

Coût complet du soutien public aux installations de production à partir d'énergies renouvelables en fonction de leur niveau de tension de raccordement

Synthèse

Actuellement, en métropole continentale, le soutien par la collectivité au développement des énergies renouvelables (EnR) est porté, notamment, par 1) un soutien à la production via les charges de service public de l'énergie (CSPE) et 2) une réduction des coûts de raccordement prise en charge par le TURPE. Les modalités de ces soutiens déterminent pour beaucoup la dynamique de développement des EnR. L'analyse de la CRE dans le présent document vise à :

- présenter le coût cumulé du soutien à la production (« brut », c'est-à-dire hors valorisation sur les marchés de la production soutenue) et de la prise en charge des coûts de raccordement des filières photovoltaïque et éolien terrestre en métropole continentale (principales filières EnR terrestres en matière de volumes soutenus) ;
- présenter les effets de seuil induits par la coexistence de ces deux mécanismes spécifiquement pour la filière photovoltaïque et des propositions d'évolution permettant de les résoudre.

S'agissant du coût cumulé du soutien, l'analyse menée montre que :

- la majorité du coût du soutien est portée par la CSPE, le coût porté par le TURPE n'excédant pas 12 €/MWh, soit 10 % du coût total ;

Dispositif de soutien via les CSPE	Segment	Raccordement	Niveaux à jour des tarifs de soutien moyens (€/MWh)	Coût du raccordement pris en charge par le TURPE pour 1 MWh soutenu (€/MWh) ¹				Coût pour 1 MWh soutenu (€/MWh) ²
				Ouvrages propres (I)	Quote-part (II)	Renforcement (III)	Total (I+II+III)	
Guichet ouvert PV Bâtiment	0-3 kWc	BT	103	0,0	3,6	1,4	5,0	108
	3-9 kWc	BT	88	0,0	3,6	1,4	5,0	93
	9-36 kWc	BT	130	0,0	3,6	1,4	5,0	135
	36-100 kWc	BT	113	7,0	3,6	1,4	12,0	125
	100-500 kWc	BT	105	7,0	3,6	1,4	12,0	117
HTA (seuil à 250 kVA)		105	1,8	1,8	1,4	5,0	110	
Appels d'offres PV Bâtiment/ PV Sol/Eolien à terre	+500 kWc PV Bât	HTA	100	0,5	0,0	1,4	1,9	102
	+500 kWc PV Sol	HTA	79	0,5	0,0	1,4	1,9	81
	Eolien à terre ³	HTA	88	0,0	0,0	0,6	0,6	89

- la prise en charge des coûts de raccordement par le TURPE est plus importante pour les installations de plus petites puissances, raccordés en BT, que pour les installations raccordés

¹ Le coût du raccordement pris en charge par le TURPE est en réalité décaissé avant la mise en service de l'installation et donc la prise d'effet du contrat de soutien. Il est ramené à titre de comparaison à un coût au MWh sur l'ensemble des 20 ans de soutien, actualisé selon un taux d'inflation de 2%.

² Si le tableau présente les dépenses publiques générées par les contrats d'obligation d'achat/de complément de rémunération octroyés aux différentes tranches de puissance pour le solaire photovoltaïque et l'éolien à terre, il convient cependant de noter que ce soutien fait l'objet d'une valorisation sur les marchés de l'électricité. A cet effet, le profil de production de la filière peut avoir un effet important sur le budget de l'Etat. Le CGCSPE retient ainsi comme hypothèse un prix de marché capturé par la filière solaire environ 25% inférieur au prix capturé par la filière éolienne à terre.

