

## DÉLIBÉRATION N°2026-92

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 avril 2026 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER et Didier REBISCHUNG, commissaires.**

Les conditions du soutien financier aux installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale sont fixées par l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (AT S21 Bâtiment)<sup>1</sup>.

Depuis sa publication, l'AT S21 Bâtiment a fait l'objet de huit arrêtés modificatifs : arrêtés modificatifs du 28 juillet 2022, du 8 février 2023, du 4 juillet 2023, du 22 décembre 2023, du 5 mars 2024, du 31 octobre 2024, du 26 mars 2025 et du 9 octobre 2025.

L'arrêté du 26 mars 2025 a notamment modifié les conditions d'éligibilité au guichet ouvert en la limitant aux installations de puissance crête inférieure ou égale à 100 kWc, à compter de la date d'ouverture du dépôt des candidatures à la première période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments ou ombrières de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc » (AO Petit PV Bâtiment<sup>2</sup>). La période de candidature à cette première période s'est déroulée du 22 septembre au 2 octobre 2025.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 25 mars 2026 d'un neuvième projet d'arrêté modificatif de l'AT S21 Bâtiment.

Compte tenu des nouveaux objectifs de développement issus de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) et du volume conséquent de projets photovoltaïque déjà engagés budgétairement mais pas encore mis en service, le projet d'arrêté modificatif vise à ralentir le développement des installations PV via le guichet ouvert et à le réorienter vers l'autoconsommation. Il prévoit ainsi un soutien uniquement aux installations en autoconsommation, via un tarif de rachat du surplus abaissé à un niveau de 1,1 c€/kWc, versé lors des périodes de prix Spot positif ou nul.

Le projet d'arrêté prévoit également plusieurs évolutions de simplification, sur lesquelles la CRE ne revient pas dans cette délibération, afin notamment de mettre en place un parcours simplifié pour les producteurs et de tenir compte de l'inéligibilité des installations de puissance crête installée supérieure à 100 kWc depuis l'automne 2025.

---

<sup>1</sup> [Arrêté du 6 octobre 2021](#) fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

<sup>2</sup> Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments ou ombrières de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc »

# 1. Dynamique de développement du segment 0-100 kWc

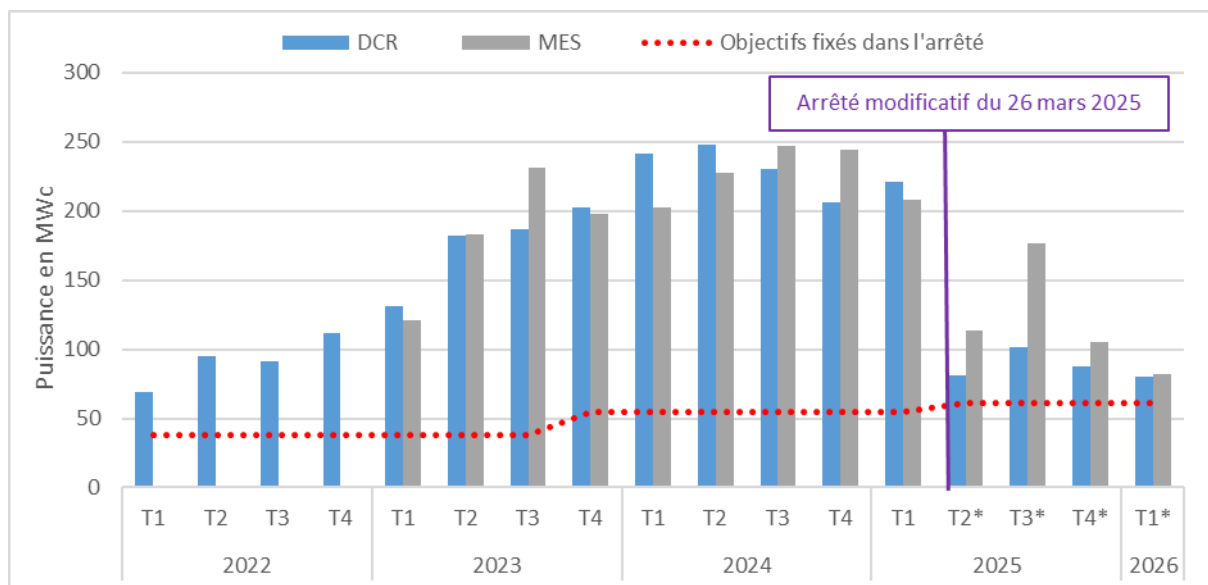
## 1.1. Dynamique de développement du segment 0-9 kWc

Depuis la publication de l'AT S21 Bâtiment jusqu'à l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 26 mars 2025, les conditions de soutien ont, en addition à d'autres facteurs, conduit à un développement du segment 0-9 kWc bien supérieur aux objectifs trimestriels fixés dans l'arrêté.

Le dépassement des objectifs de développement et la volonté de limiter les dépenses budgétaires ont motivé l'adoption de l'arrêté modificatif du 26 mars 2025. Celui-ci a harmonisé les conditions de soutien des segments 0-3 kWc et 3-9 kWc, en supprimant la possibilité d'un soutien pour la vente en totalité pour le segment fusionné 0-9 kWc, tout en diminuant significativement les niveaux de la prime à l'autoconsommation et du tarif d'achat du surplus, pour lesquels le mécanisme de dégressivité tarifaire trimestriel n'est en revanche plus appliqué. La CRE avait émis un avis favorable<sup>3</sup> sur les évolutions envisagées : la suppression de la vente en totalité, l'unification des conditions de soutien et la suppression du mécanisme de dégressivité pour le segment 0-9 kWc.

Depuis l'entrée en vigueur de cet arrêté modificatif, la prime à l'investissement et le tarif d'achat du surplus sont constants, à des montants respectivement égaux à 8 c€/Wc et 40 €/MWh.

