

MIEUX PRODUIRE

La planification écologique dans l'énergie

12 juin 2023 – Document de travail

Sommaire

| | |
|---|----|
| Rappel du cadre général | 3 |
| Synthèse de l'évolution de la consommation d'énergie à 2030 | 8 |
| Bouclage biomasse | 12 |
| Trajectoire chaleur et ENR thermiques | 18 |
| Electricité | 23 |
| Enjeux spécifiques des raccordements électriques | 38 |
| Enjeux économiques et financiers pour le système électrique | 47 |
| Hydrogène | 52 |
| Outre-mer | 55 |
| Enjeux transverses | 58 |

Rappel du cadre général de la planification écologique et du plan d'actions global sur la baisse des GES

Les chantiers de la planification écologique



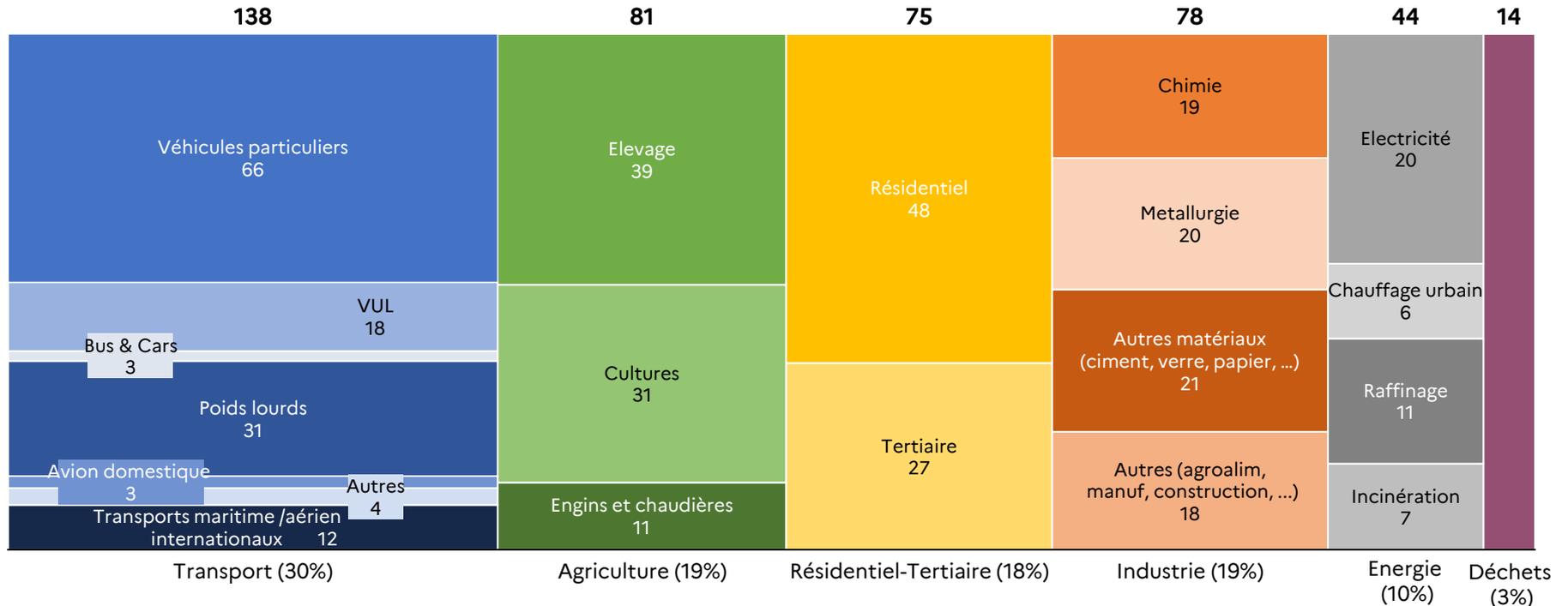
Le plan d'action de tous les Français pour réussir la transition écologique

- 5 enjeux environnementaux
- 6 thématiques, déployées en 22 chantiers opérationnels

- Financement
- Différenciation territoriale
- Emplois, formations, compétences
- Transition juste et mesures d'accompagnement
- Sobriété
- Services publics exemplaires
- Numérique et données

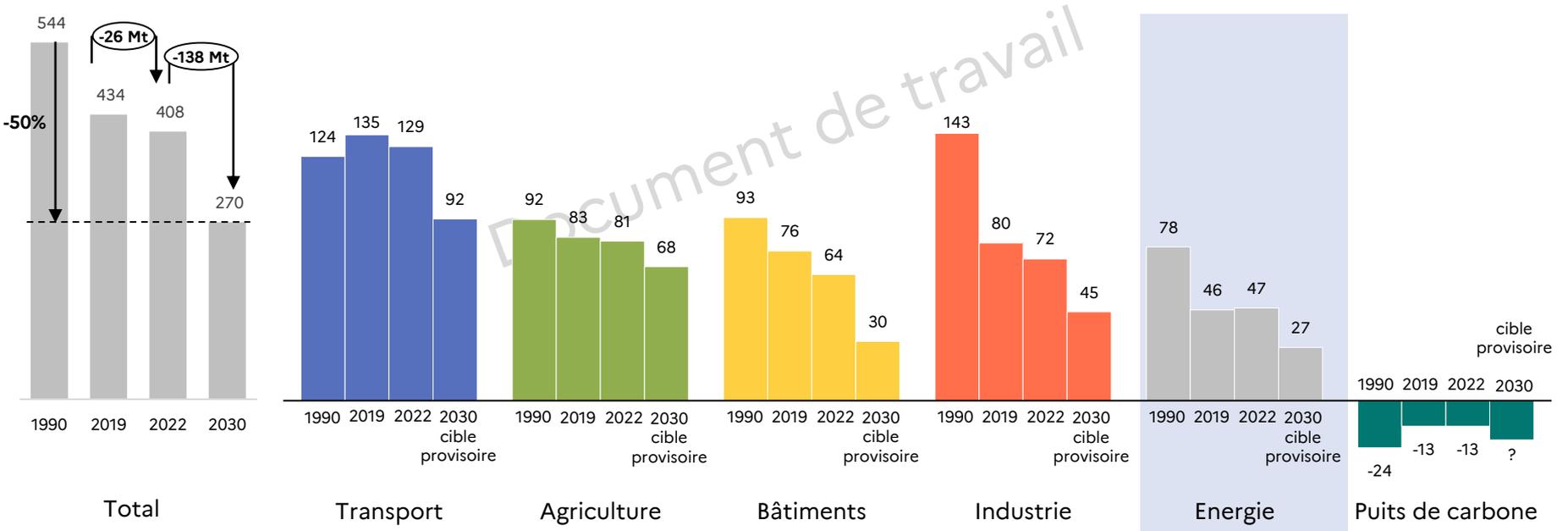
Nos émissions nationales de gaz à effet de serre (2021)

Emissions annuelles de gaz à effet de serre (GES) en France en 2021 (MtCO₂e)

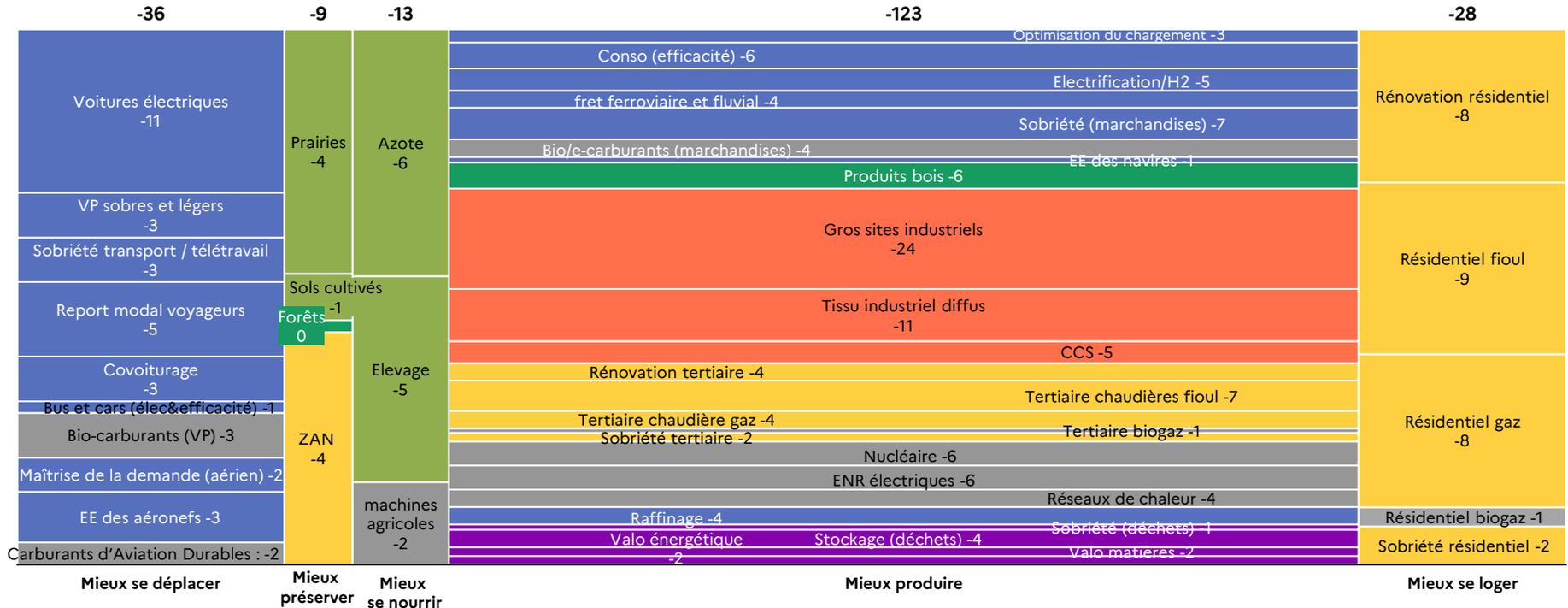


Répartition de l'effort par secteur

Emissions annuelles domestiques de GES réalisées en 1990, 2019 et 2022, résultats provisoires des simulations 2030 (en MtCO₂e/an)



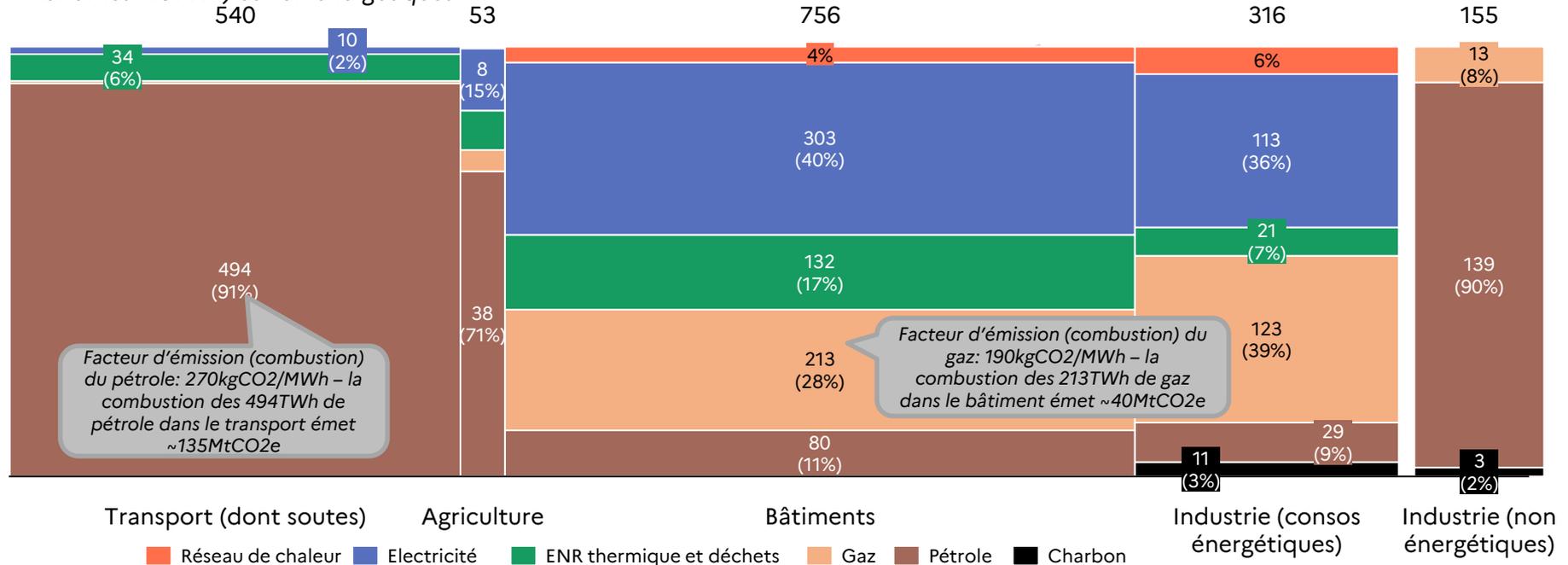
Plan d'action pour atteindre nos objectifs 2030 : un projet collectif



1. Synthèse de l'évolution de la consommation d'énergie à 2030

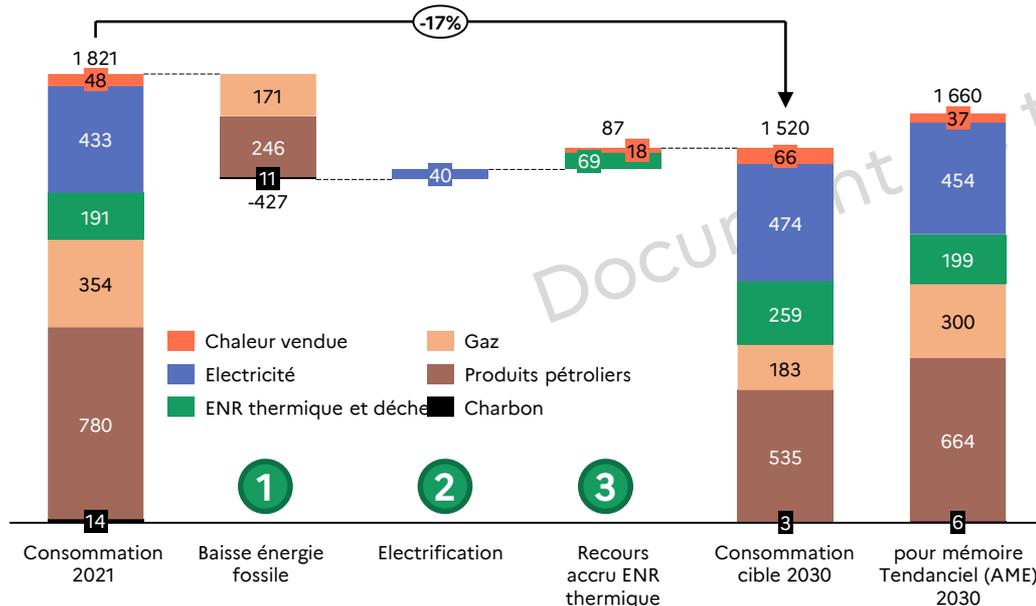
Rappel : ~1800 TWh de consommation d'énergie finale aujourd'hui, tout usage et tout vecteur confondus

