

DÉLIBÉRATION n°2026-27

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant avis sur un projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations non-concédées rénovées utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement, d'une puissance supérieure ou égale à 1 MW, détenues par des micro, petites ou moyennes entreprises ou dont le projet est porté par une communauté d'énergie renouvelable

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

Les installations hydroélectriques sous le régime de l'autorisation (puissance installée inférieure à 4,5 MW) peuvent actuellement bénéficier, en application de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016¹, des modalités de soutien suivantes en guichet ouvert :

- les nouvelles installations d'une puissance installée strictement inférieure à 200 kW² peuvent bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat (ci-après « OA ») ;
- les nouvelles installations d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW³ peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération (ci-après « CR ») ;
- les installations existantes d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW peuvent bénéficier d'un contrat de CR, sous réserve de l'engagement du producteur à réaliser un programme d'investissement.

Par ailleurs, les nouvelles installations hydroélectriques sous le régime de l'autorisation de puissance installée supérieure à 1 MW peuvent bénéficier d'un contrat de CR si elles sont désignées lauréates d'un appel d'offres. Elles peuvent aujourd'hui participer à deux procédures :

- l'appel d'offres « Développement de la petite hydroélectricité » portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques, dont la seconde période s'est clôturée le 6 janvier 2025 ;
- l'appel d'offres « Neutre » portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale, dont la quatrième période de candidature s'est clôturée le 10 octobre 2025.

Par courriel du 24 novembre 2025 et en application des dispositions de l'article R. 314-12 du code de l'énergie, le ministre en charge de l'énergie a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un

¹ [Arrêté du 13 décembre 2016](#) fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

² Le seuil d'éligibilité à l'obligation d'achat a été porté à 200 kW à partir du 1^{er} janvier 2026 par le décret n° 2025-498 du 5 juin 2025 modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 du code de l'énergie relatifs aux seuils applicables pour bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

³ En application au 1^o de l'article D.314-23 du code de l'énergie.

projet d'arrêté tarifaire définissant les conditions du soutien financier en guichet ouvert pour des installations de production hydroélectrique existantes (ci-après dans le texte : « installations éligibles ») (i) non concédées (ii) de puissance installée supérieure à 1 MW, (iii) détenues par des micro, petites ou moyennes entreprises ou dont le projet est porté par une communauté d'énergie renouvelable, (iv) ayant déjà bénéficié d'un contrat d'OA ou de CR et (v) réalisant un programme d'investissement. Ce projet d'arrêté, qui avait été présenté dans une version antérieure au Conseil supérieur de l'énergie le 4 septembre 2025, reprend certains amendements qui y avaient été formulés.

Le projet d'arrêté porte sur les conditions d'attribution d'un soutien sous forme de complément de rémunération pour les installations éligibles. Il prévoit un dimensionnement du tarif de soutien selon le facteur de charge de l'installation et le montant du programme d'investissement réalisé, dans une fourchette comprise entre 59 €/2026/MWh et 100 €/2026/MWh pour les installations de haute chute et entre 65 €/2026/MWh et 100 €/2026/MWh pour les installations de basse chute. La CRE ne dispose pas de vision précise du gisement qui serait éligible à ce dispositif de soutien, compte-tenu de la difficulté à évaluer le nombre d'installations respectant la condition de détention par des micro, petites ou moyennes entreprises ou dont le projet est porté par une communauté d'énergie renouvelable. Les échanges avec la filière suggèrent un gisement de l'ordre de quelques centaines de MW.

La CRE a pu constater, dans le cadre des analyses présentées ci-après, des niveaux de rentabilité découlant de ce dispositif de soutien très hétérogènes. Constatant par ailleurs que les nouvelles installations d'une puissance comprise entre 1 et 4,5 MW passent déjà par une procédure concurrentielle pour sécuriser leur niveau de soutien (y compris les projets portés par des micro-entreprises ou PME ou une communauté d'énergie renouvelable), la CRE considère qu'il serait plus pertinent de mettre en place une procédure concurrentielle, permettant aux producteurs de demander un niveau de soutien proportionné aux coûts réels des projets et réduisant ainsi les risques de surrentabilité.

La CRE analyse néanmoins en détail les conditions prévues par le projet d'arrêté si cette recommandation générale n'était pas suivie.

Dans la définition des conditions d'attribution du soutien et son dimensionnement, le projet d'arrêté fait intervenir des valeurs dont certaines sont indexées à partir du 1^{er} janvier 2026 : dans la suite de la délibération, ces valeurs sont affichées comme des €/2026.

Sommaire

1. Définition des installations éligibles à un contrat de complément de rémunération	5
1.1. Caractéristiques physiques des installations éligibles	5
1.2. Conditions sur la détention de l'installation et les précédents contrats de soutien.....	5
1.2.1. Dispositions du projet d'arrêté	5
1.2.2. Analyse de la CRE.....	5
1.3. Réalisation d'un programme d'investissement.....	6
1.3.1. Dispositions du projet d'arrêté	6
1.3.2. Analyse de la CRE.....	6
2. Conditions tarifaires prévues par le projet d'arrêté	7
2.1. Dispositions du projet d'arrêté pour le tarif de référence	7
2.1.1. Tarif de référence T_{\max} à facteur de charge maximal ou supérieur	7
2.1.2. Tarif de référence T_{\min} à facteur de charge minimal ou inférieur	7
2.1.3. Tarif de référence T_e	8
2.1.4. Coefficient de pondération temporelle α du tarif du tarif	9
2.1.5. Tarif déprécié au-delà d'un seuil quinquennal de production	9
2.2. Analyse de la CRE.....	9
2.2.1. Méthodologie mise en œuvre par la CRE pour l'évaluation des niveaux de soutien proposés	9
2.2.2. Résultats de l'analyse de rentabilité.....	11
2.2.3. Mise en place d'un coefficient de pondération temporelle α_N augmentant le tarif de soutien en début de contrat, puis le réduisant en fin de contrat.....	14
3. Modalités de calcul du complément de rémunération	15
3.1. Formule du complément de rémunération sur les périodes de prix spot positifs	15
3.1.1. Dispositions du projet d'arrêté	15
3.1.2. Analyse de la CRE.....	15
3.2. Prime versée en cas de prix de marché négatifs	17
3.2.1. Dispositions du projet d'arrêté	17
3.2.2. Analyse de la CRE.....	18
3.3. Conditions d'indexation	19
3.3.1. Dispositions du projet d'arrêté	19
3.3.2. Analyse de la CRE.....	21
3.4. Evaluation du facteur de charge de l'installation.....	22

3.4.1. Dispositions du projet d'arrêté	22
3.4.2. Analyse de la CRE.....	22
4. Indemnités de résiliation à l'initiative du producteur.....	24
Décision de la CRE	25

1. Définition des installations éligibles à un contrat de complément de rémunération

Les conditions d'éligibilité des installations pour bénéficier des modalités de soutien du projet d'arrêté sont détaillées ci-après.

1.1. Caractéristiques physiques des installations éligibles

Le projet d'arrêté vise les installations hydroélectriques présentant une puissance installée supérieure à 1 MW (il s'agit de la puissance après réalisation du programme d'investissement). Pour apprécier la puissance installée, il est considéré que deux installations situées à une distance inférieure à 100 mètres ne peuvent être considérées comme situées sur des sites distincts si elles sont exploitées par la même personne (ou par des sociétés contrôlées par une même personne).

Seules les installations sous le régime de l'autorisation sont éligibles à ce dispositif de soutien, limitant à date⁴ la puissance des installations éligibles à 4,5 MW.

Les installations utilisant l'énergie hydrocinétique des cours d'eau, celles destinées au turbinage des débits réservés et les installations disposant d'un système de stockage par pompage nécessitant de l'énergie pour leur remplissage ne sont pas éligibles au complément de rémunération prévu par l'arrêté.

Les installations qui disposent d'un dispositif de stockage de l'électricité (hors stockage par pompage) peuvent bénéficier du complément de rémunération s'il est possible de distinguer l'énergie stockée provenant de l'installation de celle pouvant provenir du réseau électrique : dans ces conditions seule l'énergie provenant de l'installation est éligible au complément de rémunération.

La CRE accueille favorablement ces dispositions et suggère de définir dans l'arrêté un plafond de puissance installée éligible afin d'anticiper d'éventuelles évolutions du périmètre des installations sous le régime de l'autorisation.

1.2. Conditions sur la détention de l'installation et les précédents contrats de soutien

1.2.1. Dispositions du projet d'arrêté

Pour qu'une installation soit éligible au nouveau dispositif de soutien, celle-ci doit être détenue « à 100 % par une petite et moyenne entreprise (PME) ou par une communauté d'énergie renouvelable au sens de l'article L. 291-1 du code de l'énergie »⁵.

Le projet d'arrêté dispose par ailleurs que les installations éligibles doivent déjà avoir bénéficié d'un dispositif de soutien sous la forme d'un contrat d'OA ou de CR et que le contrat associé doit être échu ou résilié à la date de demande complète du nouveau contrat de soutien.

1.2.2. Analyse de la CRE

Les dispositions relatives à la détention de l'installation sont conformes aux lignes directrices/règlements européens permettant l'attribution de soutien sans procédure concurrentielles à des projets portés par des PME ou communautés d'énergies renouvelables. La CRE observe que le projet d'arrêté ne précise pas dans quelle mesure le soutien serait affecté dans le cas où la condition de détention par des PME

⁴ La proposition de loi n°2334 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique, enregistrée à la Présidence de l'Assemblée nationale le 13 janvier 2026, inclut des dispositions visant la résiliation des contrats de concession d'énergie hydraulique pour les installations hydrauliques de plus de 4 500 kW, qui seraient désormais soumises au régime de l'autorisation.

⁵ L'arrêté intègre dans la notion de « PME » les entreprises incluses dans les catégories des microentreprises ou à la catégorie des petites ou moyennes entreprises au sens du décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

ou communautés d'énergie renouvelable⁶ ne serait plus respectée au moment de la prise d'effet du contrat, et ne prévoit pas de contrôle de cette condition.

La CRE recommande de prévoir dans l'arrêté un contrôle de la condition de détention lors de la prise d'effet du contrat, et note qu'il est possible que cette condition ne s'avère plus respectée pendant la durée du contrat de soutien.

1.3. Réalisation d'un programme d'investissement

1.3.1. Dispositions du projet d'arrêté

L'octroi du soutien est conditionné à la réalisation d'un programme d'investissement devant respecter les deux conditions suivantes :

- le montant cumulé des investissements éligibles rapporté à la puissance installée initiale dépasse un seuil minimal d'investissement⁷ ;
- le programme d'investissement est réalisé entre la demande complète du contrat et la date limite de transmission de l'attestation de conformité (une dérogation est possible pour les études techniques, qui peuvent être comptabilisées même si réalisées avant la demande complète de contrat).

La liste des investissements pouvant être comptabilisés dans le programme d'investissement est définie dans le projet d'arrêté. Elle couvre les études techniques et le montage du dossier d'autorisation, les ouvrages de génie civil, les principaux organes de l'installation, la turbine, le générateur, les autres organes électriques, les outils de régulation de l'installation et les équipements relatifs à la cybersécurité⁸.

