

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

Commission « Perspectives système et réseau » 28 septembre 2018



## Prolongements du Bilan prévisionnel 2017

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

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

Scénario Ampère+ présenté en CPSR de juillet 2018

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

Analyse complémentaires présentées en juillet 2018. Note publiée en octobre

Les prolongements sur l'intégration de l'électromobilité

→ GT RTE-AVERE
Démarche et premiers résultats

Les travaux sur l'économie du développement de production de gaz à partir d'électricité Démarche et premiers résultats présentés aujourd'hui

L'évaluation économique du potentiel de transferts d'usage (chauffage) dans les scénarios du BP Démarche et premiers résultats présentés aujourd'hui

L'analyse de la modélisation de la consommation électrique et l'intégration au chiffrage des mesures sur l'efficacité énergétique

Travaux et lancement GT prévus au quatrième trimestre 2018





# Finalisation des travaux sur les échanges aux interconnexions

## Rappel des travaux menés et des principales conclusions présentées lors de la CPSR de juillet

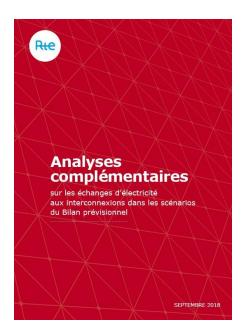
- La construction des scénarios du BP s'appuie sur des simulations visant à reproduire le fonctionnement du marché européen : les échanges aux interconnexions sont donc un résultat de ces simulations et non une hypothèse.
- Dans le Bilan prévisionnel 2017, certains scénarios présentent des volumes d'export en forte croissance par rapport à aujourd'hui, qui ont soulevé des interrogations de la part de nombreux acteurs. Pour répondre aux questions des parties prenantes, RTE a testé une trentaine de variantes supplémentaires sur les scénarios Ampère et Volt. Les résultats de ces analyses complémentaires montrent que :
  - Dans Ampère et Volt, la croissance des volumes d'export est un résultat très robuste, confirmé par dans d'autres études européennes portant sur des scénarios similaires;
  - Les prix de valorisation des exports sont en revanche très sensibles aux différents paramètres des scénarios. L'équilibre économique du parc de production français est assuré dès lors que les paramètres d'évolution du mix retenus restent dans le cadrage des scénarios de base mais des décrochages des prix de marché peuvent être observés si les paramètres s'écartent significativement du cadrage.
  - La France est un pays globalement exportateur depuis de nombreuses années même si le solde annuel d'exports a varié de manière significative, notamment en fonction de la disponibilité du parc nucléaire. A titre d'exemple, le solde sur l'ensemble de l'année 2017 (marquée par une disponibilité dégradée des centrales nucléaires) s'est établi à environ 38 TWh tandis que sur 2018, le solde exportateur atteint déjà près de 50 TWh à fin septembre.
- RTE révisera la trajectoire de développement des capacités d'interconnexion dans le prochain schéma décennal de développement réseau (SDDR).

#### L'étude complémentaire sur les échanges aux interconnexions est désormais achevée et restituée dans une note

 Les analyses sont restituées dans une note, dont la version provisoire a été diffusée à l'ensemble des participants de la CPSR en amont de la réunion du 6 juillet.



https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau







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

#### Un groupe de travail piloté par l'AVERE France et RTE pour approfondir les travaux sur l'électromobilité

- Rappel des résultats du Bilan prévisionnel 2017
  - S'agissant de l'énergie supplémentaire associée à la recharge des véhicules électriques, la faculté du système électrique à intégrer jusqu'à 15 millions de VE / VHR ne fait pas de doute dans un contexte baissier de la consommation des autres usages ;
  - S'agissant de l'impact sur les appels de puissance, l'intégration des véhicules électriques ne pose pas de problème, à condition que les recharges fassent l'objet d'un minimum de pilotage.
- Des questions récurrentes des acteurs appellent des approfondissements sur les enjeux liés au développement de l'électromobilité
  - prise en compte de l'évolution des besoins de mobilité et des usages des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (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 groupe de travail 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

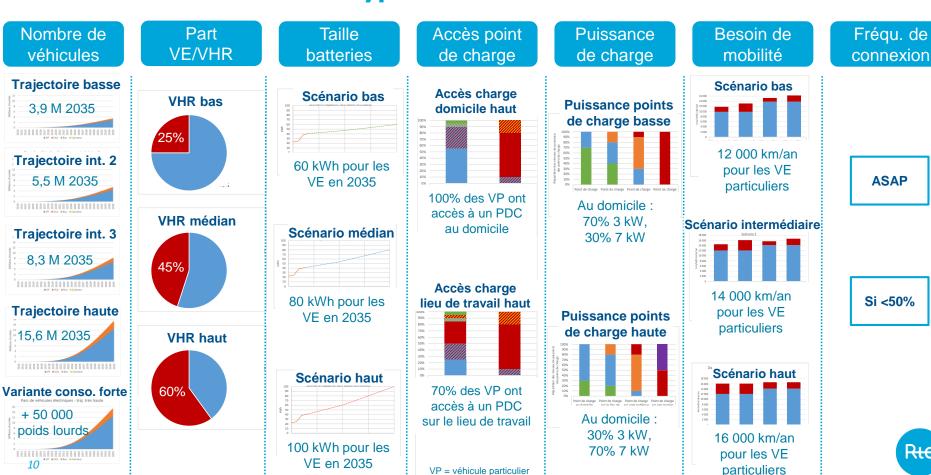
Fin 2018

#### Les réunions du groupe de travail ont permis de construire des scénarios de développement de l'électromobilité

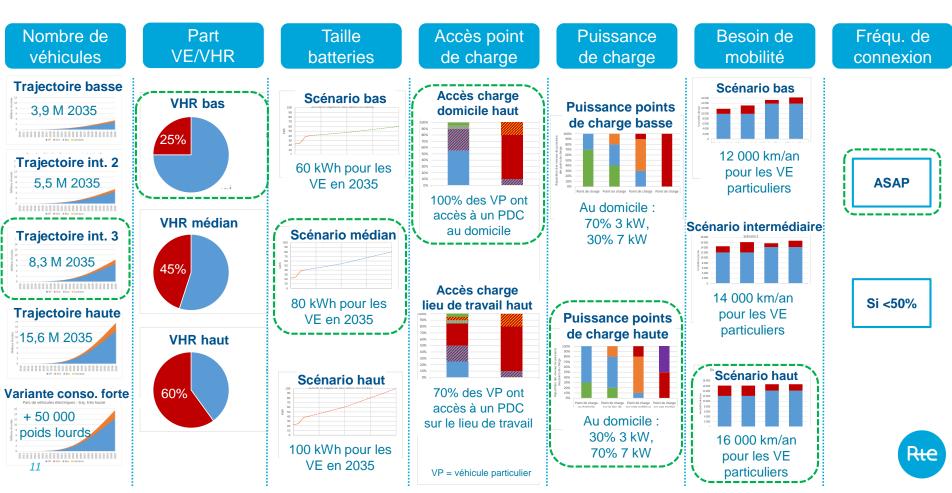
- Les échanges et contributions au sein du groupe de travail permettent de revisiter les hypothèses et modélisations utilisées pour les analyses publiées dans le Bilan prévisionnel 2017 avec :
  - une participation large et diversifiée des différentes parties prenantes concernées (une trentaine d'entreprises et institutions): énergéticiens, constructeurs automobiles, start-up, 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.
- Les modélisations de la mobilité ont été améliorées en exploitant de façon plus complète les enquêtes nationales transport-déplacement et en intégrant l'ensemble des types de déplacements (longue distance, déplacements domicile-travail, autres déplacements locaux).
- Différentes hypothèses portant sur plusieurs paramètres clés du développement de l'électromobilité ont été établies afin de pouvoir constituer des scénarios contrastés et d'en évaluer les impacts pour le système électrique.



