

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité 2025-2028

Atelier n°5 :
Trajectoire prévisionnelle et régulation incitative
des dépenses d'investissements de RTE et Enedis

10 septembre 2024

Au cours de cet atelier...

- Nous vous remercions de veiller à ce que tous les micros restent coupés durant les présentations.
- Les participants sont invités à poser leurs questions **au fil de l'eau dans le fil de discussion Teams**, elles seront synthétisées par notre modérateur.
- Plusieurs temps au cours de l'atelier seront dédiés aux réponses aux questions rédigées sur le fil de discussion.
- Nous vous rappelons que cet atelier sera enregistré à des fins de synthèse interne à la CRE puis supprimé avant le 31 janvier 2025.

A l'issue de l'atelier, il est possible

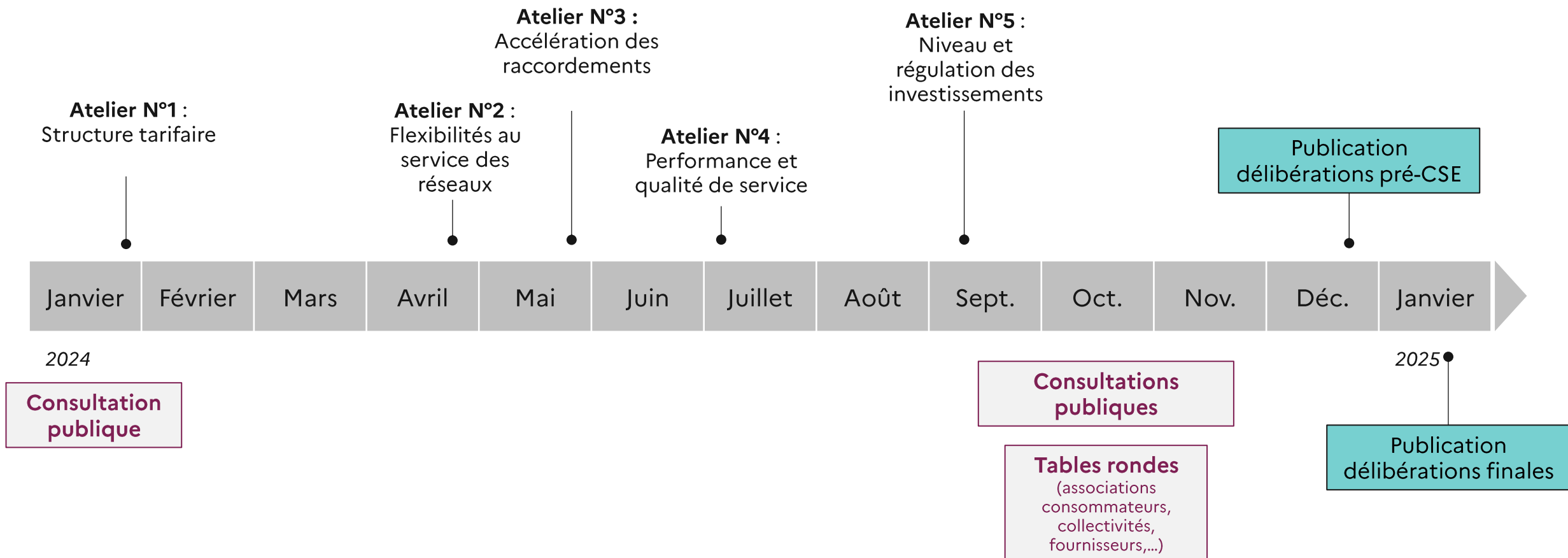
- D'adresser des éléments ou des questions complémentaires à la CRE.
- De solliciter un échange avec les équipes de la CRE
→ turpe@cre.fr

Sommaire

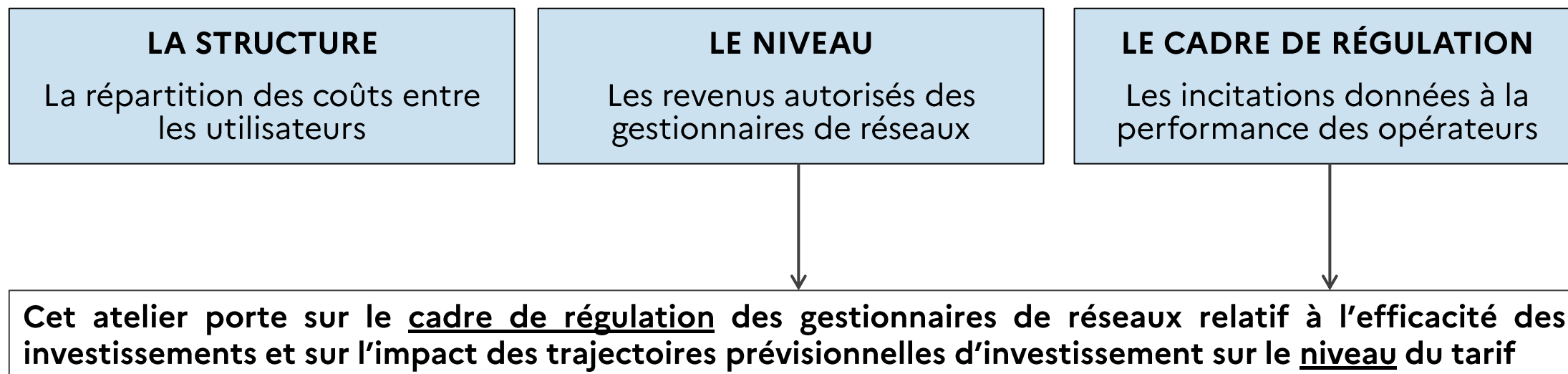
Introduction	4
Impact des dépenses d'investissement sur le niveau du TURPE	8
Trajectoires d'investissement	11
<i>RTE</i>	12
<i>Enedis</i>	35
Cadre de régulation des investissements	61

Introduction

Calendrier des travaux d'élaboration des prochains tarifs



Les trois volets du tarif



Contexte

Les réseaux électriques sont au cœur de la transition énergétique en cours, et ils devront **se transformer en profondeur pour faire face aux orientations de politique énergétique** (accélération des renouvelables et en particulier du solaire et de l'éolien en mer, réindustrialisation, développement du véhicule électrique, etc.). Par ailleurs, le **vieillissement d'une partie du réseau et les besoins croissants d'adaptation au changement climatiques pourraient aussi nécessiter des investissements** de mise à niveau et de sécurisation des réseaux.

Ainsi, les premiers chiffres issus du prochain schéma décennal de RTE font état de dépenses d'investissements dans le réseau de l'ordre de 100 Md€ à l'horizon 2040. De même, Enedis prévoit des investissements de plus de 5 Md€ par an dans son plan de développement de réseau préliminaire 2023.

Dans ce contexte, **Enedis et RTE ont présenté dans leurs dossiers tarifaires respectifs des trajectoires d'investissements pour la période 2025 – 2028, en forte hausse par rapport à la précédente période tarifaire.**

L'adaptation et l'amélioration continue d'un cadre de régulation incitant les opérateurs à une maîtrise accrue de leurs coûts apparaît alors nécessaire.

Objectif

Cet atelier a pour objectif de :

- présenter les investissements réalisés sur la période TURPE 6 et les prévisions des gestionnaires de réseaux pour la période TURPE 7 ;
- présenter sa démarche d'appréciation de la CRE de ces trajectoires, le bilan du cadre de régulation de la période TURPE 6 et les orientations d'évolution pour la période TURPE 7.

01

Impact des dépenses d'investissement sur le niveau du TURPE

Prise en compte des investissements dans le TURPE

- Pour rappel, le revenu autorisé (RA) annuel des gestionnaires de réseau est fixé par la CRE selon la formule :

RA = Charges de capital normatives (CCN)

+ Charges nettes d'exploitation (CNE)

+ CRCP

+ autres (notamment les recettes d'interconnexion pour RTE, le compte régulé de lissage pour Enedis)

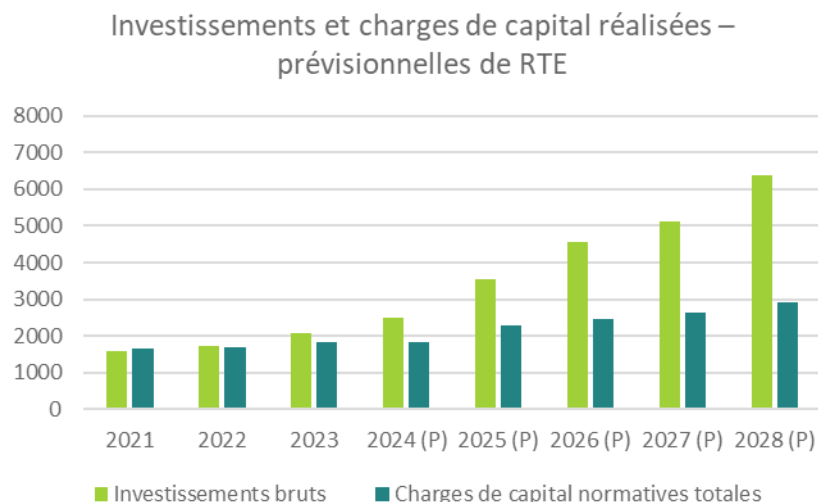
- Les investissements des gestionnaires de réseau ont donc un impact sur le niveau du tarif **via leur prise en compte dans les charges de capital normatives**, qui comprennent d'une part l'amortissement des actifs et d'autre part la rémunération du capital, selon des conditions fixées dans les délibérations tarifaires.
- La durée d'amortissement des actifs de réseau est importante (plus de 40 ans pour les infrastructures telles que les lignes ou les postes électriques) : les investissements réalisés par les gestionnaires de réseau engagent donc le tarif sur une période longue, mais l'effet immédiat est plus limité.
- Les montant réels d'investissements sont en majorité couverts au réel, le CRCP permettant de couvrir l'écart entre la trajectoire prévisionnelle prévue par la CRE dans sa délibération et les investissements réellement réalisés par les opérateurs.



Un cadre de régulation efficace incitant les gestionnaires de réseau à une maîtrise accrue de leurs coûts est donc primordial tant il permet de limiter la hausse du TURPE sur plusieurs périodes tarifaires.

Prise en compte des investissements dans le TURPE

A niveaux de rémunération identiques à ceux définis pour TURPE 6, les impacts des trajectoires d'investissement demandées par les opérateurs pour TURPE 7 sont présentées ci-dessous.

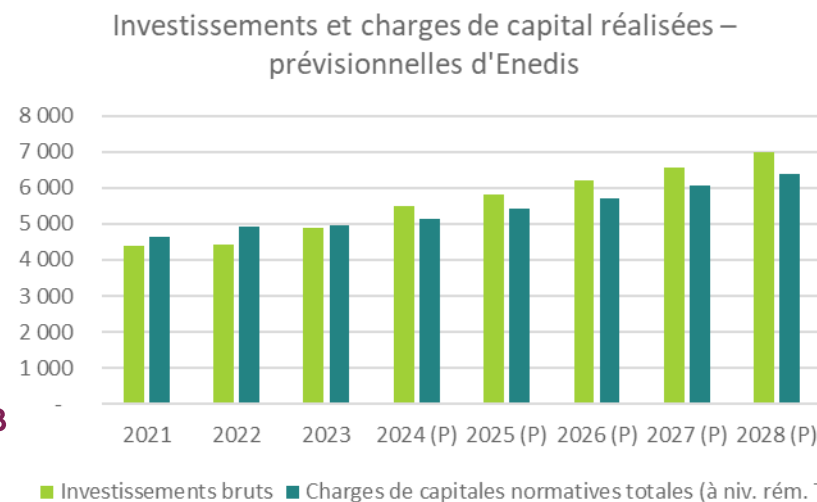


Ecart entre la moyenne prév. T7 et le réalisé T6 :

+ 73 % invest

+ 48 % CCN

+ 17 % TURPE HTB



Ecart entre la moyenne prév. T7 et le réalisé T6 :

+ 40 % invest

+ 19 % CCN

+ 6 % TURPE HTA-BT

L'augmentation des investissements n'impacte pas de la même façon les charges de capital induites pour Enedis et RTE, ce qui s'explique principalement par :

- la différence entre les délais de mise en service (l'amortissement de l'actif ne commençant qu'à sa mise en service) : la majorité des investissements d'Enedis sont mis en service dans l'année, alors que la durée des travaux peut atteindre plusieurs années pour RTE, notamment dans le cas de l'offshore
- la différence entre les niveaux initiaux des Base d'Actifs Régulés (BAR)
- les différences de niveaux de rémunération et de durées d'amortissement

02

Trajectoires d'investissements réalisées et prévisionnelles



Le réseau
de transport
d'électricité

Atelier investissements

.....

10 septembre 2024

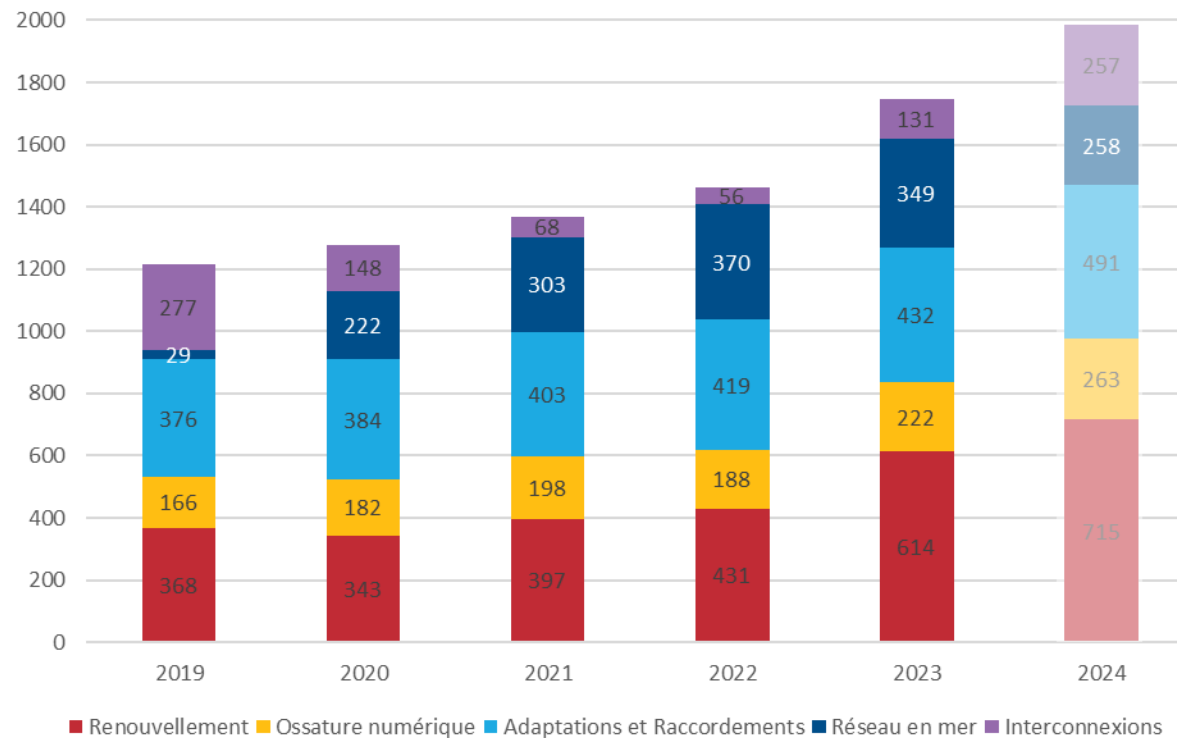
1 Investissements réseau

.....



Le SDDR 2019 a défini une trajectoire stratégique globale et conduit à une première phase de croissance des investissements

Evolution des investissements « réseau » par catégorie SDDR entre 2020 et 2024



4 ans après la publication du SDDR 2019, la dynamique de croissance est confirmée :

- **Le renouvellement du réseau** s'est « industrialisé » (retard par rapport aux trajectoires SDDR en partie en raison des crises successives).
- **La maîtrise d'ouvrage offshore** répond aux objectifs et aux cibles de la PPE 1 (à l'époque ce n'était pas acquis).
- **La mise en œuvre du dimensionnement optimal** a permis l'accueil de volumes croissants d'EnR tout en contenant les investissements associés à l'adaptation du réseau et a permis de « donner le temps » de préparer les S3REnR.

Le prochain SDDR comportera un "bilan" dédié à la mise en œuvre des priorités retenues suite à la délibération de la CRE sur le SDDR 2019, aux orientations de l'Etat et à l'avis de l'Autorité environnementale.



Les objectifs de transformation du réseau d'ici 2040 ont été présentés dans la consultation publique menée par RTE au cours du printemps 2024

Le prochain SDDR s'inscrit dans la perspective de la neutralité carbone et de l'adaptation au changement climatique. Les priorités en matière d'investissements ont été présentées dans la consultation publique.



Accélérer le raccordement au réseau des nouvelles installations bas-carbone



Adapter la structure du réseau de grand transport, qui joue le rôle de «colonne vertébrale» du réseau électrique



Renforcer la résilience du réseau, en l'adaptant au changement climatique et en accélérant le renouvellement de ses infrastructures les plus sensibles



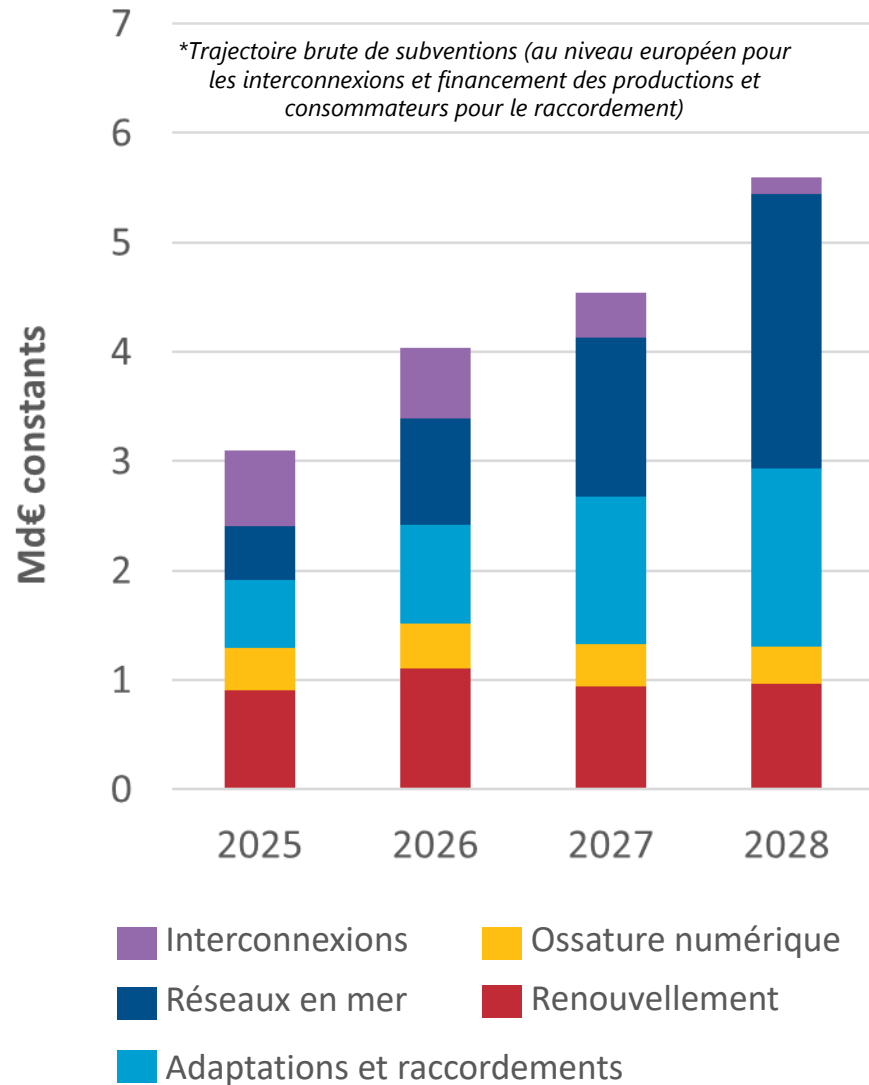
RTE a élargi le périmètre de cette consultation pour aborder les questions relatives à la construction d'une trajectoire industrielle : **mutualisation et priorisation des investissements, évolutions du cadre de raccordement, sécurisation des approvisionnements** et des **compétences**.

Plus de 250 organisations ont transmis leurs réponses (+2000 pages de documents), sans compter les contributions citoyennes. En particulier, les fournisseurs d'équipements et les collectivités se sont mobilisés (> 50% des réponses).

RTE s'est appuyé sur la consultation publique et ses retours pour préparer la trajectoire d'investissements du TURPE 7.



La trajectoire d'investissements réseau 2025-2028



RTE a construit la trajectoire d'investissements à l'horizon 2028 du dossier tarifaire TURPE 7 en cohérence avec les travaux menés dans le cadre du SDDR et en s'attachant à proposer une montée en cadence industrielle progressive.

Cette trajectoire s'appuie sur les priorités présentées dans la consultation publique et tient compte du retour des acteurs dans la consultation publique : elle ne constitue pas la somme arithmétique des besoins identifiés pour atteindre les objectifs publics.

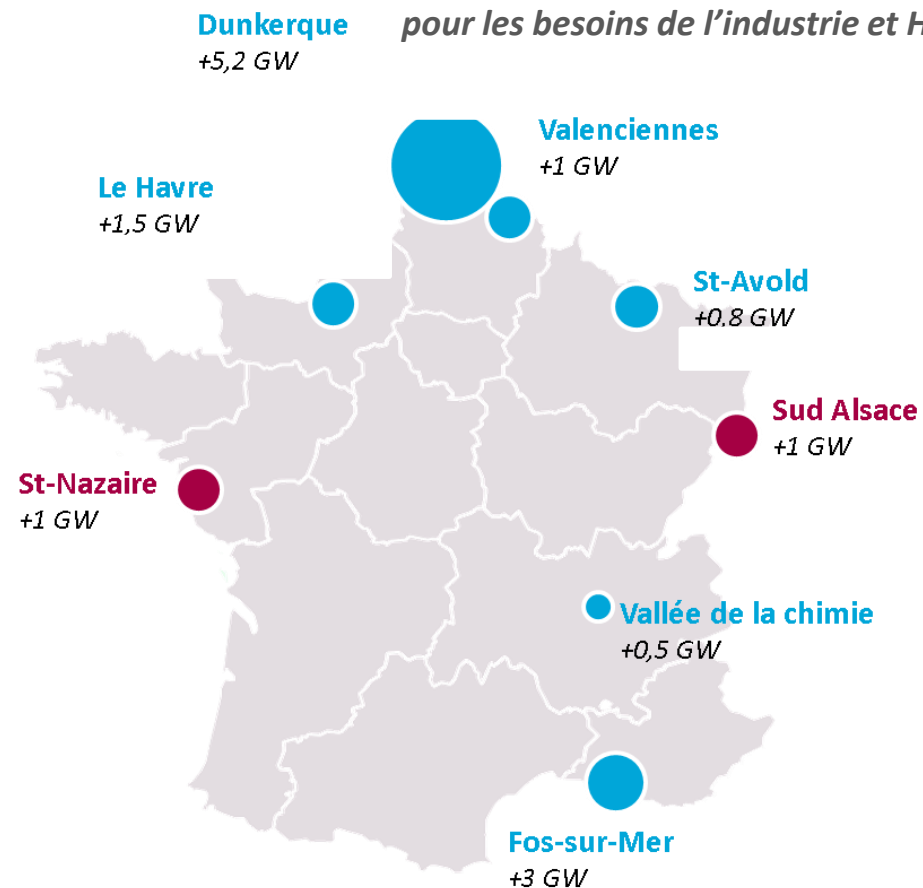


Raccordements (ouvrages mutualisés) : adapter l'approche de planification du réseau, pour accompagner la décarbonation et la réindustrialisation des territoires

- Depuis 2022, RTE a planifié des infrastructures mutualisées et prioritaires dans huit zones géographiques soumises à de fortes dynamiques de raccordement de projets industriels.
- En parallèle des évolutions législatives (lois d'accélération et industrie verte), les études et les procédures administratives ont été lancées pour les ouvrages **avec une accélération très significative sur les phases de concertation amont**. La CRE est compétente pour définir les quotes-parts des projets que RTE devra réaliser.
- Ces projets constituent la première étape vers une politique de l'offre en matière de développement du réseau, en assurant une transparence sur les zones dans lesquelles RTE investit (horizon, capacité, prix).