**Figure 1 - Rythme trimestriel de dépôt des demandes complètes de raccordement (DCR) et de mises en service (MES) sur le segment 0-9 kWc entre fin 2021 et le T1 2026 au regard des objectifs fixés dans l'arrêté**



\* À la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 26 mars 2025, les trimestres de référence sont décalés d'un mois, conduisant (i) le T2 2025 à ne représenter que les mois de mars et avril 2025 et (ii) les trimestres suivants à représenter les trimestres civils correspondants décalés d'un mois.

<sup>3</sup> [Délibération n°2025-69 de la CRE du 6 mars 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions de soutien aux installations photovoltaïques sur bâtiment, hangar ou ombrière d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et sur un projet d'arrêté fixant les conditions de soutien aux installations photovoltaïques au sol d'une puissance crête installée inférieure ou égale à un mégawatt](#)

La baisse des conditions de soutien à ce segment en mars 2025 a entraîné une nette diminution du rythme de contractualisation à partir du T2 2025. Celui-ci est relativement stable depuis, en raison notamment des conditions tarifaires fixes (entre 60 et 100 MWc contractualisés par trimestre depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif). L'introduction en octobre 2025 d'un taux réduit de TVA à 5,5 % sur la livraison et l'installation des équipements de production photovoltaïque<sup>4</sup> pour ce segment, sous certaines conditions environnementales exigeantes, n'a pas conduit à une augmentation significative des volumes. Par ailleurs, les données transmises par Enedis à la CRE n'illustrent pas, à ce stade, d'augmentation notable du taux de chute des projets depuis la baisse des conditions tarifaires en mars 2025.

Néanmoins, ce rythme de développement reste légèrement au-dessus des objectifs trimestriels fixés par l'arrêté en vigueur : 80 MWc ont fait l'objet d'une DCR au T1 2026 pour un objectif trimestriel de 61,5 MWc, soit un dépassement de 1,3 fois l'objectif.

### 1.2. Dynamique de développement du segment 9-100 kWc

Entre l'entrée en vigueur de l'AT S21 Bâtiment et mars 2025, le segment 9-100 kWc a, dans l'ensemble, fait l'objet d'un développement cohérent avec les objectifs fixés dans l'arrêté, avec un dépassement relativement limité par rapport aux autres segments soutenus<sup>5</sup>. Le segment 9-36 kWc se développe principalement via l'autoconsommation (entre 63 % et 80 % des demandes de contrat selon les trimestres depuis le début de l'année 2024) alors que le développement du segment 36-100 kWc est porté en majorité par l'injection en totalité (entre 14 % et 36 % des demandes de contrat selon les trimestres depuis le début de l'année 2024).

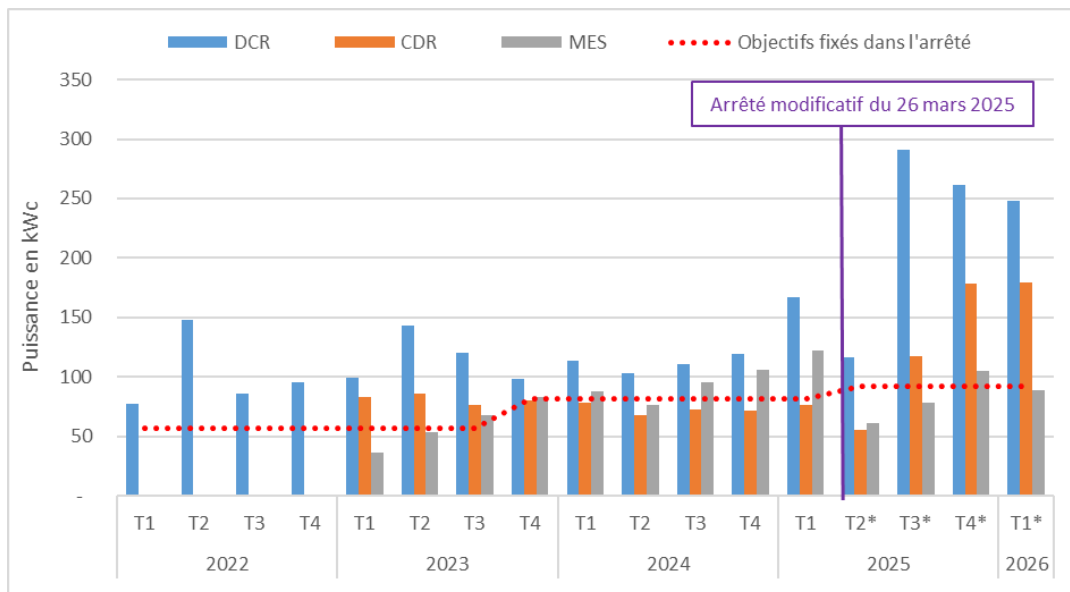
Si l'arrêté modificatif du 26 mars 2025 n'a pas conduit à une évolution directe du niveau du tarif de rachat et de la prime à l'investissement pour les installations du segment 9-100 kWc, la modification de la dégressivité tarifaire (avec un mécanisme plus réactif et plus fort), ainsi que la hausse des demandes de raccordement dépassant largement les objectifs fixés – du fait d'un report des projets de la tranche 100-500 kWc vers la tranche 36-100 kWc – ont par la suite fortement affecté le niveau du tarif et de la prime applicables aux installations de ce segment : ceux-ci ont ainsi diminué de 38 % entre le T1 2025 et le T2 2026 (passage du tarif de rachat en totalité du segment 36-100 kWc de 112,6 €/MWh au T1 2025 à 70,0 €/MWh au T2 2026).

---

<sup>4</sup> Arrêté du 8 septembre 2025 fixant les critères applicables à la livraison et à l'installation, dans les logements, des équipements de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil, d'une puissance installée inférieure ou égale à 9 kilowatts-crête, ouvrant droit à l'application du taux réduit de la taxe sur la valeur ajoutée mentionné à l'article 278-0 bis du code général des impôts

<sup>5</sup> Cf. parties 1.1, 2.1 et 3.1 de la [délibération du 6 mars 2025](#) susmentionnée.

