



L'INSERTION DES ENR DANS LE RESEAU HTB

ATEE NA – 23 JUIN 2021

01

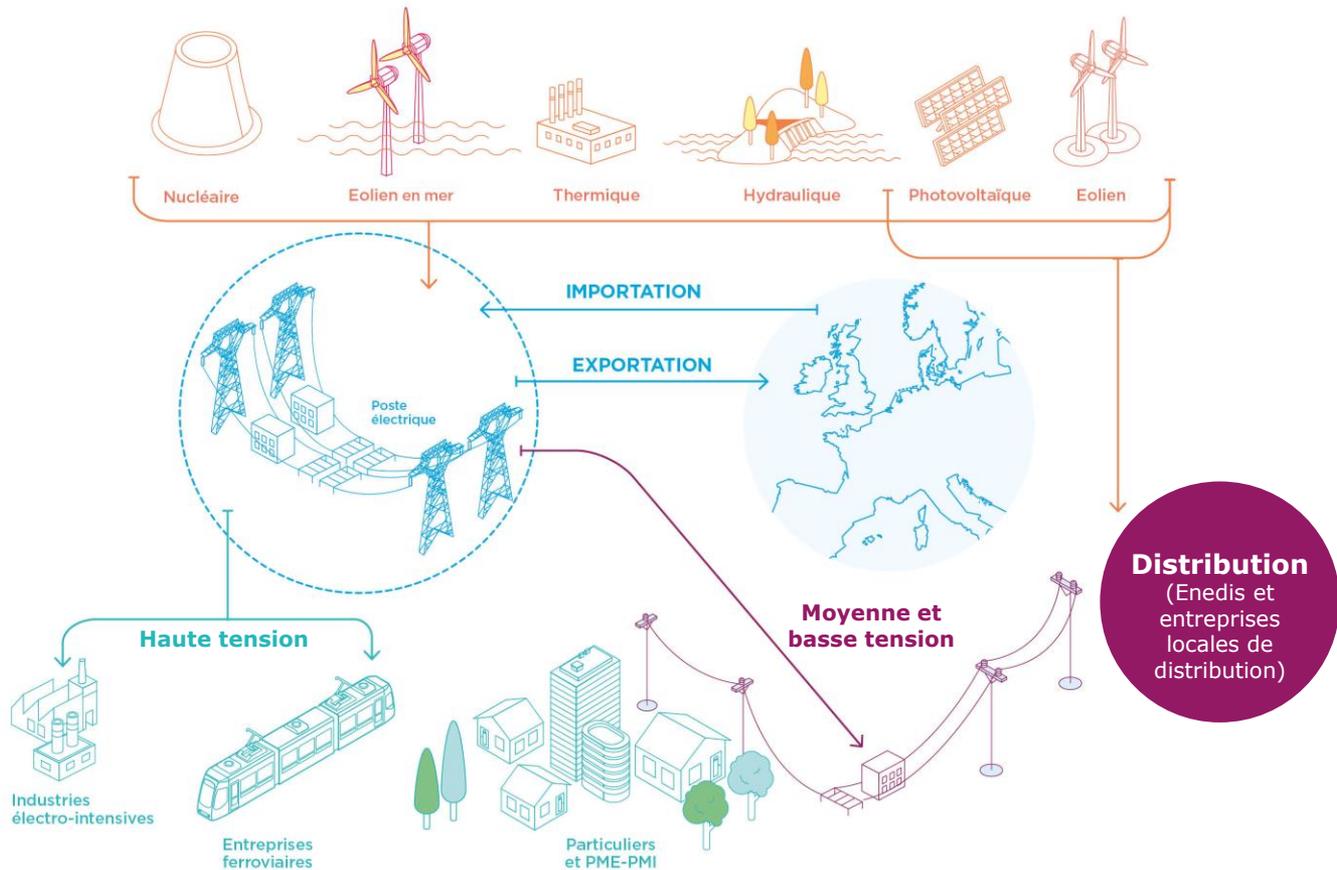
Introduction : RTE et le système électrique en Nouvelle-Aquitaine

RTE au cœur du système électrique

Production d'électricité

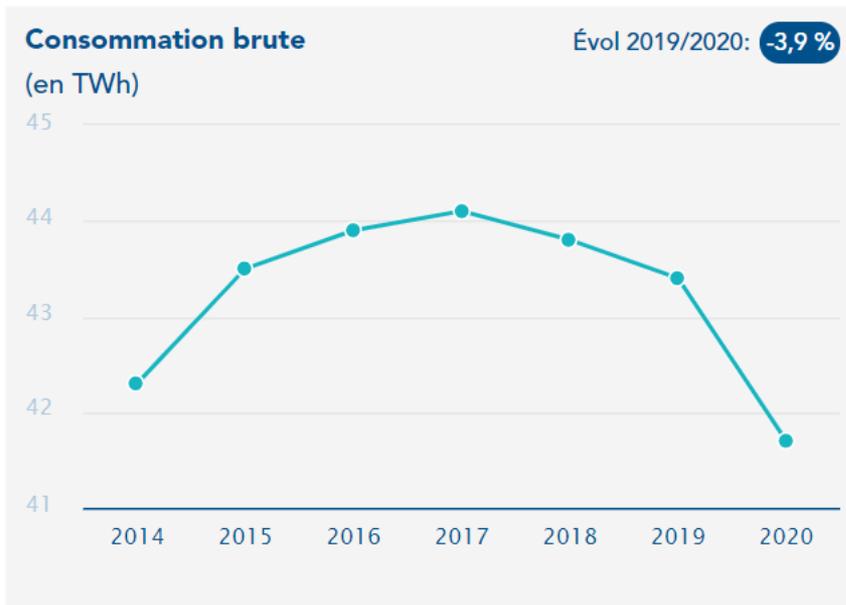
Transport (RTE)

Consommation





Bilan électrique Nouvelle-Aquitaine 2020 : La consommation



Consommation
brute **2020**



41,7 TWh*

(*) 1 TWh = 1000 GWh



S3RER Nouvelle Aquitaine



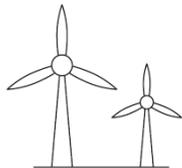
1.2

Les enjeux du S3RER

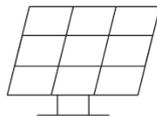
Sur la base du courrier de la Préfète de Région Nouvelle-Aquitaine du 15 octobre 2019, les gestionnaires de réseaux ont élaboré la deuxième génération du schéma régional de raccordement au réseau des EnR, selon une logique déjà en vigueur depuis plusieurs années dans les ex-régions Aquitaine, Limousin et Poitou-Charentes

- **Accompagner la transition énergétique régionale** en planifiant le développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité
 - En permettant d'exploiter l'ensemble du potentiel EnR de la région
 - En assurant la solidarité infra régionale entre les territoires
- **Partager les coûts** de développement entre les gestionnaires de réseau et les producteurs EnR selon la nature des investissements à réaliser
- **Mutualiser une partie des coûts** de développement entre les producteurs EnR à l'échelle de la région ⇒ quote-part régionale

La production d'électricité d'origine renouvelable continue de se développer



Parc éolien
1 178 MW
+ 11,8%



Parc solaire
2 753 MW
+ 6,6%



Parc bioénergies
339 MW
+ 4,3%

- Toujours **1^{ère}** région de France pour le **parc solaire** installé
- Toujours **1^{ère}** région de France pour le **parc bioénergies** installé

Les énergies renouvelables dépassent le quart de la consommation régionale

Production EnR

26,4 % de la consommation

Les énergies renouvelables **couvrent un quart** de la consommation régionale brute

 Hydraulique :	8,6 %
 Eolien :	5,8 %
 Solaire :	8,4 %
 Bioénergies :	3,6 %

Toutes sources de production

120% de la consommation

Avec le nucléaire, la production d'électricité est **supérieure de 20%** à la consommation régionale

 Nucléaire :	91,6 %
--	---------------

Bilan des S3RER NAQ antérieurs

- Les S3RER ex Aquitaine, Limousin et Poitou-Charentes ont été approuvés en **2014-2015**,
 - Ils ont fait l'objet de transferts et **d'adaptations** pour les mettre en cohérence avec l'arrivée effective des projets de production EnR,
 - Mise à disposition de **4 447 MW de capacités d'accueil pour les EnR**,
 - **222 M€ d'investissement.**
-
- A la fin des S3RER, plus de **95%** des capacités réservées avaient été utilisées,
 - Ces schémas étaient **saturés** ou présentaient des **zones de saturation internes.**