#### Des variantes sur les hypothèses clés de l'électromobilité

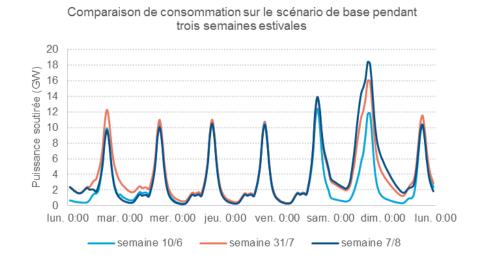


#### Un scénario « de base » avec 8 millions de véhicules en 2035



#### La modélisation plus complète de la mobilité permet d'affiner l'évaluation de l'appel de puissance

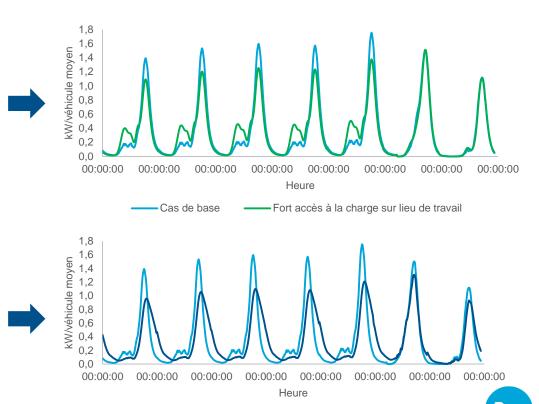
- Dans une configuration de charge 100%
   « naturelle », les appels de puissance ont
   des profils très marqués avec un pic moyen
   journalier qui s'élève à ~ 12 GW pour un parc
   de 8,3 millions de VE/VHR.
- Ce pic peut culminer à plus de 18 GW lors de périodes de forts déplacements (périodes de vacances scolaires, grands week-ends de chassé-croisé, etc.), mais ces périodes sont caractérisées par des consommations moindres sur les autres usages et des marges généralement bien plus importantes sur le système électrique.
- Ces pics pour une recharge non pilotée, sont déjà intégrés dans les modélisations du Bilan prévisionnel.





## Les modalités de développement de l'électromobilité exercent une influence de premier ordre sur les courbes de charge

- Le développement généralisé de points de charge sur lieu de travail
   « améliore » (pour le système électrique) le profils de consommation de charges 100% naturelles (placement de consommation lors des heures de production PV et réduction de la contribution à la pointe)
- Le comportement (fréquence de charge/connexion) des automobilistes impacte au premier ordre l'appel de puissance national.
  - Une recharge/connexion moins fréquente réduit la pointe de l'électromobilité de plus de 40%.

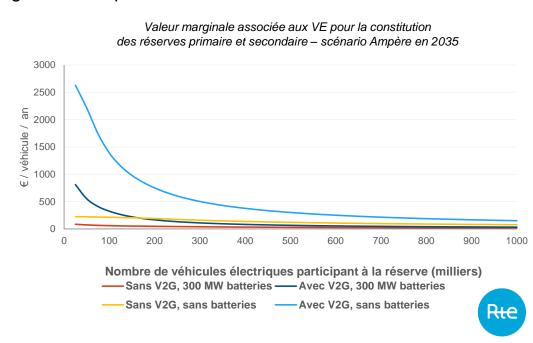


Cas de base

- Recharge guand SOC < 50%

# Les services de flexibilité peuvent apporter une valeur très forte mais (1) pour un faible nombre de véhicules et (2) si des alternatives concurrentes ne se développent pas

- La participation aux services système fréquence peut en particulier présenter une valeur très importante pour les véhicules électriques mais pour un gisement de profondeur limitée.
- Le niveau des valorisations est particulièrement important dans le scénario Ampère, marqué par de fortes capacités à coût variable faible et des prix de CO<sub>2</sub> élevés.
- Le développement de solutions concurrentes, même dans des proportions limitées (ex : ici 300 MW de stockage, soit environ un quart du besoin) réduit fortement la valeur qui peut être tirée de la flexibilité des véhicules électriques.



#### Des scénarios techniquement contrastés mais qui n'intègrent pas de rupture sur le rapport à la mobilité

- Les hypothèses considérées sur l'électromobilité dressent un champ des possible contrasté...
- ... mais les variables clés portent essentiellement sur des paramètres techniques (puissances, capacités des batteries, nombre de véhicules, kilométrage annuel...) sans intégrer de rupture massive sur l'électromobilité :



auto-partagevéhicule autonome



- télétravail et covoiturage

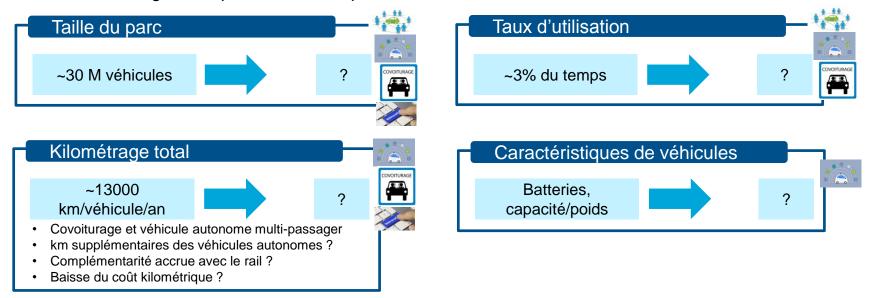


- autres véhicules électriques (camions...)
- autres modes de charge (route électrique)
- En complément des scénarios aux hypothèses techniques contrastées établies jusqu'ici, RTE propose de construire un/des scénarios plus massivement en rupture.



## RTE propose de définir également un scénario d'évolution structurelle du besoin de mobilité (pour orientation)

 Un/des scénario(s) basé(s) sur un fort développement de l'auto-partage, du véhicule autonome et du covoiturage avec plusieurs effets possibles :



Un/des scénario(s) à décrire techniquement pour en évaluer l'impact sur le système électrique.



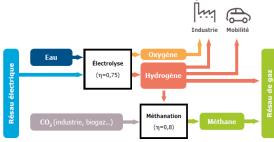


Travaux sur l'économie du développement de production de gaz à partir d'électricité

## Des demandes de plusieurs parties prenantes sur l'évaluation de l'espace économique pour la production d'hydrogène et de gaz de synthèse dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2017

- Les premières analyses publiées dans le Bilan prévisionnel 2017, ont montré que la production d'hydrogène ou de gaz de synthèse (power-to-hydrogen ou power-to-gas) ne pouvait se justifier économiquement uniquement pour « éponger » des surplus EnR sur quelques centaines d'heures par an, y compris dans Ampère et Watt.
- Certains acteurs ont demandé des analyses complémentaires sur l'intégration de l'hydrogène dans les scénarios du Bilan prévisionnel, notamment dans les scénarios et variantes présentant des volumes d'export importants et des niveaux de prix bas pendant une bonne partie de l'année.
- En parallèle, le plan hydrogène publié par le Ministre en juin dernier demande aux gestionnaires de réseau d'électricité d'identifier et d'évaluer les services rendus par l'hydrogène.
- Les premières analyses complémentaires menées ont porté sur la valorisation économique de la production d'hydrogène de synthèse à partir d'électricité, dont les coûts fixes apparaissent plus faibles que pour la production de méthane (qui nécessite un méthaniseur et des sources d'approvisionnement en CO2).
- Objectif de la présentation : montrer le type d'analyses possibles sur les scénarios du Bilan prévisionnel.

Principes de la production de gaz et d'hydrogène à partir d'électricité

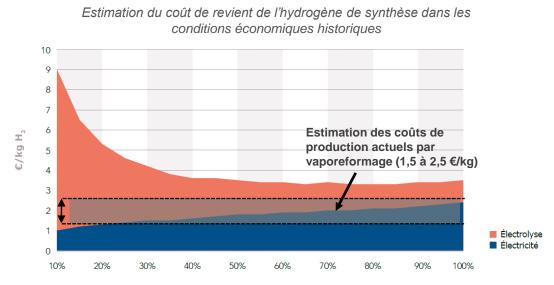




## La structure des prix actuelle conduit à rechercher un fonctionnement en base mais ne permet pas la rentabilité

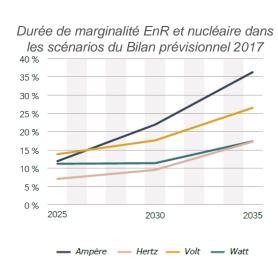
- Le facteur de charge de l'électrolyseur constitue un facteur dimensionnant du coût de revient de l'hydrogène :
  - D'un côté, l'amortissement des coûts fixes de l'électrolyseur nécessite un facteur de charge significatif de plusieurs milliers d'heures par an.
  - De l'autre, un facteur de charge très élevé peut conduire à un approvisionnement en électricité coûteux sur certaines heures.
- Dans les conditions économiques historiques, un fonctionnement en bande peut être recherché sans que cela n'entraîne de surcoûts importants sur le coût de revient de l'hydrogène.

Toutefois, les coûts de production de l'hydrogène à partir d'électricité restent supérieurs à ceux du vaporeformage, dans un contexte de faible prix du carbone.