Total France 2021, périmètre Kyoto: 1821 TWh de consommation finale énergétique (dont sources aériennes et maritimes=43TWh) et non énergétiques



La transition en 3 piliers : économies d'énergies, électrification et mobilisation des ENR thermiques

Evolution attendue d'ici 2030 de notre consommation d'énergie finale, TWh PCI (y.c. sources et consos non énergétiques)



- 1 Une baisse de 17% de notre consommation d'énergie finale d'ici 2030 embarquée dans les trajectoires sectorielles**
 - Efficacité énergétique (e.g. rénovation, électrification), et sobriété (e.g. transport, chauffage), ...
 - ... et malgré des consommations supplémentaires (réindustrialisation, H2, CCS)
- 2 Une électrification rapide des usages**
 - Véhicules électriques, PAC, production de H2 par électrolyse, procédés industriels
- 3 Recours accru à la bioénergie et autre chaleur renouvelable**
 - Biomasse: bois énergie, bio-carburant, biogaz
 - Solaire thermique
 - Géothermie
 - Déchets

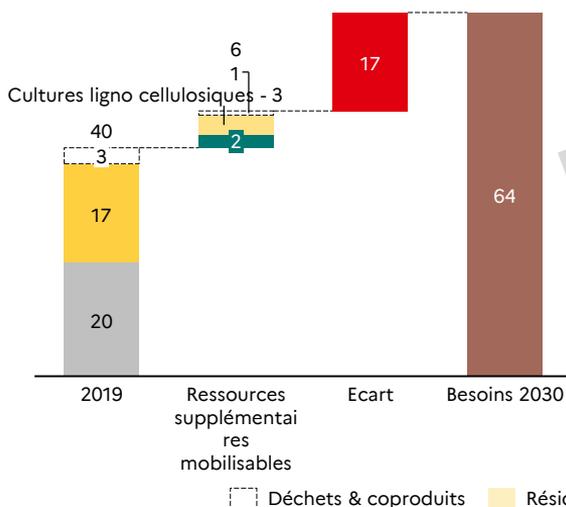
2. Bouclage biomasse

Bio-énergies : une situation tendue dès 2030

Biomasse liquide : forte hausse, alors que >50% de notre conso est importée

Pour le transport routier (37TWh en 2030), les soutes internationales (jusqu'à 10TWh), la bio-chimie (+8TWh), l'agriculture, Outre-Mer (4TWh)

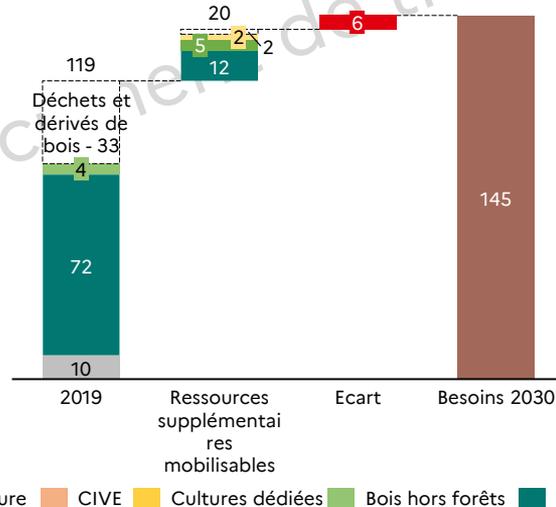
Ressources en bio-énergie (liquide), en TWh :



Biomasse solide : forte sollicitation de la biomasse forestière à prévoir

Pour l'industrie (jusqu'à 20-40TWh en 2030), la décarbonation des réseaux de chaleur (33TWh), la production d'élec. (+25TWh), le résidentiel (45TWh, -40%)

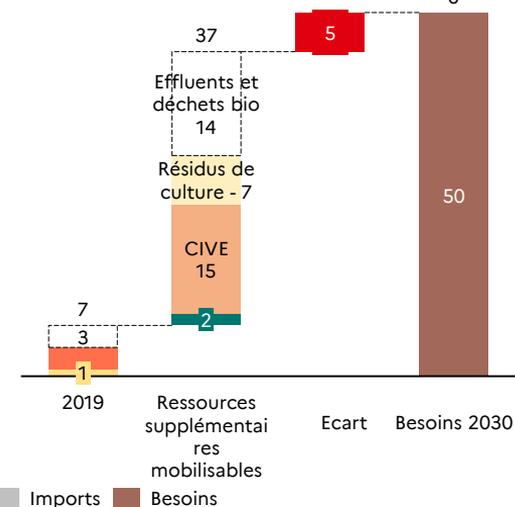
Ressources en bio-énergie solide, en TWh :



Biomasse gazeuse: enjeu de satisfaire les besoins via les effluents et les CIVE

Pour la chaleur haute intensité dans l'industrie (15-25TWh), le bâtiment (20TWh), les réseaux de chaleurs (+2), la production d'électricité (6TWh)

Ressources en biogaz, biométhane, en TWh :



3 familles de pistes pour réaliser le bouclage biomasse

Gouvernance : clarifier les usages prioritaires

- ❑ Définir un « merit order » des usages de la biomasse pour donner de la visibilité aux filières

Aides financières: revoir l'équilibre entre conso et production de biomasse

- ❑ Définir une trajectoire de baisse des aides aux usages non prioritaires
- ❑ Favoriser les aides développant l'usage de ressources secondaires (effluents, déchets)
- ❑ Favoriser les aides à la production incrémentale de biomasse primaire (renouvellement forestier, CIVE, haies, AF, pratiques stockantes)

Développer les alternatives à la biomasse à chaque fois que possible

- ❑ Accélérer le déploiement de la géothermie de surface
- ❑ Définir un plan de développement d'une filière industrielle du solaire thermique
- ❑ Introduire une part de solaire thermique sur toiture/parking pour tous les réseaux de chaleur à la biomasse, et pour tous les industriels ayant des besoins basse énergie (agroalimentaire notamment)

Proposition de hiérarchisation des usages de la biomasse locale

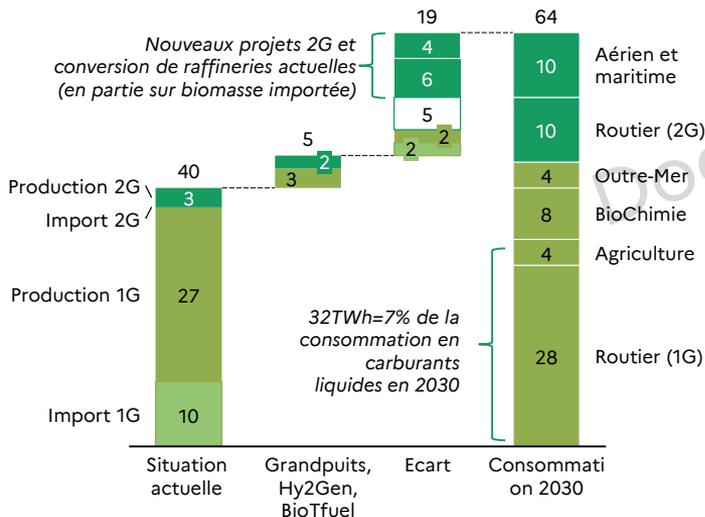
| Usages prioritaires | | Volume actuel |
|---|--|---------------|
| Alimentation humaine | Enjeu de souveraineté alimentaire | ~15MtMS |
| Alimentation animale | Enjeu d'autonomie protéique - à hauteur des besoins de la consommation intérieure de protéines animales | ~110MtMS |
| Puits de carbone – produits bois et forêts | A hauteur des besoins déterminés par la SNBC pour assurer le bouclage GES? | ~40MtMS |
| Fertilité des sols (retour au sol des résidus végétaux) | A hauteur des besoins pour conserver le rendement? | ~80MtMS |
| Industrie – chaleur haute °C et non-énergétiques | Pas d'alternatives décarbonées | ~0 |
| Réseaux de chaleur | Peu d'alternatives pour décarboner le mix de chaleur – réinterroger le potentiel géothermie basse énergie? | ~1.5MtMS |
| Consommations énergétiques de l'agriculture | Peu d'alternative – circuit court – question sur le vecteur (GNV vs. B100?) | ~1.5MtMS |
| Usages à interroger | | |
| Trafic aérien (domestique et international) | Alternative via e-fuel également contrainte – Possibilité de réduire le trafic (signal prix, report modal, sobriété) | ~0 |
| Soutes maritimes | Alternative e-fuel également contrainte – proposition de resouter pour limiter l'empreinte carbone – trafic? | ~0 |
| Export alimentaire et bois brut | Enjeu géostratégique variable des exportations (e.g. céréales méditerranée vs. nord europe) | ~30MtMS |
| Transports – VP, PL, bus et cars | Possibilité d'électrifier davantage (y compris via H2) – faut il maintenir deux infrastructures (H2 et GNV) – souveraineté énergétique | ~5MtMS |
| Industrie – chaleur basse température | Existence d'alternatives décarbonées (PAC, solaire thermique, RCU...) | ~4MtMS |
| Résidentiel et tertiaire – chauffage et ECS | Possibilité de prioriser l'usage de la biomasse sur les appareils performants (après 2005) et très performants (après 2015) et qui remplacent des équipements fossiles (fioul/GPL) en zone rurale. | ~1MtMS |
| Production d'électricité en ZNI | Enjeu sur la durabilité de l'importation de biomasse de métropole dans les OM; structuration de filières locales soutenables | <1MtMS |
| Usages à réduire | | |
| Production d'électricité Métropole | Privilégier l'H2 pour assurer la production thermique de pointe | ~5MtMS |
| Bâtiments – chauffage et ECS | Réduire l'usage des appareils peu performants (installés avant 2005) en finançant leur remplacement | ~9MtMS |
| Résidentiel et tertiaire – cuisson | Alternative électrique (induction notamment) plus efficace | <1MtMS |



Biocarburants – sortir de la dépendance aux importations et réussir le tournant du 2G

Besoin de tripler la production de biocarburants, dont une forte part de 2G

Production, importation et consommation de biocarburants (TWh) (Source SDES, ENERDATA, DGEC)



Rappel des limites physiques et facteurs limitants

- 1G: filière aujourd'hui largement importatrice
- 2G: disponibilité des intrants : déchets lipidiques déjà largement exploités, déchets ligno-cellulosiques peu denses et procédé énergivore (20% de rendement), déjà valorisés
- 2G : procédés à passer à l'échelle industrielle = des investissements lourds (~2.5Mds€ de CAPEX pour 6TWh/an, source IPFEN), en complément de l'adaptation de raffineries pour le lipidique
- 2G : Peu d'acteurs industriels bien identifiés : GrandPuits et La Mède (bioraffinerie, 1TWh à base d'huiles usagées dont 50% importées) BioTfuel et Hy2Gen (Cultures ligno cellulosiques : 1TWh)
- 1G+2G : accessibilité – un surcoût à la pompe est à prévoir (effet TIRUERT et effet ETS2)

Implication pour maximiser le potentiel

- Mobiliser des fonds publics/privés pour financer l'installation des premières usines 2G
- Inciter les agriculteurs /éleveurs à mobiliser les surfaces disponibles et libérées pour produire des cultures ligno-cellulosiques (e.g. Miscanthus, Chanvre) en quantité (7TWh => ~7MtMS => ~0.5Mha?)
- Donner une trajectoire TIRUERT pluriannuelle et relever le montant tout en contrôlant le surcoût pour le consommateur
- Identifier des potentiels fournisseurs étrangers de biocarburants 2G candidats à l'export
- Réinterroger la cible de 12% d'incorporation de biocarburants dans le routier.

Zoom gaz renouvelables et bas carbone

Objectifs visés

- ❑ **Scénario central à 15% (44 TWh de biogaz injecté+ 6TWh de cogénération),** avec fourchette entre 11 et 19% cohérente avec le potentiel estimé par les acteurs
- ❑ Nécessite de mobiliser fortement les effluents d'élevage et les CIVE, et de commencer à développer la pyrogazéification
- ❑ Orientation à préciser sur un soutien davantage vers les grandes ou petites installations en prenant en compte les différents enjeux (coût, acceptabilité, proximité à la ressource biomasse et au réseau de gaz).

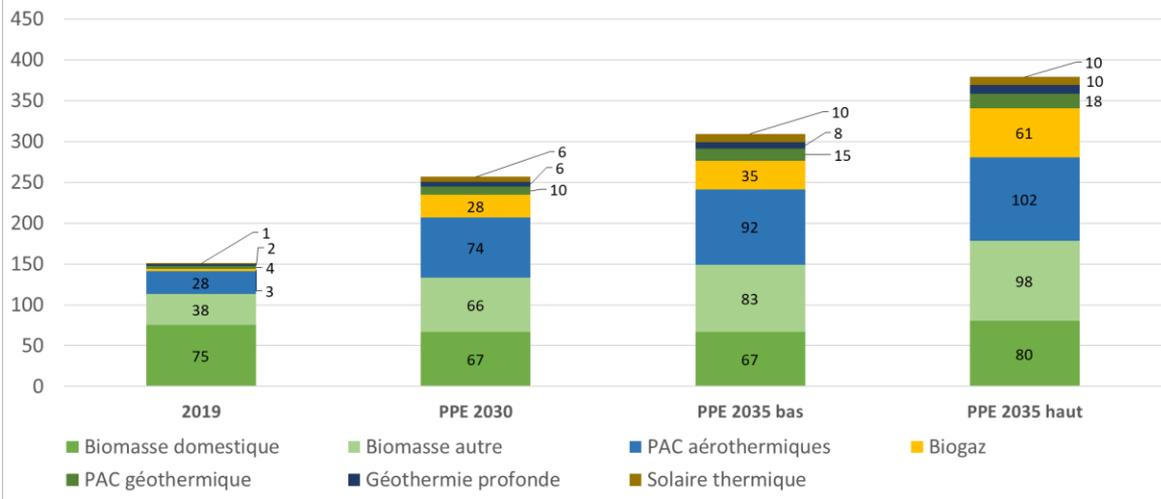
Enjeux économiques

- ❑ Coût de production du biogaz : 80 et 120€/MWh selon la taille dont 60% pour l'agriculture (achat de biomasse), contre 45€ pour le gaz naturel + coût du carbone
- ❑ Soutien budgétaire 2021: ~ 230M€/an pour l'injection (tarif d'achat sur 15 ans)
- ❑ Enjeu d'arbitrage sur la répartition pour l'avenir entre soutien budgétaire ou financement par le consommateur par le biais de la mise en place de certificats d'incorporation
- ❑ Pour la pyrogazéification, une aide aux Capex potentiellement nécessaire pour initier les premiers projets.