1.3

**Un nouveau schéma qui résulte
de plusieurs mois de travaux**

Des hypothèses de construction du S3RER

- **Un recensement** du gisement auprès des syndicats de producteurs et des territoires.
- **La préfecture de région qui fixe** la capacité globale de raccordement du S3RER :
 - Nouvelle-Aquitaine : **13,6 GW,**
- La **répartition géographique** des capacités d'accueil est issue du recensement des gisements remontés par les territoires et les producteurs.
 - Cette répartition permet de mettre à disposition **de l'ensemble des territoires** des capacités sur les réseaux pour accueillir des projets EnR,
 - Le S3RER définit des **capacités d'accueil** mises à disposition de **tout type d'EnR.**

Processus de révision du S3RER

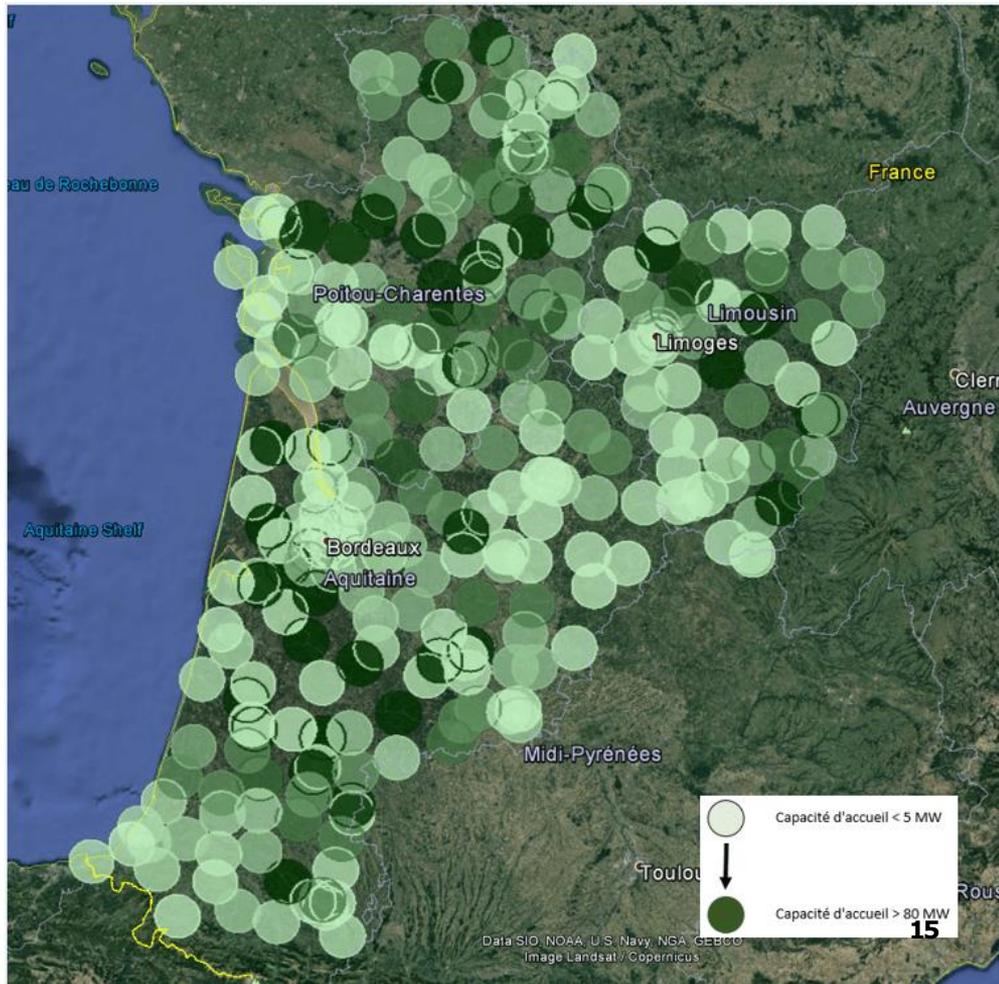
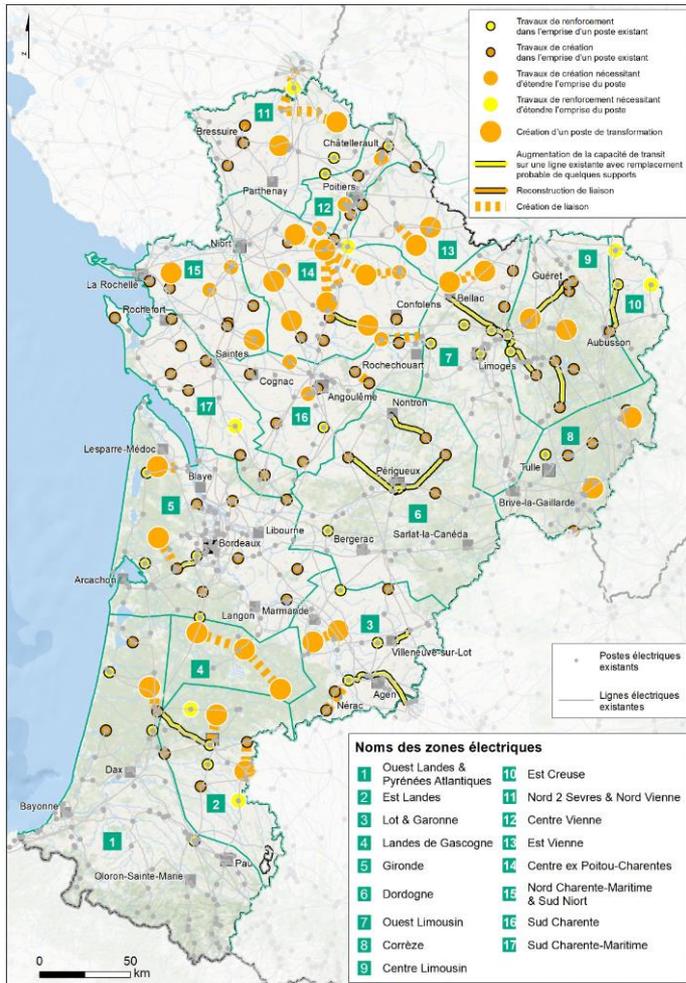




1.4

Le schéma validé

S3RER Nouvelle Aquitaine

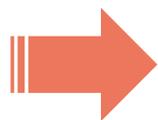
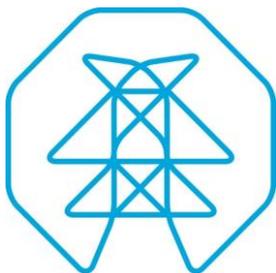


Rte

Nouvelle Aquitaine

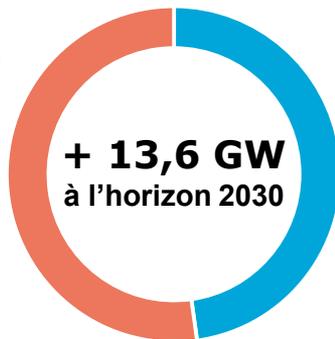
+ 7,1 GW

Optimisation du réseau existant



289 M€

d'investissement



Actuel



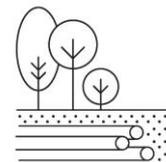
350

postes électriques



12 929 km

de lignes aériennes



874 km

de lignes souterraines

Projets

27 postes

5 postes 400 kV, 17 postes
225 kV et 5 postes 90/63 kV

65 km

480 km



1068 M€

d'investissement

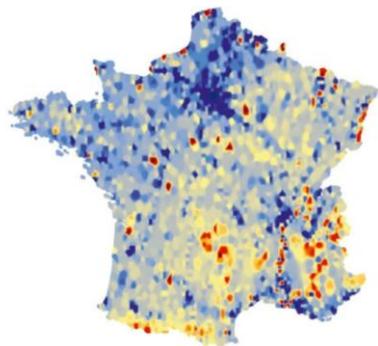
Une quote-part unitaire régionale égale à 77,48 k€/MW

02

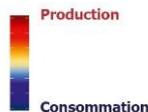
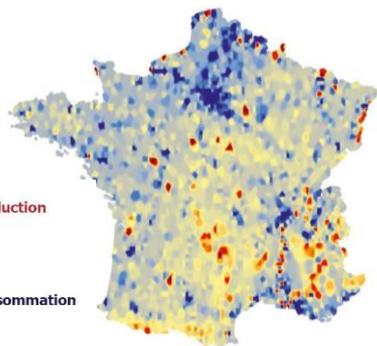
Les mutations en cours : flexibilité et stockage

