



NOTE

05/03/2026

**Développement des installations couplant
solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc
et stockage stationnaire**

NOTE

Développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire

SYNTHÈSE

La présente note de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) détaille une proposition d'expérimentation de modification des dispositions des cahiers des charges applicables aux grandes installations photovoltaïques (PV), afin d'encourager le développement des installations les plus pertinentes pour le système électrique et de réduire l'exposition du budget de l'Etat au phénomène de cannibalisation solaire¹. Ces évolutions devraient en particulier favoriser l'essor de projets couplant production photovoltaïque et stockage par batterie.

Cette note complète certaines analyses et recommandations formulées par la CRE dans son bilan sur la mise en place du complément de rémunération² et s'inscrit plus généralement dans le cadre des différents travaux de la CRE visant à optimiser le soutien public aux énergies renouvelables.

Le système électrique français a vu ses capacités de production augmenter sensiblement au cours des dernières années, avec un développement notable des énergies renouvelables (+ 21 GWe de capacité solaire raccordée et +9 GW de capacité éolien à terre et en mer raccordée entre 2020 et 2025³) et un parc nucléaire qui a retrouvé en 2024 son niveau de production historique. Parallèlement, la consommation intérieure d'électricité a légèrement baissé sur les cinq dernières années, alors que les objectifs de politique énergétique prévoient une trajectoire de hausse rapide du fait d'une électrification soutenue des usages dans le transport, le bâtiment, l'industrie et le numérique. Ce retard dans l'électrification des usages implique ainsi temporairement une baisse de la « valeur marché » de l'ensemble des actifs de production, particulièrement marquée pour la filière solaire photovoltaïque. En 2025 :

- les épisodes de prix négatifs ont conduit, selon RTE⁴, à renoncer à 1,6 TWh de production solaire, soit environ 20 % du productible total des centrales PV sous complément de rémunération (CR)⁵ ;
- le prix capté par la production PV non écrêtée était plus faible de 32 % par rapport à un ruban en base sur les heures de prix positifs ou nuls.

¹ 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.

² Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir

³ Raccordements en France continentale calculés à partir du tableau de bord photovoltaïque et éolien du quatrième trimestre 2025 publié par le SDES.

⁴ Bilan électrique 2025.

⁵ Estimation réalisée par la CRE sur la période octobre 2024 - septembre 2025 : la CRE ne dispose pas à ce jour des données permettant d'étendre l'analyse à 2025. Le résultat sur l'année 2025 complète serait néanmoins du même ordre : il existe une différence de seulement 10 heures de prix négatifs diurnes sur la période octobre 2024-décembre 2024 par rapport à la période octobre 2025-décembre 2025 sur un total de 468 heures de prix négatifs diurnes pris en compte pour l'estimation sur la période octobre 2024-septembre 2025.

Le phénomène de baisse du prix capté de la production PV et de diminution de la production effectivement injectée par rapport au potentiel global est actuellement presque entièrement compensé par le budget de l'Etat et engendre un risque significatif d'évolution à la hausse des charges de service public de l'énergie (CSPE). Ce risque est susceptible de se matérialiser à court terme du fait de la mise en service prochaine d'un volume conséquent de nouvelles installations PV, dont le soutien est déjà engagé par l'Etat (environ +10 GWe estimés par la CRE entre 2026 et 2029).

Un développement accru des flexibilités, et notamment des batteries, est globalement de nature à diminuer la volatilité des prix au sein de la journée et à améliorer la valeur de la production photovoltaïque et le volume de production utile au système électrique. Une dynamique est déjà enclenchée s'agissant des batteries « *stand alone* », avec une capacité installée à fin 2025 de 1,5 GW. Par ailleurs, des évolutions structurelles sur la flexibilité de la demande, facilitées notamment par l'introduction progressive pour les consommateurs d'incitations tarifaires via des heures creuses méridiennes l'été entre 11h et 17h, devraient contribuer à un meilleur alignement entre production et consommation à moyen terme.

Néanmoins, la définition de solutions en matière de production d'électricité est également souhaitable, dès lors que cela permet également de réduire le risque pour le budget de l'Etat et dans un contexte où le rythme de développement actuel des batteries « *stand alone* » et de la flexibilité de la demande pourrait ne pas permettre à eux seuls de traiter la problématique de la cannibalisation solaire. Il serait ainsi pertinent d'expérimenter une évolution des modalités du soutien pour les nouvelles installations PV, afin de l'adapter davantage à une éventuelle hybridation si celle-ci est rentable sans soutien versé supplémentaire (les évolutions analysées reviennent principalement à diminuer le niveau de risque de ces projets afin de permettre de meilleures conditions de financement⁶). Le développement de batteries colocalisées avec une installation PV (projet dits « hybrides ») peut en effet s'avérer pertinent dans certaines situations (notamment en cas d'optimisation des coûts de raccordement ou de contribution à limiter certaines congestions locales). Dans la mesure où les batteries « *stand alone* » et hybrides connaissent aujourd'hui de grandes similarités sur les apports au système qu'elles peuvent engendrer, la CRE estime que le développement de projets hybrides doit ainsi rester en concurrence avec des projets PV sans stockage.

Les mesures portant sur les nouvelles installations qui seraient prises aujourd'hui n'auraient d'effets que d'ici au mieux deux à trois ans, en cohérence avec le temps de développement des installations : il convient donc de les mettre en œuvre rapidement afin de ne pas retarder leurs effets, en complément des mesures portant sur les installations déjà en service ou dont le soutien est engagé⁷.

Dans cette optique, la CRE propose d'expérimenter un contrat de soutien qui serait davantage optimisé pour une installation « PV + stockage », les contrats de soutien actuels au PV favorisant le développement de projets « PV isolés » du fait de leur dimensionnement. Ce contrat réduirait le risque pour le budget de l'Etat de la baisse de la valeur du PV tout en réduisant le risque porté par les producteurs, par rapport à la situation actuelle, pour les projets hybrides.

⁶ La difficulté à obtenir un financement peut être l'un des freins majeurs au développement des projets hybrides.

⁷ Mesures prises en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 et clarifications pour les contrats existants sur les possibilités d'hybridation.

Rémunération en périodes de prix positifs

Pour l'ensemble des nouveaux contrats de soutien attribués, la CRE recommande de mettre en place un prix de marché de référence M_0 non pondéré (i.e. moyenne simple des prix spots positifs ou nuls au cours d'un mois : actuellement, cette moyenne est pondérée par le profil moyen de production PV national⁸). L'Etat ne prendrait ainsi plus à sa charge le risque d'écart entre le prix capté par la filière PV en prix positifs et le prix capté par un ruban en base qui serait porté par le producteur. L'ajout d'une batterie permet au producteur PV de diminuer ce risque et de capter un prix se rapprochant, voir dépassant, en moyenne, celui capté par un profil en base sur l'ensemble des heures à prix positifs du mois⁹, en déplaçant une partie de la production solaire lors des périodes de la journée avec les prix les plus élevés¹⁰ (résultat observé lors des trois dernières années).

Rémunération en périodes de prix négatifs

Pour l'ensemble des nouveaux contrats de soutien attribués, la CRE recommande :

- de conditionner le versement de la prime pour prix négatifs à la non-injection de l'installation hybride sur le réseau, et non plus à la non-production de l'installation PV. Cela permettrait de laisser au producteur le choix pour charger sa batterie entre utiliser la production de son parc PV ou stopper sa production et soutirer de l'électricité du réseau selon des signaux économiques qui reflètent les besoins du système électrique (profondeur du prix négatif et part variable du TURPE) ;
- de verser le complément de rémunération sur la production PV qui aura pu être déplacée en dehors des heures de prix négatifs (prérequis à une évolution de la prime pour prix négatifs, cf. ci-dessous). Cette évolution permettrait de rémunérer davantage les installations par le biais du CR que par le biais de la prime pour prix négatifs, en incitant à réduire la quantité d'électricité solaire qui sera écrêtée et en maximisant le soutien à une production d'électricité décarbonée « utile ».

La prime pour prix négatifs devrait alors être réduite en conséquence pour couvrir uniquement le risque résiduel de productible écrêté qu'il n'est pas possible de déplacer, même en hybridant le parc avec une batterie. Ainsi, la CRE recommande un calibrage fondé sur une compensation de 100 % du productible PV uniquement au-delà des deux premières heures de prix négatifs au sein d'une journée (option Pneg_1 développée dans la note). Cette modalité de compensation semble être la plus adaptée dans l'hypothèse d'un projet hybride disposant d'une batterie d'une puissance installée correspondant à 50 % de celle de l'installation PV et d'une capacité de stockage de 2 heures. A date, il s'agit d'une taille de batterie a priori fréquemment envisagée dans des projets de couplage du fait de sa pertinence économique : le porteur de projet reste néanmoins incité à installer une batterie de taille ou de capacité différente si la rentabilité permise par celle-ci est plus forte. Par ailleurs, ce calibrage pourra facilement être modifié à l'avenir pour les nouveaux contrats si l'optimum technico-économique évolue. La CRE considère qu'une option alternative consistant à compenser à hauteur de 50 % le productible PV lors des heures de prix négatifs au lieu de 100 % aujourd'hui (option Pneg_2 développée dans la note) pourrait également être envisagée, mais serait moins optimale.

⁸ Installations de puissance supérieure à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental.

⁹ La référence M_0 étant mensuelle.

¹⁰ Sans forcément essayer de répliquer un profil de production en base ce qui ne serait pas nécessairement une utilisation optimale de la batterie.

Mise en œuvre opérationnelle des recommandations de la CRE pour les nouvelles installations

La CRE recommande une approche expérimentale au sein des appels d'offres existants portant sur les plus grandes installations (appels d'offres PV sol, PV bâtiment et Petit PV Bâtiment) : le nouveau contrat de CR décrit ci-dessus serait introduit au sein de plusieurs périodes successives, afin d'observer s'il permet ou non le développement de projets hybrides. Les prix plafonds seraient ajustés de manière à limiter le risque budgétaire : la CRE recommande dans un premier temps une hausse limitée, située autour de 10 €/MWh, qui permet de garantir une baisse des CSPE unitaires par rapport à la situation actuelle (un tarif plus élevé peut conduire à une baisse des CSPE s'il est associé à un prix de référence M_0 également plus élevé et une moindre compensation en périodes de prix négatifs, comme cela est proposé par la CRE).

La CRE recommande que les projets « PV isolés » et « PV + stockage » soient mis en concurrence sur la base de ce nouveau contrat de soutien imposé à tous les projets. Une approche plus conservatrice consistant à faire coexister deux formes de contrats au sein de l'appel d'offres serait également possible, mais nécessiterait de revoir la méthode de notation du critère prix de l'appel d'offres : la CRE propose plusieurs pistes en ce sens, si cette option était privilégiée par les pouvoirs publics.

Recommandation relative aux projets déjà lauréats d'un appel d'offres

Enfin, la CRE recommande de clarifier par une note d'instruction qu'il est déjà possible d'hybrider un projet PV avec une batterie pour l'ensemble des projets déjà attribués dans le cadre des appels d'offres (hors modification des contrats de soutien, donc sans incitation particulière au couplage).

Sommaire

1. Valeur de la production solaire photovoltaïque et effet sur les charges de service public de l'énergie (CSPE)	7
1.1. Evolution du prix capté par la production solaire photovoltaïque	7
1.2. Ecrêtements de la production des installations sous complément de rémunération	8
1.3. Evolution des coûts de production et de soutien rapportés à la production non-écrêtée pour les installations sous CR	9
2. Conditions actuelles d'hybridation des centrales photovoltaïques avec des batteries	12
2.1. Etat du parc	12
2.2. Le raccordement des batteries dans le cadre de projets hybrides	13
2.2.1. Schéma de raccordement d'un projet soutenu	13
2.2.2. Intégration au réseau des projets hybrides	14
2.2.2.1. Règles de dimensionnement du raccordement	14
2.2.2.2. TURPE applicable	15
2.3. Les types de revenus accessibles à une installation de stockage hybride	16
2.4. Opportunité d'expérimenter différents modèles d'affaires	17
3. Recommandations d'adaptation des cahiers des charges des appels d'offres PV	18
3.1. Faisabilité des projets hybrides dans le cadre des cahiers des charges existants (sans évolution du mode de soutien et donc sans incitation particulière au couplage)	19
3.2. Adaptation des signaux économiques et modalités de soutien du PV	20
3.2.1. Méthode d'analyse pour l'optimisation du contrat de CR pour les installations de type PV + stockage	20
3.2.2. Rémunération en périodes de prix positifs : proposition d'évolution de la formule de calcul du prix de référence marché M_0	21
3.2.2.1. Amélioration de l'écart au M_0 pour un projet PV + stockage	21
3.2.2.2. Approximation de l'amélioration possible du prix capté par une installation hybride	21
3.2.2.3. Modalités de modification du M_0 étudiées : incidence sur le risque porté par les producteurs et sur les finances publiques	22
3.2.3. Rémunération en période de prix négatifs	24
3.2.3.1. Modalités pratiques de rémunération d'un projet hybride dans le cadre d'un contrat de CR	24
3.2.3.2. Evolution en conséquence du dimensionnement de la prime pour prix négatifs	27

3.2.4. Modalités de mise en concurrence entre les projets PV et PV + stockage selon le contrat retenu	33
3.2.4.1. Option 1 : contrat « optimisé PV + Stockage » imposé pour l'ensemble du volume	33
3.2.4.2. Option 2 : Coexistence des contrats « optimisé PV +Stockage » et « optimisé PV isolé »	34

1. Valeur de la production solaire photovoltaïque et effet sur les charges de service public de l'énergie (CSPE)

Le système électrique français a vu ses capacités de production augmenter sensiblement au cours des dernières années, avec un développement notable des énergies renouvelables (+ 21 GWe de capacité solaire raccordée et +9 GW de capacité éolien à terre et en mer raccordée entre 2020 et 2025) et un parc nucléaire qui a retrouvé en 2024 son niveau de production historique. Parallèlement, la consommation intérieure d'électricité a légèrement baissé sur les cinq dernières années, alors que les objectifs de politique énergétique prévoient une trajectoire de hausse rapide du fait d'une électrification soutenue des usages dans le transport, le bâtiment, l'industrie et le numérique. Ce retard dans l'électrification des usages implique ainsi temporairement une baisse de la « valeur marché » de l'ensemble des actifs de production, particulièrement marquée pour la filière solaire photovoltaïque.

