



# **Commission perspectives système et réseau**

*Réunion plénière du 25 septembre 2020*

1. Analyses de sécurité d'approvisionnement à moyen terme : perspectives pour le passage de l'hiver 2020-2021 et analyse sur la période 2021-2030 (*Bilan prévisionnel 2020*)
2. Etat d'avancement de l'analyse des scénarios à l'horizon 2050 (*Bilan prévisionnel de long-terme*)
3. Zoom sur la faisabilité technique des scénarios à haute part d'énergies renouvelables
4. Enseignement des études thématiques sur la *mobilité* (mai 2019, rapport complet à paraître), *l'hydrogène* (janvier 2020) et le *secteur du bâtiment* (à paraître)



# **Analyses de sécurité d'approvisionnement à moyen terme**

# **Perspectives pour le passage de l'hiver 2020-2021**

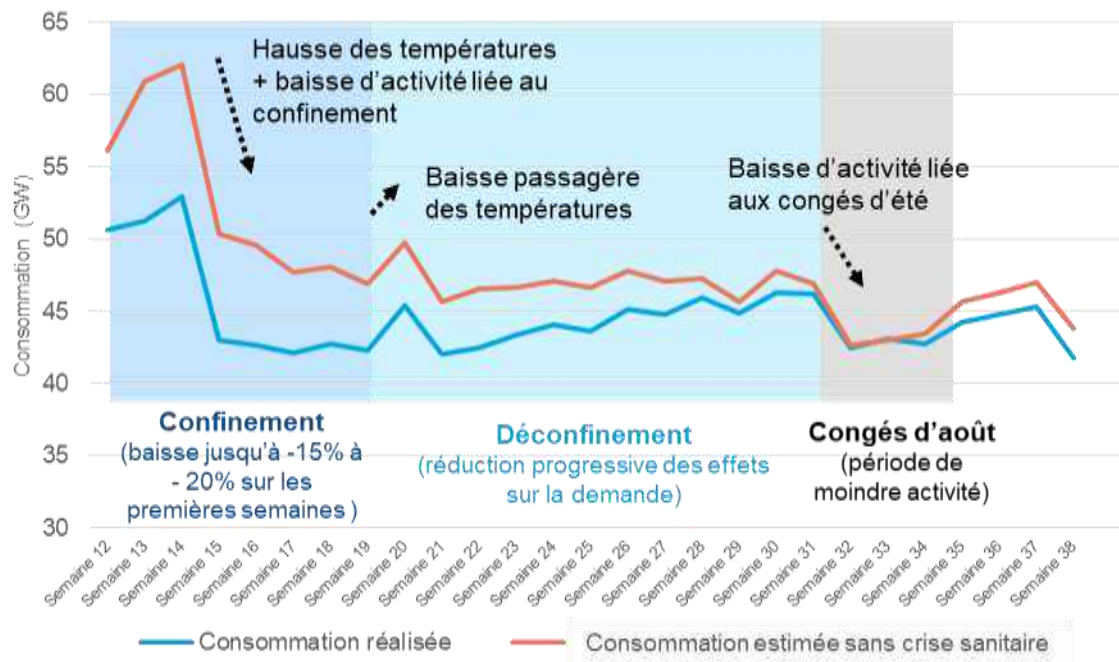
# L'évolution des perspectives sur l'hiver 2020-2021



# Une baisse de la consommation directement liée à la crise économique

- Une forte baisse de consommation observée au 1<sup>er</sup> semestre (-13TWh par rapport à 2019 soit -5%)
- ... mais qui **ne permet pas de présager du niveau de demande pour cet hiver** en raison des incertitudes persistantes sur le contexte sanitaire et économique
- **Début septembre, la consommation électrique est en retrait de de 3 à 4% par rapport aux valeurs attendues.**

Impact de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité en France

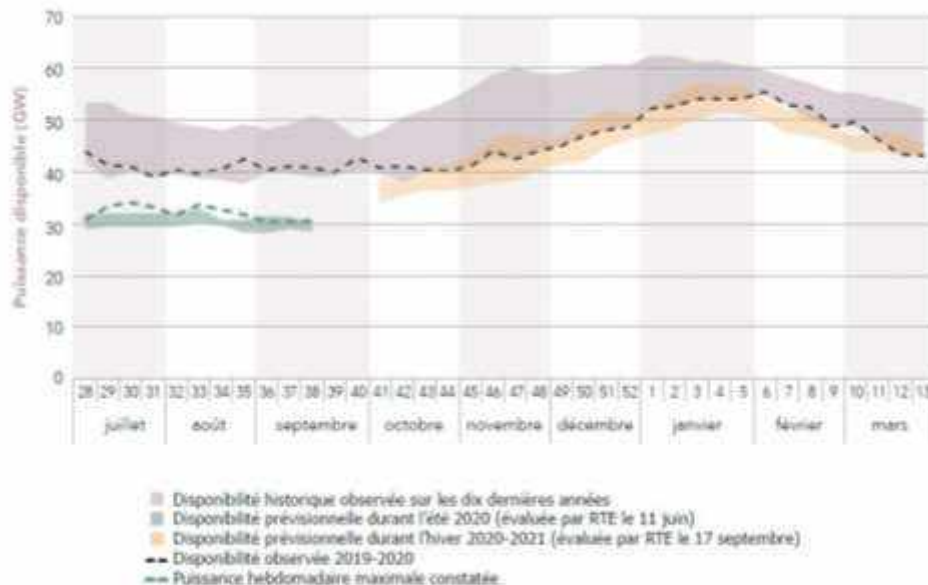


- Un niveau d'incertitude sur les prévisions de consommation qui perdure, en raison des difficultés à anticiper l'importance et la durée des crises sanitaire et économique actuelles.

# Une disponibilité du nucléaire réévaluée légèrement à la hausse mais qui reste historiquement faible

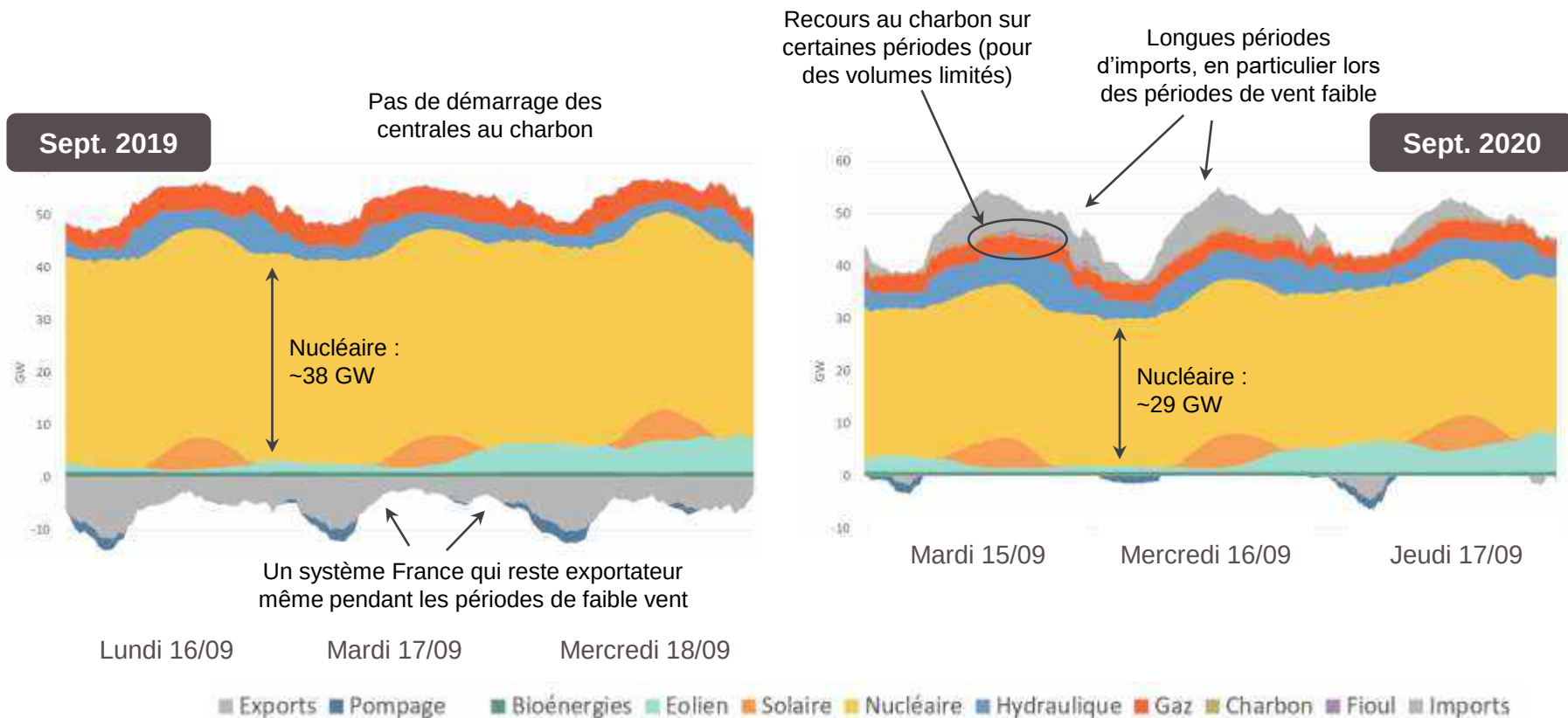
- **Sur l'été, une disponibilité du parc nucléaire historiquement basse, autour de 30 GW** (contre 40 à 50 GW habituellement sur la même période), anticipée en juin, et qui s'est confirmée en pratique
- **Sur l'automne, une disponibilité du parc nucléaire qui est revue légèrement à la hausse** par rapport aux prévisions de juin... mais qui reste particulièrement faible, par rapport à l'historique
- Des retours de réacteurs nucléaires qui devraient permettre d'augmenter la disponibilité de 7 GW entre mi-septembre et début octobre, et qui seront donc particulièrement suivis

Disponibilité du parc nucléaire français sur l'historique et prévisions pour l'hiver 2020-2021



- **Un suivi précis des indisponibilités du parc nucléaire et des dates de retour des réacteurs permettra d'affiner la vision pour l'hiver prochain d'ici novembre**

# Une disponibilité faible du nucléaire en septembre qui conduit à un fonctionnement inhabituel du système pour cette période





## En synthèse, une situation sous vigilance particulière pour l'hiver 2020-2021, malgré une légère amélioration

**Consommation** : une baisse significative et durable depuis mars

- Une **baisse significative de la consommation** dès l'instauration du confinement, et **qui semble se confirmer** au-delà du déconfinement et de la période des vacances estivales

**Offre** : une amélioration de la prévision de disponibilité globale depuis le printemps

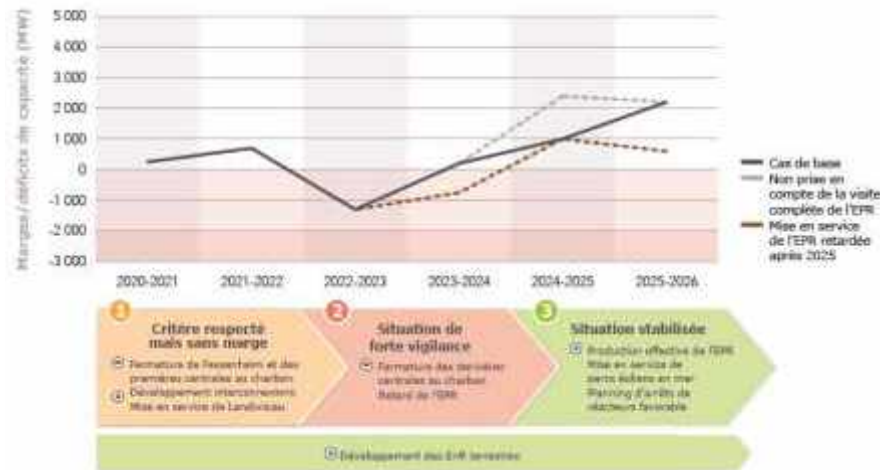
- **Disponibilité du parc nucléaire réévaluée légèrement à la hausse** par EDF (allongements des arrêts moins importants qu'envisagés dans les pires scénarios en juin)
- **Stocks hydrauliques au plus haut** depuis 5 ans
- Mise en service de la **nouvelle interconnexion** avec la Grande-Bretagne (IFA2) qui renforcera les capacités d'imports dès le début de l'hiver
- En dehors du CCG de Saint-Avold, le **parc thermique est pleinement opérationnel**
- Un plan de **renforcement des effacements** engagé par le gouvernement en juin qui devrait permettre de sécuriser encore la situation (appel d'offre en cours, résultats attendus pour mi-octobre)

# **Analyses sur la période 2021-2030 (Bilan prévisionnel 2020)**

# Les enjeux du BP2020 : une actualisation de l'analyse de sécurité d'approvisionnement dans un contexte particulier

## • Etat des lieux vu du BP 2019 :

- un système en transition d'ici 2025,
- en particulier, une période charnière en 2020-2023 en amont de la mise en service de l'EPR au cours de laquelle fermetures et mises en service doivent être soigneusement coordonnées,
- une période de forte vigilance avec peu de marges pour le système.



## • Deux enjeux principaux pour le BP2020 :

- 1 Actualiser le diagnostic de sécurité d'approvisionnement sur le premier hiver et sur les prochaines années**, en prenant en compte les effets de la crise sanitaire : perturbations dans la maintenance des centrales ou la mise en service de nouvelles installations de production, baisse de la consommation d'électricité, etc.
- 2 Apporter un éclairage sur le fonctionnement du système électrique à 2030, horizon de la PPE avec une fermeture de plusieurs tranches nucléaires** et un développement de nouveaux usages.



# Une démarche de concertation renouvelée pour cette édition du Bilan prévisionnel

Comme pour les précédents exercices, l'établissement du cadrage global et des hypothèses s'appuie sur une **consultation publique**, menée en juin dernier :

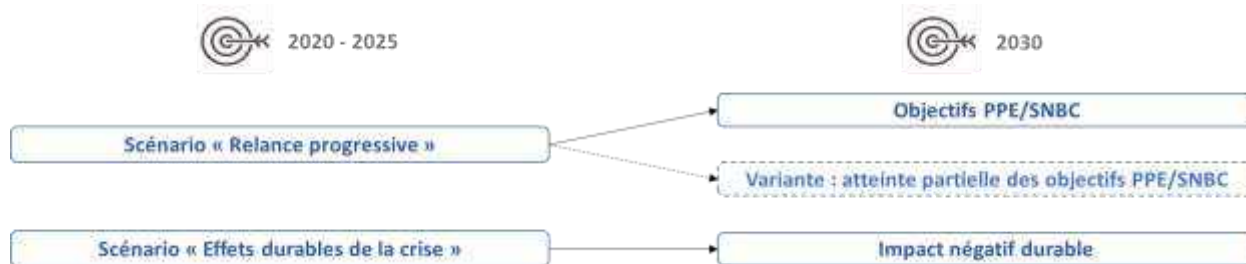
- Les retours reçus ont été pris en compte pour ajuster certaines hypothèses retenues dans l'analyse
- **Aujourd'hui, présentation du cadrage construit à partir des retours de la consultation**



# Le BP2020 : une analyse articulée autour de deux scénarios contrastés et une variante

Suite à la crise sanitaire, RTE a proposé d'étudier l'évolution du système selon plusieurs scénarios :

- **Un scénario « Relance progressive »**, avec un ralentissement de l'activité en 2020 suivi d'un retour progressif à la normale sur 2021– 2025 : la crise sanitaire retarde certaines des actions engagées mais ne remet pas profondément en cause les objectifs publics sur le mix électrique
  - **Une variante « Atteinte partielle des objectifs »** dans laquelle la transition s'effectue sur un rythme soutenu où les objectifs ne sont pas atteints dans leur intégralité
- **Un scénario « Effets durables de la crise »**, consistant en un recul important de l'activité industrielle en 2020, suivi d'un rebond modéré en 2021 ne permettant pas de retrouver le niveau d'avant-crise, puis d'une relative stagnation les années suivantes

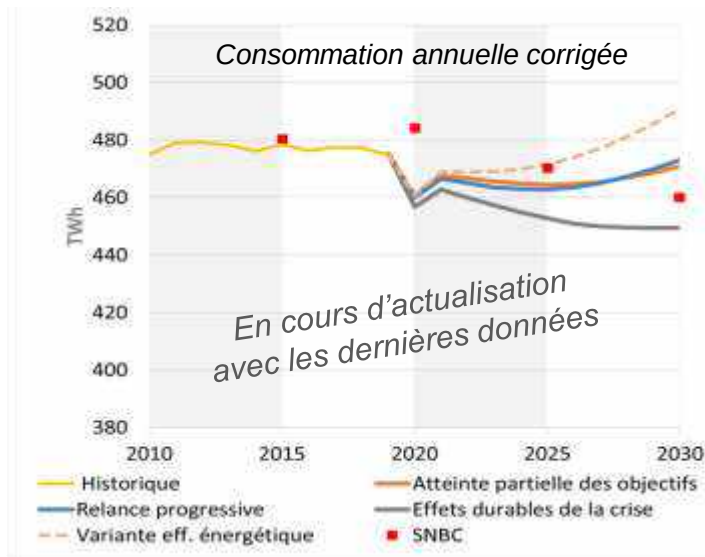


*Schématisation des scénarios retenus pour le Bilan prévisionnel 2020*

# Des incertitudes sur l'évolution de la consommation électrique à un horizon de 5-10 ans

Trois trajectoires de consommation correspondant aux scénarios ont été proposées :

- **Trajectoire « relance progressive »** : rebond partiel à partir de 2021 et orientation progressive à la hausse sous l'effet prégnant de l'électrification des usages ;
- **Variante « atteinte partielle des objectifs »** : marquée par une moindre électrification, et de moindres gains d'efficacité énergétique ; trajectoire proche de « relance progressive », mais avec une structure de la consommation différente ;
- **Trajectoire « effets durables de la crise »** : baisse plus marquée dès 2020 et un contexte macroéconomique plus dégradé qui se traduit, au-delà d'un léger rebond en 2021, par une tendance baissière.