Le rôle essentiel du réseau électrique

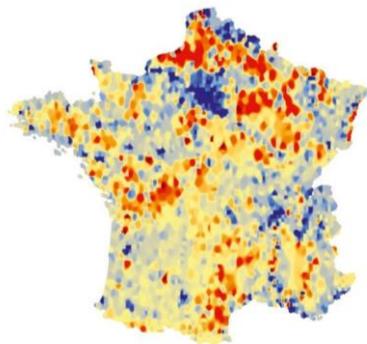
2019 - hiver



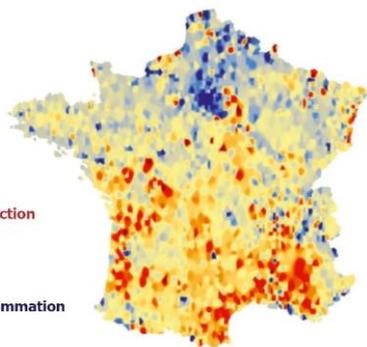
2019 - été



2035 – soirée de printemps avec vent



2035 – journée d'été ensoleillée



2019

Une production **d'électricité très concentrée**

2035

Une **localisation** différente et une **variabilité** plus importante de la production

Un bouquet de flexibilités à développer

AUJOURD'HUI



Centrales hydrauliques



Centrales nucléaires



Centrales thermiques



Effacements



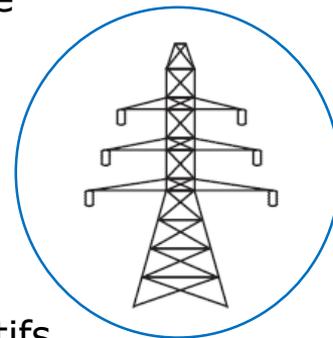
DEMAIN

Pilotage dynamique de la consommation

Flexibilité des ENR

Moyens de production

Dispositifs locaux



Hydrogène

Stockage diffus (VE)

Stockage stationnaire

Impact des ENRs sur l'équilibrage

Plus
d'imprévisibilité et
des rampes plus
fortes



Augmentation du
besoin de réserve

Si réduction de
l'ampleur des
incidents
dimensionnants



Baisse du
besoin de réserve

**Réglage de
fréquence**

Compenser les
erreurs de
prévision

Leviers

hydrau,
nucl.,
gaz,
charbon

...

demandes
flexibles

batteries

Mutualisation
Du réseau

Impact des ENRs sur l'équilibrage

Les convertisseurs
électroniques se substituent
aux alternateurs



Moins « de chefs
d'orchestre »
Plus de « suiveurs »



Risque de ruptures de
synchronisme



Créer des
« chefs
d'orchestre
digitaux »

**Synchro-
nisme**

fréquence
commune
européenne





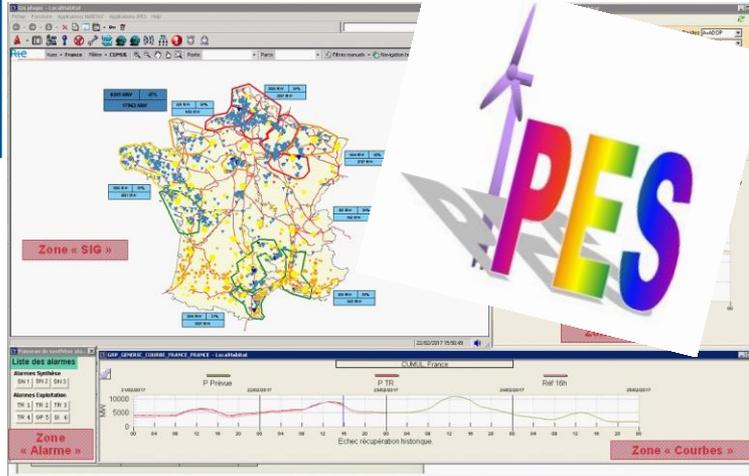
IPES : Insertion Production ENR dans le Système électrique

Un **REFERENTIEL** des caractéristiques des parcs EnR



Des **ACQUISITIONS** de mesure (Puissances Temps Réel)

Des **PREVISIONS** de vent et d'ensoleillement



Un système d'**OBSERVABILITE** des productions EnR

Des **PREVISIONS** de production jusqu'à 72 heures par parc, poste électrique, région, France,...

Contribution aux **ETUDES** de Réseau

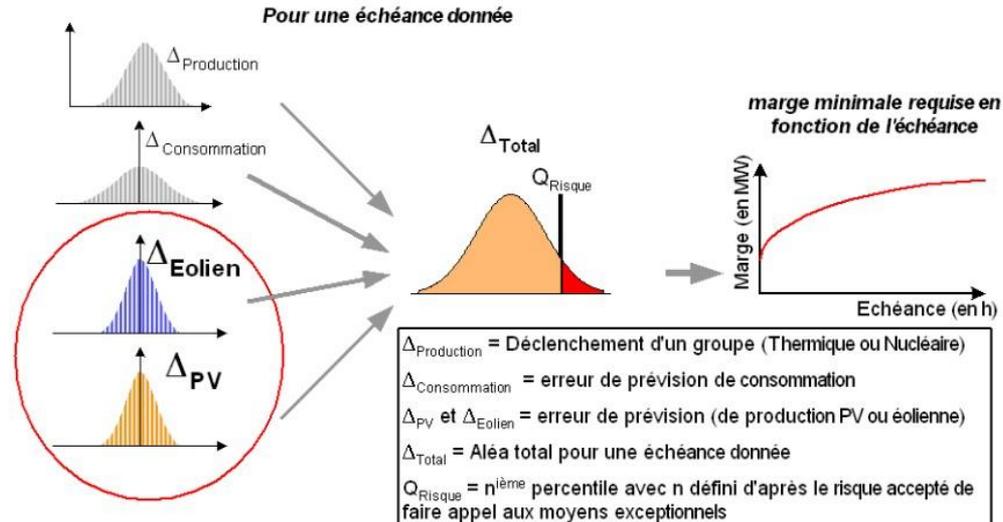
Contribution à l'**EQUILIBRE** Offre-Demande