La logique de « **course contre la montre** » engagée depuis 2022 permet d'envisager la **mise en service de ces projets d'infrastructures entre 2026 et 2029** dans les premières zones alors que **le réseau est une des conditions de réussite de ces projets d'électrification**.

Capacités installées à créer, notamment pour les besoins de l'industrie et H2



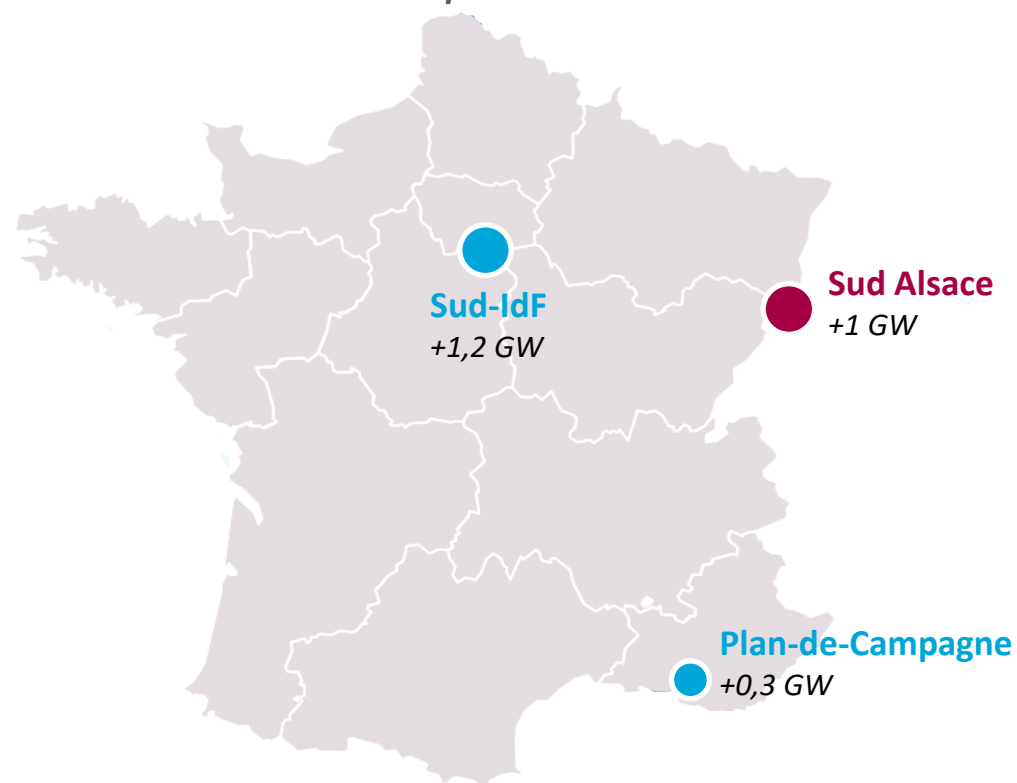
Capacités mises en service entre 2026 et 2029
Capacités mises en service entre 2029 et 2032



Raccordements (ouvrages mutualisés) : adapter l'approche de planification du réseau, pour accompagner l'essor des datacenters , très concentrés géographiquement

- Les demandes de raccordement des *data centers* sont en **hausse très significative** (un peu moins de 10 GW aujourd'hui), en particulier en Ile-France, autour de Marseille, et dans le sud de l'Alsace.
 - Bien que le volume effectif des besoins associés reste incertain et que RTE applique des prudenances (concurrence pour le foncier, tendance au surdimensionnement des besoins des centres, etc.), les volumes concernés sont significatifs et se matérialisent à court terme.
- RTE accompagne l'arrivée des *data centers* en partenariat avec les aménageurs dans certaines zones ciblées.
 - De fait, ces zones offrent de la capacité d'accueil pour les autres projets de *data centers*.

Capacités installées à créer, notamment pour accueillir les datacenters



Capacités mises en service entre 2026 et 2029
Capacités mises en service entre 2029 et 2032



Programme de raccordement : ordonnancer et donner de la visibilité sur la mise en service des postes-sources dont la construction est prévue dans les S3REnR

Pour permettre la bonne réalisation de ces ouvrages et désaturer les réseaux régionaux (HTB1 et HTB2), RTE et Enedis mettent en place une démarche proactive d'ordonnancement des projets sans attendre la définition formelle des ouvrages prioritaires (loi APER).

L'objectif est de s'abstraire de la logique de seuil de déclenchement et des temps-repères (qui ne sont pas adaptés à un programme industriel contenant près de 115 postes HTB à construire sur l'ensemble du territoire).

Cette logique d'ordonnancement permet de :

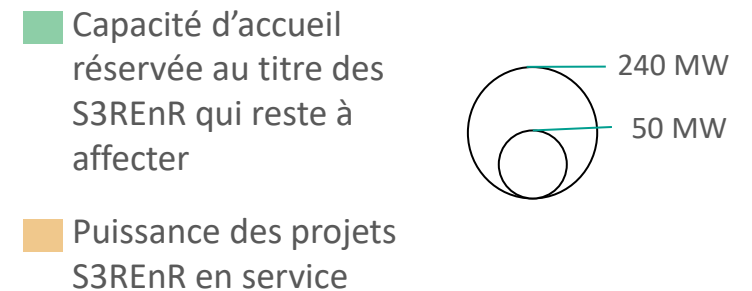
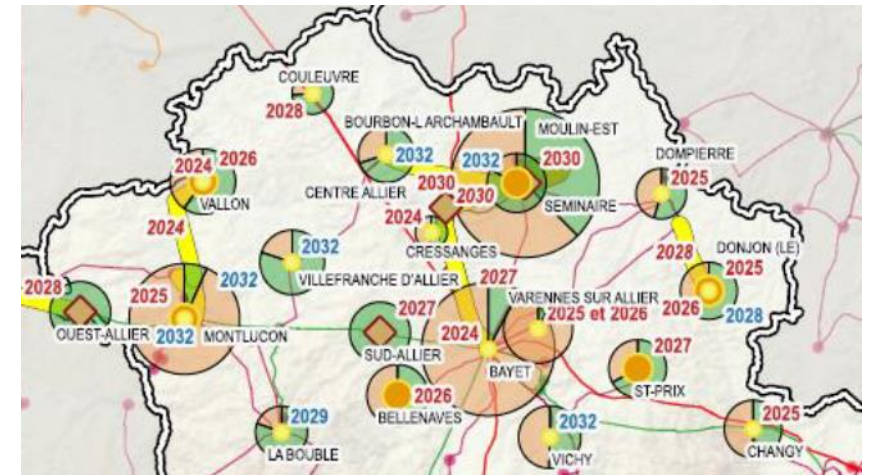
Lancer dès à présent les travaux dans les zones avec les plus fortes dynamiques de raccordement et/ou pour lesquelles les ouvrages sont les plus longs à mettre en œuvre.

- RTE propose de s'engager sur une chronique de création de la capacité liée à la mise en service des postes sources au cours de TURPE 7 via la mise en place d'une régulation incitative spécifique.

Donner aux producteurs une visibilité plus claire sur la date de mise en service des ouvrages. A cet égard et conformément aux principes évoqués dans la consultation publique, RTE prévoit de publier d'ici fin T3-2024 une carte informant des dates prévisionnelles de mise en service des futurs ouvrages S3REnR.

- RTE propose de s'engager sur la réalisation d'outils cartographiques qui permettront aux utilisateurs de visualiser les capacités d'accueil existantes ou en développement sur le réseau public de transport.

Exemple illustratif de cartographie des créations de capacité d'accueil prévues dans les S3REnR





Réseau en mer : des enjeux différenciés pour RTE au cours de la période TURPE 7

PPE 1 : 3 GW

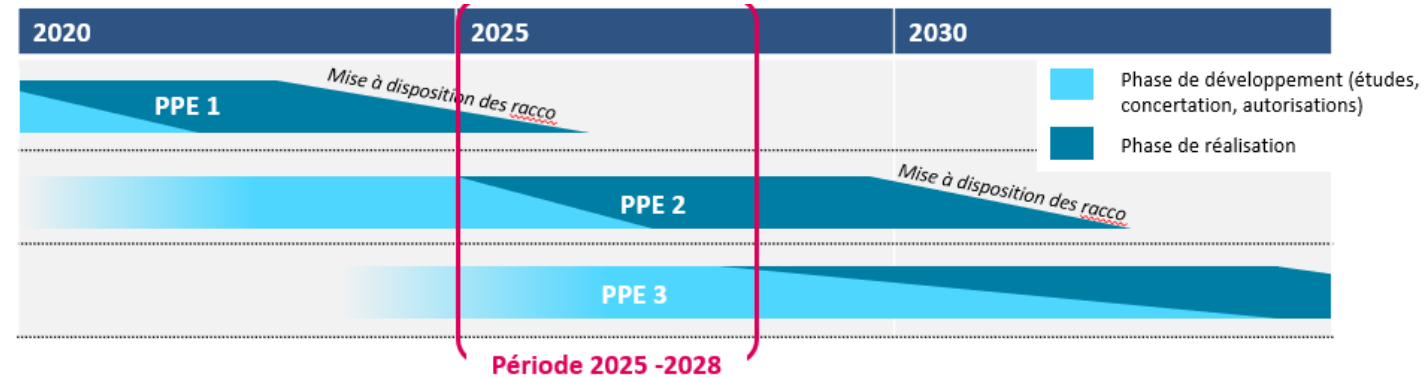
AO1 + AO2 + AAP (parc pilotes flottant)

PPE 2 : 6,6 GW

AO3 + AO4 + AO5 + AO6 + AO7 + AO8 + AO9*

PPE 3 : ~16/17 GW

AO9* + AO10 + AO11



Enjeux sur la mise en œuvre des projets

- 1 Finaliser les travaux des **raccordements** des projets de l'AO2 (Yeu Noirmoutier et Dieppe Le Tréport) et de l'appel à projets pour l'éolien flottant entre 2024 et 2026.
A date, le programme est tenu dans les coûts et les délais.
- 2 Engager les travaux de **réalisation des raccordements de la PPE2** qui repose sur un rythme de raccordement plus soutenu des projets dont les mises à disposition s'étaleront autour de 2030.

Enjeux sur la sécurisation des approvisionnements

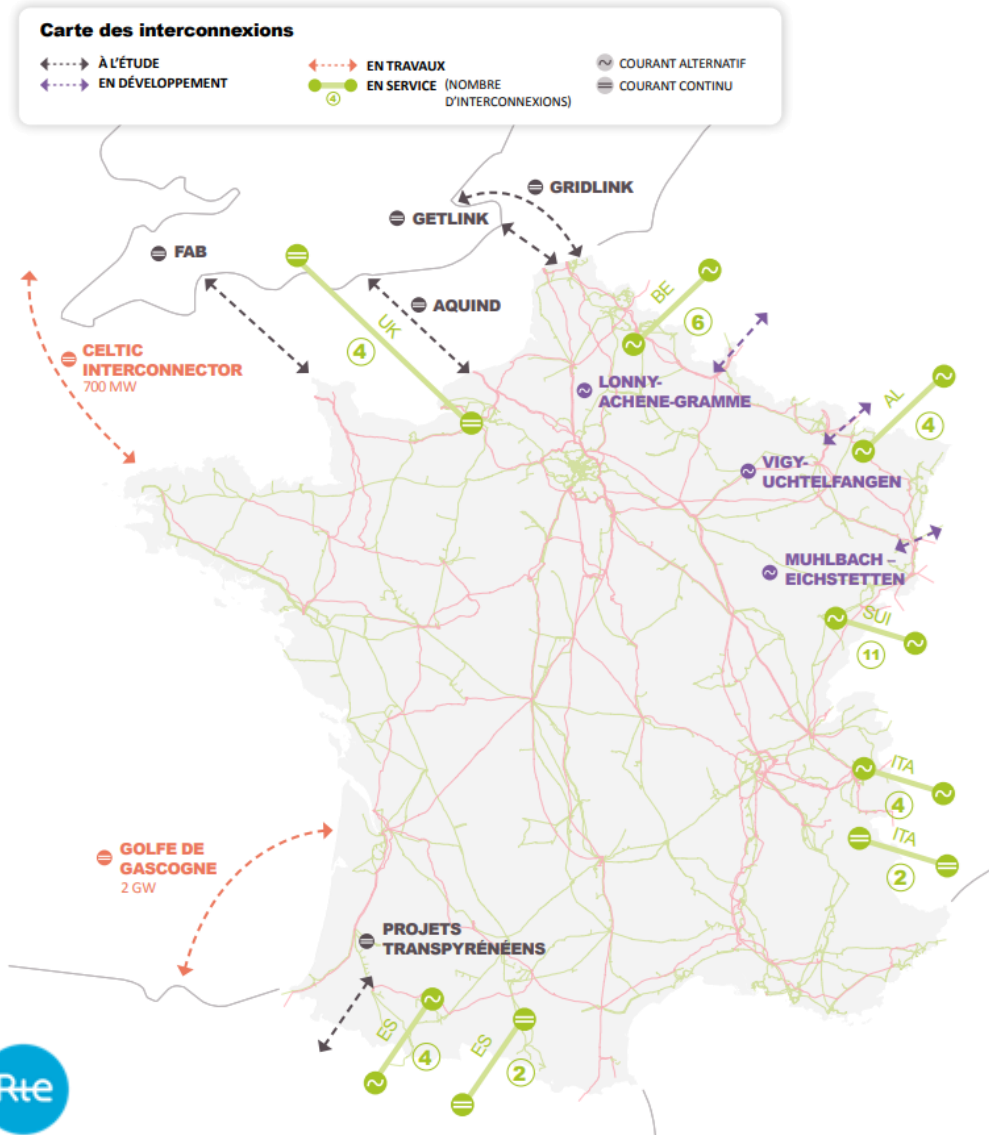
Poursuivre, à l'issue des débats de façade, la démarche de sécurisation des approvisionnements engagée par RTE sur les matériels HVDC et HVAC.

Préciser le chiffrage des raccordements associés aux choix de localisation retenus par l'Etat, en lien avec le développement de la structure de réseau



THT

Interconnexions : mettre en service les interconnexions prévues dans le SDDR 2019 et garantir une bonne adéquation entre le système interconnecté et le réseau interne



L'interconnexion de la France aux autres pays européens permet **de contribuer à l'optimisation économique et à la décarbonation du mix européen, en offrant des débouchés à sa production bas carbone.**

Pour la période TURPE7, les investissements de RTE se concentrent essentiellement sur la bonne réalisation des interconnexions :

- Golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne
- Celtic entre la France et l'Irlande

Ces deux interconnexions, dont la mise en service est prévue sur la seconde partie de TURPE7, vont permettre d'accroître sensiblement les capacités d'échange aux frontières entre la France et ses voisins

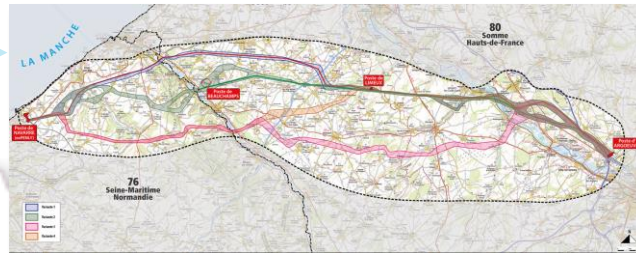
Les interconnexions font partie des éléments dimensionnants pour la structure de réseau interne. **Pour qu'elles jouent leur rôle de flexibilité pour le système électrique, leur développement doit être accompagné des renforcements de structure** permettant d'assurer la capacité d'échange.



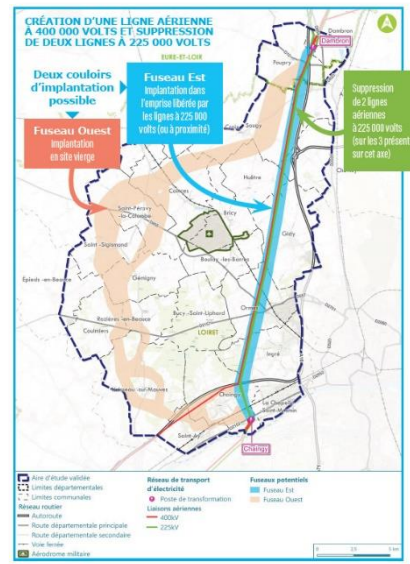
THT

Structure du réseau : préparer les premiers renforcements identifiés ou en cours d'étude à la suite du SDDR 2019

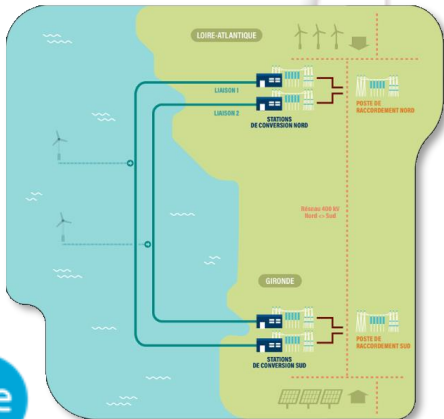
Amiens Petit Caux



Chaingy-Dambron



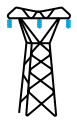
Gironde Loire atlantique



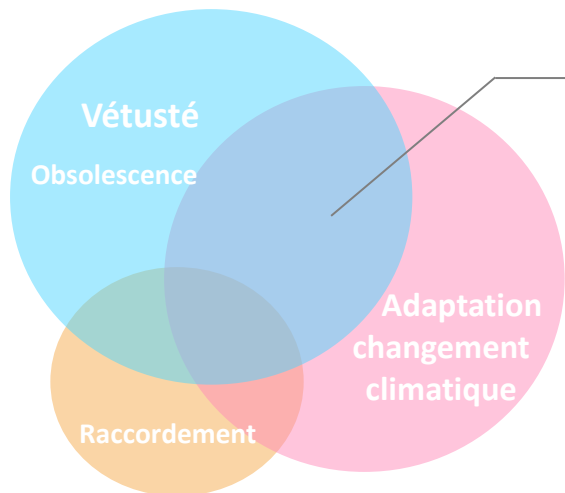
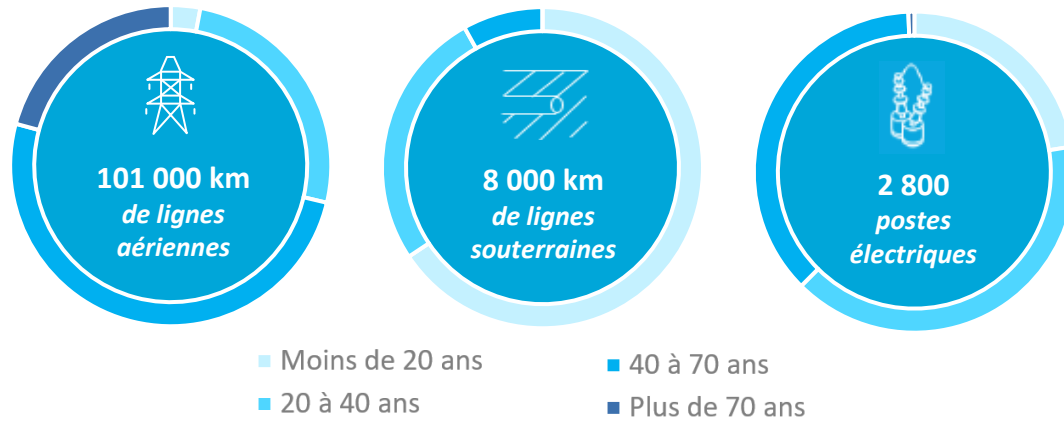
- Sur la structure THT, les projets ont été définis suite à l'identification des zones de fragilité au sein du SDDR 2019 (par ex : Amiens-Petit-Caux, Chaingy-Dambron, levée de limitations de poste, etc.).
- Ces projets visent à garantir un dimensionnement performant du réseau 400 kV et à engager un travail progressif sur la structure.

Au cours des prochaines années, **la bonne réalisation des phases d'études économiques, de concertation et de travaux** de ces projets, par nature complexes à mettre en œuvre, est déterminante.


Ce premier programme de renforcement constitue une « tête de série » pour les travaux à venir sur la structure de réseau (exploitation du réseau en phase travaux, charges de congestion en leur absence, sécurisation des approvisionnements, etc.).



Âge du patrimoine de RTE en 2024



A l'horizon 2040,
60% des **tronçons aériens**
présentent des enjeux
communs de **vétusté** et
résilience

- Le **patrimoine est vieillissant** et comprend des ouvrages qui ont plus de 70 ans, voire 100 ans, notamment dans certaines régions (sud-ouest, PACA).
- Le SDDR 2019 avait permis de définir et prioriser de grands programmes de renouvellement du réseau. RTE a standardisé ses modes opératoires et organiser le tissu industriel en conséquence afin de pouvoir massifier les opérations.
-  Ceci permet à RTE de s'engager via une **régulation incitative** sur la tenue des **coûts de plusieurs opérations**.
- Dans le SDDR 2024, l'objectif est de poursuivre l'effort global sur ce volet et de s'adosser à ce programme pour **adapter le réseau au changement climatique**, maintenir la qualité de service et éviter que le réseau existant ne soit un frein aux **raccordements** en ciblant les ouvrages qui cumulent les risques, en particulier vétusté et changement climatique.

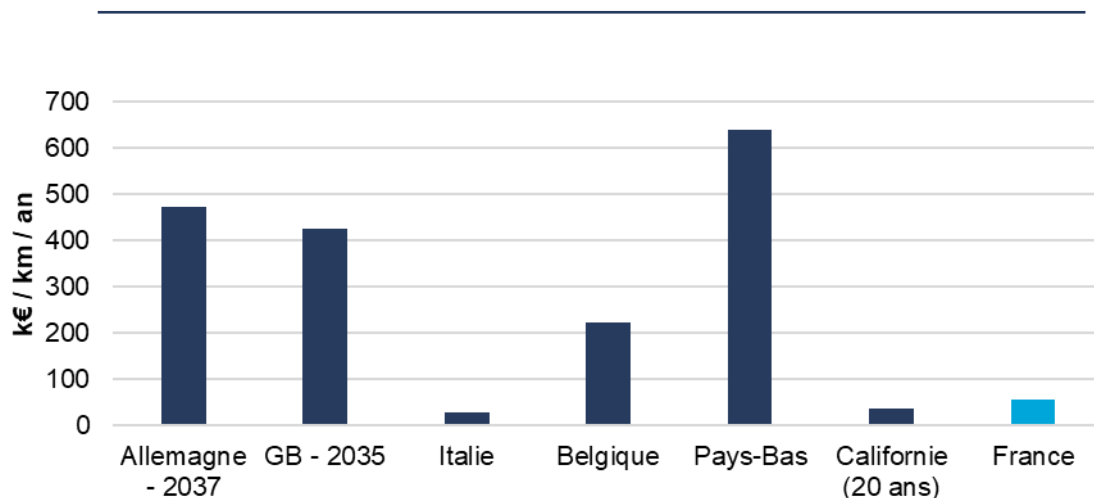
RTE propose de réajuster certains programmes, par exemple :

- Maintien de la cible sur le renouvellement des liaisons oléostatiques
- Accélération du renouvellement des conducteurs aériens
- Décalage de l'objectif de renouvellement des pylônes
- Repriorisation au sein des renouvellements des postes sous enveloppe métallique
- etc.



L'impératif d'une croissance priorisée et régulière des besoins d'investissements sur le réseau (crédibilité financière et industrielle)

Investissements annuels totaux rapportés à la longueur du réseau actuel



Source: Compass Lexecon, sur la base des plans de développement réseau et décision tarifaire (Belgique), et consultation SDDR 2024 (France, ordre de grandeur seulement).

Note: hypothèse de taux de change retenue: 1€ = £0,85 (taux de change moyen en 2022).

- La trajectoire a fait l'objet d'un ajustement suite à la consultation publique qui confirme la croissance des investissements : elle constitue la meilleure estimation à date de RTE dans la perspective d'une **transition rapide mais maîtrisée vers la neutralité carbone**.
- Elle est par ailleurs à mettre au regard des trajectoires d'investissements significatives des autres pays.