**Figure 2 - Rythme trimestriel de dépôt des demandes complètes de raccordement (DCR), des conventions de raccordement (CDR) et des mises en service (MES) sur le segment 9-100 kWc entre fin 2021 et le T1 2026 au regard des objectifs fixés dans l'arrêté<sup>6</sup>**



\* À la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 26 mars 2026, les trimestres de référence sont décalés d'un mois, conduisant (i) le T2 2025 à ne représenter que les mois de mars et avril 2025 et (ii) les trimestres ultérieurs à représenter les trimestres civils correspondants décalés d'un mois.

Le passage en appel d'offres du segment 100-500 kWc à partir de septembre 2025 semble avoir créé un effet de report du segment 100-500 kWc vers le segment 9-100 kWc : entre le T2 2025 et le T3 2025, le nombre de DCR a augmenté de 116 MWc à 291 MWc pour un objectif trimestriel, légèrement réhaussé en mars 2025, de 92,25 MWc (dépassement de l'objectif de près de 100 MWc). Cet effet de report est particulièrement marqué pour le segment 36-100 kWc, et n'a pas été endigué par la diminution progressive du tarif en application du mécanisme de dégressivité.

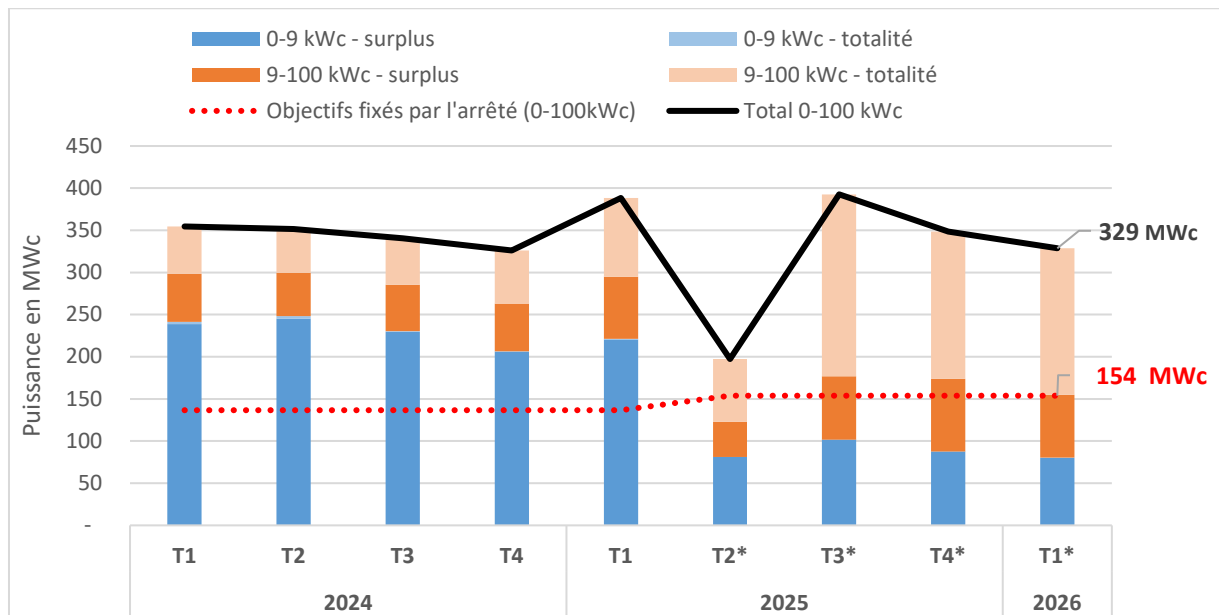
### 1.3. Conclusion

Ainsi, la réforme du guichet ouvert via l'arrêté modificatif de mars 2025 a globalement permis de mieux contrôler les volumes soutenus du segment 0-500 kWc, du fait (i) du passage en appel d'offres de la tranche 100-500 kWc à partir de septembre 2025 et (ii) de la baisse des conditions de soutien pour le segment 0-9 kWc, qui a eu pour effet de ramener le rythme de demandes de contrats à un niveau proche de l'objectif de l'arrêté.

Le report de la dynamique du segment 100-500 kWc sur le segment 9-100 kWc a cependant conduit à ce que le rythme de développement du segment 0-100 kWc reste supérieur à l'objectif fixé dans l'arrêté au cours des derniers trimestres.

<sup>6</sup> La métrique de suivi du développement des projets en injection totalité de la tranche 9-100 kWc est la CDR pour les installations éligibles entre les arrêtés modificatifs du 22 décembre 2023 et du 26 mars 2025, et la DCR sinon (avant et après cette période). S'agissant des installations en autoconsommation, il s'agit de la DCR sur toute la durée de l'arrêté. Il convient de noter que deux tiers environ de la puissance cumulée des projets de ce segment injectent la production en totalité.

**Figure 3 - Rythme trimestriel de dépôt des demandes complètes de raccordement (DCR) sur le segment 0-100 kWc entre le T1 2024 et le T1 2026, avec distinction entre l'injection en totalité et l'autoconsommation (vente en surplus)**



\* À la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 26 mars 2026, les trimestres de référence sont décalés d'un mois, conduisant (i) le T2 2025 à ne représenter que les mois de mars et avril 2025 et (ii) les trimestres suivants à représenter les trimestres civils correspondants décalés d'un mois.

Les modalités du guichet ouvert mises en œuvre à partir de mars 2025 n'ont ainsi pas permis jusqu'ici d'obtenir un développement cohérent avec les objectifs fixés dans l'arrêté. Compte tenu des nouveaux objectifs de développement issus de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) et du volume conséquent de projets photovoltaïque déjà engagés budgétairement mais pas encore mis en service, le projet d'arrêté modificatif vise à ralentir le développement des installations PV via le guichet ouvert et à le réorienter vers l'autoconsommation.

