



CONTRIBUTION

09/03/2026

Contribution de la CRE dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité

Contribution de la CRE dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité

Introduction

Les services de la CRE ont participé à quatre ateliers dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité. À la suite de ces échanges riches, la CRE souhaite partager, au travers de cette contribution, les recommandations qui lui semblent prioritaires pour optimiser le soutien public et ainsi permettre à la filière de retrouver un climat de développement serein et soutenable, ce qui facilitera l'atteinte des objectifs PPE.

Le communiqué de presse présentant la mission indique que « *dans un contexte budgétaire exigeant et face à la maturité croissante des filières, la mission aura pour objectif de proposer un modèle de soutien plus efficace, plus soutenable et mieux partagé entre acteurs publics et privés. Elle examinera notamment la répartition des risques entre l'État et les producteurs, ainsi que les leviers de financement mobilisables par le secteur privé* ». La CRE partage ces objectifs et a à cœur de les intégrer au quotidien dans l'ensemble de ses travaux (avis sur les cahiers des charges, rapports thématiques sur les PPA ou le complément de rémunération, par exemple...). L'orientation numéro 1, de ses orientations stratégiques publiées à l'occasion de ses 25 ans, vise justement à « *garantir l'efficacité économique dans la transformation du mix énergétique* ».

Dans le contexte budgétaire et politique actuel, **la CRE considère qu'il est essentiel de réaffirmer la place des EnR dans le mix électrique, en complément du nucléaire**. A court terme, comme le montrent les analyses menées par RTE dans son dernier bilan prévisionnel, le système est surcapacitaire. Il convient de noter que cette surcapacité présente une valeur assurantielle, permet au système de disposer de marges assurant une plus grande résilience en période d'incertitudes et contribue à la baisse des prix sur les marchés de l'énergie. Par ailleurs, il convient de préparer l'avenir de l'économie décarbonée et cet avenir ne pourra se faire sans EnR. Les décisions de court terme ne doivent donc pas compromettre la performance du système électrique à moyen/long terme. Toutefois, il existe encore aujourd'hui des marges de manœuvre pour réduire les coûts de ce développement pour les finances publiques.

Les mécanismes de soutien devront être adaptés pour suivre les besoins du système, il faudra pourtant préserver la lisibilité et la stabilité du cadre de soutien, afin de permettre aux filières d'être compétitives et donner confiance aux investisseurs. Dès lors, **les mesures sur le stock doivent n'être envisagées que lorsque l'enjeu, notamment économique, est significatif**.

S'agissant des situations de sursurcapacité, la CRE considère que les chantiers « déplafonnement » et « S6/S10 » couvrent déjà les principaux cas et invite à la prudence quant à la recherche d'autres cas dans les contrats passés. La CRE se tient prête à les instruire une fois les textes d'application publiés. Elle lance néanmoins un audit sur les premières installations d'éolienne en mer et pourra émettre des recommandations sur ces parcs en fonction du résultat des analyses.

Toutefois, l'intégration d'incitations à s'arrêter pendant les périodes de prix négatifs, pour les installations déjà soutenues en obligation d'achat, apparaît sans regret et doit être poursuivie en finalisant la mise en œuvre du cadre récemment mis en place, et en élargissant ce cadre à de plus petites installations (à terme toutes les installations supérieures à 1 MW).

La CRE considère par ailleurs que **la recherche de l'efficacité du soutien public doit s'entendre comme la recherche de l'efficacité économique à l'échelle de la collectivité dans son ensemble**, et non pas s'attacher au seul coût pour le budget de l'Etat (même si dans les faits les deux sont souvent liés). Pour répondre à cet objectif, la CRE formule d'une part des recommandations visant à **sélectionner les projets selon des critères prenant plus en compte leur apport pour le système**, ce qui permettra par exemple d'expérimenter le développement de sites PV + Stockage. D'autre part, elle considère que les conditions de soutien doivent permettre de **sélectionner les projets les plus efficaces, en privilégiant la mise en concurrence et une effectivité de cette concurrence** et que

Suivez-nous !

l'analyse de l'efficacité doit être réalisée en coûts complets **par MWh utile** (seulement les MWh soutenus correspondant à une production effective, donc hors MWh soutenus via la prime pour prix négatifs).