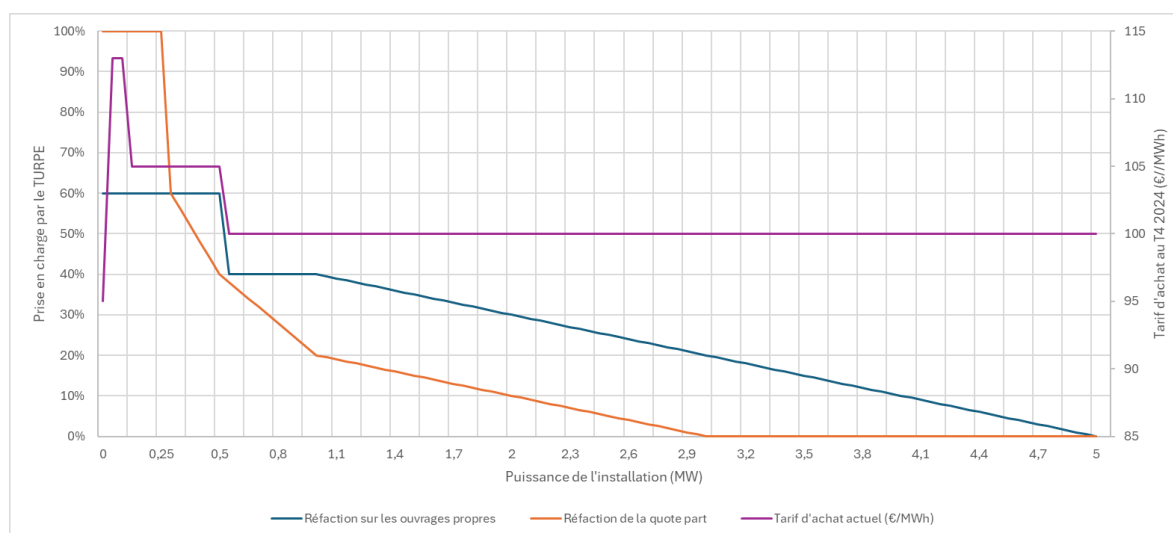
³ Le soutien à l'éolien à terre se fait quasiment exclusivement aujourd'hui via l'appel d'offres PPE2 Eolien à terre.

en HTA, résultat d'une part de mécanismes de réfaction plus favorables en BT qu'en HTA et d'autre part du périmètre des ouvrages considérés comme du réseau public (si le coût des ouvrages propres de raccordement est sensiblement inférieur pour les installations HTA, ces installations doivent en parallèle développer des ouvrages privés similaires aux ouvrages de raccordement BT. Ces ouvrages privés sont intégrés dans le périmètre des charges payées par la CSPE) ;

- **les niveaux de soutien sont en général d'autant plus coûteux que la tranche de puissance est faible**, exception faite actuellement des plus petites tranches en raison notamment de l'application récente du coefficient de dégressivité sur plusieurs périodes successives. L'analyse en coût complet de ce niveau de soutien ne change par l'interclassement, sauf au sein de la tranche 100-500 kW en raison d'effets de seuils explicités ci-dessous.

La combinaison des différents vecteurs de soutien au développement des installations EnR, que ce soit via les CSPE ou via le TURPE, **doit permettre de couvrir le coût complet des installations, quelle que soit la répartition entre ces vecteurs**. Or, à la fois les mécanismes de soutien de type contrat d'obligation d'achat /de complément de rémunération (CSPE) et les aides du type réfaction sur les coûts de raccordement (TURPE) portant sur les ouvrages propres et sur la quote-part S3REnR **sont définis par segment de puissance, impliquant des effets de seuil qui ne sont pas nécessairement cohérents entre eux, et donc un niveau global de soutien qui peut être mal dimensionné pour certains types d'installation.**

Figure 1 : Récapitulatif des différents effets de seuil de rémunération pour les installations PV sur bâtiment