Pour être comptabilisés, les équipements acquis dans le cadre du programme d'investissement doivent être neufs. Par exception, il est possible d'inclure l'achat d'équipements non-neufs si leur montant d'achat n'excède pas 60 % du montant d'équipements neufs équivalents⁹, et si la somme des montants liés aux équipements non-neufs représente moins de 30 % du programme d'investissements.

1.3.2. Analyse de la CRE

Des dispositions comparables existent dans le cadre de l'arrêté « H16 »¹⁰, lequel définit les modalités de soutien des installations existantes d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW pour lesquelles le producteur réalise un programme d'investissement. Comparativement à l'arrêté « H16 », le présent projet d'arrêté étend la liste des investissements pouvant être comptabilisés dans le programme d'investissement. Les ajouts sont les suivants :

- la possibilité de comptabiliser le coût d'achat d'équipements non-neufs ;
- l'éligibilité de la rénovation des équipements, et non plus seulement leur modification ;
- l'ajout d'investissements relatifs à la cybersécurité.

La possibilité d'avoir recours à des équipements non-neufs est accompagnée d'une condition d'économies pour l'Etat, dans la mesure où ceux-ci ne sont considérés que si leur montant est inférieur à 60 % du montant d'équipements neufs équivalents. L'obligation de fournir deux devis pour justifier cette condition, et la contrainte supplémentaire que le montant total lié à des équipements non-neufs soit limité à 30 % des équipements permettent de cadrer l'exercice de cette possibilité.

⁶ Personne morale autonome répondant aux critères définis à l'article L. 291-1 du code de l'énergie.

⁷ 500 €/2026/kW pour les installations de haute chute et 350 €/2026/kW pour les installations de basse chute.

⁸ Le montant relatif à l'achat et l'installation de logiciels est limitée à 10 000 €/2026.

⁹ Le producteur doit le justifier à l'aide d'au moins deux devis.

¹⁰ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

L'ajout d'investissements relatifs à la cybersécurité dans la liste des investissements compatibles dans le plan d'investissement est cohérent avec les enjeux que rencontre la filière.

La CRE prend acte de ces dispositions.

2. Conditions tarifaires prévues par le projet d'arrêté

2.1. Dispositions du projet d'arrêté pour le tarif de référence

Le tarif de référence des installations dépend de trois paramètres : leur typologie (haute chute ou basse chute), le facteur de charge de l'installation, et le montant du programme d'investissement réalisé par le producteur.

Le projet d'arrêté définit en premier lieu les tarifs de référence correspondant aux facteurs de charge maximum et minimum.

2.1.1. Tarif de référence T_{\max} à facteur de charge maximal¹¹ ou supérieur

Le tarif de référence T_{\max} à facteur de charge maximal est défini par la formule suivante :

$$T_{\max} = \frac{\min(I, I_{\max}) - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (t_1 - t_2) + t_2$$

Formule dans laquelle :

- I représente le montant du programme d'investissement rapportés à la puissance installée initiale de l'installation, arrondi à la centaine inférieure, exprimé en euros par kilowatt installé ;
- I_{\min} et I_{\max} sont les montants minimal et maximal des investissements définis à la date de la demande complète de contrat¹². Ils sont respectivement égaux à :
 - o 500 €/2026/kW et 3 000 €/2026/kW pour les installations de haute chute ;
 - o 350 €/2026/kW et 3 000 €/2026/kW pour les installations de basse chute ;
- t_1 et t_2 sont respectivement égaux à :
 - o 120 €/MWh et 59 €/MWh pour les installations de haute chute ;
 - o 132 €/MWh et 65 €/MWh pour les installations de basse chute.

2.1.2. Tarif de référence T_{\min} à facteur de charge minimal¹³ ou inférieur

Le tarif de référence T_{\min} à facteur de charge minimal est défini par la formule suivante :

$$T_{\min} = \frac{\min(I, I_{\max}) - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (T_1 - T_2) + T_2$$

Formule dans laquelle, T_1 et T_2 sont respectivement égaux à :

- 141 €/MWh et 65 €/MWh pour les installations de haute chute ;
- 147 €/MWh et 73 €/MWh pour les installations de basse chute.

¹¹ Facteur de charge supérieur ou égal à 3 400 hepp/an pour les installations de haute chute et supérieur ou égal à 3 700 hepp/an pour les installations de basse chute.

¹² I_{\min} et I_{\max} font l'objet d'une indexation K' à partir du 1^{er} janvier 2026 jusqu'à la date de demande complète du contrat.

¹³ Facteur de charge inférieur ou égal à 2 200 hepp/an pour les installations de haute chute et inférieur ou égal à 2 500 hepp/an pour les installations de basse chute.

2.1.3. Tarif de référence T_e

Le tarif de référence est calculé sur le mode d'une interpolation linéaire entre T_{\min} et T_{\max} en fonction du facteur de charge de l'installation, et en tenant compte d'un plafonnement tarifaire de 100 €/2026/MWh :

$$T_e = K \times \min \left[100 ; \frac{\min (\max (F, F_{\min}), F_{\max}) - F_{\min}}{F_{\max} - F_{\min}} (T_{\max} - T_{\min}) + T_{\min} \right]$$

Formule dans laquelle :

- F est le facteur de charge de l'installation, défini en en section 3.4 de la présente délibération ;
- F_{\min} est la valeur minimale du facteur de charge, égale à 2 500 heures pour les installations de basse chute et 2 200 heures pour les installations de haute chute ;
- F_{\max} est la valeur maximale du facteur de charge, égale à 3 700 heures pour les installations de basse chute et 3 400 heures pour les installations de haute chute ;
- K est le coefficient d'indexation précédant l'entrée en vigueur du contrat tel que défini en section 3.3.1.1.

Ces dispositions conduisent à aboutir aux grilles tarifaires suivantes.

Tableau 1 - Montant des tarifs de référence T_e (€/MWh) en fonction du montant du programme d'investissements (€/kW) et du facteur de charge (hepp/an) pour des installations de haute chute

Montant des investissements	2 200 hepp/an	2 500 hepp/an	2 800 hepp/an	3 100 hepp/an	3 400 hepp/an
500 €/2026/kW	65,0	63,5	62,0	60,5	59,0
1 000 €/2026/kW	80,2	78,0	75,7	73,5	71,2
1 500 €/2026/kW	95,4	92,4	89,4	86,4	83,4
2 000 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	99,4	95,6
2 500 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
3 000 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 2 - Montant des tarifs de référence T_e (€/MWh) en fonction du montant du programme d'investissements (€/kW) et du facteur de charge (hepp/an) pour des installations de basse chute

Montant des investissements	2 500 hepp/an	2 800 hepp/an	3 100 hepp/an	3 400 hepp/an	3 700 hepp/an
350 €/2026/kW	73,0	71,0	69,0	67,0	65,0
500 €/2026/kW	77,2	75,1	73,0	70,9	68,8
1 000 €/2026/kW	91,2	88,7	86,3	83,9	81,4
1 500 €/2026/kW	100,0	100,0	99,6	96,8	94,1
2 000 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2 500 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
3 000 €/2026/kW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Du fait du plafonnement tarifaire évoqué *supra*, les tarifs n'évoluent ainsi pas en fonction du facteur de charge pour les projets dont le montant du programme d'investissement est (i) supérieur à 2 500 €/kW pour les installations de haute chute et (ii) supérieur à 2 000 €/KW pour les installations de basse chute.

2.1.4. Coefficient de pondération temporelle α du tarif du tarif

Comme le permet l'article R. 314-36 du code de l'énergie, le projet d'arrêté prévoit l'application d'un coefficient de pondération temporelle du tarif de soutien prenant la valeur de 1,1 sur les 12 premières années et 0,85 sur les 8 dernières années du contrat : les producteurs bénéficieraient ainsi d'un complément de rémunération dimensionné sur la base de 110 % de T_e pendant les douze premières années du contrat et de 85 % de T_e les huit dernières années. L'objectif visé est de « dé-risquer » le projet du point de vue des prêteurs dans la mesure où l'installation dégagerait une trésorerie plus importante les premières années du contrat, facilitant ainsi le remboursement de la dette.

2.1.5. Tarif déprécié au-delà d'un seuil quinquennal de production

L'énergie rémunérée au tarif T_e est plafonnée par période de 5 ans. La première de ces périodes débute à la prise d'effet du contrat, les périodes suivantes à chaque cinquième anniversaire de la prise d'effet du contrat. Au-delà de ce plafond (correspondant une durée de fonctionnement de 17 000 hepp par période quinquennale pour les installations de haute chute et 18 500 hepp pour les installations de basse chute), l'énergie est rémunérée à hauteur de 32 €/2026/MWh¹⁴, ce montant étant soumis aux mêmes conditions d'indexation que le tarif T_e .

2.2. Analyse de la CRE

2.2.1. Méthodologie mise en œuvre par la CRE pour l'évaluation des niveaux de soutien proposés

2.2.1.1. Hypothèses sur les montants d'OPEX et de taxes

Dans le cadre de l'appels d'offres « AO3 Petite hydroélectricité », lancé en 2023, les candidats sont tenus de fournir un plan d'affaires. Néanmoins, le nombre de candidatures aux 1^{ère} et 2^e périodes de candidature s'étant avéré limité, la CRE a mené au début de l'année 2025 une collecte de données *ad hoc* auprès des exploitants d'installations hydroélectriques de moins de 4,5 MW, afin de compléter et mettre à jour sa base de données technico-économiques.

A l'issue de cette collecte, la CRE a reçu 84 réponses exploitables, parmi lesquelles 64 concernent des installations de basse chute et 20 des installations de haute chute. Dans le cadre de son analyse sur le projet d'arrêté tarifaire, la CRE a principalement exploité les données d'OPEX et de taxes :

- les OPEX correspondent à la somme des composantes suivantes, telles que renseignées par les répondants : coûts d'exploitation et maintenance, frais de personnel, assurances, charges de location, frais de gestion, frais de mise sur le marché et autres charges. Les données d'OPEX récoltées sont hors-taxes. Elles font état d'une large répartition des OPEX selon les installations : la CRE s'est donc fondée dans son cas de base sur une valeur médiane. Les données ayant été reçues début 2025, elles sont indexées¹⁵ jusqu'à 2026 pour aboutir aux valeurs suivantes :

Hypothèses	Haute chute			Basse chute		
	Premier quartile	Médiane	Troisième quartile	Premier quartile	Médiane	Troisième quartile

¹⁴ Ce montant doit couvrir les OPEX associés à cette production « marginale ». Il a été considéré comme suffisant à la suite de discussions avec la filière et n'entraînerait a priori pas ou peu de dépenses du point de vue de l'Etat, sauf situation de marché exceptionnelle.

¹⁵ L'indexation est pondérée à 75 % par l'évolution entre janvier 2025 et janvier 2026 de l'indice ICHTrev-TS1 et à 25 % par celle de l'indice FM0ABE0000, afin d'être représentatif de la répartition du poids de ces indices dans la part variable du coefficient L.