1.1. Evolution du prix capté par la production solaire photovoltaïque

En se focalisant sur les heures de prix positifs ou nuls (quelle que soit l'heure de la journée), le prix capté par la production photovoltaïque (PV) est inférieur de 32 % à un ruban de base sur ces mêmes heures (20 €/MWh d'écart) en 2025.

En période de prix négatifs, le comportement des parcs est relativement différent entre :

- les parcs disposant d'un contrat de complément de rémunération (CR), qui prévoit une incitation à limiter la production ;
- les parcs disposant d'un contrat d'obligation d'achat (OA), qui maintenaient historiquement leur niveau de production en captant des prix négatifs. En 2026¹¹, des arrêts de production en périodes de prix négatifs pourront également être demandés aux parcs PV et éolien à terre sous OA de plus de 10 MWc/10 MW, en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025.

Dans le cadre du soutien aux énergies renouvelables (EnR) via les dispositifs d'OA ou de CR, l'Etat prend à sa charge ce risque de cannibalisation. En effet, la baisse relative de la valeur du PV se répercute mécaniquement sur le montant des CSPE, l'Etat compensant schématiquement la différence entre le tarif de soutien et la valorisation de la production.

Ainsi, il est notamment possible d'observer la tendance décrite précédemment sur les prix de court-terme¹² captés par les installations sous OA au périmètre d'EDF Obligation d'achat (EDF OA), pour lequel le volume solaire soutenu est en croissance (14 TWh en 2024 contre 13 TWh en 2023), tandis que le prix capté par les autres filières du même périmètre reste relativement stable en comparaison :

¹¹ Les installations éoliennes en mer commerciales en service (parcs de Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp) reçoivent déjà depuis avril 2025 des consignes d'arrêts ou de limitations de puissance.

¹² Le prix court-terme agrège les positions sur les marchés spot, intrajournaliers et les écarts.

Tableau 1 : Prix de court-terme capté par les installations sous obligation d'achat au périmètre d'EDF OA

	Prix court-terme capté au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA (€/MWh)				Ratio au prix spot moyen (%)			
Année	2022	2023	2024	Janv – mai 2025 ¹³	2022	2023	2024	Janv – mai 2025 ¹⁴
Total EDF OA	251	88	47	57	91 %	91 %	82 %	79 %
PV	286	80	33	32	103 %	82 %	57 %	45 %
Hors PV	240	91	54	69	87 %	94 %	93 %	95 %

S'agissant des installations sous contrat de CR, la tendance est similaire, avec une dégradation du niveau du M₀ profilé PV (prix de référence marché mensuel utilisé dans les contrats pour différence) par rapport au prix spot moyen mensuel. Celle-ci est cependant moindre du fait de l'exclusion des heures de prix négatifs du versement du CR¹⁵, lors desquelles les installations sous CR arrêtent leur production. Le tableau suivant compare ainsi les profils de M₀ sur les dernières années sur les heures à prix positifs ou nuls :

Tableau 2 : Prix de référence marché M₀ pour les filières sous complément de rémunération

	M ₀ capturé par les installations soutenues en complément de rémunération (€/MWh)				Ratio au prix spot moyen (%)			
Année	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
PV	290	85	42	40	105%	88%	73%	66%
Eolien	232	89	54	57	84%	92%	93%	94%

1.2. Ecrêtements de la production des installations sous complément de rémunération

Une forte baisse de la production effective des installations soutenues via le régime du CR peut également être constatée, du fait de l'écèlement en période de prix négatifs, prévu par les contrats de soutien.

La CRE a mené une analyse se fondant sur l'évolution du productible de 429 installations PV hors autoconsommation, sous contrat de CR et déjà en service au 1^{er} janvier 2022. Pour ces installations, le productible moyen était de :

- 1 230 hepp en 2022 (année sans prix négatifs) ;
- 1 150 hepp en 2023 (93 heures de prix négatifs entre 8h et 20h) ;
- 930 hepp en 2024 (321 heures de prix négatifs entre 8h et 20h).

¹³ Chiffres constatés sur les mois de janvier à mai, dans le cadre de l'évaluation 2025 des CSPE : délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

¹⁴ Chiffres constatés sur les mois de janvier à mai, dans le cadre de l'évaluation 2025 des CSPE : délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

¹⁵ Ces heures de non-production sont compensées par le biais de la prime pour prix négatifs.

Cette baisse de production est bien liée à l'arrêt des parcs sous CR en prix négatifs : à titre de contrefactuel, le facteur de charge moyen des parcs sous CR était 4 % plus élevé que celui des parcs sous OA¹⁶ en 2022 alors qu'il était plus faible de 11 % en 2024.

Cet effet devrait s'accroître encore plus fortement en 2025, la période d'étude (janvier-septembre) comptabilisant déjà 493 heures de prix négatifs, dont plus de 90 % sont situés entre 8h et 20h, et même plus spécifiquement entre 11h et 17h, lors des heures de forte production solaire.

Le tableau ci-dessous dresse un bilan de la répartition du productible des installations sous OA (qui n'ont pas d'incitation à écourter leur production) sur la période octobre 2024-septembre 2025¹⁷ :

Tableau 3 : Répartition de la production PV sous OA sur la période octobre 2024-septembre 2025

Hiver (octobre 2024 – mars 2025)		Été (avril 2025 – septembre 2025)	
Prix positifs ou nuls	Prix négatifs	Prix positifs ou nuls	Prix négatifs
28 %	2 %	51 %	19 %

Il est possible d'approximer que la production du parc sous CR est répartie de la même manière que le parc sous OA. Ainsi, entre octobre 2024 et septembre 2025, 21 % du productible total des installations sous CR a été écourté, quasiment exclusivement entre avril et septembre. La production estivale non écourtée des installations photovoltaïques (51 % du productible total) représente ainsi moins du double de la production hivernale non écourtée (28 % du productible total).

RTE¹⁸ estime qu'au total les épisodes de prix négatifs ont conduit en 2025 à renoncer à 1,6 TWh de production solaire.

1.3. Evolution des coûts de production et de soutien rapportés à la production non écourtée pour les installations sous CR

Dans le cadre d'un contrat de CR, la rémunération du producteur est relativement proche¹⁹ de son productible annuel (production effective + éventuel écourtement) multiplié par le tarif de référence de son contrat : l'Etat compense en effet la production écourtée en cas de prix négatifs au niveau du tarif de référence. Le tarif de référence correspond ainsi schématiquement au coût complet payé par le producteur (Capex et Opex actualisés)²⁰ divisé par son productible²¹ (à condition qu'il soit bien calibré et n'entraîne pas de rémunération excessive). Lorsque qu'une partie de la production est écourtée en période de prix négatifs, le coût complet d'une installation rapporté à la production réelle non écourtée est ainsi plus élevé que le tarif de référence. Ce coût complet rapporté à la production réelle non écourtée est donc très dépendant du nombre d'heures de prix négatifs et peut donc évoluer fortement d'année en année.

¹⁶ Parcs qui ne disposent pas d'incitation à arrêter leur production. Analyse menée sur les parcs de plus de 250 kWc déjà en service au 1^{er} janvier 2022.

¹⁷ Chaque mois, la production a été corrigée du ratio entre la puissance installée lors de ce mois et la puissance installée en janvier 2025.

¹⁸ Bilan électrique 2025.

¹⁹ La rémunération du producteur peut être différente de cette valeur en cas d'« écart au M₀ » ou du fait de la franchise d'heure prévue pour la compensation en cas de prix spot négatifs.

²⁰ Les éventuels surcoûts de raccordement non payés par le producteur n'apparaissent pas dans le tarif de référence (notamment le dispositif de réfaction pour les installations de moins de 5 MW).

²¹ Le tarif de soutien reflète la rémunération du producteur sur les vingt premières années d'exploitation : si le producteur anticipe des prix de marché supérieurs au tarif de référence sur la durée résiduelle d'exploitation-post contrat, le LCOE sera légèrement plus faible que le tarif et inversement s'il anticipe des prix de marché plus faible.

Le tableau ci-dessous dresse une estimation de cette valeur pour les contrats de CR attribués aux derniers appels d’offres (AO) PV, dans trois configurations possibles :

- Scénario 1 : une année sans écrêtement ;
- Scénario 2 : une année avec 352 heures de prix négatifs et un écrêtement de l’ordre de 13 % du productible PV (données similaires à l’année 2024) ;
- Scénario 3 : une année avec 513 heures de prix négatifs et un écrêtement de l’ordre de 21% du productible PV (données similaires à l’année 2025²²).

Le tableau indique par ailleurs le coût du soutien unitaire (CSPE réellement à la charge de l’Etat dans ces trois configurations par unité de production utile), en considérant un prix capté par la production solaire en prix positifs similaire dans les trois configurations et de l’ordre de 40 €/MWh.

Tableau 4 : Estimation des coûts de production et de soutien des installations solaires divisé par la production effective

Derniers soutiens attribués à des installations solaires via le régime du CR	Année sans écrêtement		Année avec écrêtement solaire de l’ordre de 13 %		Année avec écrêtement solaire de l’ordre de 21 %	
	Estimation du coût de production (€/MWh utile)	Estimation du coût du soutien (€/MWh utile)	Estimation du coût de production (€/MWh utile)	Estimation du coût du soutien (€/MWh utile)	Estimation du coût de production (€/MWh utile)	Estimation du coût du soutien (€/MWh utile)
11 ^e période de l’AO PV Bâtiment (septembre 2025)	96,5	56,5	110,9	70,9	122,2	82,2
8 ^e période de l’AO PV Sol (juillet 2025)	79,5	39,5	91,4	51,4	100,6	60,6
1 ^e période de l’AO Petit PV Bâtiment dit « simplifié » (octobre 2025)	88,7	48,7	101,8	62,0	112,3	72,3

En cas de développement de nouvelles capacités PV, seul 79 % de leur productible serait utile au système électrique dans son équilibre actuel (scénario 3). Le coût lié au développement de ces nouvelles capacités divisées par leur production « utile » pourrait ainsi représenter entre 100 €/MWh et 122 €/MWh dans l’équilibre actuel du système électrique. Le coût budgétaire associé (CSPE) correspondra alors à ce coût d’achat diminué du prix moyen capté par la production.

²² L’estimation du taux d’écrêtement est réalisée sur la période octobre 2024 – septembre 2025. Le résultat sur l’année 2025 complète serait néanmoins du même ordre.

Il convient de noter que cette estimation correspond également à un ordre de grandeur du tarif que l'on pourrait anticiper si l'Etat supprimait les primes pour prix négatifs et que les porteurs de projet anticipaient le maintien d'un taux d'écèlement de l'ordre de 21 % du productible sur toute la durée du soutien.

Plusieurs facteurs pourraient modifier l'équilibre du système électrique dans les prochaines années et influencer le constat actuel en matière de niveau de taux d'écèlement et de prix de marché capté :

- **facteurs aggravants** : le développement de nouvelles capacités PV impliquerait un écèlement plus fréquent de la filière et une baisse de son prix capté. Les contrats de soutien déjà engagés à fin T4 2025 devraient conduire à une augmentation de la capacité installée de l'ordre de +10,4 GW_e à horizon 2029 (dont +8,7 GW_e d'ici 2027) par rapport à la puissance de 30,1 GW_e en service à fin 2025²³, soit une augmentation du parc de + 34 % ;
- **facteurs d'amélioration** : une augmentation de la demande en électricité, en particulier si cette dernière est située lors des heures de production solaire, ainsi que le développement des flexibilités électriques devrait contribuer à diminuer la fréquence d'écèlement des parcs et à améliorer leur prix de marché capté.

Une dégradation est donc encore possible à court terme du fait d'un rythme élevé à prévoir dans les prochaines années de mises en service de nouvelles installations PV, probablement plus important à court terme que le développement de la demande en électricité ou des flexibilités. En revanche, les différentes mesures engagées ou en étude pour rapprocher les courbes de consommation et de production devraient permettre d'améliorer la situation à moyen terme.