## Le scénario Ampère en 2035 : des conditions favorables à l'émergence du *power-to-hydrogen*

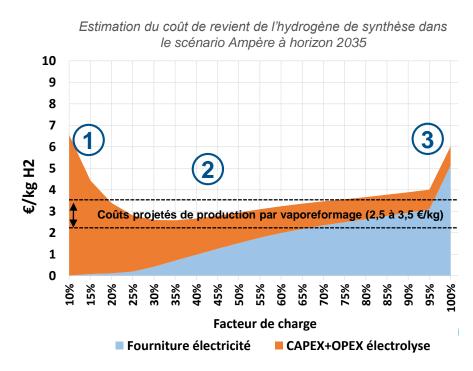
- La place économique des différentes formes de flexibilité, et en particulier de la production d'hydrogène à partir d'électricité, dépend des paramètres économiques de chaque scénario.
- Le scénario Ampère apparaît particulièrement propice à la valorisation économique du power-to-hydrogen pour plusieurs raisons :
  - Des volumes d'électricité à faible coût variable (EnR et nucléaire) en France importants, supérieurs à la consommation. Ces volumes d'énergie peuvent conduire à des soldes d'export importants, mais peuvent aussi être utilisés pour la décarbonation de certains usages;
  - Un prix du CO₂ élevé (plus de 100 €/t), qui pénalise les productions carbonées (production d'hydrogène par vaporeformage et production d'électricité à partir d'énergies fossiles);
  - o Une durée annuelle significative (plus de 30% du temps) pendant laquelle les prix de l'électricité sont faibles (inférieurs à 20 €/MWh), correspondant aux durées de marginalité EnR et nucléaire.
- Le scénario Volt présente des caractéristiques similaires s'agissant des volumes d'export et des durées de marginalité EnR et nucléaire, mais un prix du CO<sub>2</sub> plus faible que dans le scénario Ampère.





## Le scénario Ampère en 2035 : un espace économique possible pour la production d'hydrogène par électrolyse

- La baisse des CAPEX, la structure des prix de l'électricité et le niveau du prix du CO2 rendent possible la pertinence économique de la production d'hydrogène par électrolyse dans le scénario Ampère à horizon 2035.
- L'analyse économique du coût de revient de l'hydrogène permet également de dresser les conclusions suivantes :
- Un fonctionnement sur les seuls ~10% du temps où est en situation d'excédent EnR conduit à des coûts élevés de l'hydrogène, non compétitifs par rapport au vaporeformage.
- Un facteur d'utilisation de 30% constitue un bon compromis entre amortissement des CAPEX et fourniture en électricité à faible coût et peut conduire à un coût compétitif de l'hydrogène produit. Un fonctionnement jusqu'à 70% (voire 90%) de facteur de charge pourrait aussi se justifier économiquement.
- En revanche, un fonctionnement complètement en bande (facteur de charge de 100%) conduit à un coût de revient de l'hydrogène a priori non compétitif par rapport au vaporeformage.



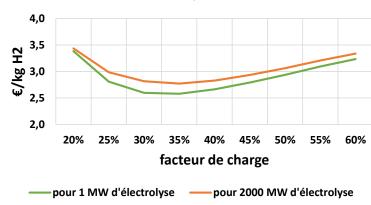
## Un développement significatif d'unités d'électrolyse nécessite d'adapter le parc de production

 A parc inchangé, la consommation supplémentaire associée au développement de l'électrolyse pourrait conduire à une augmentation significative des prix de l'électricité : avec 2 GW d'électrolyse, l'augmentation des prix de l'électricité renchérirait le coût de revient de l'hydrogène produit de l'ordre de 0,25 €/kg.

Une stratégie de développement massif de la production d'hydrogène nécessiterait d'adapter le parc de production : moindre déclassement du nucléaire ou développement accru des EnR.

- Les principes de cadrage des scénarios Ampère et Volt sont favorables à des aménagements de ce type.
  - → Des analyses pour « boucler » un parc optimal sont possibles.

Estimation du coût de revient de l'hydrogène de synthèse dans le scénario Ampère à horizon 2035





#### Un fonctionnement restreint aux seuls instants où le prix de l'électricité est faible conduit à un fonctionnement intermittent

01-nov.

01-déc.

01-janv.

- Cette intermittence doit être compatible avec l'utilisation faite de l'hydrogène ou nécessiter une capacité de stockage d'hydrogène (mais variabilité forte sur de longues périodes) ou le maintien d'une unité de vaporeformage.
- Des prolongements pourront être menés pour évaluer la pertinence économique du stockage d'hydrogène ou d'autres stratégies de fonctionnement de l'électrolyseur.

pour 2 GW d'électrolyse, pour une année climatique

45
40
35
30
25
20
15

01-févr. 01-mars

01-avr.

01-mai

01-juin

Production journalière d'hydrogène



#### Ces premières analyses pourront être complétées par différents prolongements

- S'agissant des services au système électrique, l'électrolyse pourrait obtenir une valorisation supplémentaire via la participation aux réserves, par exemple au réglage primaire de fréquence qui présente aujourd'hui une rémunération élevée. La faisabilité technique et économique nécessitera toutefois des analyses complémentaires, qui pourront notamment s'appuyer sur les travaux du démonstrateur Jupiter 1000.
- S'agissant de l'impact en matière d'émissions de CO2 : à l'échelle du système énergétique français, le développement du power-to-hydrogen conduit a priori à une réduction des émissions de CO2 (utilisation d'électricité presque totalement décarbonée pour produire de l'hydrogène), mais à l'échelle européenne l'impact dépend de la stratégie de fonctionnement (dans certaines situations, la production d'hydrogène en France conduit à une réduction des exports et donc potentiellement à une augmentation de la production thermique et des émissions de CO2 à l'étranger).
- Plusieurs prolongements pourront être menés par RTE dans les prochains mois : évaluation de la place économique de la production d'hydrogène décarboné dans d'autres scénarios, analyse des possibilités d'adaptation du mix de production d'électricité pour la production d'hydrogène, évaluation de l'impact sur les émissions de CO2, analyse de modèles d'affaires basés sur l'autoconsommation photovoltaïque, ...





Travaux sur les enjeux économiques et environnementaux de transferts d'usages vers l'électricité

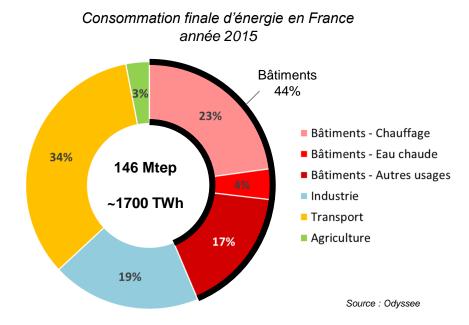
#### Le besoin d'apporter des éclairages économiques et environnementaux des actions sur la demande électrique

- Les trajectoires de consommation établies pour le Bilan prévisionnel 2017 reposent sur des hypothèses contrastées sur la croissance démographique, la croissance économique et les choix publics en termes d'actions sur la demande :
  - Efficacité énergétique
  - Transferts d'usages vers l'électricité
- Les analyses économiques et environnementales publiées dans le Bilan prévisionnel 2017 ne portent que sur les choix concernant le parc de production. Plusieurs parties prenantes ont souhaité que RTE évalue les enjeux pour le système énergétique associés aux actions portant sur la consommation électrique.
- RTE et l'ADEME ont engagé des travaux sur les transferts d'usages « thermiques » (chauffage et eau chaude sanitaire) dans le bâtiment. Les éléments de cadrage de ces travaux sont présentés aujourd'hui.
- Ces travaux pourront alimenter les débats sur la réglementation énergétique des bâtiments.



#### La place des usages « thermiques » dans le bâtiment

- Les usages « chaleur » (chauffage et eau chaude sanitaire) dans le bâtiment représentent une part importante (~27%) de la consommation d'énergie finale en France.
- En France, la part de l'électricité dans ces usages est significative (~39% des logements pour le chauffage).
- L'évolution de la part de l'électricité dans ces usages dépendra des choix publics en termes de réglementation thermique.

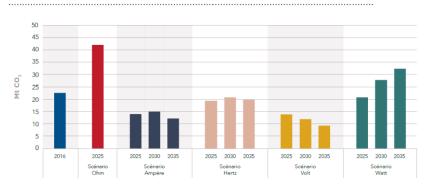


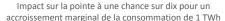


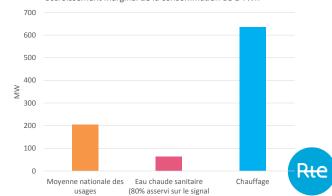
#### Les transferts d'usage vers l'électricité : des enjeux de décarbonation, de gestion de pointe électrique et de coût

- Transférer des usages vers l'électricité constitue un vecteur de décarbonation : la production d'électricité en France est aujourd'hui faiblement carbonée et le sera encore moins à l'avenir.
- En revanche, le transfert vers l'électricité des usages « thermiques » peut contribuer à la pointe électrique et nécessiter potentiellement de mobiliser de nouvelles capacités de pointe et / ou augmenter l'utilisation des moyens carbonés.
- Les analyses viseront à évaluer les enjeux sur la pointe électrique, les émissions et les coûts du système énergétique, pour différents niveaux d'électrification.