## Principaux retours de la consultation

- Impact haussier du confinement sur la consommation résidentielle précisé dans les trajectoires
- Plusieurs répondants soulignent l'effet de catalyseur que pourrait avoir la crise sanitaire sur des évolutions sociétales et/ou économiques à long terme (télétravail, TIC, habitat, modes de vie...) → sujet déjà en partie intégré dans les trajectoires, en cours d'approfondissement
- Demandes d'évaluer les perspectives de relocalisation de certaines activités industrielles → cf. travaux sur scénarios 2050

# Rte Plusieurs trajectoires de développement des EnR considérées

Pour chacune des filières, des trajectoires contrastées :

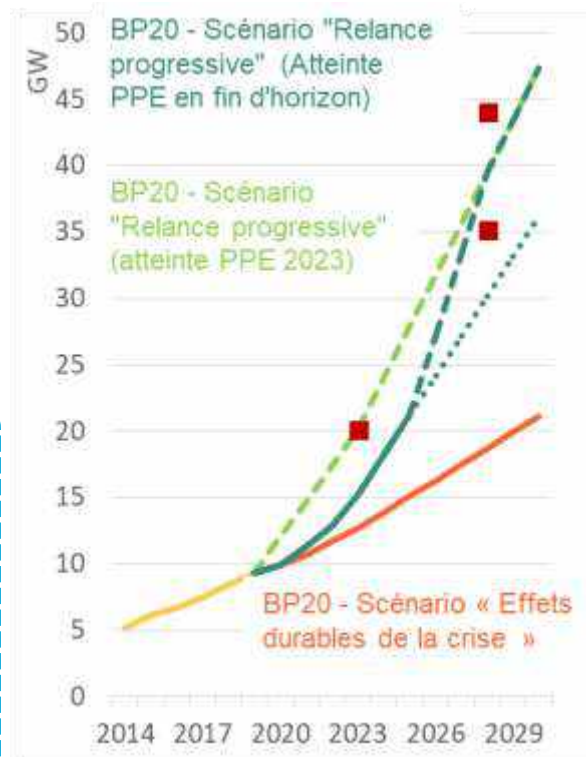
- **Scénario « Relance progressive »** : trajectoires en deçà de l'objectif 2023, mais atteignant les objectifs PPE en 2028
- **Variante « Atteinte partielle des objectifs »** : développement sur un rythme soutenu, mais insuffisant pour atteindre l'intégralité des objectifs de la PPE
- Variante avec atteinte des objectifs PPE en 2023
- **Scénario « Effets durables de la crise »** : trajectoires basses, n'intégrant pas l'accélération attendue dans les objectifs de la PPE



## Principaux retours de la consultation

- Réactions contrastées sur les trajectoires du scénario « relance progressive » : la trajectoire PV proposée est jugée tantôt « irréaliste », tantôt trop faible
- Hypothèses de la variante « Atteinte partielle des objectifs » globalement partagées
- Trajectoires du scénario « Effets durables de la crise » estimées trop basses  
→ elles seront réajustées, notamment en prenant en compte les informations les plus récentes sur les rythmes de raccordement du premier semestre 2020

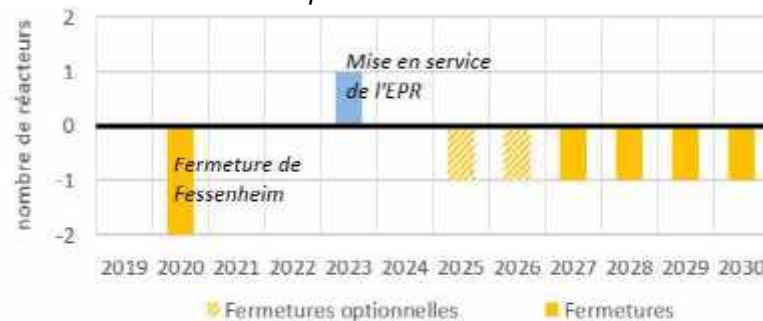
Evolution de la capacité PV installée en GW



# L'évolution de la capacité installée et de la disponibilité du parc nucléaire au cœur du BP 2020

- **Evolution de la capacité installée** cohérente avec les objectifs de la PPE et les informations publiques à ce jour :
  - **Cas de base** : mise en service de l'EPR mi-2023, fermeture d'un réacteur par an à partir de 2027,
  - **Variantes** : décalage de l'EPR au-delà de 2025 + variantes avec 1 ou 2 réacteurs supplémentaires en 2025 et 2026 (comme envisagé par la PPE)
- **Prise en compte approfondie des incertitudes de la disponibilité des tranches** :
  - une modélisation de la disponibilité des tranches basée sur l'ensemble des arrêts déclarés par le producteur,
  - prise en compte des risques d'allongements en cohérence avec l'historique (dispersion probabiliste des allongements en distinguant VD, VP, et ASR)
  - modélisation des arrêts fortuits calée sur l'historique
- **Prise en compte des perspectives de production réduites sur un horizon de court terme annoncées par le producteur**

Mises en service et fermetures de réacteurs prévues sur la période 2020-2030



## Principaux retours de la consultation

- Des principes proposés globalement acceptés et un souhait commun d'avoir une modélisation la plus en phase avec la disponibilité « réelle »...
  - ... mais des réponses contrastées sur la mise en œuvre : demandes de prise en compte d'aléas supplémentaires par prudence vs. demandes de ne pas surestimer les indisponibilités
- Suivi spécifique mis en place par RTE



# Pilotage de la demande : une poursuite du développement des effacements et de la flexibilité

## ➤ Une forte volonté publique de soutien qui se précise mais des incertitudes sur l'impact et la pérennité :

- Une évolution du soutien public et des modalités de participation aux marchés pour accélérer le développement de l'effacement et atteindre les objectifs de la PPE : hausse du soutien financier, AO effacements « fournisseurs », assouplissement de modalités de participation permettant la valorisation d'un potentiel aujourd'hui inexploité...
- Incertitude sur la validation par la Commission européenne et incertitude sur l'avenir du potentiel dans l'industrie
- Un travail important de fiabilisation de la filière qui porte ses fruits

## ➤ Trois trajectoires pour traduire ces évolutions et incertitudes :

- **Scénario « Relance progressive »** et atteinte des objectifs PPE en 2028 : 6,5 GW d'effacement en 2030
- **Variante « Atteinte partielle des objectifs »** et poursuite du rythme de développement actuel : ~5 GW en 2030
- **Scénario « Effets durables de la crise »** : ~3 GW en 2030

## ➤ Un développement de la mobilité électrique avec un potentiel de flexibilisation

- Hypothèses basées sur les scénarios du rapport mobilité électrique: entre 3,7 et 7,7 millions de VE en 2030
- Flexibilité sur la recharge conforme au scénario « Crescendo » : ~50% de pilotage dont V2G en 2030



### Principaux retours de la consultation

- Des hypothèses globalement partagées par les répondants à la consultation...
- ...mais des doutes émis par certains acteurs sur le caractère suffisant des mesures prises pour atteindre les objectifs de la PPE
- ... et un besoin de clarification sur la prise en compte de la flexibilité de la recharge des VE dans le volume d'effacement

# D'autres évolutions structurantes du mix national, avec notamment la fermeture des centrales au charbon

## ➤ Une **contraction du parc thermique à flamme**

- Hypothèse de fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022, maintien en disponibilité ou conversion à la biomasse de Cordemais étudiés comme variante,
- Stabilité de la filière CCG en dehors de la mise en service de Landivisiau fin 2021,
- Fermeture des TAC au fioul bretonnes entre 2025 et 2030,
- Contraction progressive du parc de cogénérations et des autres moyens de production thermique

## ➤ Scénarisation partielle de l'évolution des **moyens de flexibilité sur l'horizon d'étude**

- Prise en compte d'une nouvelle STEP à l'horizon 2030 dans le scénario de « relance progressive »
- Participation des batteries à hauteur de quelques centaines de MW dans les différents scénarios d'ici fin 2030
- Hypothèse d'absence de développement du stockage saisonnier par gaz de synthèse à l'horizon 2030



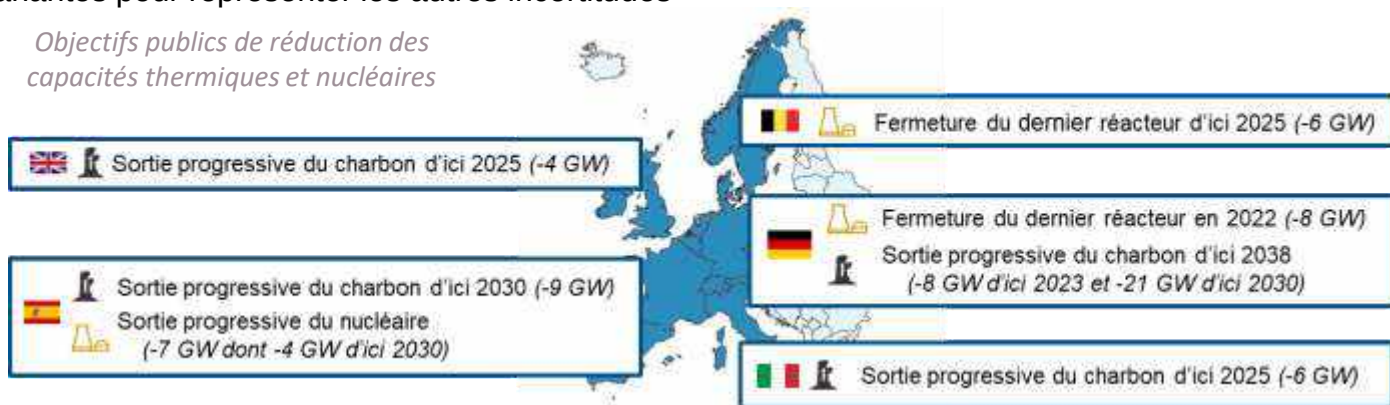
## Retours de la concertation

- Réponses contrastées avec des rappels d'oppositions à la fermeture des tranches charbon, et à la conversion à la biomasse de Cordemais
- Demande de variantes avec le maintien des TAC bretonnes
- Pas de consensus sur l'opportunité de retenir une évolution du parc de STEP

# Interconnexions et mix énergétiques européens

- Raccordement de **nouvelles interconnexions sur un horizon de court terme**
  - Mise en service d'IFA2 au cours de l'hiver 2020-2021, mise en service de Savoie-Piémont en 2021
  - Eleclink non pris en compte dans les cas de base, mais uniquement en variante
  - A l'horizon 2030, prise en compte des projets en cohérence avec le SDDR
- Des **hypothèses de mix énergétiques européens construites à partir du Midterm Adequacy Forecast** de l'ENTSOE
  - Des ajustements normatifs des hypothèses relatives à la consommation et aux ENR en cohérence avec le narratif des scénarios « relance progressive » et « effets durables de la crise »
  - Des variantes pour représenter les autres incertitudes

*Objectifs publics de réduction des capacités thermiques et nucléaires*



## Une publication des analyses prévue en novembre 2020

- Les travaux de cadrage et les réponses à la consultation publique ont permis de fiabiliser les hypothèses (cas de base et variantes) à retenir pour l'évolution du système sur les prochaines années.
- Les analyses intégreront ainsi les éléments de contexte récents (économique, politique, sanitaire...), et les dernières informations en matière de production, de consommation et autres déterminants sur la sécurité d'approvisionnement.

### Prochaines étapes :

- Modélisation des scénarios, simulations d'équilibre offre-demande, analyse des variantes
- Poursuite des suivis spécifiques :
  - suivi à maille fine de la disponibilité du nucléaire
  - suivi de la reprise de la consommation
- **Novembre 2020 : publication du Bilan prévisionnel moyen terme (2020-2030) intégrant le passage de l'hiver 2020-2021**