Dans ce contexte, la CRE estime pertinent d'une part de mettre en œuvre tous les mesures permettant d'améliorer l'équilibre du système en rapprochant les courbes de production et de consommation et d'autre part de cibler le soutien au développement des installations les plus pertinentes pour le système électrique. La CRE étudie ainsi dans la présente note l'opportunité de faire évoluer les modèles de soutien afin de réduire l'exposition budgétaire de l'Etat à la dégradation de la valeur marché des installations PV et d'inciter au développement de projets couplant PV et stockage, solution qui pourrait être mise en œuvre à relativement court terme (pour des effets constatables d'ici 2-3 ans une fois que les dispositifs auront été mis en place, en cohérence avec le temps de développement des installations).

La CRE constate une baisse conséquente de la valeur du profil de production PV en 2025 :

- les épisodes de prix négatifs ont conduit en 2025, selon RTE²⁴, à renoncer à 1,6 TWh de production solaire, soit environ 20 % du productible total des centrales PV sous CR²⁵ ;
- le prix capté par la production photovoltaïque non écélée était plus faible de 32 % par rapport à un ruban en base sur les heures de prix positifs ou nuls.

Le développement des batteries, et plus généralement des flexibilités, est de nature à endiguer le phénomène de baisse du prix capté par la filière PV. Les deux modèles principaux de développement de ces actifs de stockage, batteries « *stand alone* » et batteries colocalisées, semblent pertinents (cf. partie 2.). Alors que le modèle « *stand alone* » est celui qui se développe majoritairement aujourd'hui, et dans un contexte de mises en service à venir de 10 GW de capacités PV déjà engagées budgétairement dans les prochaines années (développement a priori plus rapide que le développement des flexibilités), il apparaît pertinent, si l'on souhaite poursuivre le développement du PV et réduire le risque d'exposition du budget de l'Etat au risque de cannibalisation, d'expérimenter le modèle d'affaires des projets hybrides.

²³ Estimation réalisée en janvier 2026, sans prendre en compte les mises en service effectives au T4 2025.

²⁴ Bilan électrique 2025.

²⁵ Estimation réalisée par la CRE sur la période octobre 2024 - septembre 2025 : la CRE ne dispose pas à ce jour des données permettant d'étendre l'analyse à 2025. Le résultat sur l'année 2025 complète serait néanmoins du même ordre : il existe une différence de seulement 10 heures de prix négatifs diurnes sur la période octobre 2024-décembre 2024 par rapport à la période octobre 2025-décembre 2025 sur un total de 468 heures de prix négatifs diurnes pris en compte pour l'estimation sur la période octobre 2024-septembre 2025.

La suite de la présente note vise ainsi à :

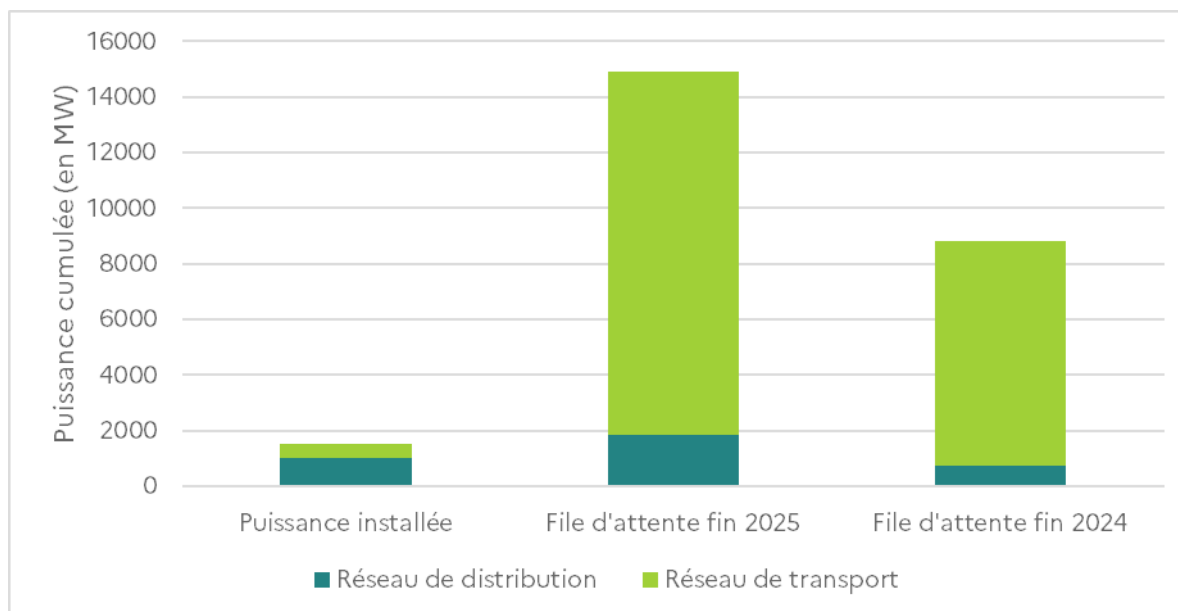
- rappeler les conditions actuelles d'hybridation des centrales PV avec des batteries ;
- proposer des adaptations pour les nouveaux contrats de CR attribués dans le cadre d'un appel d'offres expérimental, afin de réduire la sensibilité du budget de l'Etat à la baisse de la valeur du productible solaire et encourager le développement du modèle d'affaires du couplage « PV + Stockage ».

2. Conditions actuelles d'hybridation des centrales photovoltaïques avec des batteries

2.1. Etat du parc

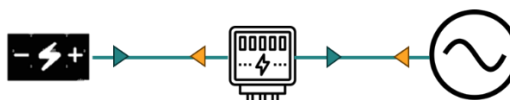
Le développement des batteries connaît une croissance forte en France depuis 2020, avec aujourd'hui environ 1,5 GW installés répartis entre les réseaux publics de distribution (RPD) et de transport (RPT), et une file d'attente conséquente avec près de 14,9 GW particulièrement concentrés sur le RPT.

Figure 1 : Etat du développement des batteries en France au T4 2025

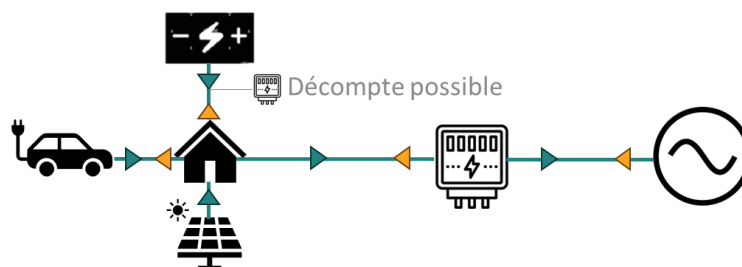


Deux modèles principaux de développement des batteries coexistent actuellement en France :

1. les projets « devant le compteur » ou « stand alone » : le point de livraison est dédié à la batterie, qui n'est pas liée à un consommateur ou producteur ;

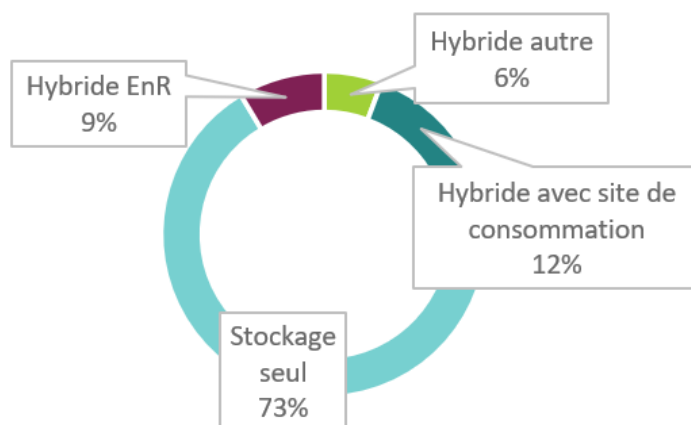


2. les projets « derrière le compteur » ou « hybrides » : la batterie ne dispose pas de point de livraison et s'intègre dans un système plus large avec un consommateur, une éventuelle installation de production (généralement photovoltaïque), ou un véhicule électrique.



A date, les projets « *stand alone* » représentent la majorité des projets développés.

Figure 2 : Répartition des typologies de projets avec batteries en service au T4 2025

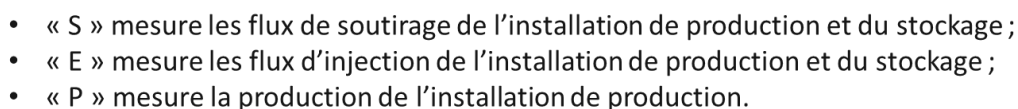


2.2. Le raccordement des batteries dans le cadre de projets hybrides

2.2.1. Schéma de raccordement d'un projet soutenu

Le seul schéma de raccordement prévu à date pour un projet hybride avec production d'EnR soutenue est le schéma S9²⁶, détaillé ci-dessous pour les parcs raccordés au RPD. Un schéma de comptage analogue est possible sur le RPT.

²⁶ Note externe d'Enedis : Démarche et règles d'établissement des Schémas de comptage et de Raccordement au Réseau Public de Distribution BT ou HTA des Installations de Production ou susceptibles d'injecter et de soutirer de puissance supérieure à 36 kVA. Un schéma de comptage analogue est possible sur le RPT.



Il convient de noter qu'il n'existe actuellement pas de schéma de raccordement pour un projet associant batterie, consommateur et installation de production EnR soutenue.

2.2.2.1. Règles de dimensionnement du raccordement

Le couplage PV + Stockage peut permettre d'engendrer des économies sur le raccordement :

- par rapport à un projet PV sans couplage, le stockage de la production peut permettre de réduire la puissance injectée sur le réseau, réduisant ainsi la puissance raccordée, et donc de réaliser une économie de quote-part ;
- par rapport à un projet de batterie « *stand alone* », le raccordement de la batterie peut s'intégrer à celui de la centrale de production tant que les limites de dimensionnement sont bien respectées.

²⁷ S'appliquant notamment aux appels d'offres « [AO Petit PV Bâtiment](#) », « [AO PV Bâtiment](#) », « [AO PV Sol](#) » et « [AO Neutre](#) ».

S'agissant de la limitation de raccordement (seuils susmentionnés), la CRE s'est déjà montrée²⁸ « convaincue de l'intérêt d'investiguer le potentiel d'optimisation des raccordements et donc du dimensionnement des réseaux en modifiant le seuil de puissance installée maximale pour le raccordement au RPD ou en définissant ce seuil sur la base de puissance de raccordement plutôt que la puissance installée ». En l'occurrence, cela offrirait davantage de possibilités de dimensionnement pour des projets hybrides.

2.2.2.2. TURPE applicable

La composante soutirage du TURPE est payée sur l'énergie soutirée sur un point de livraison ainsi que sa puissance souscrite (vignette S dans la figure 4). Ainsi, un projet producteur hybride chargeant sa batterie par l'électricité produite par ses actifs de production, et non soutirée depuis le réseau, ne se voit pas appliquer la part variable de la composante de soutirage sur ce volume d'électricité, et peut ainsi économiser des coûts liés au TURPE dans ce cas, à la différence d'une batterie « *stand alone* ». Dans le cadre du TURPE 7, applicable au 1^{er} août 2026, la composante de soutirage est fixée à 4,1 €/MWh en HTB 3, entre 5 et 10 €/MWh en HTB 2, entre 5 et 15 €/MWh en HTB 1, entre 7 et 20 €/MWh en HTA, et enfin entre 15 et 43 €/MWh en BT sup (> 36 kVA)²⁹.

Le TURPE 7 a par ailleurs introduit au 1^{er} août 2026 une nouvelle tarification pour les installations de stockage, à savoir une composante annuelle d'« injection-soutirage » optionnelle pour les capacités de stockage raccordées en HTA, HTB 1 et HTB 2 dans les zones éligibles. L'objectif est de faire évoluer la structure tarifaire pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités de stockage, afin de les inciter à réduire les pointes locales de réseau, tant d'injection que de soutirage. Le TURPE distingue pour cette composante deux types de poches de réseau. Parmi ces deux types, on retrouve les poches dimensionnées en injection – dont la majorité des pointes dimensionnantes sont des pointes liées à la production PV – pour lesquelles la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire négatif (i.e. cela implique une réduction de coût sur la composante soutirage) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale d'injection et inversement. Ces poches sont définies localement, et fixées par la CRE sur la base de critères précisés dans le TURPE sur une période de 125 jours consécutifs (entre avril et octobre) entre 12h et 16h. A terme, cette composante a vocation à s'appliquer sur l'ensemble du territoire métropolitain, dans des conditions à définir en fonction de l'analyse du retour d'expérience de cette première période.

En cas de comportement du stockage répondant parfaitement au signal tarifaire envoyé par la nouvelle composante spécifique du TURPE, et en supposant un alignement entre les signaux de marché et les plages de pointe du TURPE, les réductions de facture (sur la composante soutirage) pourraient atteindre entre 35 % et 60 % en fonction de la tension de raccordement et du comportement de l'installation. Dans ces conditions, cette nouvelle tarification pourrait ainsi réduire la facture d'un projet « *stand alone* » déplaçant aussi le pic de production solaire, se rapprochant ainsi de la tarification d'un projet hybride se rechargeant depuis l'installation de production compte tenu de son comportement vertueux vis-à-vis des contraintes locales du réseau.

