2)

L'optimum collectif consiste dans une localisation coordonnée des EnR visant à maximiser le productible tout en minimisant les coûts de réseau

La localisation de la production EnR doit se faire en tenant compte à la fois des zones bénéficiant des **meilleurs gisements** de vent et de soleil, mais aussi des **capacités** sur le réseau existant.

Des premières analyses montrent la possibilité d'optimiser légèrement les coûts totaux en jouant sur la relocalisation de parcs EnR au niveau local

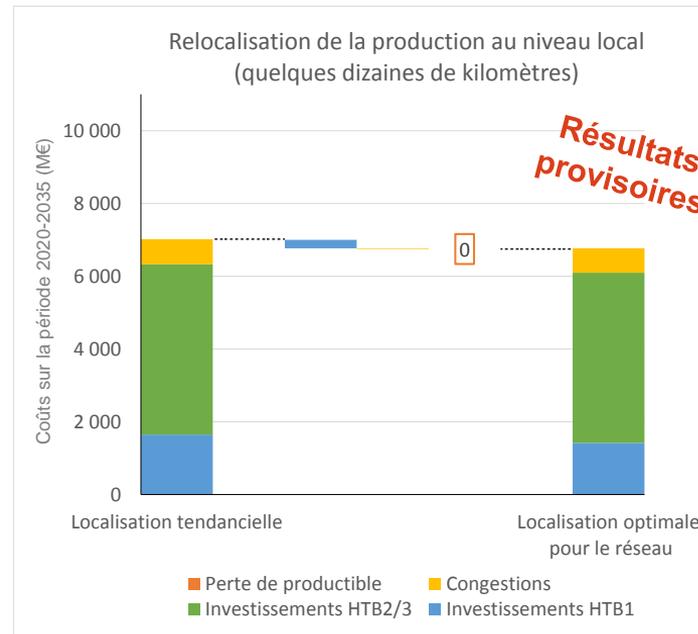
Cette variante ne correspond pas strictement à la variante n°3 de « localisation optimale pour le système » mais permet d'étudier les enjeux d'une localisation coordonnée.

Ces effets sont toutefois très adhérents à la méthode de descente de maille utilisée et doivent être consolidés par des études complémentaires.

Les analyses sur la localisation de la production se poursuivront en tenant compte des hypothèses fournies lors de la concertation

RTE propose de **consolider cette répartition** à une maille locale plus fine, avec les producteurs EnR dans le cadre de la suite des travaux.

Coûts en fonction de différentes hypothèses de localisation des EnR

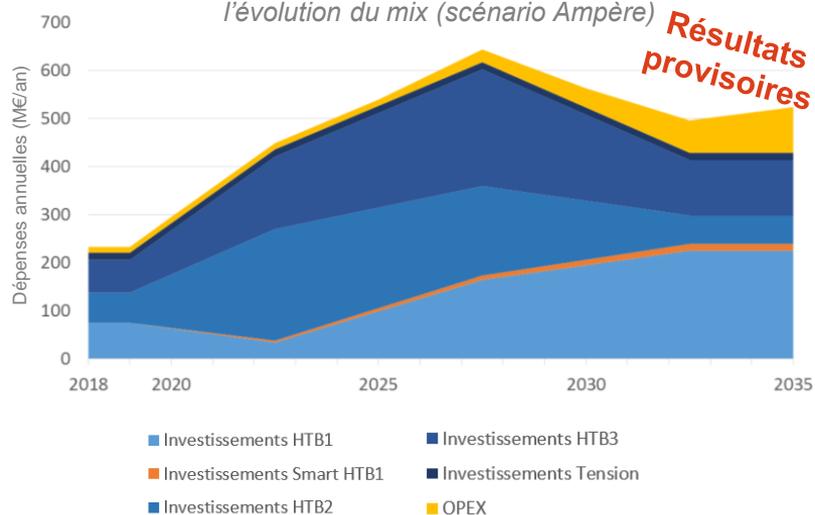


4

Des leviers existent pour parvenir à une localisation optimale de la production EnR pour le système production + réseau mais reposent sur une connaissance plus fine des gisements de productible à la maille locale.