3. Trajectoire chaleur et ENR thermiques

La chaleur renouvelable : un enjeu majeur de notre stratégie énergétique

Objectifs de production de la chaleur renouvelable pour 2030 et 2035 (TWh)

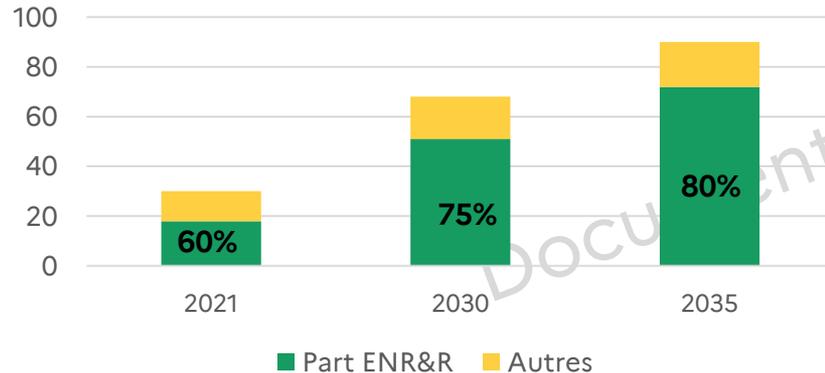


Nota : Biomasse domestique = bois résidentiel ;
 la chaleur de récupération non renouvelable n'est pas représentée ;
 Les chiffres biogaz correspondent à environ 50% du biogaz injecté qui ont un usage
 « chaleur » + environ 6TWh utilisés directement en cogénération sur le lieu de production

- ❑ La chaleur représente 43% de notre consommation d'énergie primaire. Seulement 24% de cette chaleur est en 2021 d'origine renouvelable
- ❑ Des objectifs ambitieux sont possibles avec de nombreux bénéfiques :
 - ✓ Baisse des émissions de gaz à effet de serre
 - ✓ Souveraineté énergétique + industrielle (filières à forte composante locale)
 - ✓ **Moindre tension sur la biomasse et le système électrique, notamment à la pointe**
- ❑ Nous devons développer l'ensemble des sources de chaleur renouvelable :
 - ✓ biomasse et biogaz (cf section précédente)
 - ✓ pompes à chaleur, géothermie et solaire thermique
 - ✓ Les réseaux de chaleur sont par ailleurs indispensables pour développer l'utilisation de cette chaleur
- ❑ **Pour 2030, on vise environ +100TWh de chaleur renouvelable, dont +60TWh hors biomasse (PAC, géothermie et solaire)**

Zoom sur les réseaux de chaleur : un vecteur très important du développement de la chaleur renouvelable

Cibles de livraison de chaleur par les réseaux et part renouvelable (TWh)



- Nous devons plus que doubler le volume total de chaleur livrée par les réseaux à horizon 2030, en augmentant la part ENR
- Cela requiert de raccorder en moyenne 300 000 à 360 000 logements par an jusqu'en 2030-2035, contre 160 000/an actuellement
- Cela représente environ 32Mds d'investissements d'ici 2030, dont 8Mds qui seraient financés par le fonds chaleur (70% des réseaux sont privés ou en DSP)

Un développement aux nombreux avantages, mais nécessitant un fort accompagnement

- ❑ Production centralisée permettant de faciliter le développement des ENR et de limiter les impacts environnementaux (pollution de l'air notamment)
- ❑ Coûts à l'usage compétitifs et stables, même si investissements initiaux importants
- ❑ Projet de territoire, porté par des collectivités territoriales pour créer un service public de distribution de chaleur renouvelable
- ❑ Des études de faisabilité pourraient être réalisées et co-financées pour toutes les intercommunalités de plus de 10 000 habitants non équipées
- ❑ Les collectivités peuvent désormais « classer » les réseaux, ce qui implique une obligation de raccordement en cas de changement de chaudière.
- ❑ Besoin d'inciter les exploitants à développer également des énergies alternatives à la biomasse pour faciliter le bouclage (géothermie, solaire, etc.)

Zoom sur la géothermie : un potentiel important mais un développement à accélérer

- La géothermie est une solution très intéressante pour produire de la chaleur renouvelable : pilotable, non intermittente, locale, mature et sûre pour l'environnement
- Elle ne représente aujourd'hui que 1% de la consommation finale de chaleur, soit 6TWh (2/3 et géothermie de surface, le reste en géothermie profonde)
- La plan géothermie vise à atteindre 100TWh dans 15 ou 20 ans
- En 2030, un triplement est visé, mais les volumes correspondant resteront relativement limités en proportion des besoins totaux de chaleur
- Ce plan contient des orientations pour lever les freins humains, techniques, administratifs et financiers au développement de cette ressource.

Géothermie de surface

- ❑ Environ 3000 pompes à chaleur géothermiques sont vendues chaque année : objectif de doublement dès 2025
- ❑ Investissement environ 60% plus cher qu'une PAC air-eau (forage), mais consomme 50% d'énergie en moins. Sur la durée de vie de l'équipement, rentabilité similaire.
- ❑ Dans le cadre du plan géothermie, augmentation du coup de pouce chauffage : 5000€ d'aide CEE pour tous les ménages
- ❑ Possible d'encourager également leur installation pour les bâtiments publics.

Géothermie profonde

- ❑ 78 installations sont en fonctionnement (réseaux de chaleur ou sites industriels) : objectif de 40% de projets en plus lancés avant 2030.
- ❑ Le plan géothermie doit permettre l'exploitation de nouveaux aquifères (en Aquitaine, Lorraine, Centre,...) grâce à l'amélioration de la connaissance du potentiel et une meilleure couverture du risque
- ❑ Coût de production compétitif * : 15 - 55 €/MWh (hors distribution réseau)

* Source : Coûts des ENR&R, ADEME 2021

Chaleur renouvelable : mesures additionnelles à l'étude

Accélérer l'augmentation du fonds chaleur

- ❑ Permet de soutenir l'ensemble des filières, et peut être piloté pour orienter les usages biomasses et consolider les filières émergentes.
- ❑ **1Mds€ par an d'ici 2027, et jusqu'à 2Mds par an d'ici 2030 en fonction du développement des filières :** 1Mds de projets actuellement dans la file d'attente, environ 34€ d'aide / tCO2 évitée en 2022.
- ❑ Articulation avec les AAP industrie à poursuivre

Renforcer les réglementations existantes : plusieurs pistes

- ❑ Géothermie : mettre en œuvre le plan géothermie
- ❑ Chaleur fatale : Etude de potentiel à rendre obligatoire, et fonds de garantie ADEME à envisager en cas de défaillance du fournisseur de chaleur fatale
- ❑ Sortie du fioul accélérée (au moins 75% en 2030) et réduction du chauffage au gaz naturel.
- ❑ Solaire : Généralisation du cadastre solaire, et possibilité d'obligation d'équipement ou d'étude pour les grands sites, AAP « grandes installations solaires »

Démontrer l'exemplarité de l'Etat et des collectivités

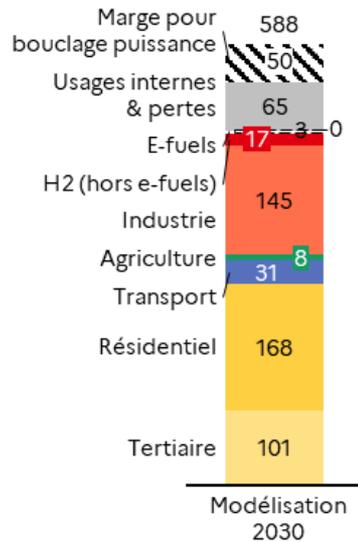
- ❑ Tenir l'engagement d'une sortie du fioul d'ici 2029 et intégrer des objectifs de chaleur renouvelable dans le cadre du plan de rénovation des bâtiments de l'Etat
- ❑ S'appuyer sur le plan école pour développer au maximum la géothermie (viser une école sur deux), adopter la même approche pour les universités et hôpitaux.
- ❑ Renforcer l'animation territoriale en généralisant les animateurs chaleur renouvelable qui accompagnent les projets de collectivités, entreprises, etc.

4. Electricité

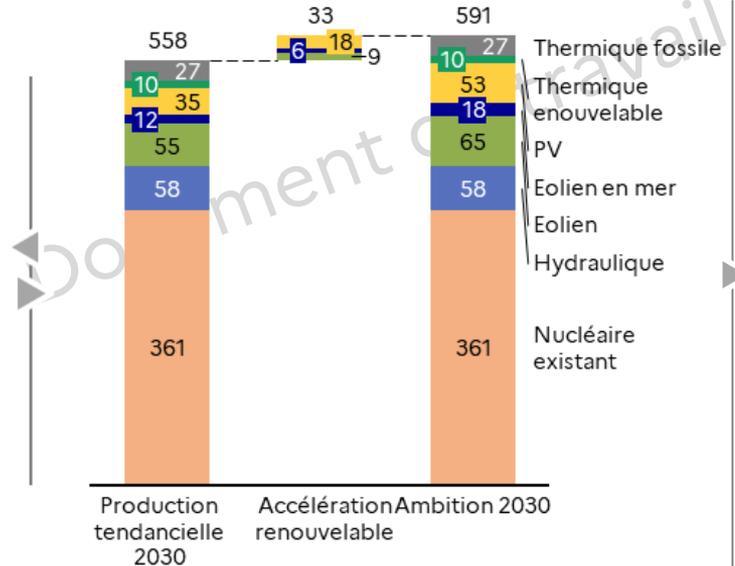
Enjeux de bouclage électrique en 2030

Résultats provisoires dans l'attente des simulations RTE en puissance

Trajectoire de consommation d'électricité issue des trajectoires sectorielles (TWh)



Production d'électricité projetée en 2030 selon deux scénarios (TWh)



Nécessité de pousser tous les curseurs au maximum, nucléaire ET renouvelables

Un effort industriel majeur, dès maintenant pour assurer l'équilibre offre-demande à l'horizon 2030

- Tenue des trajectoires de rénovation
- Amélioration de la disponibilité du parc nucléaire (361TWh vs. 300-330 en 2023)
- Maintien du calendrier des parcs éoliens offshore
- Doublement du rythme d'installation solaire

A l'horizon 2035, travaux sur la prolongation les tranches nucléaires

A l'horizon 2050, refonte complète du système électrique

En parallèle, besoin de sécuriser nos objectifs de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique dans tous les secteurs

Stress-test de la consommation d'électricité

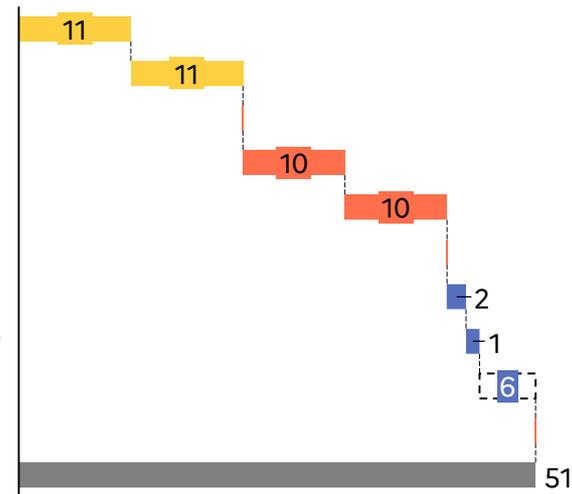
Des hypothèses sous-jacentes ambitieuses en matière d'économies d'énergie...

- 400k rénovations performantes / an vs. 66k aujourd'hui
- -40% d'économies d'énergies dans le tertiaire
- 600k de chaudières gaz/fioul remplacées par an par des PAC et RCU
- Maintien du poids de l'industrie dans le PIB (10%)
- Décarbonation rapide de l'industrie (-40% en 2030)
- Gain de 5% d'efficacité énergétique dans l'industrie
- 15% du parc VP (7% du parc PL) à l'électrique en 2030
- Baisse de 9% du trafic VP (télétravail, report modal)
- 1.1%/an de croissance du trafic aérien (vs. 2.1%.an pré-COVID)

... Un scénario conjuguant la non atteinte de nos objectifs dans le bâtiment et une réindustrialisation rapide entrainerait ~50TWh en 2030/2035

Analyse de sensibilité de la consommation électrique en 2030-2035 selon l'atteinte d'objectifs physiques structurants :

- 1.5M de passoires rénovées en moins
- +10% de consommation dans le tertiaire
- +200kt d'H2 supplémentaires
- +1.5pt de PIB pour l'industrie (RTE Réindus)
- +10pts de VE et PL élec dans les ventes
- Maintien du trafic VP
- +10% d'incorpo e-fuel dans l'aérien / maritime
- Total conso supplémentaire 'stress-test'



Nucléaire : 4 chantiers majeurs pour maintenir une base nucléaire décarbonée

Restaurer le productible malgré les enjeux de CSC

Tenir le calendrier des réparations exigées par l'autorité de sûreté

Tirer les leçons de l'évènement CSC et éviter une nouvelle crise de ce type

- Développer de meilleures gammes de contrôles et de caractérisation
- Renforcer la robustesse de l'instruction des décisions de sûreté

Réussir le prolongement à 60 ans et au-delà

Anticiper et préparer l'instruction des points techniques sensibles: cuve, câbles, étanchéité enceinte, révision des spectres sismiques, adaptation

Bénéficier de l'expérience américaine et des instructions VD4

Mobiliser toutes les ressources de R&D disponibles (notamment du CEA)

Démarrer la première tranche EPR2 en 2035 puis industrialiser le déploiement

Démontrer (via les revues de jalons) la robustesse, la constructibilité et le caractère industriel du design EPR2

Déterminer la stratégie d'exécution et contractuelle adaptée

Assurer le renouvellement des générations et la disponibilité des ressources humaines, techniques et industrielles

Développer des filières alternatives dans le nouveau nucléaire

Appliquer à NUWARD une méthodologie et gouvernance similaire à EPR2 pour garantir la compétitivité du design

Bénéficier de l'expertise de l'agence de programme pour l'innovation nucléaire du CEA pour instruire les différentes technologies disponibles et appuyer les start-ups françaises

Mobiliser les financements de France 2030

Pousser tous les leviers au maximum, sur le nucléaire ET sur l'ensemble des ENR

| | Situation actuelle | Fourchette visée | Enjeux |
|--------------------|---------------------------------------|--|--|
| Nucléaire existant | 61 GW installés, 56 réacteurs | Entre 0 réacteurs (objectif) et 9 réacteurs (cas défavorable) fermés avant VD6 pour raisons de sûreté Disponibilité : 65-70 % | Prolongation de tous les réacteurs si possible jusqu'à VD6, avec marge de sécurité statistique à conserver |
| Nouveau nucléaire | 1 EPR en cours de construction (FLA3) | Entre 6 et 14 EPR2 en 2050 Entre 0 et 4GW de SMR en 2050 | Sécuriser le programme NNF, en gardant des marges en cas de retards |

Une forte ambition sur le nucléaire permet de couvrir 55% de notre approvisionnement dès 2035