²⁸ [Rapport de la CRE sur l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire \(2025\)](#).

²⁹ Valeurs retenues dans une hypothèse de soutirage en heures creuses.

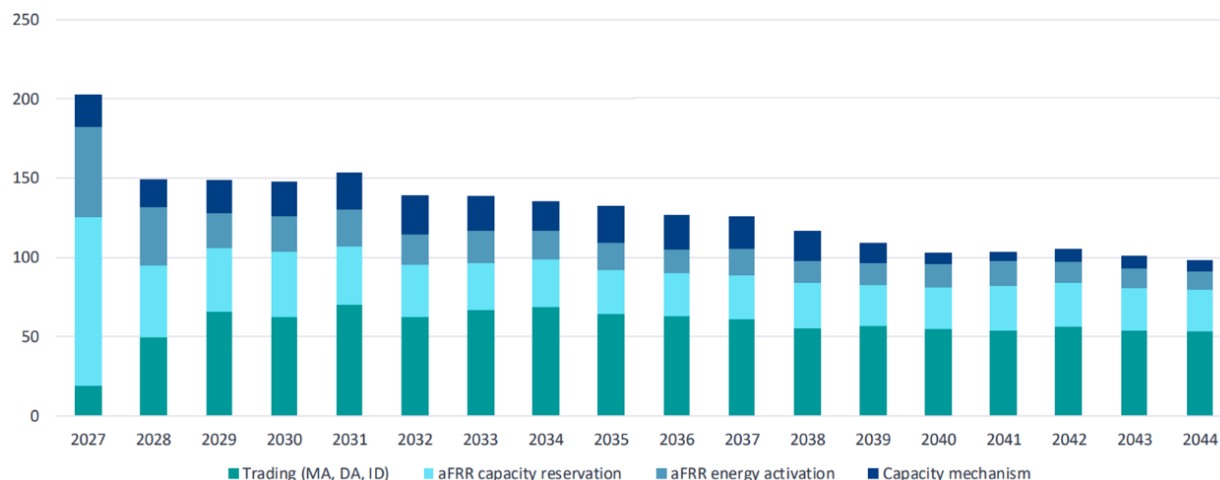
2.3. Les types de revenus accessibles à une installation de stockage hybride

La batterie d'un projet hybride peut tirer ses revenus de différents dispositifs de marché et pour certains liés au profil de production PV, entre lesquels il peut être nécessaire d'arbitrer afin d'optimiser son comportement. Ces types de revenus, globalement identiques à ceux d'une batterie « *stand alone* » et permettant de couvrir tout ou partie des CAPEX de la batterie, évoluent par ailleurs dans le temps :

- **la réserve primaire** : elle a représenté la quasi-totalité des revenus des batteries entre 2018 et 2022, mais est touchée par un phénomène de cannibalisation des batteries qui atteignent aujourd'hui 702 MW certifiés au T3 2025 selon RTE. Les revenus engendrés y étaient de plus en plus faibles, avant de connaître une augmentation en 2025, atteignant un niveau de 90 k€/MW³⁰. Compte-tenu de ses caractéristiques, une batterie 1h est plus adaptée ;
- **la réserve secondaire** : elle représente aujourd'hui le principal relais de croissance des batteries, avec une certification passée de 138 MW début 2025 à 335 MW fin 2025. Ce marché est actuellement bien plus rémunérateur, avec un revenu de 483 k€/MW en 2025 (capacité + énergie) ;
- **le mécanisme de capacité** (cumulable avec la participation aux services système fréquence) : les appels d'offres de long terme 2021-2027 (rémunération de 29 k€/MW) et 2022-2028 (rémunération de 28 k€/MW) ont permis d'apporter de la prévisibilité sur la rémunération des porteurs de projets. Il convient de noter que les volumes certifiés sur le marché de capacité (environ 850 MW pour l'année de livraison 2025) ont dépassé les volumes contractualisés dans ces enchères long terme (environ 250 MW). Le prix moyen de la capacité, en baisse depuis l'année de livraison 2024, conduit à une diminution de la part de revenus issus de ce mécanisme. A titre d'exemple, l'enchère du 5 décembre 2024 pour l'année de livraison 2025 a abouti à un prix capacitaire nul. Dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité, dont la 1^{ère} période de livraison débutera en novembre 2026, et afin d'atteindre les objectifs nationaux de développement, la dernière enchère organisée pour une période de livraison donnée pourra inclure un volume offert exclusivement aux installations de stockage et d'effacement de consommation. Par ailleurs, le nouveau mécanisme prévoit également la possibilité d'une contractualisation pluriannuelle (durée inférieure à 15 ans) pour les nouvelles installations, y compris les batteries, non cumulable avec une autre forme de soutien public ;
- **les arbitrages sur les marchés de gros court terme spot et intrajournalier (IJ)** : ils représentent une part croissante des revenus des batteries depuis 2022, dépendant fortement des *spreads* du marché et de l'adéquation des caractéristiques techniques de la batterie. Les optimisations sur les marchés de court terme pourraient représenter le principal vecteur de rémunération des batteries dans le futur.

³⁰ Le revenu est ici exprimé en MW contractualisé.

Figure 4 : Illustration de l'évolution d'une pile de revenus d'un projet de stockage 2h en k€₂₀₂₅/MW – Etude Clean Horizon³¹



- **la participation aux appels d'offres « flexibilités locales »** permettant de répondre aux congestions ponctuelles sur certaines zones identifiées : lancés initialement par Enedis en 2020³², suivis d'appels d'offres lancés par Enedis à l'automne 2024³³, faisant l'objet d'une expérimentation par RTE³⁴, qui pourrait être suivie de nouveaux appels d'offres³⁵ ;
- **l'optimisation de l'autoconsommation** : dans le cas de projets hybrides avec une batterie, un site de production et un site de consommation, la batterie peut aussi permettre d'arbitrer sur l'opportunité d'optimiser le taux d'autoconsommation. Cette source de revenus dépend ainsi de l'évolution des coûts variables de fourniture, et en particulier d'éventuelles évolutions liées au reflet du surcoût de l'autoconsommation dans l'offre de fourniture de complément.

2.4. Opportunité d'expérimenter différents modèles d'affaires

La partie précédente illustrait un potentiel intérêt de coupler une batterie aux projets de production photovoltaïque afin d'améliorer la valeur marché de la production. Cependant, les batteries « *stand alone* » et hybrides connaissent de grandes similarités sur les apports au système qu'elles peuvent générer. En effet, même s'il existe des différences portant sur les coûts de raccordement (partie 2.2.2.1) et de tarification réseau (partie 2.2.2.2), une batterie hybride est soumise, tout comme les batteries « *stand alone* » aux mêmes arbitrages d'optimisation entre les différents marchés (partie 2.3).

³¹ <https://www.cleanhorizon.com/wp-content/uploads/2025/09/20250902-Clean-Horizon-Get-Enspired.pdf>

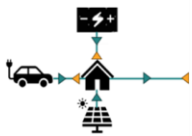
³² <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/note-externe-resultats-des-appels-doffres-de-flexibilite-locale.pdf>

³³ <https://flexibilites-enedis.fr/>

³⁴ <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/flexibilites/Cahier%20des%20charges%20AO%20flexibilit%C3%A9s%20-%20Perquie%20VF.pdf>

³⁵ Délibération n°2025-39 de la Commission de régulation de l'énergie du 4 février 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB), partie 2.7.3.2.1.

Figure 5 : Schéma récapitulatif des similarités et différences entre une batterie « stand alone » et hybride sur un exemple fictif de batterie 1 MW

Batterie 1 MW	Raccordement du projet	Revenus de la batterie
 Batterie standalone	<i>Exemple fictif chiffré :</i> Coût d'extension estimé à 35 k€ sous certaines hypothèses : - raccordement en HTA ; - longueur de réseau de 500 m.	En J-1, la batterie est amenée à arbitrer entre les revenus qu'elle pourrait tirer des différents marchés : - à 9h pour la réserve primaire ; - à 10h pour la réserve secondaire ; - à 12h-14h pour le spot. En fonction des capacités retenues sur chaque marché, le porteur de projet peut tirer des revenus capacitaires et énergies de différentes sources. Cet arbitrage doit permettre à la batterie de rendre les meilleurs services possibles au système électrique.
 Batterie hybride sur projet PV soutenu de 2 MWc	Dans le cas du raccordement d'une batterie sur un site PV d'une puissance crête de 2 MWc, pour une puissance raccordée de 1,5 MW. Si le porteur de projet est en mesure de ne pas dépasser cette puissance maximale, il peut raccorder la batterie sans porter les coûts d'extension. Il aura uniquement porté les coûts de raccordement de son installation de production dans le cadre des schémas S3REnR.	Une batterie sur un projet hybride peut participer aux mêmes marchés, et ainsi arbitrer entre leurs différents niveaux de rémunération. Elle peut cependant se recharger depuis l'installation de production et non nécessairement depuis le réseau comme une batterie standalone. Ce faisant, elle peut économiser la composante soutirage du TURPE. A cette différence près, une batterie hybride possède les mêmes incitations à rendre les meilleurs services possibles au système électrique.

Du fait de la similarité des services rendus avec d'autres sources de flexibilité, la CRE estime que le développement de projets PV hybrides doit rester en concurrence avec des projets PV « isolés » sans stockage.

3. Recommandations d'adaptation des cahiers des charges des appels d'offres PV

Les contrats de soutien au solaire photovoltaïque actuels favorisent le développement de projets PV isolés, non couplés à des batteries, du fait de leur dimensionnement.

La présente partie récapitule les différentes possibilités d'adaptation des cahiers des charges des appels d'offres PV dans l'objectif :

- de lever les incertitudes quant à la faisabilité juridique et pratique des projets hybrides pour des nouvelles centrales ou pour l'ajout d'une batterie à une installation de production déjà soutenue ;
- d'établir des modalités de mise en concurrence entre les typologies de projets PV sans et avec batterie, permettant d'inciter au développement de projets avec un profil de production davantage en cohérence avec les besoins du système et donc de réduire le risque lié à la cannibalisation du PV pour le budget de l'Etat.

3.1. Faisabilité des projets hybrides dans le cadre des cahiers des charges existants (sans évolution du mode de soutien et donc sans incitation particulière au couplage)

Il existe, selon les représentants de la filière PV, une incertitude sur l'éligibilité aux appels d'offres instruits par la CRE des installations raccordées selon le schéma S9 (cf. partie 2.2.1) dans les cahiers des charges des appels d'offres PPE2.

La CRE estime que ce schéma est conforme aux dispositions des cahiers des charges actuels³⁶, dans la mesure où il permet bien de distinguer les flux de « l'installation » pouvant « être équipée de dispositif de stockage ». Par ailleurs, la CRE considère que la formulation des cahiers des charges des appels d'offres portant sur les plus grandes installations PV déjà attribuées permet déjà d'interpréter la manière dont serait versé le soutien dans le cas de projets hybrides. Pour ces projets, le soutien se base uniquement sur l'énergie issue de la production de l'installation (point P du schéma S9) :

- le complément de rémunération est calculé au point P et représente le soutien à la production PV en heures de prix positifs ;
- la condition de non-production pour le versement de la prime pour prix négatifs est également évaluée au point P.

Cette interprétation du cahier des charges gagnerait à être clarifiée par une note d'instruction du ministère, afin de rassurer la filière sur l'éligibilité des installations déjà lauréates d'un appel d'offres PPE2, raccordées selon le schéma S9, au couplage avec une batterie. En particulier, il conviendrait de préciser que l'ajout d'une batterie sur un site photovoltaïque existant et soutenu est couvert par les dispositions des articles 5.2.7 « Autres modifications » des cahiers des charges des appels d'offres PPE2 PV Sol, PV Bâtiment et Neutre. S'agissant de l'appel d'offres Petit PV Bâtiment, l'article 5.2.6 précise déjà que l'ajout d'un dispositif de stockage après achèvement de l'installation est autorisé, sous réserve de l'information du préfet.

Ces clarifications pourraient permettre de faciliter l'ajout de batteries sur quelques projets existants particulièrement adaptés. Elles seraient néanmoins réalisées à cadre de soutien constant et ne permettraient donc pas de réduire le portage du risque de cannibalisation solaire par le budget de l'Etat et de développer substantiellement de nouvelles flexibilités. Aujourd'hui, seulement une vingtaine de dossiers portant sur des installations PV avec un dispositif de stockage déclaré dès la candidature ont été retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2, sur environ 1 500 dossiers retenus au total. Pour ces projets, le comportement de la batterie et de l'installation de production sont indépendants : en particulier, le parc PV est contraint d'arrêter sa production en période de prix négatifs afin de ne pas perdre la prime pour prix négatifs et est donc fortement désincité à charger la batterie via l'installation PV lors de ces heures. La CRE propose de modifier ce mode de fonctionnement pour les nouveaux projet attribués (cf. partie 3.2.1).