**Figure 11.50** Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> du système électrique français



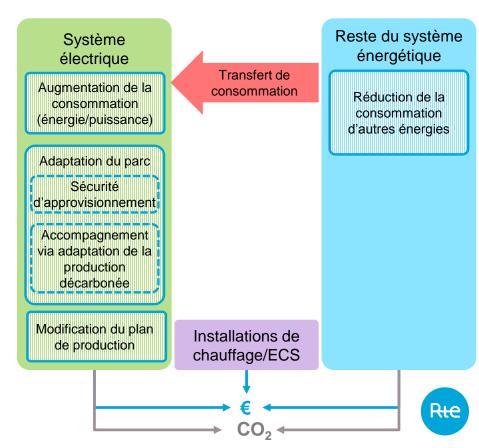




#### Une approche analysant les effets d'ensemble sur le système énergétique

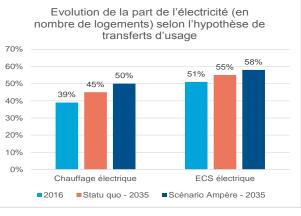
L'approche évalue les effets économiques et en matière de CO2 sur le système énergétique dans son ensemble :

- sur le système électrique, en intégrant les coûts d'adaptation du parc (pour assurer la sécurité d'approvisionnement) et les effets sur la sollicitation des moyens de production en France et en Europe;
- sur les autres énergies (gaz, fioul) auxquelles l'électricité se substitue;
- en intégrant le coût des installations de chauffage.



#### Plusieurs niveaux d'électrification proposés à l'analyse

 Le niveau d'électrification dans le résidentiel des usages chauffage et ECS de la trajectoire haute (Ampère) induit un accroissement de la consommation de 2,1 TWh et de la pointe électrique de 1,1 GW par rapport au prolongement de la tendance actuelle.

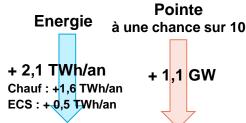


Statu quo

- Neuf : taux actuels sur la part de l'électricité
- Ancien : rythmes actuels de transfert vers l'électricité

Electrification (= traj. Ampère)

- Neuf : part de l'électricité à 85% à partir de 2020
- Ancien : augmentation de 80% des transferts vers l'électricité



Electrification complète dans le neuf

- Neuf : part de l'électricité à 100 % à partir de 2020
- Ancien : augmentation de 80% des transferts vers l'électricité



#### Plusieurs variantes sont proposées à l'analyse

- Plusieurs logiques d'adaptation du parc de production peuvent être testées :
  - en ajustant uniquement la capacité des moyens de pointe pour maintenir le même niveau de sécurité d'approvisionnement : avec TAC ou effacements/stockage supplémentaires ;
  - et /ou en intégrant l'électrification dans une stratégie globale de décarbonation :
    - accompagnement du transfert par une production décarbonée (logique de compensation 1 pour 1 en productible décarbonée): EnR ou nucléaire;
    - ajustement de la capacité de pointe pour maintenir la sécurité d'approvisionnement : TAC ou effacements/stockage.
- Plusieurs cadres d'hypothèses pour le scénario « de référence/statu quo » :
  - o sur la consommation : ampleur de l'efficacité énergétique/rénovations ;
  - o sur le parc de production : Ampère, Volt, futur scénario « PPE ».
- Plusieurs « ciblages » possibles sur les énergies auxquelles l'électricité se substitue : fioul, gaz, gaz vert.



Des GT de restitution seront organisés par RTE et l'ADEME pour partager les résultats.





# Bilan prévisionnel 2018 : analyse de sécurité d'approvisionnement à 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 2018 fournit 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 2018 vise donc notamment 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 est ainsi actualisé et approfondi :
  - les hypothèses ont été réactualisées sur la base des résultats de la consultation lancée par RTE et des derniers éléments d'actualité,
  - le nombre de tests de sensibilité est significativement augmenté pour assurer la robustesse du diagnostic et un calendrier de fermeture des groupes au charbon est étudié,
  - > la modélisation du système électrique européen est actualisée et enrichie.





# Rappel du diagnostic du Bilan prévisionnel 2017

#### Rappel du diagnostic Bilan prévisionnel 2017 : des marges de manœuvre pour fermer le charbon à partir de 2020

• Entre 2018 et 2020, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement est conforme au critère défini par les pouvoirs publics, mais sans marge supplémentaire. L'équilibre repose sur la maîtrise de la demande, une disponibilité adéquate du parc nucléaire et le maintien des centrales thermiques.



Diagnostic BP 2017 : d'ici 2020, il n'est pas possible de fermer des moyens supplémentaires sans dégrader la sécurité d'approvisionnement.

 Après 2020, des marges de capacités apparaissent du fait de la mise en service de nouveaux moyens de production et de nouvelles interconnexions. La fermeture des groupes au charbon peut alors être menée entre 2020 et 2022 en conservant des marges par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement.



Diagnostic BP 2017 : à compter de 2020, les marges de manœuvre peuvent être mises à profit pour fermer des groupes charbon ou des réacteurs nucléaires.

 Cependant, le diagnostic du Bilan prévisionnel 2017 reposait sur un certain nombre de conditions dont certaines doivent être remises à jour.



L'actualisation du diagnostic dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 permettra de vérifier les marges de manœuvre existantes après la fermeture du parc charbon.





# Premiers éléments de diagnostic du Bilan prévisionnel 2018

# Les retours suite à l'appel à contributions et la dernière CPSR ont permis de finaliser le cas de base et les variantes étudiées (1/2)

Conso.

- → Cas de base : l'analyse de risque est menée sur une hypothèse de consommation stable.
- → Variantes : en utilisant les différentes trajectoires de consommation projetées.

Parc nucléaire

#### → Cas de base :

- arrêt de Fessenheim et démarrage de l'EPR simultanés et 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 et risques de prolongation des arrêts; autres arrêts, programmés et fortuits, cohérents avec l'historique des dix dernières années.
- → Variantes : des variantes pour rendre compte des aléas sur la durée d'arrêt des tranches lors des VD.

**EnR** 

#### → Cas de base :

- 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 PV, +100 MW/an pour les bioénergies et +75 MW/an pour l'hydraulique ;
- raccordement des deux premiers parcs éoliens en mer en 2021 et 2022, conformément au calendrier annoncé à l'issue de la renégociation des premiers appels d'offres.
- → Variantes: sur les EnR, (i) variante haute en cohérence avec l'objectif haut de la PPE de 2016 et (ii) variante basse notamment afin de refléter l'impact des incertitudes réglementaires sur le développement effectif des différentes filières.



# Les retours suite à l'appel à contributions et la dernière CPSR ont permis de finaliser le cas de base et les variantes étudiées (2/2)

#### Effacements

- → Cas de base : fiabilité des effacements calée à court terme sur les performances observées, puis fiabilisation et augmentation progressive du gisement.
- → Variantes : réalisation de variantes pour rendre compte des incertitudes sur le rythme de développement de la filière.

#### Parc thermique

#### → Cas de base :

- maintien des capacités de semi-base et de pointe existantes (CCG, turbines à combustion) et fermeture progressive des centrales au charbon, à partir de 2020 et jusqu'à 2022;
- raccordement de la centrale de Landivisiau fin 2021 ;
- parc de cogénérations et de production thermique décentralisé globalement stable sur l'horizon.
- → Variantes : variante sur des dates de fermeture anticipées pour certains moyens de production thermique.

#### Intercos et parcs étrangers

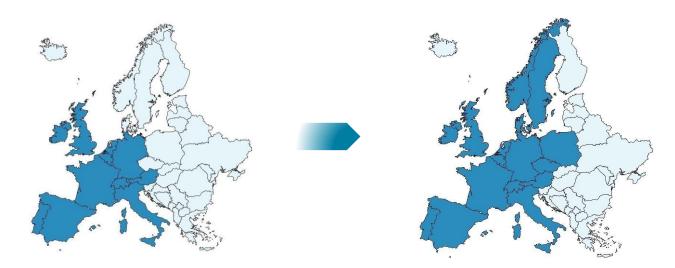
#### → Cas de base :

- 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 données remontées par les gestionnaires de réseau dans les exercices européens.
- → Variantes : variantes reflétant les incertitudes sur l'évolution des parcs étrangers.



