



Le réseau
de transport
d'électricité

GT CURTE producteurs

4 JUIN 2026

Copyright RTE – 2025. Ce document est la propriété de RTE.
Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf
autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

CAPARESEAU

APPEL A PARTICIPATION ATELIER VISUALISATION DE LA DONNEE

RAPPEL : la visualisation concerne le jeu de donnée concertée sur fin 2025-début 2026 (cf slides du GT de janvier 2026)

- Atelier organisé le **11 juin 2026 de 10h à 12h** sur la **visualisation des données concertées** dans la future application Caparéseau.
- L'atelier est composé de **6 personnes**.
Merci d'avoir répondu à l'appel à participation, les invitations ont été envoyées aux 6 première personnes ayant répondu.
- Rappel de l'objectif de l'atelier : maquettage précis du besoin de la visualisation des données pour un début **des développements en août 2026**.
- Des ateliers de tests seront organisés à partir du mois d'août : les dates seront communiquées au GT producteurs du mois de juillet.



Evolution de la méthode de détection des besoins d'évolution du RPT pour le raccordement des EnR

Méthode de détection des besoins d'évolution du Réseau public de transport : vers une justification économique plus fine des besoins

Le paragraphe 2.2.2 de l'article 2.6 de la DTR « Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR » décrit la méthode de détection des besoins d'évolution du RPT à intégrer au S3REnR.

RTE souhaite améliorer la détection des besoins, tout en conservant certains fondamentaux.

Ce qui ne change pas:

- Le principe de **dimensionnement optimal du réseau** (cf. slides suivantes)
- **L'utilisation de solutions flexibles** (DLR, automates) lorsque cela permet d'éviter des infrastructures
- Lorsqu'un investissement est nécessaire, **son dimensionnement vise à ne plus avoir de contrainte inadmissible après investissement, à 100% de la puissance raccordée**. Des contraintes résiduelles gérables par des solutions flexibles peuvent subsister dans certains cas, notamment si les investissements complémentaires nécessaires pour éliminer toute contrainte résiduelle n'étaient pas justifiés économiquement

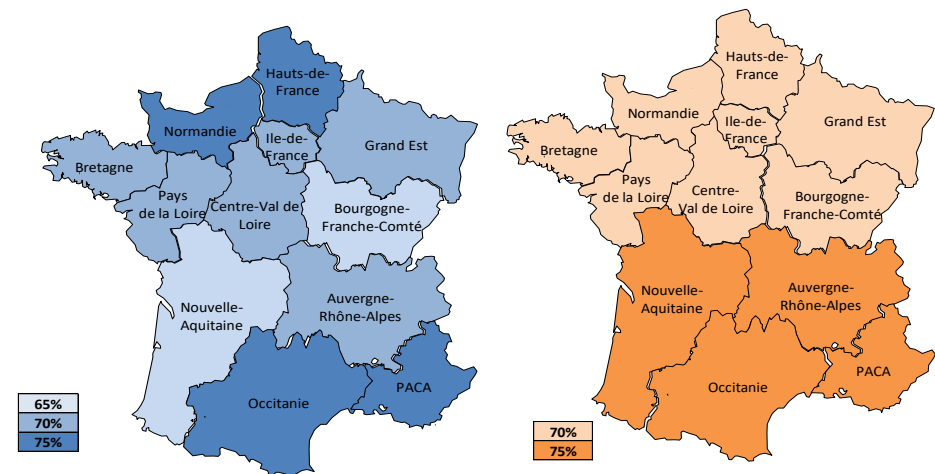
Ce qui change:

- **L'évaluation du volume d'énergie non évacuée (ENE)** utilisée pour déterminer la pertinence économique des investissements
- **Une valorisation réalisée pour chaque investissement proposé au schéma**, se basant sur la comparaison du coût de l'investissement et de l'ENE qu'il permet d'éviter, **en remplacement des taux d'abattement** (cf. slides suivantes)