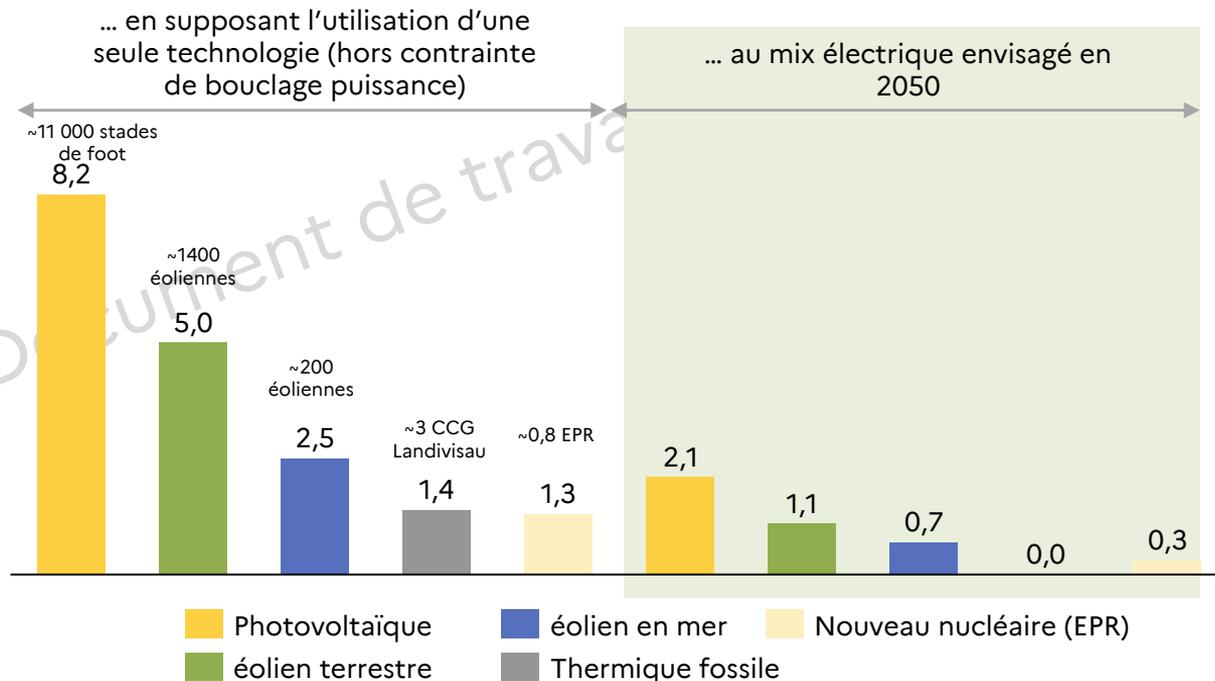
| Rythme PV | Environ 2GW/an | Entre 3,7 et 5,5GW par an Entre 128 et 160GW en 250 | Doubler globalement le rythme actuel, en adaptant ensuite en fonction des besoins |
|-------------------------|--|--|---|
| Rythme éolien en mer | Un seul parc en service (0,5GW), mais 8GW déjà attribués | 45GW en 2050 | Peu de marges pour aller plus loin compte tenu des contraintes environnement, potentiel, délais |
| Rythme éolien terrestre | Environ 1,2GW/an | Entre 1,2 et 1,9GW/an, potentiellement jusqu'à 2,5GW/an après 2035 | Conserver globalement le rythme actuel, en accélérant légèrement si nécessaire pour le bouclage |

Des capacités de production supplémentaires à composer de plusieurs technologies disponibles mais dans un mix cohérent

Pour produire 10 TWh de d'électricité...

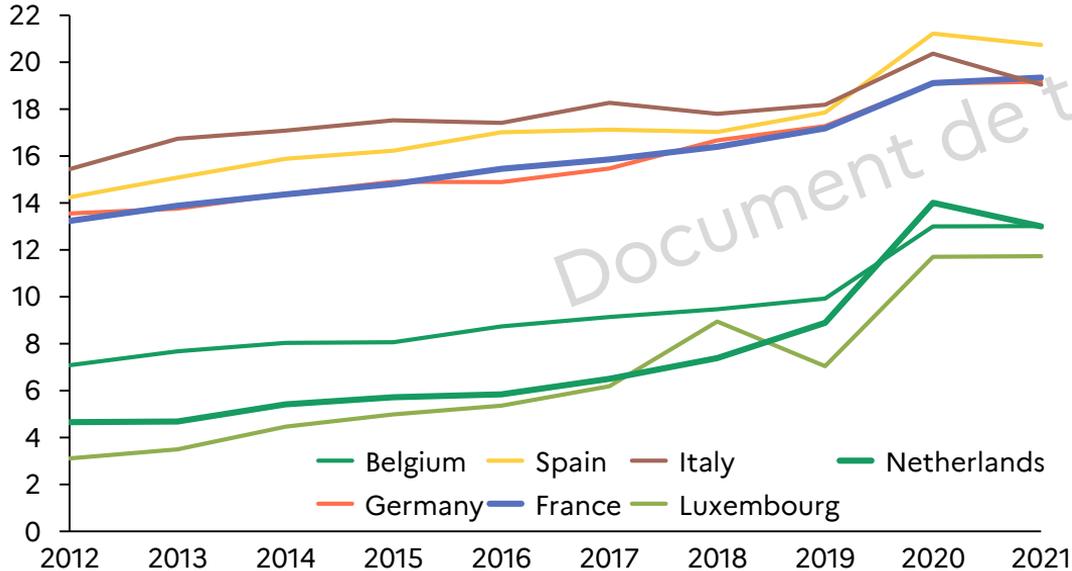
- Soit la consommation électrique de 2M de foyers...
- ... ou l'équivalent en carburant de 10% du trafic aérien
- Ou 3% de la consommation du secteur industriel

... il faut installer de nouvelles capacités (en GW)



La France s'inscrit dans le rythme de ses voisins européens pour le développement des énergies renouvelables

Part d'énergie à partir de sources renouvelables dans la consommation finale (% , source EUROSTAT)

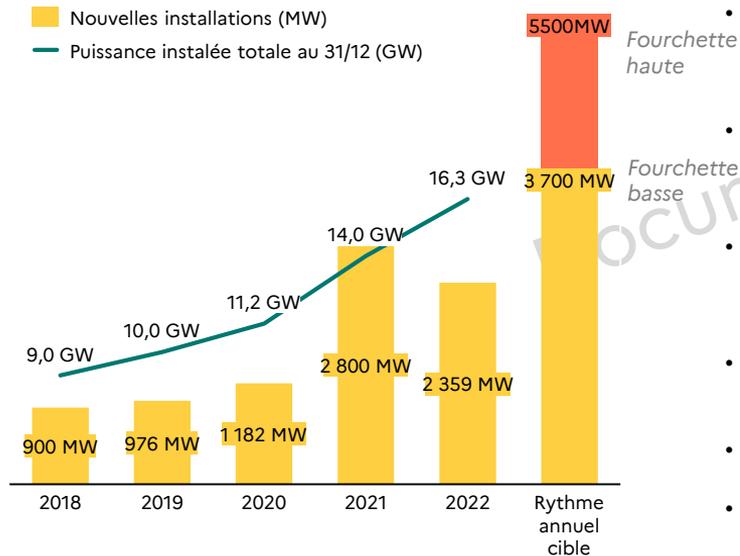


Objectif 2030 de la directive RED3 : **42,5%** de l'énergie consommée dans l'UE couvert par des ENR (au lieu de 32% pour le précédent objectif), à décliner par pays (encore à négocier, estimation pour la France :41-45%)

Cette cible est extrêmement ambitieuse et implique **un soutien sans faille aux filières renouvelables.**

Photovoltaïque : doubler (encore) le rythme annuel de développement de nouvelles capacités

Nécessité d'un doublement du nombre d'installations par an



Rappel des limites physiques et facteurs limitants

- Accès au foncier pour le PV au sol – impact défrichage, risque d'augmentation du prix des loyers (cf. exemple allemand)
- Compétitivité et coûts élevés d'installation et de réseau pour le petit PV BT (typiquement résidentiel)
- Dépendance aux fabricants asiatiques (et bientôt américains?) pour la fabrication des panneaux
- Capacité de l'Etat à instruire et accompagner les dossiers
- Impact sur le réseau électrique (voir infra)
- Profil de production centré sur la journée, qui produira de moins en moins de valeur

Implication pour maximiser le potentiel

A court terme, mobiliser au maximum les terrains délaissés et friches industrielles en utilisant les possibilités de la loi AER

Trouver le bon équilibre entre centrales au sols, grandes toitures et résidentiel (cf. slide suivante)

Travailler à relocaliser la filière industrielle (cf. slide suivante)

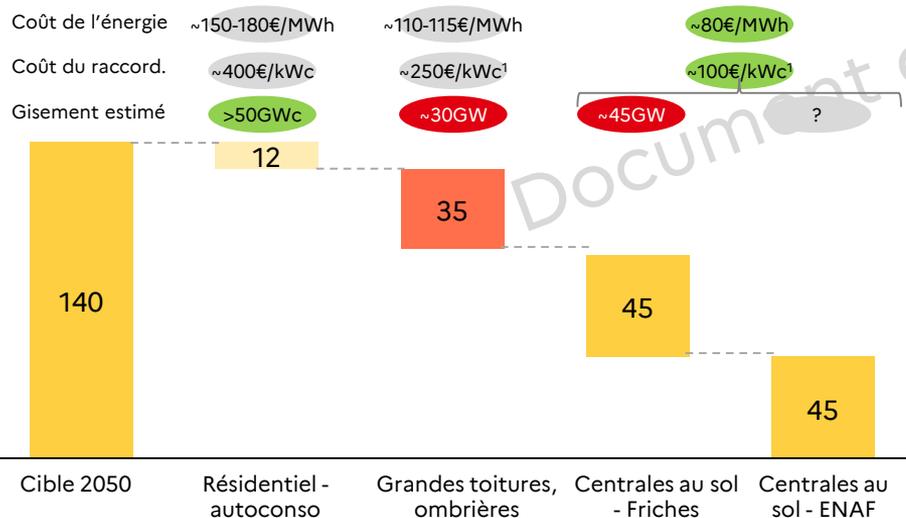
Renforcer et former les effectifs moyens de l'Etat pour l'instruction et l'accompagnement des dossiers

Le PV doit se développer sur les différentes surfaces pour conjuguer vitesse de déploiement et compétitivité

Nécessité d'installer des centrales au sol pour tenir l'objectif 2050 à un coût maîtrisé pour la collectivité

Nécessité d'installer des centrales au sol pour tenir l'objectif 2050 à un coût maîtrisé pour la collectivité

Répartition approximative des types de projets PV d'ici à 2050 (GW)



Résidentiel : renforcer les incitations à l'autoconsommation en veillant à préserver l'équilibre financier et physique du réseau

Grandes toitures et ombrières : encourager la production au près des centres de consommation

Friches : accélérer la mobilisation des gisements en exploitant les dispositions de la loi AER

Agrivoltaïsme : élargir les AO sur l'agrivoltaïsme pour limiter l'impact sur les loyers tout en développant des pratiques vertueuses (ombrage en prairie, amélioration du potentiel agronomique, ...)

PV agricole : accélérer la définition des chartes départementales pour développer le PV au sol sur foncier agricole via la mobilisation des chambres d'agricultures locales

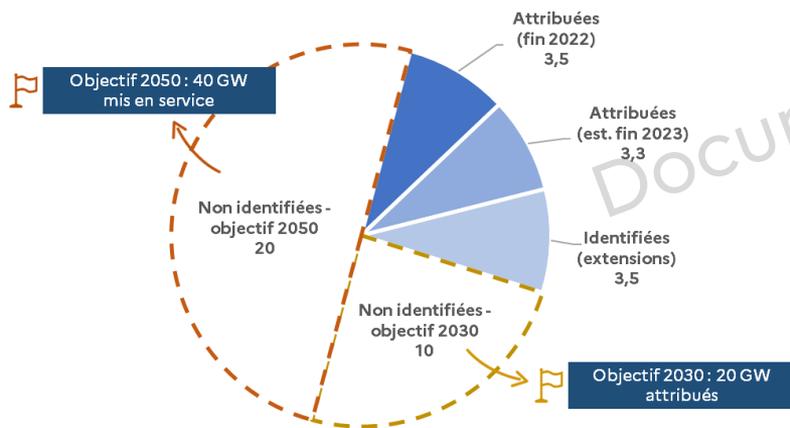
Eolien maritime : lancement des débats publics de façade et les AO et autres énergies marines

3GW déjà attribués par appel d'offres (AO4 à AO8), dont 0.5 mis en service et 1.5 en chantier

Contraintes physiques et facteurs limitants

Pistes de travail

Décomposition des capacités (en GW) pour atteindre les objectifs 2030 et 2050 (scénario Belfort)



- Disponibilité des surfaces : contraintes biodiversité, pêche, transport, armées
- Temps longs des procédures administratives requises (débat public, appels d'offre, permis)
- Disponibilité des outils industriels : turbines, bateaux, câbles, chantiers navals (plateformes), main d'œuvre
- Coût attractif du posé (~46€/MWh), mais coût élevé de l'éolien flottant en cas d'éloignement important des côtes (tentation pour faciliter l'acceptabilité) et du raccordement (1200€/kW)
- Contrainte technique sur le flottant : aujourd'hui pas possible de créer des postes électriques en courant continu à une profondeur >100m
- Capacité du réseau de transport (e.g. Bretagne)
- Contraintes d'acceptabilité qui poussent à réduire le # de machines (et à des machines plus grosses (>15MW, non encore conçues)
- Hydrolien : potentiel technique de 3 à 5GW et opportunités d'export, à concrétiser par des projets pilotes

Lancer les débats publics de façade pour sélectionner d'autres surfaces...

... en poursuivant le travail sur les contraintes militaires..

- Notamment pour libérer des surfaces proches des côtes et réduire le risque d'inégalités dans la répartition entre façades

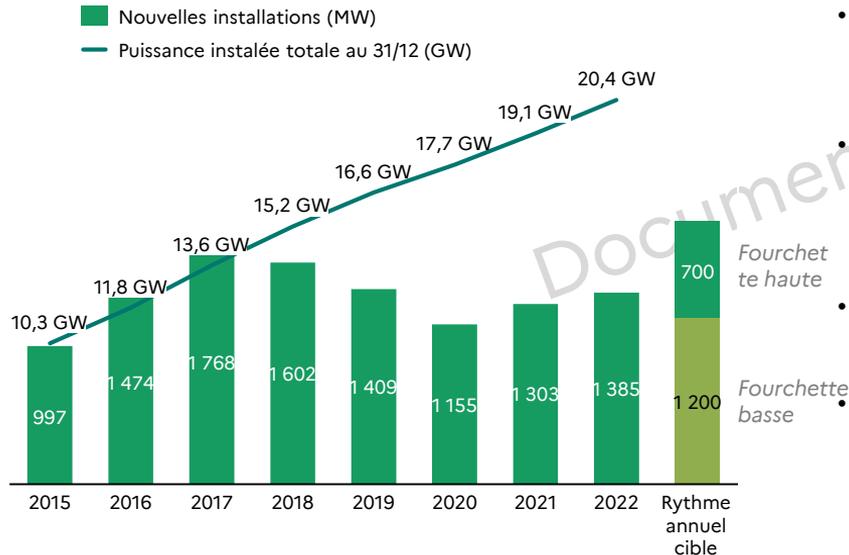
... puis de lancer de nouveaux appels d'offres avec de grands volumes pour passer à l'échelle supérieure (consultation publique en cours)

- Appel d'offres multigigawatts pour favoriser l'attribution à plusieurs soumissionnaires (par lots)
- Avec le cas échéant des critères de contenu local pour développer l'industrie française de l'offshore

Poursuivre la veille technologique (R&D) et le financement de pilotes de nouvelles technologies (e.g. Hydrolien, Houlomoteur)

Eolien terrestre : une filière contestée, mais nécessaire à l'équilibre offre demande

nouvelles installations par an: Un rythme annuel qui a rarement dépassé 1.4GW/an



Rappel des limites physiques et facteurs limitants

- Des gisements fonciers contraints par des contraintes météo, militaires et aviation civile
- Difficultés structurelles à obtenir les permis : impact visuel et risque ornithologique conduisant à réduire la taille des parcs et des machines
- Faible acceptabilité: contentieux systématiques
- Difficulté financière des turbinières européens contraints d'augmenter leurs prix (+35%) avec un impact sur le coût de production (90€/MWh au dernier AO)

Pistes de travail

Rappeler l'importance de cette filière pour assurer le bouclage électricité à moyen terme pour améliorer l'acceptabilité de l'éolien

Poursuivre les travaux sur le sujet des radars

- Potentiel important inexploité, en particulier dans le sud-ouest et en Provence

Hydroélectricité, parc thermique, flexibilité, stockage et interconnexions

Un bouquet de flexibilité qui sera déterminé par les modélisations de RTE

Les trajectoires proposées supra sont construites pour assurer l'équilibre en énergie. **Or le système électrique doit permettre d'assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant.** Les besoins de flexibilité pour passer la pointe de consommation seront précisés par RTE dans son BP (été 2023).