# Une augmentation des coûts de réseau spécifiquement imputables à l'adaptation du mix...

Trajectoires de dépenses pour l'adaptation du réseau à l'évolution du mix (scénario Ampère)



## Sur les CAPEX...

L'analyse montre notamment une augmentation sur la période 2025-2035 pour l'adaptation du réseau

## Sur les OPEX...

L'analyse montre que les congestions résiduelles augmentent à horizon 2035

**Les modèles utilisés par RTE conduisent à rechercher systématiquement le meilleur arbitrage CAPEX/OPEX**

5

Dans le scénario Ampère, des dépenses supplémentaires sur le réseau sont identifiées, notamment à partir de 2025.

# ... qui ne semble pas constituer le déterminant principal de l'équation économique des scénarios

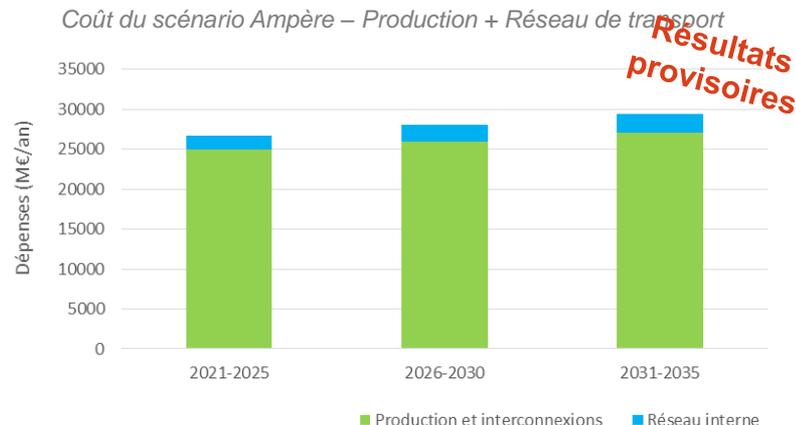
Les coûts spécifiquement imputables à l'adaptation du mix sont à rapporter à l'ensemble des coûts de chaque scénario

Les scénarios Ampère et Volt ont été chiffrés (§ 11.7 du Bilan prévisionnel). L'évolution des coûts de réseau sera intégrée au chiffrage.

La part du « réseau de transport » dans le coût global du système ne semble pas évoluer de manière substantielle

Dans le scénario Ampère, la part de réseau (y compris son renouvellement) est estimé entre **7 et 10% du coût global**.

Ces analyses doivent être affinées et complétées par d'autres scénarios afin d'évaluer leur robustesse



6

Les coûts de l'adaptation du réseau de transport pour la transition énergétique constituent une part réduite du coût global du scénario Ampère. Les coûts d'adaptation du réseau ne semblent pas déterminants scénario de transition énergétique.

# Conclusions

## Des enseignements à consolider par d'autres analyses

- ✓ Les réseaux électriques verront des **impacts importants** liés à l'émergence des énergies renouvelables dans le mix énergétique.
- ✓ Le renouvellement d'une partie du réseau à horizon 2035 renforce le besoin d'une **restructuration optimisée** pour l'accueil des EnR
- ✓ La transition énergétique va **s'accélérer** et les adaptations des réseaux devront être **anticipées pour arriver à temps**
- ✓ Les **solutions flexibles**, rendues possibles par la numérisation, constituent **une réponse complémentaire** au service rendu par le réseau électrique et participent à l'accélération du déploiement des EnR
- ✓ La **localisation efficace** des énergies renouvelables est un paramètre clé pour optimiser les gains pour la collectivité permis par ces nouvelles productions
- ✓ Les investissements à consentir pour adapter le réseau à la transition énergétique croîtront sur les horizons 2025 – 2035 mais constituent **une part réduite du coût global d'un scénario** de la transition énergétique

RTE consolidera ces analyses en les croisant avec les résultats des autres scénarios et fournira une trajectoire cible des coûts « réseau » dans la transition énergétique.



4

# Calendrier et prochaines étapes

# Suites des travaux et calendrier prévisionnel

