

DÉLIBÉRATION N°2025-02

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 janvier 2025 portant projet de décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1^{er} février 2025

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 6 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021¹ relative au TURPE 6 HTB

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce, d'une part, que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et, d'autre part, qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Dans le cadre de l'élaboration du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (dit « TURPE 7 HTB »), la CRE a organisé une consultation publique². La CRE a notamment interrogé les acteurs sur l'opportunité d'une évolution exceptionnelle du TURPE HTB au 1^{er} février 2025 concomitamment à l'évolution du TURPE HTA-BT.

La CRE a reçu 83 contributions qui seront publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la délibération TURPE 7 HTB, le cas échéant dans leur version publique.

La présente délibération décide une évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1^{er} février 2025, en fixe ses modalités et définit les grilles tarifaires du TURPE 6 HTB applicables à partir du 1^{er} février 2025 jusqu'à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTB prévue au 1^{er} août 2025.

Le Conseil supérieur de l'énergie sera consulté par la CRE sur le projet de décision.

¹ [Délibération n°2021-12 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\)](#)

² [Consultation publique n°2024-15 de la CRE du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

1. Contexte et consultation publique de la CRE

Les prix de gros de l'électricité pour l'année 2025 sont en forte baisse par rapport à ceux des années 2023 et 2024. La majorité des consommateurs d'électricité observera donc une baisse de facture en début d'année 2025.

Dans ce contexte, Enedis et RTE ont sollicité un mouvement exceptionnel des TURPE 6 HTA-BT et HTB au 1^{er} février 2025 afin d'établir les tarifs d'utilisation des réseaux à un niveau compatible avec les charges qu'ils ont supportées lors de la crise énergétique exceptionnelle des deux dernières années.

La CRE observe qu'il existe effectivement un montant très important de charges à rembourser à Enedis au titre de son compte de régularisation des charges et produits (CRCP) du TURPE 6 HTA-BT qui peut justifier de mettre en œuvre un apurement exceptionnel du CRCP au 1^{er} février 2025.

De même, le montant prévisionnel du CRCP de RTE à fin 2024 est élevé. Ce montant peut également être résorbé par un apurement exceptionnel du CRCP au 1^{er} février 2025.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE considérait opportun de maintenir une évolution synchronisée du TURPE HTA-BT et du TURPE HTB, le TURPE HTB constituant une part significative des charges couvertes par le TURPE HTA-BT.

Par ailleurs, la CRE a indiqué que, dans l'hypothèse d'une évolution exceptionnelle au 1^{er} février 2025, elle envisageait que le niveau du TURPE 7 HTB reste stable jusqu'au 1^{er} août 2026. Les modifications de la structure du TURPE interviendraient quant à elles à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTB le 1^{er} août 2025, sans modification du niveau moyen du TURPE. Les mouvements suivants du TURPE 7 interviendraient les 1^{er} août 2026, 2027 et 2028.

Ce mouvement exceptionnel permettrait d'éviter des mouvements de sens inverse sur les prix de l'électricité pour la majorité des clients.

La CRE fixera les modalités d'évolution du TURPE 7 HTB pour la période 2025-2028 dans sa délibération tarifaire, qui interviendra en début d'année 2025, postérieurement à la présente délibération. La délibération TURPE 7 HTB s'appliquera à partir du 1^{er} août 2025 sans évolution du niveau moyen du TURPE.

2. Cadre juridique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce d'une part que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et d'autre part qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Par sa délibération TURPE 6 HTB, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine HTB applicables à compter du 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

L'anticipation de l'apurement du CRCP s'effectue dans le cadre du TURPE 6 HTB par une évolution homothétique des grilles tarifaires, sans changement de structure.

3. Réponses à la consultation publique et analyse de la CRE

Réponses à la consultation publique de la CRE

La quasi-totalité des acteurs ayant répondu sur ce point accueille favorablement l'orientation de la CRE d'une évolution synchronisée des TURPE HTB et HTA-BT en février 2025 et certains soulignent l'importance de coordonner l'évolution des TURPE.