Cette trajectoire reste « **paramétrique** » : elle peut être ajustée à la hausse (ou à la baisse) :

- selon les **priorités** en matière de **politique publique** ;
- si les usagers ayant fait l'objet d'une demande de raccordement confirment lors de la signature des **conventions de raccordement** ;
- si les **conditions macroéconomiques** évoluent ;



La consultation publique a permis d'identifier les conditions de réussite associées à la mise en œuvre de cette trajectoire à moyen-long terme

L'émergence d'un socle de transformations sans regret et prioritaire est indispensable pour une transformation industrielle qui soit crédible et soutenable



Les réponses confirment l'intérêt d'optimiser le cadre de raccordement, mais la priorisation des demandes fait l'objet d'un désaccord des parties prenantes car personne ne souhaite être « moins prioritaire »

Définir un cadre de raccordement adapté à la tendance confirmée d'augmentation des demandes est indispensable



**Cadre de
raccordement**

En parallèle, des travaux sont en cours pour identifier les conditions de réussite associées à différents volets et doivent aboutir d'ici à la fin de l'année



Compétences



Financement



Approvisionnements

2 Investissements SI et immobilier

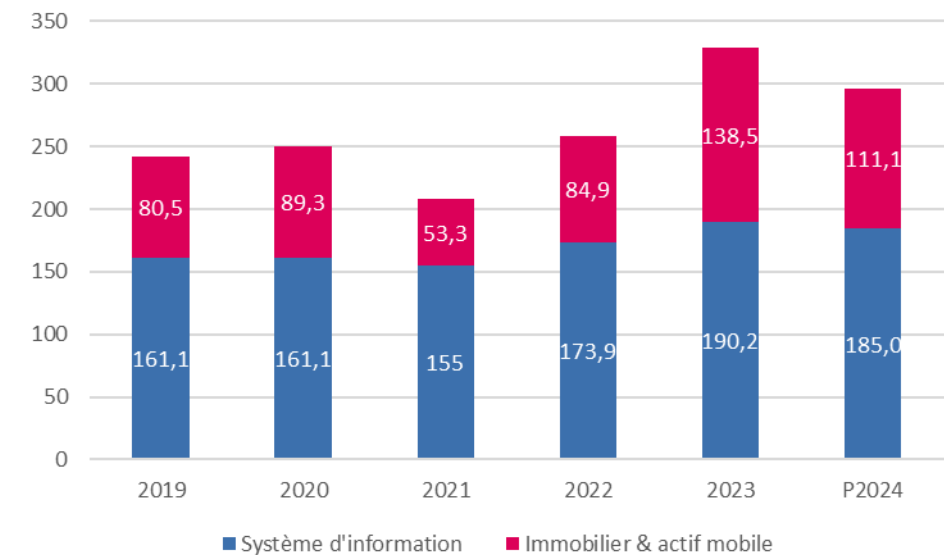


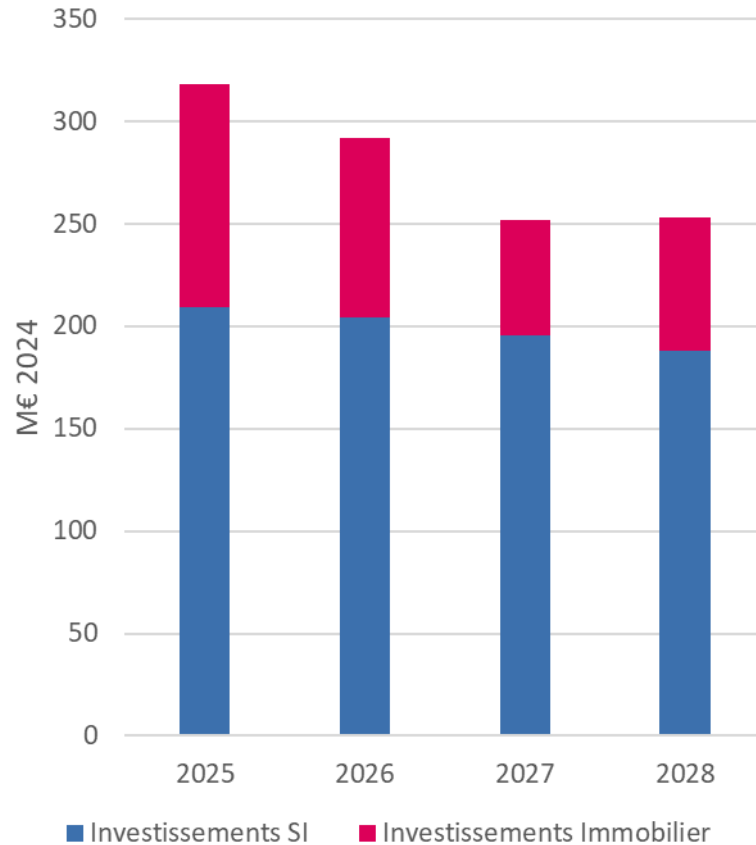
Sur le SI et l'immobilier, les investissements sur l'ensemble de la période TURPE 6 correspondent globalement à ceux inscrits dans la délibération tarifaire

Sur les **systèmes d'informations**, les investissements sont le résultat d'arbitrages et de priorisation entre domaine en cours d'exercice :

- RTE a réalisé des investissements plus conséquents que prévus sur le domaine *interconnexion et marchés* du fait d'un rythme soutenu d'obligations réglementaires, une complexification des règles de marchés ainsi que, dans le même temps à une obsolescence technique.
- Le domaine *études de réseau* a fait l'objet d'une priorisation dans le but de compléter des outils d'étude à disposition de RTE, qui se révèlent insuffisants, en particulier dans le contexte de croissance des besoins à venir et qui contribue à une augmentation et d'une complexification des études à mener.
- Au cours de TURPE 6, RTE a procédé au développement et la mise en place du nouveau système de conduite en temps réel, STANWAY (projet atypique dont le déploiement total a fait l'objet d'un décalage au cours de la période)
- En contrepartie RTE a procédé à des arbitrages à la baisse, notamment sur le domaine *gestion des actifs* et sur le segment *gestion de la relation clientèle* (du fait de difficultés techniques) : ceci conduira, pour partie, à des décalages de réalisations au cours de TURPE 7
- Au cours de TURPE 6, les projets mis en service ont été, en moyenne plus gros et plus complexes que ceux de la période TURPE 5 avec des délais de réalisation moyens accrus

Evolution des investissements "hors réseau" entre 2019 et 2024





Pour TURPE 7, les dépenses d'investissements de RTE sur le SI s'articulent autour de plusieurs axes :

- **Terminer et développer les projets qui permettent la mise en œuvre des codes européens et évolutions du market design** (connexion aux plateformes européennes pour la mobilisation des réserves, passage à 96 guichets de programmation et d'ajustement, mise en œuvre du pas réglementaire des écarts 15 minutes, réduction de la fenêtre opérationnelle) ;
- **Mettre en œuvre les évolutions pour développer l'accès de toutes les flexibilités aux différents mécanismes d'optimisation de l'équilibre offre-demande ;**
- **Poursuivre la rénovation du cœur de calcul pour les études décisionnelles et d'exploitation et moderniser les outils des études prospectives.**
- **Finaliser les grands projets qui contribuent au pilotage de la gestion des actifs** en particulier dans un contexte de forte croissance d'investissement et de renouvellement
- **Renforcer les outils du domaine du raccordement et de revoir le parcours client associé**, en lien avec les attentes exprimées par le régulateur et les utilisateurs (outil du réseau commercial/clients de RTE).

Pour l'immobilier, les dépenses portent notamment sur :

- **L'exécution du programme de réhabilitation des sites régionaux des Groupement Maintenance réseau** (dont certains avaient fait l'objet d'une dépriorisation au cours de TURPE 6)
- **Les travaux relatifs aux nouveaux sites régionaux de Lille et Marseille** qui s'achèveront au cours de la période TURPE 7, avec des livraisons prévues en 2025 et 2026

Questions

Avez-vous des questions sur les trajectoires d'investissements de RTE ?

Démarche d'appréciation des trajectoires de RTE

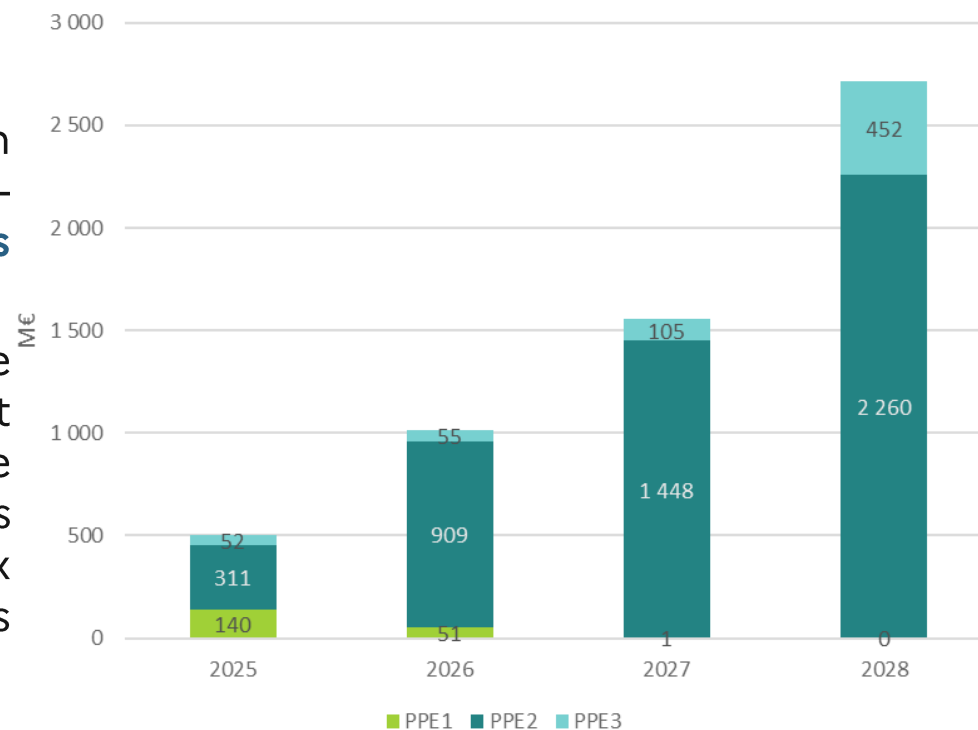
Développement du réseau en mer

RTE a mis en service les premiers raccordements des parcs éoliens en mer de l'AO 1 : Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles-sur-Mer. **Ces raccordements ont été réalisés dans les temps et les délais prévus.**

Les dépenses d'investissements présentées par RTE pour la période TURPE 7 pour le développement du réseau en mer apparaissent néanmoins en **forte hausse** par rapport aux prévisions du programme d'investissements 2024. Cette trajectoire s'explique par des évolutions de prix très défavorables pour la fourniture des principaux composants de ces projets, notamment les postes en mer et les câbles.

Dans ce contexte, RTE prépare la stratégie de contractualisation pour le raccordement des parcs éoliens en mer qui pourraient être décidés en cohérence avec les objectifs du Pacte éolien en mer (18 GW en service d'ici 2035). **La CRE estime pertinent que :**

- **RTE prépare de manière anticipée la future stratégie de contractualisation**, en tirant le retour d'expérience des commandes en cours ;
- la programmation du futur programme éolien en mer, en particulier son cadencement par zones, **intègre les contraintes liées au raccordement.**



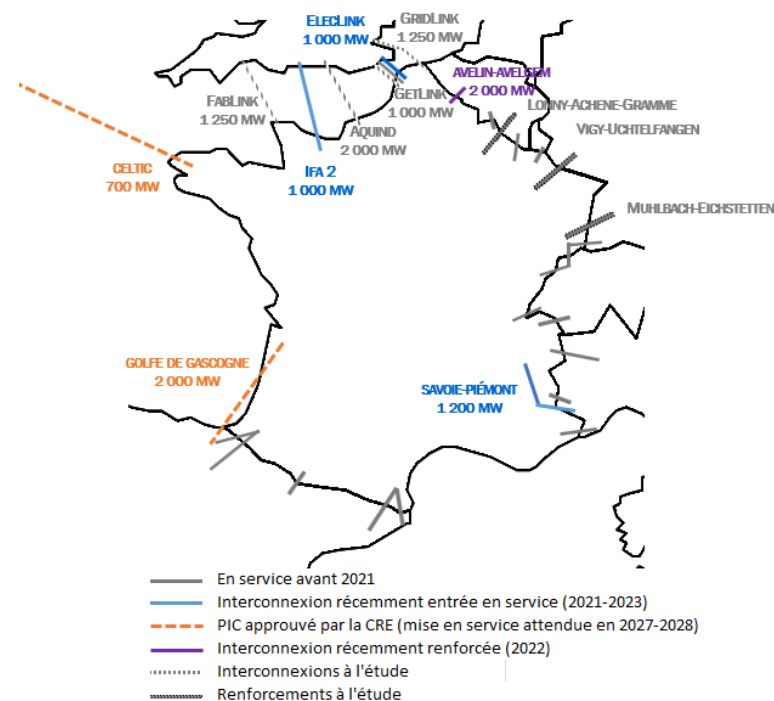
Démarche d'appréciation des trajectoires de RTE

Développement des interconnexions

Les dépenses d'investissements prévisionnelles présentées par RTE pour le développement des interconnexions s'expliquent par le développement des projets **CELTIC avec l'Irlande** et **Golfe de Gascogne avec l'Espagne**. Malgré les hausses de leurs coûts à terminaison, ces projets sont porteurs de bénéfices socio-économiques importants pour la France et l'Europe dans son ensemble. L'Union européenne soutient également la réalisation de ces projets avec l'octroi de subventions significatives pour leur réalisation.

D'autres projets sont également en cours de développement avec la **Belgique** et **l'Allemagne**. Ces projets de renforcement du réseau existants sont moins coûteux que le développement de nouvelles infrastructures à courant continu.

Une consultation publique a été publiée par la CRE en mars 2024 concernant **le développement de nouveaux projets à la frontière avec le Royaume-Uni**. Les analyses exposées dans cette consultation montrent qu'un projet de 1 GW pourrait présenter un intérêt économique mais qu'il importe que le partage des coûts tienne compte des bénéfices plus importants du projet pour le Royaume-Uni.



Démarche d'appréciation des trajectoires de RTE

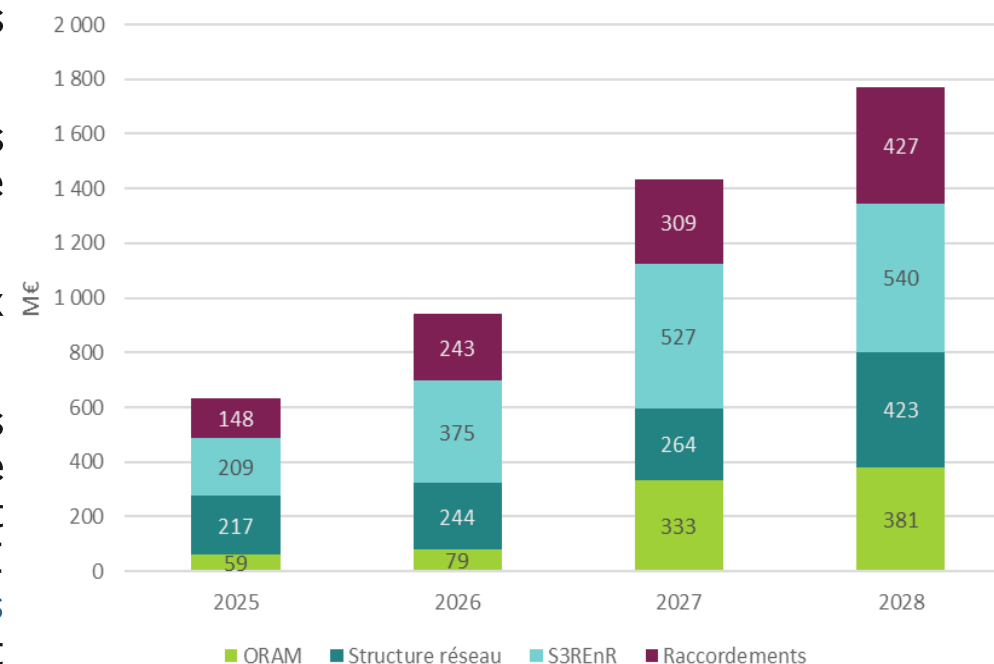
Adaptations et raccordements

Plusieurs évolutions des procédures de raccordement sont entrées en vigueur lors de la période TURPE 6 :

- adoption de la loi APER fixant l'objectif d'une révision plus simple et plus régulière des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
- création de zones de mutualisation pour répondre aux enjeux de décarbonation de plusieurs bassins industriels.

Ces évolutions se traduiront par une hausse des dépenses liées aux raccordements et aux adaptations de réseau sur la prochaine période tarifaire. Ces investissements sont majoritairement financés par des tiers et non par les tarifs de réseau. La CRE estime que **l'efficacité des gestionnaires de réseau dans les opérations de raccordement est un enjeu prioritaire** et avait organisé un atelier dédié le 28 mai 2024.

RTE est en cours d'analyse des projets de développements du réseau à lancer face aux évolutions anticipées de la consommation et de la production d'ici 2040. La CRE estime important que cette analyse tienne compte de l'ensemble des leviers disponibles et notamment le **recours aux flexibilités, qui pourrait permettre d'optimiser les coûts et les délais des projets**. Un atelier dédié avait été organisé le 25 avril 2024.

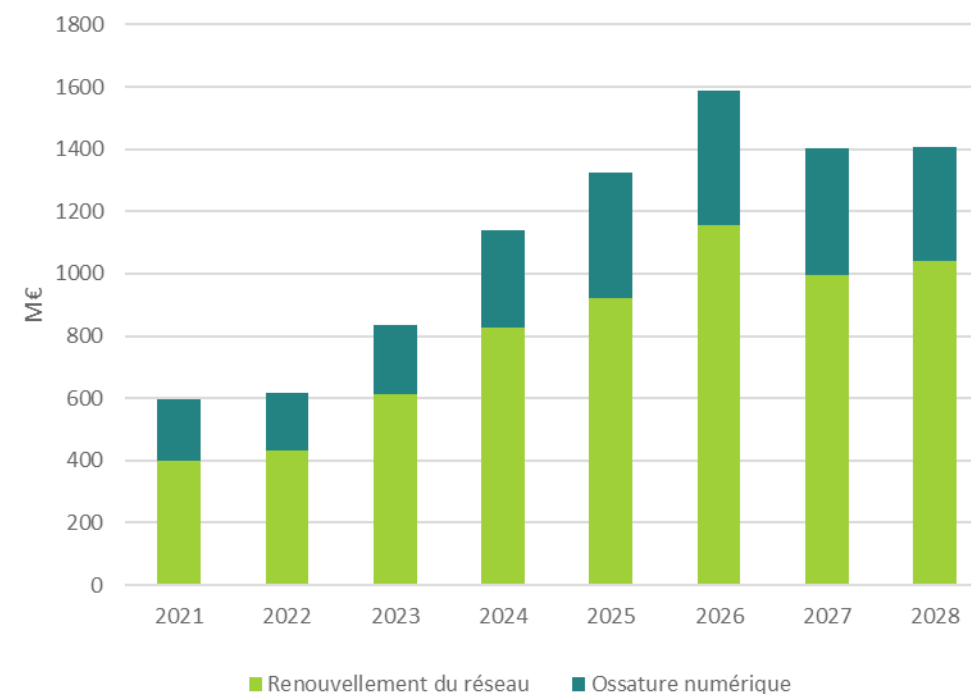


Démarche d'appréciation des trajectoires de RTE

Renouvellement du réseau et ossature numérique

La trajectoire de renouvellement du réseau de RTE s'explique par :

- une **hausse du volume d'activité de renouvellement de lignes électriques**, pour lequel RTE vise entre 800 et 1100 km de câbles remplacés par an sur TURPE 7 (contre 700 par an sur 2021-2023). Ces opérations s'inscrivent dans un contexte de tension sur la fourniture qui pourrait entraîner des hausses de coûts ;
- la poursuite de la **politique de renouvellement des postes électriques**, notamment les postes sous enveloppe métallique. Lors de l'instruction du programme d'investissements 2024, la CRE avait noté de fortes hausses de coûts sur certains projets et avait demandé à RTE de réévaluer l'intérêt de certains projets de renouvellement anticipé ;
- plusieurs politiques liées à l'ossature numérique et notamment le **renouvellement des systèmes de contrôle-commande ayant atteint leur limite d'âge**. RTE doit également s'adapter à la fermeture de la boucle locale cuivre prévue à l'horizon 2030. La CRE s'assurera que les options retenues sont les plus efficaces d'un point de vue technico-économique.



Le renouvellement du réseau constitue un enjeu important : son vieillissement ne doit pas conduire à une dégradation de la qualité de l'électricité qui se situe à un bon niveau en France, mais les coûts de renouvellement doivent rester maîtrisés.

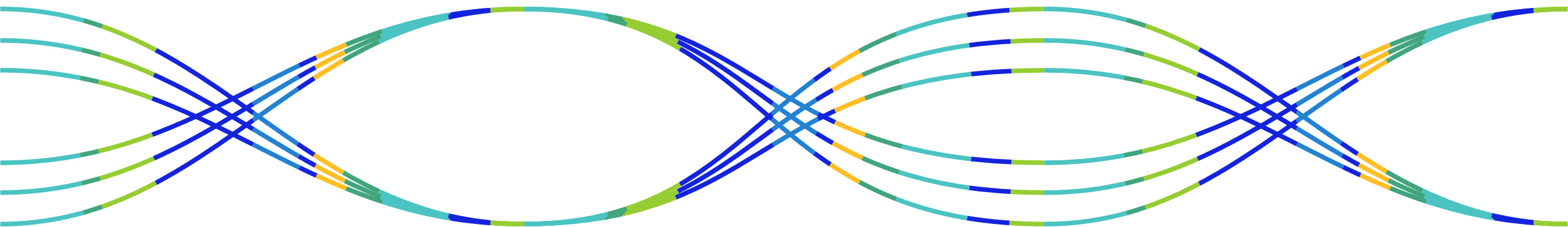
Questions

Quelle est votre appréciation des trajectoires d'investissements de RTE ?

Présentation des trajectoires d'investissements

Bilan TURPE 6 et enjeux TURPE 7

10 septembre 2024



Une politique d'investissement pour être au rendez-vous de la transition énergétique et renforcer la résilience des réseaux

Enedis est acteur d'un système énergétique qui doit s'adapter rapidement pour répondre à plusieurs défis, notamment :

- Forte accélération du **déploiement des EnR** raccordées au RPD (notamment PV) pour décarboner le mix énergétique, dans un contexte réglementaire incitatif (*Fit for 55*, décret S21, *etc.*). En 2023, 4,2 GW d'EnR ont été raccordés au RPD, contre 3,8 GW en 2022 et 2 GW en 2019 ;
- Développement des **nouveaux usages électriques** (mobilité électrique, électrification des process industriels, *etc.*). Les ventes de véhicules électriques ont par exemple été multipliées par 2,5 depuis décembre 2021 (+1M de VE depuis décembre 2021) ;
- Nécessaire **adaptation des infrastructures au changement climatique**, avec des risques en hausse significative (inondations, canicules, incendies, *etc.*). En 2023, Enedis a recensé 21 événements climatiques d'ampleur ; de nombreux aléas climatiques sont également observés au 1^{er} semestre 2024.