## 2. Modalités de versement du tarif d'achat

### 2.1. Suppression de la vente en totalité et évolution du soutien à l'autoconsommation

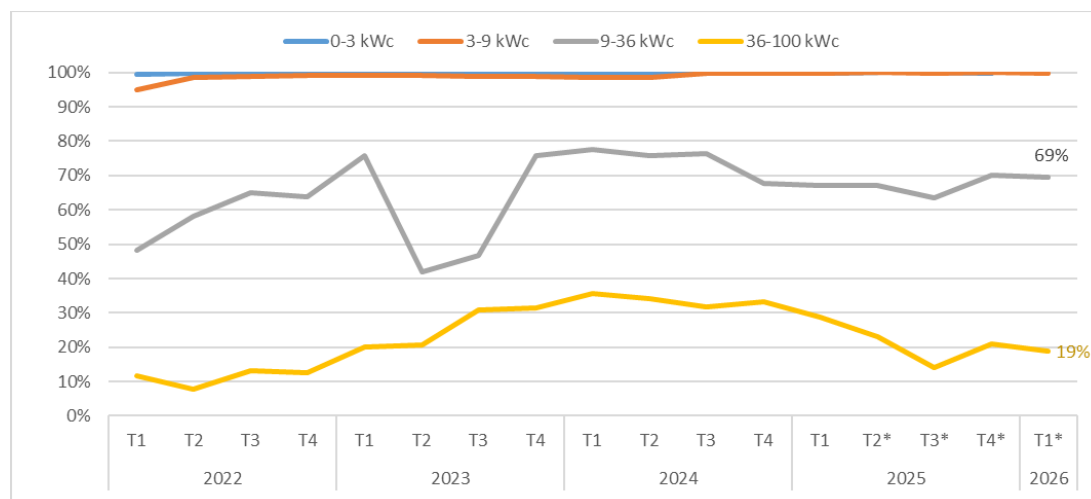
L'arrêté modificatif du 26 mars 2025 a d'ores et déjà supprimé le soutien aux installations en « vente en totalité » pour le segment de puissance 0-9 kWc, le réservant aux installations en autoconsommation. Le projet d'arrêté prévoit d'étendre cette mesure au segment 9-100 kWc. Ainsi, seules les installations en « vente avec injection du surplus », i.e. les installations en autoconsommation individuelle<sup>7</sup>, qui peuvent de façon complémentaire participer à une opération d'autoconsommation collective<sup>8</sup>, sont éligibles à un soutien via le guichet ouvert (les installations en autoconsommation collective sans autoconsommation individuelle ne sont pas éligibles à un soutien dans le cadre prévu par le projet d'arrêté). Toutes choses égales par ailleurs, une diminution des conditions de soutien direct via le S21 permet une économie de CSPE.

<sup>7</sup> Tel que défini au L. 315-1 du code de l'énergie.

<sup>8</sup> Tel que défini au L. 315-2 du code de l'énergie.

La suppression de la vente en totalité sur le segment 9-100 kWc devrait principalement influencer sur le développement des installations de la tranche 36-100 kWc : environ 70-80 % des DCR déposées sur ce segment entre le T2 2023 et le T1 2026 représentaient des projets en injection en totalité (contre 30 % pour le segment 9-36 kWc). La part des projets en autoconsommation sur le segment 36-100 kWc a cependant augmenté dernièrement.

**Figure 4 – Evolution de la part des projets en autoconsommation (selon les DCR) entre les différents sous-segments du périmètre d'éligibilité de l'AT S21 Bâtiment entre 2022 et le T1 2026**



\* À la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 26 mars 2026, les trimestres de référence sont décalés d'un mois, conduisant (i) le T2 2025 à ne représenter que les mois de mars et avril 2025 et (ii) les trimestres suivants à représenter les trimestres civils correspondants décalés d'un mois.

S'agissant du mode de soutien à l'autoconsommation pour les installations de puissance crête installée inférieure à 100 kWc, il se compose actuellement d'une prime à l'investissement et d'un tarif de rachat du surplus injecté. Le niveau du soutien est distinct pour les segments 0-9 kWc et 9-100 kWc.

Le projet d'arrêté modificatif prévoit la suppression de la prime à l'investissement et la définition d'un tarif de soutien identique pour les segments 0-9 kWc et 9-100 kWc, **prenant la forme d'un tarif d'achat du surplus de 11 €/MWh, qui n'évolue pas dans le temps (ni au cours du contrat, ni pour les futures demandes de contrat), et qui n'est versé que durant les pas de temps pour lesquels le prix Spot<sup>9</sup> est positif ou nul.**

Ce tarif d'achat du surplus représente une baisse importante des conditions de soutien, du fait de la suppression de la prime à l'investissement et de la diminution importante du tarif de rachat du surplus (fixé à 40 €/MWh pour le segment 0-9 kWc dans l'arrêté en vigueur, et ayant atteint le niveau de 47,3 €/MWh au T2 2026 pour le segment 9-100 kWc). Il vise à assurer une certaine « neutralité » du soutien du point de vue des CSPE.

Dans un contexte de dépassement des objectifs de développement des petites installations photovoltaïques fixés par l'arrêté, **le passage à un arrêté uniquement dédié aux projets en autoconsommation conduit à conserver un certain soutien de l'Etat à ces installations, tout en limitant le niveau de CSPE « brutes »<sup>10</sup> engendrées associé. Ce soutien réside dans le projet d'arrêté uniquement dans l'offre d'un débouché pour les surplus des installations en autoconsommation (et notamment d'un périmètre d'équilibre), avec un niveau de tarif ne permettant en tout état de cause plus à des installations avec un très faible taux d'autoconsommation – et a fortiori en injection en totalité – de trouver une rentabilité.**

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Les CSPE brutes désignent ici le soutien direct apporté à l'installation via la CSPE, avant que celui-ci ne devienne net de la valorisation sur les marchés de l'énergie soutenue (« coût évité »).