#### La modélisation de l'équilibre offre-demande évolue pour approfondir la représentation des parcs étrangers

- Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution de la situation dans les pays voisins est un facteur de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Ce constat conduit à approfondir le détail de modélisation des pays étrangers.
  - → Dans le Bilan prévisionnel 2018, le périmètre des pays modélisés de manière détaillée est étendu à 18 pays pour inclure les pays voisins de l'Allemagne (Danemark, Norvège, Suède, Pologne, République tchèque).
  - → La modélisation intègre de plus le découpage des pays en différentes zones de marché pour refléter au mieux les contraintes du réseau européen (6 zones en Italie, 2 au Danemark, 3 en Norvège, 4 en Suède).





# Des études toujours en cours, mais la possibilité de fermer le parc charbon à horizon 2022 dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement est confirmée sous conditions

• Sur la base des premières estimations, le diagnostic sur la possibilité de fermeture des centrales à charbon entre 2020 et 2022 serait confirmé.



 Les études se poursuivent notamment afin d'approfondir l'analyse des variantes pour évaluer la sensibilité du diagnostic.





# Les conditions pour fermer les groupes au charbon dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement sont identifiées

- Il existe des marges de manœuvre pour la fermeture du parc charbon dans le cas où un certain nombre de conditions sont respectées :
  - le calendrier et la durée des visites décennales du parc nucléaire conformes aux annonces du producteur,
  - un développement des interconnexions conforme au calendrier annoncé,
  - la progression de l'ensemble de la filière EnR, en cohérence avec les objectifs de la PPE 2016,
  - la mise en service des premiers parcs éolien en mer selon le calendrier annoncé,
  - la progression et la fiabilisation des effacements,
  - le maintien des capacités de semi-base et de pointe existant, et le raccordement du CCG de Landivisiau en 2021,
  - un parc de cogénérations et de production thermique décentralisé globalement stable sur l'horizon,
  - une évolution des mix énergétiques voisins dans la continuité des projections disponibles.
- L'analyse précisera dans quelle mesure le diagnostic peut être maintenu dans le cas où l'une de ces conditions n'est pas remplie.
- Le Bilan prévisionnel est susceptible de faire un zoom sur des situations locales potentiellement problématiques. De telles situations n'ont pas été identifiées à ce stade.

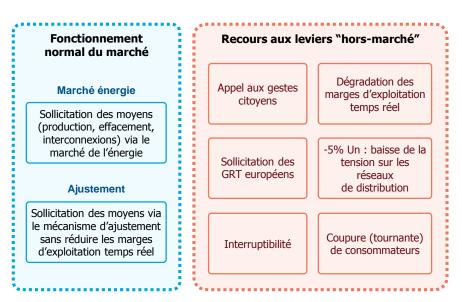


Le pilotage du déclassement du parc charbon devra dans tous les cas faire l'objet d'un suivi précis et régulier.



#### La fermeture des centrales au charbon doit reposer sur une compréhension partagée des moyens de garantir l'alimentation électrique dans les situations de tension

- La fermeture de 3 GW de moyens pilotables signifie une plus grande dépendance aux pays voisins. Ce constat n'est pas problématique en soi et découle directement de la logique du marché unique de l'énergie en Europe, produisant un optimum à une échelle plus large.
- Dans un système équilibré par rapport au critère de 3h, le respect de la sécurité d'approvisionnement repose de manière durable sur l'utilisation occasionnelle de « leviers hors marché » y compris à du délestage ciblé en dernier recours. Ceux-ci ne doivent pas être assimilés à des black-out et constituent la traduction directe du critère réglementaire en vigueur en France, qui correspond à une optimisation du coût pour la collectivité.





#### Suite des travaux et calendrier

- Les analyses se poursuivent pour affiner le diagnostic sur les différentes variantes et tester la sensibilité par rapport aux différentes incertitudes.
- Les parties prenantes sont invitées à s'exprimer sur leurs attentes en matière de résultats et d'analyses qui devront figurer dans le Bilan prévisionnel 2018.

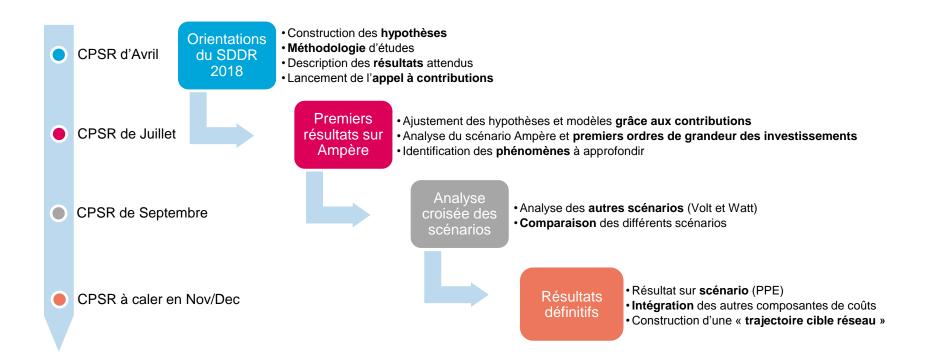
- Calendrier : les résultats finaux de l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement à 5 ans seront publiés courant novembre, sous la forme de deux volets :
  - Étude saisonnière du passage de l'hiver 2018-2019;
  - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande sur la période 2019-2023.





# Schéma décennal de développement du réseau : les enseignements à date

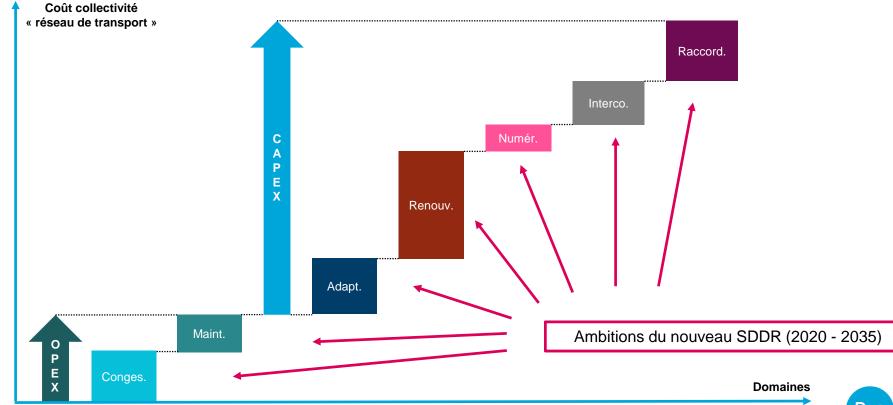
#### Adaptation du calendrier du SDDR



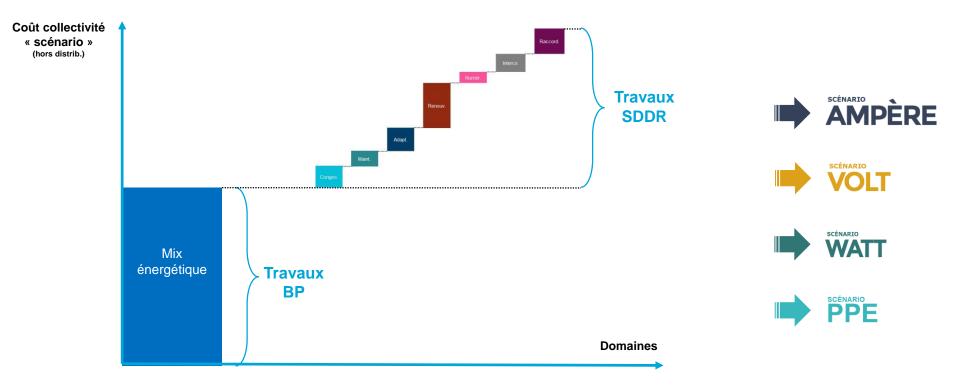
- La publication du rapport est prévue pour fin d'année (+ saisine CRE, Autorité environnementale, Ministre).
- Les résultats et tendances devront être consolidées par l'étude des autres scénarios.



#### Périmètre des études SDDR



#### Vision en coûts complets pour chaque scénario



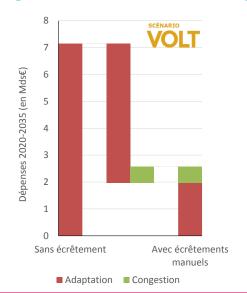
L'ensemble de ces travaux sera mis en regard du coût du mix énergétique afin de porter un regard le plus complet possible sur le coût du scénario pour la collectivité.