Le cas du segment 100-500 kWc du guichet ouvert « S21 PV Bâtiment »⁴, pour lequel un unique tarif de soutien s'applique alors que les coûts de raccordement facturés diffèrent fortement selon la puissance au sein de la tranche, **est particulièrement notable**. Ainsi, les différences de prise en charge par le TURPE des coûts de raccordement entre niveaux de tension (BT ou HTA) créent une forte incitation, observée en pratique, à découper les projets en lots de puissance de raccordement inférieure à 250 kVA (limite supérieure du raccordement en BT, caractérisé par une prise en charge plus importante des coûts par le TURPE). **Cette hétérogénéité des seuils entre les deux formes de soutien a ainsi engendré une dynamique de développement massive des projets raccordés en BT.**

Afin de traiter l'articulation de ces effets de seuils, la CRE recommande une homogénéisation pour favoriser un développement plus harmonieux des installations EnR. Les mesures suivantes pourraient être mises en œuvre indépendamment ou de manière coordonnée :

- **Mesure 1 : homogénéiser la prise en charge par le TURPE des coûts de raccordement entre BT et HTA**

⁴ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

- Suppression de la réfaction majorée en BT.
 - Suppression de l'exonération de quote-part S3REnR en BT, au moins pour les installations supérieures à 36 kVA.
- **Mesure 2 : aligner les seuils de puissance de l'arrêté S21 PV bâtiment⁵ sur les seuils de raccordement (36 kVA et 250 kVA).**

Ces solutions peuvent notamment permettre de tempérer à court terme la dynamique actuelle de fuite des raccordements en HTA vers la BqW T, qui a un effet négatif sur le coût des EnR pour la collectivité.

Une fois la question de l'articulation des effets de seuil résolue, la trajectoire de développement des différents segments (et donc le coût induit pour la collectivité) sera avant tout déterminée par les objectifs de la PPE, que ce soit l'enveloppe affectée à chaque filière, mais aussi la répartition des objectifs entre les différentes typologies de projet au sein d'une filière donnée. En ce qui concerne la PPE 3 en cours de concertation, il convient donc de prendre en compte, au-delà de l'avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) qui détaille précisément la trajectoire de CSPE que la PPE engagerait, que ces objectifs engagent aussi une trajectoire de prise en charge des coûts de raccordement par le TURPE croissante au vu des niveaux de développement prévus pour les projets de petites puissances.

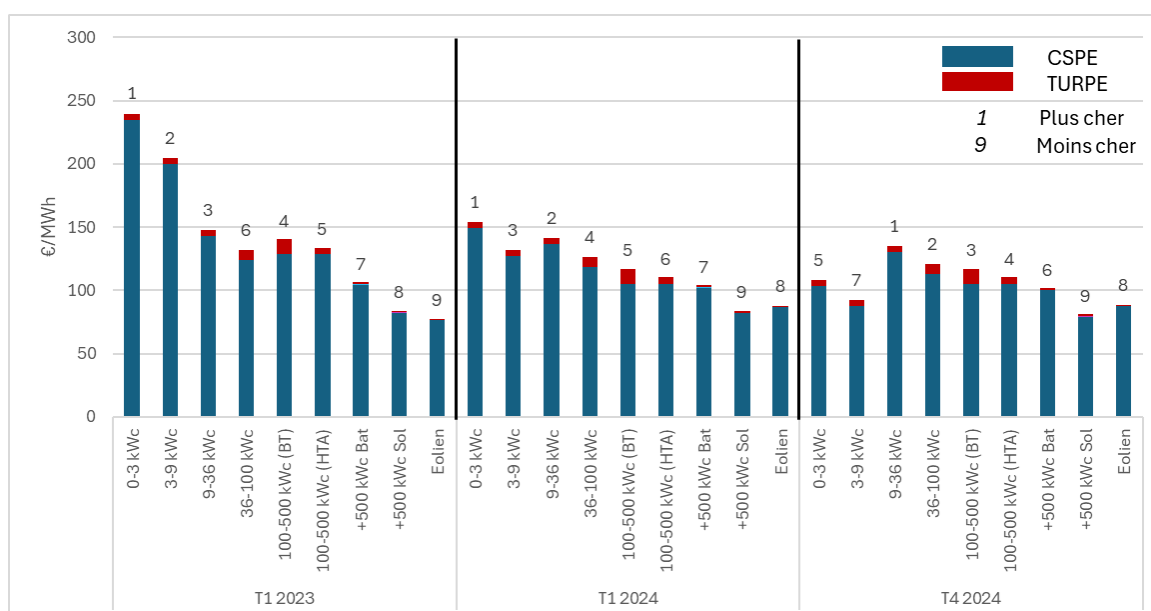
⁵ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