OPEX (€ ₂₀₂₆ /kW/an)	67,9	91,6	116,2	109,5	148,2	246,6
------------------------------------	------	------	-------	-------	-------	-------

- les taxes correspondent à la somme des composantes suivantes, telles que renseignées par les répondants : IFER, CFE, CVAE, C3S, taxe foncière, agence de l'eau, redevance, autres taxes. Les données récoltées étant relativement homogènes, la CRE s'appuie sur la moyenne dans ses analyses. Les données ayant été reçues début 2025, elles sont indexées de la même façon que les OPEX pour aboutir aux valeurs suivantes :
 - o pour les installations de haute chute : 33,5 €₂₀₂₆/kW/an ;
 - o pour les installations de basse chute : 27,5 €₂₀₂₆/kW/an ;

Dans l'analyse de la CRE, les OPEX et les taxes suivent l'inflation annuelle, estimée à 2 %. La CRE adopte l'hypothèse d'OPEX et de taxes dépendant de la puissance installée et indépendants du facteur de charge réalisé.

L'impôt sur les sociétés est calculé annuellement sur les bénéfices de l'installation, à partir du barème en vigueur pour les chiffres d'affaires inférieurs ou égaux à 10 M€^{16,17}.

2.2.1.2. Hypothèses sur le montant du programme d'investissement

Le montant du programme d'investissement est une donnée d'entrée pour le dimensionnement du tarif. Dans son analyse, la CRE évalue donc la rentabilité des installations selon la grille de montants du programme d'investissement des tableaux 1 et 2. Elle considère un décaissement des investissements sur les deux années précédant le début du contrat de soutien : 65 % l'avant-dernière année avant le début du contrat de soutien et 35 % l'année précédant le début du contrat de soutien¹⁸.

2.2.1.3. Hypothèses sur les revenus de l'installation

Le facteur de charge de l'installation est également une donnée d'entrée pour le dimensionnement du tarif. Dans son analyse, la CRE évalue donc la rentabilité des installations selon la grille de facteur de charge des tableaux 1 et 2. Le facteur de charge annuel est considéré comme constant au cours de la durée d'exploitation.

Le tarif est défini en fonction du facteur de charge annuel, du montant des investissements (considérés en euros courants) et des montants I_{min} et I_{max} tel que rappelés en section 2.1.1, fixés à la date de demande du contrat¹⁹.

Le tarif suit une indexation K telle que définie en section 3.3.1.1 à partir de la demande complète de contrat et jusqu'à 15 mois avant la date de début de contrat (durée normative visant à simuler le délai entre la demande de contrat et le bouclage financier), étant considéré un délai de 4 ans entre la demande complète de contrat et sa prise d'effet²⁰. Le tarif suit ensuite une indexation L telle que définie en section 3.3.1.3 jusqu'à la fin du contrat de soutien. Il est considéré que les indices composant les indices K et L évoluent selon l'inflation : +2 %/an²¹.

¹⁶ Dispositions du I de l'article 219 du code général des impôts.

¹⁷ La CRE considère que l'imposition s'applique au niveau des revenus de l'installation et ne considère pas d'autres revenus que pourrait avoir l'entreprise exploitant l'installation. Elle retient ainsi l'hypothèse d'un taux réduit d'impôt sur les sociétés de 15 % sur la part des bénéfices jusqu'à 42 500 euros, 25% au-delà.

¹⁸ Temporalité cohérente avec les informations remontées par la filière à la CRE sur la répartition des principaux postes d'investissement.

¹⁹ L'hypothèse prise dans l'analyse est une date de demande complète de contrat en janvier 2026.

²⁰ Le projet d'arrêté un délai maximal de quatre ans entre la demande complète de contrat et la transmission de l'attestation de conformité. Il prévoit également que le contrat prend effet le mois suivant la transmission de l'attestation de conformité.

²¹ A l'exception de l'indice IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield constitutif de la formule du coefficient K, considéré comme constant dans l'analyse de la CRE.

La part de la production au-delà du plafond défini en section 2.1.5 est rémunéré au tarif déprécié de 32 €/MWh et suit l'indexation décrite dans le paragraphe précédent.

Les trajectoires de prix de l'électricité et des garanties de capacité reprennent le scénario médian du dernier rapport annuel du Comité de gestion de charges de service public de l'électricité²². Elles sont utilisées pour évaluer les revenus de l'installation à l'issue du contrat de soutien.

2.2.1.4. Hypothèses sur le financement

La CRE prend l'hypothèse d'un financement de projet reposant à 70 % sur une dette bancaire. Le taux d'intérêt de la dette retenu est de 3,95 %²³.

Le projet d'arrêté prévoit la mise en place d'un coefficient alpha ayant pour effet de bonifier le niveau de rémunération les douze premières années du contrat et de réduire le tarif les huit dernières années. La CRE prend en cohérence l'hypothèse d'un remboursement de la dette sur les douze premières années du contrat.

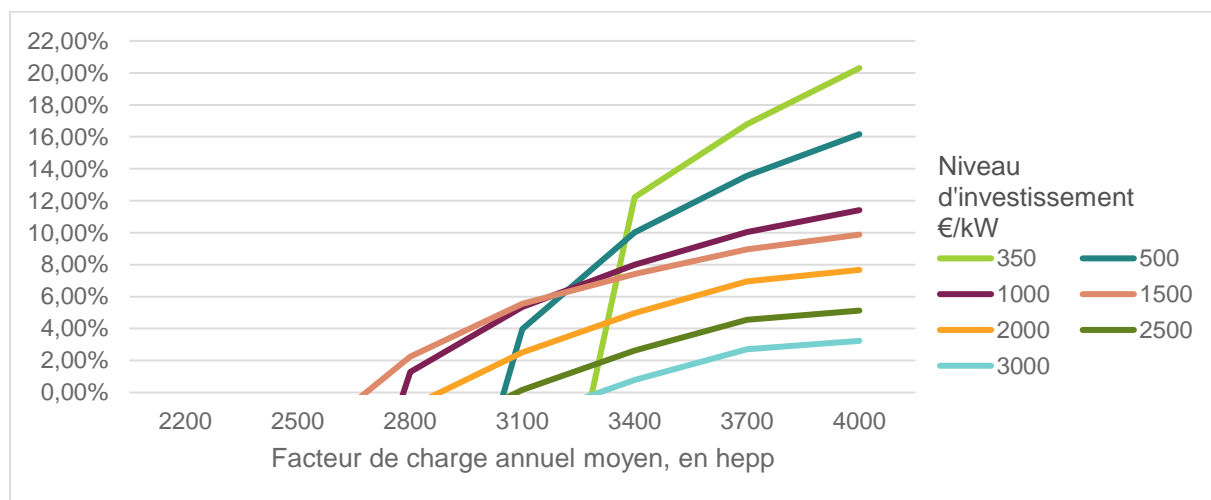
2.2.1.5. Méthode d'analyse

Les hypothèses qui précèdent sont intégrées dans un modèle d'affaires standard reprenant les tarifs de référence et les modalités de rémunération du projet d'arrêté détaillées en section 2.1. La CRE évalue le taux de rentabilité interne (ci-après « TRI ») des projets après impôts sur 20 et 30 ans.

2.2.2. Résultats de l'analyse de rentabilité

2.2.2.1. TRI projet sur 20 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – scénario médian d'OPEX et de taxes

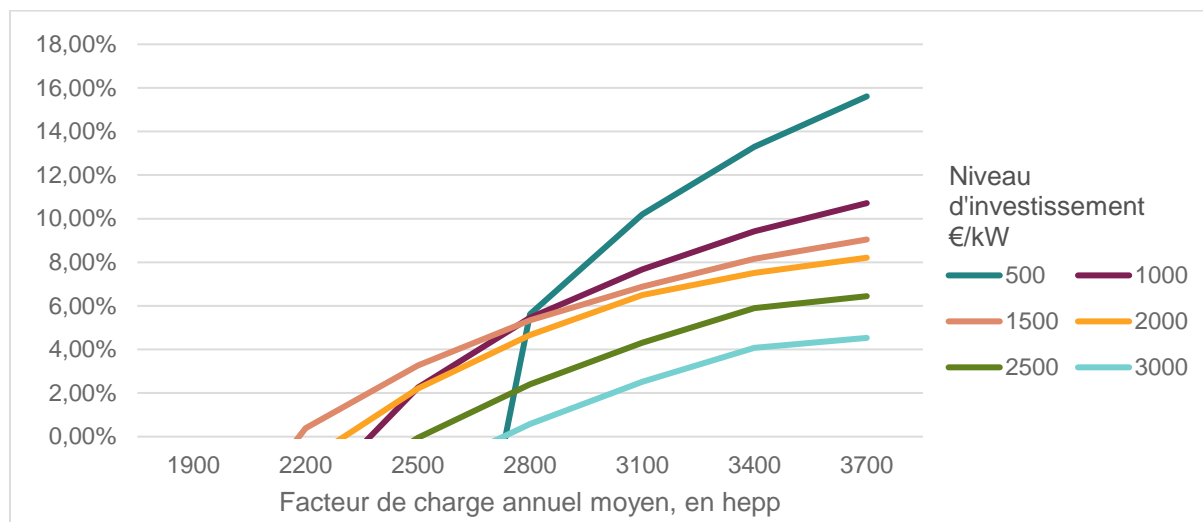
Figure 1 – TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de basse chute selon leur facteur de charge - scénario médian d'OPEX



²² Rapport annuel du Comité de gestion de charges de service public de l'électricité (CGCSPE) n°6, Exercice 2024. Les hypothèses prises sont un prix de l'électricité de 70 €/MWh à partir de 2030 et un prix des garanties de capacité de 13 983 €/MW, tous deux indexé de 2% par an.

²³ Moyenne de l'indice IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield entre le 8 décembre 2025 et le 7 janvier 2026.

Figure 2 – TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de haute chute selon leur facteur de charge - scénario médian d'OPEX



Seules les valeurs de taux de rentabilité interne positives sont affichées.

Dans le cas médian d'OPEX, la CRE constate, en premier lieu, que la grille tarifaire induit une rentabilité croissante avec le facteur de charge annuel de l'installation : bien que le tarif de référence soit inversement corrélé au facteur de charge, la grille tarifaire ne surcompense pas les faibles productibles. Les installations conservent ainsi une incitation à maximiser l'énergie injectée, ce qui est une caractéristique essentielle : dans le cas contraire, les producteurs pourraient être incités à brider les installations.

Les TRI projet après impôts sur 20 ans affichés dans le scénario médian sont inférieurs à 6 %, voire négatifs, pour les installations de haute chute avec un facteur de charge annuel moyen inférieur à 2 800 hepp/an, et pour les installations de basse chute avec un facteur de charge annuel moyen inférieur 3 100 hepp/an. Par ailleurs, les faibles rentabilités mises en évidence par l'analyse pour les projets présentant des investissements élevés est due au plafonnement tarifaire de 100 €/MWh prévu dans le projet d'arrêté.

Pour des facteurs de charges élevés, le TRI projet après impôt sur 20 ans peut dépasser 10 % en cas d'investissements inférieurs à 1 500 €/kW et fait apparaître un risque de surrentabilité pour les installations présentant à la fois un facteur de charge élevé et un montant d'investissement faible. Dans le cadre de sa collecte d'informations, la CRE a pu constater que les facteurs de charges déclarés par les producteurs²⁴ étaient très hétérogènes selon les installations.