La stratégie d'investissements d'Enedis vise à répondre à ces défis, à travers deux grands axes

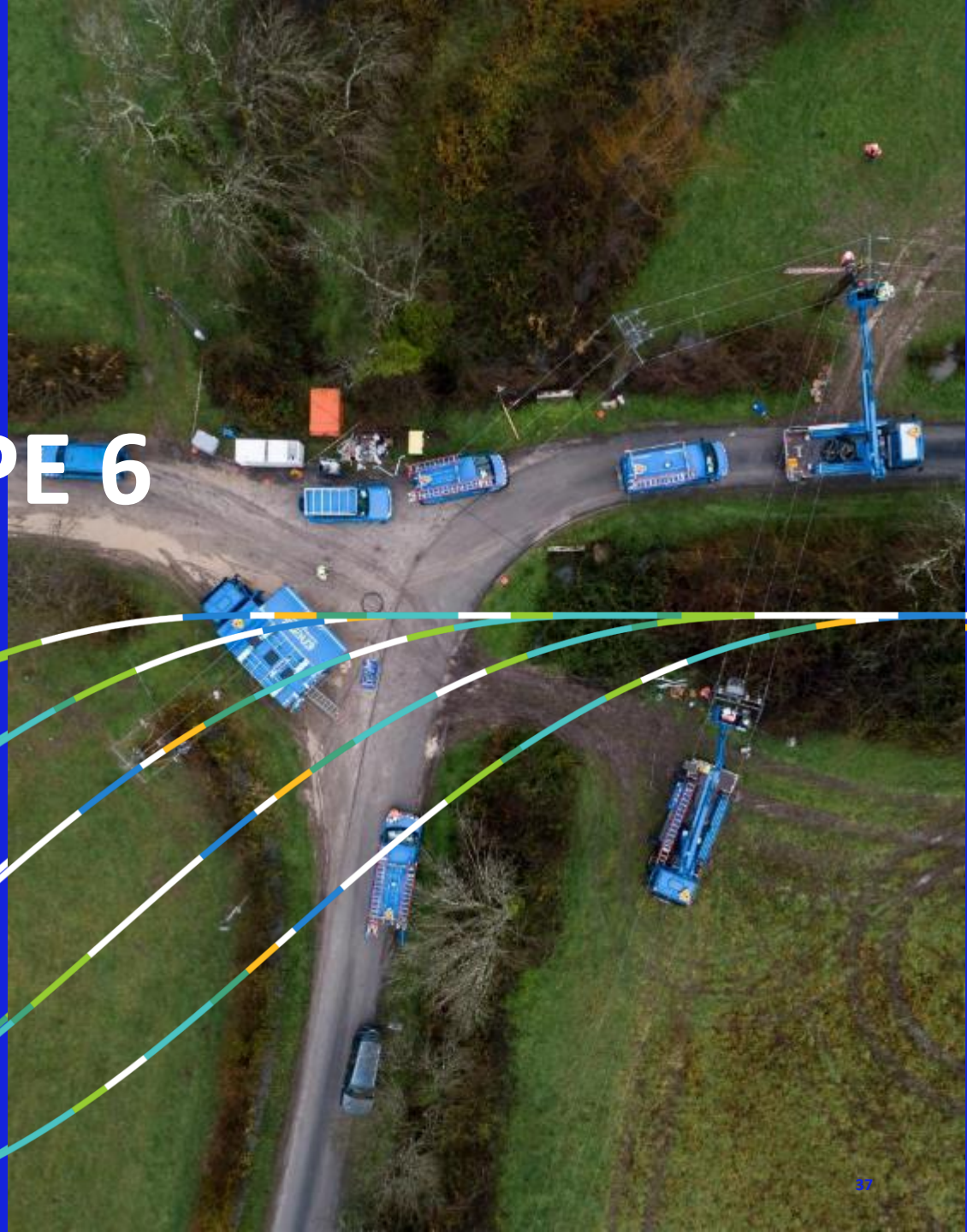


1 - Raccordement : être au rendez-vous de la transition énergétique



2 - Résilience : moderniser les réseaux par un traitement systématique des ouvrages à risque

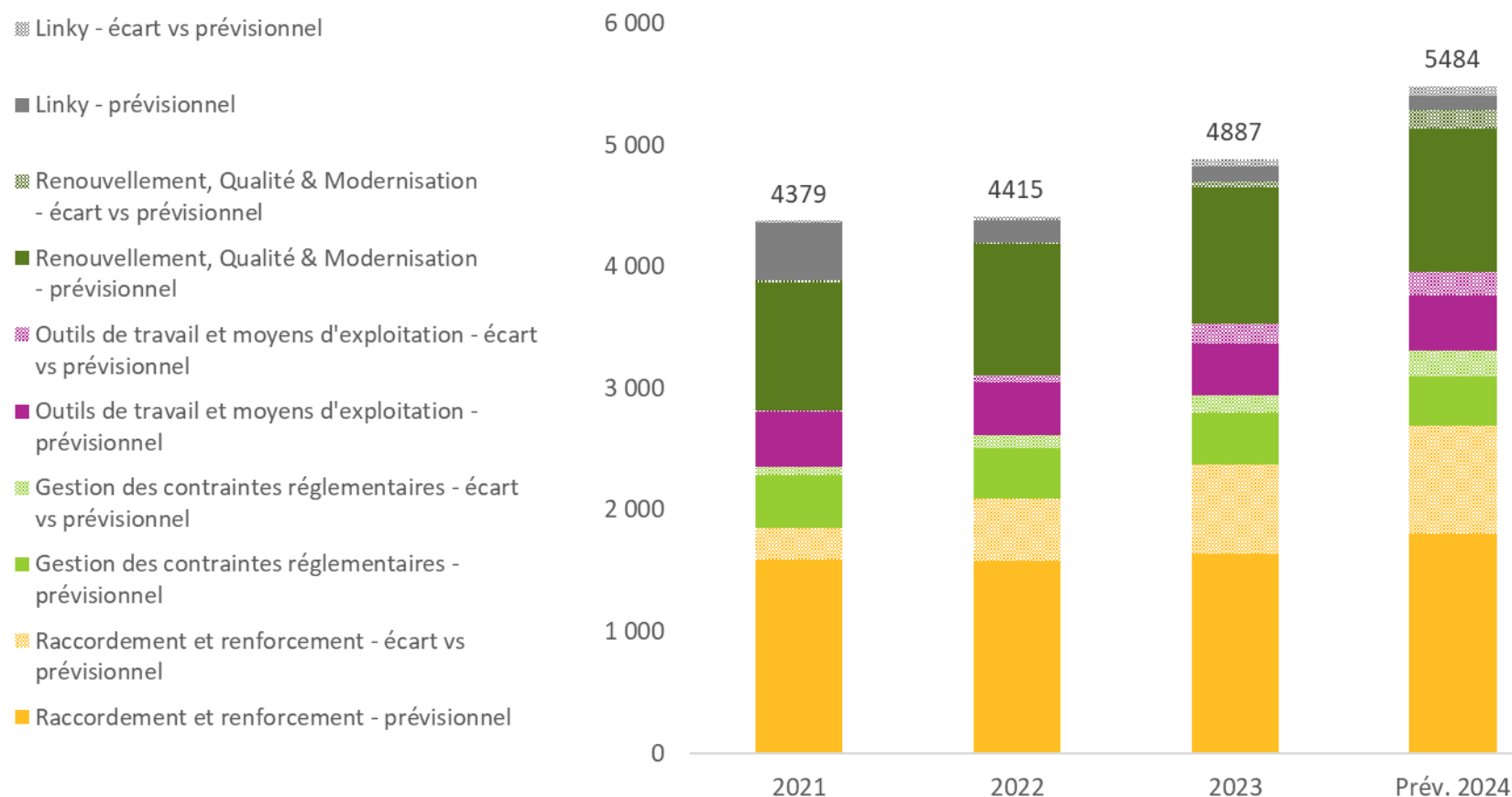
Retour d'expérience TURPE 6



En TURPE 6, plus de la moitié des investissements d'Enedis répondent à des demandes directes externes (raccordement, obligations réglementaires).

Les investissements réalisés sur la période 2021-2024 sont en hausse de 25 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle TURPE 6

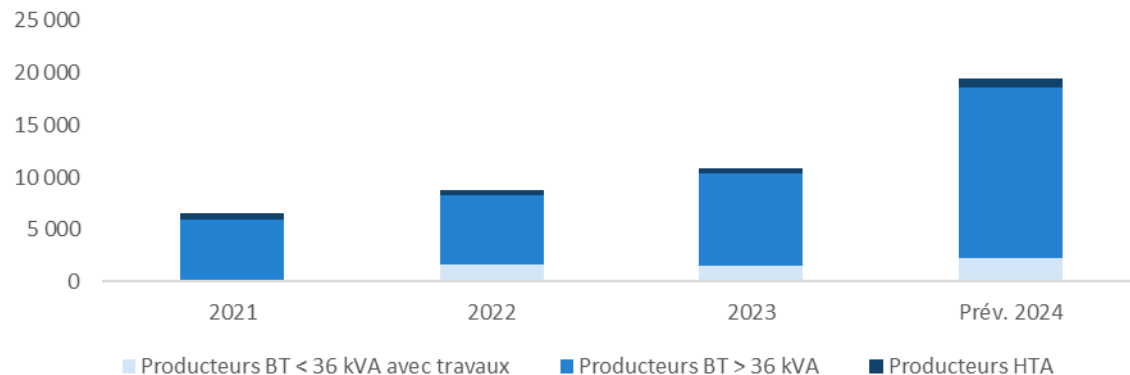
Trajectoire d'investissements 2021-2024 (M€)



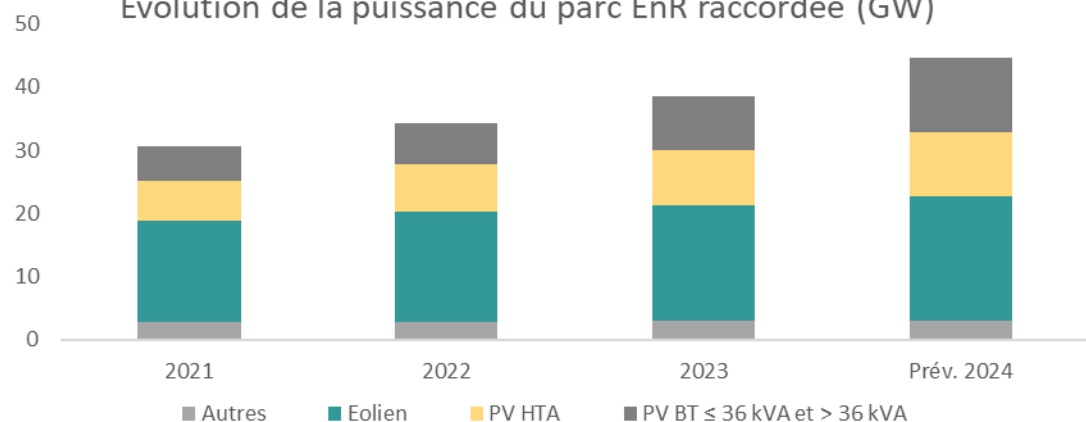
- Une forte accélération du raccordement & renforcement, en hausse de 43 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 (voir slides suivants).
- Une hausse des modifications d'ouvrages et travaux réglementaires et de sécurité, fortement corrélés aux raccordements et à des projets urbains de grande ampleur (JO, Grand Paris...),
- Un développement soutenu de la digitalisation pour accompagner les transformations de l'activité ainsi que des projets SI réglementaires,
- Le renforcement des investissements patrimoniaux pour sécuriser la qualité de fourniture.
- Une période marquée par une forte inflation (+3,9 % réalisé en moyenne annuelle sur 21-23, vs 0,9 % prévisionnel dans la délibération TURPE 6)

Une forte accélération du raccordement des producteurs et des IRVE en TURPE 6

Nombre de raccordements producteurs avec travaux

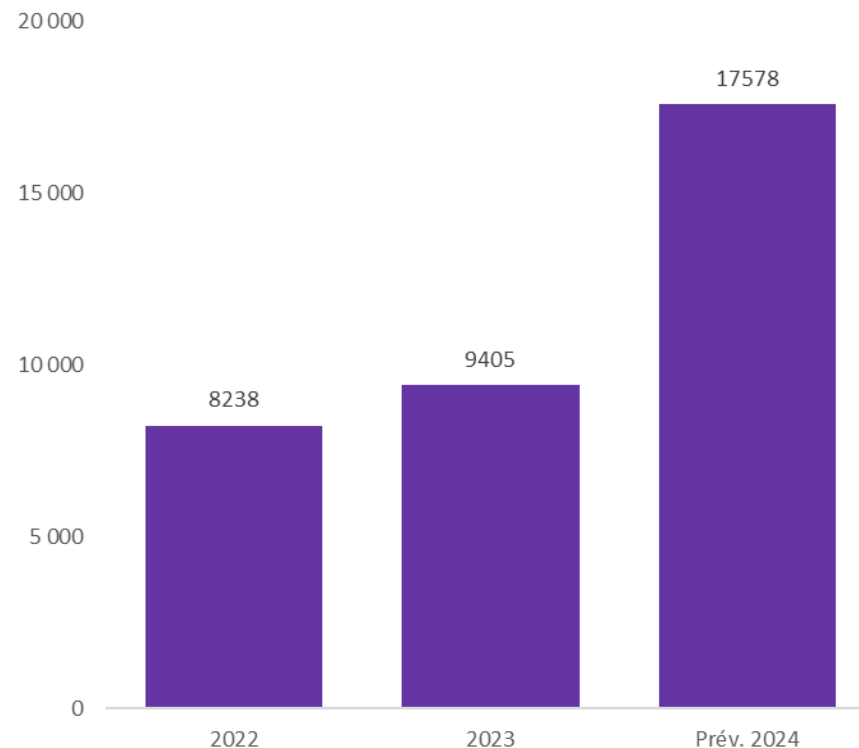


Evolution de la puissance du parc EnR raccordée (GW)



- La hausse de la demande, qui concerne tous les segments, est notamment tirée par le PV BT > 36 kVA (suite décret S21).

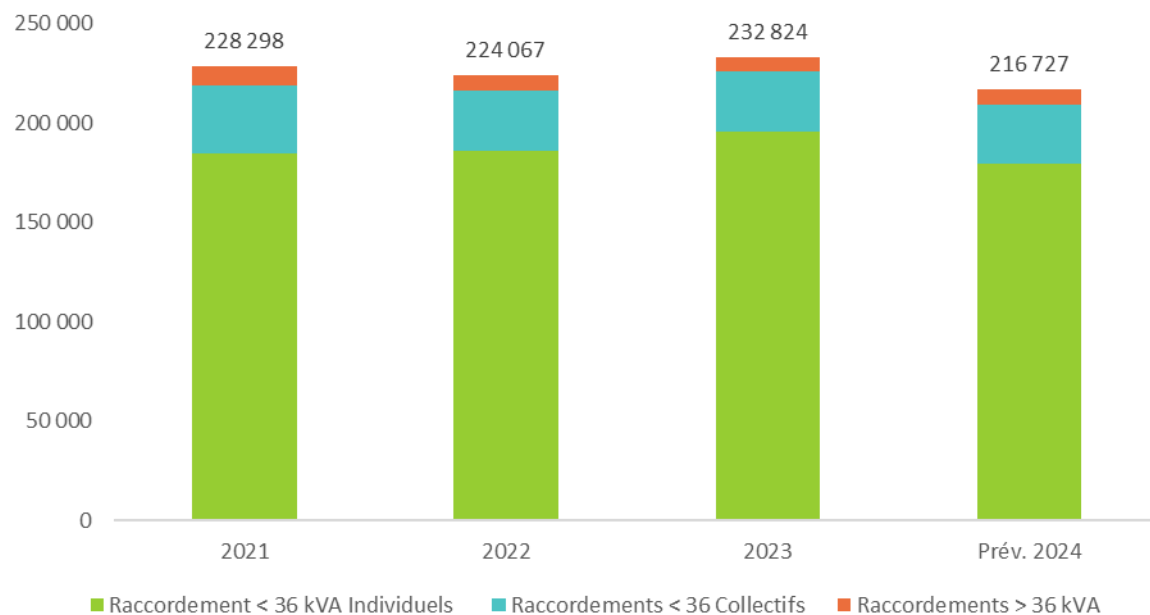
Nombre de raccordements IRVE (tous segments)*



- La croissance du raccordement concerne tous les segments de la recharge pour véhicules électriques.

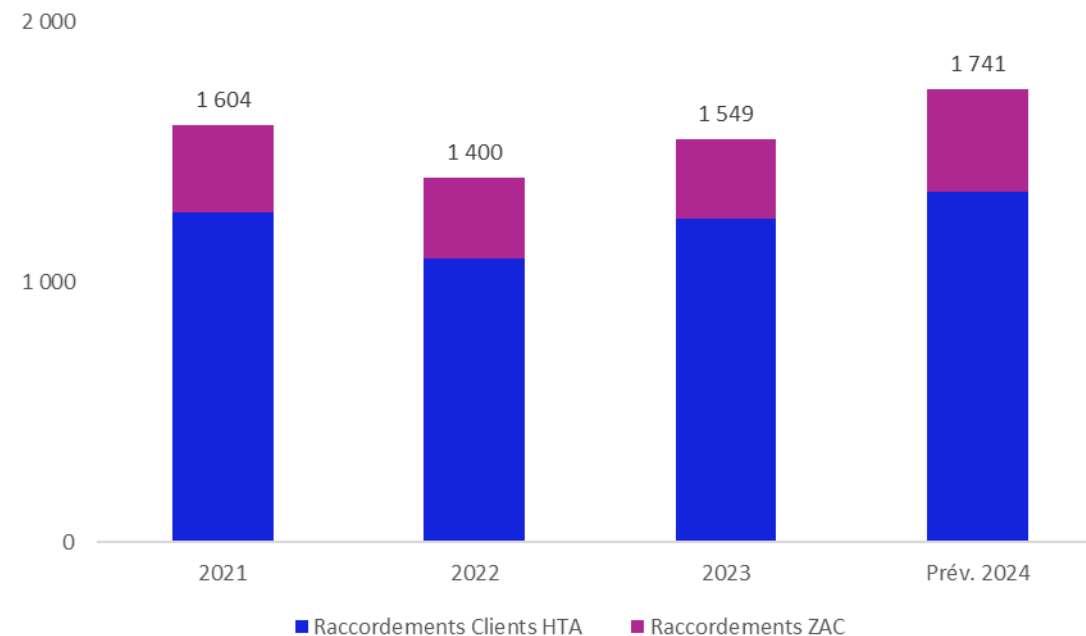
Une activité très soutenue pour le raccordement en soutirage (hors IRVE) en TURPE 6

Nombre de raccordements BT en soutirage (hors IRVE)



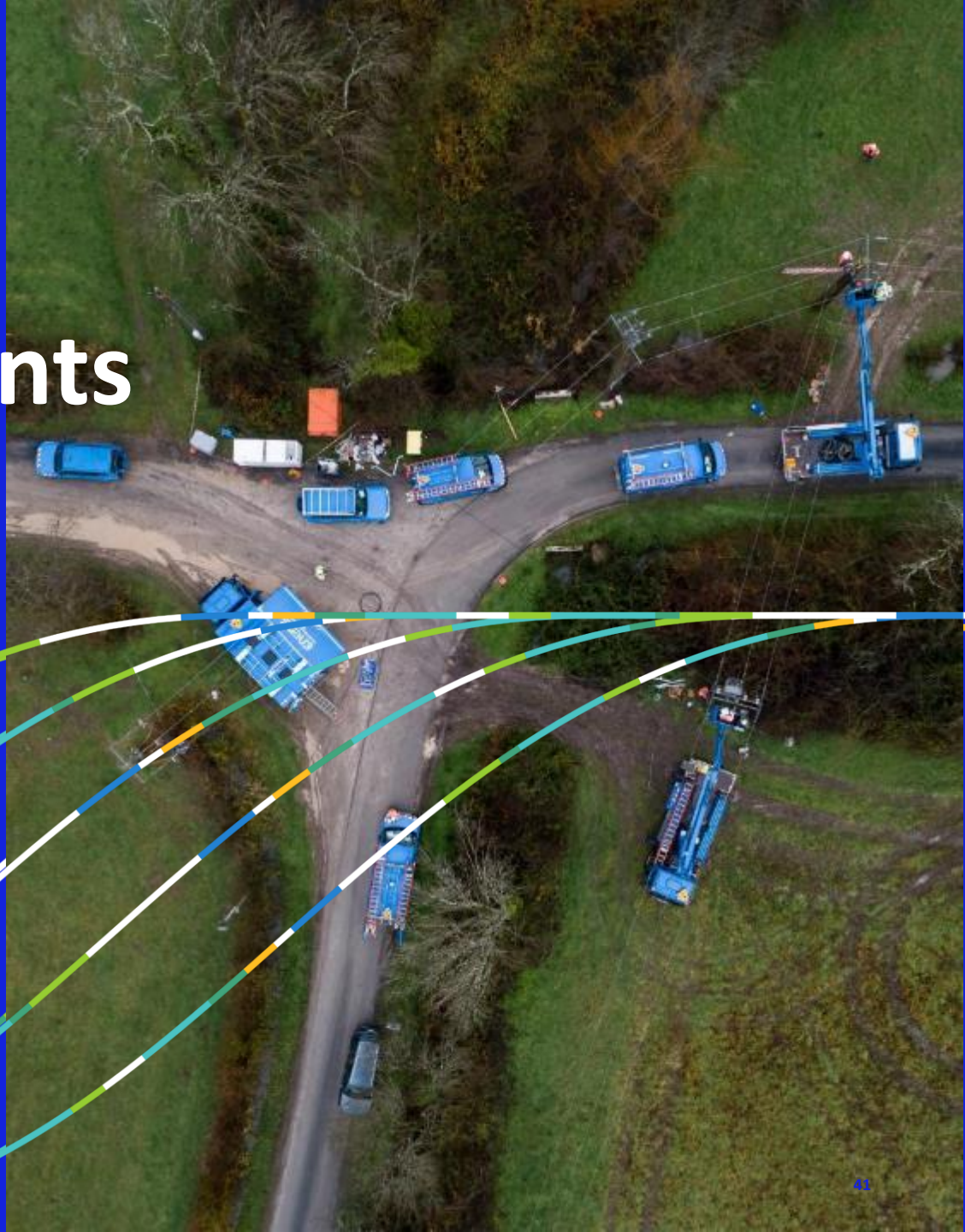
- **+ 23 %** de raccordements en soutirage BT en moyenne 2021-2023 vs moyenne TURPE 5
- Un léger tassement de l'activité prévu en 2024 du fait de la crise de la construction neuve.