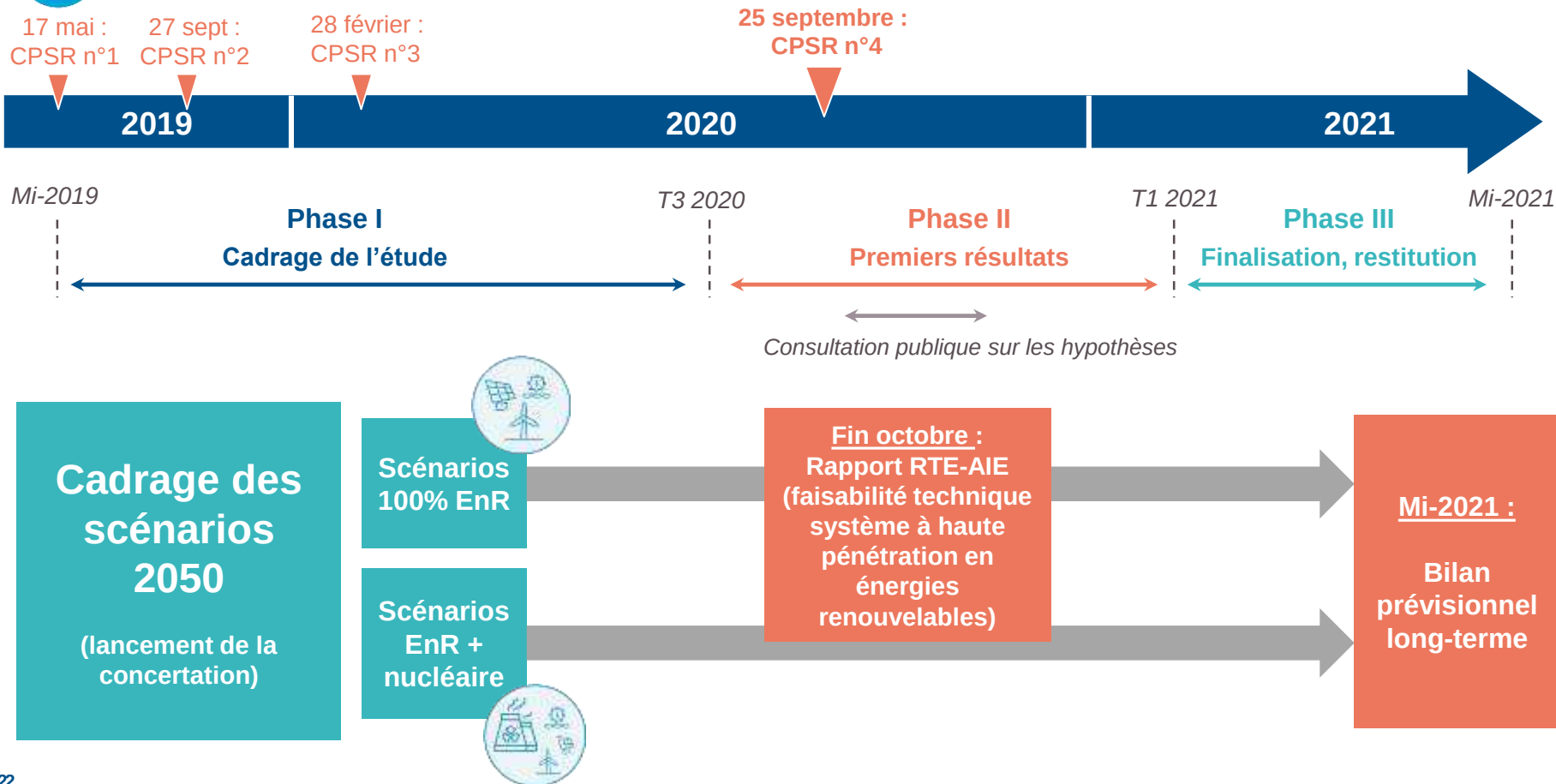


2

# **Etat d'avancement des travaux sur les scénarios à l'horizon 2050**



# Rappel du calendrier de concertation sur les scénarios 2050



# Tous les GT ont été lancés, permettant de consolider le cadrage

| Groupes de travail                                 | Réunions    | Actualités et prochaines réunions                                                                     |
|----------------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| GT 1 « Référentiel climatique »                    | ● ● ●       | <b>01/10</b> : Effets du changement climatique sur la production hydraulique et modélisation          |
| GT 2 « Consommation »                              | ● ● ● ● ● ● | <b>18/09</b> : présentation de la déclinaison des trajectoires de consommation à l'horizon 2050       |
| GT 3 « Cadrage et scénarisation »                  | ● ● ●       | <b>19/06</b> : présentation des scénarios d'étude + cadrage des scénarios européens                   |
| GT 4 « Interfaces électricité et autres vecteurs » | ● ● ●       | <b>17/11</b> : trajectoires hydrogène et fuels de synthèse                                            |
| GT 5 « Dynamiques sociétales »                     | ● ●         | <b>04/11</b> : paramètres d'acceptabilité et gisements EnR                                            |
| GT 6 « Environnement »                             | ● ●         | <b>27/11</b> : évolution du cadrage des analyses environnementales et premiers résultats              |
| GT 7 « Flexibilités »                              | ● ●         | <b>29/05</b> : cadrage + mobilité électrique<br><b>16/10</b> : gisements de flexibilité de la demande |
| GT 8 « Fonctionnement du système électrique »      | ● ●         | <b>29/04</b> : cadrage des analyses techniques (adéquation, stabilité, réserves, réseau)              |
| GT 9 « Coûts »                                     | ● ●         | <b>30/06</b> : présentation et discussion des hypothèses de coûts des EnR et du nucléaire             |

# Principales évolutions depuis la CPSR du 28 février 2020

*CPSR du 28 février 2020*

*Septembre 2020*



## Scénarisation

Principes de construction de 6 scénarios et premières trajectoires par filière



**Fiches d'identité des scénarios d'étude présentées en GT et mises en concertation** (retours des parties prenantes en cours)



## Consommation

Cadrage global sur les trajectoires de consommation : référence basée sur la SNBC + variables de commande pour l'étude des variantes



**Déclinaison des trajectoires 2020-2050 de consommation par secteur et par usage**, présentée et discutée en GT



## Coûts

Principes méthodologiques de chiffrage en coûts complets du système, pas d'hypothèses de coûts unitaires



**Proposition de coûts de référence sur les moyens de production (EnR, nucléaire)**, avec un document d'accompagnement détaillé sur les hypothèses



## Cadrage macro-économique

Principe d'avoir un travail spécifique sur l'analyse de variante intégrant une relocalisation de l'industrie



**Cadrage précisé avec 2 variantes distinctes :**  
 1) ré-industrialisation (secteurs les + compétitifs)  
 2) relocalisation (visée à réduire l'empreinte CO<sub>2</sub>)





# Scénarisation : six scénarios d'étude provisoires ont été précisés, présentés et discutés en groupe de travail



## 3 scénarios « EnR sans nouveau nucléaire »

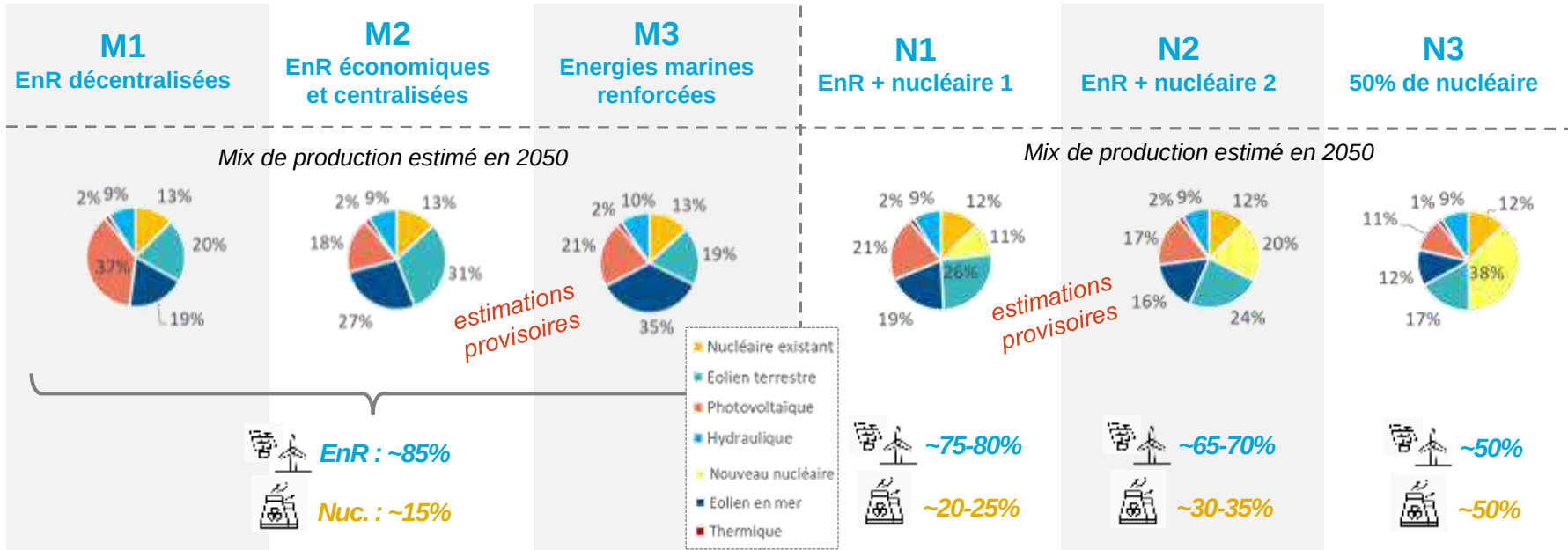


## 3 scénarios « EnR avec nouveau nucléaire »

| M1<br>EnR décentralisées                                                                                                            | M2<br>EnR économiques<br>et centralisées                                                                                         | M3<br>Energies marines<br>renforcées                                                                                              |                                                                                    |                    |                    | N1<br>EnR + nucléaire 1                                                                  | N2<br>EnR + nucléaire 2                                                                   | N3<br>50% de nucléaire                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Développement important d' <b>EnR décentralisées</b> (notamment PV), porté par des <b>acteurs locaux et des modes participatifs</b> | Développement de <b>grands parcs d'EnR</b> , toutes filières (fermes solaires au sol, grands parcs éoliens terrestres et en mer) | Développement accéléré de l' <b>éolien en mer</b> posé et flottant, et moindre sur l'éolien terrestre pour raison d'acceptabilité |                                                                                    |                    |                    | +une paire d'EPR tous les 4 à 5 ans à partir de 2030-35<br>→ 6 à 10 nouveaux EPR en 2050 | +une paire d'EPR tous les 2 à 3 ans à partir de 2030-35<br>→ 12 à 16 nouveaux EPR en 2050 | Politique de maintien de 50% de production nucléaire après 2035<br>→ <b>effort très important sur nouveau nucléaire</b> |
| Capacités estimées en 2050 (estimations provisoires avant simulations)                                                              |                                                                                                                                  |                                                                                                                                   |                                                                                    |                    |                    |                                                                                          |                                                                                           |                                                                                                                         |
| <b>~195 GW</b>                                                                                                                      | ~90 GW                                                                                                                           | ~106 GW                                                                                                                           |   | ~110 GW            | ~90 GW             | ~60 GW                                                                                   |                                                                                           |                                                                                                                         |
| ~58 GW                                                                                                                              | <b>~85 GW</b>                                                                                                                    | ~51 GW                                                                                                                            |   | ~75 GW             | ~70 GW             | ~50 GW                                                                                   |                                                                                           |                                                                                                                         |
| ~39 GW                                                                                                                              | ~53 GW                                                                                                                           | <b>~68 GW</b>                                                                                                                     |   | ~40 GW             | ~35 GW             | ~25 GW                                                                                   |                                                                                           |                                                                                                                         |
| ~15 + 0 GW                                                                                                                          | ~15 + 0 GW                                                                                                                       | ~15 + 0 GW                                                                                                                        |  | ~15 + <b>13 GW</b> | ~15 + <b>25 GW</b> | ~15 + <b>40-55 GW</b>                                                                    |                                                                                           |                                                                                                                         |

**Scénarisation : tous les scénarios intègrent une croissance importante de la part des EnR dans le mix électrique**

- Les analyses sur le fonctionnement du système électrique dans des mix à haute part d'EnR seront d'autant plus importantes et ne concernent pas uniquement les scénarios sans nouveau nucléaire
- Remarque : les premières estimations devront être précisées par les simulations et pourront conduire à des ajustements des scénarios



# Scénarisation : des demandes exprimées en concertation visant à ajouter de nouveaux scénarios d'étude

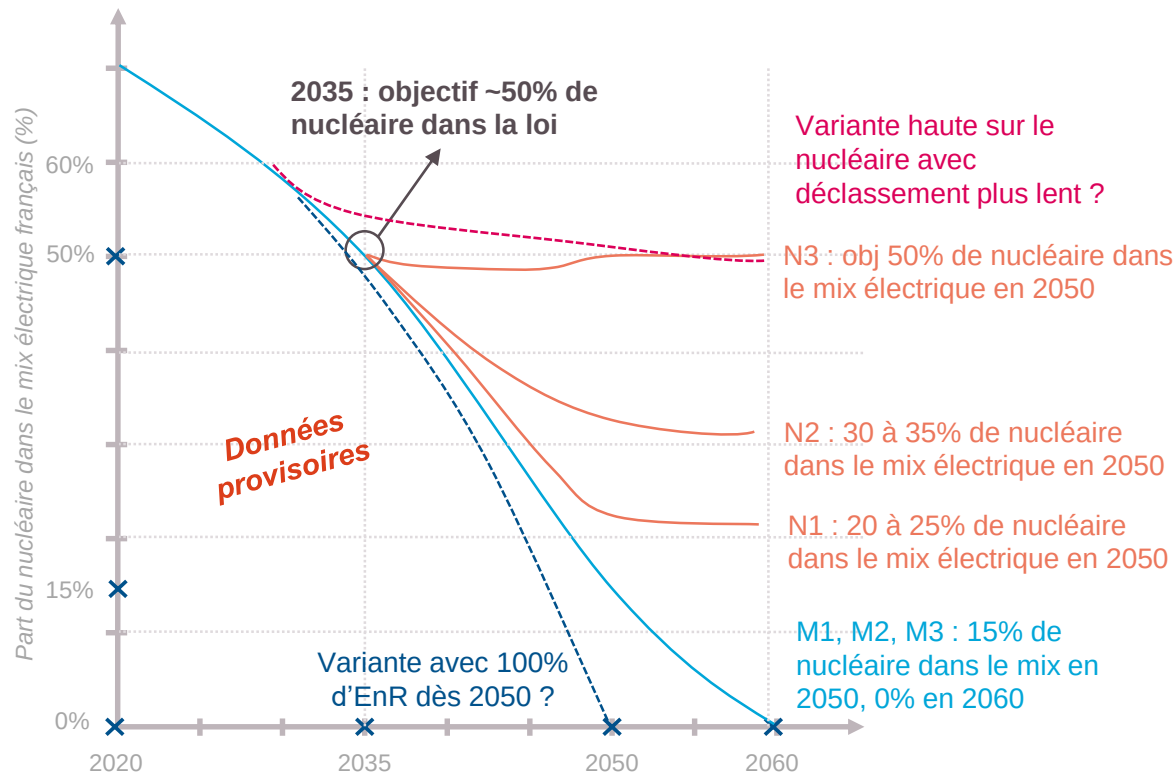
Deux types de demandes à l'étude :

1. Un scénario 100% EnR (de type M2), mais atteignant **100% d'EnR** dès 2050
2. Un scénario EnR+nucléaire haut (de type N3), reposant sur **un déclasserment plus progressif du nucléaire existant**

Ces 2 scénarios peuvent conduire à une part du nucléaire légèrement en-dessous ou au-dessus de 50% du mix électrique en 2035

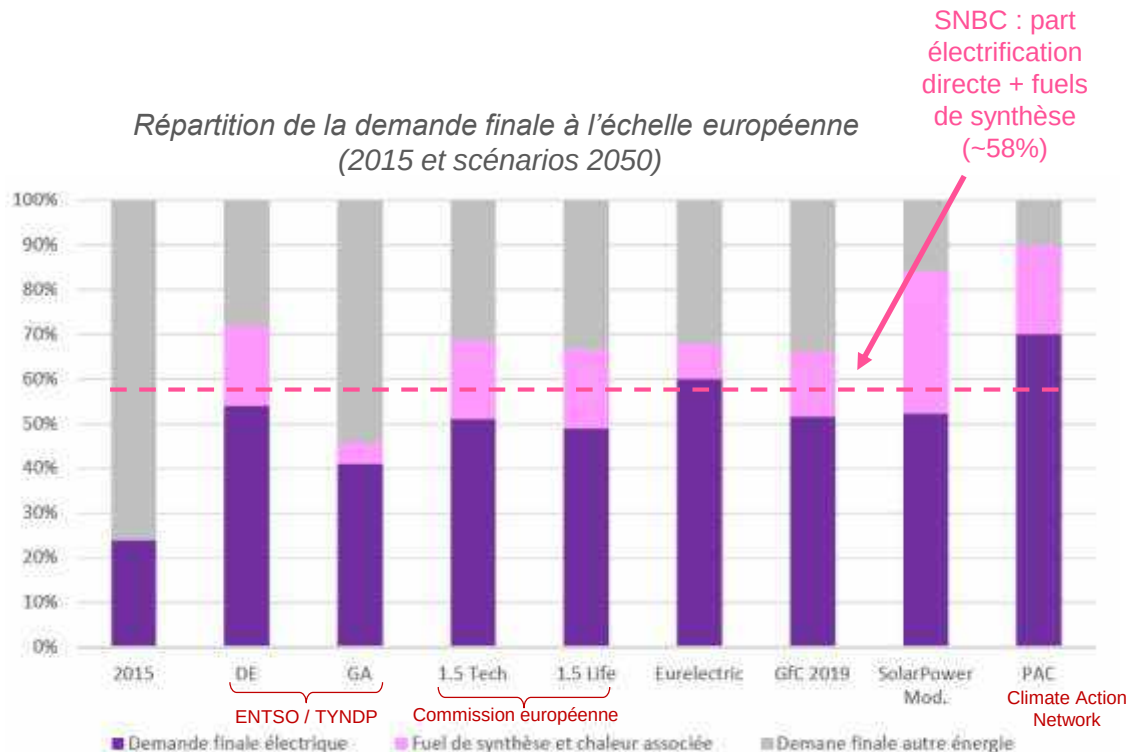
**=> Options soumises à l'avis des parties prenantes dans le cadre de la consultation publique à venir**

Evolution des capacités nucléaires dans les scénarios d'étude



# Scénarisation : une analyse des scénarios européens qui permet de préciser le cadrage et de comparer à la SNBC

- Des scénarios qui conduisent dans l'ensemble à une part plus importante de l'électrification (directe + indirecte via fuels de synthèse) plus importante que dans la SNBC...
  - ... mais avec généralement une part d'électrification indirecte plus forte que dans la SNBC (qui oriente vers une place moins importante des fuels de synthèse et notamment de l'hydrogène)
- RTE travaille à modéliser une variante « hydrogène + ».