	Premier quartile	Médiane	Troisième quartile
Haute chute	2 102 hepp	2 524 hepp	3 503 hepp
Basse chute	1 809 hepp	2 628 hepp	4 034 hepp

Aussi, certaines installations peuvent présenter initialement des productibles moyens élevés, qui, associés à des investissements initiaux limités, permettraient d'atteindre des niveaux de rentabilité élevé. La réduction du paramètre t_2 de l'ordre de 5 €/MWh permettrait de limiter cet effet, tout en influant à la marge sur la rentabilité des projets présentant un niveau d'investissement plus élevé, comme illustré en Figure 3 et 4 figurant en Annexe 1.

²⁴ Sont considérés les facteurs de charge moyens des installations déclarés sur 5 ans (2020 à 2024)

Alternativement, il pourrait être envisagé de rehausser I_{\min} pour le porter à 1000 €/kW afin de limiter cet effet et de concentrer le soutien vers les projets présentant des montants de programme d'investissement élevés.

Plus généralement, l'analyse fait apparaître une grande volatilité du niveau de rentabilité pour les projets présentant un faible montant de programme d'investissement : en effet, dans ces cas de figure, l'influence du productible et des OPEX est prépondérante dans l'équilibre économique du projet.

Les Figures 1 et 2 font également apparaître une rentabilité globalement décroissante lorsque le montant du programme d'investissement augmente. Les producteurs ont donc une incitation positive à optimiser le montant de leurs dépenses.

2.2.2.2. Taux de rentabilité interne (TRI) des projets sur 20 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – sensibilité sur les niveaux d'OPEX

Comme précisé *supra*, les réponses des exploitants à la collecte de données menée début 2025 par la CRE a fait apparaître une grande variabilité des OPEX entre les installations, ce qui est cohérent avec des constats déjà émis par la CRE dans son rapport de 2020 sur les petites installations hydroélectriques²⁵. La CRE a en conséquence mené des analyses de sensibilité de la rentabilité selon trois scénarios d'OPEX (considérées hors taxes) : le cas médian présenté ci-dessus et des cas « bas » et « haut » présentant respectivement des OPEX 15 % inférieurs et 15 % supérieurs au cas médian. Le détail de ces analyses est présenté en Annexe 1.

Celles-ci montrent une forte variation de la rentabilité en cas de variation des OPEX. Cette variabilité est particulièrement forte pour les projets présentant un faible niveau d'investissement : en effet, pour ceux-ci les OPEX représentent une part plus importante des dépenses totales. La CRE note que les variations d'OPEX appliquées dans ses sensibilités de +/- 15% sont limitées comparativement aux écarts d'OPEX constatés à l'issue de sa collecte d'information. La forte hétérogénéité des OPEX entre installations se retranscrit donc par des niveaux de rentabilité très variables entre installations, certaines pouvant présenter des niveaux élevés.

2.2.2.3. Taux de rentabilité interne (TRI) des projets sur 30 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – scénario médian d'OPEX et de taxes

Compte-tenu de durée de vie, en générale longue²⁶, des installations hydroélectriques, celles-ci pourront a priori continuer de produire à l'issue des 20 ans de contrat de soutien. La CRE a ainsi évalué le TRI projet après impôts sur 30 ans des installations, intégrant 10 ans de revenus de marché postérieurement au contrat de soutien. Les analyses sont présentées en Annexe 1.

La CRE constate que la prise en compte de revenus de marché pendant 10 ans à l'issue du contrat de soutien aboutit à des niveaux de rentabilité plus élevés qu'en ne prenant en compte que la période couverte par le contrat de CR, de l'ordre d'1 à 2 points de pourcentage (pp).

Pour autant, les constats formulés en analysant le TRI projet après impôts sur 20 ans demeurent similaires : dans un scénario médian, le TRI projet après impôts sur 30 ans demeure inférieur à 6 % pour les installations de haute chute présentant un facteur de charge annuel moyen inférieur à 2 500 hepp/an, et pour les installations de basse chute avec un facteur de charge annuel moyen inférieur 2 800 hepp/an.

En préambule, la CRE note que la structure globale du mode de rémunération proposé présente plusieurs propriétés positives :

- la rentabilité des projets associée à la grille de tarif est croissante avec le facteur de charge, ce qui incite les producteurs à le maximiser, mais généralement décroissante suivant le

²⁵ CRE, *Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale*, janvier 2020

²⁶ Les répondants à la collecte d'informations de la CRE faisaient ainsi état d'installations en service depuis en moyenne 30 ans.

montant du programme d'investissements, encourageant ainsi les producteurs à les optimiser ;

- le tarif dépend des montants du programme d'investissement rapportés à la puissance installée initiale du projet, ce qui peut constituer une forme d'incitation à l'augmentation de puissance installée ;
- le dimensionnement du tarif selon le facteur de charge des projets et le montant de leur programme d'investissement vise à homogénéiser les rentabilités des installations, bien que cet effet soit limité.

Les analyses de la CRE font ressortir des rentabilités possiblement très importantes pour des projets présentant un facteur de charge élevé et de faibles coûts d'investissement et des rentabilités faibles pour des projets présentant des facteurs de charge modérés. L'hétérogénéité des facteurs de charge entre installations, que la CRE a pu constater dans le cadre de sa collecte d'informations, implique que certains projets pourraient se trouver dans cette situation. Une réduction du paramètre « t_2 » de l'ordre de 5 €/MWh permettrait de limiter dans une certaine mesure cet effet. Alternativement, le seuil I_{min} pourrait être remonté à 1 000 €/2026/kW afin de limiter cet effet et de concentrer le soutien vers les projets présentant des montants de programme d'investissement élevés.

Plus globalement, la CRE observe que, même si la mise en œuvre d'une grille tarifaire tenant compte du montant du programme d'investissement et du facteur de charge tend à resserrer les niveaux de rentabilité des installations, ceux-ci demeureraient très hétérogènes, en raison notamment de la variabilité observée des OPEX entre installations. Par ailleurs, les modalités de soutien dépendent du montant du programme d'investissement : si le montant et l'éligibilité des investissements fait l'objet d'un contrôle par l'organisme chargé de la délivrance de l'attestation de conformité, la pertinence des investissements entrepris ne l'est pas. La CRE considère en conséquence qu'il serait bien plus pertinent pour ces installations de bénéficier d'un soutien public attribué suivant une procédure concurrentielle :

- les nouvelles installations d'une puissance comprise entre 1 et 4,5 MW passent en effet déjà par une procédure concurrentielle pour sécuriser leur niveau de soutien (y compris les projets portés par des micro-entreprises ou PME ou une communauté d'énergie renouvelable) ;
- les porteurs de projet pourraient demander un niveau de soutien proportionné aux coûts réels des projets, ce qui permettrait de réduire les risques de surrentabilité.

2.2.3. Mise en place d'un coefficient de pondération temporelle α_N augmentant le tarif de soutien en début de contrat, puis le réduisant en fin de contrat

La CRE a comparé la rentabilité des projets entre le scénario médian tel que détaillé en section 2.2.1 et un scénario alternatif sans pondération du tarif et un endettement sur 20 ans (plus cohérent qu'un endettement sur 12 ans en l'absence de pondération). Dans cette configuration, le TRI des projets sur 20 ans tel que calculé dans le scénario alternatif est amélioré par rapport au scénario médian dans une très faible mesure : au plus de 0,2 pp.

La CRE prend acte de la mise en place d'un coefficient de pondération du tarif, qui correspond par ailleurs à une demande de la filière.

3. Modalités de calcul du complément de rémunération

3.1. Formule du complément de rémunération sur les périodes de prix spot positifs

3.1.1. Dispositions du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté définit le CR comme suit :

$$CR = \left[\sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (\alpha_N \cdot T_e - M_{0i} + P_{gestion}) \right] - Nb_{capa} \times Pref_{capa}$$

Formule dans laquelle :

- l'indice i représente un mois civil ;
- E_i est la somme sur les quarts d'heures de prix spot positif ou nul des volumes d'électricité affectés par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation sur le mois i . Ces volumes comprennent les corrections liées à la participation de l'installation aux services nécessaires au fonctionnement du réseau ou au mécanisme d'ajustement. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production et des volumes autoconsommés ;
- α_N est le coefficient de pondération temporelle tel que défini en section 2.1.4 ;
- T_e est le tarif de référence calculé selon les modalités présentées en section 2.1.3 ;
- M_{0i} exprimé en €/MWh est le prix de marché de référence sur le mois i , défini comme la moyenne sur le mois civil i des prix spot positifs ou nuls ;
- $P_{gestion}$ est la prime unitaire de gestion, exprimée en €/MWh. Elle est égale à 2 €/MWh pendant toute la durée du contrat ;
- Nb_{capa} est le nombre de garanties de capacités, exprimé en MW²⁷ ;
- $Pref_{capa}$ est le prix de marché de référence de la capacité, exprimé en €/MW et défini comme le prix observé à l'issue de la dernière session d'enchères organisée pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

3.1.2. Analyse de la CRE

3.1.2.1. Prix de marché de référence M_0

Le profil et la saisonnalité de la production hydraulique sont très hétérogènes suivant les installations, bien plus que les installations photovoltaïques ou éoliennes. Le projet d'arrêté définissant la référence M_0 comme une moyenne non pondérée des prix de marché sur un mois, emporte ainsi moins de biais qu'une référence qui serait pondérée selon la production de certaines installations hydrauliques²⁸.

La CRE accueille favorablement la définition d'un prix de marché de référence M_0 non pondéré, qui incite le producteur à optimiser son profil de production sur chaque mois.

3.1.2.2. Définition de l'énergie E_i

La définition de E_i prend en compte les corrections apportées au périmètre d'équilibre en cas de participation aux services systèmes ou au mécanisme d'ajustement, et est nette de la consommation

²⁷ Pouvant être certifiée selon une méthode normative ou réalisé.

²⁸ Comme c'est le cas dans les derniers cahiers des charges de l'appel d'offres « Petite hydroélectricité ».

des auxiliaires de l'installation et des volumes autoconsommés dans le cadre d'opérations d'autoconsommation individuelle ou collective.

La CRE accueille favorablement cette définition.

La CRE suggère d'intégrer à l'article 2 une définition de la « *production corrigée de l'installation* » correspondant aux « *volumes d'électricité affectés par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation. Ces volumes comprennent les corrections apportées, le cas échéant, pour le calcul de l'écart du périmètre d'équilibre en application des règles mentionnées à l'article L. 321-14 du code de l'énergie, liées à la participation de l'Installation aux services nécessaires au fonctionnement du réseau ou au mécanisme d'ajustement ou des services de flexibilité mentionnés à l'article L.322-9 du code de l'énergie. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'Installation en période de production et des volumes autoconsommés dans le cadre d'une opération telle que définie aux articles L. 315-1 et L. 315-2* ». Cette définition de la production corrigée de l'installation pourra être reprise dans la définition de Ei, ainsi que dans la définition du facteur de charge F (cf section 3.4 de la présente délibération).

3.1.2.3. Prime de gestion

Dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération²⁹, la CRE avait mis en évidence que les frais d'agrégation, qu'est censée couvrir la prime de gestion, sont corrélés positivement au niveau moyen des prix de gros. Cette dépendance des frais d'agrégation au niveau moyen des prix de gros avait par exemple conduit les producteurs, pendant la crise récente, à requérir l'intégration dans le dispositif de complément de rémunération d'une compensation spécifique et adaptée des coûts d'équilibrage. La CRE avait également souligné dans le même rapport que la mise en œuvre d'une prime de gestion dépendant du prix de référence marché aurait un effet bénéfique sur le budget de l'Etat, en réduisant sa sensibilité à l'évolution des prix spot.