Le dimensionnement optimal dans les S3REnR

RAPPEL DES PRINCIPES

- Afin de tenir compte de l'intermittence des énergies renouvelables et éviter des surinvestissements sur le réseau, l'élaboration des S3REnR s'appuie sur un principe de **dimensionnement optimal**.
- Il s'agit d'un **optimum technico-économique** entre des travaux sur le réseau électrique et une limitation ponctuelle du productible, traduite en énergie non évacuée (ENE), qui pourrait arriver en cas d'absence de travaux.
- Le dimensionnement optimal implique donc qu'à la cible du schéma, une fois les travaux réalisés, **il reste des situations de fort productible nécessitant de recourir à des limitations ponctuelles**.
- Jusqu'à présent, la mise en œuvre du dimensionnement optimal pour l'élaboration des S3REnR se faisait par l'intermédiaire de **taux de démarrage** de la production EnR. Ces coefficients, appliqués à la production renouvelable en distinguant les filières, **traduisent l'optimum technico-économique** visé pour les investissements.



Taux de démarrage éolien (en bleu) et photovoltaïque (en orange)

Evolution de la méthode dans les futurs schémas

L'utilisation des taux de démarrage pour le dimensionnement optimal présente quelques limites

- Par construction, les taux de démarrage reposent sur une forte simplification, avec en particulier une vision moyennée du type de contraintes et de la structure du réseau.
- Ils ne permettent pas de rendre compte précisément du foisonnement de la production.

Aujourd'hui, RTE dispose d'outils d'études de réseau plus performants, permettant de mieux caractériser l'ENE évitée par chaque investissement

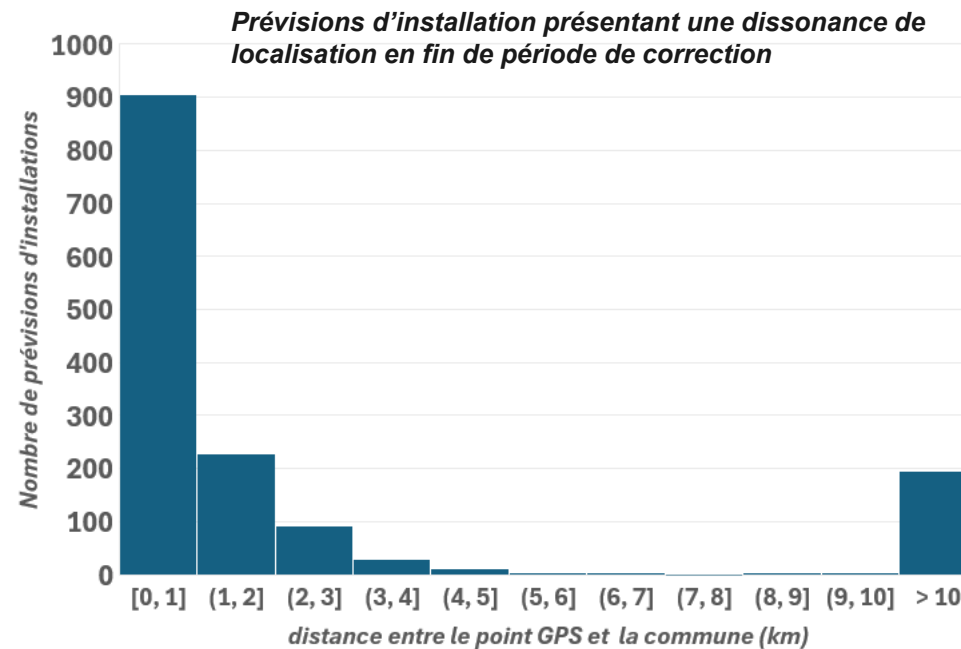
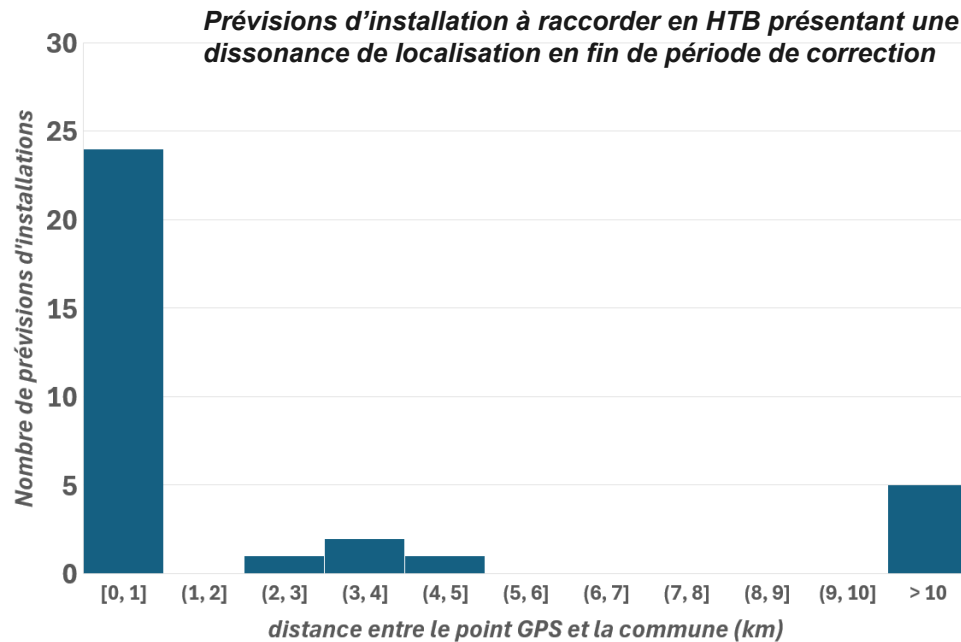
- La méthode s'appuie sur l'utilisation de **courbes de charge**, issues des travaux du Bilan Prévisionnel, permettant ainsi une modélisation plus fine de la production et de son foisonnement
- Le **principe de dimensionnement optimal reste valable**, mais il est assuré par une valorisation technico-économique plus précise
 - Le coût de chaque investissement est mis en regard de l'estimation de ENE qu'il permet d'éviter.
 - **Seuls les investissements justifiés économiquement sont proposés au schéma** (il reste donc des zones où des limitations ponctuelles de la production restent nécessaires)