# Scénarisation - couplage sectoriel : des projections qui tiendront compte des stratégies hydrogène (France / Europe)

- Dans le cadre du plan de relance, la France a publié sa « **stratégie hydrogène** » pour le développement de la filière à l'horizon 2030, avec comme priorité :



## Du côté des usages, priorité à :

- Décarbonation de l'industrie (raffinage, chimie...)
- Décarbonation de la mobilité lourde



## Du côté de l'approvisionnement :

- Développement d'électrolyse sur le territoire français (6,5 GW en 2030)
- Pas de stratégie d'imports massifs comme en Allemagne, et pas de développement spécifique SMR+CCS

- Conforme au cadrage présenté et étudié dans le rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE début 2020 (plusieurs modes opératoires restent possibles)

- Pour l'horizon 2050, les orientations de la SNBC et de la stratégie hydrogène seront prolongées en plusieurs variantes de développement de l'hydrogène (demande, sources et infrastructures) :

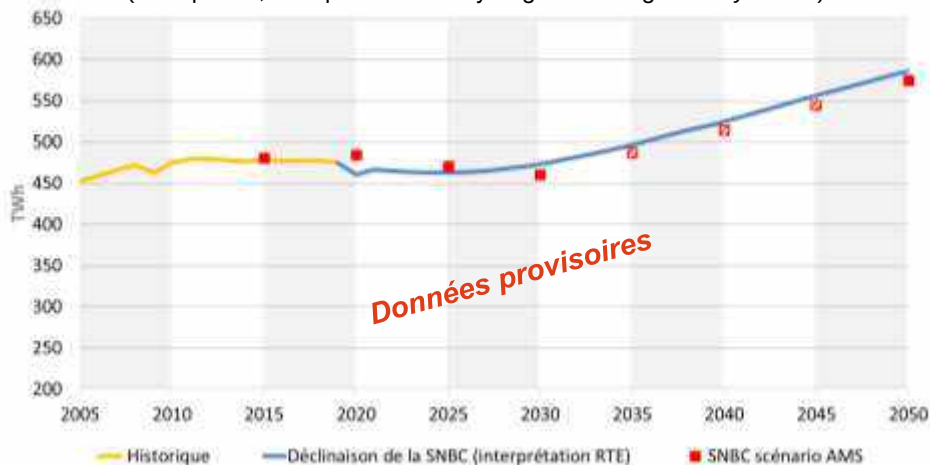
- Des propositions seront présentées dans la consultation publique à venir et discutées plus en détails dans la prochaine réunion du GT4 (17 novembre).



## Consommation : une déclinaison des orientations de la SNBC sur la demande d'électricité a été proposée en GT

- La démarche d'explicitation et de transparence sur les hypothèses de consommation se poursuit :
  - 1) **présentation et partage de la méthodologie** et des paramètres (4-5 GT sur les différents secteurs en 2019), sur la base des trajectoires 2017-2035 du BP2017
  - 2) partage sur le cadrage des trajectoires 2050, et la **déclinaison de la SNBC** (2 GT en 2020)
  - 3) discussion sur la **construction des variantes** (fin 2020 – début 2021)
- À l'horizon 2050, la SNBC donne des orientations et des objectifs chiffrés sur quelques grands usages et secteurs...
- ... mais la déclinaison des trajectoires en chroniques de consommation horaires nécessite de spécifier un grand nombre de paramètres.
- Des premiers éléments de déclinaison ont été présentés lors du dernier groupe de travail du 18 septembre.

**Consommation d'électricité France métropolitaine continentale**  
(avec pertes, hors production d'hydrogène et de gaz de synthèse)

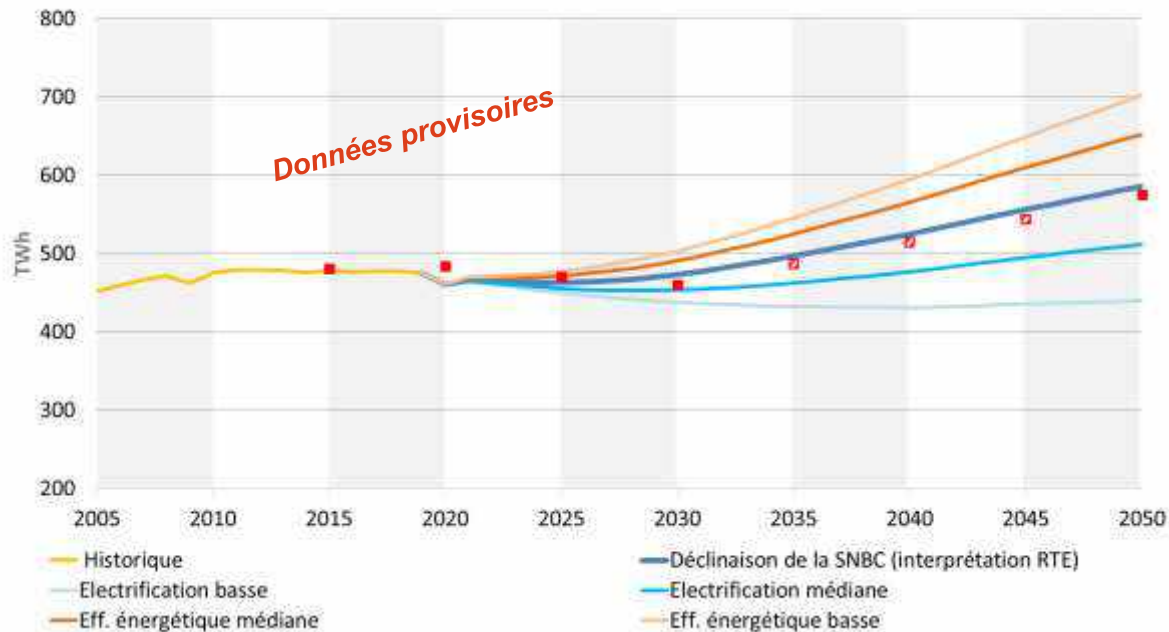


## Consommation : une déclinaison des orientations de la SNBC sur la demande d'électricité a été proposée en GT

L'analyse sera complétée par l'ajout de variantes, en prenant en compte les retours des différentes parties prenantes (groupe de travail « consommation », CPSR et consultation publique) :

- Évolution du niveau d'efficacité énergétique
- Electrification des usages
- Efforts de sobriété
- Relocalisation de l'industrie...

**Consommation d'électricité France métropolitaine continentale, trajectoire de référence SNBC et premières variantes**  
(avec pertes, hors production d'hydrogène et de gaz de synthèse)



# Cadrement macro-économique : le travail sur les scénarios de relocalisation se précise (1/2)

- De nombreux enjeux poussent aujourd'hui à considérer les effets d'une relocalisation d'une partie de l'activité industrielle: résilience aux crises, souveraineté et indépendance stratégique, volonté de favoriser l'emploi sur le territoire français et enjeux sociaux, réduction de l'empreinte carbone en maîtrisant l'approvisionnement énergétique, etc.
- Pour couvrir ces différents enjeux, RTE propose de construire et d'étudier deux variantes distinctes :

1

## Variante « ré-industrialisation »



Objectif politique : améliorer la compétitivité nationale là où c'est possible, favoriser l'emploi, cibler certains secteurs stratégiques



Conséquences : une activité industrielle et donc une consommation d'énergie en France plus importantes, potentiellement plus de difficultés à atteindre la neutralité carbone sur les émissions territoriales, une empreinte carbone réduite même s'il ne s'agit pas de l'objectif principal

2

## Variante « relocalisation des activités émettrices »



Objectif politique : relocaliser les secteurs industriels les plus émetteurs de CO2 dans le but de réduire l'empreinte globale du pays (et pas uniquement les émissions nationales)



Conséquences : activité industrielle et consommation d'énergie en France plus importantes (y.c. par rapport à variante ré-industrialisation), recouplage plus fort entre émissions territoriales et empreinte carbone

- Trajectoires livrées et discutées au T1 2021



# Cadrage macro-économique : le travail sur les scénarios de relocalisation se précise (2/2)

## Ciblage sur les secteurs « propices »

- Sélection des secteurs industriels les plus propices en matière de compétitivité, en favorisant ceux pour lesquels la France dispose d'avantages comparatifs

## Ciblage sur les secteurs stratégiques

### Extrait du plan de relance :

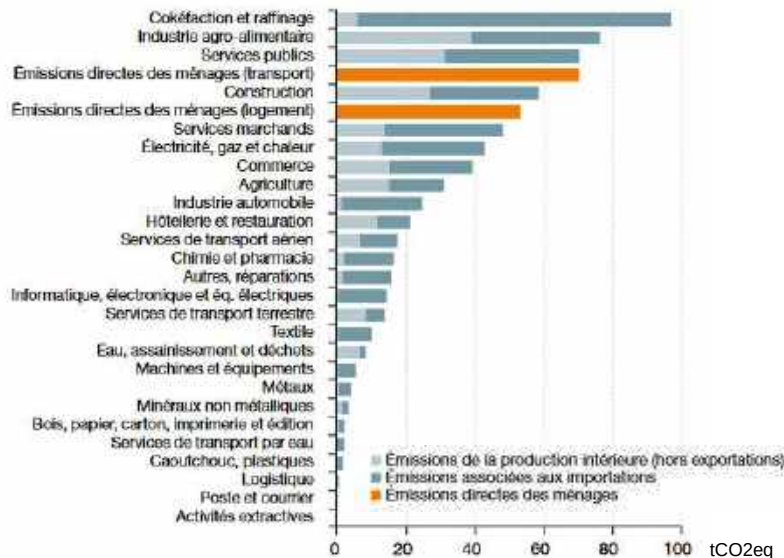
« L'enjeu est de soutenir des investissements qui permettront d'assurer son indépendance et sa résilience [...] Ce soutien contient deux volets :

- un soutien à l'investissement ciblé sur les secteurs stratégiques. Cinq appels à projets seront lancés en 2020 pour identifier les projets sélectionnés :
  - produits de santé,
  - intrants critiques pour l'industrie,
  - électronique,
  - agroalimentaire,
  - télécommunications. [...] »



## Ciblage sur la réduction de l'empreinte carbone

### Décomposition par produit de l'empreinte carbone de la France



Note : GES pris en compte : CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O.

Champ : France métropolitaine + Drom (périmètre Kyoto).

Sources : Citepa ; AIE ; FAO ; Douanes ; Eurostat ; Insee.

Traitements : SDES, 2019.

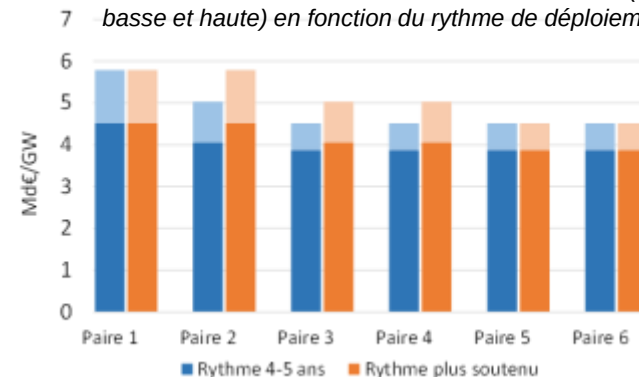
- Sélection des secteurs avec les ratios les plus importants en matière d'empreinte carbone par valeur ajoutée

# Coûts : présentation des hypothèses de coûts du nucléaire

- Rappel du cadrage sur l'analyse économique : pas d'étude du LCOE mais un chiffrage des scénarios en coûts complets à l'échelle du système (production, actions sur la consommation, flexibilité, réseau)
- Pour toutes les filières, **une prise en compte de l'ensemble des coûts sur la durée de vie des infrastructures** : développement, construction, prolongation, combustible, maintenance, exploitation, démantèlement et gestion des déchets...
- Pour le nouveau nucléaire, des hypothèses de coûts basées sur les informations communiquées par l'Etat (MTES / MEF) à propos des coûts de l'EPR 2 :
  - Dépend du retour d'expérience (coûts inférieurs pour les paires suivantes)
  - Dépend du rythme de déploiement

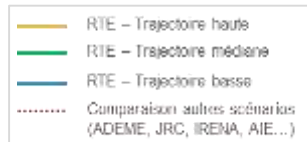
| Phase                     | Poste de coûts                                                              |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Construction              | CAPEX de construction                                                       |
| Prolongation              | CAPEX de prolongation de 15 ans                                             |
| Exploitation              | OPEX variables : coûts de combustible<br>OPEX fixes et maintenance courante |
| Déconstruction et déchets | CAPEX de déconstruction<br>Provision pour combustibles usés et déchets      |

Coûts bruts de construction du nouveau nucléaire (hyp. basse et haute) en fonction du rythme de déploiement



# Coûts : présentation des hypothèses de coûts des EnR

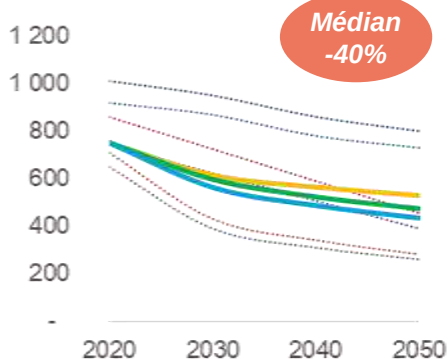
Des baisses de coûts de fabrication et des coûts de l'énergie produite sont attendues sur l'ensemble des filières, à des rythmes dépendants de nombreuses variables intégrées à l'analyse (maturité technologique, augmentation des tailles d'installations, effet volume, allongement des durées de vie...)