La CRE réitère ainsi sa recommandation de dimensionner la prime de gestion selon le prix de référence marché M_0 , compte-tenu de la forte incertitude sur l'évolution du niveau de coûts d'équilibrage à venir. Elle propose de la fixer à 1 % du M_0 .

3.1.2.4. Références pour les revenus sur le marché de capacité

Le mécanisme de capacité, tel que défini aux articles L.335-1 et suivants du code de l'énergie, évoluera prochainement, en cohérence avec les dispositions de l'article 19 de la loi de finances pour 2025. Le cadre réglementaire est défini par le décret n°2025-1441³⁰ et les nouvelles règles du mécanisme de capacité seront fixées en 2026.

La CRE propose l'ajout de la mention suivante afin d'anticiper l'évolution prochaine des règles du mécanisme de capacité : « *En cas de modifications des règles du mécanisme de capacité après la publication du présent cahier des charges, les grandeurs Nb_{Capa} et $Pref_{capa}$ seront adaptées pour tenir compte des modalités de participation de la filière hydroélectrique au mécanisme de capacité en vigueur.* »

²⁹ CRE, *Bilan sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir*, 24 juin 2025

³⁰ [Décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025](#) relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité

3.1.2.5. Prime annuelle de performance

La définition de la référence marché M_0 , à une maille mensuelle, donne une incitation aux installations à optimiser leur profil de production au sein d'un mois. Elle n'apporte néanmoins aucune incitation à optimiser le profil de production saisonnier, notamment s'agissant du placement des maintenances.

Dans la continuité des recommandations faites dans son rapport sur le complément de rémunération³¹, la CRE recommande d'introduire une prime annuelle de performance afin d'inciter l'optimisation du profil saisonnier des installations.

3.2. Prime versée en cas de prix de marché négatifs

3.2.1. Dispositions du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit l'attribution d'une prime venant remplacer le complément de rémunération pour les quart d'heures où le prix spot est strictement négatif. Le prix spot est défini comme le prix en €/MWh, pour la livraison d'un MWh issu de l'enchère du couplage unique pour livraison le lendemain de la zone de dépôt des offres dans laquelle est située l'installation. Ce prix correspond :

- à celui résultant du couplage des marchés européens pour la zone de dépôt des offres dans laquelle est située l'Installation dans le cas où au moins l'un des NEMO³² actifs dans cette zone participe au couplage unique ;
- ou, à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO pour la zone de dépôt des offres dans laquelle est située l'Installation pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif dans cette zone ne participe au couplage unique.

La prime est dimensionnée comme suit :

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,4 \cdot P_{\text{max}} \cdot T_e \cdot \frac{n_{\text{prix négatifs}}}{4}$$

Formule dans laquelle :

- T_e est le tarif de référence, exprimé en €/MWh ;
- P_{max} est la puissance de raccordement inscrite dans le contrat d'accès au réseau public de l'installation ;
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est défini comme « la somme du nombre de quarts d'heures pendant lesquels les Prix spot ont été strictement inférieurs à -10 c€/MWh et pendant lesquels l'installation n'a pas produit à une puissance supérieure au seuil de 10 % de sa Puissance installée, additionnés aux quarts d'heures pendant lesquels les Prix spot ont été compris entre 0 et -10 c€/MWh indépendamment de la production de l'installation, diminuée de 120 quarts d'heures. Les quarts d'heure durant lesquels les prix spots sont strictement négatifs et pour lesquels (i) l'installation a produit au-delà de 10 % de sa Puissance installée, après déduction des volumes autoconsommés, en conséquence de sa participation aux services nécessaires au fonctionnement du réseau ou au mécanisme d'ajustement ou (ii) sont associés à au moins une enchère au prix positif issu du couplage infra-journalier, sont également comptabilisés. »

³¹ Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, Juin 2025.

³² Opérateurs désignés du marché de l'électricité, en anglais « *Nominated Electricity Market Operator* »).

3.2.2. Analyse de la CRE

3.2.2.1. Application de ces dispositions au pas du quart d'heure

Le projet d'arrêté prévoit une mise en œuvre de la prime pour prix négatifs à la maille du quart d'heure, soit l'unité de temps en vigueur sur la plateforme de marché organisé français.

La CRE propose d'adapter la formulation afin de mentionner le pas de temps en vigueur sur la plateforme de marché organisé français. Cela rendra l'arrêté plus résilient à une éventuelle évolution de ce pas de temps à l'avenir.

3.2.2.2. Pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs

Le projet d'arrêté propose une définition des pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs présentant des différences avec celle adoptée récemment pour les autres dispositifs de soutien pour des installations EnR terrestres.

La CRE recommande d'adopter une définition des pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs homogène avec celle des autres dispositifs de soutien, tenant compte des dispositions relatives aux pas de temps négatifs introduites par la loi de finance de 2025³³.

« $n_{\text{prix négatifs}}$ est la somme du nombre d'heures durant lesquelles l'une des trois conditions suivantes est vérifiée :

1. L'ensemble des conditions suivantes sont réunies :

- a. Les Prix Spot sont strictement inférieurs à -10c€/MWh ;
- b. Les prix issus des enchères du couplage infra-journalier unique sont tous strictement négatifs ;
- c. la Puissance Moyenne Injectée sur le Réseau de l'installation sur cette heure est inférieure à 10 % de la puissance de l'installation. Les cinq premières et cinq dernières minutes d'une succession d'heures pour lesquelles les conditions a) et b) sont remplies sont exclues pour le calcul (numérateur et dénominateur) de la Puissance Moyenne Injectée sur le Réseau ;

2. les Prix Spot sont compris entre 0 et -10c€/MWh, et aucune production de l'installation n'est autoconsommée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective ;

3. les Prix Spot sont strictement négatifs et au moins l'un des prix issus des enchères du couplage infra-journalier est positif, et aucune production de l'installation n'est autoconsommée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective »

« la Puissance Moyenne Injectée sur le Réseau désigne :

- les volumes d'électricité (en MWh) affectés par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son Installation, sur la durée exprimée en heures de la période sur laquelle la Puissance Moyenne Injectée sur le Réseau est calculée ;
- divisé par la durée exprimée en heures de la période sur laquelle la Puissance Moyenne Injectée sur le Réseau est calculée.

Ces volumes comprennent les corrections apportées, le cas échéant, pour le calcul de l'écart du périmètre d'équilibre en application des règles mentionnées à l'article L. 321-14 du code de l'énergie, liées à la participation de l'Installation aux services nécessaires au fonctionnement du réseau ou au mécanisme d'ajustement, ou des services de flexibilité mentionnés à l'article L.322-9 du code de l'énergie. Ces volumes comprennent l'électricité consommée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires

³³ [Article 175 de la loi n°2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.](#)

nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production et de l'électricité consommée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle. » L'adoption de ces définitions supposerait par ailleurs d'adapter la formule de la prime de prix négatifs (outre les considérations développées en partie 3.2.2.3 sur le dimensionnement de la prime) et du facteur de charge afin de tenir compte du fait que $n_{\text{prix négatifs}}$ se définisse en heures et non en quarts d'heure.

3.2.2.3. Dimensionnement de la prime pour prix négatifs

Le projet d'arrêté reprend les dispositions des cahiers des charges des appels d'offres « Petite hydroélectricité », à savoir un facteur de charge normatif de 40 % pendant les épisodes de prix de marché négatifs.

Dans son rapport sur la mise en œuvre du complément de rémunération, la CRE avait identifié deux limites importantes au fait de dimensionner la prime pour prix négatifs selon un facteur de charge unique pour toutes les installations et constant sur toute la durée du contrat :

- la disparité des facteurs de charge au sein d'une filière : le facteur de charge annuel moyen d'une installation dépend largement de la localisation de l'installation et des technologies utilisées (cet effet est particulièrement marqué pour la filière hydroélectrique) ;
- la corrélation entre la production des installations soutenues et la survenance d'épisode de prix négatifs : la répartition des heures de prix négatifs est susceptible d'évoluer au cours de la durée du contrat.

La CRE avait donc recommandé de dimensionner la prime pour prix négatifs de façon plus dynamique. Elle avait identifié plusieurs méthodes parmi lesquelles une méthode « des trapèzes » dans laquelle la perte de production sur l'épisode de prix négatifs serait estimée à partir de la moyenne entre la production de l'installation lors de l'heure située avant l'épisode de prix négatifs et celle située après cet épisode. Pour limiter l'influence du temps nécessaire à l'arrêt et au redémarrage de la production sur la production de référence prise en compte, les quarts d'heure précédant et succédant à l'épisode seraient exclus du calcul.

Les installations hydroélectriques présentent un productible variant modérément au sein d'une même journée comparativement à des installations éoliennes ou solaires : une méthode « des trapèzes » serait donc particulièrement adaptée pour évaluer la perte de production induite par des épisodes de prix négatifs. La mise en œuvre d'une telle mesure serait facilitée compte-tenu du nombre modéré d'installations qui seraient éligibles au présent projet d'arrêté.

En conséquence, la CRE estime pertinent que la prime pour prix négatifs soit dimensionnée selon la méthode « des trapèzes » dans cet arrêté, sous réserve de la validation de la faisabilité opérationnelle d'une telle solution d'ici la mise en service prévisionnelle des installations concernées.

3.3. Conditions d'indexation

3.3.1. Dispositions du projet d'arrêté

3.3.1.1. Coefficient d'indexation K

Le projet d'arrêté définit un coefficient d'indexation K, lequel s'applique au tarif de référence (le cas échéant au tarif déprécié de 32 €/2026/MWh).

$$K = \left(1 + 4(TauxDette_E - TauxDette_C)\right) * \left(0,05 + 0,33 \frac{ICHTrev-TS_E}{ICHTrev-TS_C} + 0,19 \frac{FM0ABE0000_E}{FM0ABE0000_C} + 0,04 \frac{IndexCu_E}{IndexCu_C} + 0,25 \frac{IndexAcier_E}{IndexAcier_C} + 0,14 \frac{TP02_E}{TP02_C}\right)$$

Dans cette formule :

- $TauxDette_E$ est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les trois mois civils précédant le 1^{er} jour du 18^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation³⁴ ;
- $TauxDette_C$ est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les trois mois civils précédant le 1^{er} jour du 3^{ème} mois avant le mois de publication de l'arrêté ;
- $ICHTrev-TS_E$ est la dernière valeur définitive connue, le 1^{er} jour du 15^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation, de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000_E$ est la dernière valeur définitive connue, le 1^{er} jour du 15^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation, de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- $IndexCu_E$ est la dernière valeur définitive connue, le 1^{er} jour du 15^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation, de l'indice FDB0D244400 identifiant 010534659 (CPF 24.44 – Cuivre – Production de l'industrie française pour le marché français – Prix de base) ;
- $IndexAcier_E$ est la dernière valeur définitive connue, le 1^{er} jour du 15^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation, de l'indice FDB0D241000 identifiant 010536462 (CPF 24.10 – Acier – Produits sidérurgiques de base et ferroalliages – Production de l'industrie française pour le marché français – Prix de base) ;
- $TP02_E$ est la dernière valeur définitive connue, le 1^{er} jour du 15^{ème} mois avant la date d'achèvement de l'installation, de l'indice TP02 identifiant 001710987 – Travaux de génie civil et d'ouvrages d'art neufs ou rénovation ;

$ICHTrev-TS_C$, $FM0ABE0000_C$, $IndexAcier_C$, $IndexCu_C$ et $TP02_C$ sont les dernières valeurs définitives connues le 1^{er} jour du mois de la date de publication du projet d'arrêté.