IPES : des prévisions pour gérer le système électrique

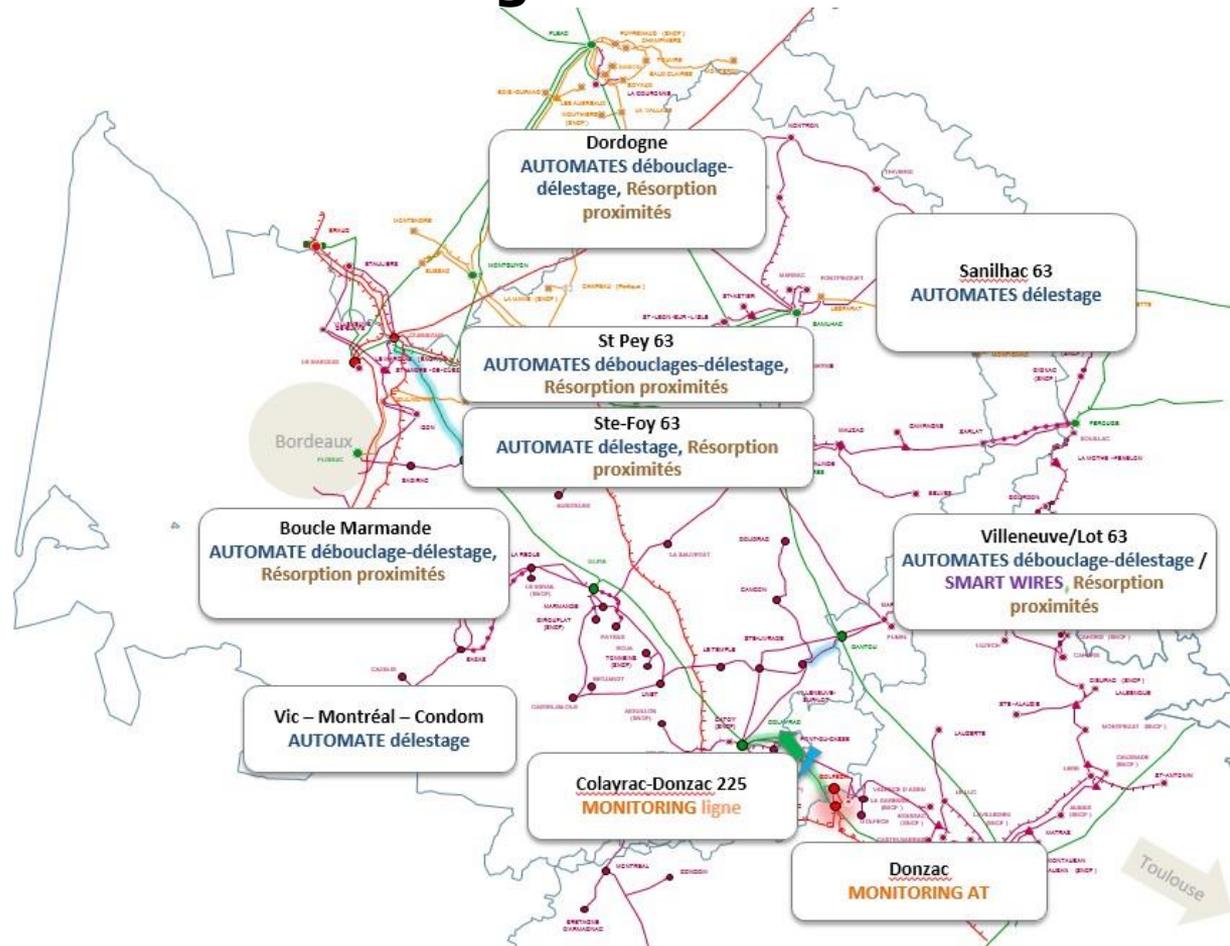
Dimensionnement des réserves pour l'EOD

Calcul des marges requises à un instant donné (pointe de conso par ex) et une échéance donnée (en h) :

1. Modélisation des erreurs par type d'aléa => courbe de distribution (selon stats)
2. Calcul distribution aléa global
3. Choix Qrisque
4. Détermine le volume de marge minimale suivant risque accepté



Lot et Garonne – Dordogne : un démonstrateur de flexibilités



Le stockage jouera un rôle croissant

Stockage diffus

des petites batteries mobiles

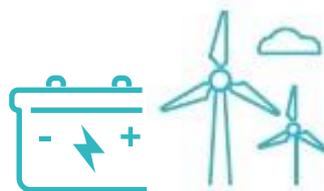
**16 millions de
véhicules
électriques**



**= 10 fois la
capacité de nos
STEP**

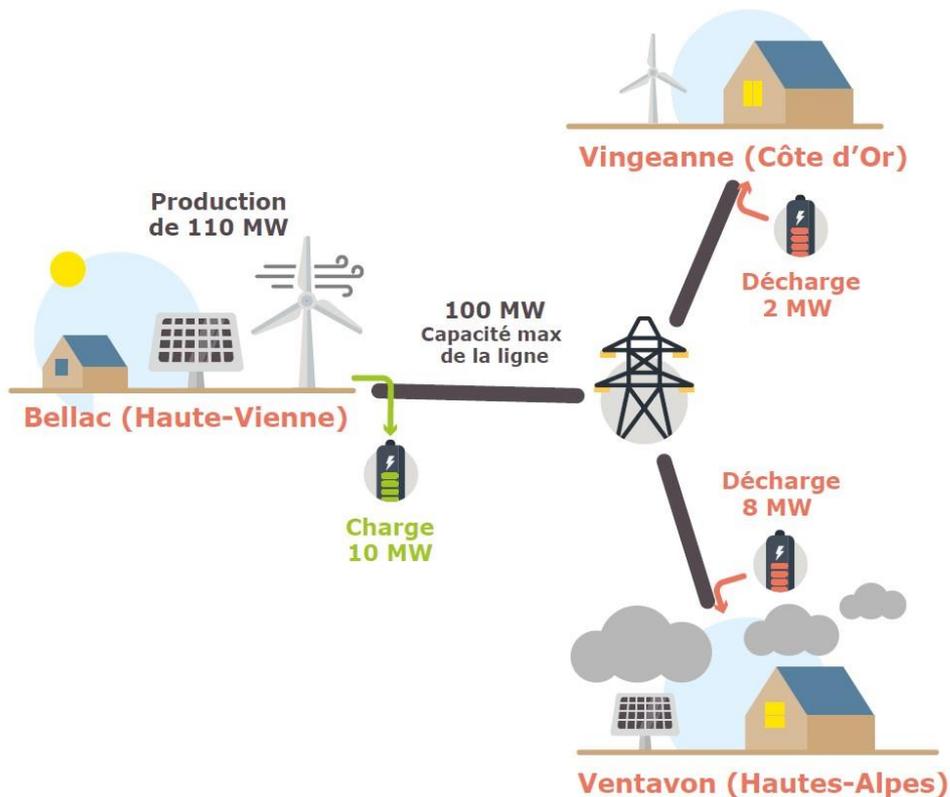
Stockage stationnaire

des batteries plus imposantes et fixes



- Réglage de **fréquence**
- Gestion des **surplus de production**
- Passage des **pointes de consommation**

Expérimentation RINGO : qu'est-ce que c'est ?



EXPÉRIMENTER LE STOCKAGE des surplus d'électricité produits par les ENR



- **DÉMONTRER LA FAISABILITÉ** de l'utilisation de batteries de grande taille pour faire face aux pics de production ENR
- **ACQUÉRIR UNE EXPERTISE** sur les batteries de grande taille qui pourront être déployées demain à grande échelle

Expérimentation RINGO :

3 sites, 3 ans d'expérimentation



▶ **Vingeanne (Dijon) :**
NIDEC France

▶ **Bellac (Limoges) :**
SAFT du groupe TOTAL
(fourniture des batteries)
en consortium avec
Schneider Electric.

▶ **Ventavon (Sisteron) :**
Blue Solutions du groupe Bolloré
(fourniture des batteries)
en consortium avec SCLE-SFE
et INEO Postes et Centrales
du groupe ENGIE.



1 batterie
de 10 à 12 MW

=



la production de
5 éoliennes ou d'une ville
de 10000 habitants



Coût total : environ **80 M€**

Expérimentation RINGO site de Bellac– Haute-Vienne



Puissance
totale max
10 MW

~ production de **5 éoliennes**
~ consommation de **10 000 foyers** en hiver

Batteries
assemblées dans
12 containers



1ère livraison de batterie (décembre 2020)



Expérimentation RINGO site de Bellac - dates clés



DECEMBRE 2020
livraison des 1ères batteries sur site



03

Les mutations en cours : L'électromobilité

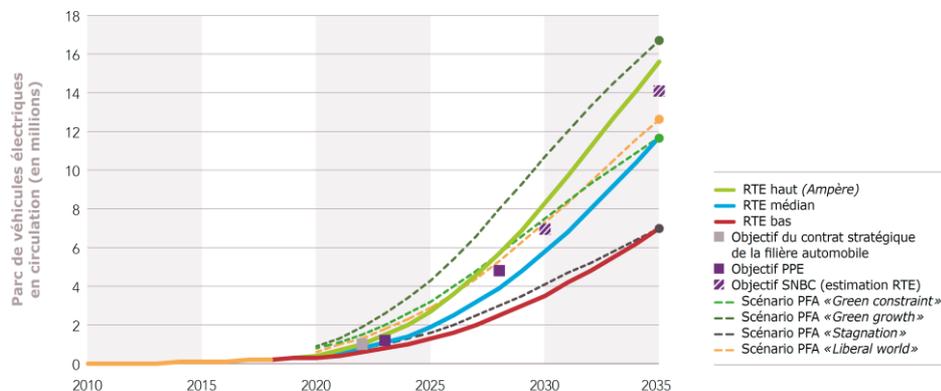
Enjeux du développement des véhicules électriques

Jusqu'à **15,6 millions d'unités en 2035** véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR)

Consommation annuelle **entre 5% et 10% de la consommation d'électricité** en France à l'horizon 2035

La production décarbonée (~615 TWh/an à l'horizon 2035) **permet de couvrir la demande**

Parc projeté de véhicules électriques et hybrides rechargeables



L'enjeu porte sur les **appels de puissance à la pointe** qui dépendent des modalités de recharge