La CRE recommande de clarifier, par une note d'instruction du ministère, qu'il est déjà possible d'hybrider un projet PV avec une batterie pour l'ensemble des projets déjà attribués dans le cadre des appels d'offres. Ces clarifications pourraient permettre de faciliter l'ajout de batteries sur quelques projets existants particulièrement adaptés. Elles seraient néanmoins réalisées à cadre de soutien constant et ne permettraient donc pas de réduire le portage du risque de cannibalisation solaire par le budget de l'Etat et de développer substantiellement de nouvelles flexibilités.

³⁶ [Faisant référence au référentiel de contrôle des installations de production d'électricité.](#)

3.2. Adaptation des signaux économiques et modalités de soutien du PV

Le coût de financement des projets hybrides, intrinsèquement lié aux risques qu'ils supportent, peut s'avérer déterminant dans leur développement ou non. De même qu'elles sont aujourd'hui adaptées pour limiter le risque marché des projets PV seuls, les dispositions des contrats de CR pourraient évoluer afin de limiter le risque marché porté par les projets hybrides.

En effet, les contrats de CR attribués aux projets PV sont actuellement optimisés pour faire porter un risque limité aux projets PV sans batterie, afin de diminuer leur coût de financement (l'ensemble du productible est rémunéré à un niveau proche du niveau du tarif de référence indépendamment des écarts éventuels et de la valeur marché de la production de la filière, grâce à un M_0 représentatif du prix capté par un projet PV isolé et à une compensation quasi-totale des écarts en prix négatifs³⁷). Ce dimensionnement expose entièrement le budget de l'Etat à une baisse de la valeur de la production du solaire photovoltaïque, i.e. les CSPE associées à ces contrats augmentent si le prix capté par ces installations baisse ou que les écarts de production augmentent.

La CRE a ainsi analysé des adaptations des contrats de CR attribués aux projets PV, mieux adaptées aux spécificités des projets hybrides – permettant ainsi de diminuer leur coût de financement – tout en permettant de réduire également le risque porté par le budget de l'Etat induit par la baisse de la valeur marché de la production PV.

La présente partie étudiera deux évolutions des contrats de CR, permettant à ceux-ci d'être davantage adaptés aux spécificités des projets hybrides, que la CRE recommande de tester dans le cadre d'une approche expérimentale : i) une absence de couverture de l'écart de prix capté entre un profil base et un profil de production PV et ii) un versement du CR sur l'énergie déplacée en dehors des heures de prix négatifs et une moindre compensation des producteurs par le biais de la prime pour prix négatifs.

La suite de la présente partie décompose la réflexion en quatre sous-parties distinctes :

- i. description de la méthode d'analyse utilisée ;
- ii. proposition d'évolution de la rémunération des projets en périodes de prix positifs : évolution du prix de marché de référence M_0 ;
- iii. proposition d'évolution de la rémunération des projets en période de prix négatifs : modification du fonctionnement pratique du CR en périodes de prix négatifs pour un projet hybride et évolution de la prime pour prix négatifs ;
- iv. modalités de mise en concurrence entre les projets PV et PV + stockage.

3.2.1. Méthode d'analyse pour l'optimisation du contrat de CR pour les installations de type PV + stockage

L'analyse de la CRE porte sur le dimensionnement d'un contrat de CR « optimisé PV + Stockage », qui :

- diminuerait le risque pour le budget de l'Etat lié à une baisse de la valeur du profil de production PV ;
- serait davantage optimisé pour les projets hybrides PV + Stockage, permettant ainsi de diminuer le coût de financement de ces projets.

Ce contrat sera appelé par la suite contrat « optimisé PV + stockage », pour le différencier des contrats de CR en vigueur dans les cahiers des charges actuels, dits contrats « optimisés PV isolé ». Plusieurs paramètres sont étudiés en distinguant : la rémunération en périodes de prix positifs (dimensionnement du prix de marché de référence M_0) et la rémunération en période de prix négatifs (évolution du fonctionnement pratique du CR en prix négatif pour un projet hybride et évolution de la prime pour prix négatifs).

³⁷ Le producteur reste soumis à un risque d'écart au M_0 donc au risque d'écart entre la valeur de sa production et celle du reste de la filière.

Par ailleurs, dans la suite de cette note, **le terme « batterie de référence » correspondra à une batterie d'une puissance installée de 50 % de l'installation PV ($50 \% * P_{\max PV}$) et d'une capacité de stockage de cette puissance de 2 heures³⁸**. A date, il s'agit d'une taille de batterie a priori fréquemment envisagée dans des projets de couplage du fait de sa pertinence économique. **Les calibrages étudiés ont donc vocation à être optimisés pour cette batterie de référence. Le porteur de projet demeure cependant incité à installer une batterie de plus grande taille/capacité si la rentabilité permise par celle-ci est plus forte** : les propositions de modification de la référence marché M_0 ou de la prime pour prix négatifs étudiées dans la suite de cette partie ont uniquement un effet sur le profil de risque des projets et donc leur coût de financement, mais le porteur de projet pourra par exemple plutôt choisir *in fine* une batterie de 4 heures si celle-ci s'avère plus rentable. Dans ce cas, le contrat « optimisé PV + stockage » sera toujours plus avantageux pour ce projet couplé que le contrat actuel « optimisé PV isolé ». Les calibrages proposés pourront néanmoins être revus à l'avenir si l'optimum technico-économique s'avère être durablement des batteries de taille plus importante.

3.2.2. Rémunération en périodes de prix positifs : proposition d'évolution de la formule de calcul du prix de référence marché M_0

3.2.2.1. Amélioration de l'écart au M_0 pour un projet PV + stockage

Avec les modalités de soutien actuelles, l'ajout d'une batterie à un projet PV permet une augmentation du prix capté de la production via le déplacement chaque jour d'une partie de la production lors des heures de prix les plus faibles vers les heures de prix les plus élevées. Cette amélioration se traduira en pratique par un écart positif au M_0 PV, dans sa définition actuelle³⁹, plus important et ainsi des revenus supplémentaires qui contribueront à financer l'investissement supplémentaire lié à l'ajout d'une batterie⁴⁰. Ces revenus sont a priori identiques à ceux que pourrait générer une batterie « *stand alone* » qui soutirerait lors des heures de prix spot faibles pour injecter lors des heures de prix spot élevés.

Les revenus supplémentaires ainsi engendrés sont relativement incertains et dépendront de l'évolution des *spreads* de prix sur le marché spot sur une même journée. Un aménagement de la formule du M_0 afin de refléter le prix capté par une installation PV capable de déplacer une partie de sa production au sein de la journée permettrait de i) réduire le risque budgétaire lié à la cannibalisation du PV et ii) réduire l'incertitude de revenus des projets PV + stockage et ainsi diminuer le coût de financement de ces projets.

Quelle que soit la taille de batterie et la définition de M_0 retenue, la batterie reste incitée à maximiser ses revenus et notamment à privilégier d'autres marchés (équilibre, infra-journalier, flexibilité locales, mécanismes de capacité...) si ces derniers sont plus rémunérateurs que le marché spot. Un prix de référence M_0 plus proche du prix capté par les projets hybrides procédant à de l'arbitrage sur le marché Spot permettrait néanmoins de garantir à ces projets un plancher de revenus plus stable.

Si un M_0 non pondéré était appliqué à des projets PV sans stockage, ces derniers subiraient un écart négatif au M_0 , qui dépendrait de l'amplitude des *spreads* sur le marché spot sur une même journée. L'incertitude associée à cette baisse de revenus serait de nature à augmenter les coûts de financement de ces projets.

3.2.2.2. Approximation de l'amélioration possible du prix capté par une installation hybride

Il est possible d'approximer les revenus liés à une amélioration du prix capté permis par l'ajout d'une « batterie de référence » (50 % de $P_{\max PV}$ et stock de 2 heures) comme la somme annuelle des revenus journaliers suivants :

$$R_+ = P_{\text{batterie}} * (P_{\max 1} + P_{\max 2} - P_{\min 1} - P_{\min 2})$$

³⁸ Les pertes en énergie de la batterie sont négligées dans les calibrages proposés : ces dernières auraient tendance à diminuer la quantité d'énergie qu'il est possible de déplacer en dehors des heures de prix négatifs et de diminuer l'amélioration du M_0 permise par l'ajout d'une batterie.

³⁹ Pondération par la production de l'ensemble des installations PV de puissance installée supérieure à 250 kWc.

⁴⁰ Au-delà des autres sources de revenus et d'économies potentielles identifiées en partie 2.

Avec :

- P_{batterie} la puissance installée de la batterie soit 50% de la puissance installée du parc PV ;
- P_{max1} et P_{max2} les deux prix spots horaires maximaux au sein de la journée ;
- P_{min1} et P_{min2} les deux prix spots horaires minimaux au sein de la journée.

Ces revenus supplémentaires en 2025 auraient été de 62 k€/MW_{batterie} soit 25,6 €/MWh_{PV} (revenus étalés sur la production PV) pour un projet de 1200 hepp⁴¹.

Sur cette même période, le M_0 annuel moyen capté par la filière PV était de 43,6 €/MWh. Le prix capté par un projet hybride optimisant ses revenus uniquement sur le marché Spot aurait ainsi été de 69,2 €/MWh (43,6 €/MWh + 25,6 €/MWh), ce qui est proche du niveau moyen des prix spots positifs sur cette période (63,9 €/MWh, d'où un écart au M_0 non pondéré de +8 % au lieu de -32 % pour un projet PV isolé).

L'ajout d'une batterie de référence permet ainsi de dépasser l'écart entre la valeur de la production PV et celle d'un ruban en base en 2025. Ce résultat est également observable sur 2023 (+11 % au lieu de -13 %) et 2024 (+8 % au lieu de -28 %), mais dépend fortement du profil des prix Spot, qui pourrait évoluer sur la durée du contrat de soutien.

Il convient de noter que ce dépassement de rémunération devrait diminuer le tarif proposé par un porteur de projet hybride. Cependant, le tarif serait par ailleurs rehaussé pour couvrir les coûts de la batterie.

3.2.2.3. Incidence d'une évolution des modalités de calcul de la référence M_0 sur le risque porté par les producteurs et sur les finances publiques

La CRE a analysé l'adoption au sein du contrat optimisé « PV + stockage » d'un prix de référence M_0 non pondéré, soit la moyenne mensuelle simple des prix spots positifs ou nuls.

Ajustement du tarif de soutien

Sur 2025, le M_0 annuel moyen aurait été de 63,9 €/MWh contre 43,6 €/MWh pour le M_0 pondéré par la production photovoltaïque. La CRE a déjà recommandé d'expérimenter, dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 Neutre, un prix de marché de référence M_0 unique pour toutes les filières, non pondéré, afin notamment de mettre davantage les différentes typologies d'installation dans des conditions homogènes de concurrence par rapport à leur valeur pour le système électrique⁴².

La référence M_0 non pondérée serait a priori plus élevée qu'une référence M_0 pondérée par la production PV, ce qui ferait mécaniquement baisser le soutien versé au producteur à tarif de soutien constant. Dans le cadre du développement d'un projet, le producteur ajusterait ainsi à la hausse le tarif proposé à l'appel d'offres, sans que cela augmente nécessairement les CSPE associées. Sous l'hypothèse d'un maintien du profil des prix spots observés lors de la dernière année glissante, des tarifs de l'ordre de 100 €/MWh avec une référence M_0 non pondéré engendreraient des CSPE par MWh équivalentes à un tarif de 80 €/MWh avec une référence M_0 PV. Le prix plafond des appels d'offres serait ajusté afin de s'assurer de ne pas augmenter le coût budgétaire du soutien à la filière PV (Cf partie 3.2.4).

⁴¹ A titre de comparaison, en 2025, les revenus tirés par une batterie de la réserve primaire étaient de l'ordre de 90 k€/MW, tandis que les revenus tirés de la réserve secondaire étaient de l'ordre de 483 k€/MW. Ces revenus peuvent être cumulés à ceux liés à un arbitrage sur le marché Spot dans les limites techniques d'utilisation de la batterie.

⁴² Délibération de la CRE n°2025-257 du 18 novembre 2025 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la quatrième période de l'appel d'offres 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.

Baisse du risque pour les projets « PV + stockage » par rapport aux projets « PV isolé »

Dans le cadre d'un contrat de CR, le risque porté le producteur dépend de l'évolution de l'écart entre le prix capté par l'installation et la référence M_0 retenue. L'évolution proposée vise à modifier cette référence afin qu'elle se rapproche davantage du prix capté par une production PV associée à une « batterie de référence », pour lequel le déplacement d'une partie de la production PV à l'heure souhaitée permet a priori de se rapprocher du prix capté moyen d'un profil de production en base et permet même de le dépasser sur les trois dernières années. La corrélation n'est néanmoins pas parfaite et dépendra de l'évolution du profil des prix spot à l'avenir. En effet, l'ajout d'une batterie ne permet pas de répliquer strictement un profil de production en base, mais pourrait permettre à un projet hybride de capter un prix se rapprochant, voir dépassant, en moyenne celui capté par un profil en base en déplaçant une partie de la production solaire vers des périodes de la journée avec les prix les plus élevés (résultat observé lors des trois dernières années).