Dans son avis du 6 mars 2025 susmentionné, la CRE avait estimé **pertinent, dans le contexte budgétaire actuel, d'adapter les mécanismes de soutien en guichet ouvert pour mieux maîtriser les volumes en cohérence avec les objectifs fixés.** Par ailleurs, dans son document de contribution publique à la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité (mars 2026)<sup>11</sup>, elle s'est prononcée **en faveur d'une réforme de l'AT S21 Bâtiment, avec deux alternatives possibles : maintenir une prime à l'investissement sans achat du surplus, ou à l'inverse supprimer la prime et maintenir un dispositif d'achat du surplus à un niveau bas. Le dispositif proposé par le gouvernement correspond à cette seconde alternative.**

En cohérence avec l'objectif du gouvernement de prioriser le soutien à l'autoconsommation, **la CRE recommande cependant de permettre à toutes les installations participant à des opérations d'autoconsommation collective (même sans autoconsommation individuelle) de pouvoir bénéficier d'un soutien via l'arrêté. Pour ce faire, la définition de la « vente en surplus » pourrait être modifiée.**

### 2.2. Ciblage du soutien sur les heures à prix de marché positifs

Bien qu'il soit peu probable que l'ensemble des installations du segment 0-100 kWc (en particulier du segment 0-36 kWc) s'arrête lors de prix négatifs, l'absence de versement du tarif en période de prix négatifs permettrait de réduire les CSPE associées aux surplus survenant lors de ces épisodes (lorsque les acheteurs obligés vendent des volumes à prix négatif, l'Etat compense l'écart entre le prix négatif et le tarif d'achat : la disposition du projet d'arrêté modificatif permettrait de compenser uniquement le prix négatif).

En pratique, le versement du tarif uniquement en heures de prix positifs créerait au surplus une incitation supplémentaire souhaitable, pour les autoconsommateurs, à décaler leur consommation, pour maximiser la rémunération sur l'énergie produite.

Cependant, une différenciation horaire du tarif apparaît difficilement applicable opérationnellement à ce stade à court terme. En effet, le décompte de la production des installations du segment 0-100 kWc ne s'opère que très rarement en courbe de charge. Le passage en courbe de charge de ces installations supposerait des adaptations pour les gestionnaires de réseau et les acheteurs obligés, avec un délai estimé à date d'environ deux ans<sup>12</sup>.

Par ailleurs, les contraintes techniques portant sur l'indisponibilité des courbes de charge (ou sur la mise en place d'index à des mailles plus fines) ne permettent pas d'envisager à court terme la mise en place d'un tarif modulé selon les heures, alors qu'une telle modulation permettrait (i) d'aboutir à un tarif plus représentatif des conditions de marché et (ii) de mieux inciter les autoconsommateurs à décaler leur consommation pour répondre aux signaux de marché qu'un tarif fixe applicable pendant 20 ans (en particulier pour le segment 36-100 kWc). Sous réserve d'évolutions opérationnelles, une option pertinente pourrait être une rémunération des producteurs pour le segment 36-100 kWc dépendant du prix Spot.

**La CRE estime qu'il est, de manière générale, souhaitable que les installations renouvelables soient sensibilisées aux signaux de prix de marché et qu'elles participent effectivement à la flexibilité du système électrique.**

**Cependant, il n'est pas possible de mettre en œuvre à court terme un soutien dont le niveau varierait selon les heures de la journée, notamment selon la survenance de prix de marché négatifs, au vu de la complexité des développements SI nécessaires au préalable.**

<sup>11</sup> [Contribution de la CRE dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité](#)

<sup>12</sup> Délai indicatif renseigné par Enedis lors de la séance du Conseil supérieur de l'énergie du 16 avril 2026 pour les installations de puissance crête inférieure à 36 kWc.

Dans ces conditions et compte-tenu de la baisse importante attendue du volume soutenu via le guichet ouvert, la CRE recommande de définir à ce stade un tarif fixe sur l'ensemble des heures de production – dont le niveau tient compte de la valeur des surplus de production solaires – sans différenciation selon le niveau de prix de marché. Par ailleurs, la définition d'un tarif unique sur tout le segment 0-100 kWc et toutes les heures de l'année permet de proposer un mécanisme simple et lisible pour les petites installations photovoltaïques.

La CRE considère toutefois que le passage en courbe de charge (ou un développement des index à une maille plus fine) pour les petits producteurs photovoltaïques, et donc les évolutions opérationnelles associées par les gestionnaires de réseaux en particulier, serait souhaitable dès que cela est possible, y compris pour les installations qui ne bénéficieraient pas d'un dispositif de soutien. Cela permettrait en effet notamment aux fournisseurs/agrégateurs achetant le surplus injecté d'adapter leurs offres (et plus généralement l'amélioration du suivi des données de production). Cependant, il conviendra d'analyser si le passage en courbe de charge s'avère suffisant pour véhiculer des incitations à la modulation de la production des petites installations photovoltaïques, et notamment pour les inciter à ne pas réinjecter en période de prix négatifs : d'autres mesures complémentaires sur la pilotabilité des installations pourraient être envisagées.

### 3. Niveau du tarif d'achat du surplus

#### 3.1. Méthodologie

L'objectif exprimé par le gouvernement dans sa lettre de saisine est de définir un tarif « neutre pour l'Etat » : la valeur du tarif doit ainsi intégrer (i) l'ensemble des coûts et recettes liés à la valorisation des surplus de production sur les marchés et (ii) les coûts administratifs de gestion des contrats portés par les acheteurs obligés, ces différents coûts et recettes étant intégrés dans les compensations des acheteurs obligés au titre des CSPE.

Ces coûts et recettes dépendent fortement des conditions de marché, plus particulièrement s'agissant de la valeur du surplus de production photovoltaïque, qui est encore davantage concentré au pic de la cloche solaire que la production photovoltaïque injectée en totalité. En tout état de cause, une valeur fixe de tarif d'achat telle que prévue dans le projet d'arrêté pourra difficilement garantir la neutralité budgétaire en matière de CSPE pendant toute la durée du contrat, du fait notamment de la dépendance aux conditions de marché qui sont, par nature, difficiles à anticiper sur les 20 prochaines années.

**Afin d'évaluer un montant de tarif d'achat visant une neutralité économique en matière de CSPE dans les conditions de marché actuelles (approche donc relativement conservatrice), la CRE a adopté une méthodologie permettant d'estimer le coût d'un contrat marginal ajouté au sein du périmètre du principal acheteur obligé (EDF OA), afin de refléter le faible nombre de nouveaux contrats escomptés par rapport au nombre de contrats déjà gérés par EDF OA.**

Cette méthodologie (i) inclut uniquement la part variable des frais de gestion des contrats et (ii) prend en compte l'effet de foisonnement du portefeuille de production d'EDF OA pour l'estimation des coûts d'équilibrage (les écarts peuvent se compenser entre les différentes technologies de production sous obligation d'achat), ce qui permet de caractériser de façon plus réaliste les coûts d'équilibrage d'un projet marginal soutenu.