Ces mesures permettront de réduire à l'avenir le coût du soutien pour l'Etat en s'assurant de sélectionner les projets les plus compétitifs et en protégeant d'avantage le budget de l'Etat des effets de cannibalisation, notamment en matière de soutien PV. Le budget de l'Etat restera néanmoins exposé à la baisse du prix capté pour les projets PV déjà en stock, et il est donc essentiel qu'en parallèle, des mesures, notamment via le plan d'électrification de l'économie française, permettent de stimuler des nouveaux usages structurellement positionnés sur les heures méridiennes

Enfin, d'autres mesures pourraient permettre d'accroître la compétitivité des projets retenus et donc de réduire la charge pour le budget de l'Etat, notamment s'agissant des filières éoliennes :

- **la CRE recommande ainsi de créer les conditions permettant une certaine standardisation des offres et de capitaliser ainsi sur les têtes de série pour gagner en efficacité.** Les projets combinant trop de défis technologiques, notamment certains projets éoliens en mer flottants ou grande profondeur, semblent ainsi à déprioriser (projet Oléron par exemple) ;
- par ailleurs, la CRE constate que **l'éolien terrestre est une technologie compétitive mais rappelle que la levée de certaines contraintes spécifiques à la France (militaires notamment) sera nécessaire** si l'on souhaite bénéficier de la compétitivité constatée chez nos voisins européens.

Le coût du soutien au photovoltaïque (et à l'éolien terrestre) est aujourd'hui majoritairement porté par la CSPE, tandis que **le TURPE finance au travers du raccordement, une part faible mais croissante des coûts complets en particulier pour les projets PV raccordés en basse tension (BT)**. En effet, depuis l'arrêté tarifaire S21, le développement du PV en BT s'est fortement accéléré, encouragé par des effets de seuil réglementaires et tarifaires (guichet ouvert 100–500 kWc, réfaction portée à 60 %, exonération de quote-part S3REnR). **Les réformes en cours permettront d'éviter la poursuite de ce biais.**

Dans un contexte de forte croissance des énergies renouvelables et du stockage, **l'adaptation des modalités de raccordement et des signaux tarifaires devient nécessaire.** Ces travaux conduisent la CRE à envisager plusieurs évolutions des prescriptions techniques et tarifaires applicables.

Tenant compte de ces différents enjeux, la CRE formule les recommandations d'actions prioritaires suivantes pour optimiser le soutien public aux énergies renouvelables.

Les 25 actions recommandées par la CRE

1) Tirer pleinement partie de la concurrence et de la maturité de la filière EnR terrestre

Dans un contexte budgétaire exigeant et face à la maturité croissante des filières, la CRE considère que le soutien public doit évoluer vers un modèle plus efficace, plus soutenable et mieux partagé entre acteurs publics et privés. La recherche de l'efficacité doit s'entendre comme une efficacité économique à l'échelle de la collectivité, et non comme le seul coût pour le budget de l'État.

La CRE souligne que cet objectif passe prioritairement par une mise en concurrence plus forte des projets dans un contexte d'appels d'offres moins nombreux. L'objectif n'est pas de piloter les volumes par le prix mais bien de respecter les objectifs de développement déterminés par la PPE en sélectionnant les projets les plus économiques en fixant un rythme et des prix plafonds adaptés. Il faut :

- **Action 1 : adapter régulièrement les prix plafonds** des AO selon l'évolution des conditions économiques : à court terme, la CRE a recommandé de baisser les prix plafonds notamment de PV sol et PV Bat ;
- **Action 2 : réduire le nombre de périodes d'appels d'offres pour augmenter la pression concurrentielle** (74,13 €/MWh obtenus pour des PV Sol au dernier AO Neutre qui a été

Suivez-nous !

très concurrentiel, contre 79,48 €/MWh quatre mois plus tôt au dernier AO PV Sol qui était moins concurrentiel) ;

- **Action 3** : AO PV sol : **supprimer ou rehausser la limite maximale de 250 MWh de projets PV sur terrains agricoles** qui sont les plus compétitifs.

Il faut également :

- **Action 4** : **réinterroger les contraintes actuelles sur la hauteur des parcs éoliens terrestres** qui sont bien plus fortes que dans les autres pays européens et qui induisent des surcoûts sur les parcs ;
- **Action 5** : **favoriser le développement de PPA notamment pour les technologies les plus matures, afin de réduire les volumes soutenus**, en expérimentant par exemple la mise en place d'AO mixtes ou en **revoyant les modalités de sorties volontaires des contrats de soutien**, sans retour possible : mise en place d'une pénalité de sortie de type mark-to-market.