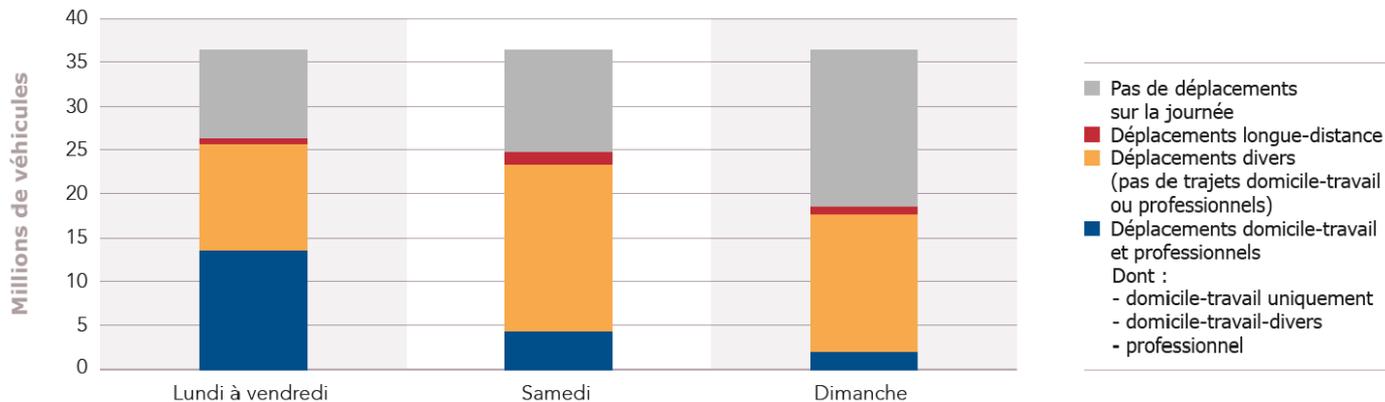
- Etude RTE en partenariat avec l'AVERE-France
- Analyse de 5 scénarios

Analyse des habitudes de mobilité

Nécessaire pour évaluer les **impacts du véhicule électrique sur le système électrique** : énergie consommée, périodes de branchement, etc.

Enseignements de **l'enquête transports-déplacements** :

- Les **déplacements longue-distance** ne représentent que 20% des distances annuelles parcourues
- Chaque jour ouvré, **1/3** des véhicules ne sont pas utilisés, **1/3** sont utilisés pour se rendre sur le lieu de travail et **1/3** sont utilisés uniquement pour des motifs non professionnels

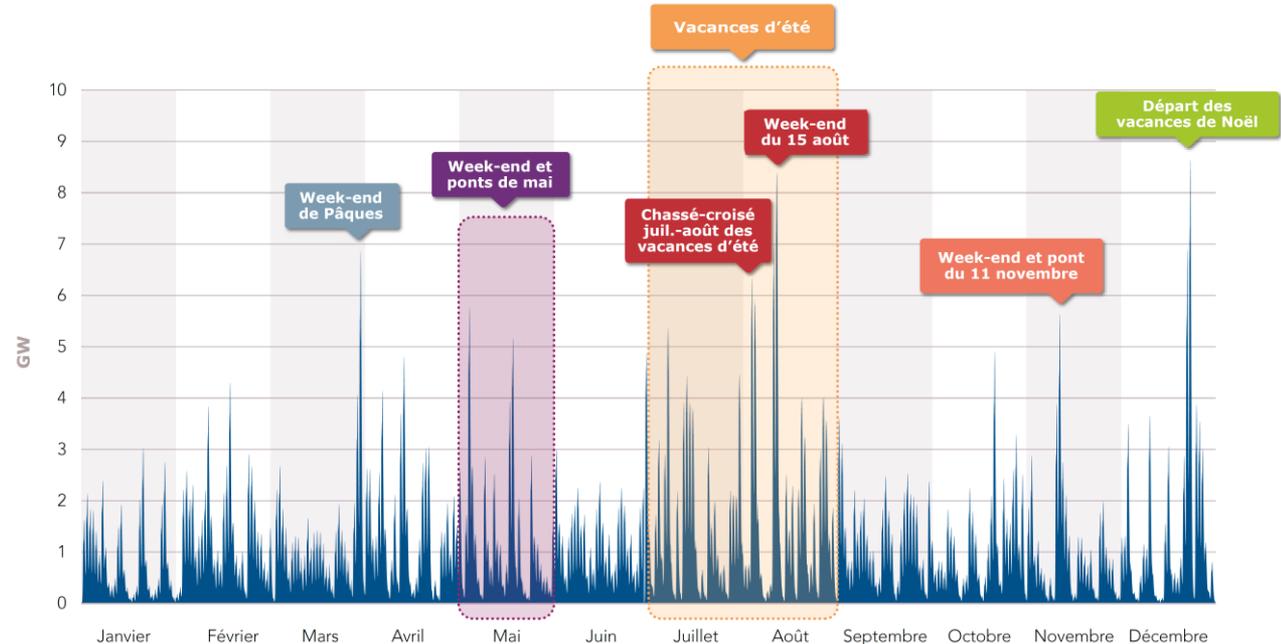


Les appels de puissance lors des périodes de forts déplacements créent peu de contraintes

- La pointe de consommation correspondant aux déplacements longue-distance peut atteindre plus de **8 GW** (pointe nationale : 100 GW).

Les longs trajets ont lieu quand le système électrique dispose de **marges de production** (été, week-end)

Seul point d'attention : les vacances scolaires de **Noël** (en cas de concomitance avec une vague de froid)

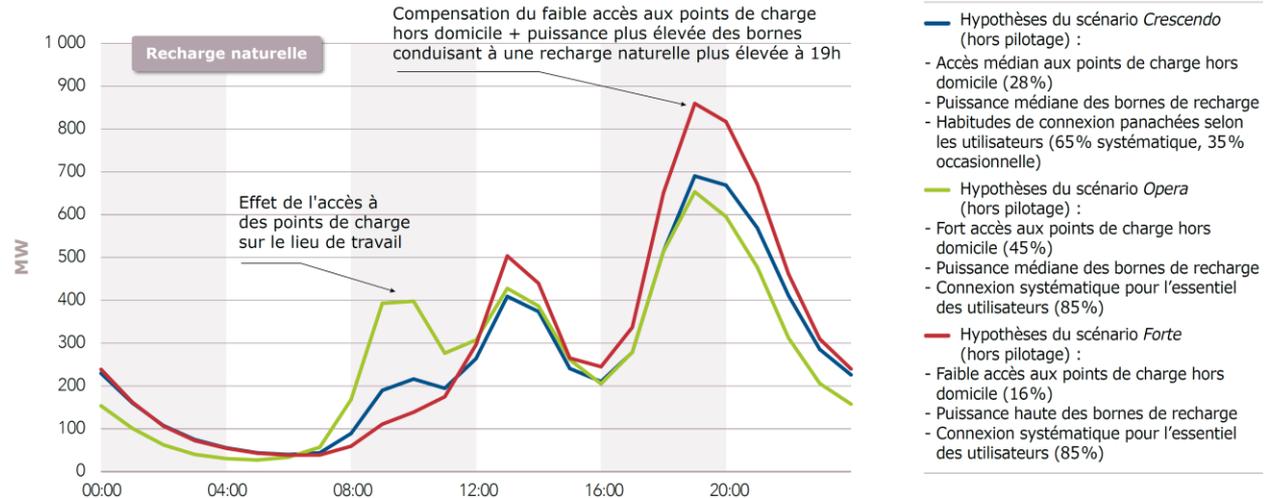


L'enjeu pour le système électrique porte sur la recharge pour les besoins de mobilité « du quotidien »

Les appels de puissance « sans pilotage de la recharge » dépendent essentiellement des **lieux d'accès aux points de charge** et de la dynamique d'adoption du véhicules électrique (actifs/inactifs, etc.)

Sans pilotage de la recharge, la pointe journalière des **appels de puissance se situe entre 19h et 21h**, quand les marges du système électrique sont les moins importantes et son ampleur est thermosensible.