Ainsi, pour estimer un montant de tarif d'achat reflétant une neutralité économique en matière de CSPE dans les conditions actuelles, la CRE a évalué dans un premier temps la valeur économique des surplus de production, qui intègre les coûts d'équilibrage (détails en 3.2), de laquelle peut être déduit le montant des frais de gestion (détails en 3.3).

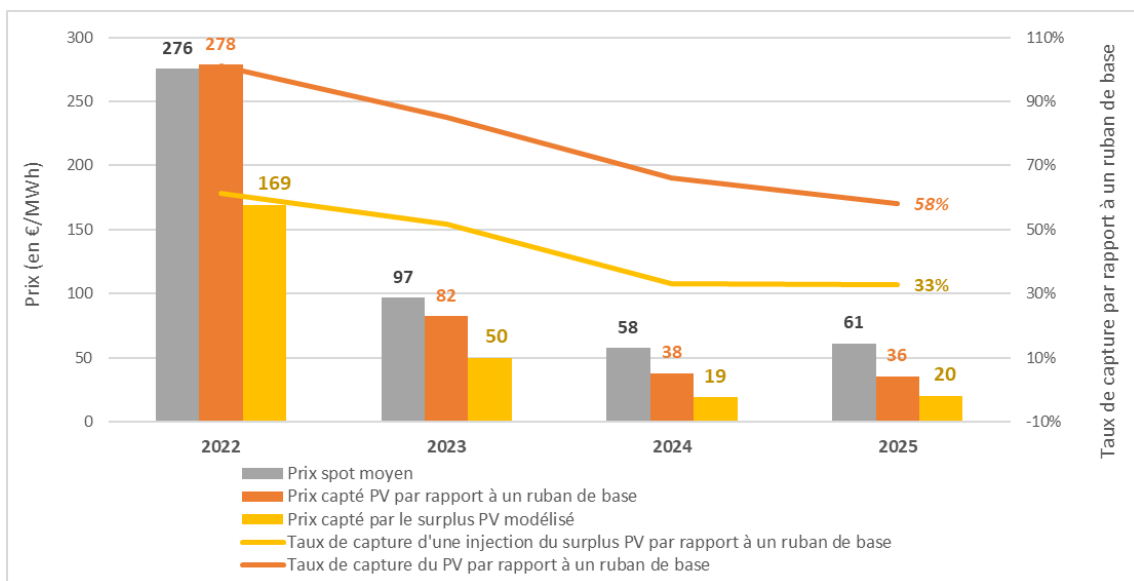
### 3.2. Valeur marché des surplus de production et frais d'équilibrage

Le profil de surplus retenu par la CRE est issu d'une modélisation d'un profil de production photovoltaïque et d'un profil de consommation « classique » pour un autoconsommateur. La CRE s'est appuyée sur le profil de production photovoltaïque PRD3 du gestionnaire de réseau Enedis et des profils de consommation RES2 HP/HC<sup>13</sup> pour les différentes années considérées au sein des analyses (entre 2022 et 2025), afin de modéliser l'injection du surplus pour un autoconsommateur résidentiel représentatif. Selon les données transmises par Enedis, les autoconsommateurs résidentiels se situent majoritairement au sein du profil RES2 d'Enedis.

Les données utilisées par la CRE pour estimer la valorisation marché de ce surplus sont celles du prix-court-terme (PCT) du périmètre d'EDF OA<sup>14</sup>, qui représente le prix capté par l'ensemble du portefeuille géré par EDF OA sur les marchés de court terme (spot, intrajournalier et écarts).

L'analyse réalisée par la CRE porte sur les années 2022 à 2025, qui ont connu de fortes évolutions, tant en matière de niveaux de prix de marché que d'accélération du phénomène de cannibalisation solaire (phénomène de baisse de la valeur d'un profil de production PV sur le marché de gros liée à une augmentation de la part du PV dans le mix électrique). Le « PCT capté » obtenu selon la méthodologie exposée précédemment reflète ainsi la valeur marché de l'énergie injectée en surplus sur le réseau pendant toutes les heures de prix de marché, que les prix de marché soient positifs, négatifs, ou nuls.

**Figure 5 – Evolution de la valeur économique du surplus injecté (PCT capté) d'une installation photovoltaïque en autoconsommation de puissance inférieure à 100 kWc, exprimée en €/MWh et en part d'un ruban de base valorisé intégralement au spot, par rapport au prix capté par la production PV totale, entre 2022 et 2025 (en considérant l'ensemble des heures de l'année)**



La valeur économique des surplus de production photovoltaïque est d'environ 20 €/MWh pour l'année 2025, ce qui correspond à un taux de capture d'un ruban de base de 33 %, alors que la production photovoltaïque totale capte en moyenne, en 2025, 58 % d'un ruban de base valorisé au prix spot : la valeur économique d'une courbe d'injection en surplus est donc plus faible, dans les conditions de marché des années étudiées, que celle d'une courbe d'injection en totalité (cet écart est par ailleurs resté relativement stable depuis 2022). Cela s'explique par la concentration de l'injection des surplus photovoltaïques au pic de production de l'énergie solaire, à des heures où les prix sont en moyenne plus faibles.

<sup>13</sup> Heures Pleines / Heures creuses

<sup>14</sup> Il convient de noter que cette référence de prix de marchés court-terme tient ici compte des positions d'EDF OA nettes de la stratégie de couverture sur les marchés à terme, stratégie dont il est difficile de mesurer l'impact d'un contrat PV en autoconsommation marginal.

La CRE a effectué des analyses de sensibilité de la valeur des surplus PV en utilisant d'autres courbes de production photovoltaïque (par exemple, les courbes de production constatées en 2025 sur les segments 0-3 kWc et 9-100 kWc du périmètre d'Enedis) : l'écart est de l'ordre de +2 €/MWh par rapport au profil de référence (PRD3 d'Enedis). Cette différence s'explique notamment par les conditions d'ensoleillement effectives propres à chaque année et les périmètres d'installations concernées.