I. Le coût complet du soutien des projets photovoltaïques et éoliens terrestres est grandement déterminé par la CSPE

Le graphique suivant présente le coût global de 1 MWh soutenu via le budget de l'Etat au travers de la CSPE (coût « brut », c'est à dire hors valorisation sur les marchés de la production soutenue⁶), ainsi que via le consommateur final au travers du TURPE.

L'évolution de ce « coût système » est présenté ici entre début 2023 et fin 2024 sur chacune des tranches de puissance PV soutenues, mises au regard du développement de l'éolien raccordé en HTA. L'évolution des tarifs de soutien pour les projets photovoltaïques de petite puissance est principalement portée par le mécanisme de dégressivité⁷ de l'arrêté tarifaire « S21 Bâtiment Métropole », qui dépend des volumes soutenus, expliquant notamment la baisse majeure des conditions de soutien de 0-9 kWc en dessous des niveaux du 100-500 kWc désormais. Cependant, si l'analyse porte sur le tarif d'achat en totalité à des fins de simplicité et de comparabilité entre les tranches de puissance, il convient de noter que le segment 0-9 kWc se développe quasiment exclusivement en autoconsommation. Or, le mécanisme de dégressivité ne concerne pour ces projets qu'une partie de la rémunération⁸.

Figure 2 : Evolution de la hiérarchie du coût système (CSPE en bleu + TURPE en rouge) de soutien de 1 MWh produit en fonction de la filière et du segment développé



Ce graphique montre que, dans les conditions actuelles, le soutien au développement s'effectue majoritairement par les CSPE (en bleu). Le classement par coût de développement pour le système des différentes tranches de puissance est ainsi presque entièrement déterminé par l'évolution des tarifs de soutien.

⁶ Si le graphe présente les dépenses publiques générées par les contrats d'obligation d'achat/de complément de rémunération octroyés aux différentes tranches de puissance pour le solaire photovoltaïques et l'éolien terrestre, il convient de noter que ce soutien fait l'objet d'une valorisation sur les marchés de l'électricité. A cet effet, le profil de production de la filière peut grandement impacter les recettes réalisées pour le budget de l'Etat. A titre d'exemple, l'avis du CGCSPE portant sur le projet de PPE retient ainsi comme hypothèse un prix de marché capturé par la filière solaire environ 25% inférieur au prix capturé par la filière de l'éolien à terre.

⁷ Adaptation du niveau de soutien selon la dynamique de développement de la filière (baisse du soutien en cas de développement au-delà des objectifs trimestriels en particulier).

⁸ Les projets en autoconsommation du segment 0-9 kWc soutenus par l'arrêté tarifaire S21 se rémunèrent grâce à : une prime à l'investissement, aux économies réalisées sur facture pour l'énergie autoconsommée et au tarif d'achat du surplus injecté sur le réseau. Le mécanisme de dégressivité actuel n'a d'effet que sur la prime à l'investissement et donc une partie de la rémunération, à la différence des projets en vente en totalité pour lesquels la dégressivité s'applique sur le tarif d'achat qui porte l'entièreté de la rémunération.