- Le **pilotage de la recharge**, même simple, permet de réduire la contribution à la pointe de consommation nationale.
- La sécurité d'approvisionnement pourra être assurée, même avec un **développement limité du pilotage**
- Le développement du **vehicule-to-grid** peut contribuer à augmenter les marges du système électrique

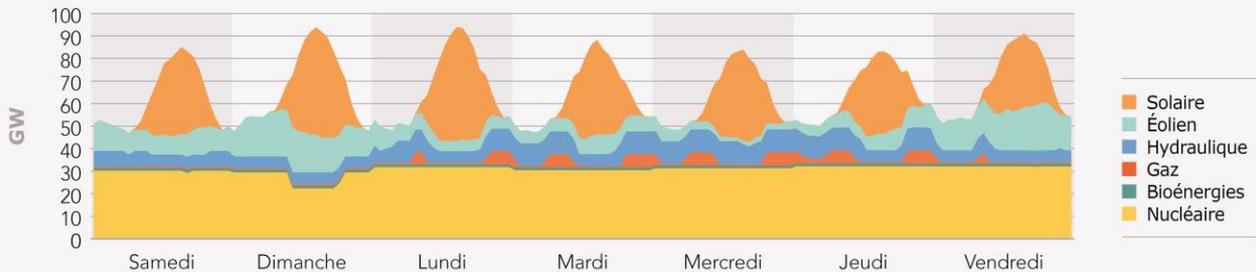




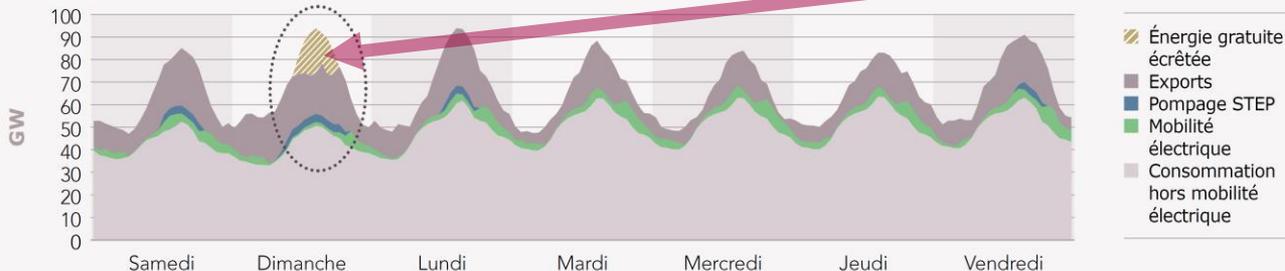
Le pilotage de la recharge permet d'optimiser l'utilisation de la production d'électricité décarbonée

RECHARGE 100% NATURELLE

Production France sur une semaine de juillet



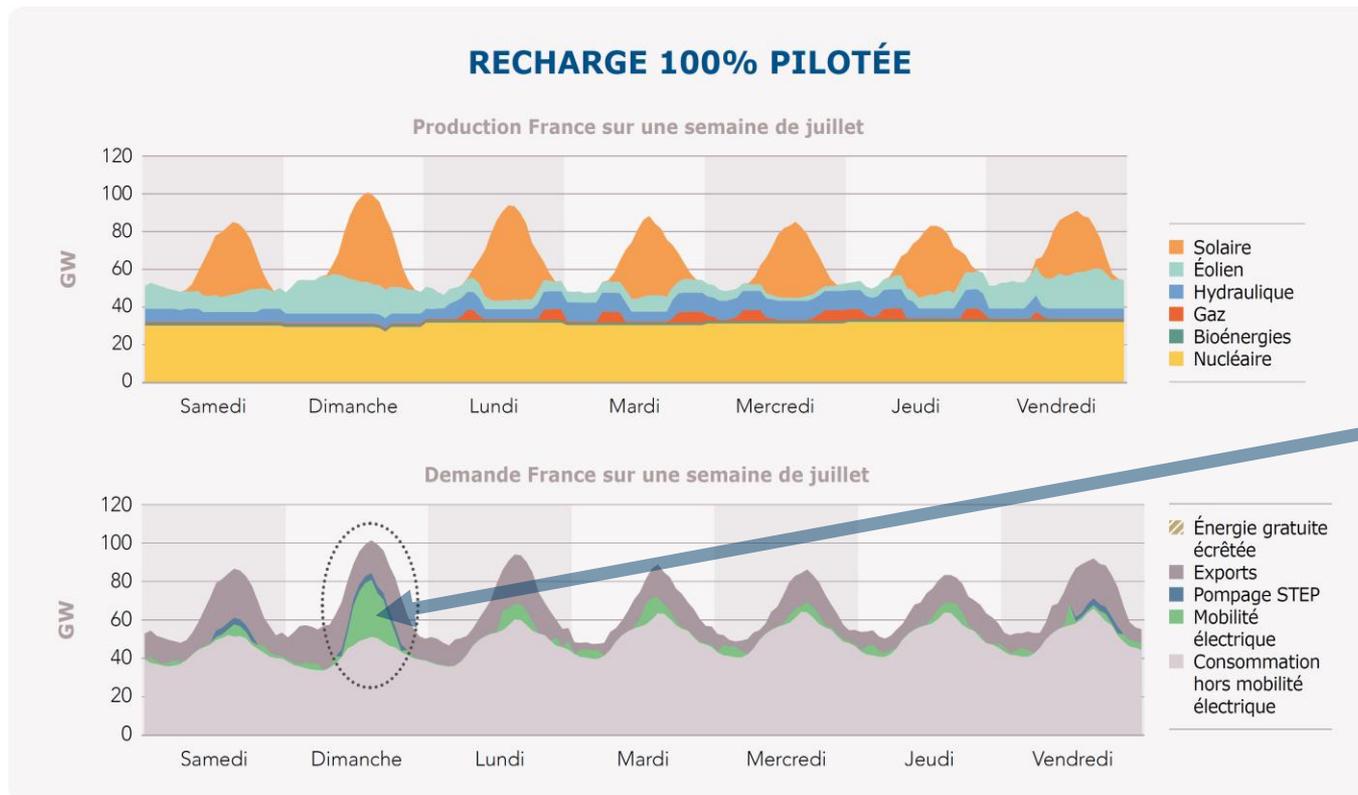
Demande France sur une semaine de juillet



Production renouvelable sans débouchés (= écrêtée)



Le pilotage de la recharge permet d'optimiser l'utilisation de la production d'électricité décarbonée

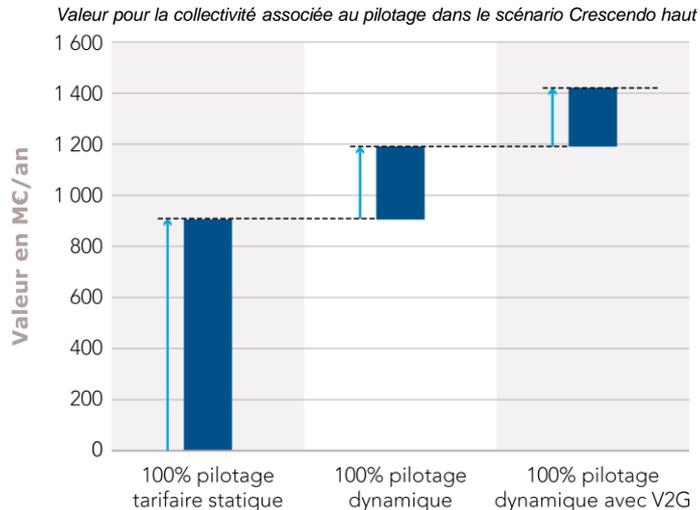


Le placement de certaines recharges le WE permet d'éviter l'écrêtement de production renouvelable et la modulation du parc nucléaire

Le développement du pilotage de la recharge conduit à des bénéfices importants pour la collectivité

Le pilotage de la recharge, même simple, permet d'optimiser l'utilisation des moyens de production pour un **bénéfice économique pour la collectivité** de plus de 1 Md€/an.

- L'essentiel de la valeur peut être apporté par des **dispositifs de pilotage simples** : asservissement à un signal tarifaire de type « HP/HC », branchement du véhicule le WE, ...
- Les bénéfices supplémentaires apportés par le **vehicule-to-grid** peuvent être significatifs mais dépendent du niveau de développement du pilotage sur l'ensemble du parc de véhicules
- **Pour l'utilisateur**, le pilotage constitue un levier important pour réduire le coût du « plein » d'énergie d'environ un tiers