Analyse de la CRE

La CRE est très attachée à la prévisibilité des tarifs de réseau, à leur stabilité et à la continuité dans leurs méthodes d'élaboration.

Toutefois, la situation rencontrée pendant le TURPE 6 est exceptionnelle, du fait de la crise de l'énergie de 2022-2023 qui a entraîné des conséquences importantes sur l'équilibre du TURPE. D'une part, la flambée des prix de gros de l'électricité a fortement augmenté les coûts d'exploitation liés au système électrique (pertes, réserves, congestions). D'autre part, la baisse de la consommation due à la hausse des prix et aux efforts de sobriété a réduit les recettes de RTE. Ces effets, partiellement compensés par la hausse des recettes d'interconnexion, entraînent un CRCP prévisionnel négatif de plusieurs centaines de millions d'euros pour RTE fin 2024 qui doivent lui être restitués. Si des écarts entre les trajectoires tarifaires prévisionnelle et réalisée sont inévitables, le montant en fin de TURPE 6 est particulièrement élevé.

Parallèlement, la sortie de crise a conduit à une forte baisse des prix de gros de l'électricité, qui se matérialisera dans les offres commerciales en début d'année 2025 pour la grande majorité des clients. L'application du calendrier initial d'évolution du TURPE conduirait ainsi, pour la majorité des clients, à une baisse en début d'année, suivie d'une hausse plus limitée, au 1^{er} août 2025.

La CRE considère que de tels mouvements rapprochés en sens inverse, qui sont les dernières manifestations de la crise de l'énergie de 2022-2023, seraient difficilement compréhensibles pour la majorité des consommateurs d'électricité, et risqueraient de nuire à la confiance des consommateurs dans le fonctionnement du marché.

De plus, la CRE partage le retour des acteurs concernant l'importance de coordonner l'évolution des TURPE HTA-BT et HTB.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE décide de faire évoluer le TURPE 6 HTB au 1^{er} février 2025 de manière à apurer le solde du CRCP prévisionnel au 1^{er} janvier 2025, et à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTB au 1^{er} août 2025. La CRE insiste sur le fait qu'il s'agit d'un mouvement tout à fait exceptionnel, lié à la situation de sortie de crise.

Le solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2025 s'élève à 523,6 M€. Ce montant prévisionnel a été évalué par la CRE sur la base des dernières estimations fournies par RTE.

Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2026.

La CRE retient, pour apurer le CRCP, une évolution du TURPE 6 HTB de 9,61% au 1^{er} février 2025. Une telle évolution a vocation à permettre de ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTB, qui rentrera en vigueur au 1^{er} août 2025. Par ailleurs, sur la base des hypothèses actuellement connues elle a également vocation à permettre des évolutions annuelles ultérieures proches de l'inflation.

Ce mouvement exceptionnel mène à une évolution au 1^{er} février 2025 inférieure à celle qui aurait eu lieu au 1^{er} août. L'anticipation de l'apurement du CRCP permet un lissage dans le temps plus étalé, ce qui limite la hausse tarifaire nécessaire.

Projet de décision de la CRE

Les dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, dit « TURPE 6 HTB », est entré en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération du 21 janvier 2021, pour une durée de quatre ans environ.

Par la présente délibération, la CRE décide une évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB de +9,61 % au 1^{er} février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP de RTE constitué pendant la période TURPE 6, d'un montant de 523,6 M€. L'anticipation de l'apurement du CRCP a vocation à permettre de ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTB au 1^{er} août 2025. Par ailleurs, sur la base des hypothèses actuellement connues elle a vocation à permettre des évolutions annuelles ultérieures proches de l'inflation.

En conséquence, le TURPE 6 HTB augmente de manière homothétique de 9,61 % au 1^{er} février 2025. Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe de la présente délibération.