Un porteur de projet est en théorie sensible au niveau global de soutien (somme du soutien à la production et de la prise en charge d'une partie des coûts de raccordement) au regard de ses coûts complets. Ainsi, à volume de développement égal, le « coût système » (CSPE + TURPE) est censé être fixe et couvrir l'ensemble des coûts complets, quelle que soit la répartition entre ces deux postes de dépenses. Autrement dit, si le niveau total de soutien est correctement dimensionné, une baisse (ou une hausse) de la prise en charge des coûts de raccordement par le TURPE devrait être compensée dans les dispositifs de soutien.

La différence de prise en charge par le TURPE en fonction des différentes tranches ne vient modifier la hiérarchie en matière de coût système que pour la tranche de puissance 100-500 kWc s'agissant du solaire sur bâtiment, pour laquelle le tarif de soutien est identique pour tous les types de raccordement : les installations raccordées en BT coûtent ainsi plus cher à développer qu'en HTA. Cette note présente par la suite les conséquences de cet effet de seuil et des propositions pour le résoudre.

II. L'accélération du développement de la production du PV en BT fait suite à diverses évolutions réglementaires concernant les mécanismes de soutien à la production et au raccordement

A) On observe une nette accélération du développement de la production PV raccordée en BT, depuis notamment la publication de l'arrêté tarifaire S21

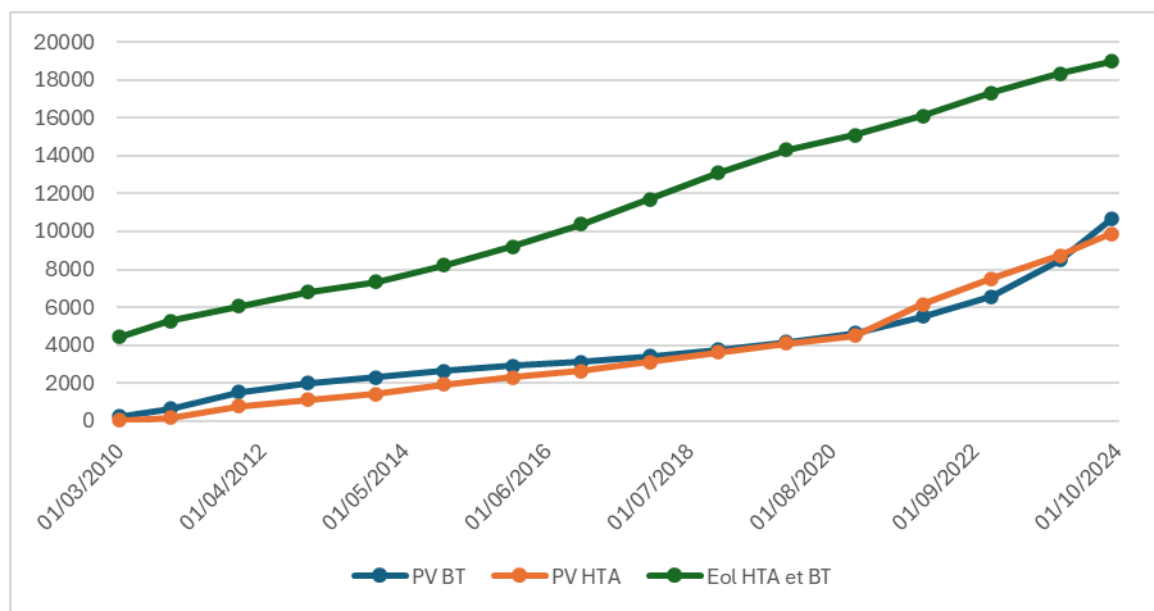
Le développement des installations de production EnR a été relativement constant jusque fin 2020.

Depuis, on observe deux inflexions notables :

- une forte augmentation des installations PV raccordées en BT (puissance inférieure ou égale à 250 kVA) ;
- une légère accélération des puissances raccordées des installations de production PV raccordées en HTA

Pour la première fois, au second trimestre 2024, la puissance raccordée chez Enedis en PV a dépassé celle de l'éolien. Depuis, l'écart continue à se creuser.