3.3.1.2. Coefficient d'indexation K'

Le projet d'arrêté définit également un coefficient K', reprenant la même formule que le coefficient K. Il est réévalué annuellement et s'applique, à compter du 1^{er} janvier 2026, aux paramètres I_{min} , I_{max} et à la limite de 10 000 €₂₀₂₆ de coûts d'achat et d'installation de logiciel éligibles dans le programme d'investissement.

Il diffère du coefficient K de la façon suivante :

- l'indice $TauxDette_E$ est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les trois mois civils précédant la demande complète de contrat ;
- les valeurs prises en compte pour les indices $ICHTrev-TS_E$, $FM0ABE0000_E$, $IndexCu_E$, $IndexAcier_E$ et $TP02_E$ sont les dernières valeurs définitives connues le 1^{er} jour du mois de la date de demande complète de contrat.

3.3.1.3. Coefficient d'indexation L

Un coefficient d'indexation L est défini dans le projet d'arrêté, il s'applique au tarif de soutien à partir de la prise d'effet du contrat de soutien.

$$L = 0,6 + 0,3 \frac{ICHTrevTS1}{ICHTrevTS1_0} + 0,1 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

³⁴ Définie dans le projet d'arrêté comme la réalisation totale du programme d'investissement, constaté par un organisme de contrôle lors de l'établissement de l'attestation de conformité

Formule dans laquelle :

- ICHTrev-TS1 est la dernière valeur définitive connue au premier janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au premier janvier de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;
- ICHTrev-TS1₀ et FM0ABE0000₀ sont les dernières valeurs définitives des indices ICHTrev-TS1 et FM0ABE0000 connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

3.3.2. Analyse de la CRE

Le coefficient L est inchangé comparativement à l'arrêté H16. Il a vocation à répercuter sur le tarif l'inflation que pourraient subir les OPEX pendant la durée du contrat de soutien. La répartition entre part variable et part fixe doit être cohérente avec la part des OPEX (actualisées) dans l'ensemble des dépenses du projet. Or, cette part variera sensiblement selon les projets compte-tenu de la grande diversité des montants des programmes d'investissement permise par l'arrêté.

La CRE considère donc que dans les conditions prévues par l'arrêté, il serait cohérent de définir un coefficient d'indexation L dont la répartition entre part variable et part fixe dépendrait du montant du programme d'investissement (des coefficients associés à des plages de programmes d'investissement pourraient être définis, afin de limiter les formules de L possibles).

Le coefficient K', introduit par le projet d'arrêté, vise à reproduire l'évolution globale des coûts des programmes d'investissement entre la publication de l'arrêté et la demande complète de contrat par le producteur. Ce coefficient fait intervenir des indices très spécifiques (acier, cuivre, travaux publics), qui pourrait s'avérer non représentatifs de certains programmes d'investissements.

Compte-tenu de la diversité des programmes d'investissements qui pourraient être réalisés par les producteurs, la CRE recommande que le coefficient K' s'appuie sur des indices plus généraux (par exemple le coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques et l'indice de prix à la production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie).

Le coefficient d'indexation K reprend la même définition que dans l'arrêté H16, la date de fin d'indexation étant 15 mois avant la date de début du contrat dans le projet d'arrêté contre 12 mois avant la date de début du contrat pour les contrats H16. Ce coefficient a vocation à reproduire l'inflation que pourraient subir sur cette période les investissements ainsi que les OPEX, il est donc sujet aux mêmes considérations que les coefficients L et K'.

La CRE recommande :

- d'une part de prendre en compte dans le coefficient K des indices plus agrégés, moins susceptibles d'entraîner des biais de représentativité compte-tenu de la variété des programmes d'investissements ;
- d'autre part d'adapter la pondération des indices selon le montant du programme d'investissement (des coefficients associés à des plages de programmes d'investissement pourraient être définis, afin de limiter les formules de K possibles).

Le projet d'arrêté fait débiter l'indexation de certains paramètres au 1er janvier 2026 (I_{\min} , I_{\max} et le seuil de coûts d'achat et d'installation de logiciel éligibles dans le programme d'investissement) et d'autre à la date de publication de l'arrêté (coefficients K et K').

La CRE propose d'homogénéiser la date de début d'indexation de ces paramètres au 1^{er} janvier 2026.

3.4. Evaluation du facteur de charge de l'installation

3.4.1. Dispositions du projet d'arrêté

3.4.1.1. Définition du facteur de charge

Le facteur de charge annuel F de l'installation est exprimé en hepp et défini dans le projet d'arrêté comme la somme :

- du quotient de la production de l'installation pendant les périodes de prix spot positifs ou nul par la puissance installée ;
- du produit du nombre de quarts d'heures de prix négatifs $\frac{n_{\text{prix négatifs}}}{4}$ pendant lesquelles l'installation a touché la prime pour prix négatifs par un facteur normatif de 0,4.

Le producteur doit fournir, dans sa demande complète de contrat, une estimation de son facteur de charge pour le dimensionnement du tarif de soutien. La déclaration d'un facteur de charge inférieur de plus de 10 % par rapport au facteur moyen constaté sur les dix dernières années complètes précédant la demande doit être justifié.

Le projet d'arrêté adapte en son Titre 2 l'arrêté du 2 novembre 2017 *relatif aux modalités de contrôle des installations de production d'électricité* afin que l'évaluation du facteur de charge F de l'installation soit intégrée au périmètre faisant l'objet de contrôle par l'organisme en charge de la délivrance de l'attestation de conformité.

3.4.1.2. Réévaluation du facteur de charge

Le facteur de charge est réévalué tous les cinq ans, suivant la même temporalité que le seuil de production au-delà duquel l'installation bénéficie d'un tarif déprécié (cf. partie 2.1.5). Le producteur transmet au co-contractant la réévaluation du facteur de charge, qui est prise en compte :

- d'une part pour définir le tarif de référence jusqu'à la prochaine réévaluation du facteur de charge ou pour la durée résiduelle du contrat ;
- d'autre part pour estimer une régularisation correspondant à la différence entre (A) la somme du complément de rémunération et de la prime pour prix négatifs qui auraient été versés avec le tarif calculé sur la base du facteur de charge réalisé et (B) la somme du complément de rémunération et de la prime pour prix négatifs versés sur la même période selon le tarif calculé sur la base du facteur de charge déterminé au début de la période quinquennale. En cas de période quinquennale incomplète, la régularisation est réalisée sur la période durant laquelle le contrat est actif.

3.4.2. Analyse de la CRE

Le projet d'arrêté ne précise pas suivant quelle méthodologie le producteur réévalue le facteur de charge. La CRE note qu'en fondant la définition du facteur de charge sur des données contractuelles (en reprenant par exemple pour le premier terme de F la production corrigée de l'installation), le co-contractant pourrait lui-même réaliser la réévaluation du facteur de charge.

Le producteur devrait toujours déclarer au co-contractant la valeur du facteur de charge pour la première période quinquennale.

Afin d'éviter d'éventuels effets d'aubaine selon lesquels un producteur sous-évaluerait son facteur de charge initial pour bénéficier d'un meilleur tarif initial, la CRE recommande de prévoir une pénalisation du producteur s'il s'avère, à l'issue de la première période quinquennale, que le facteur de charge constaté est 10 % supérieur à ce que le producteur avait déclaré.

La CRE recommande par ailleurs de prévoir que la réévaluation du facteur de charge à l'issue de chaque période quinquennale soit directement réalisée par le cocontractant.

La CRE note que la définition de la production prise en compte dans le premier terme du facteur de charge F n'est pas homogène avec l'énergie E_i telle que définie en Annexe 3 du projet d'arrêté. Elle ne prend ainsi pas en compte les corrections liées à la participation au mécanisme d'ajustement ou les volumes autoconsommés.

Le second terme est défini en cohérence avec le dimensionnement normatif de la prime versée en cas de prix de marché négatifs.

La CRE recommande de considérer dans le premier terme du facteur de charge F la production corrigée de l'installation, telle qu'elle propose de la définir en section 3.1.2.2 de la présente délibération, et utilisée pour définir le paramètre E_i .

Le second terme de F devrait être adapté si la proposition de la CRE de mettre en œuvre un dimensionnement plus dynamique de la prime versée en cas de prix de marchés négatifs était retenu.

Le projet d'arrêté ne prévoit pas dans quels délais la mise à jour du facteur de charge et la réévaluation du tarif de référence doivent être réalisés. Cela ne pourra néanmoins pas être réalisé dès le début de chaque période quinquennale, compte-tenu des délais de remontée des données de production de l'installation. Aussi, la facturation des premiers mois d'une période quinquennale pourrait être faite sur la base du tarif de référence de la période précédente.

La CRE recommande de clarifier le terme B définissant les sommes perçues par le producteur au cours d'une période quinquennale comme suit : « (B) la somme des compléments de rémunération et des primes prix négatifs définies au III de l'Annexe 3, versés au Producteur au cours de cette même période, selon le tarif calculé sur la base du facteur de charge déterminé au début de la période quinquennale » dans la mesure où ces versements ne seraient pas forcément réalisés sur la base du facteur de charge déterminé au début de la période quinquennale (notamment lors des premiers mois de cette période).

Par ailleurs, le projet d'arrêté ne prévoit pas d'actualisation des sommes dues au titre de la régularisation des sommes versées sur une période quinquennale liée au calcul du facteur de charge constaté.

La CRE recommande que les sommes versées dans le cadre de cette régularisation soient actualisées, celle-ci pourrait prendre la forme suivante :

$$R = (V_N - C_N) + \sum_{A=A_1}^{N-1} (V_A - C_A) * \prod_{i=A}^{N-1} (1 + t_{OAT_i})$$

Avec dans cette formule :

- R le montant de la régularisation ;
- C_A la somme des CR et des primes pour prix négatifs qui auraient été versés avec le tarif calculé sur la base des facteurs de charge constatés une année i ;
- V_A la somme des CR et des primes pour prix négatifs versés au producteur sur l'année i ;
- A_1 : la première année de la période quinquennale ;
- N : la dernière année de la période quinquennale (le cas échéant une année incomplète) ;
- t_{OAT_i} : taux de l'OAT d'échéance 10 ans, constaté à l'année i .

4. Indemnités de résiliation à l'initiative du producteur

Le projet d'arrêté autorise le producteur à résilier son contrat de façon anticipée. Il doit alors verser au cocontractant une indemnité correspondant au montant actualisé du soutien perçu.

Dans son avis du 6 novembre 2025³⁵, la CRE avait recommandé de dimensionner l'indemnité de résiliation anticipée suivant une logique de *mark-to-market* asymétrique, plus représentative de l'éventuel préjudice pour l'Etat d'une résiliation anticipée du contrat.