Nombre de raccordements HTA en soutirage (hors IRVE)



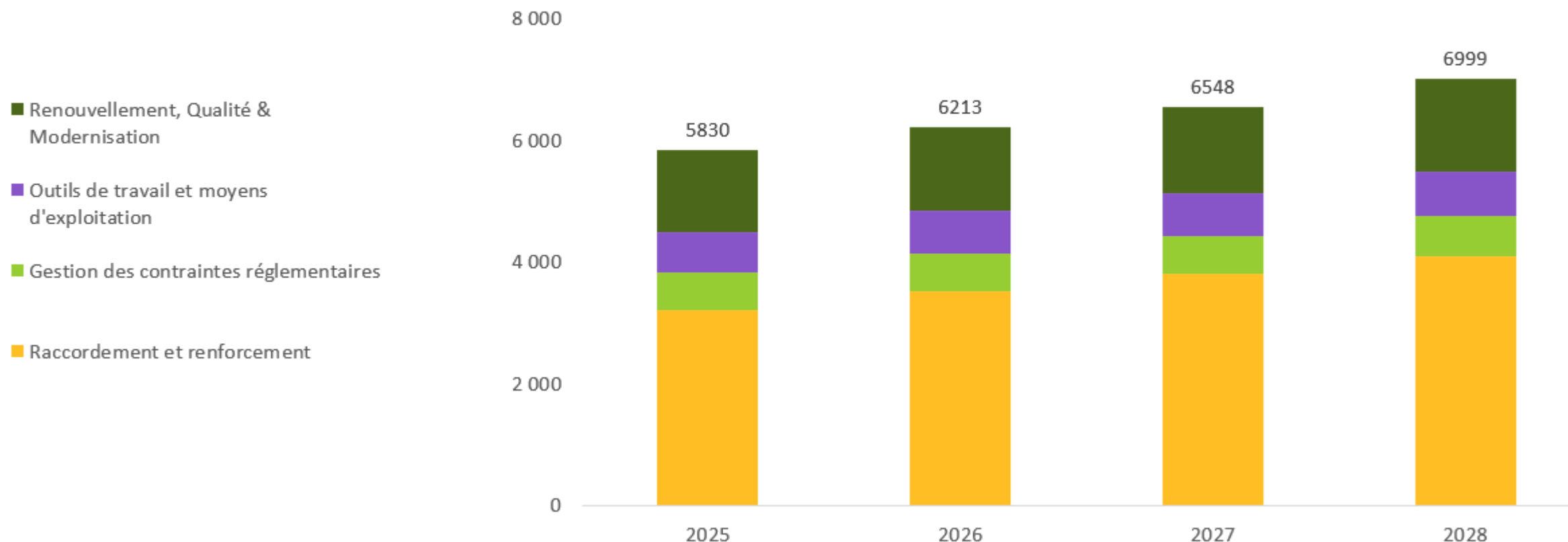
- **+ 12 %** de raccordements en soutirage HTA en moyenne 2021-2023 vs moyenne TURPE 5

Prévisions d'investissements en TURPE 7



Les investissements prévisionnels d'Enedis en TURPE 7 sont en hausse de 34 % par rapport à TURPE 6 pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et de la résilience des réseaux

Trajectoire d'investissements prévisionnelle TURPE 7 (M€)

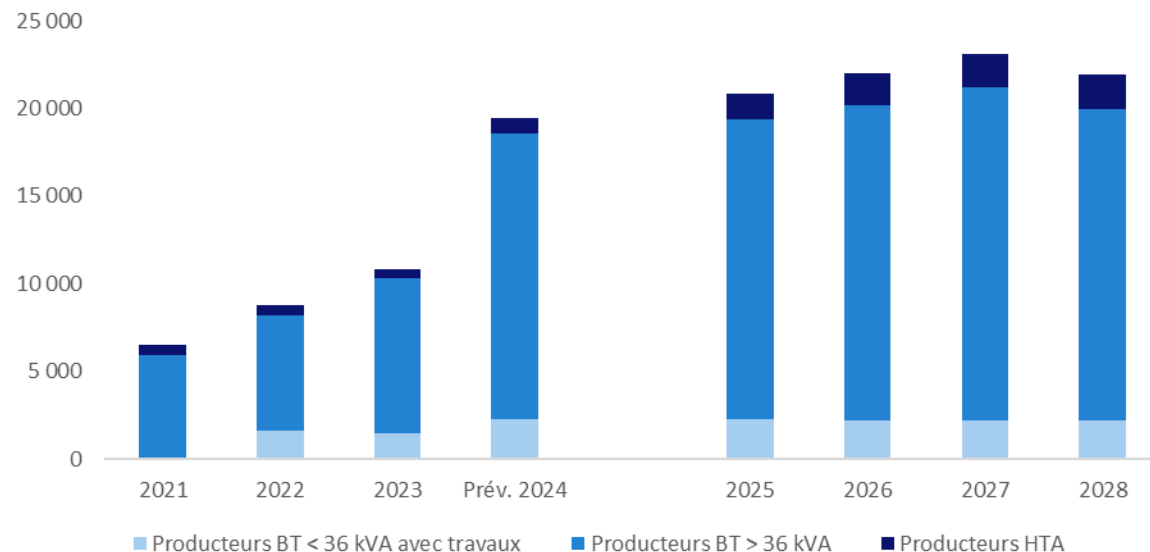


2.1 Prévisions sur le raccordement et le renforcement du réseau en TURPE 7

2.2 Prévisions sur les investissements de résilience des réseaux en TURPE 7

Les investissements sont tirés par des demandes prévisionnelles de raccordement producteurs et IRVE en hausse

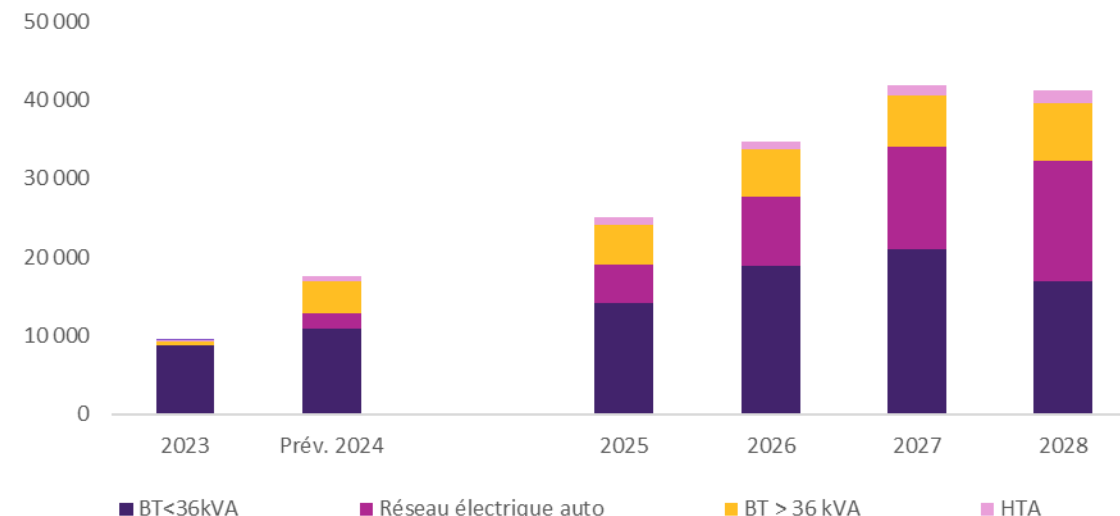
Nombre de raccordements producteurs avec travaux



Ces prévisions reposent sur plusieurs inducteurs d'activité :

- Des inducteurs législatifs : la loi d'accélération des EnR de mars 2023 a introduit ou renforcé des exigences de solarisation, proposée un cadre de l'agrivoltaïsme (parcs au sol HTA) et prévu la forfaitisation du raccordement (attendu pour 2025, cela devrait diminuer le nombre de refus d'offres en BT>36 kVA),
- Des inducteurs sociologiques, financiers et réglementaire (décret tertiaire) qui vont renforcer l'appétence pour des solutions d'autoconsommation.

Nombre de raccordements IRVE

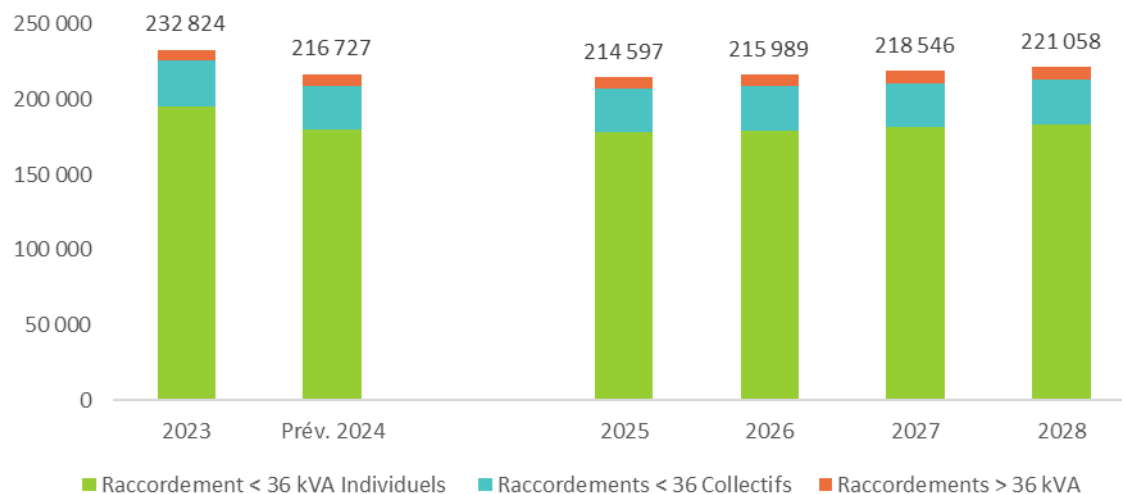


Ces prévisions reposent sur plusieurs inducteurs d'activité :

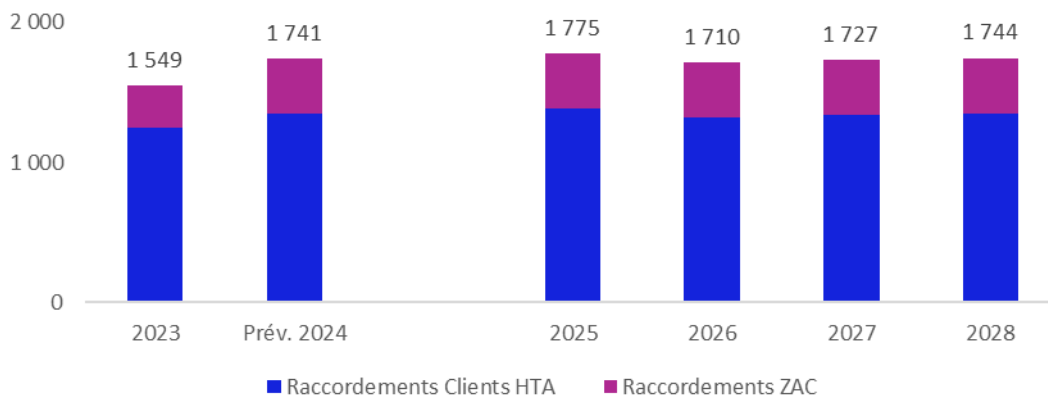
- Le marché des ventes de Véhicules Électriques et Véhicules Électriques Hybrides Rechargeables,
- Les choix des assemblées générales des copropriétés sur leur solution de raccordement (Réseau Électrique Auto ou Opérateur privé),
- Du développement commercial des stations services électriques,
- Des inducteurs réglementaires en lien avec les incitations des pouvoirs publics (équipements des aires d'autoroute...).

La trajectoire prévisionnelle de raccordement en soutirage (hors IRVE) est impactée par la crise de la construction neuve dès 2024

Nombre de raccordements BT en soutirage (hors IRVE)



Nombre de raccordements HTA en soutirage (hors IRVE)



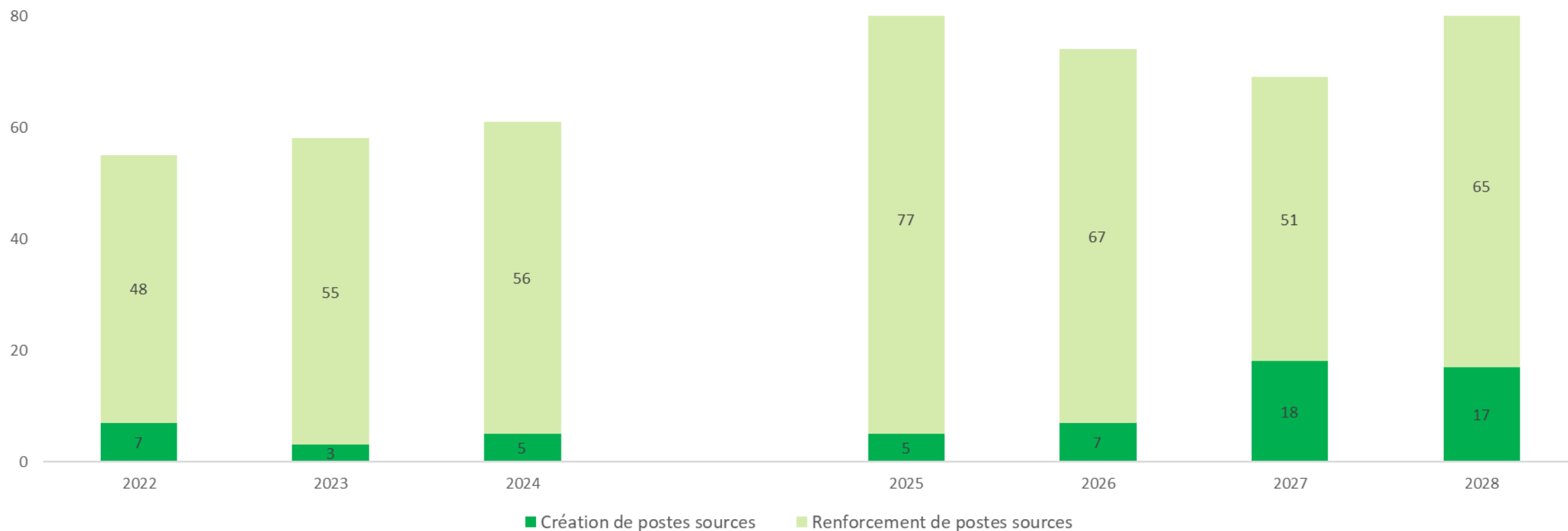
Les prévisions d'activités de raccordement des consommateurs (hors IRVE) à la maille nationale reposent sur une série d'inducteurs primaires qui caractérisent le marché du neuf de l'individuel diffus (maisons neuves) et de la promotion immobilière (principalement appartements). Trois inducteurs principaux sont analysés :

- Les ventes de logement,
- Les permis de construire,
- Les mises en chantier.

D'autres inducteurs primaires sont également pris en compte, dont : l'évolution des perspectives macro-économiques (PIB), taux d'intérêt, prix de vente. Le marché de la rénovation énergétique est également intégré.

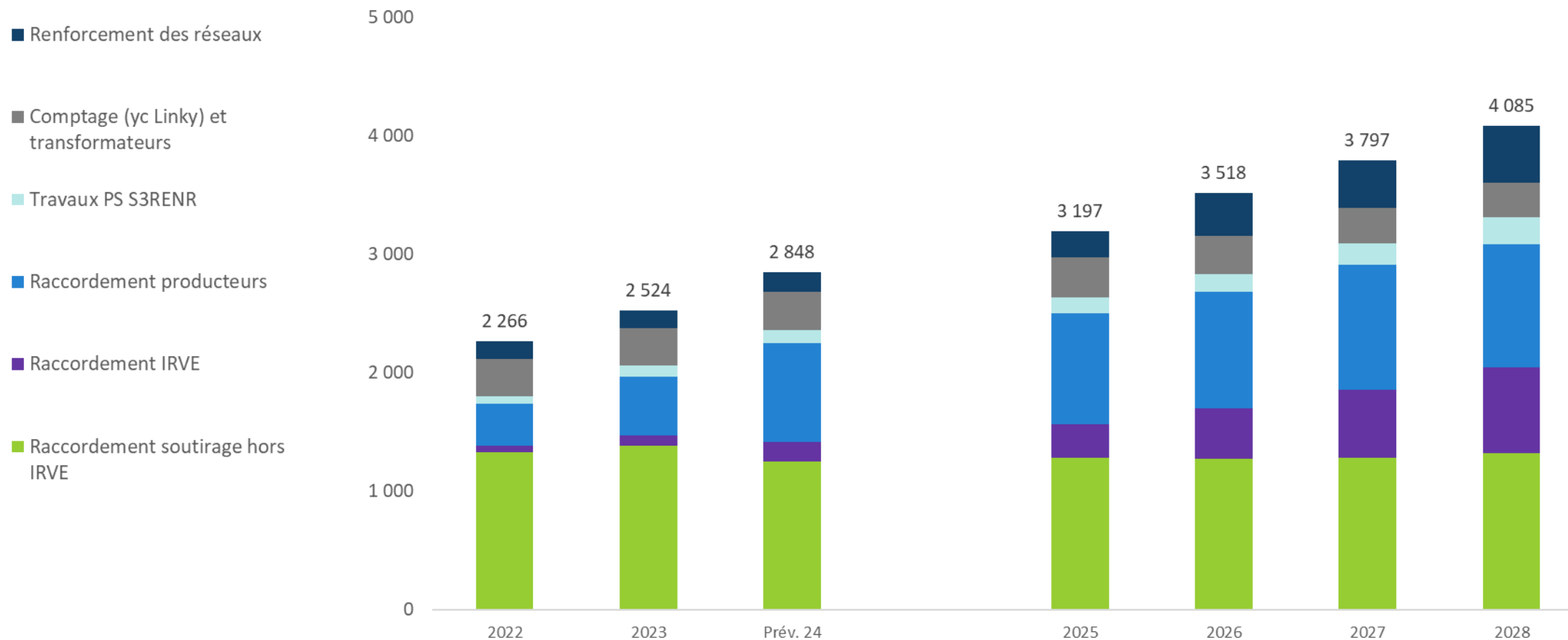
Une hausse des investissements postes sources, notamment pour permettre l'accueil accéléré des ENR, en lien étroit avec RTE

Nombre de créations et de renforcements de postes sources



Le développement des EnR et des IRVE tire les investissements de raccordement et de renforcement à la hausse

Investissements de raccordement et de renforcement des réseaux (M€)



2.1 Prévisions sur le raccordement et le renforcement du réseau en TURPE 7

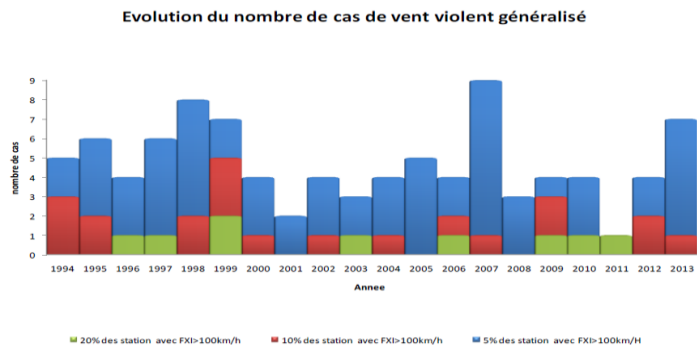
2.2 Prévisions sur les investissements de résilience des réseaux en TURPE 7

L'évolution des risques climatiques sous-tend nos programmes de résilience

Vents et tempêtes

Etudes DTG & Etude MF

Pas de tendance

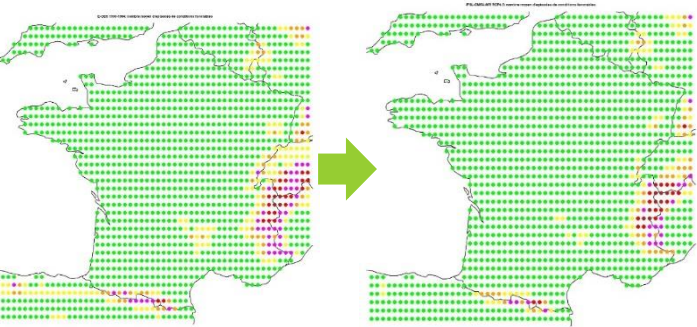


Sur le Vieux Continent, le réchauffement va continuer à augmenter plus vite que la moyenne mondiale, a averti le GIEC dans son rapport publié le 28 février 2022.

Neige collante

Etude DTG

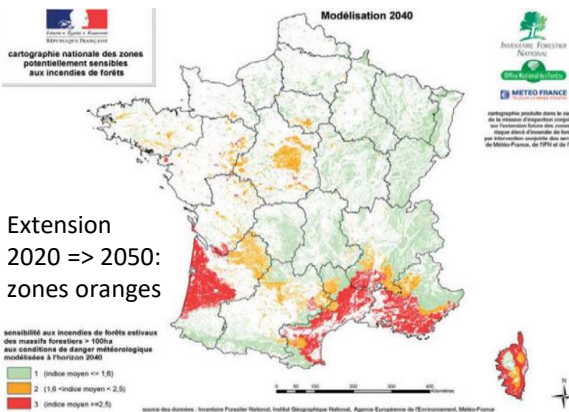
Baisse du nombre de jours à risques



Incendies

Etudes DTG & Etude MF

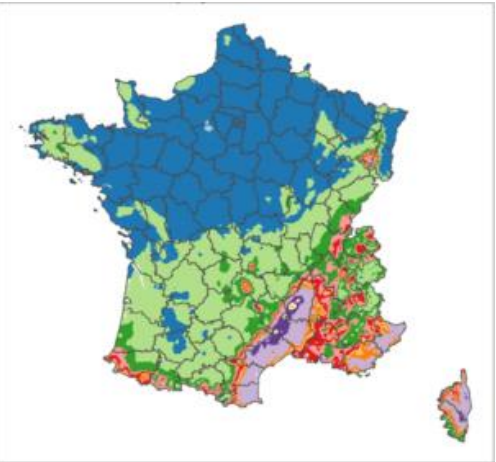
Augmentation des surfaces à risque



Crues et inondation (confirmé GIEC 2022)

Etudes MF & INRAE

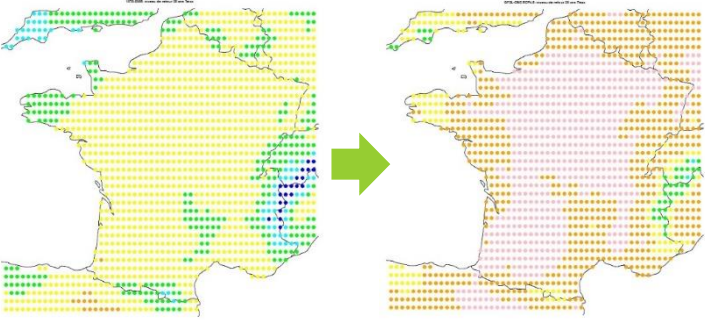
Hausse de 15% des maxima sur 24h



Canicules (confirmé GIEC 2022)

Etudes DTG & MF

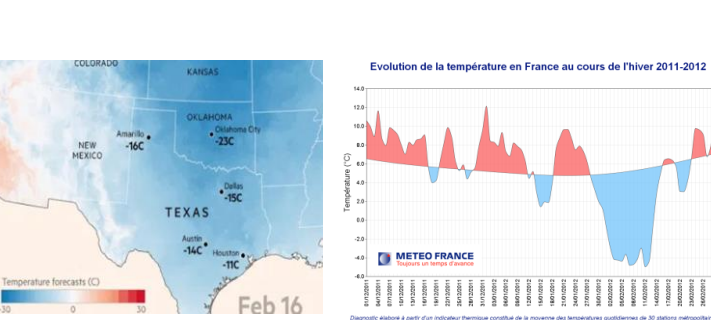
Hausse du nombre de jours très chauds



Grands froids

Documentation R&D suite épisode Texas

Equivalent : février 2012 en France



Des investissements patrimoniaux en croissance pour renforcer la résilience des réseaux

Enedis axe principalement sa stratégie d'amélioration de la qualité d'alimentation sur la modernisation ciblée des infrastructures les plus sensibles, notamment du fait de leur exposition aux aléas climatiques

Postes sources



Les investissements de **fiabilisation des postes sources** en zone urbaine dense ont pour objectif de lever les points de fragilité de ces postes pour éviter les incidents et de favoriser une réalimentation rapide d'un maximum de clients en cas d'incident.

La **digitalisation des postes sources** permettra de disposer de contrôles commandes numériques dans tous les postes à horizon 2035

Des investissements sont également réalisés pour prémunir les postes sources des incidents liés aux **inondations** (étanchéisation et surélévation des composants critiques).



Risque inondation



Sécurisation zones urbaines denses

Réseaux HTA



Le **Plan Aléas Climatiques (PAC)**, avec des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA situés dans les zones à risques climatiques avérés (stock de 46 000 km, notamment en zones boisées), pour mieux résister aux tempêtes, par exemple en passant en souterrain.

Une montée en puissance de la **Rénovation Programmée (RP)** des autres réseaux aériens HTA pour atteindre 9 000 km / an dès 2028 (4 600 km traités en 2023), les actions consistant, après diagnostic, à des investissements très ciblés sur les composants d'ouvrages à renouveler, avec un cycle moyen de 25 ans.



Risque tempête



Risque neige collante



Risque tempête

Une résorption progressive et ciblée des **Câbles Papier Imprégné (CPI) HTA** et des synthétiques première génération (<1982), technologies particulièrement incidentogènes lors des vagues de chaleur (stock restant de 17 700 km).