## Photovoltaïque (ex. PV au sol)

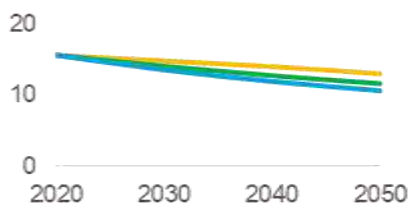
**CAPEX**  
€/kWc

Construction,  
démantèlement

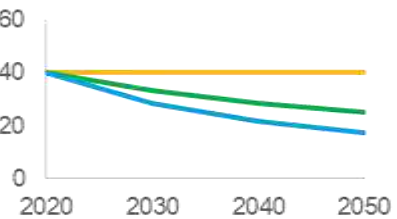
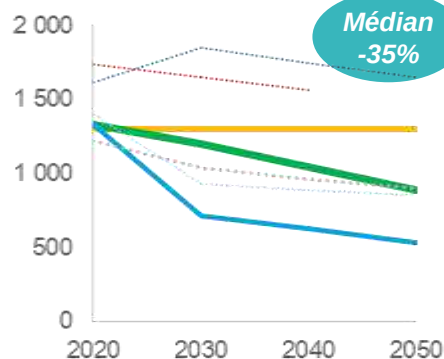


**OPEX**  
€/kWc/an

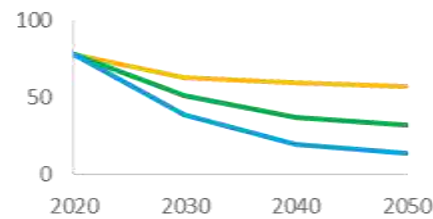
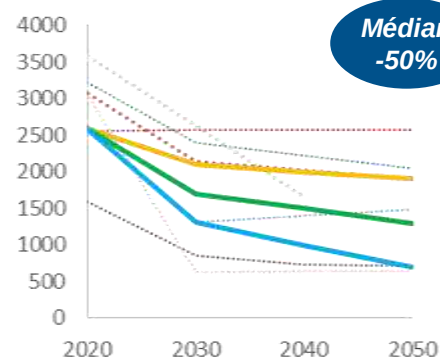
Performance  
composants,  
maintenance.



## Eolien terrestre



## Eolien en mer (ex. posé hors raccordement)



- Une analyse environnementale recentrée sur 4 enjeux principaux (problématisés au regard des retours des acteurs en concertation) :

1

## Empreinte carbone

Quelle est l'empreinte carbone du système électrique dans chacun des scénarios ? Et quelle est la trajectoire carbone de la France selon la part de l'électricité dans le mix énergétique ?

2

## Utilisations matières

Certains mix conduisent-ils à des problématiques de consommation de ressources et matières « critiques », en matière de réserve disponible, géopolitique ou sur la concurrence d'usage ?

*Exemple*

3

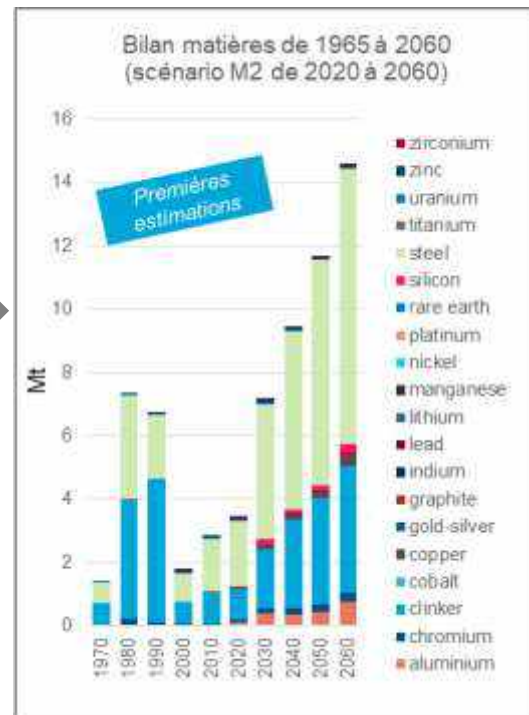
## Occupation des sols

Quelle est la part d'occupation / d'artificialisation des sols et des espaces maritimes dans les différents scénarios ?

4

## Déchets et polluants

Quels volumes de déchets nucléaires seront à traiter dans les différents scénarios ?





# Lancement de la consultation publique du BP 2050

Un document d'appel à contributions sera transmis courant octobre.

Réponse à l'adresse [rte-concerte-bp@rte-france.com](mailto:rte-concerte-bp@rte-france.com)



## Principaux thèmes soumis à la consultation publique :

- Cadrage et construction des scénarios à étudier
- Hypothèses relatives aux trajectoires de consommation
- Hypothèses relatives au climat et à la modélisation de la production
- Hypothèses relatives au couplage sectoriel
- Hypothèses relatives aux flexibilités
- Hypothèses relatives à l'évolution du système électrique européen
- Cadrage des analyses techniques
- Cadrage des analyses sociétales
- Cadrage des analyses environnementales
- Cadrage des analyses économiques et hypothèses de coûts





## Les prochains groupes de travail



**Jeudi 01/10 matin (9h-11h) - GT1 Climat** : évolution et modélisation de la production hydraulique

**Vendredi 16/10 matin (9h-12h) - GT7 Flexibilités** : projections sur les gisements de flexibilité de la demande

**Mercredi 04/11 matin (9h-11h) - GT5 Dynamiques sociétales** : prise en compte des dynamiques sociétales et zoom sur l'acceptabilité des actifs de production

**Mardi 17/11 matin (9h-11h) - GT4 Interfaces électricité et autres vecteurs** : scénarios de développement de la production d'hydrogène décarboné

**Vendredi 27/11 matin (9h-12h) - GT6 Environnement** : précisions sur le cadrage et premiers résultats sur les émissions de CO2 et sur la consommation de matières

Inscription par retour de mail à l'adresse [rte-concerte-bp@rte-france.com](mailto:rte-concerte-bp@rte-france.com).

concerte.fr  
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE



3

# **Zoom sur la faisabilité technique des scénarios à haute part d'énergies renouvelables**

# Enjeux de faisabilité technique d'un mix à haute part d'EnR

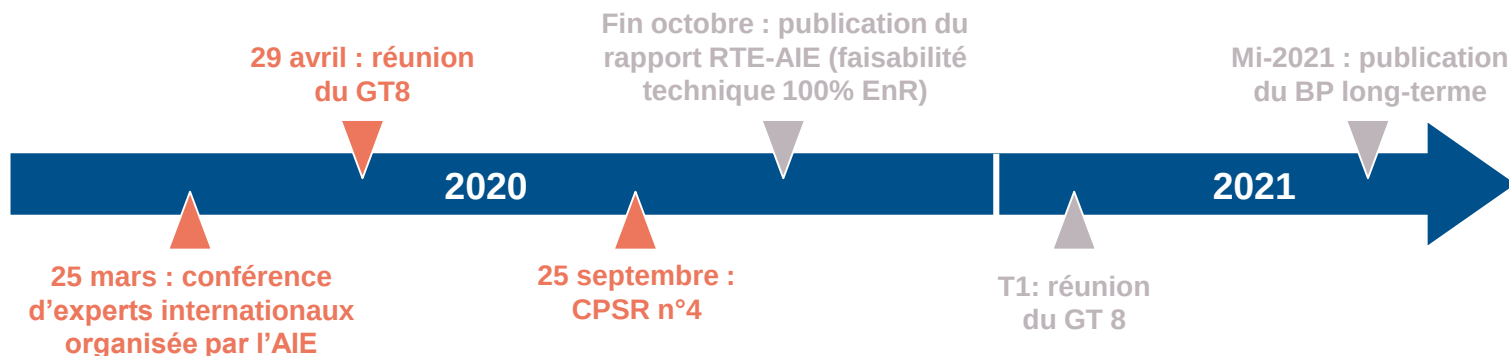
La question de « **l'exploitabilité** » d'un système basé sur une intégration massive des EnR :

- Une problématique clé des travaux prospectifs
- Le cœur de métier de RTE

**Différents sujets techniques ont déjà animé le débat public** sur les scénarios 2050 (inertie, flexibilité...) sans qualifier l'ensemble des questions, ni préciser les solutions qui peuvent y remédier.

Cette question est à traiter en plusieurs étapes :

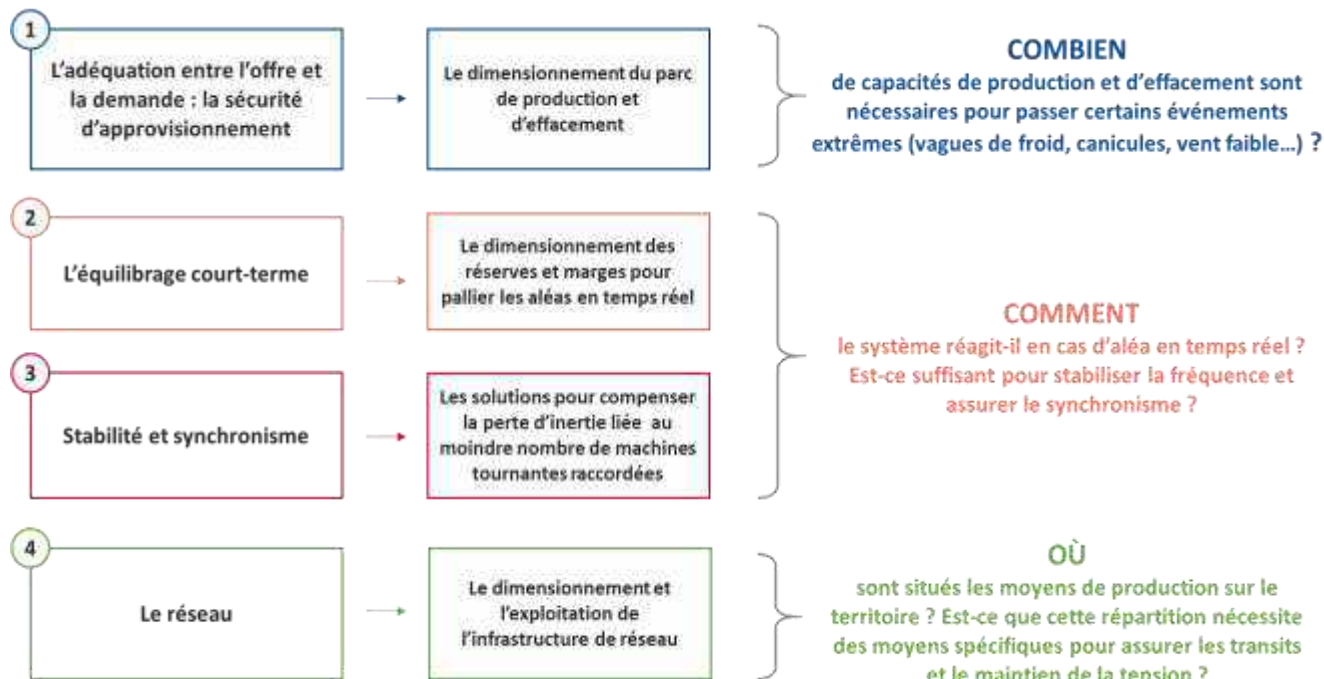
1. **Poser le problème et évaluer les enjeux** dans le cadre du rapport RTE-AIE demandé par la ministre
2. **Quantifier les besoins et solutions techniques requises dans différents scénarios** à l'aide de simulations détaillées sur les différents blocs techniques





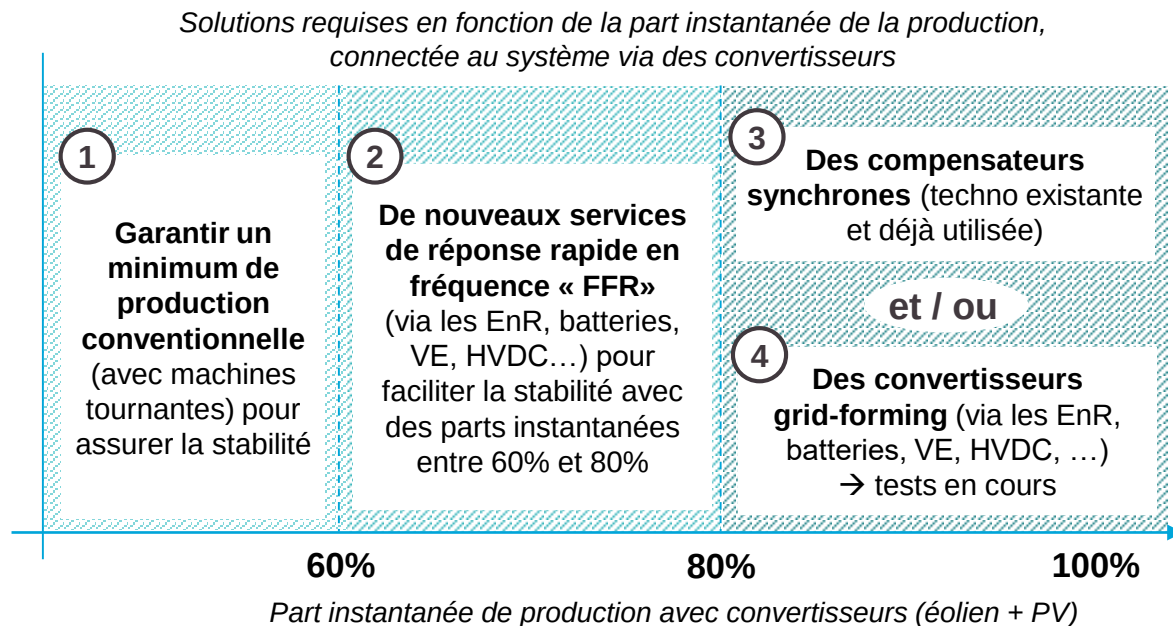
# L'analyse du fonctionnement du système électrique sous l'angle technique emporte quatre dimensions principales

Les interrogations pratiques et les craintes soulevées dans le **débat public sur le fonctionnement du système électrique et son exploitabilité** à long terme correspondent à **des problématiques diverses à distinguer**. Ces problématiques sont étudiées par RTE à travers 4 blocs thématiques :



# Stabilité : des solutions de nature différente à déployer selon la part d'éolien et de photovoltaïque dans la production

- Historiquement, la **stabilité du système électrique est assurée par les moyens de production conventionnels, fournissant des services « grid-forming »** (inertie, courant de court-circuit)
- Les moyens connectés au système avec des convertisseurs, en particulier l'éolien et le photovoltaïque, ne fournissent aujourd'hui pas nativement le même type de services
- Au-delà de certains seuils de production instantanée (60 à 80% de production éolienne et solaire), il devient difficile de garantir la stabilité du système, sans solutions supplémentaires
- 4 leviers principaux pour assurer la stabilité du système à long terme**, avec des caractéristiques différentes en matière de maturité, de coût et de capacité à intégrer de grands volumes d'EnR



# Stabilité : une feuille de route grid-forming est déjà définie pour la prochaine décennie

La feuille de route grid-forming repose sur **3 piliers** :

## 1. Des démonstrateurs...

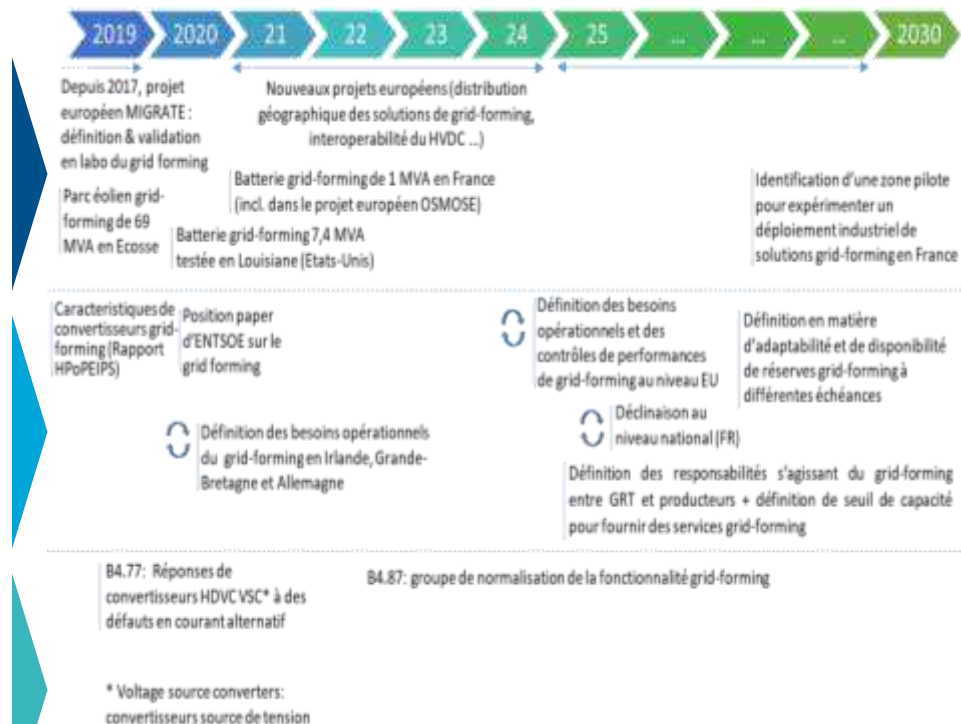
... pour accroître progressivement la confiance des fabricants de convertisseurs et des GRT dans la fiabilité et le niveau de coût raisonnable des solutions grid-forming

## 2. La consultation des parties prenantes dans le cadre du processus réglementaire...

... afin de préparer une définition européenne harmonisée des exigences et des mesures de performance des solutions grid-forming

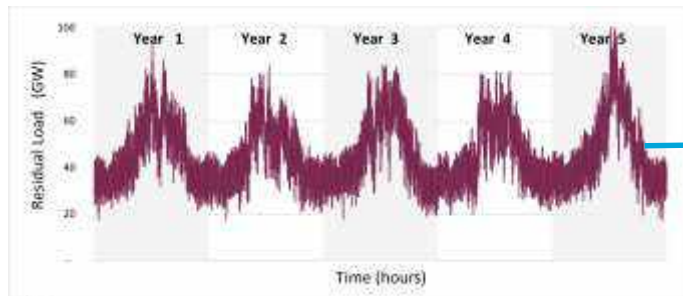
## 3. La participation à la collaboration internationale...