Sans hybridation avec du stockage, le porteur de projet doit estimer le niveau très incertain de cannibalisation du PV sur la durée de son contrat. Les projets PV isolés deviennent ainsi plus risqués qu'avec le contrat de CR actuel comprenant une référence M_0 pondéré par la production de la filière PV. L'évolution de la définition de la référence M_0 réduit l'exposition du budget de l'Etat au risque de baisse de la valeur du prix capté par la filière PV, en le restituant au producteur PV qui sera encouragé à le mitiger en hybridant son projet.

Effet sur le coût des engagements existants

Cette évolution pourrait également avoir un effet sur le stock d'engagements de l'Etat, car un développement significatif de projets hybrides serait de nature à augmenter la valeur de la référence M_0 utilisée actuellement dans le calcul de l'ensemble des contrats de CR déjà attribués (si celle-ci n'était pas modifiée rétroactivement pour exclure les projets PV + stockage) par rapport à sa tendance sans développement de projets hybrides. Cet effet, qui dépendra de la proportion de projets hybrides dans l'ensemble du parc de production PV et de l'évolution de l'ensemble des sources de flexibilité, aurait tendance à diminuer le montant de soutien versé sur l'ensemble du stock de contrats de CR portant sur des parcs PV.

La CRE recommande l'adoption d'un prix de marché de référence M_0 non pondéré par la production de la filière solaire (i.e. moyenne simple des prix spots positifs ou nuls au cours d'un mois : actuellement, cette moyenne est pondérée par le profil moyen de production PV national⁴³).

Cette proposition est davantage adaptée que la définition actuelle de la référence M_0 aux caractéristiques des producteurs PV + stockage. L'ajout d'une batterie ne permet pas en pratique de répliquer un profil de production en base. Cependant, cela pourrait permettre à un projet hybride de capter un prix se rapprochant, voir dépassant, en moyenne, celui capté par un profil en base, en déplaçant une partie de la production solaire lors des périodes de la journée avec les prix les plus élevés (résultat observé lors des trois dernières années).

Par ailleurs, cette évolution permettrait à l'Etat de ne plus porter le risque d'écart entre le prix capté par la filière PV en prix positifs et le prix capté par un ruban en base.

La CRE considère néanmoins qu'une évolution uniquement sur la rémunération lors des heures de prix positifs (via le paramètre M_0) :

- **ne permettrait pas de réduire l'engagement de l'Etat en prix négatifs (soutien d'une production écrêtée) ;**
- **risque de ne pas être suffisamment incitative pour permettre le développement effectif d'installations hybrides.**

⁴³ Installations supérieures à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental.

3.2.3. Rémunération en période de prix négatifs

La CRE a analysé le fonctionnement pratique du complément de rémunération pour les projets hybrides en période de prix négatifs et recommande des évolutions sur les modalités de rémunération, ainsi qu'une évolution en conséquence du calibrage de la prime pour prix négatifs.

3.2.3.1. Modalités pratiques de rémunération d'un projet hybride dans le cadre d'un contrat de CR

Modalités d'application de la prime pour prix négatifs

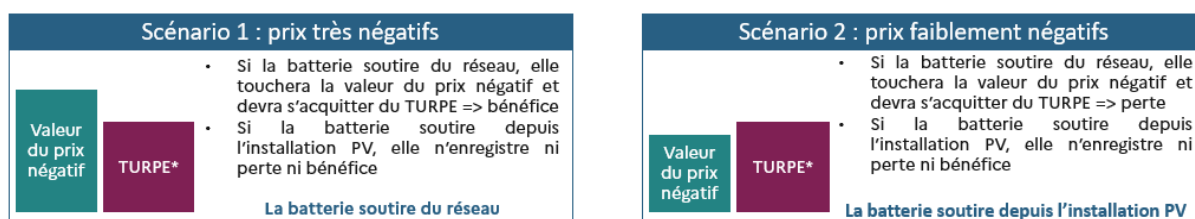
Dans le cadre des contrats de CR actuels, la prime pour prix négatifs est versée à condition que la production à la sortie de l'installation PV (point P du schéma de comptage S9 exposé *supra*) soit nulle (moyennant désormais un certain talon de production, en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025⁴⁴).

Théoriquement, sur un pas de temps de prix négatif, il serait optimal du point de vue de l'équilibre offre/demande que la batterie soutire de l'électricité à prix négatif sur le réseau plutôt que de se charger avec la production de l'installation PV à coût marginal nul (cela impliquerait donc un arrêt de l'installation PV). Les gains liés à cette optimisation dépendent de l'amplitude des prix négatifs. Ils sont ainsi assez faibles dans un scénario avec peu de prix fortement négatifs (scénario probable à moyen terme du fait de la part grandissante des parcs sous CR incités à s'éteindre et des dispositions permettant l'arrêt des parcs sous OA).

Par ailleurs, au périmètre des coûts pour le réseau, il pourrait être préférable de charger la batterie plutôt par le biais de la production PV que via un soutirage (l'absence de sollicitation du réseau entraîne par exemple moins de pertes). L'incitation économique traduisant ce potentiel surcoût d'utilisation du réseau se reflète par le paiement du TURPE⁴⁵ dans le cas d'un soutirage, qui n'est pas payé dans le cas d'un chargement de la batterie depuis l'installation PV.

Au global, en période de prix négatifs, l'équilibre optimal pour le système électrique entre les enjeux offre/demande et réseau se traduit ainsi économiquement par la comparaison entre l'amplitude du prix négatif et la composante soutirage du TURPE applicable. La batterie d'un projet couplé se charge par le biais du parc PV si le coût du TURPE associé à un soutirage est plus élevé que l'amplitude du prix négatif ou via un soutirage sur le réseau dans le cas inverse.

Figure 6 : Illustration par des scénarios fictifs des incitations comportementales d'un système batterie + PV en période de prix négatifs⁴⁶



⁴⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/loda/article_lc/LEGIARTI000051173195/2025-02-16

⁴⁵ Des travaux sont actuellement menés sur la tarification du TURPE afin qu'il soit davantage représentatif de l'effet sur les coûts réseaux des moyens de flexibilités (avec notamment l'introduction de tarification distinctes selon la temporalité du soutirage). Cf partie 2.2.2.2.

⁴⁶ Dans la présente note, il est considéré que l'électricité injectée par la batterie n'est pas cédée à un consommateur final. En application de l'article L. 312-13 du CIBS, le raisonnement et les illustrations ne tiennent ainsi pas compte de l'accise.

Dans le cadre de l'AO Petit PV Bâtiment dit « simplifié »⁴⁷ (installations PV sur bâtiment du segment 100-500 kWc), ainsi que de la 12^e période de l'AO PV Bâtiment⁴⁸, le versement de la prime pour prix négatifs est conditionné à la non-injection de l'installation sur le réseau : selon la CRE, cette rédaction devrait être étendue aux autres cahiers des charges PPE2 afin de permettre d'utiliser la production PV en prix négatifs pour charger la batterie tant que le projet dans son ensemble n'injecte pas d'électricité sur le réseau (point E – S ≤ 0 en période de prix strictement négatifs sur le schéma S9), sans perte de la prime pour prix négatifs.

Cette évolution du conditionnement de versement de la prime pour prix négatifs, de la non-production à la non-injection, permettrait *a minima* de ne pas inciter le producteur à nécessairement soutirer de l'électricité du réseau en prix négatifs pour charger sa batterie si cela n'est, au global, pas optimal.

Modalités de versement du CR

Dans l'ensemble des cahiers des charges actuels (AO Petit PV Bâtiment compris), l'énergie sur la base de laquelle le CR est versé est calculée comme la production à la sortie de l'installation PV (point de comptage P du schéma S9) lors des périodes de prix positifs ou nul. Ainsi, la production PV déplacée par une batterie n'est pas rémunérée au titre du CR. Sur les périodes de prix négatifs, le producteur perçoit une prime pour prix négatifs pour le productible arrêté. Tous les porteurs de projets sont ainsi rémunérés au niveau de leur productible (écrêté ou non).

A titre d'illustration, considérons deux parcs PV avec un productible annuel de 1 200 hepp, dans un cas hybridé avec une batterie et dans l'autre cas non. Sans batterie, le productible écrêté est supposé égal à 200 hepp alors que l'ajout de la batterie permettrait de « sauver » la moitié de cet écrêtement, soit 100 hepp en cas d'évolution d'une condition de non-production à une condition de non-injection pour le versement de la prime pour prix négatifs. Dans les modalités actuelles de versement du CR, les deux installations perçoivent un CR sur 1 000 hepp et une prime pour prix négatifs sur 200 hepp. Les deux installations perçoivent ainsi une rémunération globale sur 1 200 hepp.

Tableau 5 : Illustration de la situation actuelle par l'exemple fictif décrit ci-dessus

Situation actuelle	PV isolé	PV + batterie
Productible rémunéré par le biais du CR	1 000 hepp	1 000 hepp
Productible rémunéré par le biais de la prime pour prix négatifs	200 hepp	200 hepp
Total du productible rémunéré	1 200 hepp	1 200 hepp

⁴⁷ 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 ».

⁴⁸ 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, serres agrivoltaïques, ombrières et ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc ».

La CRE considère qu'il serait pertinent de rémunérer davantage les installations par le biais du CR que par le biais de la prime pour prix négatifs, en incitant à réduire la quantité d'électricité solaire qui sera écartée et en maximisant le soutien à une production d'électricité décarbonée « utile ». Cela implique :

- de verser le CR sur l'ensemble de la production PV toutes heures confondues (compteur P), à l'exception de celle injectée dans le réseau (compteur E) lors de périodes de prix négatifs (production « inutile »). Cela permet de verser le CR sur l'éventuelle production déplacée en dehors des heures de prix négatifs grâce à une batterie ;
- d'adapter la prime pour prix négatifs pour couvrir uniquement le risque résiduel de productible écarté qu'il n'est pas possible de déplacer même en hybridant le parc avec une batterie (cf. partie 0).

Cette évolution s'inscrit dans la logique d'un mécanisme de soutien à la production PV : chaque MWh supplémentaire d'électricité décarbonée d'origine PV injectée sur le réseau et utile au système électrique peut bénéficier d'un soutien public. Dans ce cas, le dispositif de soutien nécessite une compensation moindre en cas de prix négatifs dans la mesure où le porteur de projet peut mitiger le risque de pertes de revenus du fait d'écarts de production en hybridant son installation avec une batterie. Le maintien de la compensation en prix négatif permet simplement de couvrir le risque résiduel de productible écarté qu'il n'est pas possible de déplacer même en hybridant le parc avec une batterie.

Dans l'exemple illustratif présenté ci-dessus, l'évolution proposée permet de verser un CR au projet hybride sur 1 100 hepp (1 000 hepp produits en heures de prix positifs et 100 hepp produits en heures de prix négatifs déplacés en heures de prix positifs) et au projet PV isolé sur 1 000 hepp (uniquement les 1 000 hepp produits en heures de prix positifs).

Dans ce cas, il pourrait être pertinent de faire évoluer les modalités de calcul de la prime pour prix négatifs (cf. partie 0), afin que celle-ci porte sur 100 hepp pour les deux projets (dimensionnement pour compenser le productible perdu en prix négatifs non déplaçable pour le projet PV + stockage). Le projet PV + stockage est alors rémunéré au total sur 1 200 hepp et le projet PV isolé seulement sur 1 100 hepp. La différence de rémunération semble légitime dans la mesure où le projet hybride a permis la production supplémentaire de 100 hepp de production décarbonée utile et injectée dans le système électrique.

Tableau 6 : Illustration des modifications recommandées par l'exemple fictif décrit ci-dessus

Modèle recommandé	PV isolé	PV + batterie
Productible rémunéré par le biais du CR	1 000 hepp	1 100 hepp
Productible rémunéré par le biais de la prime pour prix négatifs	100 hepp	100 hepp
Total du productible rémunéré	1 100 hepp	1 200 hepp

L'encadré ci-dessous détaille les modalités de mise en œuvre pratique d'un nouveau modèle de comptage du CR.

Mise en œuvre pratique d'un nouveau modèle de comptage du CR

Le dispositif de comptage doit assurer que l'installation bénéficie d'un CR uniquement pour de la production d'électricité d'origine PV : par exemple, en cas d'arrêt de l'installation PV pour une durée prolongée, l'installation ne doit pas bénéficier d'un CR sur de l'électricité qui serait soutirée du réseau en période de prix négatifs puis réinjectée en période de prix positifs.

La CRE propose que, chaque mois, la valeur de E retenue pour le versement du CR corresponde au total de la production corrigée de l'installation (comptage du flux P et retranchement de l'ensemble des corrections affectées à l'installation), de laquelle est déduit l'ensemble de l'énergie corrigée injectée sur le réseau lors des heures de prix négatifs (comptage du flux E et retranchement de l'ensemble des corrections affectées à l'installation).

Cette méthode permet de garantir que l'ensemble de la production retenue pour le versement du CR provient forcément de l'installation PV. Seules les injections au point E en période de prix strictement négatifs seraient retranchées, plutôt que la production au point P lors de ces heures dans le dispositif actuel.