Risque canicule

Réseaux BT



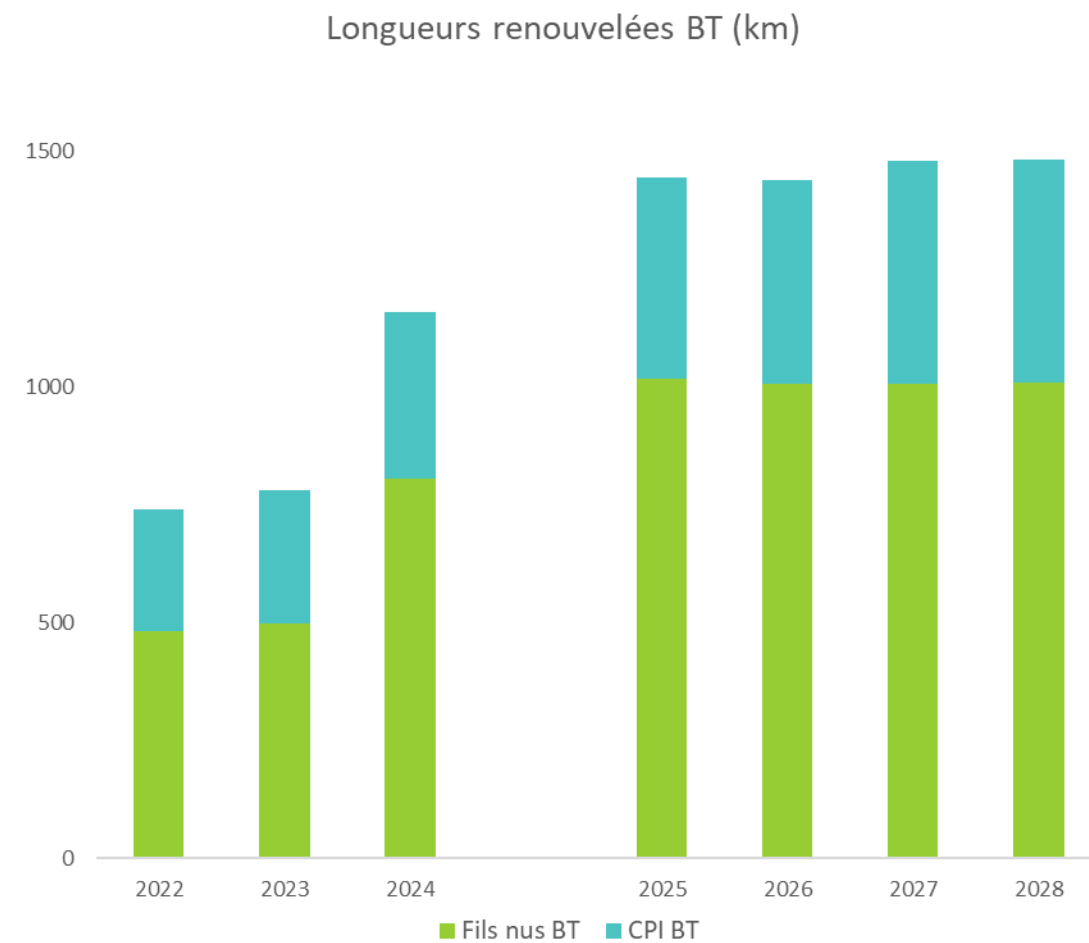
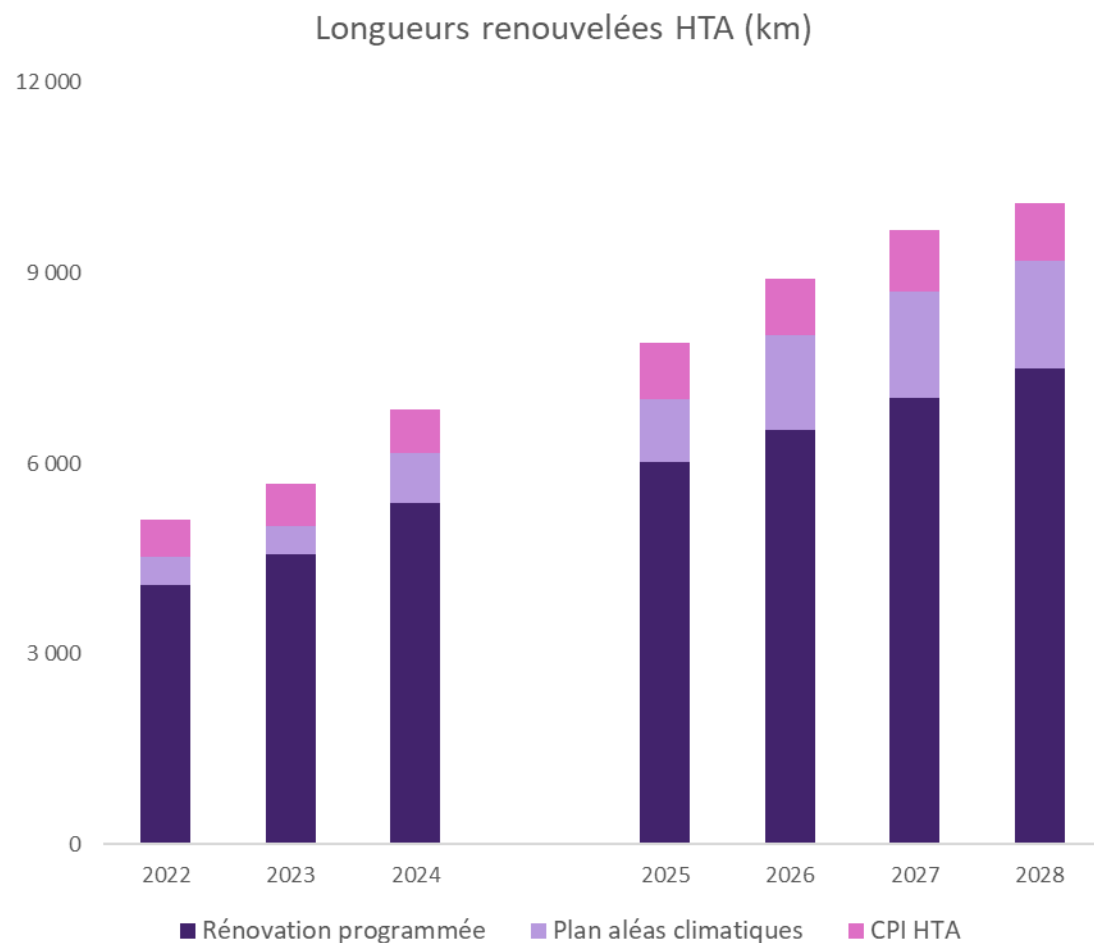
La quasi-éradication des réseaux aériens **fils nus BT** (22 000 km en régime urbain et 19 000 km en régime ER restant à traiter).

Le renouvellement d'ici 2040 de plus de la moitié des **CPI BT** (stock d'environ 20 000 km) les plus incidentogènes. Ce renouvellement qui est le plus coûteux nécessite un ciblage rigoureux.



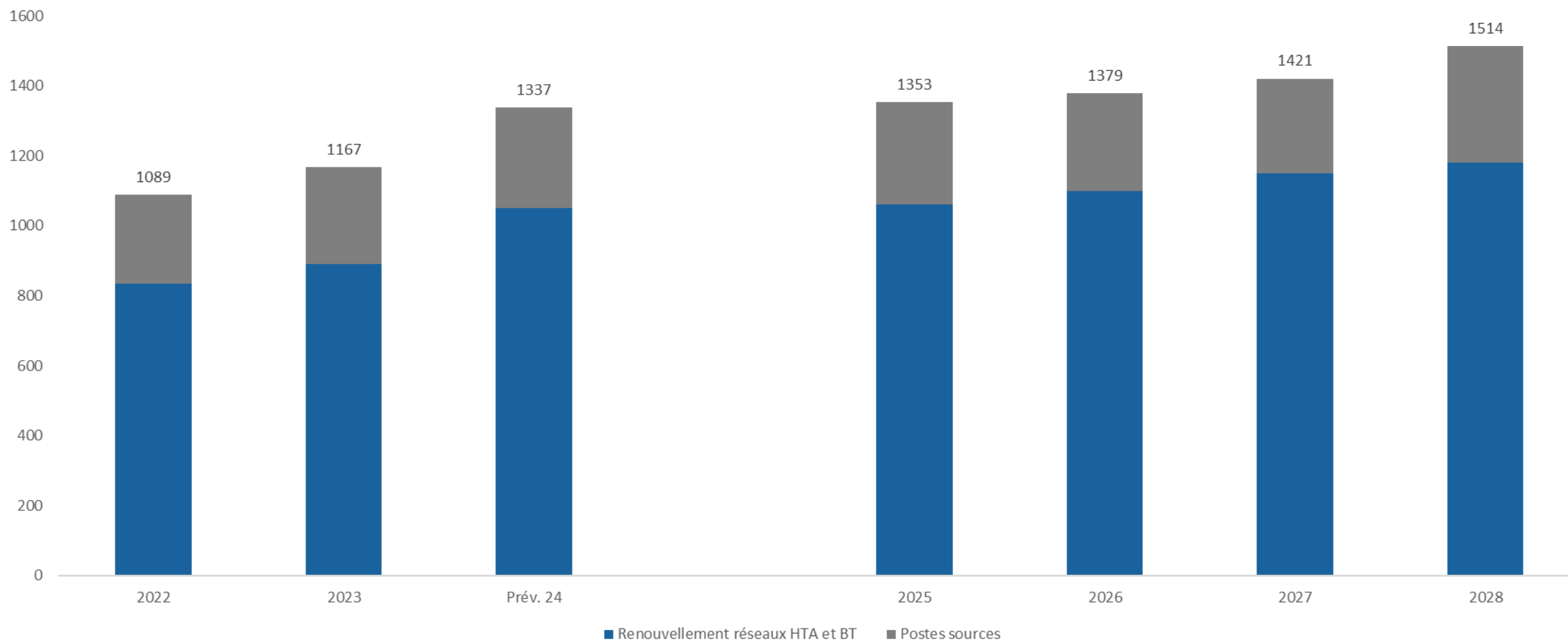
Risque vague de froid

Des programmes volontaristes pour accélérer le renouvellement du réseau (1/2)



Des programmes volontaristes pour accélérer le renouvellement du réseau (2/2)

Trajectoire d'investissements pour la résilience des réseaux (M€)



Une démarche de performance qui se traduit par l'animation renforcée de notre filière industrielle et le pilotage resserré de nos coûts



Animation de la filière industrielle

Nos politiques industrielles et de sous-traitance ont été revisitées pour préparer la croissance d'activité, en renforçant les relations fournisseurs et le pilotage contractuel.

Cela se traduit notamment par :

- la structuration d'une filière industrielle des réseaux électriques
- la professionnalisation d'une filière de *contract management*
- le renforcement des compétences techniques de pilotage et d'évaluation des prestataires.

En parallèle, des actions de formation sont lancées en lien avec nos partenaires pour favoriser l'émergence de compétences dans la durée (*i.e.* école des réseaux de la transition énergétique)



Démarche d'efficience

La démarche d'efficience et de maîtrise des coûts unitaires s'appuie notamment sur :

- L'optimisation des achats : achats plus intégrés, tranches conditionnelles, *etc.*
- Le pilotage resserré des coûts unitaires : analyse systématique coûts-bénéfices pour prioriser les décisions d'investissements patrimoniaux, renforcement des revues de projet pour challenger les coûts, objectivation des directions régionales sur les coûts unitaires, *etc.*
- Une optimisation des solutions techniques : enfouissement ciblé en lien avec les AODE, relations renforcées avec les gestionnaires de voirie pour éviter les surcoûts, *etc.*
- Un programme dédié à l'industrialisation de la rénovation programmée des lignes aériennes HTA

Questions

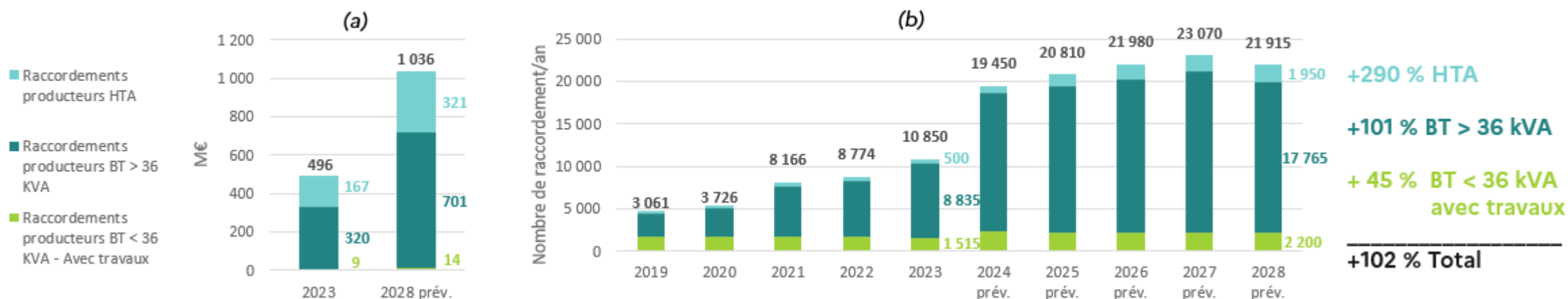
Avez-vous des questions sur les trajectoires d'investissements de Enedis ?

Démarche d'appréciation des trajectoires d'Enedis

Raccordements producteurs : effet volume

Enedis prévoit le doublement du nombre de raccordements annuel entre la moyenne TURPE 7 et le niveau 2023. L'opérateur indique que sa trajectoire s'inscrit dans un contexte favorisant le raccordement de producteurs (photovoltaïque en grande majorité) : la loi APER, les obligations de solarisation des toitures, des parkings, le décret tertiaire et la dynamique de l'autoconsommation.

Evolution des investissements (a) et des volumes (b) de raccordement producteur (avec travaux*) sur le réseau d'Enedis



*Environ 236 000 raccordements/an sont sans travaux (autoconsommation)

La CRE souhaite s'assurer de la cohérence de ces prévisions avec la vision des acteurs et considère que ces volumes de raccordement doivent être cohérents avec :

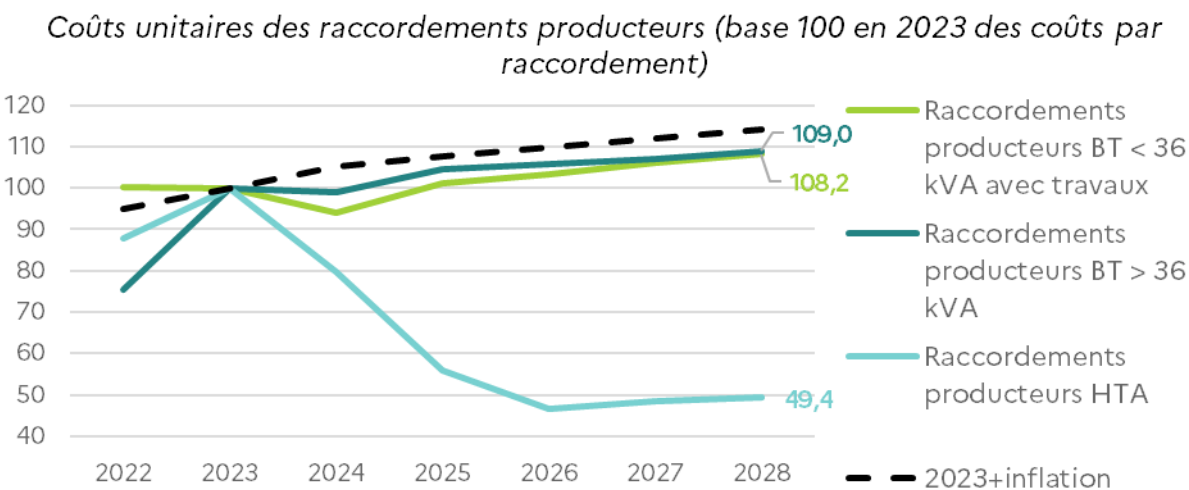
- la file d'attente des projets déjà en cours ;
- les objectifs de puissance installée de la PPE 2028 ;
- la dynamique actuelle et l'historique des puissances moyennes nouvellement raccordées.

Des échanges sont en cours avec Enedis pour préciser certaines de ces hypothèses, notamment sur les puissances moyennes.

Démarche d'appréciation des trajectoires d'Enedis

Raccordements producteurs : effet prix

Enedis calcule la trajectoire des dépenses de raccordement sur la base d'un coût unitaire prévisionnel, appliqué au nombre de raccordements. Pour le segment HTA, Enedis anticipe une baisse considérable des coûts unitaires de raccordement, expliquée par l'augmentation de la volumétrie des raccordements PV sur parkings dont le coût unitaire est inférieur à celui du raccordement des installations de production en milieu rural (ex. éolien).



Puissance des nouveaux raccordement (MW)	2023	Moyenne T7 (hypothèse Enedis)
PV BT < 36	0,004	0,004
PV BT > 36	0,146	0,143
PV HTA	2,987	
PV HTA hors parkings		2,938
PV HTA parkings		0,972

La CRE considère que ces coûts doivent tenir compte de l'évolution des prix, des évolutions des caractéristiques techniques et de la productivité attendue d'un opérateur efficace. L'augmentation prévue de la volumétrie de ces raccordements doit être anticipée et des actions de programmation et standardisation sont par exemple attendues.

Les coûts unitaires envisagés par Enedis semblent réalistes et cohérents avec les évolutions des raccordements à réaliser.

Questions

Quelle est votre appréciation des trajectoires d'investissements d'Enedis pour le raccordement des producteurs, notamment concernant la hausse des volumes et la baisse de la puissance moyenne ?

Démarche d'appréciation des trajectoires d'Enedis

Raccordements IRVE

Enedis prévoit une augmentation significative des investissements visant à accompagner le déploiement de la mobilité électrique. Les trajectoires s'appuient sur des hypothèses dont la CRE souhaite s'assurer de la cohérence avec les évolutions attendues du marché.

Hypothèses

5,3 M

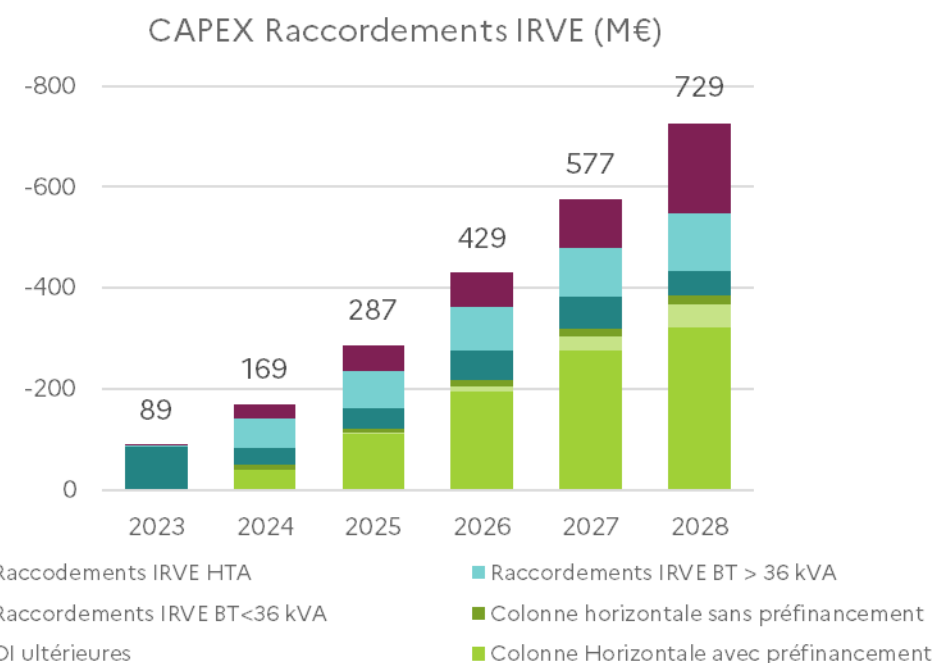
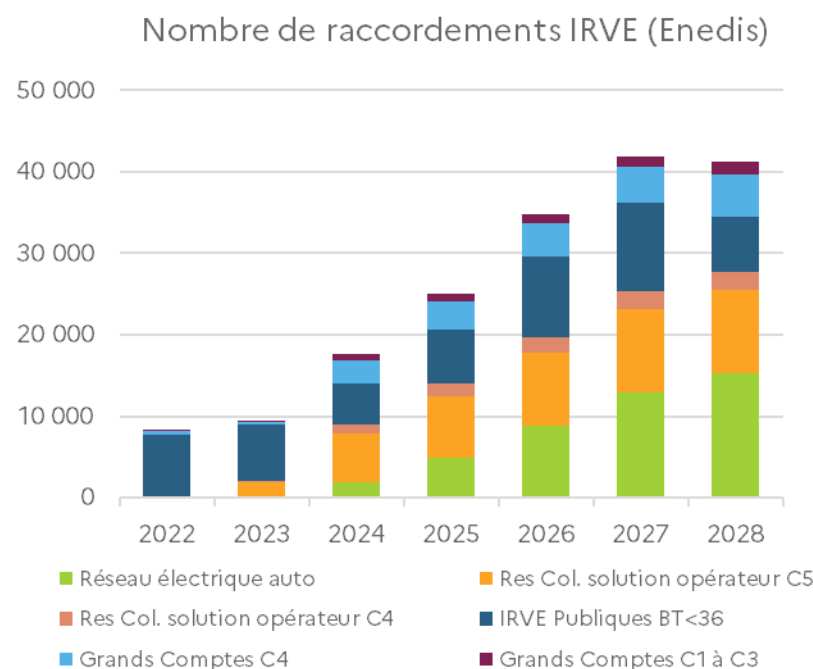
Nombre de VE et VHR en 2028

45 %

Des copropriétés prééquipées ayant choisi la solution préfinancée par le TURPE à 2028

x 7

Coûts unitaires des raccordements des IRVE en HTA entre 2023 et 2028



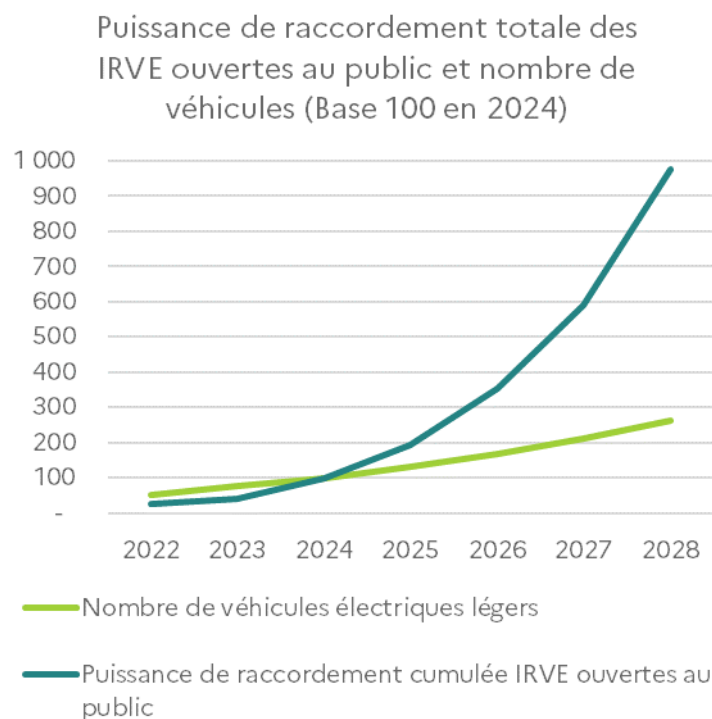
L'augmentation des dépenses sera principalement déterminée par le nombre de recours à la solution préfinancée par le TURPE « Réseaux électriques auto » (puisque leurs coûts avancés ou portés par le tarif sont 4 fois plus élevés que dans le cas des raccordements de solutions privées) et par le dimensionnement des IRVE raccordées en HTA, dont les coûts sont élevés.

Démarche d'appréciation des trajectoires d'Enedis

Raccordement IRVE en HTA

Le coût des raccordements des IRVE en HTA sont en très forte augmentation, tant par effet **volume** qu'à cause des **coûts** unitaires. Cette hausse des coûts unitaires s'explique selon Enedis par **l'augmentation des puissances de raccordement** et par des effets de seuils sur les travaux nécessaires.

Les raccordements IRVE en HTA ne sont pas segmentés par typologie ou usage, bien que l'essentiel soit porté par les bornes de recharge haute puissance ouvertes au public, pour la mobilité légère et la mobilité lourde. Les hypothèses d'Enedis se basent sur le scénario haut de son étude dédiée à la mobilité lourde*.



La CRE s'interroge sur la cohérence des trajectoires d'investissements pour le raccordement des IRVE en HTA : en effet, les trajectoires prévues par Enedis, basées sur les conventions grands comptes, **sont décorréliées des trajectoires d'électrification des véhicules**, avec une augmentation 4 fois plus rapide.

Au regard des puissances unitaires déduites par la CRE des projections d'Enedis, sur une journée de pointe de trafic, la durée d'utilisation moyenne des bornes de recharge ouvertes au public serait inférieure à 1h en 2028.