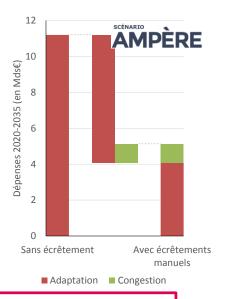


Des trajectoires de référence reposent sur un dimensionnement économique du réseau et l'utilisation de solutions numériques

# La trajectoire de base repose sur un « dimensionnement optimal » intégrant le recours ponctuel au redispatching







Dans Volt et Ampère, des limitations d'injection EnR, qui ne dépassent pas 0,3% du volume d'énergie produite, permettent une réduction de plus de 50% des coûts d'adaptation du réseau.

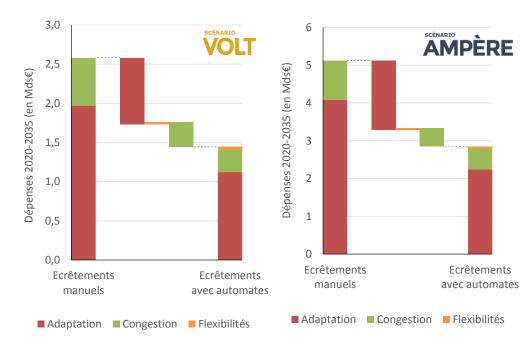
- → Dès la période 2020-2025, la maîtrise des trajectoires financières nécessite le recours « choisi », et non « subi » à des écrêtements
- → La récupération <u>systématique</u> des 0,3% d'énergie écrêtée par des moyens de stockage serait extrêmement couteuse (hors situation locale spécifique)



# La trajectoire de base intègre l'utilisation d'une première flexibilité « smartgrids » : les automates

En cas d'aléas, les automates résolvent une congestion sur le réseau en limitant l'évacuation d'EnR sur une période très courte

- Les actions des automates sont plus rapides et plus précises que les actions manuelles.
- Un automate permet d'accueillir sur le réseau existant davantage d'énergies renouvelables et de limiter les nouveaux investissements.
- L'installation et l'utilisation d'automates nécessitent des dispositions techniques et contractuelles dédiées.



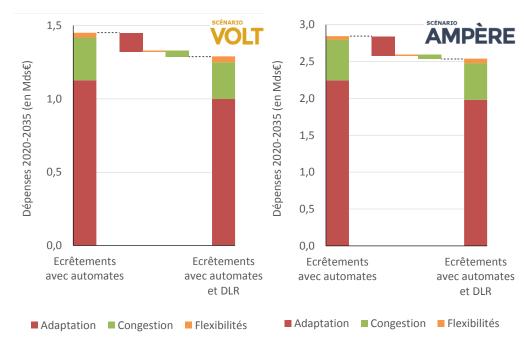
En complément des solutions structurelles, les automates sont des solutions pertinentes pour favoriser l'accueil de production EnR.



#### La trajectoire de base intègre l'utilisation d'une deuxième flexibilité « smartgrids » : le monitoring des ouvrages du réseau

Le monitoring dit « DLR » (Dynamic Line Rating) capte, en temps réel, l'effet de refroidissement du vent sur les lignes électriques aériennes

- Les informations fournies permettent d'exploiter le réseau avant aléa, au plus près de ses limites.
- Un DLR permet d'accueillir sur le réseau existant d'avantage d'énergies renouvelables et ainsi, de limiter les nouveaux investissements.
- L'installation des DLR se fait sur le réseau de RTE et ne nécessite pas de dispositions contractuelles spécifiques.

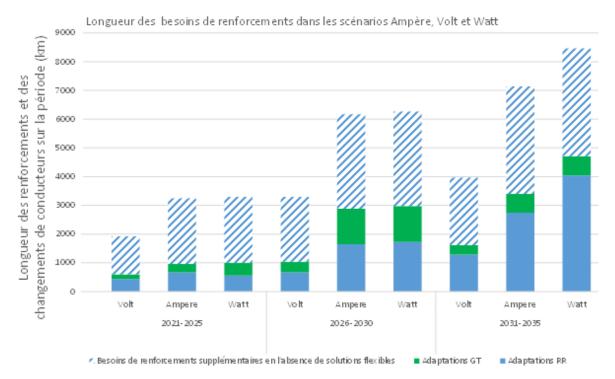


En complément des automates, le monitoring permet un accueil plus rapide des EnR et contribue à la réduction des coûts d'adaptation.



Les analyses à date permettent de dégager un certain nombre de tendances robustes sur les <u>besoins d'adaptation</u> du réseau

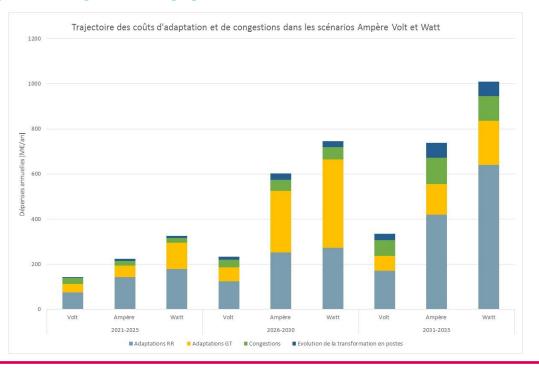
# Dans les différents scénarios, des reconfigurations modérées (Volt) à fortes (Ampère et Watt) sont à prévoir (1)



Dès l'horizon 2025, des évolutions structurantes sont nécessaires dans Ampère et Watt. Ce seuil semble repoussé à l'horizon 2030 dans Volt.



# Dans les différents scénarios, des reconfigurations modérées (Volt) à fortes (Ampère et Watt) sont à prévoir (2)



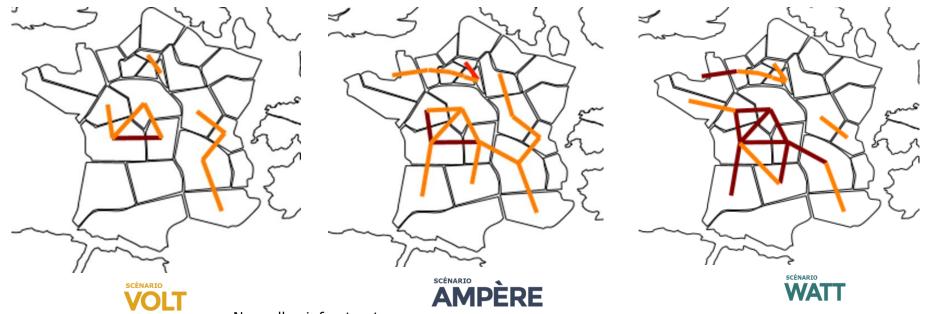
Ces évolutions se retrouvent sur l'analyse des coûts, y compris (1) le poste « grand transport » sur la période 2025-2030 et (2) le poste « congestions ».

Ce poste de coût est faible par rapport au coût total de production dans les scénarios (dépenses de l'ordre de 20 Mds€/an, voir chapitre 11 du BP 2017)



## Dans les différents scénarios, des reconfigurations modérées (Volt) à fortes (Ampère et Watt) sont à prévoir (3)

Ces données sont provisoires.



Nouvelles infrastructures

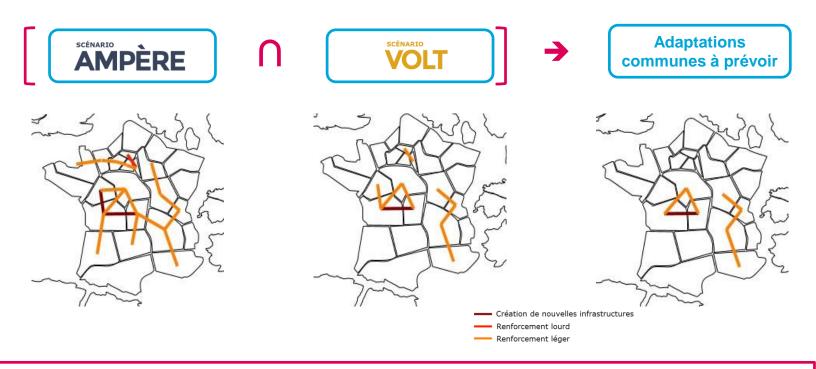
Renforcement lourd

Renforcement léger

Des besoins de renforcement apparaissent entre les différentes zones du réseau de grand transport (il ne s'agit pas d'une analyse « projet par projet »).