... afin de permettre un marché suffisamment important pour les fabricants de solutions de grid-forming.

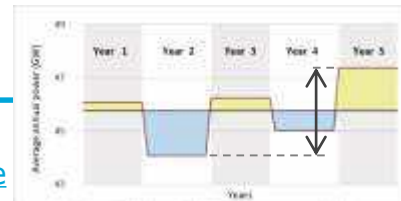


# Adéquation : une analyse des besoins de flexibilité a été menée

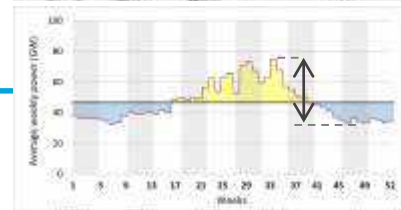
- Les besoins de flexibilité s'analysent selon différentes échéances



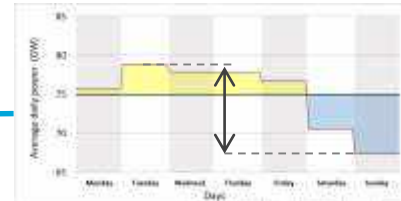
Modulation  
interannuelle



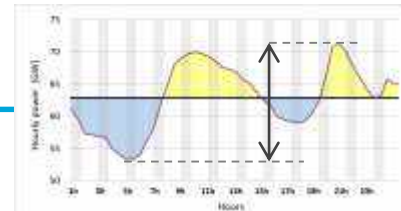
Modulation  
saisonnière



Modulation  
hebdo



Modulation  
journalière

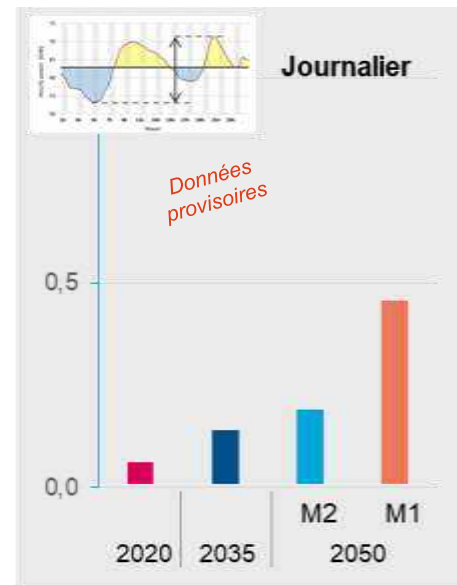
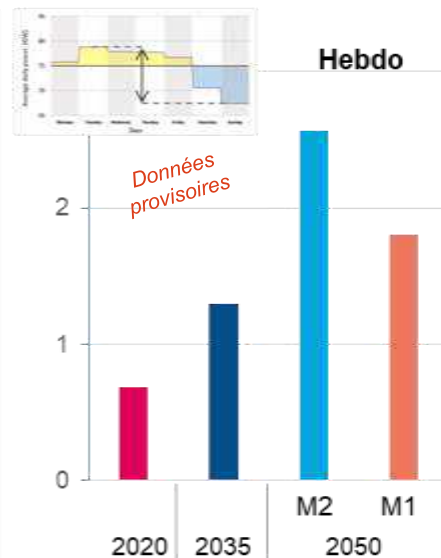
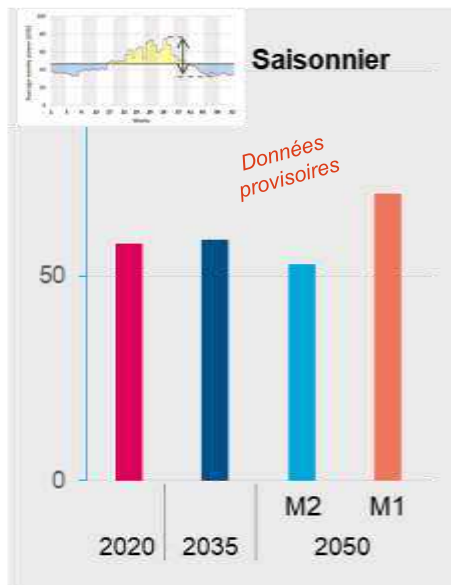
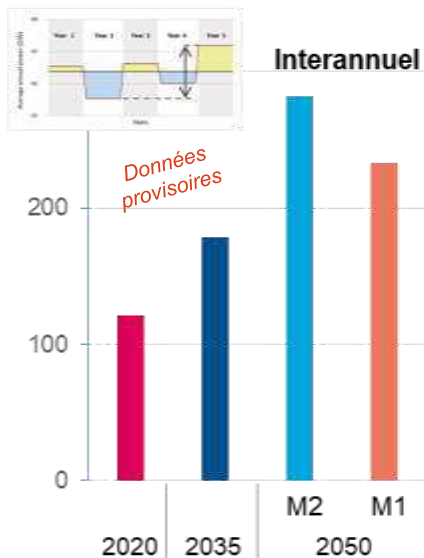


*N.B. : le besoin de modulation du système électrique s'établit à partir de la consommation résiduelle (consommation diminuée de la production fatale)*

# Adéquation : des besoins de modulation en très forte croissance dans un mix vers 100% EnR à toutes les échéances temporelles

- À l'horizon 2050, les besoins de flexibilité augmentent fortement dans tous les scénarios
- Les plus grandes évolutions sont attendues pour les variations hebdomadaires et journalières qui augmentent pratiquement d'un ordre de grandeur

**Évolution des besoins de modulation selon les différentes échéances**  
(indicateur d'énergie à déplacer, quantile 95%, en TWh)



## **Adéquation : l'intégration massive des EnR nécessite donc de développer une combinaison de solutions de flexibilité**

- Plusieurs types de solutions peuvent répondre aux besoins de flexibilité du système:
    - effacements ponctuels ou flexibilité de certains usages,
    - batteries stationnaires (modulations sur des durées courtes),
    - stockage de gaz de synthèse (avec possibilité de stockage saisonnier),
    - pilotage de la charge des véhicules électriques (modulations à l'échelle journalière ou hebdo),
    - centrales thermiques au biogaz ou avec du CCS (passage des pointes),
    - plus grande intégration européenne via les interconnexions...
- **L'adéquation entre offre et demande nécessitera une combinaison adaptée des différentes solutions de flexibilité pour répondre aux différents besoins** (ex : des batteries avec des durées de stock limitées ne pourront probablement pas couvrir l'intégralité des besoins)

→ **Plusieurs enjeux sous-jacents :**

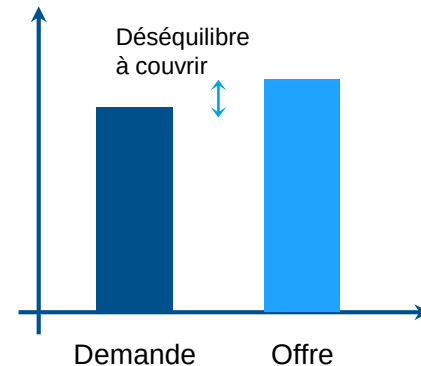


- ① **Quels mix de flexibilités possibles ?** Travaux du GT7
- ② **Quel coût ?** Nécessité d'intégrer au chiffrage économique (GT9)
- ③ **Quels enjeux technologiques, industriels et sociétaux associés à ces développements ?**

→ L'étude des scénarios 2050 comprendra **une quantification et une analyse détaillée de ces enjeux**

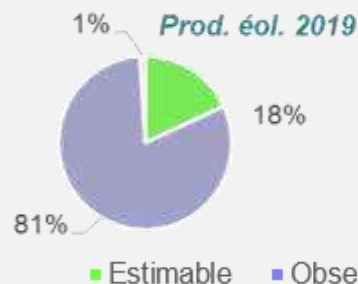
## Réerves : l'équilibre offre-demande repose sur des prévisions imparfaites, ce qui nécessite de disposer de réserves d'équilibrage

- L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ne peut être prédit de manière parfaite : en temps réel des aléas ou des erreurs de prévisions sur la production ou la consommation, conduisent à des déséquilibres.
- Pour les résorber rapidement, RTE doit mobiliser des « réserves », c'est-à-dire des moyens avec des délais de mobilisation rapides.



- À long terme, **le développement des EnR variables modifie la nature des aléas et des erreurs de prévision** auxquels est soumis le système électrique...
- ...d'autant plus que l'observabilité et l'estimabilité des installations photovoltaïques est aujourd'hui assez limitée.

Répartition des installations éoliennes et photovoltaïques selon leur caractère estimable ou observable



# Réerves : le dimensionnement des réserves et marges peut être réinterrogé avec le développement massif des EnR

## Aujourd'hui

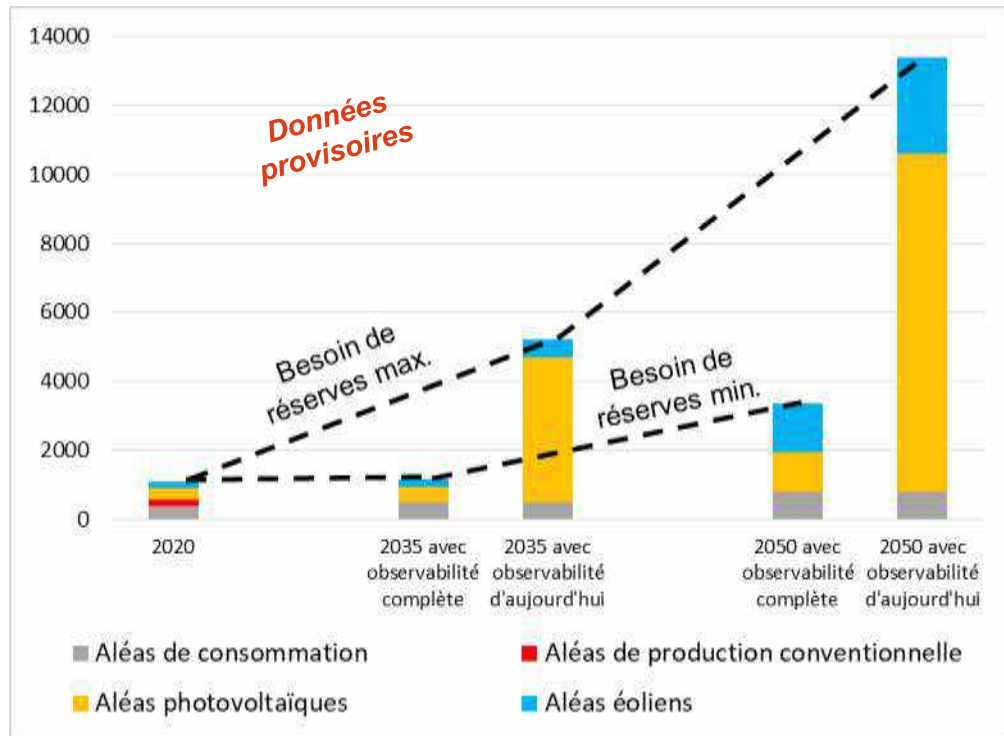
- Réserves automatiques dimensionnées par rapport à un aléa simultané sur les 2 plus gros groupes de production en Europe
- Réserves manuelles dimensionnées essentiellement par rapport aux incertitudes sur les prévisions de consommation



## Demain

- Réserves potentiellement redimensionnées par rapport aux incertitudes sur la production renouvelable
- Dépend beaucoup des **possibilités d'amélioration de l'observabilité du photovoltaïque** et des modèles de prévision éolien, photovoltaïque et de la conso nette
- Les technologies identifiées pour les besoins de flexibilité pourront aussi répondre au besoin de réserves

Besoins de réserves mobilisables en 15 minutes (en MW)

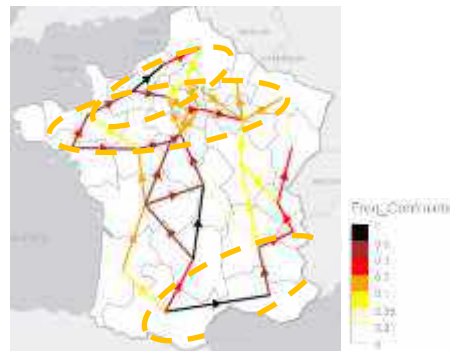




## Réseau : les réseaux électriques devront radicalement évoluer pour s'adapter à la nouvelle localisation des unités de production et à l'évolution des flux d'énergie

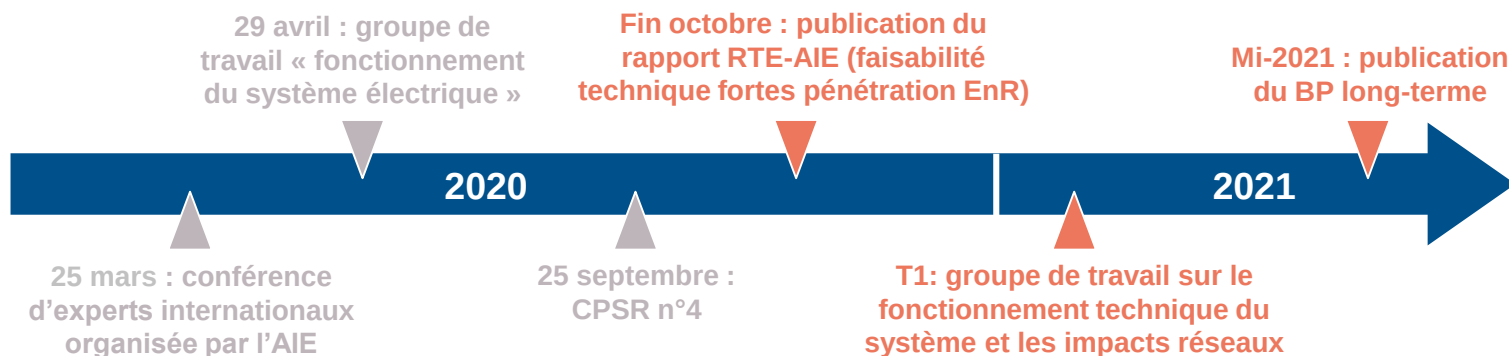
- En France, le réseau de transport actuel joue un rôle de hub dimensionné pour relier la production, la consommation et les interconnexions.
- Une première étape d'adaptation structurelle du réseau (SDDR) est déjà prévue pour les années à venir (approuvée par le ministre et la CRE en 2019 et 2020)
- **Au-delà de 2030 et d'ici 2050, la localisation de la production pourrait être totalement modifiée**, notamment avec :
  - la restructuration du parc nucléaire
  - le développement de la production offshore le long des côtes françaises
  - l'essor de la production photovoltaïque principalement dans le sud
  - une production plus distribuée qu'aujourd'hui vers les réseaux régionaux
  - le développement de flexibilités tant en France que dans les pays voisins
- D'ici 2050, des changements importants dans les réseaux actuels (grand transport, régionaux, interconnexions, en mer) seront nécessaires dans tous les scénarios où la part des EnR est élevée.