Ce mouvement exceptionnel mène à une évolution au 1^{er} février 2025 du TURPE HTB inférieure à celle qu'elle aurait été au 1^{er} août 2025. L'anticipation de l'apurement du CRCP permet un lissage dans le temps plus important pour restituer le CRCP dû à RTE, ce qui réduit la hausse tarifaire nécessaire. La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 6 janvier 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe : coefficients tarifaires applicables au 1^{er} février 2025 jusqu'à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTB, prévue au 1^{er} août 2025

1. Composante annuelle de gestion (CG)

Tableau 1 - composante annuelle de gestion

α_1 (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	11 545,32 ³

2. Composante annuelle de comptage

Tableau 2 - composante annuelle de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3 800,04 ⁴
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	682,20 ⁵

3. Composante annuelle d'injection

Tableau 3 - composante annuelle d'injection

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	23,00
HTB 2	23,00
HTB 1	0,00

4. Composante annuelle de soutirage (CS) et composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite pour les domaines de tension HTB

4.1. Composante annuelle de soutirage (CS)

4.1.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 3

Tableau 4 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,41

³ Ce coefficient est l'arrondi à 12c€ de la valeur non arrondie de 11 545,34 €/an/contrat.

⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 800,08 €/an.

⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 682,26 €/an.

4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Tableau 5 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 3,72	b ₂ = 3,72	b ₃ = 3,72	b ₄ = 3,72	b ₅ = 3,72
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,11	c ₂ = 1,00	c ₃ = 0,88	c ₄ = 0,68	c ₅ = 0,55

Tableau 6 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 4,56	b ₂ = 4,56	b ₃ = 4,20	b ₄ = 3,96	b ₅ = 3,84
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 0,93	c ₂ = 0,87	c ₃ = 0,78	c ₄ = 0,64	c ₅ = 0,54

Tableau 7 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 12,24	b ₂ = 11,76	b ₃ = 9,24	b ₄ = 6,48	b ₅ = 4,80
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 0,66	c ₂ = 0,62	c ₃ = 0,57	c ₄ = 0,53	c ₅ = 0,46

4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Tableau 8 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 11,52	b ₂ = 11,52	b ₃ = 11,52	b ₄ = 11,52	b ₅ = 11,52
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 2,42	c ₂ = 2,04	c ₃ = 1,74	c ₄ = 1,12	c ₅ = 0,79

Tableau 9 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 13,32	b ₂ = 13,08	b ₃ = 12,48	b ₄ = 12,00	b ₅ = 11,64
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,85	c ₂ = 1,67	c ₃ = 1,50	c ₄ = 0,98	c ₅ = 0,74

Tableau 10 - composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 41,52	b ₂ = 39,60	b ₃ = 31,32	b ₄ = 21,12	b ₅ = 15,48
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 0,77	c ₂ = 0,75	c ₃ = 0,64	c ₄ = 0,59	c ₅ = 0,49

5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours

5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 11 - alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	131 279,04	12 443,95

HTB 2	79 172,10	Liaisons aériennes : 7 933,41 Liaisons souterraines : 39 665,60
HTB 1	41 123,60	Liaisons aériennes : 4 707,52 Liaisons souterraines : 9 415,03

5.2. Alimentation de secours

Tableau 12 - alimentations de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,90
HTB 1	3,66

Tableau 13 - alimentation de secours – tarification du réseau public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2	9,10	0,95	38,54
	HTB 1	6,69	1,61	28,54
HTB 2	HTB 1	1,95	1,61	8,57

6. Composante de regroupement

Tableau 14 - Composante de regroupement

Domaine de tension	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	7,13
HTB 2	Liaisons aériennes : 18,56 Liaisons souterraines : 71,35
HTB 1	Liaisons aériennes : 94,20 Liaisons souterraines : 165,57

7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

7.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 15 - composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	2,23
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	4,80
HTA 1	HTB 1	8,48

7.2. Composante annuelle de dépassements ponctuels et programmés (CPP) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Tableau 16 - Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	α
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

8. Composante annuelle de l'énergie réactive

8.1. Principes généraux

Tableau 17 - Composante annuelle de l'énergie réactive d'électricité

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée par l'utilisateur	12,65
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	1,10

8.2. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Tableau 18 - Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	3,74
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,65