Ces besoins reposeront notamment sur :

- Développement de STEP de 1,5GW
- Développement du stockage par batterie (a minima 2GW d'après les études Futurs énergétiques 2050)
- Effacements : indexer la cible 2028 de 6,5 GW d'effacements sur la consommation d'électricité à cet horizon de temps
- Développement des interconnexions

Rappel des limites physiques et facteurs limitants

- Baisse de la ressource en eau en raison du renforcement des contraintes sur les usages de l'eau; un hypothèse prudente de baisse de 10TWh (sur 60TWh) est prise
- Risque associé à la fermeture des centrales charbon au regard des marges nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement
- Conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques
- Capacité réelle à mobiliser les effacements en fonction des types de consommateurs (fiabilité, disponibilité, ..)
- Capacité des interconnexions disponibles lors des pointes de consommation et pour l'export en période de forte production nucléaire et renouvelable : maximum historique de 15.8GW

Pistes de travail

Mettre en œuvre les appels d'offres stockage prévus par la loi

Lancer les AO pour les STEP en sites vierges

Trouver une solution négociée avec la commission européenne pour le contentieux hydroélectrique

Mise en œuvre d'une réserve stratégique à étudier

Lancer les études pour la conversion des centrales thermiques au décarboné

Développement des interconnexions

De nombreuses mesures ont été prises pour faciliter le déploiement des capacités ENR

Facilitation des procédures

- Reconnaissance de la raison impérieuse d'intérêt public majeur pour les projets EnR (limitation du contentieux)
- Simplification du contentieux (régularisation automatique quand cela est possible et encadrement des délais de jugement pour les TA et les CAA)
- Mise en place d'un fonds de garantie pour les projets d'EnR sous recours afin d'accélérer leur construction
- Possibilité de financement des radars de compensation pour les projets éoliens pour mobiliser de nouvelles zones aujourd'hui grevées par les radars militaires ou météo

Acceptabilité

- Planification ascendante avec définition, sur proposition des communes des zones d'accélération
- Mise en place de comités de projets pour les projets en dehors des zones d'accélération
- Mise en place d'un partage territorial de la valeur (contribution des projets EnR à des projets locaux portés par les collectivités en faveur de la transition énergétique)
- Faciliter l'autoconsommation et la contractualisation des contrats de fourniture en PPA pour les collectivités
- Faciliter la prise de participation par les collectivités dans les projets sur leurs territoires

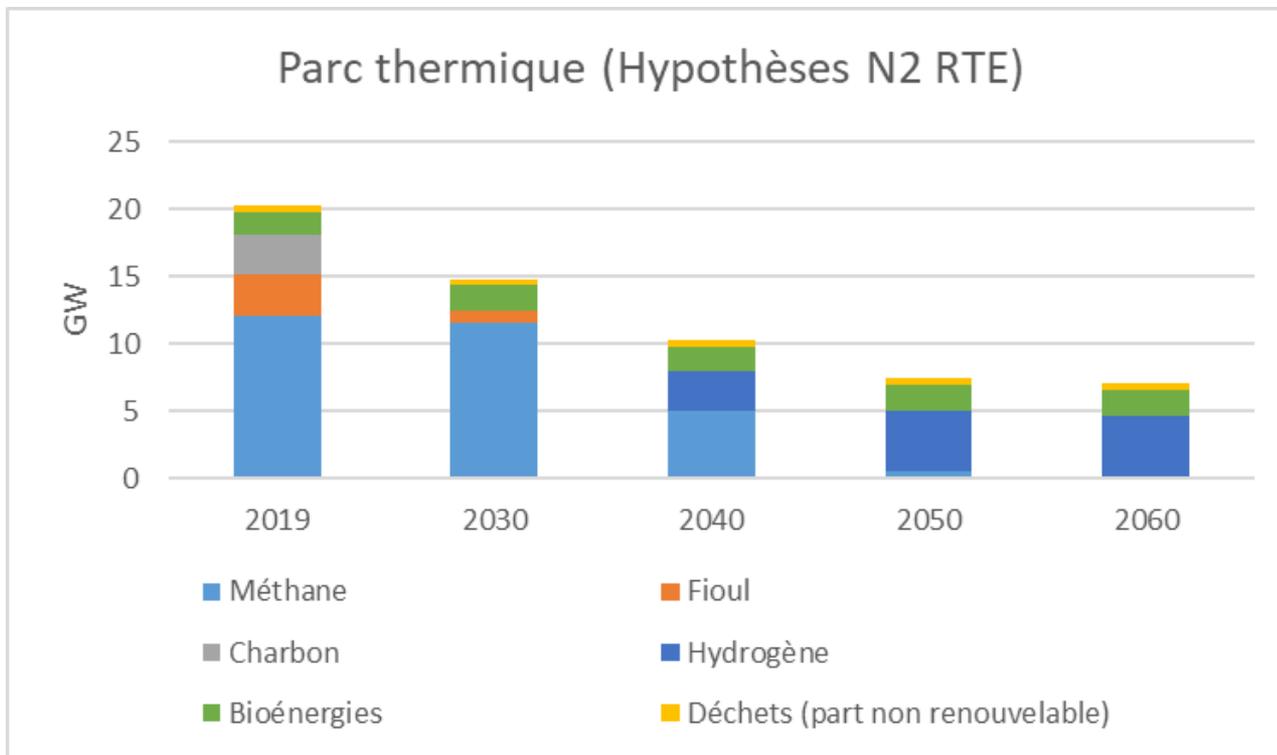
Spécifique PV

- Libération des fonciers en délaisés autoroutiers et ferroviaires
- Possibilité d'installer du PV en zone soumise à loi littorale
- Obligation d'équipement en photovoltaïque sur parkings existants
- Renforcement des obligations d'équipement en PV des bâtiments neufs ou lourdement rénovés
- Extension des obligations aux bâtiments existants
- Encadrement de l'agivoltaïsme et du PV sur terrain agricole

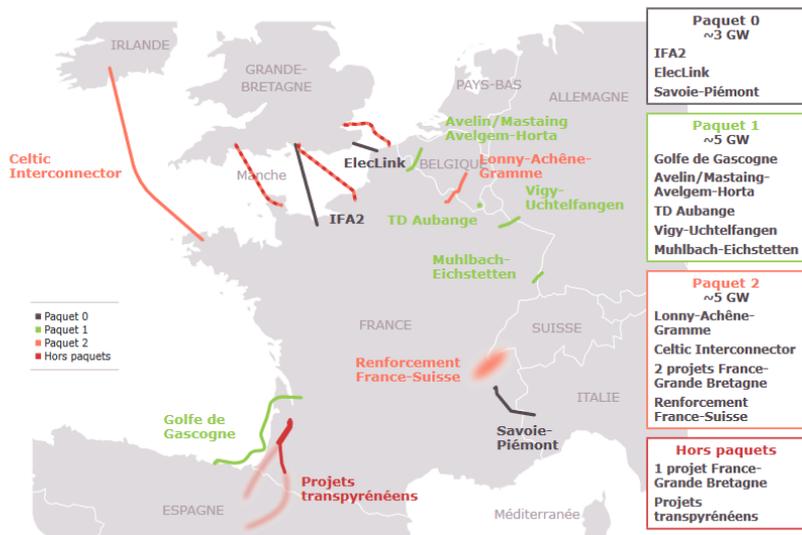
Spécifique éolien en mer

- Mise en place d'une planification conjointe avec les Documents stratégiques de façade (La CNDP a délibéré le 5 avril pour la tenue de quatre débats coordonnés simultanés)
- Anticipation des études et des raccordements pour l'éolien en mer
- Clarification du régime applicable aux installations d'éolien en mer
- Mise en place d'une autorisation unique pour le raccordement
- Elargissement du dispositif du droit d'accueil à la ZEE afin de garantir l'application de règles uniformes en matière de droit social

Rappel de l'évolution du parc thermique envisagée



Interconnexions et lignes transfrontalières en service



Nouveaux projets identifiés par RTE dans le SDDR 2019

Exports maximums historiques : 17,6 GW
 Imports maximums historiques : 15,8 GW

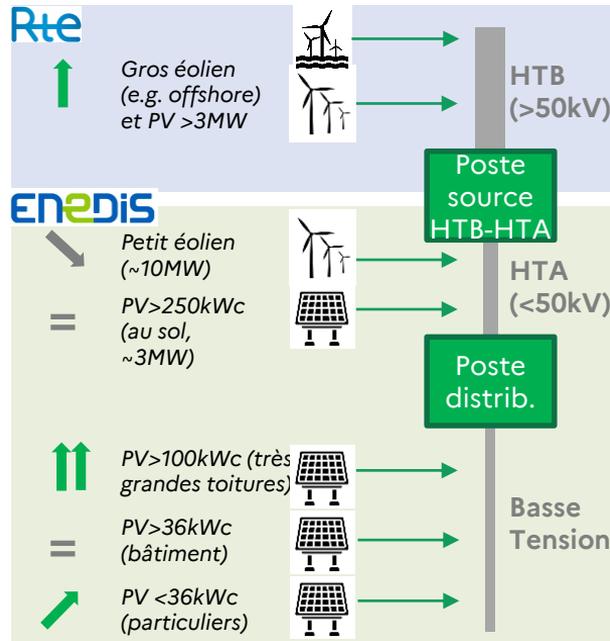
Par rapport au SDDR 2019, la configuration de référence des Futurs énergétiques 2050 intègre une **augmentation supplémentaire de 13 GW** des capacités d'import à l'horizon 2050 pour porter cette capacité totale à 39 GW.

Avec ces interconnexions, le rôle de la France va évoluer pour devenir un hub connectant plusieurs régions d'Europe à l'horizon 2040 et des **renforcements internes** devront être envisagés pour le permettre.

Le SDDR 2023 va mettre à jour ces trajectoires en tenant compte des évolutions d'autres paramètres structurants du système électrique (développement offshore, nouveau nucléaire, S3REnR, zones de décarbonation industrielle, ...)

5. Enjeux spécifiques des raccords électriques

Raccordements – Rappel de la structure du réseau



- ~2300 postes sources, 105000 kms de lignes
- Périmètre des S3R-ENR; plusieurs sont déjà saturés (Grand Est, Occitanie, Centre VdL, HdF)
- 3 ans pour les produire à partir d'une ambition ENR locale et un macro-zoning...
- ... puis ~5-7 ans pour réaliser un projet (conception, permitting, achats, travaux)
- ~700000kms de lignes, 801 400 postes
- Coût global d'insertion réseau : ~100k€/MW
- En hausse car flux aval plus importants
- ~300000kms de lignes
- Coût global : ~400k€/MW, en hausse car + de production loin des centres de consommation (+ de réseau, + de pertes)
- Délais d'approvisionnements en hausse (e.g. volumes commandés de postes = x2)

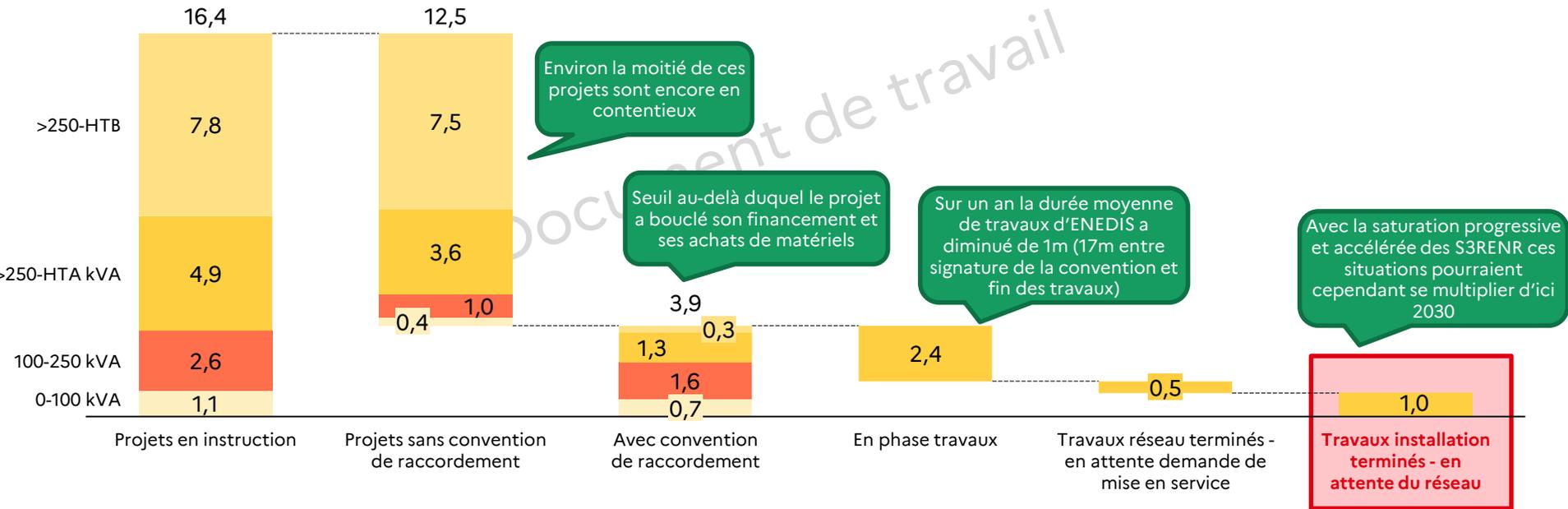
ENEDIS raccorde la majorité des installations du réseau, mais est **dépendante de la capacité disponible sur le réseau de transport de RTE** en aval du Poste Source

Les enjeux de raccordement (coûts, délais) dépendent du **type d'installations et de leurs localisation** (saturation du réseau local, éloignement production/consommation)

... lesquelles sont orientées par les arrêtés tarifaires, et les AO

A ce stade, le réseau n'est pas le facteur limitant – sauf exceptions ; mais un besoin de mieux anticiper

Décomposition des projets PV en instruction par tranche de puissance (Source StatInfo, FEE, SER) (GW, déc. 22)

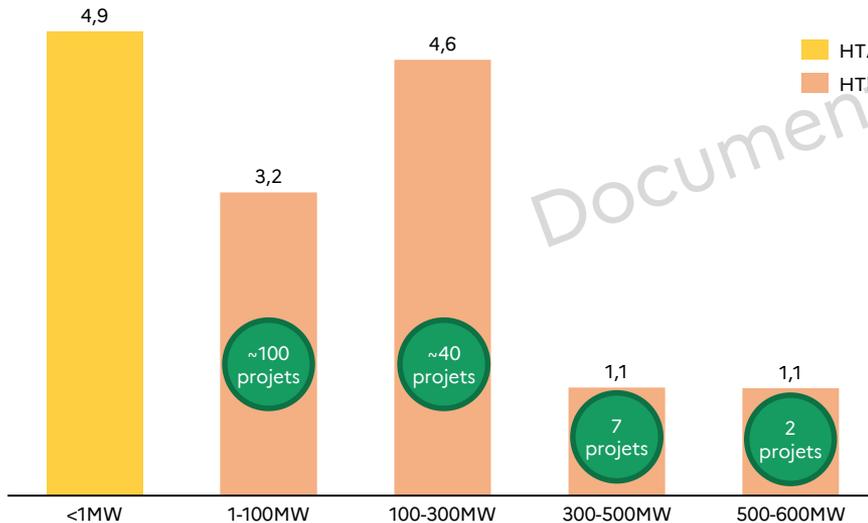


Zoom sur les projets PV au sol - 13GW de projets en instruction, pour l'essentiel dans les Landes

80% de la FA en HTB composé d'une trentaine de giga-parcs de 100 à 1000ha, dont la moitié ne serait pas construit avant fin 2027...