*2050 : un changement de paradigme dans la structure du réseau*



## Conclusion et prochaines étapes

- L'analyse des questions de faisabilité technique pose des **conditions exigeantes pour le fonctionnement effectif d'un mix de production 100% EnR** à l'horizon 2050.
- Dans le même temps, les questions de faisabilité vont au-delà de la question technique, elles relèvent de la **faisabilité industrielle**, de **l'acceptabilité / désirabilité sociale**, de **l'impact environnemental** au-delà des émissions de CO2.
- L'analyse des scénarios 2050 comprendra **une quantification des besoins de flexibilité, réserves, stabilité, réseaux** et étudiera différentes combinaisons de flexibilité et leurs modalités d'activation pour satisfaire ces besoins.
- Prochaines étapes :



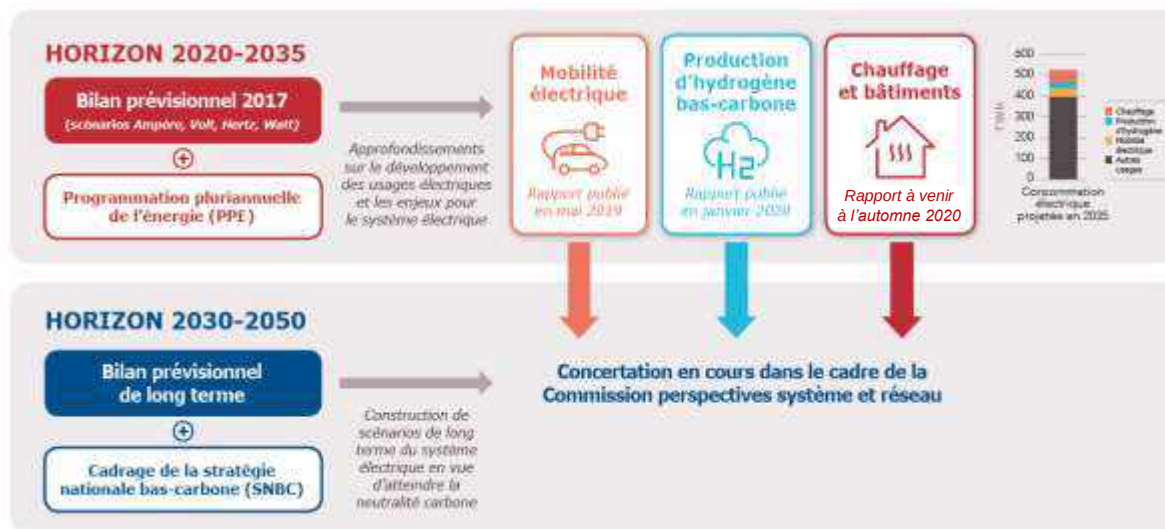


4

# **Enseignement des études thématiques sur l'évolution des usages électriques**

# Rappel du programme d'études de RTE sur la trilogie des usages

- Programme d'études décidé en 2018 pour analyser les perspectives d'électrification (directe ou indirecte) envisagées dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique
- Cadrage en concertation avec les parties prenantes (groupes de travail dédiés, discussion sur les hypothèses et la méthodologie...)
- Sur le bâtiment : travail commun entre RTE et l'ADEME, à publier à l'automne

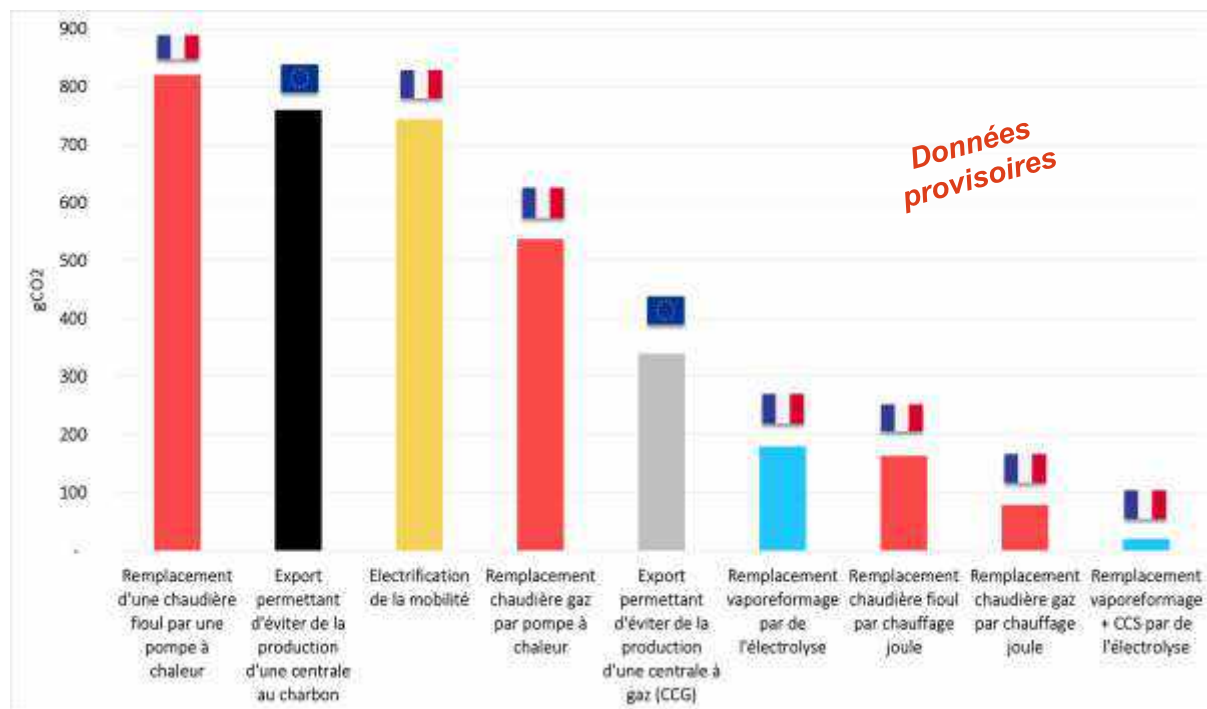


Analyses systématiques sur trois axes :

- Technique (analyses en énergie / puissance, bilans énergétiques...)
- Environnemental (émissions de gaz à effet de serre)
- Economique (vu de la collectivité et vu des acteurs)

→ Des analyses qui seront injectées dans les scénarios d'étude à l'horizon 2050

*Emissions évitées par la production d'1 kWh d'électricité décarbonnée en France en fonction de son utilisation, en France et en Europe*





# **Annexe 1 : état d'avancement des groupes de travail du Bilan prévisionnel long terme**

Obj. : partager la conception du référentiel climatique du BP, analyser son impact sur le système électrique (production, disponibilité...)



### Calendrier des concertations

Fév-19 mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-20 févr mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-21 févr mar avr Mai juin juil

1 21/6 Cadrage de la base climatique (données Météo France)

2 4/12 Modélisation production éolienne et PV

3 1/10  
Modélisation  
hydraulique

*Le calendrier des concertations sera précisé ultérieurement*



### Etat des lieux

- Construction d'une nouvelle base climatique pour modéliser l'évolution du climat en 2020, 2025 et 2050 selon plusieurs trajectoires de réchauffement issues du GIEC
- Partage du cadrage et modélisation de la production d'EnR (éolien et solaire)
- Travail en cours pour géo-localiser les gisements d'EnR



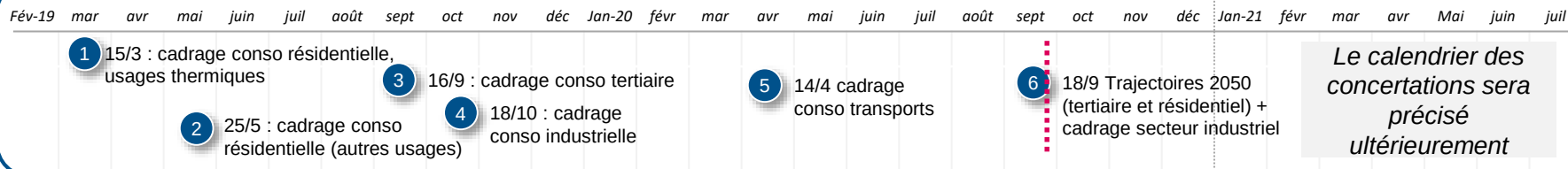
### Suite des travaux

- Cadrage et modélisation du productible hydraulique et de la disponibilité des capacités de production hydraulique et nucléaire
- Calcul des chroniques de production et analyse des bilans énergétiques
- Analyse des effets du changement climatique et de l'impact des événements climatiques extrêmes sur le système électrique

Obj. : partager la conception des trajectoires de consommation, analyser l'évolution des structures et des modes de consommation



### Calendrier des concertations



### Etat des lieux

- Partage de l'ensemble de la méthodologie sur les trajectoires
- Déclinaison des valeurs de la SNBC sur les trajectoires de consommation : démarche validée par les parties prenantes, identification des principales variantes à cadrer
- Présentation des trajectoires de consommation construites pour les secteurs résidentiel et tertiaire, et les variables associées (approche en bottom-up, par secteur et par usage)
- Présentation de la méthode d'évolution de la consommation dans l'industrie (approche en quantités physiques)



### Suite des travaux

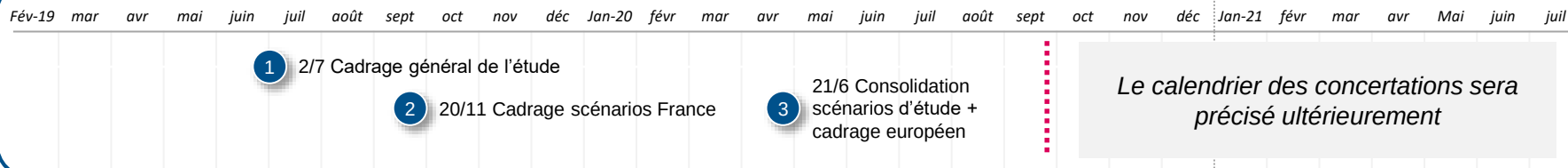
- Ajustement des trajectoires de consommation en fonction des contributions reçues
- Construction des trajectoires de consommation des secteurs du transport et de l'industrie
- Présentation des chroniques de consommation pour l'ensemble des secteurs (appels de puissance)
- Construction détaillée et analyse des variantes



Obj. : partager la conception des scénarios et des variantes, et des paramètres (gisements, offre, demande) associés à chacun des scénarios



## Calendrier des concertations



## Etat des lieux

- Approche validée (cadrage SNBC, vision systémique intégrant les interfaces, analyses technique, sociétale et environnementale)
- Présentation du cadrage macro-économique et des variantes (PIB, démographie, part de l'industrie, sobriété, électrification d'usages, cadrage européen...)
- Consolidation et présentation des « cartes d'identité » des scénarios d'étude, recueil des remarques des acteurs
- Cadrage des scénarios européens



## Suite des travaux

- Présentation détaillée des variantes macro-économiques (dont celles sur la relocalisation bas-carbone et la ré-industrialisation)
- Précisions sur les gisements dans les différents scénarios et selon différentes hypothèses sociétales
- Simulations et analyses des scénarios
- Analyses de sensibilité sur les variantes

**Calendrier des concertations**

| Fév-19 | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept                | oct | nov | déc                                                                   | Jan-20 | févr | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept | oct | nov | déc | Jan-21                                                   | févr | mar | avr | Mai | juin | juil |
|--------|-----|-----|-----|------|------|------|---------------------|-----|-----|-----------------------------------------------------------------------|--------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|----------------------------------------------------------|------|-----|-----|-----|------|------|
|        |     |     |     |      |      |      | 1<br>12/9 Hydrogène |     |     | 2<br>19/12 Cadrage interfaces sectorielles prises en compte dans BP50 |        |      |     |     |     |      |      |      |      |     |     |     | 3<br>17/11 Présentation des couplages dans les scénarios |      |     |     |     |      |      |

## Etat des lieux

- Analyse des enjeux associés au développement de l'électrolyse à l'horizon 2035 , restituée dans le rapport hydrogène publié en janvier 2020
- Cadrage et premières modélisations du « power-to-X » et du « X-to-power »
- Présentation du cadrage sur les besoins de flexibilité



- Présentation des scénarios et variantes power-to-gas (hydrogène en particulier) et power-to-heat
- Présentation des caractéristiques économiques des centrales à gaz de synthèse (gas-to-power) et du stockage saisonnier
- Modélisation et analyses approfondies sur le fonctionnement multi-énergies (power-to-X-to-power)

## 5 - GT « représentation des attentes de la société »

*Obj. : caractériser les attentes sociétales à prendre en compte et pouvant avoir un impact sur les scénarios d'étude, analyser leurs effets*



## Calendrier des concertations

|        |     |     |     |      |      |      |      |     |     |     |        |      |     |     |     |      |      |      |      |     |     |     |        |      |     |     |     |      |      |
|--------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|
| Fév-19 | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept | oct | nov | déc | Jan-20 | févr | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept | oct | nov | déc | Jan-21 | févr | mar | avr | Mai | juin | juil |
|--------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|

## 1 10/1 Cadrage des attentes sociétales

2 des paramètres d'acceptabilité

*Le calendrier des concertations sera précisé ultérieurement*



## Etat des lieux

- Cadrage des dynamiques sociétales à intégrer dans la construction et l'étude des scénarios (acceptabilité des actifs, sobriété, flexibilisation des usages, transition citoyenne)



## Suite des travaux

- Modélisation des représentations sociétales qualitatives en variables de commande quantitatives, à intégrer dans les paramètres de consommation
- Présentation des impacts des dynamiques sociétales sur l'atteinte des objectifs de décarbonation et l'évolution du système électrique

Obj. : caractériser les conséquences environnementales liées à l'évolution du système et analyser leurs impacts pour chaque scénario



### Calendrier des concertations

Fév-19 mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-20 févr mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-21 févr mar avr Mai juin juil

1

29/1 Cadrage enjeux  
environnementaux  
étudiés

2

27/11 : à  
préciser

*Le calendrier des  
concertations sera  
précisé ultérieurement*



### Etat des lieux

- Cadrage des enjeux environnementaux étudiés dans le cadre du BP long terme : impacts sur (1) le climat et l'empreinte carbone, (2) la qualité des écosystèmes et l'occupation des sols, (3) la biodiversité et la qualité des écosystèmes, (4) la production de déchets et polluants pour la santé humaine (notamment déchets nucléaires)
- Revue de littérature en cours pour caractériser ces enjeux environnementaux



### Suite des travaux

- Réalisation des simulations / études
- Présentation des premiers résultats et discussion

**Calendrier des concertations**

Fév-19 mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-20 févr mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-21 févr mar avr Mai juin juil

1 29/5 Cadrage flexibilités mobilité électrique

2 16/10 Définition des gisements de flexibilités de la demande

Le calendrier des concertations sera précisé ultérieurement

## Etat des lieux

- Cadrage des hypothèses sur la flexibilité issue du développement de la mobilité électrique (prolongements du rapport mobilité électrique publié par RTE en mai 2019)
- Estimation et modélisation en cours des autres gisements de flexibilités de la demande



- Présentation des gisements de flexibilités de la demande
- Estimation, modélisation et analyse des flexibilités de la production (stockage, interconnexions, couplage sectoriel...)
- Analyse et présentation des besoins de flexibilité dans les scénarios d'étude, et mise en relation des besoins de flexibilités et des solutions mobilisées pour chaque horizon
- Intégration des solutions de flexibilités les plus pertinentes et intégration au bouclage économique des scénarios

*Obj. : partager la méthode et les analyses de faisabilité technique de chaque scénario, ainsi que leur impact sur le système électrique*