#### Certaines fragilités se retrouvent dans tous les scénarios

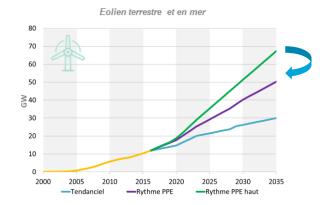


Certaines zones de fragilités identifiées dans les scénarios sont communes. Elles peuvent conduire à un socle minimal d'adaptation commun à Volt et Ampère (sans regret).

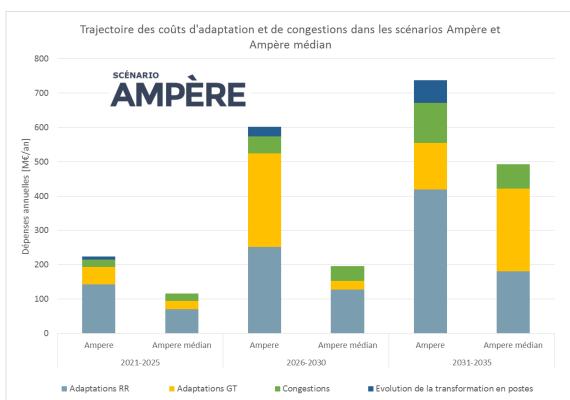
Ce travail sera poursuivi en intégrant d'autres scénarios.



# La trajectoire réseau dépend au premier ordre du volume d'EnR à développer







L'exemple de la comparaison Ampère – Ampère 2 se retrouve de manière plus générale

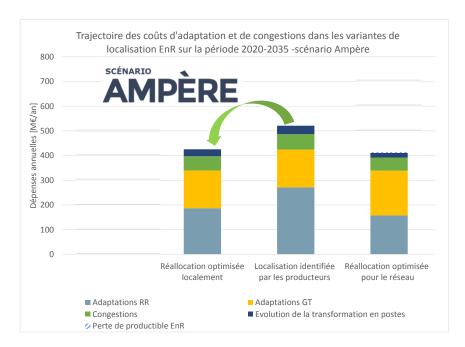


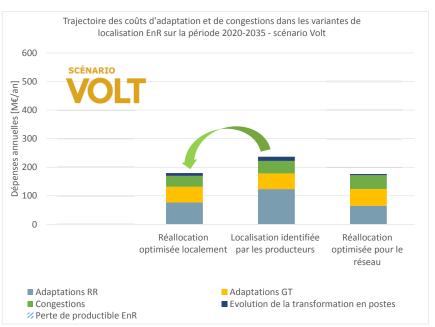
# La localisation des nouvelles installation influence également les trajectoires

Scénarios - Variantes	Description	VOLT	AMPERE	WATT	Vision PPE
EnR – Localisation identifiée par les producteurs	Répartition EnR sur la base des ambitions régionales FEE/SER et localisée grâce aux gisements techniques ADEME	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>V</b>
EnR – Réallocation optimisée pour le réseau	Ambitions localisées sur les points du réseau minimisant les coûts d'investissements	<b>V</b>	<b>V</b>	×	<b>V</b>
EnR – Réallocation optimisée localement	Ambitions localisées sur les points du réseau visant à minimiser les coûts globaux (coûts réseau + perte productible)	<b>V</b>	<b>1</b>	×	<b>V</b>
EnR – Réallocation selon les ambitions régionales	Nouvelles ambitions issues des remontées régionales localisée comme en « référence »	<b>V</b>	<b>V</b>	×	<b>V</b>



#### Il existe des leviers pour une optimisation production-transport conduisant à des gains pour la collectivité

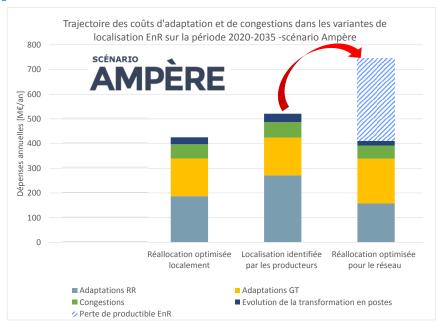


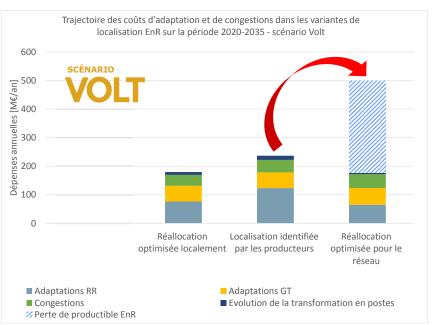


Sur l'ensemble des scénarios étudiés, des « optimisations locales » semblent permettre de réduire le coût de réseau sans affecter le productible. Cette perspective doit être approfondie.



# Localiser les EnR avec le seul but de minimiser le coût d'adaptation du réseau conduit en revanche à des pertes de productible considérables





Le « coût complet » (intégrant la perte de productible) d'un scénario de minimisation du coût réseau est très supérieur à celui basé sur les localisations identifiées par les producteurs.



## Une <u>accélération/anticipation</u> de l'adaptation du réseau est nécessaire pour atteindre ces trajectoires

# Le « GT anticipations » du CURTE a travaillé sur des propositions consensuelles pour parvenir à cette accélération

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

- ⇒ 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
- ✓ Validé

#### Axe n°2: Nouvelle instance d'amélioration et de suivi des S3REnR

- ⇒ Mise en place d'un dispositif de suivi des S3REnR, avec des visions régionales et nationale, pour partager sur le S3REnR en vigueur, l'évolution des perspectives de gisements, l'avancement des études et procédures anticipées (CRE, DGEC, représentants des producteurs et gestionnaires de réseau).
- ✓ Validé

#### Axe n°3: Le « dimensionnement durable » des ouvrages structurants

⇒ 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.

✓ Sous réserve de justification éco



# D'autres propositions ne font pas consensus ou nécessitent des travaux complémentaires

#### Plusieurs pistes de réflexions ont été débattues sans aboutir à un consensus :

- Identifier les gisements susceptibles de se raccorder directement en HTB1 et en HTB2, afin de permettre aux gestionnaires de réseau d'optimiser les besoins de développement et réduire l'impact sur la quote-part;
- Séparer les composantes HTA et HTB de la quote-part.

### De nombreuses questions sous-jacentes portent sur le partage des coûts. Il est proposé de les traiter en deux temps :

- 1. Consolidation des trajectoires en « coût complet » dans le cadre du SDDR en cours.
- 2. Instruction de la question de la répartition financière en articulations avec des visions régionales approfondies

Le GT poursuit ses travaux pour spécifier la mise en œuvre opérationnelle de l'anticipation et instruire les questions économiques.



# Une vision complétée par une analyse des <u>besoins de renouvellement</u> des réseaux existants

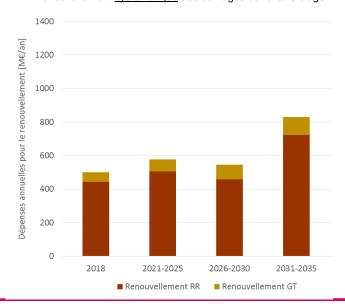
# Une croissance des dépenses de renouvellement, significative à compter de 2030

Cet effet découle mécaniquement du vieillissement du réseau, et notamment des ouvrages datant de l'après-guerre

#### Les leviers permettant de contrôler ces dépenses sont identifiés

- Le renouvellement peut être mutualisé avec des adaptations, sur une zone où de nouveaux besoins (EnR) émergent.
- Le non renouvellement d'un ouvrage peut également être arbitré du fait d'une évolution du besoin (baisse locale de consommation).

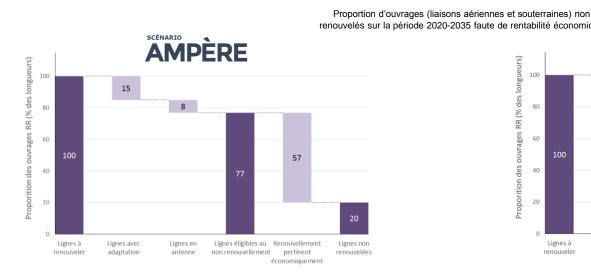
Evolution des dépenses de gestion des actifs avec une logique de renouvellement systématique des ouvrages sur critère d'âge

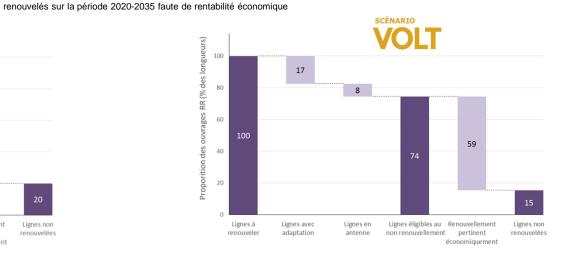


RTE ne procèdera pas à un renouvellement systématique des infrastructures sur critère technique (différents leviers existent pour optimiser les dépenses de renouvellement nécessaires sur la période). Néanmoins, une claire tendance haussière est à prévoir.