2) Retenir de nouvelles approches pour sélectionner les installations les plus bénéfiques d'un point de vue système :

La CRE estime que les mécanismes de soutien doivent évoluer pour mieux intégrer les besoins du système électrique, tout en préservant la lisibilité et la stabilité du cadre pour les investisseurs. L'objectif est d'inciter les installations à améliorer leur profil de production en fonction des besoins du système ce qui aura pour conséquence de limiter l'exposition du budget de l'Etat à la baisse de la valeur du PV pour les nouveaux engagements.

L'analyse de l'efficacité doit être conduite en coûts complets par MWh utile, la prime pour prix négatifs biaisant aujourd'hui cette analyse.

Les modifications à mettre en œuvre pourraient être les suivantes :

- **Action 6** : **faire évoluer le nombre d'heures à prix négatifs pris en compte par la prime par l'ajout d'une franchise de 2h par jour sans compensation**. Cette franchise permettra de supprimer le biais de sélection qui n'incitait pas les porteurs de projets à proposer des projets hybrides (PV + Stockage) pourtant efficaces pour le système. **A terme envisager la suppression de la compensation en prix négatifs** dans les AO PV ;
- **Action 7** : **adopter un M0 mensuel non pondéré dans l'AO neutre et l'AO PV Sol** pour permettre de sélectionner les projets moins onéreux en CSPE et avec la meilleure valeur pour le système électrique.
- **Action 8** : inciter les installations à produire lors des mois pendant lesquels les prix sont les plus élevés : **la CRE recommande une prime annuelle de performance** bon compromis entre incitation à l'optimisation du profil saisonnier et risque pour le producteur. Concrètement il s'agirait de mettre en place un système de pénalités/primés, en fonction de la comparaison du profil annuel de l'installation avec un profil de référence ;
- **Action 9** : **Réformer l'arrêté S21 pour limiter le coût lié au développement du tout petit PV** pour l'Etat (ex : maintien d'une prime à l'investissement sans achat du surplus ou à l'inverse suppression de la prime et maintien d'un dispositif de rachat du surplus à un niveau bas de type « dernier recours » permettant le développement d'offres de marché plus attractives) ;
- **Action 10** : **Finaliser les incitations à s'arrêter pendant les périodes de prix négatifs**, pour les installations déjà soutenues en obligation d'achat et **en élargissant ce cadre à de plus petites installations** (à terme toutes les installations supérieures à 1 MW).

Par ailleurs, d'autres mesures pourraient aider à stabiliser le coût pour le budget de l'Etat :

- **Action 11** : **mettre en place une couverture à terme des volumes soutenus** via le régime du CR afin de rendre le budget de l'Etat plus prévisible. Couvrir à terme ne garantit pas davantage de revenus pour l'état mais permet une plus grande prévisibilité de ceux-ci et

Suivez-nous !

lisse les chocs de marché (sujet déjà traité pour les contrats OA et l'appel à manifestation d'intérêt de la CRE vient de se clôturer pour les contrats en CR).

3) Sur l'éolien offshore, cibler en priorité les projets les plus accessibles, puis les plus technologiquement ambitieux

Sans remettre en cause la trajectoire de développement de l'éolien en mer, la CRE recommande de prioriser les projets les plus compétitifs et technologiquement maîtrisés, afin de capitaliser sur les têtes de série et de limiter les surcoûts :

- **Action 12 : privilégier les zones permettant les projets les plus compétitifs** : équilibre entre les coûts et risques de la technologie et le potentiel du site (difficulté des conditions d'installation, conditions de vent, éloignement des côtes et du réseau électrique pour le raccordement). **Les projets posés sur la façade Manche devraient ainsi être privilégiés** ;
- **Action 13 : tempérer le développement de parcs flottants** sans nécessairement y mettre un stop afin de ne pas bloquer la progression de la filière (attente d'un gain de maturité pour la filière). **Les projets flottants à privilégier sont ceux complétant les parcs sélectionnés dans les AO 5 & 6 (utilisant des plateformes en mer mutualisées) et les nouveaux projets en Méditerranée** (bon productible et pas d'alternative au flottant) ;
- **Action 14 : lancer en 2026 les AO des projets les plus simples** (posés, extension parcs existants,..).