Les dispositions proposées n'ont, au global, que peu d'impact sur le comportement de la batterie hybride par rapport à un projet similaire sans soutien, et uniquement en période de prix négatifs⁴⁹ :

- le producteur est davantage incité à se charger par le biais de l'installation PV plutôt que de soutirer sur le réseau pour maximiser le CR perçu : il ne répond plus uniquement à l'arbitrage consistant à comparer le coût du TURPE et le niveau du prix négatif. L'effet d'une éventuelle désoptimisation du point de vue équilibre offre-demande est néanmoins limitée dans un scénario de moyen terme lors duquel les plages de prix « très négatifs » se raréfient. Par ailleurs ce comportement est justement souhaité, car il permet de « sauver » de la production décarbonée d'origine solaire contrairement à un soutirage réseau ;
- cet effet implique cependant que le producteur peut être davantage incité à conserver une partie de sa capacité technique de stockage pour la production de son parc PV en période de prix négatifs. La propension du projet à participer à des services systèmes à la baisse (impliquant un soutirage et donc un chargement de la batterie) serait donc moindre uniquement pendant les périodes de prix négatifs par rapport à un projet hybride sans soutien (elle existe tout de même si cette flexibilité à la baisse est rémunérée à un niveau supérieur à la perte de CR du fait d'un écrêtement potentiellement plus important). Cette modalité de versement ne modifie cependant pas l'incitation de la batterie à participer aux services systèmes à la hausse en période de prix négatifs, car les éventuelles injections au point E sont neutralisées par la correction du périmètre d'équilibre prise en compte pour le versement du CR.

3.2.3.2. Evolution en conséquence du dimensionnement de la prime pour prix négatifs

Comme évoqué ci-dessus, la CRE propose de permettre un versement du CR sur la production solaire qui aura pu être déplacée par une batterie en dehors des heures de prix négatifs.

Sans modification par ailleurs de la prime pour prix négatifs (contrat de CR actuel « optimisé PV isolé »), qui compense actuellement une estimation de la production sur quasiment toutes les heures de prix négatifs (franchise de 15 heures), le potentiel de production déplacé par la batterie en dehors des périodes de prix négatifs bénéficierait d'une « double rémunération », au détriment du budget de l'Etat :

- via la prime pour prix négatifs en période de prix négatifs dans le cadre du chargement de la batterie (conformément à l'évolution proposée pour le conditionnement du versement de la prime à la non-injection plutôt qu'à la non-production) ;
- via le CR en période de prix positifs dans le cadre de la décharge de la batterie.

⁴⁹ Ces dispositions incitent la batterie à se charger depuis l'installation PV plutôt que le réseau sur certaines plages de prix « très négatifs » qui devraient se raréfier dans les prochaines années.

Les revenus du porteur de projet hybride sont impactés positivement par le nombre de pas de temps de prix négatifs, du fait de la double rémunération susmentionnée (hypothèse très incertaine sur la durée du soutien). Si le porteur de projet n'internalise pas cette double rémunération au sein du tarif demandé à l'appel d'offres, elle implique directement une perte pour le budget de l'Etat. Si ces revenus supplémentaires sont intégrés au plan d'affaires, le porteur de projet pourrait augmenter les primes de risque demandées compte tenu de l'incertitude forte relative à cette hypothèse.

La diminution de la compensation en période de prix négatifs à hauteur de la production que peut déplacer un projet hybride durant ces heures⁵⁰, permettrait d'éviter ce phénomène de double rémunération et donc de réduire le coût de financement des projets hybrides⁵¹ : la CRE estime à date qu'un projet hybride parvient à déplacer environ la moitié du potentiel de production en période de prix négatifs, car les plages de prix négatifs se sont avérées plus longues en moyenne que le temps de stockage de la batterie étudiée.

La diminution de la compensation en période de prix négatifs serait également appliquée à des projets PV sans stockage, qui s'exposeraient au risque d'écêtement de production non compensée. La perte de revenus associée dépendra de l'évolution du nombre d'heures de prix négatifs et est donc de nature à accroître le risque des projets PV isolés, impliquant une augmentation des coûts de financement. L'évolution favoriserait donc bien a priori le développement de projets hybrides PV + Stockage.

Différentes options sont présentées ci-dessous.

Modalités de compensation partielle étudiées

La CRE a analysé trois options d'évolution de la prime pour prix négatifs :

- **option Pneg_1** : les deux premières heures « solaires » à prix négatif de la journée (entre 8h et 20h) ne donneraient pas droit à une compensation. La compensation serait ensuite payée sur le nombre d'heures de prix négatifs de la journée diminué de deux (proposition évoquée par le syndicat Enerplan dans une note dédiée) ;
- **option Pneg_2** : la franchise actuelle de 15 heures⁵² de prix négatifs non compensées serait inchangée, mais le montant de la compensation serait divisé par deux (option évoquée dans le rapport de la CRE portant bilan de la mise en place du CR⁵³) ;
- **option Pneg_3** : la franchise de pas de temps à prix négatifs serait fixée à 300 heures entre 8h et 20h (proposition évoquée par le SER et évoquée dans le rapport de la CRE portant bilan de la mise en place du CR).

Les options Pneg_1 et Pneg_3 reviennent à faire évoluer la franchise annuelle d'heures non compensées (franchise annuelle dynamique dans l'option Pneg_1 et franchise fixe dans l'option Pneg_3). L'option Pneg_2 revient à faire évoluer le montant de la compensation.

⁵⁰ Afin de conserver une rémunération par la prime de prix négatifs sur la production en heures de prix négatifs que le projet hybride ne peut déplacer.

⁵¹ Une compensation partielle est conservée pour couvrir la production en période de prix négatifs que la batterie ne peut pas déplacer : une telle couverture, tout comme la prime pour prix négatifs dans les contrats de CR actuels, vise à réduire le risque porté par les producteurs sur la survenance de prix négatifs et ainsi à modérer les niveaux de tarif de soutien demandés.

⁵² Ou 30 heures à des fins d'harmonisation entre filières, comme déjà recommandé par la CRE.

⁵³ Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir.

Incidence sur le risque porté par le producteur

Le contrat optimisé « PV + stockage » pourrait prévoir une compensation partielle en prix négatifs prenant l'une des formes suivantes (classées par ordre décroissant du point de vue du degré d'adaptation aux caractéristiques des projets PV + stockage et de la diminution du risque global que les porteurs de projets hybrides supportent) :

- **option Pneg_1** : avec le niveau de compensation de la prime pour prix négatifs actuelle (i.e. en considérant un facteur de charge normatif de 50 % sur les heures solaires), le producteur perdrait l'équivalent d'une compensation portant sur son potentiel maximum de production (puissance installée P_{maxPV}) sur 1 heure lors de chaque jour avec des occurrences de prix négatifs ($2h \times 50 \% \times P_{maxPV}$). En ajoutant une « batterie de référence », le producteur serait capable de déplacer une production de $2h \times 50\% \times P_{maxPV}$ en dehors de la période de prix négatifs en effectuant un cycle sur sa batterie, soit 2 heures de production PV avec un facteur de charge de 50 %. Le projet couplé serait ainsi rémunéré à hauteur de son productible PV sans écrêtement peu importe l'évolution du nombre d'heures de prix négatifs. L'énergie rémunérée pourrait toutefois être légèrement plus importante si la typologie des pas de temps de prix négatifs et les caractéristiques techniques de la batterie permettaient de réaliser plusieurs cycles par jour ;
- **option Pneg_2** : ce modèle revient à considérer qu'un projet hybride permet de récupérer environ la moitié de la production qui serait écrêtée sans batterie. Ce calibrage simple semble cohérent avec les estimations des porteurs de projets dans les conditions de marché actuelles pour la « batterie de référence ». Il peut rester cohérent si le nombre de prix négatifs évolue sans modification importante de leur typologie : en cas de périodes plus longues de pas de temps de prix négatifs consécutifs, la production qui ne pourrait pas être récupérée serait plus importante (si les prix sont négatifs uniquement par séquences de 8h consécutives, la batterie pourrait sauver 2h de production et le producteur perçoit une compensation sur 4h alors que la production écrêtée l'est sur 6h) ;
- **option Pneg_3** : ce calibrage semble bien fonctionner uniquement si le nombre d'heures de prix négatifs est de l'ordre de 600 dans leur typologie actuelle et que la « batterie de référence » parvient à récupérer la production PV sur environ la moitié de ces heures. Il ne l'est plus en cas d'évolution du nombre d'heures de prix négatifs ou de leur typologie.

Incidence sur les finances publiques

Une compensation partielle des producteurs en période de prix négatifs réduit l'exposition du budget de l'Etat au risque de survenance de prix négatifs, selon un degré dépendant des options étudiées (classées, dans la mesure du possible, par ordre décroissant du point de vue de l'exposition au risque du budget de l'Etat, les options Pneg_2 et Pneg_3 étant complexes à comparer en pratique) :

- **option Pneg_2** : le budget de l'Etat est partiellement exposé à une évolution du nombre de pas de temps de prix négatifs entre 8h et 20h (chaque heure de prix négatif supplémentaire engendrera une compensation sur la moitié du productible PV lors de ces heures), mais pas à leur typologie (la compensation reste la même si ces heures sont consécutives ou non en particulier). Dans cette option, la compensation de l'Etat est divisée par deux quel que soit l'évolution du nombre ou de la durée des séquences de prix négatifs ;
- **option Pneg_3** : le budget de l'Etat n'est pas exposé à l'évolution du nombre de pas de temps de prix négatifs dès qu'ils restent inférieurs à 300 heures entre 8h et 20h, mais le devient entièrement (compensation totale des producteurs) dès lors qu'il dépasse 300 heures (il n'est par ailleurs pas exposé à une évolution de la typologie de ces prix négatifs). Il est donc délicat de la comparer à l'option 2 du point de vue du risque pour le budget de l'Etat. Dans cette option, la compensation de l'Etat disparaît en cas de baisse notable (sous la franchise de 300 heures) du nombre d'heures de prix négatifs ;

- **option Pneg_1** : le budget de l'Etat est partiellement exposé à une évolution du nombre et de la typologie des heures de prix négatifs. Les montants versés seront plus importants si les plages de prix négatifs au sein d'une journée sont plus longues (si tous les prix négatifs n'apparaissent que 2h par jour au plus, l'Etat ne compense rien, si cependant en cas de périodes de 6h de prix négatifs par jour, l'Etat continue de compenser 4h sur 6h de la production en heures de prix négatifs, soit une quantité plus importante que l'option Pneg_2 qui en compense la moitié). Cette option semble ainsi moins avantageuse que l'option 2 du point de vue du risque pour le budget de l'Etat. Dans cette option, la compensation de l'Etat peut disparaître s'il n'y a plus aucune journée avec plus de deux heures de prix négatifs.

Impact sur le tarif de référence proposé par les producteurs à niveau de soutien équivalent sur la période octobre 2024-septembre 2025

Il y a eu 468 heures de prix négatifs diurnes (8h00 et 20h00) sur la période octobre 2024-septembre 2025. Le tableau ci-dessous synthétise la compensation sur octobre 2024-septembre 2025 d'une installation PV au sol :

- sans batterie ;
- de productible égal à 1 200 hepp ;
- disposant d'un contrat de CR avec un tarif de 80 €/MWh dans les conditions des cahiers des charges actuels ;
- qui s'arrête à chaque heure de prix négatif diurne et qui dispose en moyenne d'un facteur de charge de 50 % sur ces heures.

Tableau 7 : Implication des différentes options de dimensionnement de la prime pour prix négatifs et estimation du niveau tarif équivalent conduisant à un coût total en CSPE⁵⁴ similaire pour un projet PV isolé

Option	Option Pneg_0 (cadre actuel)	Option Pneg_1	Option Pneg_2	Option Pneg_3
Facteur de charge de compensation⁵⁵	50 %	50 %	25 %	50 %
Franchise	15	285 (dynamique)	15	300
Productible PV lors des heures de prix négatifs non compensée par la prime (hepp)	8	143	121	150
Niveau de tarif équivalent conduisant à un coût en CSPE similaire	80 €/MWh	90 €/MWh	88 €/MWh	91 €/MWh

⁵⁴ Coût total porté par l'Etat comprenant le versement du CR et de la prime pour prix négatifs.

⁵⁵ Le facteur de charge est appliqué à la puissance crête de l'installation afin d'estimer, dans toutes les options exceptée Pneg_2, la production qui aurait été réellement produite sans écrêtement, soit la moitié de la puissance crête. Ainsi, l'option Pneg_2 revient à compenser la moitié de cette estimation.

Ainsi, les trois options auraient conduit à une compensation relativement similaire sur la période octobre 2024-septembre 2025 (le productible non compensée par la prime est relativement similaire). Les résultats divergeraient cependant davantage en cas d'évolution du nombre ou de la typologie des prix négatifs.

En tout état de cause, en cas de modification du contrat de soutien pour un projet PV sans batterie⁵⁶ et sous l'hypothèse d'un maintien sur la durée des contrats du nombre et du profil des prix négatifs observés lors de la dernière année glissante, des tarifs de l'ordre de 90 €/MWh engendreraient des CSPE par MWh identique à un tarif de 80 €/MWh attribué selon les modalités actuelles.