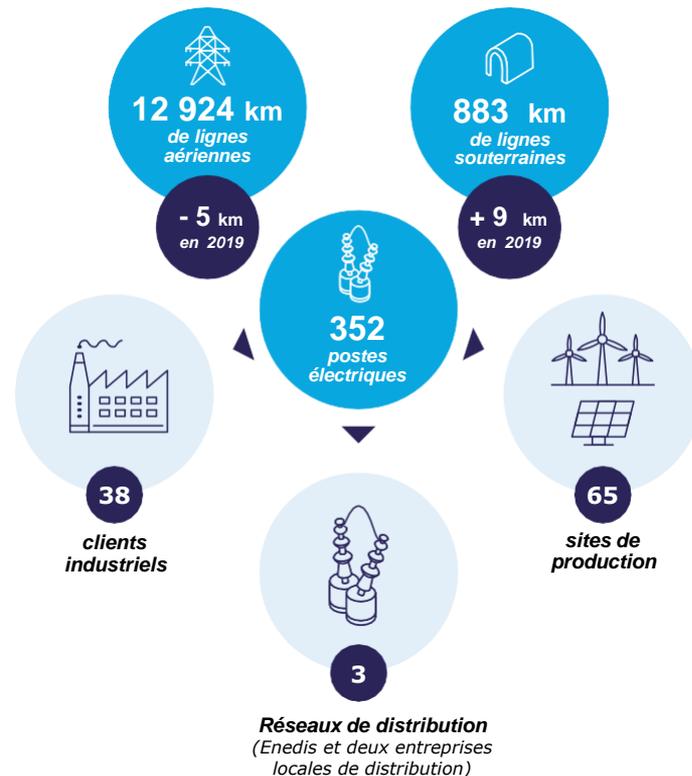
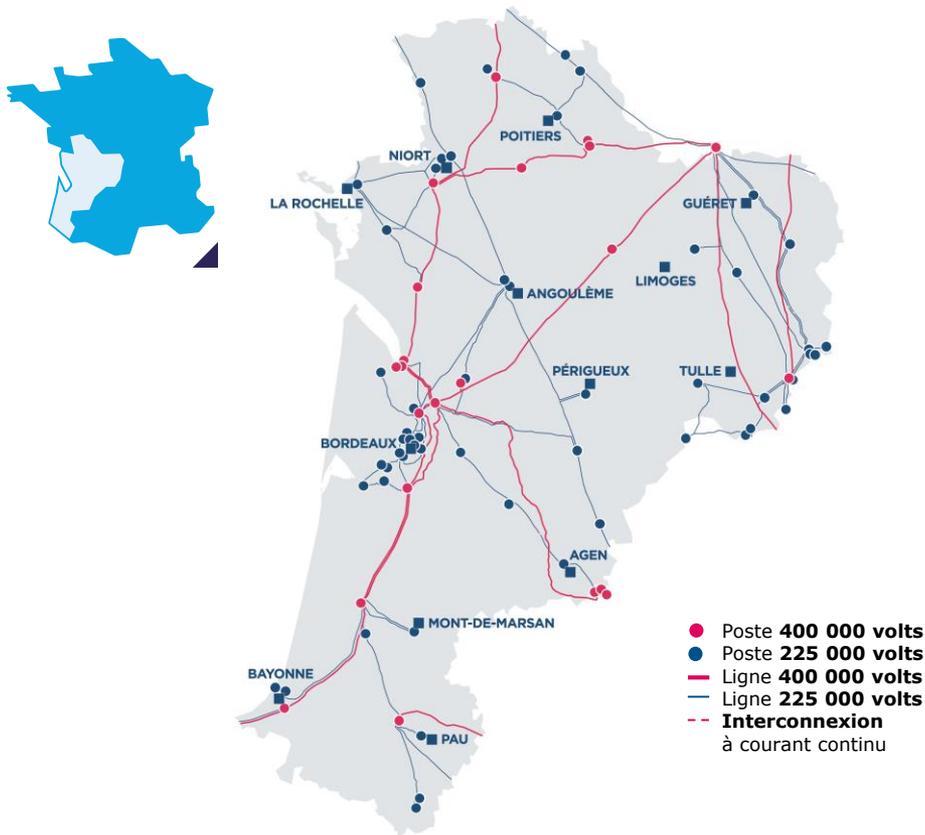
Coûts d'équipement et de mise en œuvre croissants



04

Annexes

Le réseau électrique en Nouvelle-Aquitaine



Bilan électrique français 2020

Une année particulière marquée par la crise sanitaire et par la progression de l'éolien dans le mix électrique.

-3,5%
de consommation

jusqu'à 20-25 % pour la construction automobile, la sidérurgie, les transports ferroviaires

-6,9%
de production

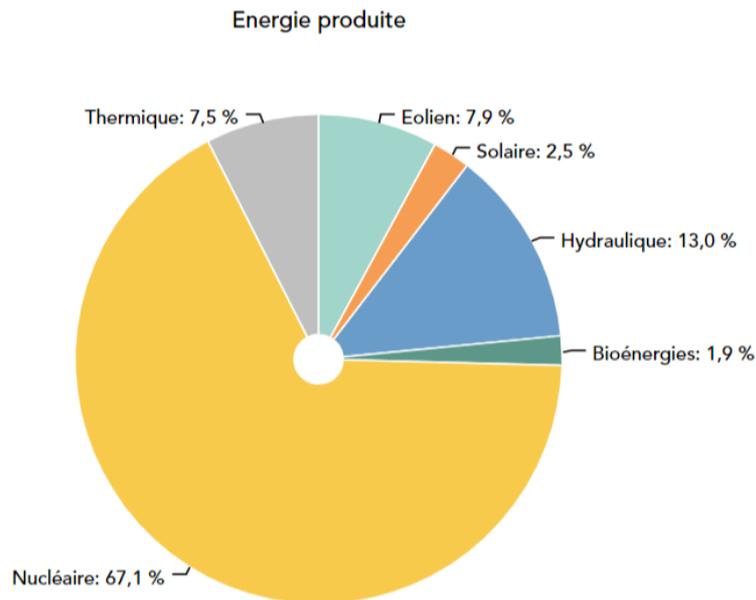
niveau le plus bas depuis 20 ans

+ 17%
de production éolienne

devient pour la première fois la 3^{ème} source de production d'électricité

- 10,6 %
de production thermique

au plus bas depuis 1950.





RTE en quelques chiffres



Autonomie, indépendance de gestion et neutralité garanties par ses statuts et son mode de gouvernance.