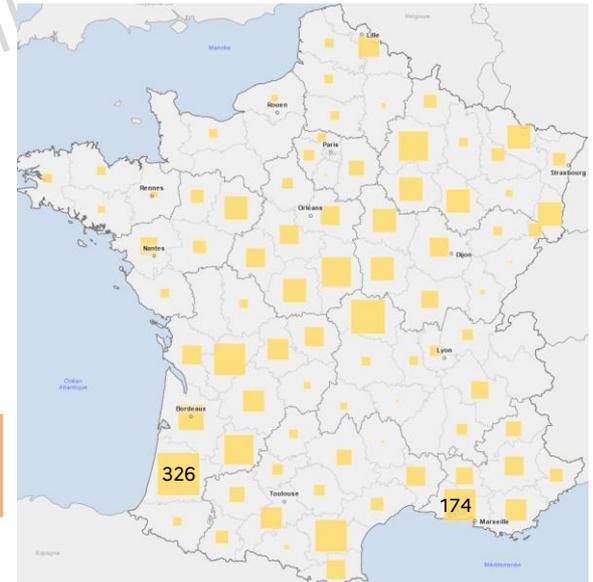
... pour l'essentiel concentré dans les Landes, et dans une moindre mesure, Occitanie, PACA, Bourgogne FC

Caractérisation par segment de puissance des projets PV en File d'Attente S3REN HTA, et FA HTB (source RTE, GW, décembre 22)



Répartition des projets PV HTA en FA S3REN par département (carrés sur la carte)

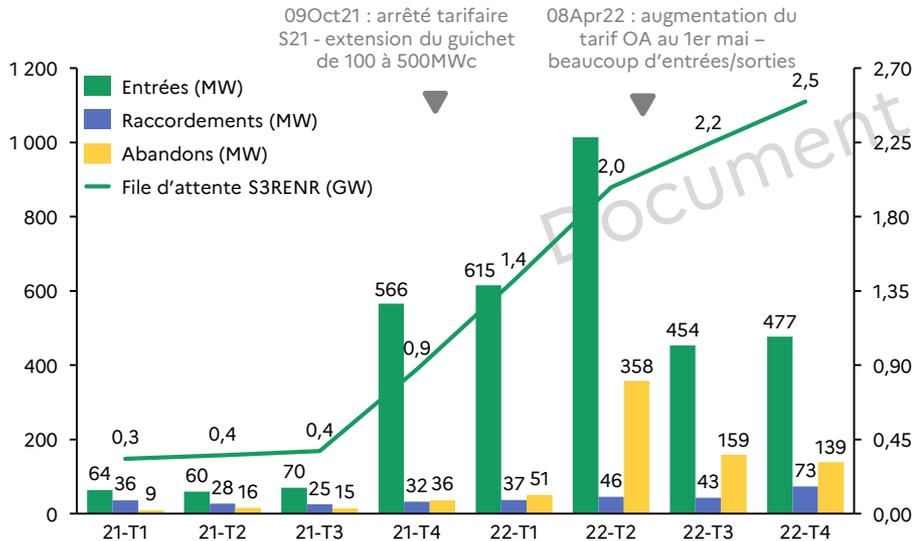
En sus, ajouter en projets HTB :



Zoom sur la tranches 100-250kWc, ombrières et grandes toitures en zone rurale

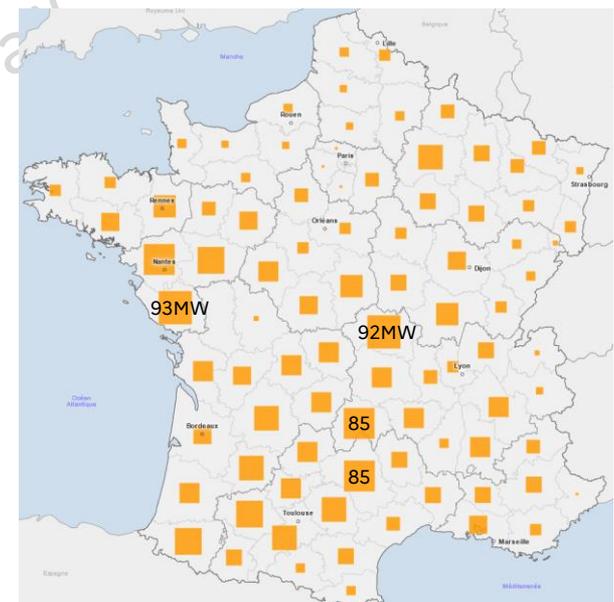
Le nouvel arrêté tarifaire a provoqué une demande forte pour des installations PV sur grandes toitures -

Rythme d'entrée et de sorties en file d'attente S3RENR sur le PV - 100-250kVA enregistré par les services d'ENEDIS -



... en particulier dans certaines zones rurales, plus difficiles à raccorder et avec un risque de pertes réseau plus fort

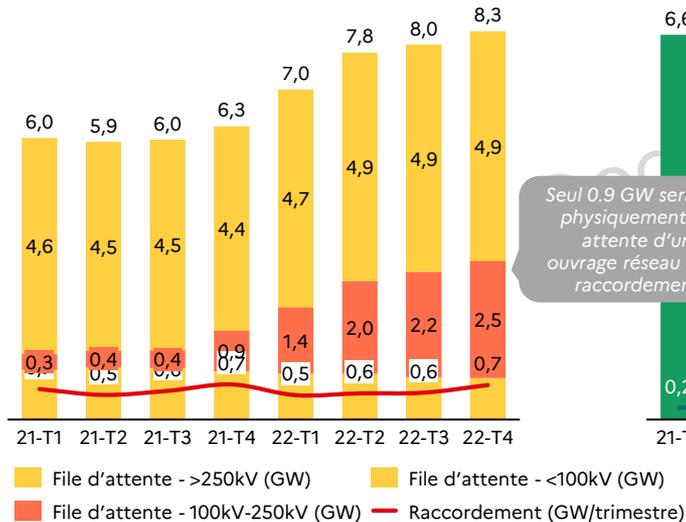
Répartition des projets PV -100-250kVA en FA S3RENR par département



Hausse des files d'attente de raccordement, en particulier sur le PV sur grandes toitures et au sol

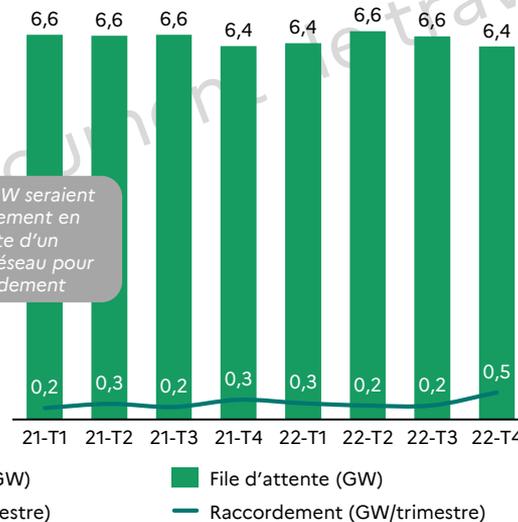
ENEDIS-PV : hausse rapide des files d'attentes sur la tranche 100-250kWc

Projets PV en file d'attente de raccordement chez ENEDIS:



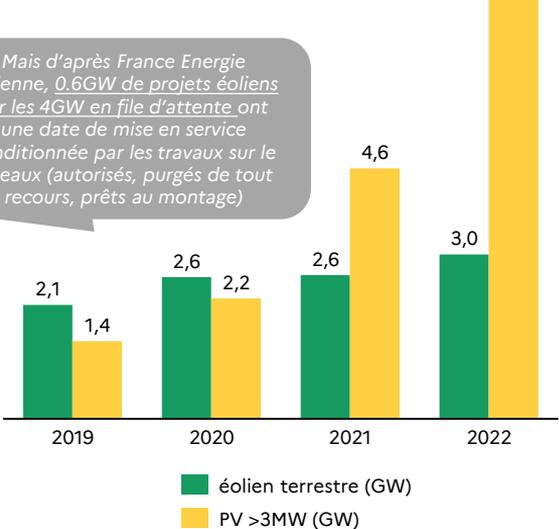
Eolien onshore – ENEDIS (90% de la puissance installée) – pas de goulot

Projets éolien en file d'attente de raccordement chez ENEDIS:



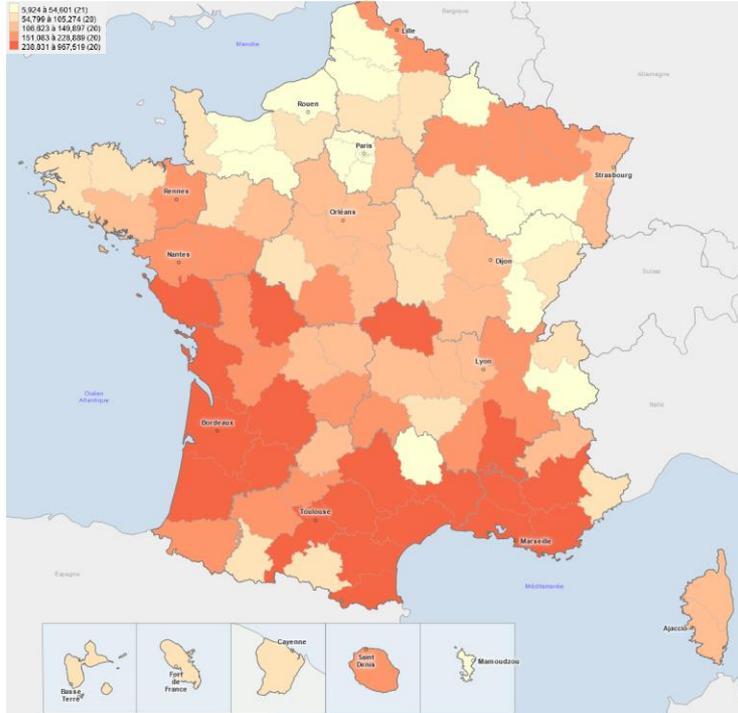
RTE – PV et Eolien : hausse rapide des files d'attentes, en particulier sur le PV

Projets PV et éoliens terrestre en file d'attente de raccordement chez RTE (source DGEC):

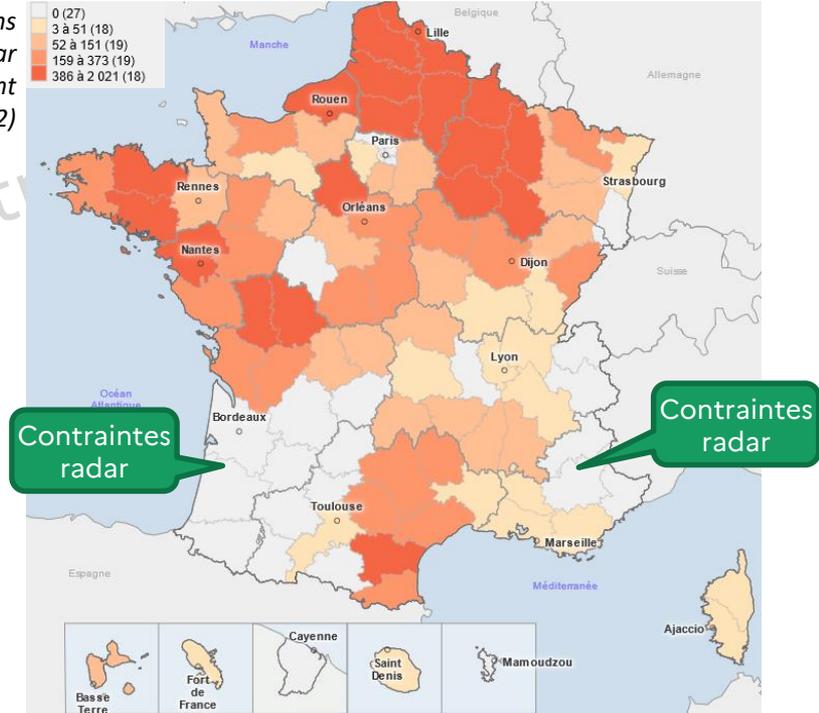


Fortes disparités géographiques dans le développement des énergies renouvelables

Installations PV par département (MW, 31/12/22)



Installations éoliennes par département (MW, 31/12/22)



L'enjeu est de passer à une logique de l'offre pour tous les opérateurs – RTE/ENEDIS/CRE/acteurs industriels

Des dispositions prises pour donner des marges de manœuvre

- ✓ Loi AER : dispositif temporaire permettant au préfet d'allouer prioritairement des capacités de raccordement à des projets industriels
- ✓ Loi AER : création de zones favorables et de zones d'exclusion
- ✓ Lancement d'une expérimentation sur le raccordement mixte

Aider à la relocalisation des filières concernées

- Aider (France 2030?) à la relocalisation des activités de production d'équipements
- Insérer dans les contrats des équipements de réseau des clauses permettant de sélectionner les fournisseurs selon l'empreinte environnementale du cycle de production

Permettre aux opérateurs de planifier à long terme

- Mise à jour du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) sur un horizon 2040 par RTE d'ici à début 2024, en amont des révisions de tarifs (RTE)
- Priorisation des ouvrages permettant de dégager le plus de capacité à terme (RTE/CRE) (impact potentiel sur l'outil S3REN – à mesurer)

Le SDDR devra aussi tenir compte de (cf. slides suivantes)

- Finalisation d'ici Juin les feuilles de route de décarbonation des 50 sites industriels, en impliquant les services de RTE (DGE)
- Préparation d'un schéma directeur IRVE à horizon 2035 d'ici l'été (cf. RIM transport) (MTECT)

Passer à une logique de programme vs. de projets

Passer d'une logique d'un dimensionnement au plus juste, à une logique d'investissements de long-terme à l'échelle, quitte à prendre des risques de coûts échoués (changement culturel et cadre de régulation) (RTE, ENEDIS, CRE)