Synthèse de l'analyse entre les différentes options

Les trois options auraient impliqué environ le même niveau de compensation sur la période octobre 2024-septembre 2025, caractérisée par environ 100 épisodes de prix négatifs d'une durée moyenne de l'ordre de 5 heures. La comparaison entre ces options réside donc dans leur résilience dans le temps à une évolution du nombre ou de la durée des périodes de prix négatifs, du point de vue des risques respectifs portés par l'Etat et les producteurs.

⁵⁶ A des fins purement théoriques d'analyse économique.

Tableau 8 : Comparaison synthétique des différentes options de prime pour prix négatifs

	Option Pneg_1 <i>franchise de 2h par jour</i>	Option Pneg_2 <i>compensation réduite de moitié</i>	Option Pneg_3 <i>franchise de 300 heures par an</i>
Evolution du nombre d'épisodes de prix négatifs (sans évolution de la durée journalière)	Le productible non-compensé reste cohérent avec la capacité à déplacer de l'énergie de la batterie de référence.	Le productible non-compensé reste cohérent avec la capacité à déplacer de l'énergie de la batterie de référence.	En cas d'augmentation du nombre d'épisodes, le productible non compensé s'écarte de l'énergie que le producteur serait capable de déplacer au détriment de l'Etat et inversement.
Évolution de la durée journalière des épisodes (sans évolution du nombre)	Le productible non-compensé reste cohérent avec la capacité à déplacer de l'énergie de la batterie de référence.	Si les séquences sont plus longues (ex. 8h au lieu de 5h), le productible non compensé sera plus important que l'énergie sauvée par la batterie. Et inversement.	Si les séquences sont plus longues (ex. 8h au lieu de 5h), le productible non compensé sera plus important que l'énergie sauvée par la batterie. Et inversement.
Risque induit pour le producteur PV + stockage	Le producteur PV couplé à une batterie de référence est relativement insensibilisé aux hypothèses sur les prix négatifs (durée et nombre de séquence) ⁵⁷ .	Le producteur PV couplé à une batterie de référence doit considérer des hypothèses sur la durée des séquences de prix négatifs.	Le producteur PV couplé à une batterie de référence doit prendre des hypothèses sur la durée et le nombre de séquences de prix négatifs.
Incidence sur les finances publiques	La compensation de l'Etat peut disparaître s'il n'y a plus aucune journée avec plus de deux heures de prix négatifs.	La compensation de l'Etat est divisée par deux quel que soit l'évolution du nombre ou de la durée des séquences de prix négatifs.	La compensation de l'Etat disparaît en cas de baisse notable (sous la franchise de 300 heures) du nombre d'heures de prix négatifs.

Parmi les options fondées sur une évolution de la franchise, la CRE considère que l'option Pneg_1 est préférable à l'option Pneg_3 : le dimensionnement d'une franchise à un niveau de 300 heures s'avère relativement arbitraire et risqué pour le producteur PV + stockage, qui devra évaluer l'évolution dans le temps du nombre et de la taille des séquences d'heures à prix négatifs.

La CRE privilégie également l'option Pneg_1 à l'option Pneg_2, car celle-ci est plus adaptée aux spécificités techniques d'un producteur PV + batterie.

En cas d'évolution des modalités de versement du CR (conformément aux recommandations de la CRE précisées en partie 3.2.3.1), la CRE recommande d'adopter une nouvelle prime pour prix négatifs, qui viserait uniquement à couvrir le risque résiduel de productible écrêté qu'il n'est pas possible de déplacer même en hybridant le parc avec une batterie. Le CRE recommande l'option Pneg_1, qu'elle considère être la plus pertinente : compensation de 100 % du productible PV uniquement au-delà des deux premières heures de prix négatifs au sein d'une journée – option étudiée la moins risquée pour les projets PV + stockage.

⁵⁷ Le producteur peut néanmoins bénéficier d'un gain additionnel si la typologie des pas de temps de prix négatifs (plusieurs séquences par jour) et les caractéristiques techniques de la batterie permettaient de réaliser plusieurs cycles par jour.

Cette modalité de compensation semble être la plus adaptée dans l'hypothèse d'un projet hybride disposant d'une batterie d'une puissance installée correspondant à 50 % de celle de l'installation PV et d'une capacité de stockage de 2 heures. A date, il s'agit d'une taille de batterie a priori fréquemment envisagée dans des projets de couplage du fait de sa pertinence économique : le porteur de projet reste néanmoins incité à installer une batterie de taille/capacité différente si la rentabilité permise par celle-ci est plus forte. Par ailleurs, ce calibrage pourra facilement être modifié à l'avenir pour les nouveaux contrats si l'optimum technico-économique évolue.

La CRE considère qu'une option fondée sur une compensation à hauteur de 50 % du le productible PV lors des heures de prix négatifs au lieu de 100 % aujourd'hui (option Pneg_2) pourrait également être envisagée, mais serait moins optimale.

In fine, le contrat cible « optimisé PV + stockage » pourrait alors prévoir l'option Pneg_1 s'agissant de la compensation en prix négatifs, combinée à une référence de prix M_0 non pondérée. Il serait sans regret d'attribuer ce contrat « optimisé PV + stockage », qui diminue le risque porté par le budget de l'Etat, dès lors que cela n'augmente pas sensiblement les primes de risque des projets.

Ce contrat est particulièrement souhaitable pour les projets hybrides (diminution des primes de risque), mais pas nécessairement pour les projets PV isolés (augmentation des primes de risque). Cette hausse de risque pourrait donc conduire à une hausse du coût unitaire de soutien si l'appel d'offres venait à sélectionner uniquement des projets PV sans stockage avec une compensation partielle en cas de prix négatifs.

La question de faire coexister deux types de contrats différents (« optimisé PV isolé » et « optimisé PV + stockage ») au sein d'un même appel d'offres peut alors se poser et est traitée dans la partie suivante.

3.2.4. Modalités de mise en concurrence entre les projets PV et PV + stockage selon le contrat retenu

La CRE recommande d'expérimenter l'introduction du contrat « optimisé PV + stockage » au sein des appels d'offres existants portant sur les plus grandes installations (appels d'offres PV sol, PV bâtiment et Petit PV Bâtiment). Cette expérimentation porterait sur plusieurs périodes afin d'observer si elle permet ou non le développement de projets hybrides. En tout état de cause, des évolutions régulières du prix plafond devront être opérées pendant cette expérimentation.

En pratique, l'expérimentation consisterait à mettre en concurrence les projets PV isolés et PV + stockage au sein de l'appel d'offres. Il conviendrait alors :

- soit d'imposer le contrat « optimisé PV + stockage » pour tous les projets et noter le critère prix à partir du tarif proposé ;
- soit de faire coexister deux formes de contrats au sein de l'appel d'offres, mais, dans ce cas, de prévoir une autre forme de notation pour le critère prix : en effet, à tarif équivalent, l'incidence budgétaire ne sera pas la même entre un contrat « optimisé PV+ stockage » et un contrat « optimisé PV isolé ».

Dans tous les cas, un délai suffisant entre l'annonce de cette expérimentation et son lancement est nécessaire afin de laisser l'opportunité aux développeurs de reconfigurer leur projet afin d'y intégrer une batterie : une durée d'un an a été en moyenne remontée par les porteurs de projet s'agissant du solaire au sol. Cette durée pourrait être raccourcie à quelques mois s'agissant du solaire sur bâtiment.

3.2.4.1. Option 1 : contrat « optimisé PV + Stockage » imposé pour l'ensemble du volume

Dans cette option, le producteur a le choix entre ajouter une batterie à son projet PV ou non et bénéficiera dans tous les cas d'un contrat « optimisé PV + stockage » (avec un degré de protection moindre du producteur par rapport aux contrats actuels en cas de projet PV isolé). Si l'ajout d'une batterie n'est pas rentable (et donc non souhaitable), il est possible que seuls des projets PV isolés répondent à cet appel d'offres expérimental.

A tarif équivalent, la modification de la référence M_0 permet de diminuer le coût des CSPE unitaires d'un niveau d'environ 20 €/MWh (estimation de la hausse du M_0 - cf. partie 3.2.2.3 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Augmenter le prix plafond de l'appel d'offres du même ordre ne conduirait a priori pas à une augmentation des CSPE unitaires par rapport à la situation actuelle.

A l'inverse, la modification du système de rémunération en période de prix négatifs aurait un effet différent entre les projets PV isolés et hybrides et a priori limité pour ces derniers ; une augmentation supplémentaire du prix plafond pour cette raison n'apparaît pas pertinente à ce stade.

Dans ce contexte, la CRE recommande, dans un premier temps, une hausse limitée des prix plafonds située autour de 10 €/MWh, en considérant notamment que les prix plafonds des derniers appels d'offres de 2025 étaient légèrement surcalibrés.

Cette hausse de prix plafond permettrait, d'une part, aux projets PV isolés les plus compétitifs de pouvoir être retenus, malgré l'évolution des conditions de soutien et, d'autre part, aux projets PV + batterie de contribuer à la couverture du coût d'investissement dans la batterie s'il n'est pas déjà entièrement rentabilisé.

A titre illustratif, un tarif de 95 €/MWh engendrerait moins de CSPE s'il est associé à une référence marché M_0 de 60 €/MWh et une compensation plus faible en périodes de prix négatifs qu'un tarif à 80 €/MWh associé à une référence marché M_0 de 40 €/MWh avec une compensation totale du productible en périodes de prix négatif.

3.2.4.2. Option 2 : Coexistence de contrats différents « optimisé PV + Stockage » et « optimisé PV isolé »

L'option 1 présente des risques de périodes d'AO infructueuses si le prix plafond est mal calibré ou de sélectionner des projets PV isolé avec un contrat mal optimisé dans le cas où l'ajout d'une batterie n'est finalement pas rentable.

Il existerait d'autres options permettant de réduire ce risque en favorisant tout de même le contrat « optimisé PV + stockage » qui présente moins de risque pour le budget de l'Etat.

Option 2a) : priorité aux contrats « optimisé PV + stockage »

L'ensemble des projets pourraient remettre une offre pour un contrat « optimisé PV » ou pour un contrat « optimisé PV + stockage ». Le prix plafond serait différent selon le type de contrat : pour le contrat « optimisé PV » il serait fixé à un niveau cohérent avec les recommandations actuelles de la CRE et pour le contrat « PV + stockage » il pourrait être relevé comme précisé précédemment.

Les contrats « optimisés PV + stockage » seraient sélectionnés prioritairement ; s'ils ne permettent pas d'atteindre le volume appelé, les contrats « optimisés PV » seraient sélectionnés ensuite. Compte tenu de ces modalités de sélection, un projet PV isolé (par exemple en incapacité technique de couplage avec une batterie) sera incité à proposer un tarif pour un contrat « optimisé PV + stockage » (comme dans l'option 1), mais aura la possibilité de proposer un tarif pour un contrat « optimisé PV » si le contrat « optimisé PV + stockage » au niveau du prix plafond ne lui semble pas suffisamment élevé et/ou protecteur.

Option 2b) : bonus de points pour les contrats « optimisés PV + stockage »

A niveau de tarif équivalent, un contrat « optimisé PV + stockage » devrait engendrer i) moins de CSPE en espérance (moins de compensations en cas de prix négatifs et M_0 plus élevé) et ii) moins de risque pour le budget de l'Etat. Le choix de ce type de contrat doit ainsi à minima être rendu possible par la note relative au critère prix.

Développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire

5 mars 2026

Pour cela, l'Etat pourrait définir un bonus de points sur le critère prix pour les projets candidatant avec un contrat « optimisé PV + stockage ». Le prix plafond pour chaque contrat serait déterminé de la même manière que dans l'option 2a).

Cette option permettrait d'inciter tous les projets à choisir un contrat « optimisé PV + stockage » (comme dans les options 1 et 2a)), mais laisserait davantage la possibilité (par rapport à l'option 2a)) à un projet PV isolé de proposer un tarif pour un contrat « optimisé PV » si ses primes de risques augmentent sensiblement dans le cadre d'un contrat « optimisé PV + stockage ».

La CRE recommande d'expérimenter l'introduction du contrat « optimisé PV + stockage » au sein des appels d'offres PV portant sur les plus grandes installations (appels d'offres PV sol, PV bâtiment et Petit PV Bâtiment). Cette expérimentation porterait sur plusieurs périodes, afin d'observer si elle permet ou non le développement de projets hybrides.

Un pilotage des prix plafonds devra être opéré pendant cette expérimentation : la CRE recommande dans un premier temps une hausse limitée de ces derniers située autour de 10 €/MWh, en considérant notamment que les plafonds des derniers appels d'offres de 2025 étaient légèrement surcalibrés.

La CRE recommande d'imposer un même contrat (option n°1 décrite ci-dessus) à l'ensemble des candidats à l'appel d'offres, afin de ne pas introduire de complexité supplémentaire et de faciliter la concurrence entre les différents types de projets. Si les pouvoirs publics souhaitent néanmoins adopter une position plus conservatrice pour limiter le risque de périodes d'appel d'offres infructueuses, les options 2a) et 2b) permettraient de faire coexister le contrat actuel avec celui proposé par la CRE au sein du même appel d'offres.