4,8 milliards €
chiffre d'affaires



8 900 salariés



51 liaisons
transfrontalières



33 milliards €
d'investissements
jusqu'en 2035



106 000 km
de lignes



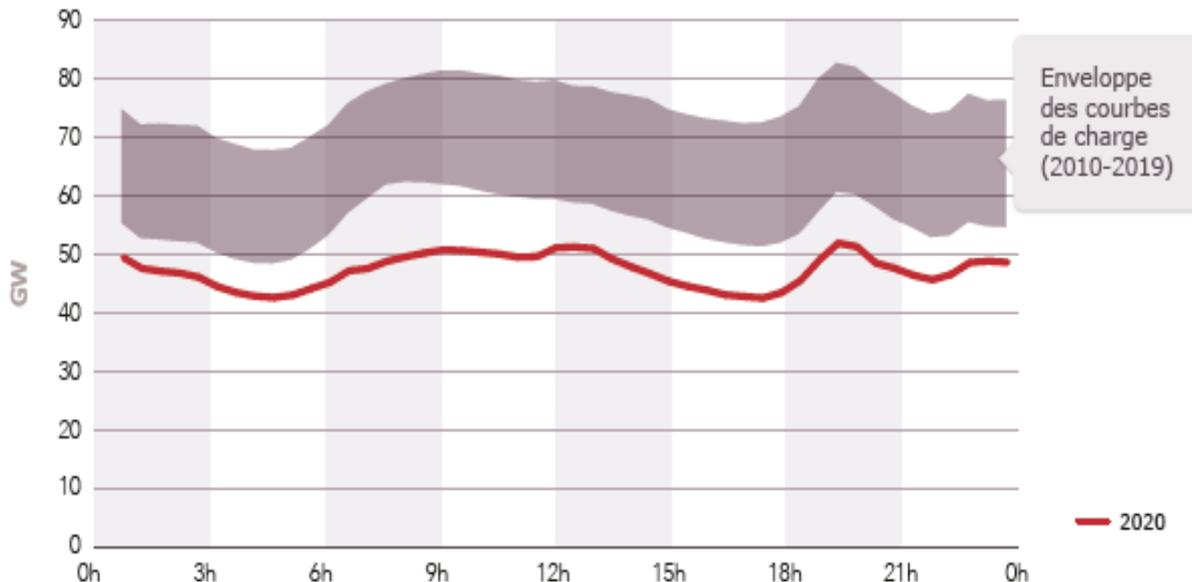
3 000 postes
électriques

05

Contexte : Les impacts et défis de la crise sanitaire

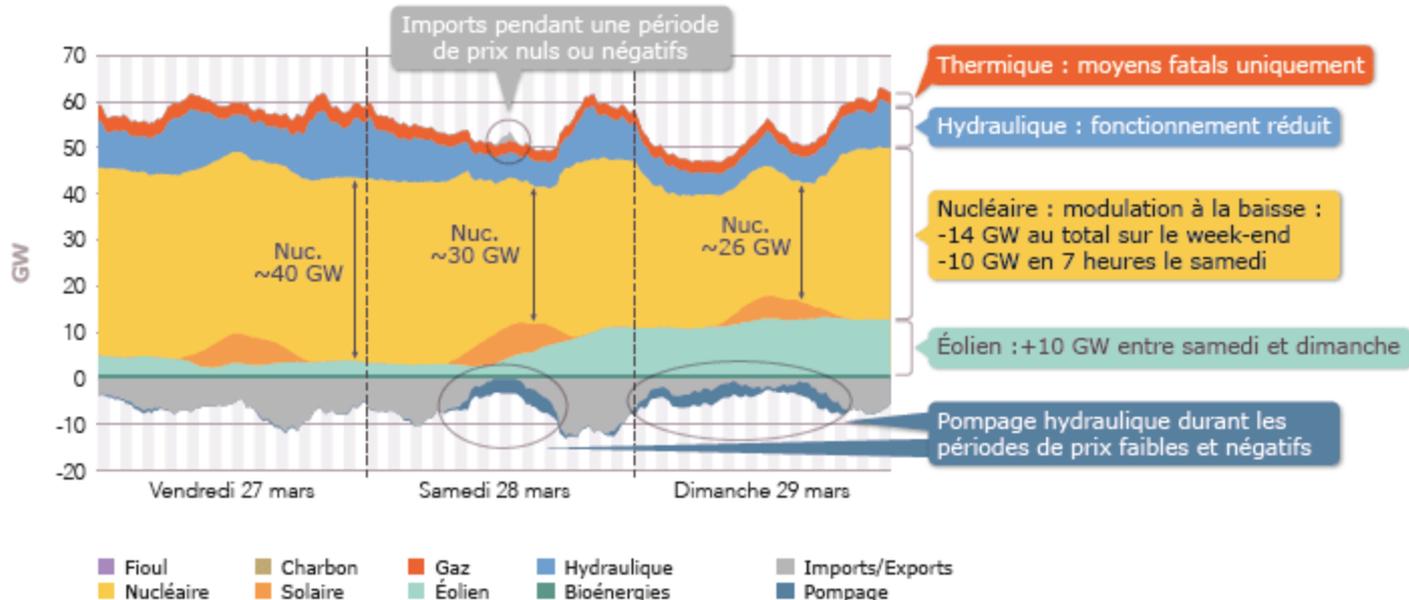
La consommation a baissé de 15 à 20% pendant le confinement de mars-avril

Figure 3. Appels de puissance des troisièmes jeudis de mars (données non corrigées du climat)



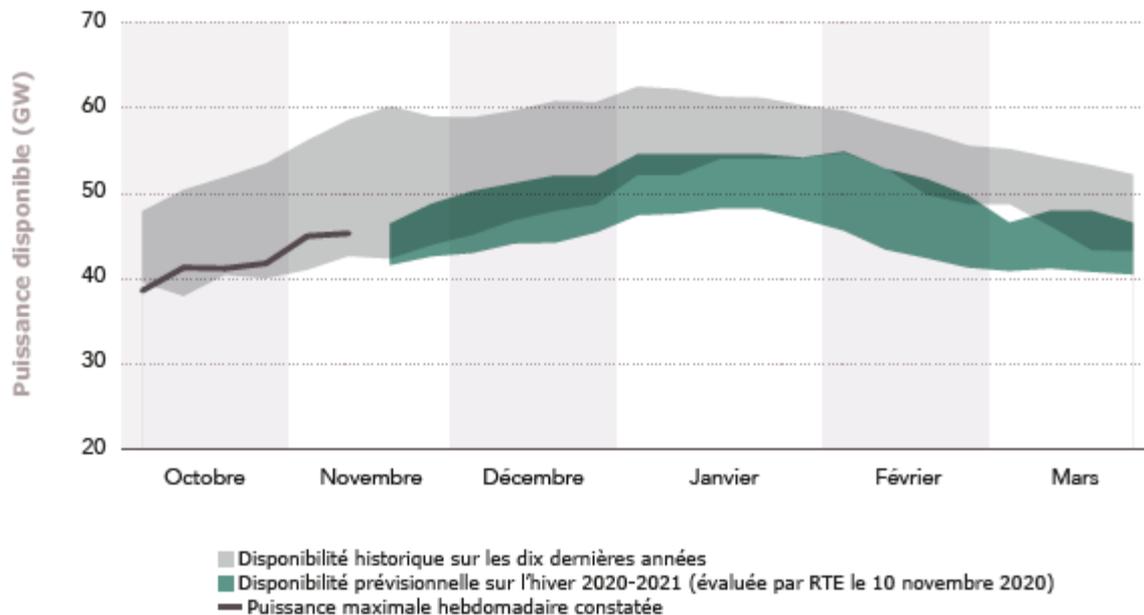
Une situation inédite riche d'enseignements

Figure 10. Mix de production d'électricité en France du vendredi 27 mars au dimanche 29 mars 2020 (données provisoires)



La crise sanitaire a fortement impacté la disponibilité du parc nucléaire

Disponibilité du parc nucléaire par rapport à l'historique : vision à l'automne



Un hiver passé sous forte vigilance

- Une consommation restée en léger retrait
- Une disponibilité du nucléaire limitée
- Une forte dépendance aux conditions météo



- Les leviers pour assurer la sécurité d'approvisionnement
- La généralisation d'Ecowatt
- L'éventualité de recours à des coupures ciblées

Une dynamique de moyen terme impactée par la crise sanitaire

- La crise a préfiguré certaines situations qui pourraient être plus fréquentes à l'avenir en cas de forte pénétration des énergies renouvelables.
- Malgré l'effet baissier sur la consommation, la crise sanitaire a généré des tensions sur l'équilibre offre demande cet hiver et le retour sur la trajectoire prendra du temps.
- Les perspectives de relance en faveur de la transition énergétique permettent d'envisager une amélioration de la situation selon une dynamique plus rapide.





06

L'adaptation du réseau à la transition énergétique, levier de la relance économique

La transition énergétique est un levier de la relance économique

Adapter le réseau pour accompagner la transition énergétique :

- 33 milliards d'€ à l'horizon 2035 (SDDR)
- 5 axes : renouvellement, adaptation, offshore, interconnexions, numérique

Développement des nouveaux usages et accélération des mutations en cours :

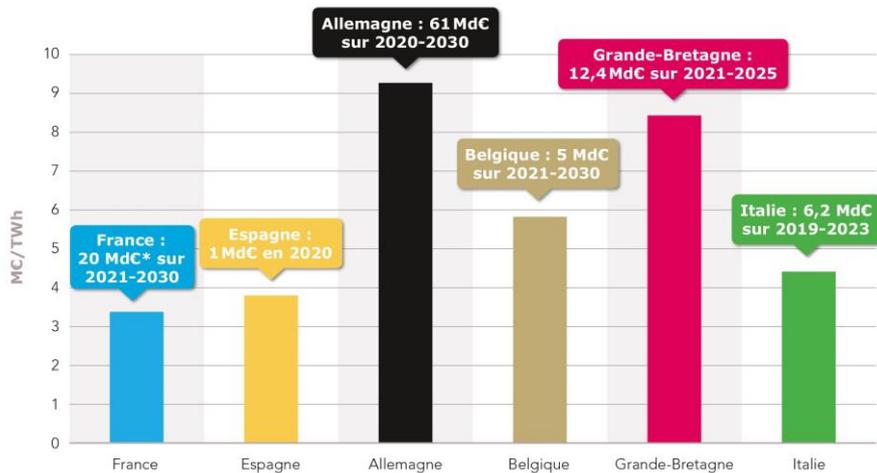
- Flexibilité et stockage
- Electromobilité
- Hydrogène



Le schéma décennal de développement du réseau

- Le schéma décennal de développement du réseau représente un investissement de 33 Mrd € sur 15 ans
- Il a été validé par la CRE le 30 juillet 2020
- La part du transport dans le coût de l'électricité reste stable autour de 10%

Investissements dans le réseau de transport d'électricité rapportés à la production électrique annuelle



* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentées dans le SDDR pour la période 2021-2030

Les 5 axes du Schéma Décennal

- [Renouvellement](#) : Renouveler les infrastructures pour maintenir le réseau en condition opérationnelle et assurer la qualité d'alimentation
- [Adaptation](#) : Raccorder les nouvelles installations de production et de consommation et adapter le réseau amont au nouveau mix
- [Interconnexion](#) : Doubler la capacité d'interconnexion en quinze ans pour accroître la compétitivité et la décarbonation du mix européen
- [Raccordement offshore](#) : Raccorder plus de 10 GW d'éolien en mer sur les 15 prochaines années en optimisant les infrastructures
- [Numérique](#) : Renforcer l'infrastructure de télécoms et de contrôle-commande pour optimiser l'utilisation du réseau