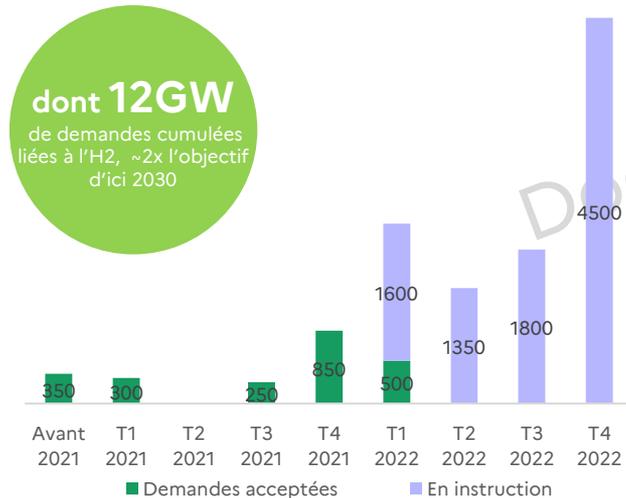
Identifier si une logique de programme peut conduire à un assouplissement de la réglementation environnementale pour les projets d'un programme

Adapter le code des marchés publics quand nécessaire (DAJ):

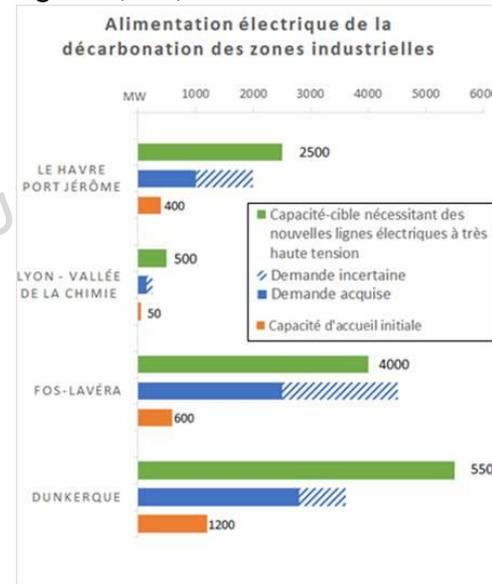
- Permettre la passation de contrats ne définissant que les caractéristiques essentielles des projets
- Autoriser des modifications aux marchés
- Permettre la passation d'accords cadre pour une durée supérieure à 8ans
- Permettre aux candidats de fournir des prix variables selon le périmètre

Les demandes de raccordement de gros consommateurs augmentent également – RTE passe aussi à une logique de l'offre

Demandes de raccordement pour des projets industriels dans les 4 grands bassins (MW cumulés)



Comparaison entre demandes de raccordement reçues et capacités en vigueur (MW)



Volonté d'accélérer la création des ouvrages sur 3 zones clés

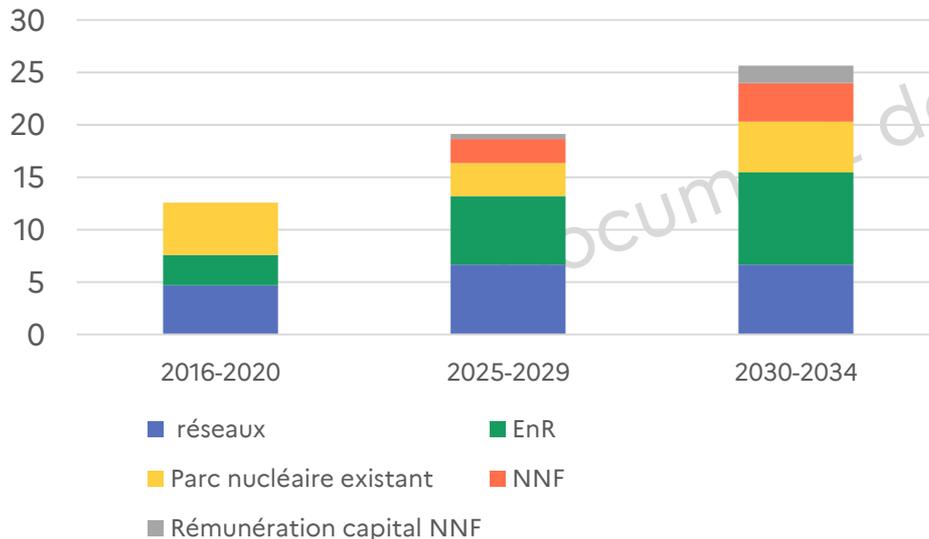
- RTE a identifié les projets permettant d'accompagner les projets de décarbonation à Fos, Dunkerque et au Havre. Il s'agit de projets 400 kV sur les 3 territoires
- RTE lance d'ores et déjà les études et procédures administratives...
- ... Pour une mise en service entre 2027 et 2029...
- ... ce qui nécessite que toutes les DUP sont obtenues pendant le quinquennat

- Utiliser la totalité des dérogations prévues par la loi AER

6. Enjeux économiques et financiers pour le système électrique

Zoom sur les investissements totaux dans le système

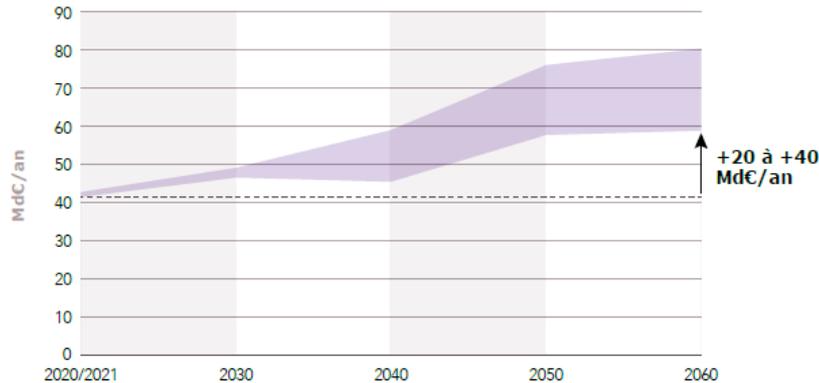
Estimation indicative des investissements pour le scénario médian (Mds/an)



- Les investissements totaux devront augmenter à la fois pour les ENR, le nucléaire et les réseaux.
- Sur la période 2011-2020, l'investissement total est estimé à 132 Mds€.
- Ces investissements seront légèrement plus faibles dans un scénario avec davantage de nucléaire et plus élevés avec plus d'ENR.

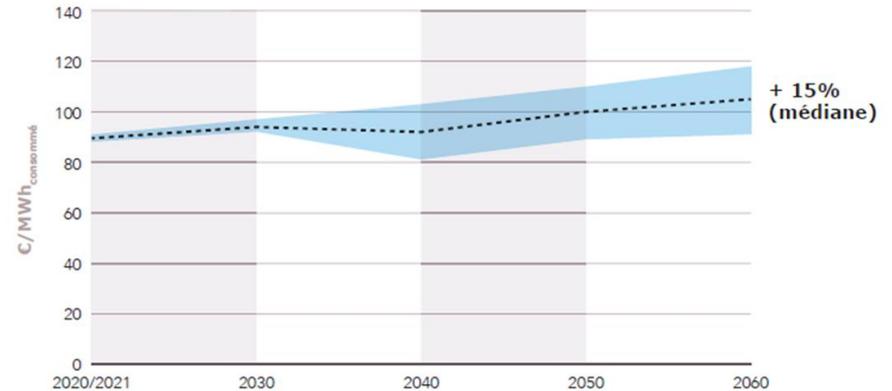
Les coûts globaux du système augmentent, mais surtout en raison de la plus grande production électrique

Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



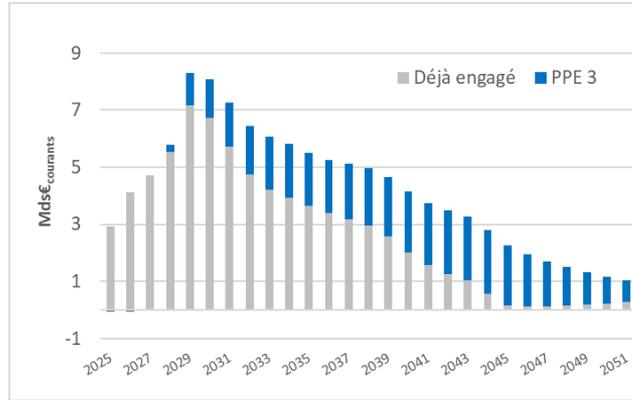
- RTE a analysé les coûts complets du système électrique pour les différents scénarios de son étude 2050
- Jusqu'en 2035, peu de différences selon les trajectoires
- Dans tous les cas, l'augmentation est modérée compte tenu de l'augmentation du volume d'électricité produite

Évolution du coût complet du système électrique rapporté au volume d'électricité consommé (Source: RTE, FE 2050 - l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)

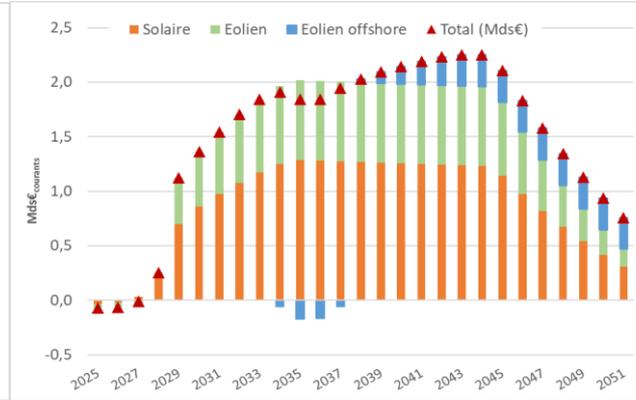


- L'augmentation du coût unitaire de l'électricité serait limité en 2030, et de l'ordre de 15% à l'horizon 2050. Sur la facture d'un ménage moyen, cette hausse équivaudrait à +150€/an.
- L'impact sur le consommateur doit être appréhendé à une échelle élargie (consommation moindre d'énergie fossiles, investissements à consentir comme la rénovation,...)
- RTE refera cette analyse pour les scénarios retenus pour la PPE

Zoom sur les coûts de soutien EnR électriques : des enjeux budgétaires maîtrisés



Anciens engagements + ceux de la PPE 3



Zoom engagements PPE 3 par énergie

Estimation de l'évolution des charges de service public consacrées au soutien des énergies renouvelables électriques (dépenses engagées et à engager sur la PPE3), pour une **trajectoire de prix à 80 €/MWh**, dans le scénario médian, hors inflation/indexation, et hors renforcement réseau et flexibilités

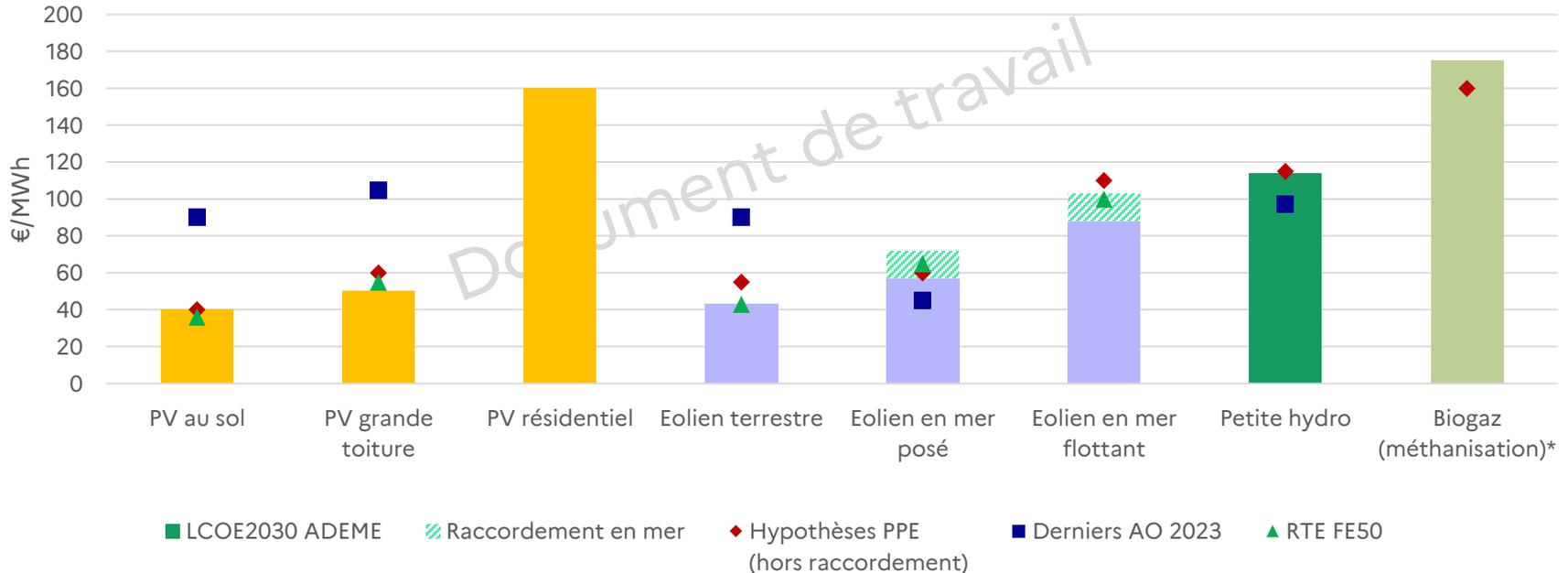
- Les nouveaux engagements de CSPE à partir de 2025 représenteraient une part limitée des charges totales
- Un total de 40 Mds€ de CSPE serait ainsi à engager sur la période 2025-2035 dans un scénario médian
- Ce montant pourrait varier entre 33 Mds€ (- 18%) et 48 Mds€ (+ 20%) en fonction du niveau de développement des ENR
- Une variante du scénario médian avec plus de petit PV et moins de PV au sol donnerait un surcoût de 15Mds€ à engager

Ces chiffrages sont très dépendants des hypothèses de prix :

- Avec une trajectoire à 60€/MWh pour les prix de l'électricité, le montant total passerait 79 Mds€ (+ 98%)
- Avec une trajectoire correspondant aux prix de l'éolien terrestre (70€/MWh) et du photovoltaïque (60€/MWh) avant crise, on passerait à un gain net pour l'Etat de l'ordre de 1,7Mds€

Rappel des ordre de grandeur des coûts complets de production (hors réseau) de chaque filière

Estimation par l'ADEME des LCOE des technologies de production d'électricité renouvelable à l'horizon 2030 (barres pleines), et comparaison avec les estimations PPE et RTE.