Sur le permitting

Le modèle actuel amène à organiser des appels d'offres très en amont, avec des risques très importants pour les porteurs de projet, la CRE propose de réformer cette approche :

- **Action 15 : retenir un modèle de Permitting où l'Etat aurait la charge d'obtenir les autorisations pour le parc**, qui seraient cédées ensuite au lauréat de l'AO (modèle « néerlandais ») ou un modèle « britannique » qui se caractérise par le fait qu'un **acteur privé réalise en amont le permitting et les études associées**, de sorte que l'appel d'offres porte sur un projet déjà autorisé.

Sur le raccordement et plus globalement le coût complet des projets offshore.

Pour identifier les zones de prochains AO, il est nécessaire de questionner l'équilibre à adopter entre contraintes économiques (coûts complets des projets) et contraintes d'acceptabilité. Le coût complet des projets doit s'entendre, y compris raccordement pris en charge par RTE. En effet les coûts de raccordement offshore ont beaucoup augmenté depuis AO1/AO2 en raison des tensions sur les chaînes d'approvisionnement, et représentent désormais une part croissante du coût complet.

- **Action 16** : rechercher la réduction de la longueur totale des raccordements qui peut passer soit par une **réduction de la distance aux côtes** des parcs, soit par le **choix de localisations présentant des conditions favorables à l'atterrage** (minimisation de la longueur de la liaison terrestre).

4) Optimiser le raccordement et l'accès au réseau : traiter l'engorgement contractuel des gestionnaires de réseaux tout en gardant en visibilité qu'il n'y a pas d'engorgement physique d'ampleur

Optimiser les travaux futurs du réseau en optimisant les règles de dimensionnement du réseau

Plusieurs outils sont déjà en place ou en cours de mise en place pour optimiser les coûts de réseaux et de raccordement :

- **Action 17 : assurer la cohérence des objectifs régionaux de développement des EnR avec la PPE** pour permettre la planification des S3RenR.
- **Action 18 : poursuivre le « dimensionnement optimal » du réseau introduit par RTE.** L'objectif est de raccorder davantage à réseau constant en réalisant des écrêtements ponctuels des ENR. Cette approche a permis, sans réaliser d'investissements supplémentaires, d'offrir 18 GW de capacité d'accueil sur le réseau entre 2021 et 2024, soit environ 1,8 Md€ d'économie d'investissements pour 15 M€ d'écrêtement. **L'enjeu est désormais de l'étendre davantage aux réseaux de distribution.**
- **Action 19 : développer le pilotage de la production PV BT > 36 kVA :** Les gestionnaires de réseaux de distribution devront intégrer par défaut la possibilité d'imposer l'installation d'un dispositif technique permettant de limiter la puissance injectée sur le réseau pour les producteurs en basse tension. Ils disposeront ainsi d'un parc EnR pilotable.

Réformer la facturation du raccordement pour éviter les effets de marche favorisant la basse tension

L'analyse du coût système (CSPE + TURPE) montre que les règles actuelles de raccordement créent des effets de seuil importants, favorisant artificiellement les projets photovoltaïques raccordés en basse tension, indépendamment de leur pertinence système.

Cette dynamique est renforcée par la réfaction élevée des ouvrages propres et par l'exonération de quote-part S3RenR en BT. Il convient donc de revoir les mécanismes de réfaction et d'exonération de quote-part, pour neutraliser les effets de marche qui orientent les projets vers la BT.

Si la priorité est de supprimer ces effets de marche et de corriger les biais, la CRE considère qu'il pourrait être pertinent de réduire le niveau de réfaction global pour envoyer des signaux économiques aux demandeurs de raccordement de nature à favoriser les raccordements les moins coûteux, et ainsi de réduire le coût complet.

Pour autant, la suppression totale de la réfaction semble disproportionnée pour des effets jugés limités. La réfaction est présente pour l'ensemble des consommateurs et la prise en charge par le TURPE d'une partie des coûts permet de justifier une approche coordonnée par Enedis de ses travaux avec des spécifications à la main du gestionnaire de réseau.

- **Action 20 : supprimer les effets de seuil dans la prise en charge par le TURPE (réfaction)** des coûts de raccordement entre BT et HTA qui avantagent aujourd'hui les raccordements en BT qui demandent davantage de travaux aux GRD ;
- **Action 21 : supprimer l'exonération de quote-part S3REN en BT > 36 kVA ;**
- **Action 22 : éventuellement réduire, sans l'annuler, le niveau de réfaction pour les ENR.**

Une proposition concertée avec la DGEC et Enedis est présentée en annexe 2. Cette proposition réduirait à terme le montant de prise en charge par le TURPE pour le raccordement des EnR de 200 M€/an. Cet effet sera toutefois progressif car il n'affectera pas les producteurs ayant déjà signé leur convention de raccordement. Il dépendra également du volume d'EnR raccordé dans les prochaines années.