La CRE recommande de dimensionner l'indemnité de résiliation anticipée suivant une logique de *mark-to-market* asymétrique, notant néanmoins qu'un décret doit préalablement être adopté afin de permettre la mise en œuvre d'une telle mesure.

³⁵ Délibération de la CRE du 6 novembre 2025 portant avis sur un projet de décret portant diverses dispositions relatives aux énergies renouvelables électriques

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 24 novembre 2025 d'un projet d'arrêté définissant les conditions de soutien financier pour des installations de production hydroélectrique existantes (i) non concédées, (ii) de puissance installée supérieure à 1 MW, (iii) détenues par des micro, petites ou moyennes entreprises ou dont le projet est porté par une communauté d'énergie renouvelable, (iv) ayant déjà bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération et (v) réalisant un programme d'investissement.

La CRE est favorable sur le principe à la mise en place d'un dispositif de soutien pour les installations visées par le projet d'arrêté. Les installations éligibles pourraient représenter de l'ordre de quelques centaines de MW.

Le projet d'arrêté prévoit un dimensionnement du tarif de soutien selon le facteur de charge de l'installation et le montant du programme d'investissement réalisé, dans une fourchette comprise entre 59 €/2026/MWh et 100 €/2026/MWh pour les installations de haute chute, et entre 65 €/2026/MWh et 100 €/2026/MWh pour les installations de basse chute.

Les niveaux de rentabilité découlant de ce dispositif de soutien seraient néanmoins très hétérogènes, du fait notamment de la variabilité observée des OPEX entre installations. Par ailleurs, les modalités de soutien dépendent du montant du programme d'investissement : si le montant et l'éligibilité des investissements fait l'objet d'un contrôle par l'organisme chargé de la délivrance de l'attestation de conformité, la pertinence de ces investissements entrepris ne l'est pas. **Constatant par ailleurs que les nouvelles installations d'une puissance comprise entre 1 et 4,5 MW passent déjà par une procédure concurrentielle pour sécuriser leur niveau de soutien** (y compris les projets portés par des micro-entreprises ou PME ou une communauté d'énergie renouvelable), **la CRE considère qu'il serait plus pertinent de mettre en place une procédure concurrentielle, permettant aux producteurs de demander un niveau de soutien proportionné aux coûts réels des projets et réduisant ainsi les risques de sursurcoût.**

La CRE émet néanmoins les observations et recommandations suivantes sur le projet d'arrêté.

Tout d'abord, la CRE propose d'adapter la définition des installations éligibles à un contrat de complément de rémunération :

- en définissant un plafond de puissance installée éligible, ce qui permettra d'anticiper d'éventuelles évolutions du périmètre des installations sous le régime de l'autorisation ;
- en prévoyant un contrôle de la condition de détention de l'installation lors de la prise d'effet du contrat.

S'agissant des conditions tarifaires prévues par le projet d'arrêté, la CRE note que la structure de la grille tarifaire présente plusieurs propriétés positives, en ce qu'elle incite le producteur à optimiser le montant de son programme d'investissement et la production de son installation. Elle émet néanmoins plusieurs recommandations, visant à réduire le risque de sur-rémunération pour les projets présentant un facteur de charge élevé et de faibles coûts d'investissements : abaisser le niveau du paramètre t_2 , ou alternativement rehausser le seuil I_{min} à 1 000 €/2026/kW. La CRE propose également de rendre les coefficients d'indexation K , K' et L plus représentatifs des coûts des projets. Enfin, elle formule également des recommandations sur le processus de régularisation du soutien touché selon le facteur de charge réalisé par l'installation.

S'agissant des modalités de calcul du complément de rémunération, la CRE accueille favorablement la définition d'un prix de marché de référence M_0 non pondéré, qui incite le producteur à optimiser son profil de production sur chaque mois. La CRE émet plusieurs recommandations issues de son bilan sur le complément de rémunération (rapport publié en juillet 2025), portant sur la prime pour prix négatifs, la prime de gestion et l'ajout d'une prime annuelle de performance.

Enfin, la CRE recommande de dimensionner les indemnités de résiliation à l'initiative du producteur suivant une logique de *mark-to-market* asymétrique.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 27 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 – Détail des analyses réalisées par la CRE

Taux de rentabilité interne (TRI) des projets sur 20 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – sensibilité en cas de réduction du paramètre t2

Figure 3 - TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de basse chute selon leur facteur de charge – comparaison en cas de réduction de 5 €/MWh du paramètre t2

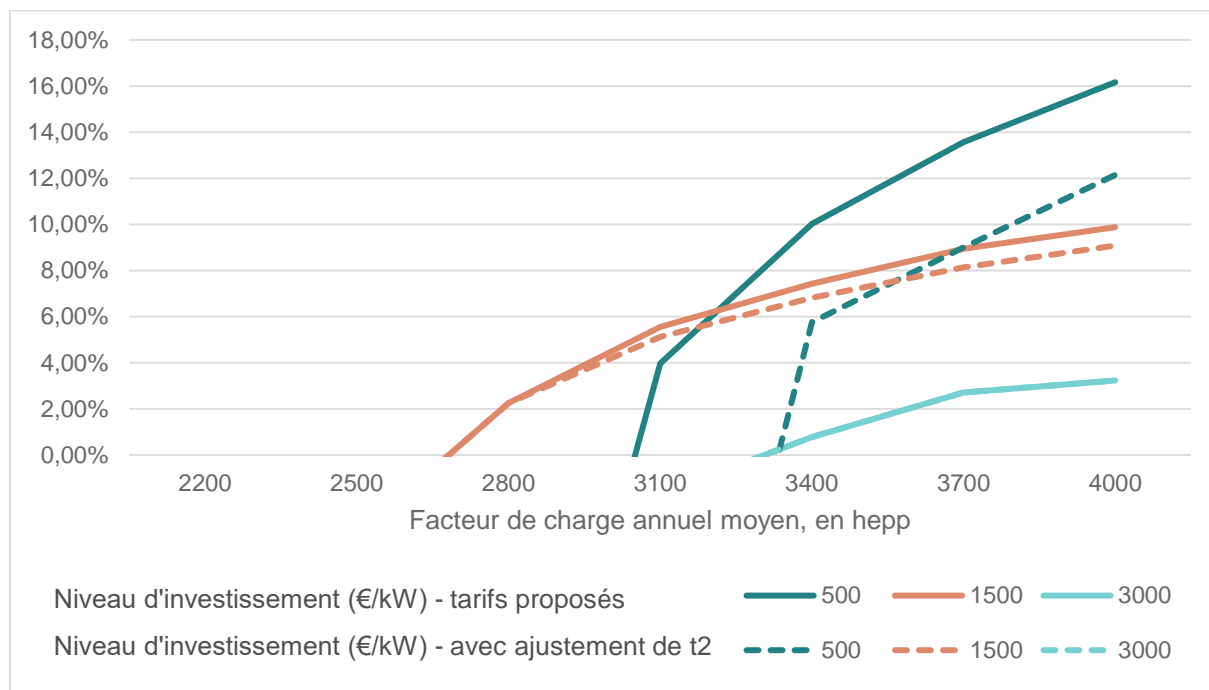
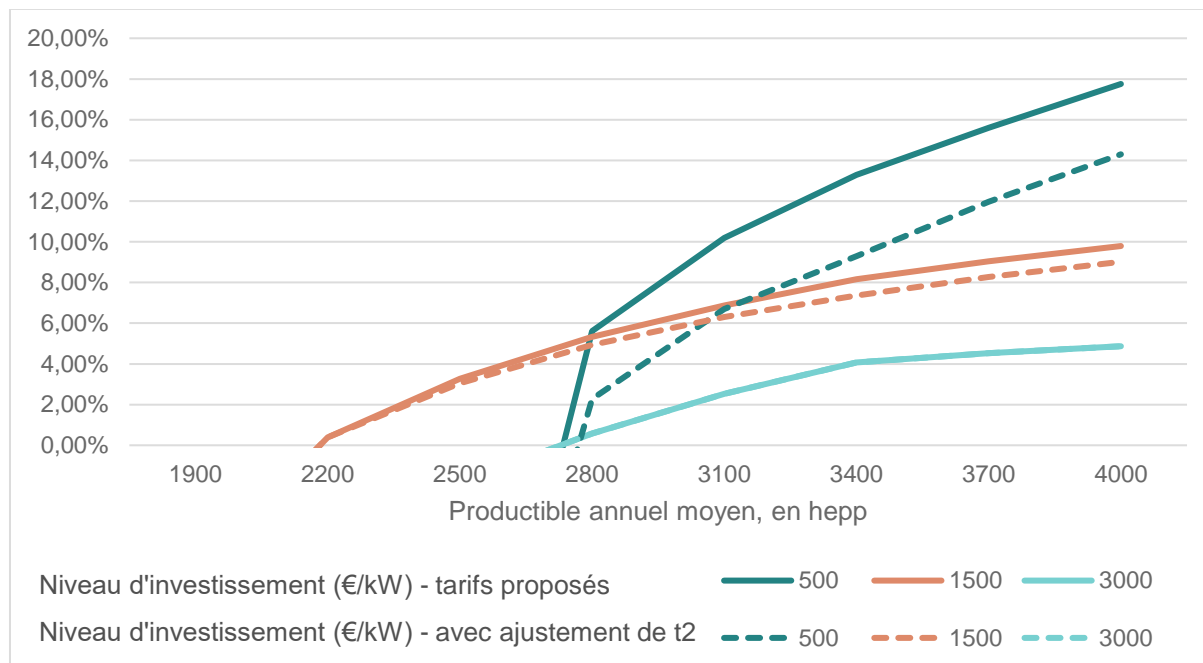


Figure 4 - TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de haute chute selon leur facteur de charge – comparaison en cas de réduction de 5 €/MWh du paramètre t2



Taux de rentabilité interne (TRI) des projets sur 20 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – sensibilité sur les niveaux d'OPEX

Comme précisé *supra*, les réponses des exploitants à la collecte de données menée début 2025 par la CRE a fait apparaître une grande variabilité des OPEX entre les installations, ce qui est cohérent avec des constats déjà émis par la CRE dans son rapport de 2020 sur les petites installations hydroélectriques³⁶. La CRE a en conséquence mené des analyses de sensibilité de la rentabilité selon trois scénarios d'OPEX (considérées hors taxes) : le cas médian présenté ci-dessus et des cas « bas » et « haut » présentant respectivement des OPEX 15 % inférieurs et 15 % supérieurs au cas médian.