7. Hydrogène

H2 : Enjeux stratégiques

Bouclage et souveraineté énergétique

- ❑ Transport du H2 plus cher et complexe que les autres molécules
- ❑ A l'horizon 2030, **pas d'infrastructure** pour une stratégie d'import d'H2 décarboné, et **rentabilité économique très incertaine. Besoin d'atteindre nos objectifs de production nationale.**
- ❑ A plus long terme, enjeu de souveraineté énergétique et de risque de délocalisation des industries utilisant le H2 : **ne pas faire reposer la stratégie sur des imports massifs**, même si des échanges commerciaux seront nécessaires (comme l'électricité)
- ❑ Enjeu de bouclage important à long terme lié à la consommation pour les carburants de synthèse aérien et maritime

Enjeux économiques

- ❑ Coût de production très dépendant du coût de l'électricité (au moins 75%)*.

| | Hyp. prudentes | Hyp. optimistes |
|--------------------------------------|----------------|-----------------|
| Electricité FR à 42€ (ARENH actuel) | 3,2€/kg | 2,1 €/kg |
| Electricité FR à 60€ | 4,2€/kg | 2,9 €/kg |
| Electricité FR à 80€ | 5,3€/kg | 3,6 €/kg |
| Importation Maroc par pipe en 2030** | - | 3,2€/kg |
| Importation Australie** | - | 6,5€/kg |

- ❑ Le coût actuel de l'hydrogène fossile est de 2,8€/kg (à 45 €/MWh de méthane), et son évolution dépendra fortement de celle des prix du gaz et de l'ETS
- ❑ **Besoin d'atteindre selon les secteurs environ 2,5€/kg en moyenne, le cas échéant après subvention, pour que l'industrie reste compétitive**

Enjeux financiers

- ❑ A horizon 2030, pour les volumes dédiés à l'industrie (4 à 5 GW), prise en charge du différentiel de coût par une aide publique :
 - Borne haute de 1,7GW de projets en instruction dans le cadre du PIIEC, qui représenteraient 2,2Mds€ d'aide
 - Financements déjà prévus dans la stratégie H2 via Budget MTE pour des AO : 4 Md€ d'engagements sur 15 ans, permettrait de viser près de 1,5GW. Lancement des premiers AO au S2 2023
 - Le budget actuel de la stratégie H2 sera alors consommé et un besoin supplémentaire d'engagements vers 2025-2026 sera très probablement nécessaire, mais à préciser en fonction du retour des résultats PIIEC et des premiers AO
- ❑ Les volumes correspondant aux usages transport (usage direct ou carburants de synthèse) seront essentiellement financés par les obligations d'incorporation (Tiruert)

H2 : trajectoires de développement à l'horizon de la PPE

Mise à jour prochaine de la stratégie hydrogène

Filière et infrastructure

- ❑ Soutien à la recherche, à l'innovation et à l'industrialisation (notamment, gigafactories d'électrolyseurs et de piles à combustible) via certains éléments de la stratégie H2
- ❑ Infrastructures : potentiel limité de conversion du réseau gaz existant
- ❑ **D'ici 2030 : développements limités à l'échelle de bassins consommateurs**
- ❑ Après 2035 : Dorsale H2Med (BarMar) - Vallée du Rhône - Connexion Allemagne : financement non arrêté à ce stade
- ❑ Vision à préciser pour la suite du développement du réseau : étude à lancer dans le cadre de la prochaine PPE
- ❑ A terme, pourra se poser la question d'une procédure d'extinction des unités de reformage du méthane

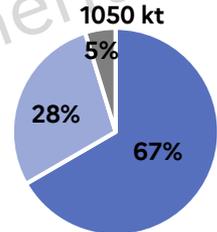
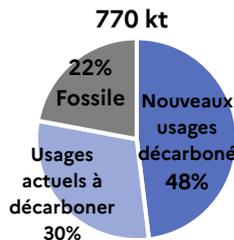
2030

2035

Puissance



Quantité d'hydrogène*



430 kt/an en 2021
(hors coproduits consommés directement dans les raffineries)

Usages*



8. Outre-Mer

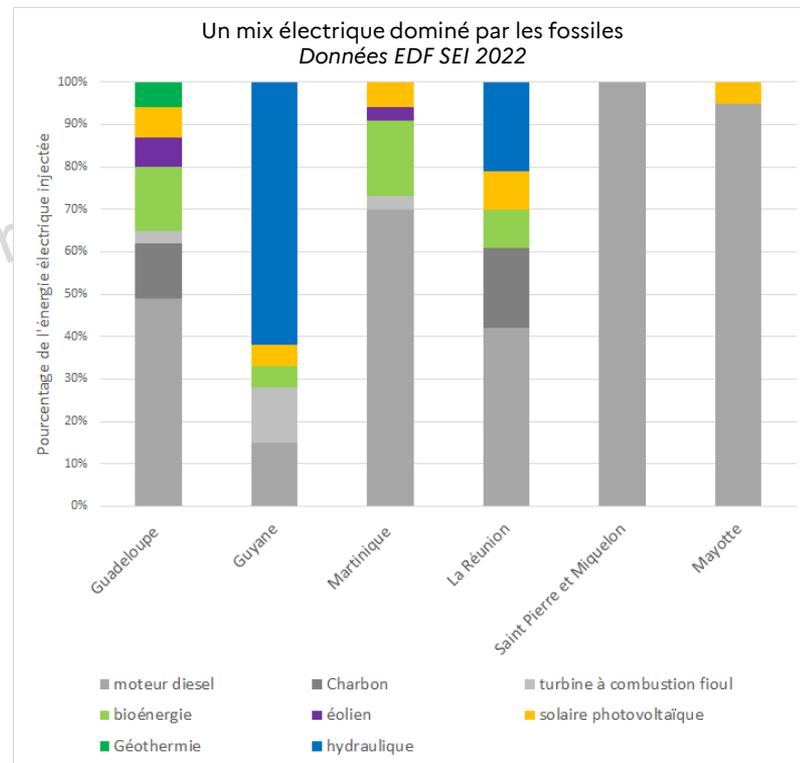
Outre-mer : enjeux spécifiques

Enjeux spécifiques

- La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé l'objectif pour l'outre-mer : « parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables en 2020 »
- L'objectif d'autonomie énergétique à 2030 est particulièrement ambitieux, les transports représentant 2/3 de l'énergie consommée dans ces territoires. Toutefois la dynamique est enclenchée pour l'électricité (autre tiers de l'énergie consommée) et pour laquelle l'objectif 100% EnR en 2030 est réaliste, même s'il reste des obstacles à lever.
- La transition énergétique en outre-mer est financée via la CSPE (2,2Mds en 2021, enjeux 2030 restant à chiffrer)

Pistes de travail

- **Biomasse :**
 - Maintenir des dérogations RUP (Red 2/ Red 3) sur la biomasse importée pour supprimer le recours au charbon ;
 - Développer la filière locale en Guyane ;
- **Eolien en mer :** Réaliser les études préalables au développement de l'éolien flottant également en outre-mer (avec une priorité à la Réunion) ;
- **Photovoltaïque – donner un cadre et de la visibilité aux porteurs de projet :**
 - Calendrier de sortie des Appels d'offre CRE
 - Sortie des arrêtés tarifaires ZNI pour les installations PV <500 kWc
- **Autres :**
 - Soutenir le développement des CSR ;
 - Accompagner en outre-mer le passage aux carburants alternatifs ou à la mobilité électrique ou hydrogène ;
 - Conversion à 2030 de toutes les centrales fuel aux bioliquides.



Outre-mer : un calendrier variable sur les PPE locales

| | PPE 2016-2018 / 2019-2023 | Révision simplifiée | Nouvelle PPE | Projets notables |
|---------------|--|---|---|--|
| Corse | Déc 2015 | Décembre 2019 Seconde révision votée par la Collectivité | Ecriture finalisée. Début des consultations | |
| Réunion | Avril 2017 | Non | Avril 2022 | |
| Mayotte | Avril 2017 | Vote du Département prévu courant avril | Pas de visibilité sur le calendrier de révision | Projet biomasse solide Albioma à Kougou prévu dans la PPE simplifiée en cours de déblocage (PLU) |
| Guadeloupe | Avril 2017 | Vote de la Région prévu courant avril | Début 2024 | |
| Martinique | Octobre 2018 | Juin 2020 | Pas de visibilité sur le calendrier de révision | Micro STEP urbaine (5 à 10 MW) et un objectif de puissance d'éolien avec stockage de 36MW |
| Guyane | Mars 2017 | Août 2021. 2 ^e révision simplifiée en cours, publication vers juin | Pas de visibilité sur le calendrier de révision | |
| SPM | Non | Non | Consultation du public en cours, publication prévue en juin | |
| W&F | Septembre 2018 | Révision simplifiée votée par l'assemblée en mars, publication en avril | Pas de visibilité sur le calendrier de révision | |
| Ponant | Calendrier de la PPE nationale | | | |
| St Barthélémy | Non (dispositif particulier Convention Etat- Collectivité) | Pas de convention | Publication prévue cette année | |
| St Martin | 12/06/2023 Pas de convention | Pas de convention | Projet de PPE attendu en mai | 57 |

9. Enjeux transverses

Infrastructures pétrolières : à adapter tout en préservant la sécurité d'approvisionnement



Orienter les raffineries vers une participation active à la lutte contre le changement climatique tout en cherchant à les maintenir pour assurer la sécurité d'approvisionnement (Co-traitement de pétrole brut et d'huiles biosourcées, Remplacement de l'hydrogène fossile par l'hydrogène électrolytique, Captation de CO₂). A l'horizon 2030, la réduction des usages diesel permet une réduction des importations et un rééquilibrage pour les essences.



Adapter le réseau de pipeline aux besoins futurs : transport de CO₂ et de carburants d'aviation durables purs à horizon 2030/2035 dans les pipelines non utilisés pour les carburants actuels*



Adapter les dépôts aux besoins futurs tout en assurant la sécurité d'approvisionnement :

- Maintien de certains dépôts clés dans l'attente d'une réduction significative observée des consommations locales (étude à mener pour fin 2023)
- **Étendre l'obligation de stocks stratégiques aux carburants renouvelables critiques** (B100, éthanol et biojet) pour mise en œuvre en 2026 au plus tôt

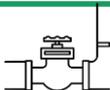


Stations services

- 90% des particuliers équipés d'un véhicule thermique devront garder un temps d'accès à une station service inférieur à 25 min
- Déploiement progressif d'infrastructures de recharge pour les véhicules particuliers, puis progressivement lourds
- Enjeu du maillage et du nombre de stations à moyen et long terme à préciser

➤ Une étude approfondie sur ces enjeux sera menée dans le cadre de la PPE 3

Infrastructures gazières : adapter massivement pour intégrer les gaz renouvelables, avec stockages à maintenir



Réseaux : Entre 6 et 9,7 Md€ d'investissements d'ici 2050 (intégration gaz verts)

La quasi-totalité du réseau de **transport** de gaz naturel reste nécessaire pour gérer les différences saisonnières et régionales entre production et consommation (+ transits entre Etats membres), **peu de gazoducs pouvant être convertis pour le transport d'autres gaz (H2, CO2, etc.)**.

Le **réseau de distribution** a été largement renouvelé ces dernières années, et aura un rôle pour remonter le gaz vert. **Peu de possibilités pour réduire significativement les coûts d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel d'ici à 2030**. A plus long terme, une optimisation des coûts d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel nécessite **un arrêt du gaz méthane sur certaines sections du réseau**, une baisse de consommation répartie sur le territoire n'étant pas suffisante.



Stockage

L'intégralité est nécessaire au moins jusqu'en 2030 pour assurer la sécurité d'approvisionnement sans gaz russe.

En 2050 une partie pourra être réorientée vers l'hydrogène en fonction des besoins identifiés (études à lancer).



Terminaux méthaniers

suffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Financement assuré par les capacités réservées à long terme par les fournisseurs de gaz naturel : terminaux méthaniers de Dunkerque, Fos Cavaou et Montoir sécurisés sans financements publics au-delà de 2030.

Source : Etude de la CRE commandée par la DGEC sur l'avenir des infrastructures gazières lancée 2022

Pistes de travail pour pouvoir optimiser les coûts d'utilisation des réseaux de gaz méthane à long terme :

- Arrêter de créer ou étendre de nouvelles concessions de distribution de gaz naturel
- Privilégier le raccordement des méthaniseurs au réseau de transport, ce qui favoriserait les grandes installations
- Stockage: poursuivre les études technico-économiques pour augmenter certaines capacités de stockage performantes (salins) pour renforcer la sécurité d'approvisionnement des prochains hivers

Planifier les emplois et compétences nécessaires

Des enjeux importants en termes d'emplois ...

Filière électrique (dont nucléaire): 600 000 emplois en 2018 ; de 200 000 à 824 000 emplois nets en plus à horizon 2030 (estimations avant crises et annonces sur nucléaire) ; source EDEC électricité.

Filière nucléaire : 125 000 emplois directs spécialisés dans le nucléaire en 2023, sur 220 000 emplois au total dans la filière ; +6 000 emplois nets par an d'ici 2033 en moyenne, avec des pointes à +10 000 ; +100 000 recrutements équivalents temps plein sur 10 ans sur l'ensemble de la filière. (*étude Match*)

Filière gaz : 231 000 salariés en 2021. Jusqu'à 170 000 emplois nets à horizon 2030 (source : EDEC gaz)

Au moins 350 000 emplois aujourd'hui liés à la **transition énergétique** (*Ademe*)

... qui font l'objet de certaines initiatives...

Des **EDEC** sont en cours ou viennent de se terminer dans les secteurs du nucléaire, du gaz et de l'électricité. Enseignements :

- **Tensions de recrutements** sur : la filière électrique (23 métiers en tension), les ENR, le nucléaire (métiers du « process nucléaire » et de l'industrie en général) et le gaz
- **Une offre de formation continue présente mais peu lisible** : doit s'adapter à l'évolution des métiers et des compétences et gagner en visibilité.
- **Peu d'éléments sur les enjeux de reconversion**

AMI « Compétences et métiers d'avenir » de France 2030 : diagnostics de besoins, initiatives et projets en lien avec les stratégies sectorielles (plusieurs en lien avec l'énergie).

... mais qui restent à consolider selon plusieurs pistes de travail

Développer une approche territorialisée, nécessaire compte tenu des freins à la mobilité

Pour les EDEC : 1/ traduire dans les territoires les travaux des EDEC nationaux en fonction des stratégies territoriales ; 2/ identifier les éventuels besoins supplémentaires d'EDEC

S'assurer que l'AMI « compétences et métiers d'avenir » réponde aux besoins stratégiques

Préciser en interministériel les besoins de montée en puissance de certaines filières afin de déterminer si elles requièrent de faire évoluer les métiers et donc les formations.

Déployer la stratégie dans les territoires

Des enjeux majeurs de déploiement au niveau territorial ...

- Déclinaison territoriale de la PPE
- Orientations des projets ENR vers les zones les plus pertinentes en concertation avec les élus locaux
- Planification de façade maritime
- Développement de la géothermie et des réseaux utilisant la chaleur fatale
- Suivi des usages prioritaires de la biomasse

... pour lesquels une animation et une coordination sont prévues ou en cours d'organisation ...

- Etablissement des Comités Régionaux de l'Énergie (CRE) et début des travaux dès cette année
- Renforcement de l'animation et de l'appui national et local avec le déploiement des référents préfectoraux et le renforcement des DREAL
- Revue de projets trimestrielles sur les projets PV, éolien, méthanisation
- Mise en place des zones d'accélération pour le développement des ENR à partir de 2023

... et doivent être poursuivies, selon les pistes suivantes

- S'assurer de la mise en place en 2023 des CRE et de la désignation et formation des référents préfectoraux
- Renforcement des moyens pour l'instruction des autorisations et l'établissement des planifications notamment pour le PV en DDT



PREMIÈRE MINISTRE

Liberté

Égalité

Fraternité

Secrétariat général à la planification écologique