Permettre un raccordement et un accès au réseau optimisé des sites de stockage

Dans un contexte de forte croissance des énergies renouvelables et du stockage, l'adaptation des modalités de raccordement et des signaux tarifaires devient nécessaire. La CRE et la DGEC ont autorisé, via le « bac à sable » réglementaire, des modalités innovantes de raccordement, notamment autour du seuil de 17 MW en HTA. Par ailleurs, les travaux de RTE sur les gabarits horosaisonniers et les évolutions tarifaires introduites dans le TURPE 7 visent à optimiser l'utilisation des réseaux et à envoyer des signaux économiques adaptés aux acteurs flexibles, en particulier aux installations de stockage. Ces travaux conduisent la CRE à envisager plusieurs évolutions des prescriptions techniques et tarifaires applicables.

- **Action 23** : réaliser les études techniques nécessaires puis modifier les prescriptions techniques applicables pour que les sites hybrides **dont la puissance totale installée dépasse 17 MW puissent se raccorder en HTA, à la condition qu'ils limitent la puissance injectée sur le réseau** ;
- **Action 24** : **développer le raccordement avec des limitations pour les stockages** définis selon un gabarit horosaisonnier. Etudier l'opportunité de permettre aux sites hybrides de pouvoir bénéficier de ces offres ;
- **Action 25** : **privilégier une tarification du réseau qui permet d'envoyer des signaux pertinents** aux stockeurs les incitant à rendre des services au réseau par rapport à un *net metering* qui lui au contraire n'envoie aucun signal tarifaire à des acteurs qui sont pourtant flexibles.

Annexe 1 : Coûts complets des EnR terrestres (coûts affichés et coûts rapportés aux MWh utile pour neutraliser l'effet de la prime pour prix négatifs)

Production utile (c'est-à-dire part des MWh soutenus¹ correspondant à une production effective)

	% production utile		
	Eolien	Solaire	Nb H Pneg
2024	95%	87%	361
2025	93%	79%	509

Coût complet (données à début 2026)