³⁶ CRE, *Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale*, janvier 2020

Figure 5 - TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de basse chute selon leur facteur de charge – scénarios d'OPEX bas, médian et haut

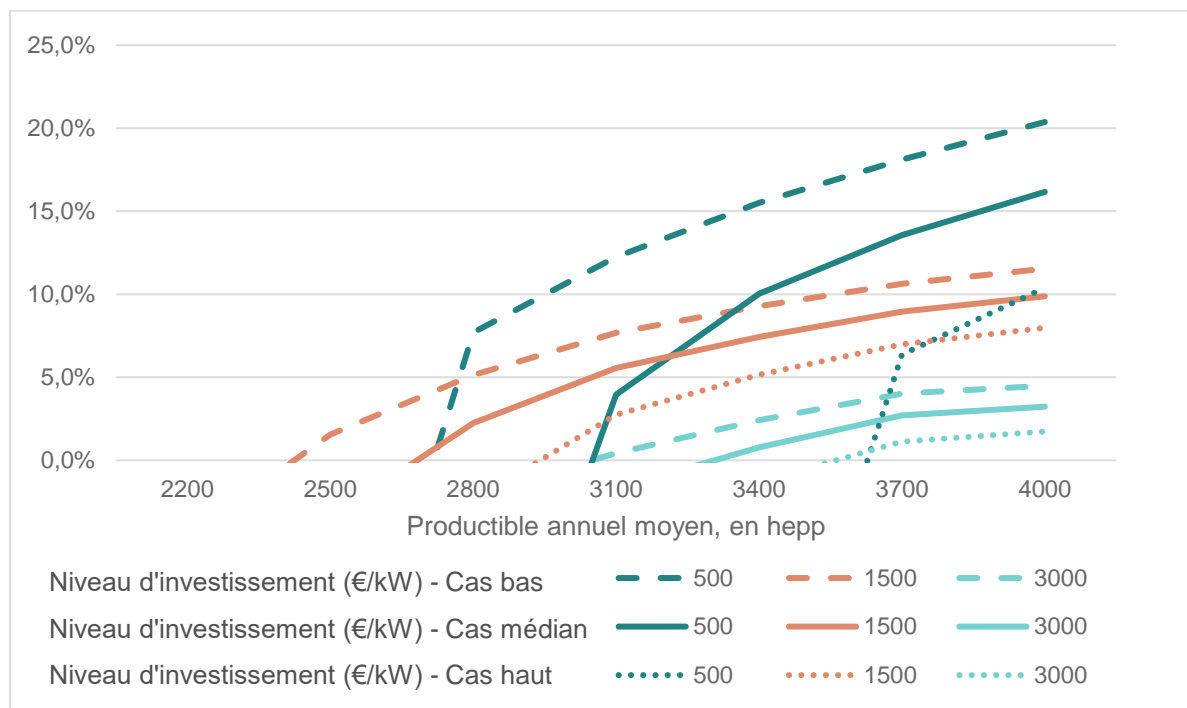
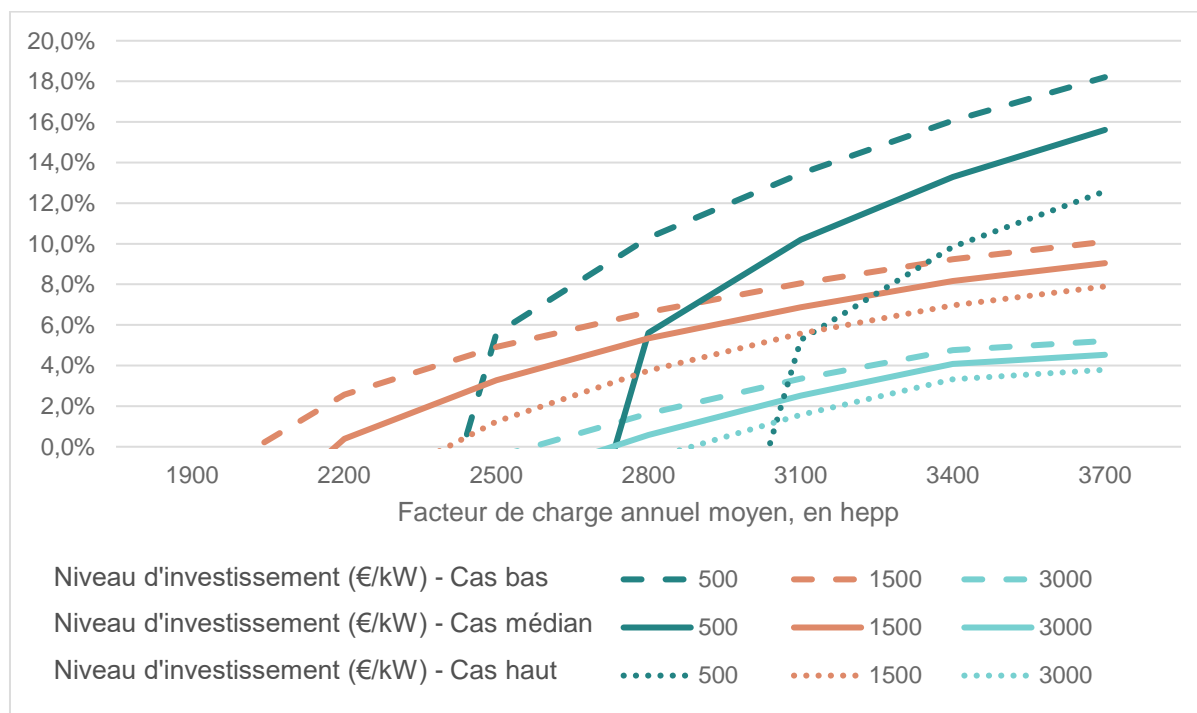


Figure 6 - TRI projet après impôts sur 20 ans pour des installations de haute chute selon leur facteur de charge – scénario d'OPEX bas, médian et haut



Les figures 5 et 6 montrent une forte variation de la rentabilité en cas de variation des OPEX. Cette variabilité est particulièrement forte pour les projets présentant un faible niveau d'investissement : en effet, pour ceux-ci les OPEX représentent une part plus importante des dépenses totales. La CRE note

que les variations d'OPEX appliquées dans ses sensibilités de +/- 15% sont limitées comparativement aux écarts d'OPEX constatés à l'issue de sa collecte d'information. La forte hétérogénéité des OPEX entre installations se retranscrira donc par des niveaux de rentabilité très variables entre installations, certaines pouvant présenter des niveaux élevés.

Taux de rentabilité interne (TRI) des projets sur 30 ans en fonction du facteur de charge et du niveau des investissements initiaux – scénario médian d'OPEX et de taxes

Compte-tenu de durée de vie, en générale longue³⁷, des installations hydroélectriques, celles-ci pourront a priori continuer de produire à l'issue des 20 ans de contrat de soutien. La CRE a ainsi évalué le TRI projet après impôts sur 30 ans, intégrant 10 ans de revenus de marché postérieurement au contrat de soutien.

Figure 7 - TRI projet après impôts sur 30 ans pour des installations de basse chute selon leur facteur de charge - scénario médian d'OPEX

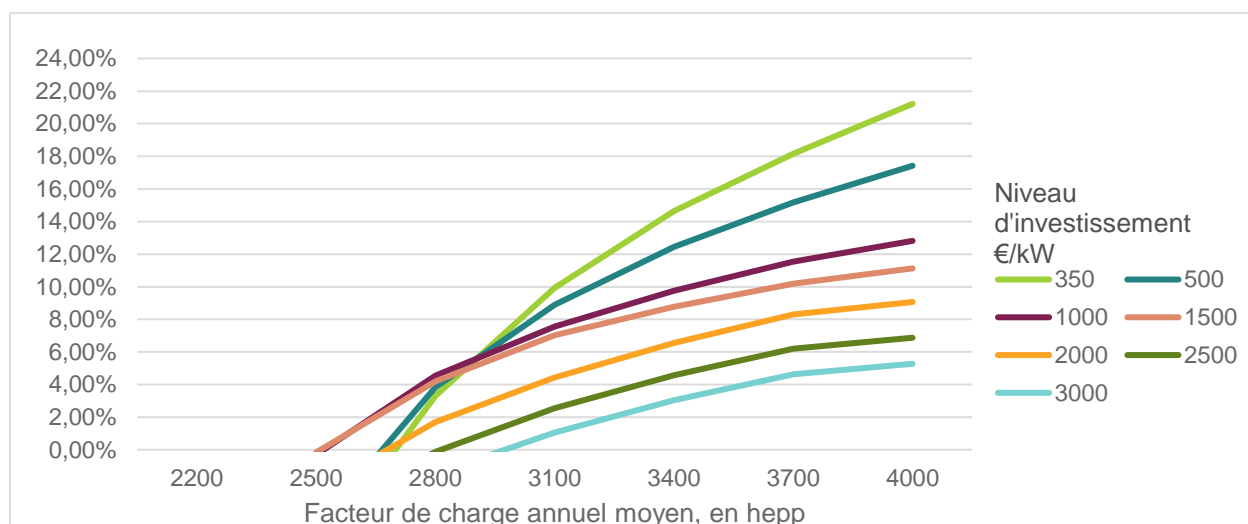
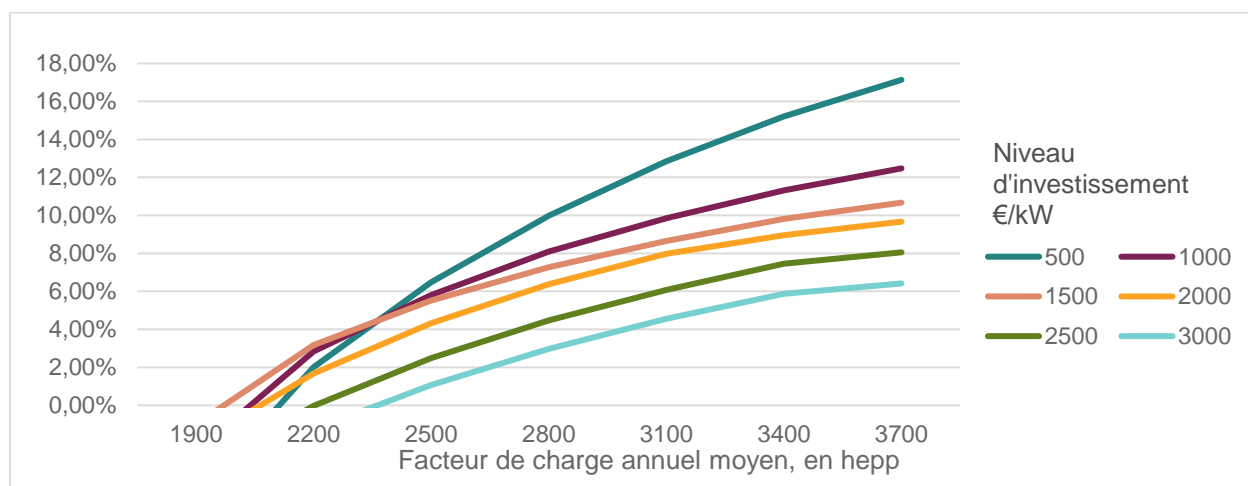


Figure 8 - TRI projet après impôts sur 30 ans pour des installations de haute chute selon leur facteur de charge - scénario médian d'OPEX



³⁷ Les répondants à la collecte d'informations de la CRE faisaient ainsi état d'installations en service depuis en moyenne 30 ans.

La CRE constate que la prise en compte de revenus de marché pendant 10 ans à l'issue du contrat de soutien aboutit à des niveaux de rentabilité plus élevés qu'en ne prenant en compte que la période couverte par le contrat de CR, de l'ordre d'1 à 2 points de pourcentage (pp).

Pour autant, les constats formulés en analysant le TRI projet après impôts sur 20 ans demeurent similaires : dans un scénario médian, le TRI projet après impôts sur 30 ans demeure inférieur à 6 % pour les installations de haute chute présentant un facteur de charge annuel moyen inférieur à 2 500 hepp/an, et pour les installations de basse chute avec un facteur de charge annuel moyen inférieur à 2 800 hepp/an.