Points résiduels droit de priorité HTB et QP unitaire

POINTS RESIDUELS POUR L'APPLICATION DU DROIT DE PRIORITE

- Tolérance sur une la part de puissance ne respectant pas l'ensemble des critères permettant de bénéficier de la priorité d'instruction : **20% de la puissance pré-déclarée totale** pour le ou les numéros d'identifications présentés au dépôt de la demande de raccordement (+ permis de construire)
- Lorsque la localisation de la ou des installations de production EnR qui font l'objet de la demande de raccordement en période de priorisation n'est pas in fine pas sur les communes correspondant au(x) numéros d'identification(s) **une tolérance de 5 km est proposée**, sur la base de la distribution des prévisions de projets recensées pour lesquelles il est constaté une dissonance entre le point GPS et la commune indiquée
- Pour rappel : RTE contactera les producteurs concernés par les 33 projets HTB déclarés lors des campagnes de recensement et qui présentent des dissonances de localisation pour les vérifier en amont de l'application des critères de « prise en compte »,



REPONSES AUX REMARQUES SUR LE CALCUL DE LA QUOTE PART UNITAIRE (1/4)

- L'estimation des recettes perçues et à percevoir pour le calcul du solde d'une version de schéma N-1 **ne tient pas compte** du moindre perçu par les GRD lié à la réfaction quote-part pour les projets entre 250 kVA et 3 MW : sinon cela impliquerait que les producteurs soumis au paiement de la contribution quote-part du schéma N financent cette sous-perception, et non les gestionnaires de réseau, via le TURPE
- Les ouvrages de création engagés dans une version N-1-K de schéma sont intégrés dans l'état initial du schéma N-K. Ces ouvrages sont identifiés dans les ETF par la qualification « état initial (ex-création) et l'évolution de leur coût est suivie, **avec des conventions de calcul propres aux ETF.**
- Les écarts entre la meilleure estimation du coût utilisée pour le calcul d'un solde N-1-k, et le coût final effectif n'étaient précédemment pas pris en compte dans le calcul des soldes ultérieurs : c'est l'objet du nouveau terme ***Dimes N-1*** de corriger cela.