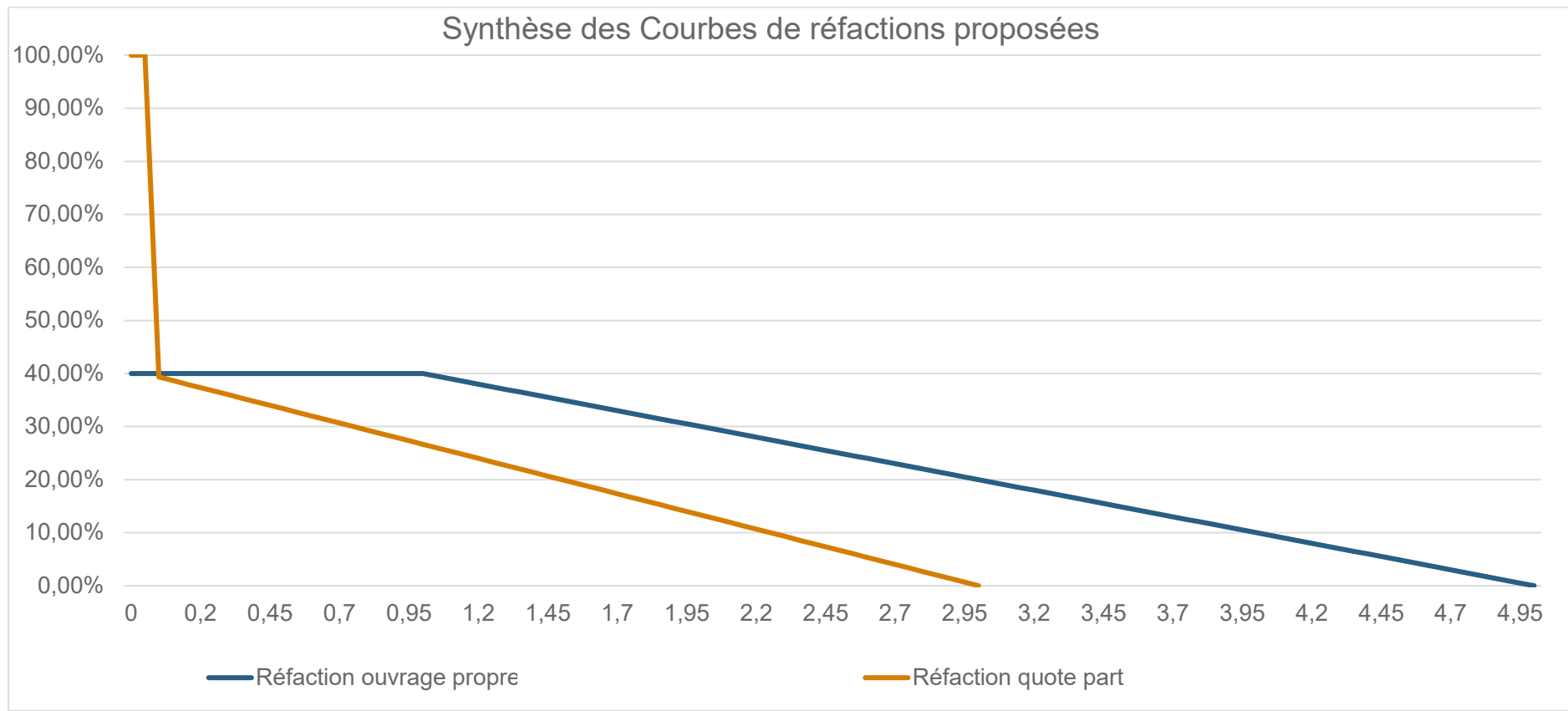
Segment de puissance	Raccordement	Dernier tarif de soutien accordé (€/MWh)			Coût du raccordement pris en charge par le TURPE (€/MWh)						Coût système (€/MWh)		
		Brut	En prod utile 2024	En prod utile 2025	Ouvrages propres	Quote-part	Renforcement	Total Brut	En prod utile 2024	En prod utile 2025	Par MWh soutenu	En prod utile 2024	En prod utile 2025
PV 9-36 kWc	BT	91,1	104,6	115,5	0,0	3,6	1,4	4,9	5,7	6,3	96,0	110,3	121,8
PV 36-100 kWc	BT	79,2	90,9	100,4	7,0	3,6	1,4	12,0	13,7	15,2	91,2	104,7	115,6²
PV 100-500 kWc	BT	88,7	101,8	112,5	7,0	3,6	1,4	12,0	13,7	15,2	100,7	115,6	127,6
	HTA	88,7	101,8	112,5	1,8	1,8	1,4	5,0	5,7	6,3	93,7	107,6	118,8
PV Bat +500 kWc	HTA	96,5	110,8	122,4	0,5	0,0	1,4	1,8	2,1	2,3	98,3	112,9	124,7
PV Sol +500 kWc	HTA	79,5	91,3	100,8	0,5	0,0	1,4	1,8	2,1	2,3	81,3	93,4	103,1
Eolien	HTA	86,6	91,2	92,6	0,0	0,0	0,6	0,6	0,7	0,7	87,2	91,8	93,3

¹ MWh réellement produit + MWh rémunéré au titre de la prime pour prix négatifs mais pas réellement produit

² Pour les installations inférieures à 100 kWc, qui sont soutenues en obligation d'achat, il est considéré à des fins de comparaisons que ces dernières s'arrêtent en période de prix négatifs comme les installations soutenues en complément de rémunération.

Suivez-nous !

Annexe 2 : proposition commune (DGEC – CRE- Enedis) de réfaction amendée



Suivez-nous !

Installations de production EnR	Raccordement aux réseaux publics de distribution (RPD)		Raccordement au réseau public de transport (RPT)
	Ouvrage propre	Quote-part	
$P \leq 36 \text{ kVA}$	40%	Exonération	Pas de réfaction
$36 \text{ kVA} < P \leq 1 \text{ MW}$		Entre 40% et 0% selon la formule (en %) :	
$1 \text{ MW} < P < 3 \text{ MW}$	Entre 40% et 0% selon la formule (en %) :	$40 - \left(\frac{40}{2,964} \times (P - 0,036) \right)$	
$3 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$	$100 \times (0,5 - 0,1 \times P)$ Avec P en MW	Pas de réfaction	
$P \geq 5 \text{ MW}$	Pas de réfaction	Pas de réfaction	