Hypothèses CRE :

- Puissance unitaire moyenne de 8 MW en 2028 par raccordement HTA.
- Energie consommée un jour de pointe en 2028 sur les IRVE ouvertes au public : 25 GWh
- 80 % des IRVE HTA ouvertes au public
- La mobilité lourde augmente la demande à la pointe de 10% (scénario haut Enedis)
- Le couplage du raccordement de l'IRVE augmente en moyenne la puissance disponible à la pointe de 20 % par rapport à la puissance de raccordement au réseau (optimum économique pour la collectivité)

Questions

**Comment considérez-vous les trajectoires d'investissements d'Enedis pour le raccordement des IRVE, notamment concernant le dimensionnement des IRVE en HTA et la proportion de solutions préfinancées par le TURPE en résidentiel collectif ?
Quelles hypothèses vous sembleraient réalistes ?**

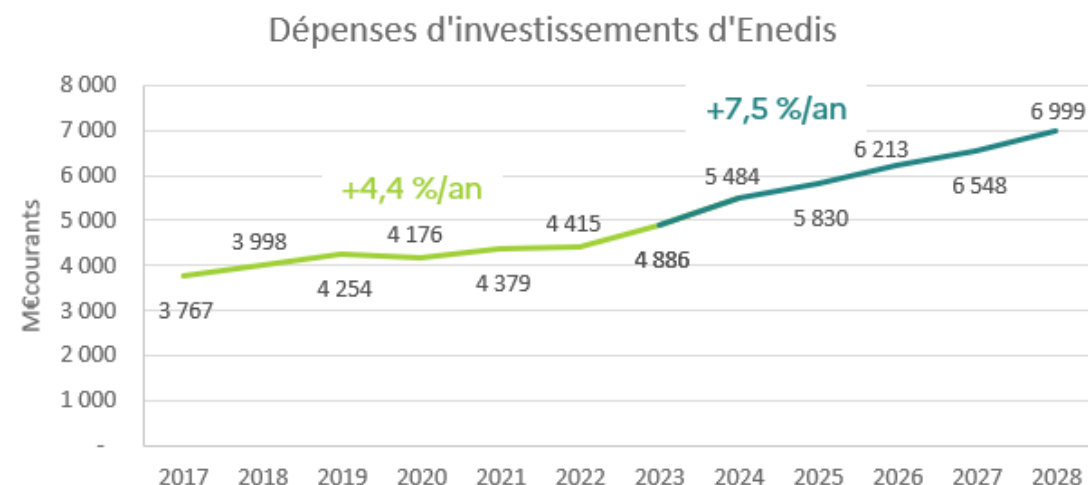
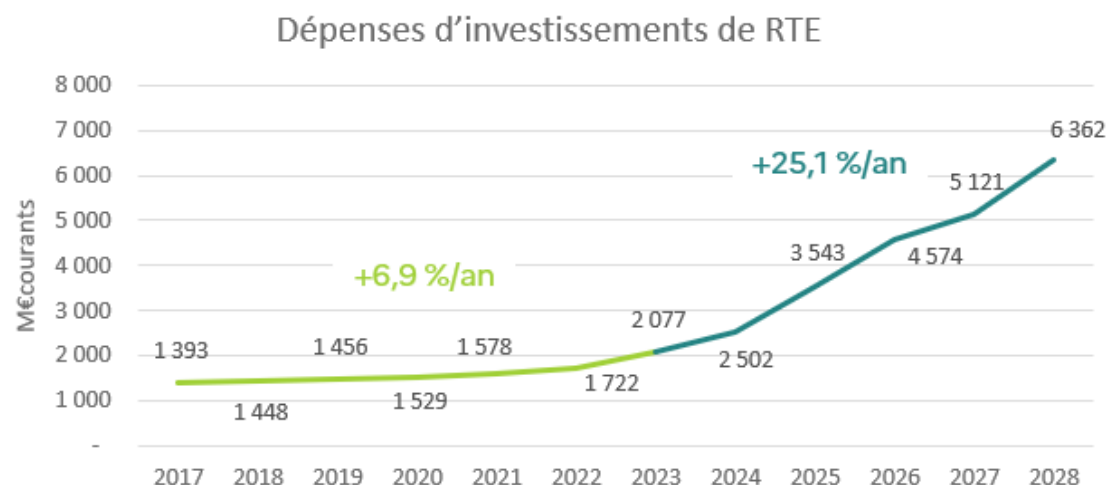
03

Cadre de régulation des investissements

Présentation générale du cadre de régulation des investissements TURPE 6

L'importance d'un cadre de régulation incitant les opérateurs à une maîtrise accrue de leurs coûts

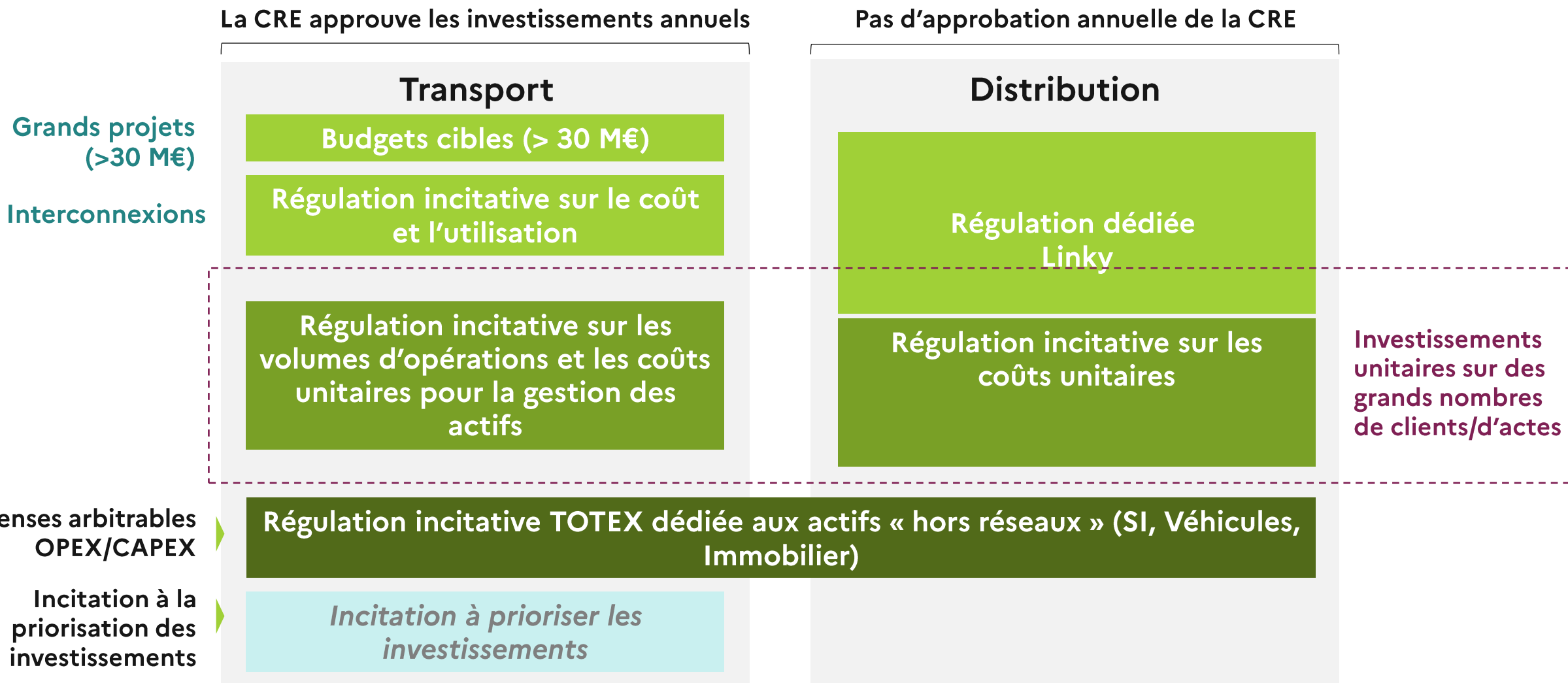
Les trajectoires présentées par les gestionnaires de réseau présentent une hausse marquée, expliquée par les orientations de politique énergétique (accélération des renouvelables, réindustrialisation, développement du véhicule électrique, etc.), le vieillissement des infrastructures de réseau ou encore les adaptations des réseaux face au changement climatique.



Un cadre de régulation incitant les gestionnaires de réseau à mener à bien les investissements utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts est ainsi nécessaire. Ainsi, le TURPE 6 avait par ailleurs introduit de nouveaux mécanismes de régulation incitant à la maîtrise des coûts des gestionnaires de réseau.

La CRE propose donc de dresser le bilan des mécanismes de régulation incitative en vigueur sous TURPE 6, et de présenter des premières orientations sur les évolutions possibles de ce cadre.

Le cadre TURPE 6 prévoit plusieurs mécanismes d'incitations à la maîtrise des coûts d'investissement



Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement

Mécanisme régulation incitative coûts unitaires sous TURPE 6

Le cadre de régulation TURPE 6 prévoit deux régulations incitatives relatives aux coûts unitaires distinctes pour RTE et Enedis :

- Enedis : un mécanisme de régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements (branchement, canalisation, postes préfabriqués...). Le TURPE 6 fixe des **cibles de coûts unitaires** pour ces opérations et Enedis est incité à 20% de l'écart entre les coûts réalisés et ces cibles prévisionnelles.
- RTE : un mécanisme de régulation incitative sur les coûts unitaires de maintenance et de gestion des actifs. Le TURPE 6 fixe notamment des **cibles de coût unitaire et volume d'opérations**. RTE est incité à réaliser l'ensemble des volumes prévus dans la trajectoire aux cibles de coûts fixés. Les écarts sont 100% à la charge de l'opérateur.

Les premières orientations pour TURPE 7, détaillées dans les planches suivantes, visent à harmoniser les périmètres de ces régulations, dans un contexte de hausse importante des dépenses d'investissements :

- Enedis : élargir le périmètre de la régulation incitative et modifier l'indexation des coûts de référence ;
- RTE : élargir le périmètre à un plus grand nombre de politiques de maintenance ainsi qu'aux coûts unitaires d'investissements pour les opérations récurrentes de renouvellement du réseau. La CRE apprécie par ailleurs les propositions formulées par RTE dans son dossier tarifaire afin de faire évoluer ce mécanisme.

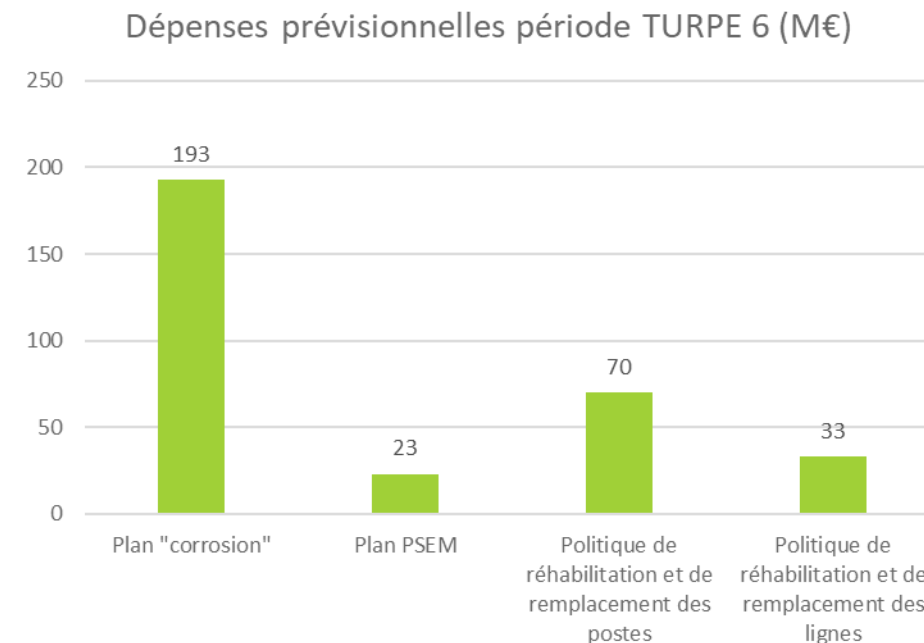
Rappel et bilan du mécanisme appliqué à RTE sous TURPE 6

Face aux besoins accrus de maintenance sur le réseau, la CRE avait alloué une hausse significative de l'enveloppe de charges d'exploitation. En contrepartie, la CRE avait décidé la mise en œuvre d'une régulation incitative visant à ce que **RTE réalise les opérations prévues dans les coûts et les volumes prévisionnels**.

Cette incitation avait été ciblée sur quatre grandes politiques, en raison du manque de données historiques pour couvrir un périmètre plus large. Au sein de chaque politique, la régulation incitative laisse la possibilité à RTE de réaliser des arbitrages entre les différentes opérations.

Le bilan à date du mécanisme est positif :

- RTE a réalisé **les volumes prévus pour l'ensemble des politiques**, hormis la politique de réhabilitation des lignes électriques. RTE indique notamment avoir rencontré des difficultés à contractualiser avec de nouveaux prestataires pour la peinture de pylônes. Les montants non alloués seront restitués aux utilisateurs du réseau ;
- RTE a mis en œuvre **plusieurs innovations afin de faire baisser les coûts unitaires de certaines opérations**. RTE a par exemple développé une technique spécifique de colmatage des caissons PSEM ayant permis de diviser le coût unitaire d'au moins un facteur 10.



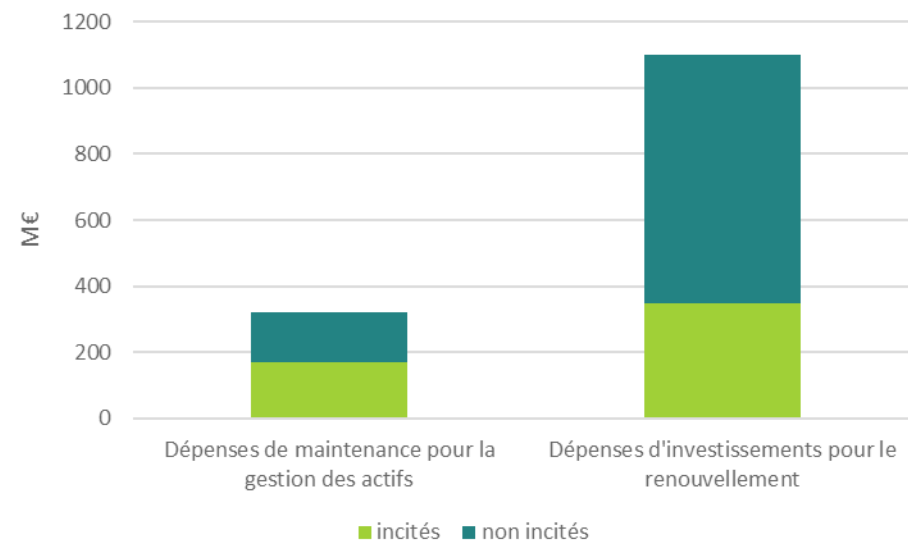
Propositions d'évolution du mécanisme pour TURPE 7

Dans un contexte de croissance des dépenses de maintenance du réseau (maintenance ou renouvellement) **la CRE estime nécessaire d'élargir le périmètre de l'incitation aux dépenses d'investissements** afin de veiller à l'efficacité des dépenses engagées.

Le mécanisme envisagé par la CRE comporte ainsi deux composantes :

- Une **incitation sur les coûts unitaires d'investissements** (350 M€/an en moyenne), en ciblant les politiques récurrentes et homogènes (renouvellement de lignes ou de certains matériels dans les postes électriques). RTE a indiqué qu'une telle incitation ne pourrait pas être immédiatement mise en place pour certaines opérations en raison d'un manque de précision dans le suivi des travaux réalisés. Dans ce cas, la CRE propose de prescrire **la réalisation d'un suivi des coûts unitaires en vue de l'introduction d'une incitation à mi-période (2027)**.
- Un **élargissement de l'incitation sur les coûts unitaires de maintenance** (170M€/an en moyenne contre 80 M€/an à TURPE 6), en contrepartie d'une baisse de la force de l'incitation (harmonisation à 20% d'incitation pour les dépenses de maintenance et d'investissements).

Ces évolutions représenteraient un **périmètre incité de plus de 500 M€/an** (maintenance et investissements) correspondant à une part notable des dépenses de gestion des actifs de RTE.



Rappel et bilan du mécanisme appliqué à Enedis sous TURPE 6

La CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements d'Enedis, visant à inciter le GRD à maîtriser les coûts de ses investissements sans remettre en question le volume.

Ce mécanisme couvre 57 % des investissements réseau d'Enedis en 2023.

Détermination des coûts unitaires de référence :

Les coûts unitaires cibles de chaque année de la période tarifaire TURPE 6 ont été déterminés à partir de l'historique réalisé 2016-2019.

Chaque année, les coûts de référence sont actualisés sur la base d'un panier d'indices de référence.

Calcul de l'incitation :

Le mécanisme s'appuie sur la comparaison entre les coûts unitaires réels et des coûts unitaires de référence pour chaque catégorie d'ouvrage.

L'objectif est d'inciter Enedis sur les coûts, mais pas sur les volumes d'affaires :

Enedis perçoit une incitation financière équivalente à 20 % de la différence observée dans la limite d'un plafond à +/- 30 M€/an

Pour tenir compte du fait que des dépenses, comme les réfections de voirie dont les factures envoyées par les collectivités territoriales, surviennent après la Mise En Service des ouvrages et font ainsi évoluer les coûts unitaires, l'incitation finale est calculée 2 ans après la mise en service.

24 catégories définies par leurs caractéristiques techniques

Types d'ouvrages		Nombre de zones*	Méthode
Canalisation	HTA Souterrain	4	Part fixe + Part variable (€/m)
	BT Souterrain	4	
	BT Aérien	4	
Branchement	Consommateurs ≤ 36 kVA sans extension	4	Part fixe
	Producteur < 36 kVA avec travaux	4	Part fixe
Poste HTA/BT	Postes préfabriqués	4	Part fixe
Total		24	

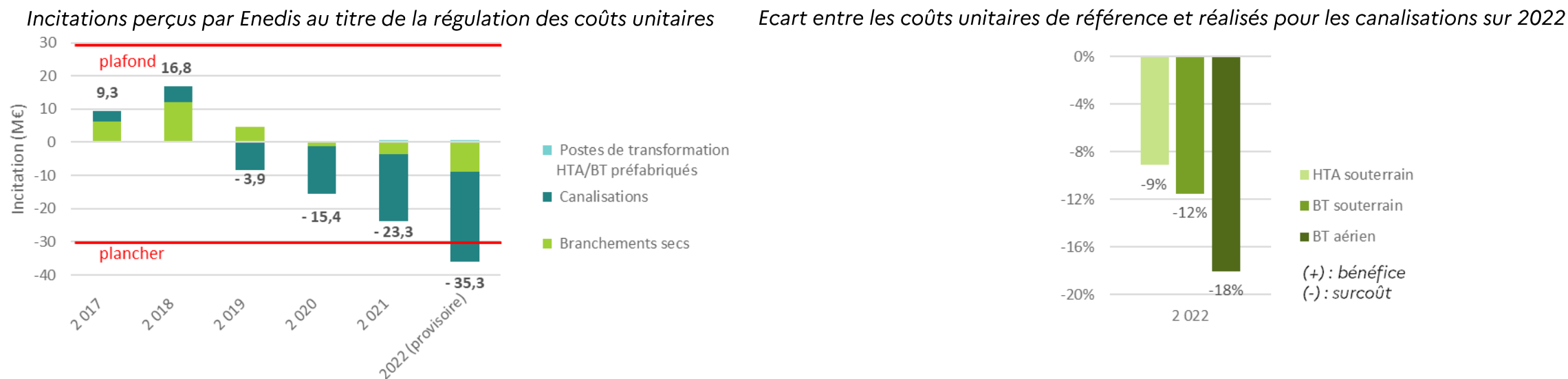


*classification en quatre zones de densité de population : communes rurales, petites agglomérations, grandes agglomérations et grandes villes

Rappel et bilan du mécanisme appliqué à Enedis sous TURPE 6

Une dérive des coûts unitaires s'est progressivement accentuée depuis 2019, notamment sur les canalisations jusqu'à l'atteinte du plancher pour les mises en services 2022, aboutissant à une pénalité provisoire atteignant le plancher de 30 M€.

Sur la période TURPE 6, soit les années 2021-2022, les coûts d'Enedis ont dépassé de 9 % les coûts de référence (indexés à un panier d'indice) ; Enedis a payé en conséquence un malus de de 53,3 M€.



Enedis explique cette dégradation notamment par les exigences croissantes des parties prenantes qui renchérissent le coût des ouvrages avec notamment des demandes de « sur-largeurs » des gestionnaires de voiries et des exigences croissantes sur la qualité des remblais.

La CRE considère qu'Enedis dispose néanmoins de moyens (la standardisation ou encore la négociation avec les parties prenantes) et doit continuer de les mettre en œuvre pour éviter partiellement les surcoûts de ces ouvrages pour les utilisateurs du réseau.

Orientations envisagées pour Enedis pour TURPE 7

La CRE dresse un retour d'expérience positif sur la mise en place d'une régulation sur les coûts unitaires des travaux de réseaux : le dispositif est intégré aux indicateurs de performance des unités d'Enedis et l'incite à maîtriser ses coûts. A ce titre, **la CRE envisage le maintien de ce mécanisme**. Néanmoins, la CRE envisage de le faire évoluer à la marge en étendant le périmètre incité et en simplifiant le mécanisme d'actualisation des coûts unitaires de référence.

Extension du périmètre incité

Ce mécanisme, **couvre en 2023 environ 57 % des investissements d'Enedis** dans les réseaux, soit 2,4 Md€ sur un total de 4,2 Md€ d'investissements.

L'activité d'Enedis a évolué et certains ouvrages représentent une part plus importante des dépenses totales d'investissement. Dans un contexte de forte croissance des investissements et au vu des enjeux de maîtrise de leur coût, il apparaît pertinent de les intégrer dans le périmètre incité.

Ce périmètre avait déjà évolué pour TURPE 6 avec l'ajout des postes préfabriqués.

La CRE envisage d'incorporer pour TURPE 7 :

 **les postes sources ;**

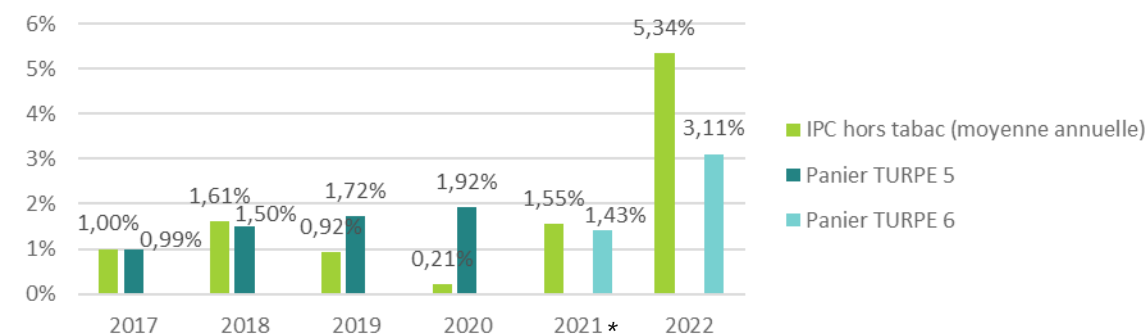
 **les ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes).**

Indexation annuelle des coûts unitaires à l'IPC

Plutôt que l'utilisation d'un panier d'indice, la CRE envisage de fixer l'indexation des coûts unitaires sur **l'IPC hors tabac** à des fins de simplification, de lisibilité et de meilleure disponibilité des données.

Cet ajustement s'alignerait au traitement de l'actualisation des coûts des prestations annexes, du barème de raccordement et des coûts unitaires d'investissement en gaz.

Inflation annuelle via l'IPC hors tabac contre via le panier d'indice CRE



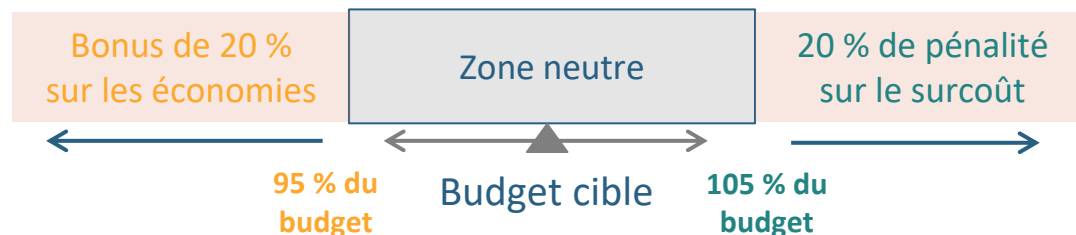
Questions

Quelle est votre appréciation des propositions de la CRE concernant les incitations sur les coûts unitaires d'investissements ?

Cadre de régulation des investissements « réseau » de RTE

Grands projets d'investissements

La régulation incitative actuelle prévoit la **fixation d'un budget cible avant le lancement des travaux pour les projets de plus de 30 M€** après audit des coûts proposés par RTE. La possibilité de fixer un tel budget cible existe pour les projets entre 5 et 30 M€. RTE reçoit une pénalité/bonus égal à 20 % de l'écart à la bande de neutralité si le coût à terminaison du projet s'écarte de plus de 5 % du budget cible.



10 projets soumis à ce mécanisme ont été mis en service sur la période 2021-2023. Parmi ces projets, 5 se sont inscrits dans la bande de neutralité, 2 ont fait l'objet d'une pénalité et 3 ont fait l'objet d'un bonus. Globalement, le retour d'expérience montre que **RTE a été plutôt performant pour maîtriser les coûts de ses projets**. La CRE note de bonnes performances pour les projets de raccordements des parcs éoliens en mer avec des baisses de coûts à terminaison.

La CRE envisage donc de maintenir ce mécanisme pour la période TURPE 7, en réévaluant le seuil à 50 M€ pour tenir compte de l'accroissement envisagé des investissements. En contrepartie, la CRE estime que l'assiette envisagée doit rester la plus large possible, et inclure l'ensemble des projets développés par RTE quel qu'en soit la nature (raccordements, projets numériques, immobilier...).