Les ETFs visent à donner des informations sur l'avancement de la mise en œuvre du schéma et des raccordements dans la région concernée, ainsi qu'une vision des grands enjeux nationaux associés à la transition énergétique. **Cet exercice diffère des calculs de solde qui sont effectués pour fixer la nouvelle quote-part unitaire à la fin d'une révision.**

REPONSES AUX REMARQUES SUR LE CALCUL DE LA QUOTE PART UNITAIRE (2/4)

Exemple ETF Pays de La Loire 2025 (publié en avril 2026)

Ouvrage (1)	Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€ (2))	Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€ (3))	Coût estimé au 31/12 (en k€ (4))
BENET : Création du 3e transformateur 90/20 kV de 36 MVA	2018-S2	50	64	45
DERVAL : Création du 2e transformateur 90/20 kV de 36 MVA	2018-S1	740	940	706
DERVAL : Création du 3e transformateur 90/20 kV de 36 MVA	2021-S2	50	64	92
MOUZEUIL : Création du 3e transformateur 90/20 kV de 36 MVA	2021-S1	50	64	45

(1) Échantillon d'ouvrages inscrits dans des versions N-1-k du schéma PDL et identifiés avec la qualification « état initial (ex-crétion »)

(2) k€ courant de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du schéma

(3) k€ courant de l'année indiquée, ici 2025 (*par « actualisé » il faut comprendre « indexé »*)

(4) k€ courant de l'année indiquée, ici 2025. Diffère de (2) lorsque les gestionnaires de réseau ont une vision affinée du coût par rapport au coût prévisionnel indiqué dans le schéma, notamment lorsque les études détaillées ont été faites. Réflexions en cours sur la convention d'affichage pour les projets mis en service.

REPONSES AUX REMARQUES SUR LE CALCUL DE LA QUOTE PART UNITAIRE (3/4)

Comment le TP12a est il utilisé et pourquoi?

Cas d'application de l'indexation TP12a	Véhicule	Commentaire
Contribution financière du Demandeur de raccordement	PTF / Conv Racc	<p>Les coûts prévisionnels intégrés dans le calcul de la quote part unitaire décrit en DTR n'anticipent pas d'inflation future. Le principe d'indexation intégré dans l'échéancier de paiement de la contribution quote part vient donc compenser la fluctuation des couts liée à l'inflation</p> <p>Rappel :</p> <ul style="list-style-type: none"> • À l'acceptation de la PTF par le Demandeur du raccordement : $10 \% \times QP(1) \times \text{coefficient de révision } (2)$ • À l'acceptation de la Convention de Raccordement par le Demandeur du raccordement: $30 \% \times QP \times \text{coefficient de révision}$ • A la Mise à Disposition du raccordement, y compris en cas d'anticipation : $60 \% \times QP \times \text{coefficient de révision}$
Calcul du terme recettes du solde du schéma N-1	Au moment du calcul de la quote-part unitaire de N, pour approbation par le préfet	Pour estimer les recettes, y compris non encore perçues, liées à l'attribution des capacités réservées du schéma N, en lien avec le principe des échéanciers de paiement prévus dans les PTF → approximation nécessaire au vu des fonctionnements d'échéanciers de paiement

(1)QP = Quote part unitaire applicable au producteur, selon sa localisation et la date d'envoi de la PTF X puissance de raccordement

(2) extrait trame PTF : *Ce coefficient est égal à l'évolution de l'indice TP12 entre « septembre de l'année N-1 de facturation » et « septembre précédant le mois d'approbation du schéma ».*

REPONSES AUX REMARQUES SUR LE CALCUL DE LA QUOTE PART UNITAIRE (4/4)

Comment le TP12a est il utilisé et pourquoi?