Il convient de noter que le PCT capté par le surplus des installations PV (i) présente de fortes variations au cours d'une journée et, plus largement, au fil de l'année, (ii) dépend des hypothèses retenues pour le profil de consommation, lesquelles pourraient évoluer si l'arrêté entraînait des changements significatifs de comportement et (iii) dépend des hypothèses de profil de production.

La CRE a également comparé les valeurs obtenues en modélisant les années passées, par rapport aux scénarios de prix considérés dans l'évaluation sur le volet budgétaire de la PPE3<sup>15</sup> : une valeur économique du surplus PV de l'ordre de 20 €/MWh est ainsi comparable au scénario de prix bas de l'évaluation budgétaire de la PPE3, en considérant que le surplus PV capte 55 %<sup>16</sup> du prix capté au global par la technologie photovoltaïque. Il convient cependant de préciser que les scénarios de l'évaluation budgétaire tiennent compte de prix captés PV représentant de l'ordre de 80 % à 60 % du prix spot entre 2025 et 2050, alors que les prix captés par le PV représentaient déjà de l'ordre de 60 % du prix spot en 2025.

### 3.3. Frais de gestion associés aux contrats d'achat

Comme exposé en partie 3.1, la présente méthodologie a pour objectif d'estimer le coût d'un contrat marginal. Ainsi, s'agissant des frais de gestion, la CRE retient pour son estimation le montant des frais identifiés comme variables, dépendant donc directement du nombre de contrats de soutien ou de l'énergie soutenue (afin d'estimer le coût incrémental d'un nouveau contrat).

[SDA]

**En tenant compte d'une évolution estimative de la répartition du nombre de contrats par segment cohérente avec les nouvelles conditions de soutien de l'arrêté, ces frais pourraient représenter de l'ordre de 7 €/MWh pour l'ensemble du segment 0-100 kWc.**

### 3.4. Niveau du tarif d'achat

La prise en compte de la valeur économique des surplus de production photovoltaïque, estimée à environ 20 €/MWh pour l'année 2025, et des frais de gestion des contrats, estimés à 7 €/MWh pour le segment 0-100 kWc, permet d'aboutir à un tarif « neutre » pour l'Etat en matière de CSPE de l'ordre de 13 €/MWh dans les conditions de marché de 2025. Cette valeur correspond à un tarif qui serait versé que les prix spot soient positifs ou négatifs.

Comme déjà précisé, ce niveau dépend fortement des conditions de marché, plus particulièrement s'agissant de la valeur économique du surplus de production PV concentré au milieu de la journée et donc davantage exposé au phénomène de cannibalisation solaire que la production solaire en totalité. Le montant de tarif neutre ainsi calculé permet de refléter une neutralité économique sous certaines hypothèses dimensionnantes de consommation et de production pour une année donnée : celui-ci pourra difficilement garantir la neutralité budgétaire en matière de CSPE pendant toute la durée du contrat (20 ans). Cependant, les conditions actuelles de marché retenues pour le présent calcul devraient permettre *a priori* de retenir un niveau de tarif qui présente un risque relativement faible de dépenses de CSPE au-delà de la neutralité sur la durée des contrats.

**La CRE considère que le montant de tarif proposé dans le projet d'arrêté (11 €/MWh) permet d'atteindre la neutralité pour les CSPE et rappelle que les contraintes opérationnelles ne permettent pas à court terme un versement de ce tarif limité aux heures à prix de marché**

<sup>15</sup> Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (2025-2030, 2031-2035) de métropole continentale

<sup>16</sup> A l'image des données constatées entre 2022 et 2025 où le surplus PV capte en moyenne de l'ordre de 55% de la valeur du spot PV.

**positifs. Ce niveau est globalement cohérent avec la valeur économique actuelle du surplus injecté d'une installation en autoconsommation sur l'ensemble des heures de l'année (sous des hypothèses moyennes de production et consommation), des frais de gestion moyens d'un contrat d'obligation d'achat et des coûts d'équilibrage du portefeuille d'EDF OA.**

**La CRE estime que ce tarif pourrait évoluer annuellement afin de tenir compte d'une hypothèse d'inflation cohérente avec les objectifs d'inflation de long terme (2 %/an).**

Néanmoins, la CRE rappelle que la valeur économique du surplus évolue de manière importante notamment selon les conditions de marché et la part du prix de marché capté par les installations photovoltaïques (phénomène de cannibalisation solaire).

S'agissant plus généralement de l'évolution des conditions de soutien :

La mise en œuvre d'un tel tarif implique une forte baisse des conditions de soutien pour les petites installations photovoltaïques : cela va dans le sens d'une plus grande autonomie du développement de ces projets vis-à-vis du soutien public et d'un recentrage sur l'autoconsommation.

**La CRE est favorable à une adaptation progressive des mécanismes de soutien pour aller dans le sens d'un développement qui passerait davantage par des offres privées, afin notamment de favoriser la mise en place d'offres intégrées pour la production et la consommation d'électricité, éventuellement couplées à un dispositif de stockage. .**

### Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 25 mars 2026 d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts (AT S21 Bâtiment).

La précédente réforme du guichet ouvert en mars 2025, qui a notamment abouti à une réduction du soutien au segment 0-9 kWc et à un passage, à l'automne 2025, du segment 100-500 kWc en appel d'offres, a permis de mieux maîtriser le développement des installations photovoltaïques du segment 0-9 kWc. Cependant, elle a entraîné un report massif des projets du segment 100-500 kWc vers le segment 9-100 kWc, du fait de conditions de soutien plus favorables. Malgré une forte dégressivité tarifaire appliquée conséquemment sur le segment 9-100 kWc, les volumes de développement à compter du T3 2025 ont largement dépassé les objectifs de développement fixés dans l'AT S21 Bâtiment.