Incitation à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements

Le TURPE 6 prévoit une enveloppe pluriannuelle d'investissements sur quatre ans visant à inciter à **la priorisation et à la maîtrise des dépenses d'investissements**. Le mécanisme est asymétrique et prévoit uniquement une pénalité en cas de dépassement de l'enveloppe pluriannuelle. Cette enveloppe couvre les dépenses d'investissements réseau nettes de subventions (à l'exclusion des raccordements des parcs éoliens en mer et des interconnexions à courant continu, dont le calendrier a été jugé trop peu maîtrisable par RTE). Cette enveloppe a été fixé à 3 967 M€*courants*.

L'enveloppe étant quadriennale, le bilan financier de ce mécanisme se fera courant 2025, lorsque les dépenses d'investissements définitives de RTE pour l'année 2024 seront connues. Les dépenses réalisées par RTE étaient inférieures au prévisionnel pour les années 2021-2023.

La CRE considère que ce dispositif n'est **plus adapté au besoin croissant de développement et de renouvellement du réseau** de transport pour permettre la décarbonation et l'accélération de la transition énergétique. En effet, les évolutions rapides du secteur électrique peuvent occasionner des investissements importants. Par exemple, les dépenses relatives aux zones de décarbonation n'étaient pas anticipées lors de l'élaboration de TURPE 6.

La CRE envisage donc de ne pas reconduire d'enveloppe quadriennale d'investissements pour la période TURPE 7. La mise en place d'une régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs permettra notamment de s'assurer de l'efficacité de l'opérateur dans la mise en œuvre du programme d'investissements approuvé par la CRE.

Incitation à réaliser les projets prioritaires de développement du réseau

RTE est en cours de réalisation des études visant à établir son futur schéma de développement du réseau (SDDR 2024). Ce document fera l'objet d'un avis de la CRE après consultation des acteurs de marchés. Ces études permettront d'identifier différents axes pour lesquelles les changements dans la répartition de la consommation et la production entraîneront des besoins de nouvelles infrastructures. La réalisation de ces projets structurants de développement du réseau constituera un enjeu essentiel pour la limitation des coûts pour la gestion des congestions sur le réseau et pourront être un prérequis pour l'accueil de nouveaux moyens de production ou de nouveaux consommateurs.

La CRE envisage donc d'introduire **un nouveau dispositif incitatif visant à la réalisation de certains projets prioritaires de développement du réseau dans les délais**. Ce mécanisme pourrait prendre la forme d'une liste de projets et de jalons associés, avec attribution de primes ou de pénalités en fonction de l'atteinte de ces jalons.

Pour le moment, la CRE dispose uniquement des analyses réalisées dans le cadre du dernier schéma décennal de développement du réseau publié en 2019. Ces analyses avaient conclu à une relative robustesse des besoins de renforcement du réseau. **La CRE propose donc d'introduire un tel mécanisme dans la délibération TURPE 7 mais de définir précisément la liste des projets début 2025**, une fois que les études sur le prochain SDDR auront été finalisées.

Incitation spécifique aux projets d'interconnexions (1/2)

Le TURPE 6 prévoit un cadre spécifique pour les projets d'interconnexion composé de 3 primes/pénalités fixées pour chaque nouveau projet d'interconnexion, applicables 10 ans après la mise en service:

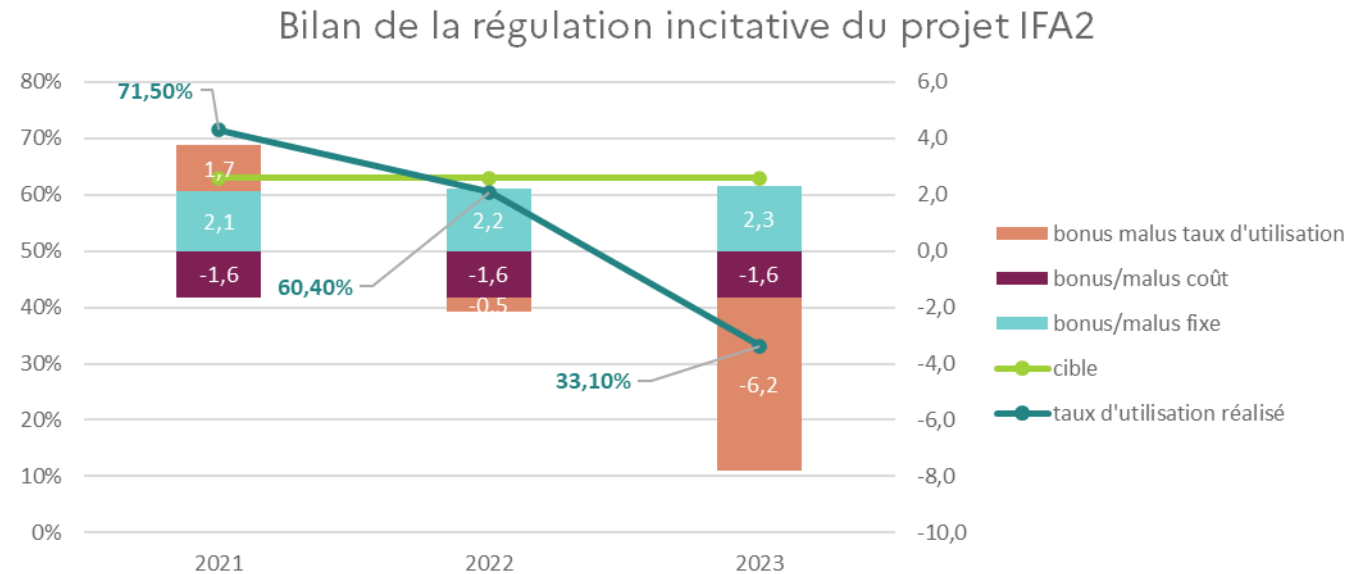
- une prime fixe ;
- une prime/pénalité relative au coût du projet ;
- une prime/pénalité relative au taux d'utilisation de l'interconnexion.

La CRE envisage de modifier le cadre de régulation au regard de son retour d'expérience sur les récents projets d'interconnexion (Celtic et Golfe de Gascogne) et des nouveaux enjeux liés au développement des interconnexions.

La CRE envisage de **supprimer la prime fixe** car l'objectif de cette prime fixe était d'inciter RTE à mettre en service les projets dans les meilleurs délais. Celle-ci s'avère donc redondante avec l'incitation précédente sur la réalisation des projets prioritaires.

La CRE envisage de **modifier la prime/pénalité relative au coût du projet pour la rapprocher de ce qui est fait sur les autres grands projets d'investissement** (cf. planche 38). La bande de neutralité serait resserrée à +/- 5% autour du budget cible, qui serait fixé plus tard dans le cycle du projet qu'actuellement et pourrait faire l'objet d'un audit externe.

Incitation spécifique aux projets d'interconnexions (2/2)



Pour l'interconnexion avec l'Angleterre IFA 2, la cible de taux d'utilisation a été fixée à 63% en 2017. L'application de cette régulation incitative a conduit à un bonus important en 2021 (1,7 M€) en raison d'écarts de prix importants à la frontière, entraînant une plus forte utilisation de l'interconnexion. À l'inverse, un malus important a été appliqué en 2023 (- 6,2 M€), en raison d'une plus grande convergence des prix et d'une avarie survenue en novembre 2023 aboutissant à un faible taux d'utilisation (33,10 %).

Le taux d'utilisation de l'interconnexion est largement influencé par les prix de marché. La CRE envisage de remplacer cette incitation par **une incitation relative au taux de disponibilité des interconnexions reflétant davantage la performance de RTE**. Cette incitation serait appliquée à toutes les interconnexions en service, en remplacement de l'incitation taux d'utilisation le cas échéant (IFA2, Savoie-Piémont).

Questions

Quelle est votre appréciation des évolutions envisagées par la CRE concernant les régulations spécifiques aux investissements de RTE ?

Cadre de régulation des investissements « hors-réseau »

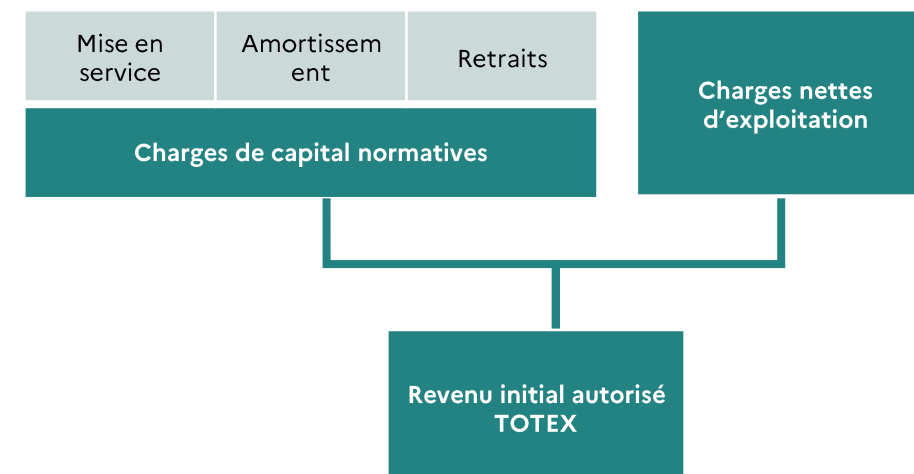
Régulation incitative des investissements hors réseau

La délibération TURPE 5 a introduit le mécanisme de régulation actuel incitant RTE et Enedis à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Ces projets « hors réseaux » étant susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre dépenses d'investissements et dépenses d'exploitation, le mécanisme retenu incite RTE à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

RTE et Enedis sont ainsi incités à 100 % sur leur trajectoire de charges de capital. Les gains ou les pertes réalisés sont ainsi conservés à 100 % par l'opérateur. La trajectoire est calculée à partir des valeurs normatives de certains paramètres (délai de mise en service, durée d'amortissement..) et des trajectoires prévisionnelles notamment d'investissements.

Les TURPE 5 et TURPE 6 prévoient un partage des gains et une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs : **en fin de période, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR de façon à couvrir les charges restantes de ces projets au réel.** Les gains et/ou surcoûts sont donc à la charge des GR sur la première période tarifaire et de l'utilisateur sur les périodes tarifaires suivantes).



Régulation incitative des investissements hors réseau

Sur la période 2021-2023, les dépenses d'investissement hors réseau de RTE ont globalement suivi sa trajectoire prévisionnelle TURPE 6 (719 M€) qu'il a dépassé de 2,4 % (+17,1 M€).

- **Système d'information :**

Ces dépenses sont en légère hausse de 16 M€ (+3,1%) par rapport au prévisionnel. RTE procédé à des arbitrages en priorisant certains domaines (par exemple +40 M€ pour le développement de plateformes liées aux échanges transfrontaliers ou aux marchés de l'équilibrage) par rapport à d'autres projets initialement prévus en début de période.

- **Immobilier :**

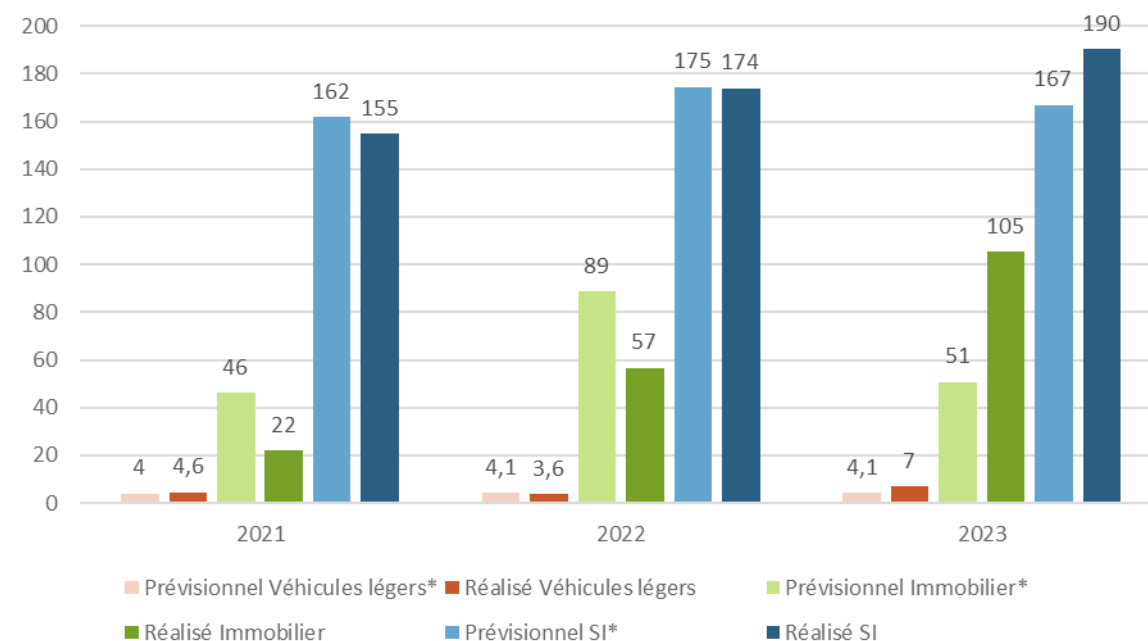
RTE a dépensé 2 M€ de moins que la trajectoire (-0,9%) du fait d'un **retard à l'exécution du programme de réhabilitation des sites régionaux de Groupement Maintenance Réseau** malgré une revue à la hausse de son coût. Les études complémentaires ont entraîné des évolutions de consistances et le Covid a limité la disponibilité des acteurs.

- **Véhicules :**

Ces dépenses s'élèvent à 15,2 M€ et sont en hausse de 3,0 M€ expliqué par un renouvellement plus rapide du parc.

Ce mécanisme a permis d'inciter RTE à la maîtrise et la priorisation de ses investissements hors réseau. La CRE envisage donc son maintien.

Dépenses d'investissement RTE Hors Réseau (M€)

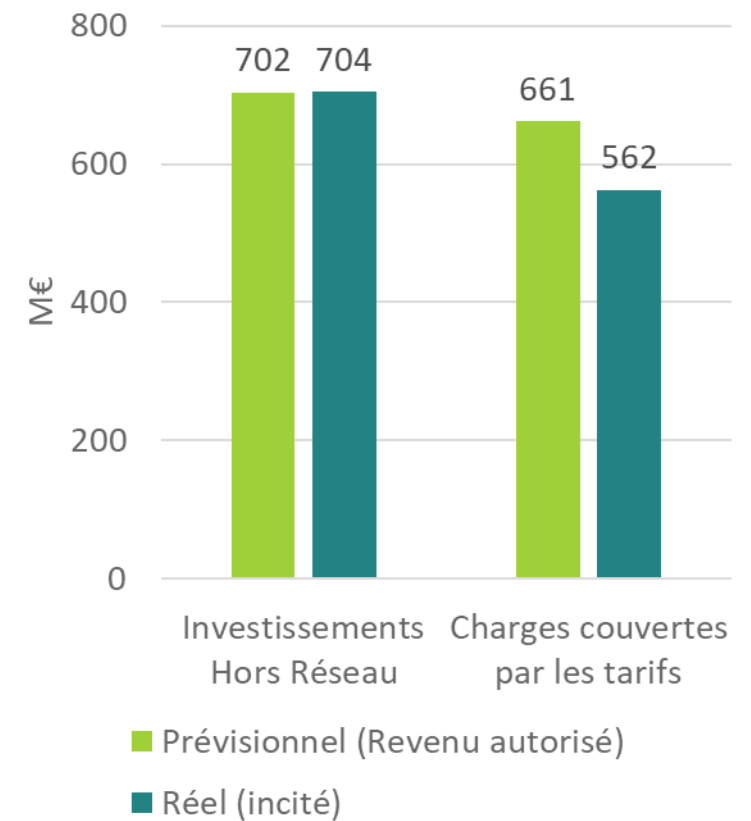


Orientations envisagées pour la période TURPE 7

La CRE envisage de reconduire les grands principes de ce mécanisme en raison de son **efficacité en termes de maîtrise des coûts** : ce mécanisme a permis de limiter les dépenses d'investissements de RTE au cours de la période TURPE 6, tout en laissant la possibilité à RTE d'arbitrer entre de nouveaux projets ou des dépenses d'exploitation.

Le bilan de TURPE 6 concernant les charges de capital pour les systèmes d'information montre néanmoins que RTE a profité d'un effet d'aubaine. La trajectoire de dépenses de RTE est globalement en ligne avec la trajectoire prévisionnelle fixée dans la délibération mais les projets développés par RTE ont globalement pris du retard par rapport à la trajectoire. Les charges de capital couvertes par le tarif se sont donc révélées supérieures aux charges réelles de RTE, sans que cet effet ne résulte d'une efficacité en termes de réduction des dépenses engagées.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE estime donc nécessaire de **d'inciter RTE à mettre en service ses projets dans les délais prévus**, en ajustant les charges couvertes à la hausse ou à la baisse en fonction en cas de mise en service plus rapide ou de retard des projets.



Régulation incitative des investissements hors réseau

Sur la période 2021-2023, **Enedis a dépensé plus que la trajectoire prévisionnelle (+189 M€), notamment sur les investissements en système d'information.**

- **Système d'information :**

Ces dépenses sont en surcoût de 149 M€ par rapport au prévisionnel, Enedis explique cela par :

- de nouveaux besoins non identifiés, ainsi que des évolutions de trajectoires sur certains projets clés ;
- des hausses sur les matériels, licences et prestations.

- **Immobilier :**

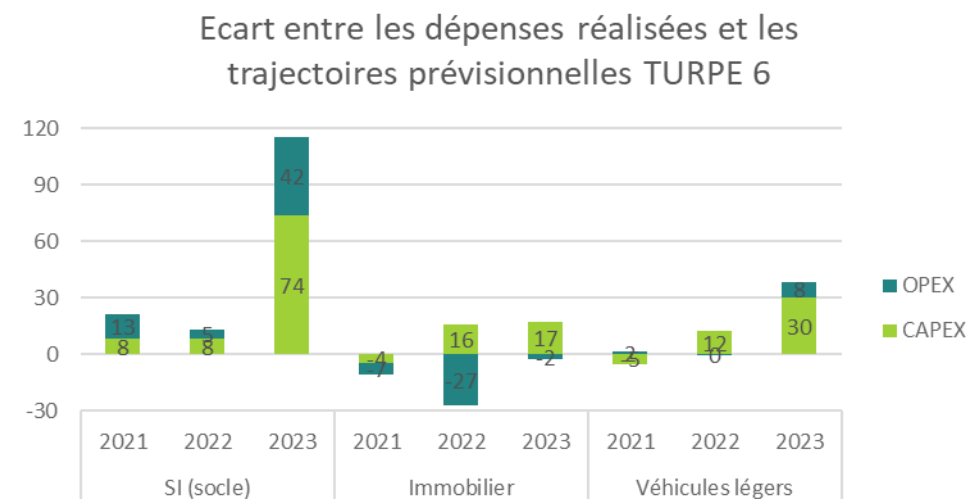
Une économie de -8 M€ est constatée avec une baisse de -36 M€ sur les OPEX et un surcoût de 29 M€ sur les investissements.

L'écart sur les charges d'exploitation s'explique majoritairement par l'écart entre l'évolution des loyers prévisionnels et le réalisé. Le surcoût des investissements est lié principalement à l'entretien du parc et l'aménagement pour les bornes IRVE.

- **Véhicules :**

Ces dépenses sont en surcoût de +47 M€ avec 10 M€ sur les OPEX et 37 M€ sur les investissements expliqués en majorité par un effet volume sur l'achat de véhicules électriques et l'achat des batteries au lieu de location auparavant.

Ce mécanisme a permis d'inciter Enedis à la maîtrise de ces investissements hors réseau, la CRE envisage donc son maintien. De plus, ces dépenses sont en continuelle augmentation et s'élèvent à 2,8 Md€ sur 2025-2028 soit 707 M€/an en moyenne. L'analyse des trajectoires de mise en service est en cours afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.



Orientations envisagées pour la période TURPE 7

- Méthodologie de calcul**

Contrairement au cadre appliqué à RTE, la méthodologie de construction de la trajectoire prévisionnelle TOTEX considère un délai de mise en service nul pour ces investissements (soit une mise en service la même année que la réalisation des investissements). En fin de période tarifaire, la CRE mène une analyse des trajectoires de mise en service afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets

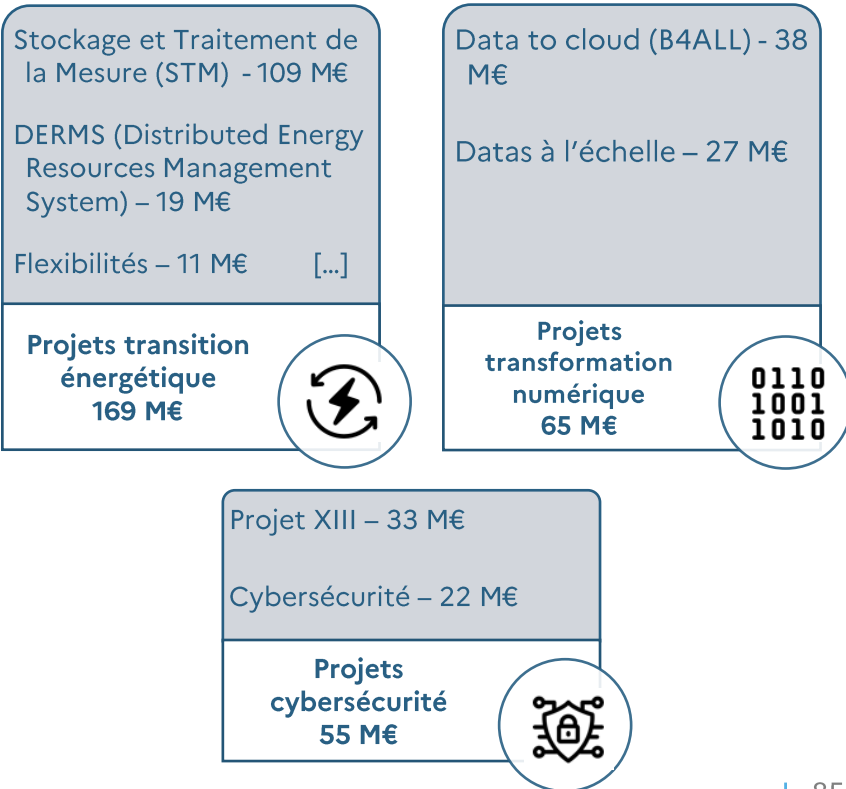
Il n'y a donc pas d'effet de retard observé sur la mise en service des investissements et **la CRE n'envisage pas d'évolution de la méthodologie de calcul pour Enedis.**

- Périmètre du mécanisme**

Pour le TURPE 6, certains projets qui présentaient un enjeu de cybersécurité ou liés à la chaîne communicante Linky par exemple ont été exclu du mécanisme. Un surcoût important de 46 % par rapport à la trajectoire initiale (contre +14 % pour les projets incités) a été constaté sur ces projets.

Pour la période suivante, la CRE n'envisage d'exclure que les projets liés à la cybersécurité de la régulation incitative afin de maintenir une incitation à la maîtrise des coûts du maximum de projet.

Le contexte de déploiement massif étant terminé et Enedis disposant d'objectifs précis en ce qui concerne les services Linky, les dépenses de ces projets sont **prévisibles et maîtrisables.**



Questions

Quelle est votre appréciation des évolutions envisagées par la CRE concernant les régulations des investissements hors-réseau ?

Conclusion

Merci pour votre attention

A l'issue de cet atelier, nous vous invitons à :

- nous transmettre vos contributions sur les questions de l'atelier, d'ici le 30 septembre ;
- nous faire un retour sur l'intérêt pour vous de ce type d'atelier ;
- nous adresser des éléments d'analyse ou des questions complémentaires ;
- nous solliciter pour un échange bilatéral,

à l'adresse turpe@cre.fr

Liste des questions

- Avez-vous des questions sur les trajectoires d'investissements de RTE ?
- Quelle est votre appréciation des trajectoires d'investissements de RTE ?
- Avez-vous des questions sur les trajectoires d'investissements de Enedis ?
- Quelle est votre appréciation des trajectoires d'investissements d'Enedis pour le raccordement des producteurs, notamment concernant la hausse des volumes et la baisse de la puissance moyenne ?
- Comment considérez-vous les trajectoires d'investissements d'Enedis pour le raccordement des IRVE, notamment concernant le dimensionnement des IRVE en HTA et la proportion de solutions préfinancées par le TURPE en résidentiel collectif ? Quelles hypothèses vous sembleraient réalistes ?
- Quelle est votre appréciation des propositions de la CRE concernant les incitations sur les coûts unitaires d'investissements ?
- Quelle est votre appréciation des évolutions envisagées par la CRE concernant les régulations spécifiques aux investissements de RTE ?
- Quelle est votre appréciation des évolutions envisagées par la CRE concernant les régulations des investissements hors-réseau ?

Annexes