## Calendrier des concertations

| Fév-19 | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept | oct | nov | déc | Jan-20 | févr | mar | avr | mai | juin | juil | août | sept | oct | nov | déc | Jan-21 | févr | mar | avr | Mai | juin | juil |
|--------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|
|--------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|------|-----|-----|-----|------|------|

2 29/4 Cadrage des 4 blocs thématiques

1 Mars : conférence d'experts organisée par l'AIE

*Le calendrier des concertations sera  
précisé ultérieurement*



## Etat des lieux

- Cadrage de l'approche et de la méthode d'analyse de la faisabilité technique de chaque scénario, basée autour de 4 blocs d'étude : la stabilité du système, la gestion des marges opérationnelles pour l'équilibrage court terme, la sécurité d'approvisionnement et l'évolution du réseau
- Présentation du fond technique du rapport RTE-AIE, qui présente les conditions techniques d'un mix électrique à haute part d'EnR
- Présentation détaillée des enjeux sur la stabilité



## Suite des travaux

- Evaluation des besoins d'équipements nécessaires dans les scénarios d'étude pour assurer la stabilité du système
- Evaluation des besoins de marges / réserves dans les différents scénarios d'étude et des moyens disponibles ou nécessaires pour couvrir les besoins
- Analyse détaillée du paysage et des causes de défaillance dans les scénarios d'étude, et analyse de sensibilité sur le critère de sécurité d'approvisionnement
- Evaluation des besoins d'évolution du réseau d'électricité pour chaque scénario d'étude

Obj. : partager la méthode d'analyse des coûts complets du système électrique et analyser le chiffrage économique des scénarios d'étude



### Calendrier des concertations

Fév-19 mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-20 févr mar avr mai juin juil août sept oct nov déc Jan-21 févr mar avr Mai juin juil

1

26/2 Cadrage méthode de chiffrage économique

2

30/6 Coût moyens de production

*Le calendrier des concertations sera précisé ultérieurement*



### Etat des lieux

- Présentation et validation de l'approche du chiffrage économique « en coûts complets » du système électrique (vs approche LCOE)
- Présentation des hypothèses de coûts unitaires des moyens de production (EnR, nucléaire)



### Suite des travaux

- Compilation des hypothèses de coûts (réseau, flexibilités...) et prise en compte des remarques des parties prenantes
- Calcul, analyse et présentation du chiffrage économique des scénarios d'étude
- Élaboration et présentation de la méthodologie d'étude et de chiffrage des valeurs d'option pour les différents choix technologiques retenus



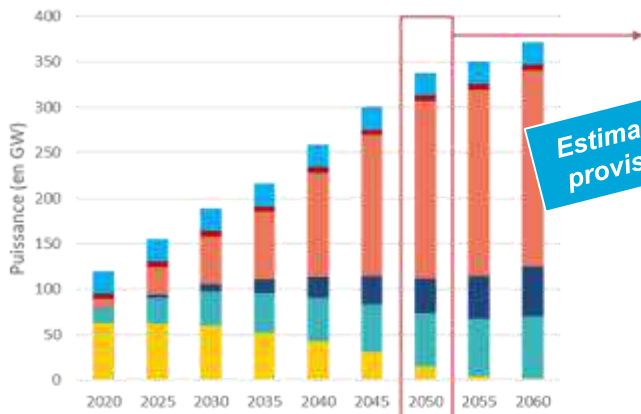
6

## **Annexe 2 : description détaillée des scénarios d'étude du Bilan prévision de long terme**



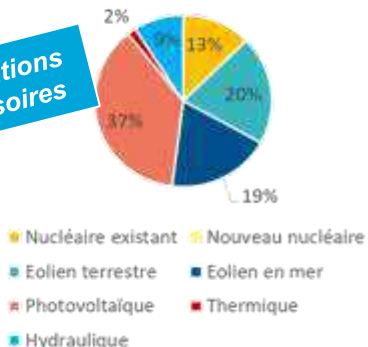
- **Développement important des énergies renouvelables décentralisées**, porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales.
- **Ce développement se concentre en particulier sur la filière photovoltaïque sur l'ensemble des segments**, avec de nombreuses installations en autoconsommation ou participatives.
- **L'éolien terrestre se développe de manière modérée**, avec une orientation vers des projets « citoyens » ou en associant les acteurs locaux (via des sociétés mixtes). L'accélération du développement de l'éolien en mer se poursuit, mais avec un rythme plus limité que dans les autres scénarios.

Estimation de trajectoire 2020-2060



Première estimation en 2050 (production et capacité)

Production d'énergie (en TWh)



Photovoltaïque : **~195 GW**



Eolien terrestre : **~58 GW**



Eolien en mer : **~39 GW**



Nucléaire existant : **~15 GW**

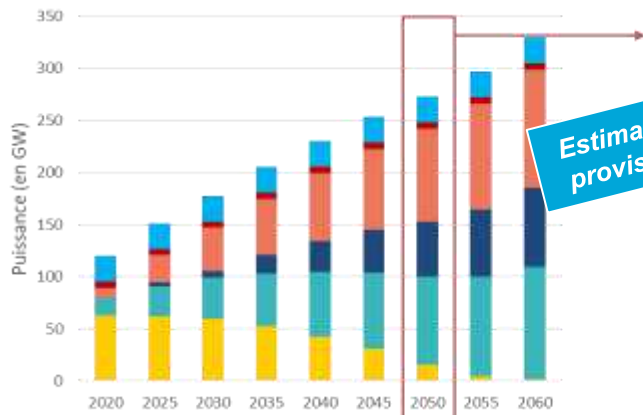


Nouveau nucléaire : **0**

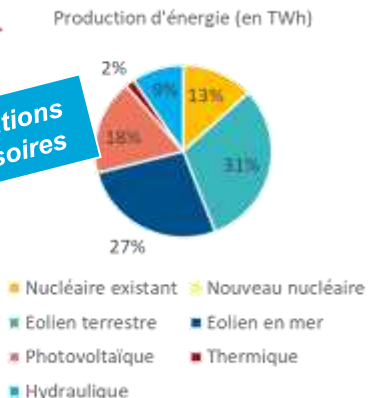
# Rte Scénario d'étude M2 – EnR économiques et centralisées

- **Développement de grands parcs EnR sur l'ensemble des filières**, en vue de bénéficier d'économies d'échelle et de cibler les installations les moins coûteuses.
- Le développement de la filière photovoltaïque s'oriente essentiellement vers la construction **de grandes centrales au sol**. La filière de l'éolien terrestre bénéficie d'augmentations de capacité et de performance importantes à l'occasion du **repowering**. En mer, le développement de grands parcs d'éolien posé et flottant s'accompagne d'efforts pour **mutualiser certaines infrastructures à l'échelle européenne** et pour faciliter l'insertion de l'éolien en mer via une planification de long terme des zones d'accueil.

Estimation de trajectoire 2020-2060



Première estimation en 2050 (production et capacité)



Photovoltaïque : **~90 GW**



Eolien terrestre : **~85 GW**



Eolien en mer : **~53 GW**



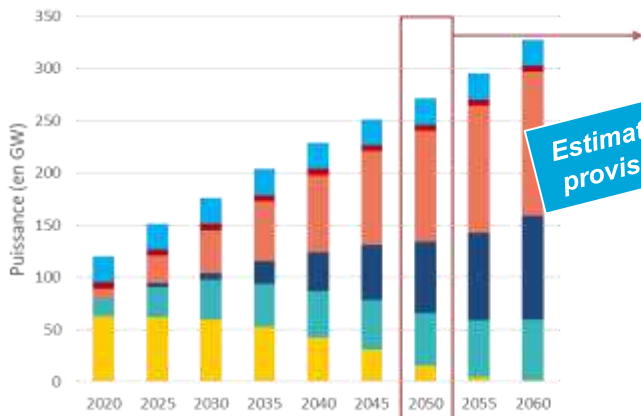
Nucléaire existant : **~15 GW**



Nouveau nucléaire : **0**

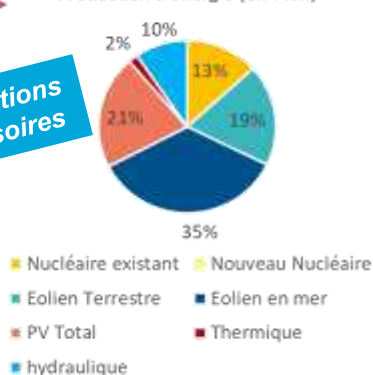
- **Développement de l'éolien terrestre limité par des questions d'acceptabilité** et d'insertion dans les territoires. Ceci implique d'accélérer le développement des énergies marines renouvelables.
- **Accélération forte du développement de l'éolien en mer**, avec le développement de l'éolien posé mais également de l'éolien flottant (voire d'autres technologies), selon un rythme plus élevé que dans les autres scénarios. Le développement du photovoltaïque s'accélère également sur l'ensemble des segments (parcs au sol et toitures).

Estimation de trajectoire 2020-2060



Première estimation en 2050 (production et capacité)

Production d'énergie (en TWh)



Photovoltaïque : **~106 GW**



Eolien terrestre : **~51 GW**



Eolien en mer : **~68 GW**



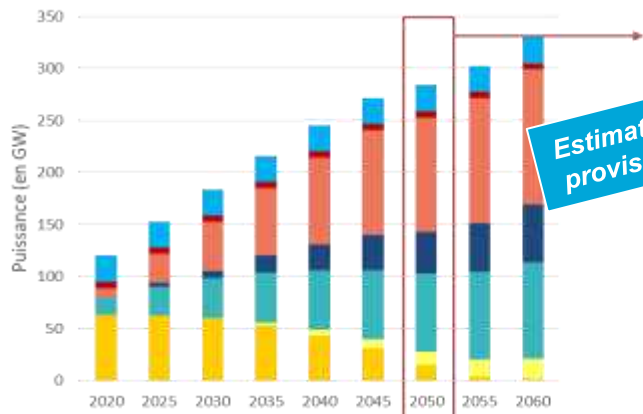
Nucléaire existant : **~15 GW**



Nouveau nucléaire : **0**

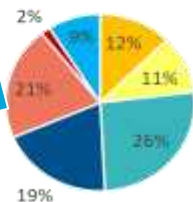
- **Lancement d'un programme de nouveaux EPR** développés par paires sur des sites existants. Des premières mises en service à l'horizon 2030-2035, puis un rythme d'environ **1 paire tous les 5 ans aboutissant à un total de 6 à 10 nouveaux EPR en service à 2050.**
- Ce rythme ne permet pas de compenser la baisse de productible engendré par le déclassement du parc existant : **la part du nucléaire est comprise entre 20 et 25% de la production à horizon 2050.**
- En parallèle, les énergies renouvelables poursuivent leur développement sur un rythme soutenu pour couvrir les besoins d'électricité nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone.

Estimation de trajectoire 2020-2060



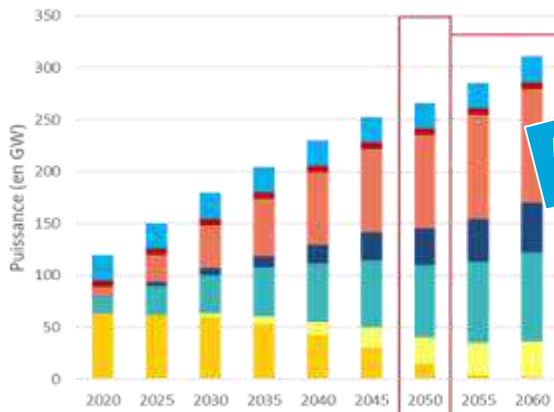
Première estimation en 2050 (production et capacité)

Production d'énergie (en TWh)

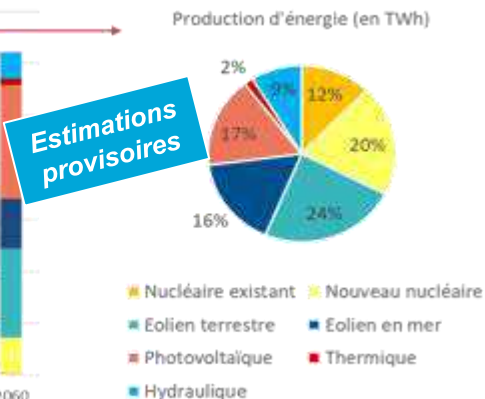
Photovoltaïque : **~110 GW**Eolien terrestre : **~75 GW**Eolien en mer : **~40 GW**Nucléaire existant : **~15 GW**Nouveau nucléaire : **~13 GW**

- **Lancement d'un programme nucléaire avec un rythme plus soutenu** que dans le scénario N1, avec une ambition de mise en service d'environ **1 paire tous les 2 ou 3 ans à partir de 2030-2035 aboutissant à 12 à 16 nouveaux EPR en service en 2050**. La part du nucléaire est d'environ un tiers de la production totale en 2050.
- Hypothèse retenue à ce stade : réduction du développement des EnR par rapport au scénario N1 de manière à retrouver approximativement le même potentiel de production d'électricité décarbonée total.
- Autre hypothèse possible : rythme de développement des EnR identique à celui du scénario N1, et venant s'ajouter aux nouveaux réacteurs conduisant à développer un potentiel de décarbonation plus important et plus rapide.

Estimation de trajectoire 2020-2060



Première estimation en 2050 (production et capacité)



Photovoltaïque : **~90 GW**



Eolien terrestre : **~70 GW**



Eolien en mer : **~35 GW**



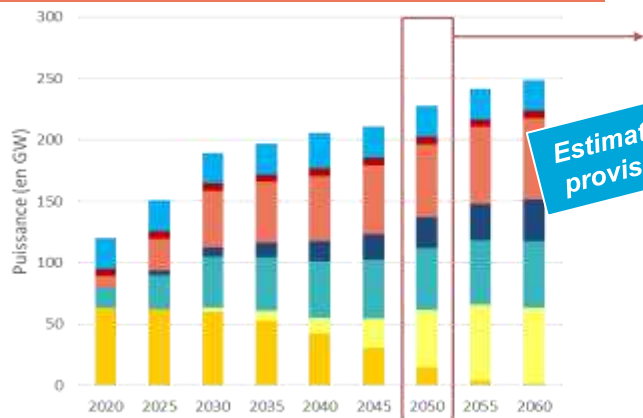
Nucléaire existant : **~15 GW**



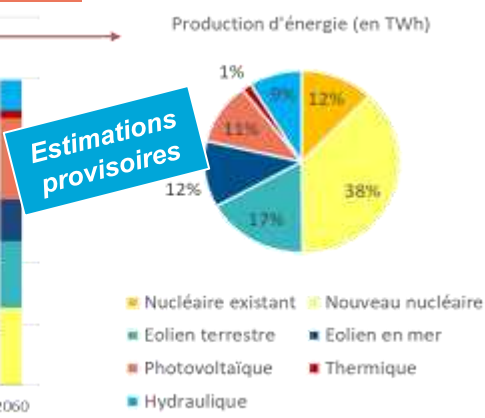
Nouveau nucléaire : **~25 GW**

- **Politique de renouvellement du parc nucléaire très volontariste, visant à maintenir une part de 50% de production d'électricité d'origine nucléaire** au-delà de l'horizon 2035 (qui est l'horizon auquel la part du nucléaire doit être abaissée à 50% selon la loi énergie et climat adoptée à l'automne 2019).
- La contribution du système électrique à la neutralité carbone s'appuie en grande partie sur le développement du parc nucléaire avec de nouveaux EPR (voire d'autres moyens nucléaires).
- Le développement des EnR se poursuit sur l'ensemble de l'horizon considéré mais avec un rythme inférieur à celui prévu pour les dix prochaines années par la PPE.

## Estimation de trajectoire 2020-2060



## Première estimation en 2050 (production et capacité)



Photovoltaïque : **~60 GW**



Eolien terrestre : **~50 GW**



Eolien en mer : **~25 GW**



Nucléaire existant : **~15 GW**



Nouveau nucléaire : **~40-55 GW**