Compte tenu des nouveaux objectifs de développement issus de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) et du volume conséquent de projets photovoltaïque déjà engagés budgétairement mais pas encore mis en service, le projet d'arrêté modificatif vise à adapter les conditions de soutien afin de ralentir le développement des installations photovoltaïques via le guichet ouvert et de le réorienter vers l'autoconsommation. Il prévoit ainsi (i) la suppression de la possibilité d'opter pour un schéma de vente en totalité pour le segment 9-100 kWc (cela étant déjà le cas pour le segment 0-9 kWc) et (ii) la définition d'un tarif d'achat unique du surplus de 11 €/MWc versé uniquement durant les pas de temps de prix Spot positif. L'objectif recherché est que ce tarif soit autant que possible neutre économiquement pour l'Etat en matière de charges de service public de l'énergie (CSPE).

La CRE rend un avis favorable au projet d'arrêté modificatif.

#### S'agissant de la suppression de la vente en totalité et de l'évolution du soutien à l'autoconsommation

Dans un contexte de dépassement des objectifs de développement des petites installations photovoltaïques fixés par l'arrêté, le passage à un arrêté uniquement dédié aux projets en autoconsommation conduit à conserver un certain soutien de l'Etat à ces installations, tout en limitant le niveau de CSPE « brutes » engendrées associé. Ce soutien réside dans le projet d'arrêté uniquement dans l'offre d'un débouché pour les surplus des installations en autoconsommation (et notamment d'un périmètre d'équilibre), avec un niveau de tarif ne permettant en tout état de cause plus à des installations avec un très faible taux d'autoconsommation – et *a fortiori* en injection en totalité – de trouver une rentabilité.

Dans son avis du 6 mars 2025 sur un projet d'arrêté modificatif, la CRE avait estimé pertinent, dans le contexte budgétaire actuel, d'adapter les mécanismes de soutien en guichet ouvert pour mieux maîtriser les volumes en cohérence avec les objectifs fixés. Par ailleurs, dans son document de contribution publique à la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité (mars 2026), elle s'est prononcée en faveur d'une réforme de l'AT S21 Bâtiment, avec deux alternatives possibles : maintenir une prime à l'investissement sans achat du surplus, ou à l'inverse supprimer la prime et maintenir un dispositif d'achat du surplus à un niveau bas. Le dispositif proposé par le gouvernement correspond à cette seconde alternative.

En cohérence avec l'objectif du gouvernement de prioriser le soutien à l'autoconsommation, la CRE recommande cependant de permettre à toutes les installations participant à des opérations d'autoconsommation collective (même sans autoconsommation individuelle) de pouvoir bénéficier d'un soutien via l'arrêté. Pour ce faire, la définition de la « vente en surplus » pourrait être modifiée.

#### S'agissant du ciblage du soutien sur les heures à prix de marché positifs

La CRE estime qu'il est, de manière générale, souhaitable que les installations renouvelables soient sensibilisées aux signaux de prix de marché et qu'elles participent effectivement à la flexibilité du système électrique.

Cependant, il n'est pas possible de mettre en œuvre, à court terme, un soutien dont le niveau varierait selon les heures de la journée, notamment selon la survenance de prix de marché négatifs, au vu de la complexité des développements SI nécessaires.

Dans ces conditions et compte-tenu de la baisse importante attendue du volume soutenu via le guichet ouvert, la CRE recommande de définir à ce stade un tarif fixe sur l'ensemble des heures de production – dont le niveau tient compte de la valeur des surplus de production solaires – sans différenciation selon le niveau de prix de marché. Par ailleurs, la définition d'un tarif unique sur tout le segment 0-100 kWc et toutes les heures de l'année permet de proposer un mécanisme simple et lisible pour les petites installations photovoltaïques.

La CRE considère toutefois que le passage en courbe de charge (ou un développement des index à une maille plus fine) pour les petits producteurs photovoltaïques, et donc les évolutions opérationnelles associées par les gestionnaires de réseaux en particulier, serait souhaitable dès que cela est possible, y compris pour les installations qui ne bénéficieraient pas d'un dispositif de soutien. Cela permettrait en effet notamment aux fournisseurs/agrégateurs achetant le surplus injecté d'adapter leurs offres (et plus généralement l'amélioration du suivi des données de production). Cependant, il conviendra d'analyser si le passage en courbe de charge s'avère suffisant pour véhiculer des incitations à la modulation de la production des petites installations photovoltaïques, et notamment pour les inciter à ne pas réinjecter en période de prix négatifs : d'autres mesures complémentaires sur la pilotabilité des installations pourraient être envisagées.

### S'agissant du niveau du tarif d'achat des surplus

La CRE considère que le montant de tarif proposé dans le projet d'arrêté (11 €/MWh) permet d'atteindre la neutralité pour les CSPE et rappelle que les contraintes opérationnelles ne permettent pas à court terme un versement de ce tarif limité aux heures à prix de marché positifs. Ce niveau est globalement cohérent avec la valeur économique actuelle du surplus injecté d'une installation en autoconsommation sur l'ensemble des heures de l'année (sous des hypothèses moyennes de production et consommation), des frais de gestion moyens d'un contrat d'obligation d'achat et des coûts d'équilibrage du portefeuille du principal acheteur obligé (EDF Obligation d'achat).

La CRE estime que ce tarif pourrait évoluer annuellement afin de tenir compte d'une hypothèse d'inflation cohérente avec les objectifs d'inflation de long terme (2 %/an).

### S'agissant plus généralement de l'évolution des conditions de soutien aux petites installations photovoltaïques

La mise en œuvre d'un tel tarif « neutre » du point de vue des CSPE implique une forte baisse des conditions de soutien pour les petites installations photovoltaïques : cela va dans le sens d'une plus grande autonomie du développement de ces projets vis-à-vis du soutien public et d'un recentrage sur l'autoconsommation.

La CRE est favorable à une adaptation progressive des mécanismes de soutien pour aller dans le sens d'un développement qui passerait davantage par des offres privées, afin notamment de favoriser la mise en place d'offres intégrées pour la production et la consommation d'électricité, éventuellement couplées à un dispositif de stockage.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre chargée de l'énergie.

**Délibéré à Paris, le 29 avril 2026.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La Présidente,**

**Emmanuelle WARGON**