Cas d'application de l'indexation TP12a	Véhicule	Commentaire
Coûts des ouvrages inscrits dans une version de schéma	ETF	<ul style="list-style-type: none">• L'application de l'indexation aux coûts des ouvrages inscrits dans le schéma et non encore engagés permet une mise à jour de l'estimation en attendant d'avoir une vision plus fine (auquel cas, on n'applique pas d'indexation)• L'application actuelle des indexations aux coûts des ouvrages non encore mis en service dans les ETF a vocation à présenter tous les éléments chiffrés en euros de la même année.• Ce choix est décorrélé des éléments qui rentrent effectivement dans la partie « dépense » du solde, qui correspondent, pour les ouvrages dits « engagés », aux estimations de coûts établis après les études détaillées de l'ouvrage, et pour les ouvrages mis en service, aux coûts finaux effectivement constatés.
Evolution annuelle de la quote part unitaire	Chaque mois de février, mise à jour sur Caparéseau	Donner de la visibilité aux producteurs pour estimer leur coût de raccordement



Echanges sur les projets rédactionnels DTR

MODIFICATIONS DTR: ARTICLES DEDIES

Ces articles sont modifiés substantiellement

Article DTR	Ajustement a intégrer suite à concertation
2.5.1 : révision des schémas	<ul style="list-style-type: none">•Glossaire applicable aux chapitres 2.5.1, 2.5.2, 2.5.3, 2.6•Description du process de révision et des informations/notifications associées•Consignes pour les campagnes de recensement et principes de transmission des données Plateforme de recensement aux GRDs
2.5.2 : Gestion des capacités réservées	<ul style="list-style-type: none">•Conditions de raccordement (QP applicables, schémas de raccordement)•Transferts•Utilisation du réservoir•Gestion de la complétude•Renoncement à la mutualisation•Suppression des adaptations
2.5.3 : Mise en œuvre des schémas et réalisation des travaux	<ul style="list-style-type: none">•Description des documents publiés par RTE•Mise en cohérence des principes de réalisation des travaux avec la nouvelle notion d'ouvrages prioritaires•Principes d'engagement des ouvrages non prioritaires
2.6 : Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (MCCP)	<ul style="list-style-type: none">•Méthode d'étude, principe dimensionnement optimal (suppression taux de démarrage)•Typologie et méthode de sélection des ouvrages prioritaires•Modification du calcul de la quote part unitaire

MODIFICATIONS DTR: ARTICLES NON DEDIES

Ces articles sont modifiés de façon modérée ou la marge

Article DTR	Ajustement a intégrer suite à concertation
1.2.1 Demandeurs de raccordement soumis à la procédure de raccordement	Modification mineure pour faire référence au droit de priorité d'instruction
1.2.2 : procédure de raccordement	Ajouts : <ul style="list-style-type: none"> • Droit de priorité d'instruction HTB • Gestion de la complétude • renoncement à la mutualisation
1.2.3 : Fiches D1 et D2 Producteur	Intégration des informations demandées nécessaire à l'application du droit de priorité à l'instruction & à la gestion de la complétude + renoncement à la mutualisation
1.2.4 : Fiches D1 et D2 Stockeur	
1.3.2 Procédure de raccordement des RPD	<ul style="list-style-type: none"> •Ajustements sémantiques (partie S3R) •Ajustement description Caparéseau •intégration des principes de priorisation des ouvrages
Art 8.1.1 - 1_Trame de PTF Prod, Stock, Conso, Site Mixte – CG Art 8.1.2 - 1_Trame de PTF Prod, Stock, Conso, Site Mixte – CP	<ul style="list-style-type: none"> •Ajustements définitions •Intégration du cas renoncement à la mutualisation (consistance et dispositions financières
Art 8.4 - 1_ConvRac Prod Stock – CG Art 8.4 - 2_CP Caractéristiques des Ouvrages de Raccordement prod stock terrestre	