# Mener de front un effort sur l'adaptation et le renouvellement peut conduire à des économies par « mutualisation »

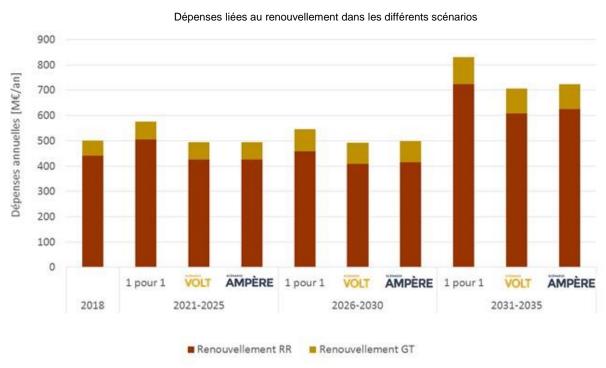




L'évolution de l'utilisation du réseau et de sa structure conduira à interroger la pertinence de certaines lignes sur les réseaux régionaux. Selon le scénario, entre 15 et 20% des lignes HTB1 (niveau régional) à renouveler pourraient être concernées à horizon 2035.

Ce résultat n'est pas applicable aux niveaux HTB2 et HTB 3 (grand transport). Il est provisoire et doit être conditionné à une étude de robustesse vis-à-vis d'autres paramètres (ex: consommation)

# Même en tenant compte des optimisations possibles, une trajectoire en augmentation dans tous les scénarios



Le volume de renouvellements est peu sensible au scénario étudié et constitue une « constante » dans l'analyse.

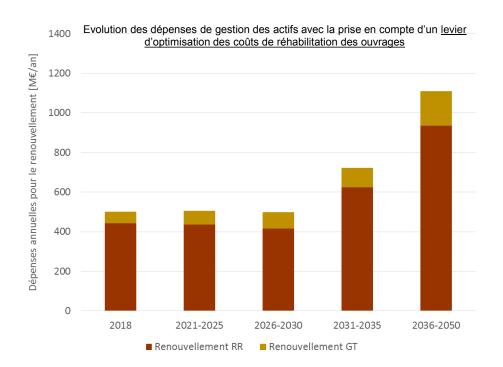


#### La période post-2035 devra faire l'objet d'une analyse complémentaire

Les différentes échéances de vétusté sont déterminées par l'historique de construction du réseau

La traduction brute des différentes pyramides des âges fait apparaître, post-2035, des volumes de renouvellements potentiellement très importants.

Le « pic » de renouvellements aura donc lieu après 2035, notamment en raison de l'obsolescence du réseau construit à l'après-guerre.



La période analysée dans le cadre du SDDR préfigure la question du renouvellement du patrimoine, mais celle-ci s'interroge sur un horizon plus lointain.



# Une évolution du réseau à mettre en perspective des enjeux d'aménagement du territoire

# L'adaptation du réseau pour réaliser la transition énergétique doit s'apprécier au regard de son impact sur l'aménagement du territoire et l'environnement

#### L'accueil du volume important d'énergies renouvelables souhaités par les pouvoirs publics est impossible sans adaptation structurelle du réseau

- Cette prise de conscience est d'autant plus indispensable que les objectifs sont élevés
- En Allemagne, les <u>retards de développement</u> du réseau de transport induisent des coûts de congestions très importants et sont identifiés comme une frein à la poursuite de l'intégration des EnR .

Pourtant, des difficultés sont rencontrées sur tous nouveaux projets d'infrastructures, même pour les maîtres d'ouvrage qui exercent des missions de service public et même pour des adaptations induites par l'accueil des EnR

 Ceci malgré l'intégration dans la conception des projets des préoccupations environnementales et attentes des habitants, associations et acteurs économiques.

#### La vision prospective des adaptations de réseau doit conduire àprendre la mesure des enjeux pour la collectivité

• Parce qu'elle permet d'optimiser les adaptations de réseau nécessaires, en identifiant les investissements les plus pertinents, la planification globale du développement du réseau de transport à horizon 2035 participe d'une démarche d'évitement stratégique des incidences environnementales.



# Un outil pour y parvenir : l'évaluation environnementale stratégique, menée pour la première fois dans le cadre du SDDR 2018

RTE a mandaté I Care & Consult pour l'accompagner dans cette démarche.



Cet exercice vise à apprécier, à l'échelle nationale, les possibles conséquences environnementales, positives comme négatives, du développement du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2035.

L'EES ne remplace pas les études d'impacts des projets.

En revanche elle permet d'inscrire les besoins d'adaptation du réseau électrique dans une perspective cohérente sur le long terme et permet de donner des points de vigilance pour ces projets

Adossée au SDDR, l'évaluation environnementale constitue un **outil d'appui à la décision** dans la définition des futurs projets d'ouvrages de transport d'électricité.

RTE souhaite que l'évaluation environnementale permette une **prise de recul**, afin

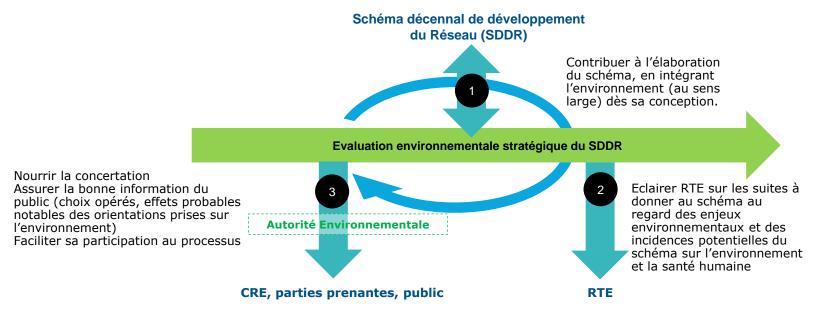
- d'éclairer concertations et décisions des pouvoirs publics et
- de démontrer le bien-fondé des orientations prises et des projets qui en découlent, pour en faciliter la compréhension.

L'évaluation environnementale stratégique est une démarche réglementaire. RTE se lance volontairement dans cette démarche conformément à sa détermination d'être un acteur responsable vis-à-vis de l'environnement.



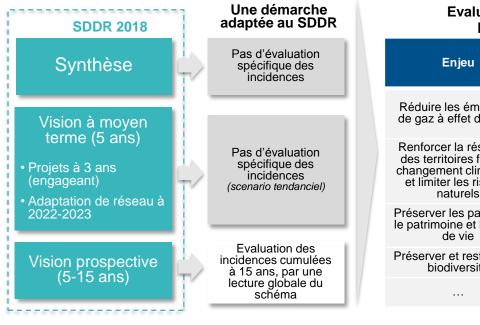
# L'évaluation environnementale du SDDR s'intègrera à celle des plans et programmes prévus pour la transition énergétique

L'évaluation des incidences environnementales de certains plans et programmes est prévue par la directive 2001/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 juin 2001





# L'évaluation environnementale cible et priorise les enjeux à prendre en compte pour le SDDR dans une approche globale



#### Evaluation des incidences du SDDR par enjeu environnemental

Enjeu	Niveau d'incidence potentiel	Mesures ERC	Niveau d'incidence final	
Réduire les émissions de gaz à effet de serre	++		++	1
Renforcer la résilience des territoires face au changement climatique et limiter les risques naturels	+		++	Dispositif d'indicateurs
Préserver les paysages, le patrimoine et le cadre de vie	+/ -		+	et de suivi de effets
Préserver et restaurer la biodiversité				Itérations et
				ajustements

**Prochains exercices** 

Les travaux en cours doivent être complétés pour préciser les incidences environnementales du SDDR et proposer des mesures complémentaires



# **Prochaines étapes**

#### **Objectifs pour la prochaine CPSR**

- Fournir une vision pour les scénarios (Volt, Ampère et PPE) des trajectoires de coûts totaux en intégrant
  - ✓ Le raccordement des énergies marines renouvelables
  - ✓ Les interconnexions
  - ✓ Les besoins en numérisation
- > En tenant compte de l'ensemble des phénomènes émergents et de leurs impacts « réseau » en particulier
  - ✓ Autoconsommation
  - √ Véhicule électrique
- En fournissant un éclairage de l'impact d'une prise de décisions d'investissements en avenir incertain
  - ✓ Trajectoire d'un réseau« de moindres regrets»
  - ✓ Gains liés à l'anticipation des S3REnR









# MERCI DE VOTRE ATTENTION