Figure 3 : Evolution de la production raccordée au réseau d'Enedis entre 2010 et le T3 2024 inclus (en MW cumulés)



Le raccordement de producteurs en BT concerne quasiment exclusivement le PV. La nette accélération de la dynamique de développement des installations raccordées en BT (courbe bleue) à compter de 2022 s'explique notamment par l'entrée en vigueur de l'arrêté S21 (le 8 octobre 2021), permettant désormais de soutenir la tranche de puissance 100-500 kWc en guichet ouvert (sans procédure de mise en concurrence et sans exposition aux marchés), contre un appel d'offres précédemment.

Notamment, si des mesures permettant de limiter le découpage des installations de plus de 500 kWc pour bénéficier du guichet ouvert sous obligation d'achat sont mises en œuvre dans l'arrêté tarifaire, il apparaît aujourd'hui qu'elles sont contournées.

D'autre part, la publication de l'arrêté s'est accompagné le 22 mars 2022 d'un arrêté modifiant celui du 30 novembre 2017, augmentant la réfaction des ouvrages propres de 40% à 60%, renforçant ainsi les effets de seuils détaillés dans la partie suivante.

Plus récemment, la crise des prix de l'énergie a renforcé largement l'attrait des projets en autoconsommation, portant une dynamique de développement très forte sur le segment 0-9 kWc – représenté en très large majorité par des particuliers. Ce segment reste cependant sans effet sur les coûts de raccordement, car les installations sont quasi exclusivement implantées chez des consommateurs existants.

Il convient de noter que les installations PV au sol de moins de 500 kWc ne sont pas éligibles à un mécanisme de soutien, mais qu'un projet de guichet ouvert pour les installations PV au Sol de taille inférieure à 1 MWc a fait l'objet d'un avis de la CRE. La CRE s'est prononcée sur ce projet d'arrêté en octobre 2024⁹, en recommandant notamment de limiter le bénéfice de l'obligation d'achat aux puissances inférieures à 200 kWc.

B) Le raccordement en BT des producteurs PV s'explique par des raisons techniques mais est également favorisé par plusieurs incitations portant sur les règles de facturation des raccordements

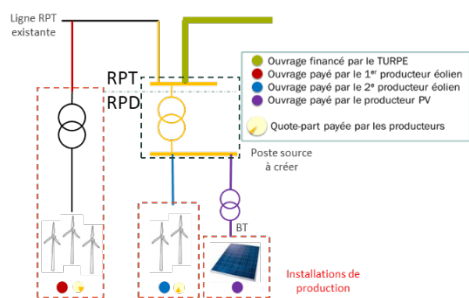
La forte dynamique de raccordement des projets PV en BT peut s'expliquer par des raisons techniques. En effet chaque m² de panneau PV n'a qu'une puissance comprise entre 0,1 et 0,2 kWc en courant continu en BT, qu'il est nécessaire de transformer en courant alternatif par des onduleurs eux-mêmes en BT. Par la suite la puissance dont la tension est élevée par des transformateurs est regroupée pour être dirigée vers le poste de livraison. Une centrale PV est une somme modulaire de groupes de production BT quelle que soit sa puissance totale. Ainsi, contrairement aux centrales thermiques ou éoliennes qui bénéficient d'économie d'échelle (cf le schéma de la partie suivante) à développer des groupes de forte puissance produisant en HTA, c'est beaucoup moins le cas pour le photovoltaïque.

Cette dynamique est par ailleurs encouragée par des règles de facturation en matière de raccordement favorables pour les installations en BT, les conditions ayant notamment évolué en mars 2022 avec l'augmentation du taux de réfaction à 60 % sur les ouvrages propres pour les petites installations.

Rappel des principes de facturation du raccordement des EnR :

Le raccordement en régime S3REnR est un régime dérogatoire au régime branchement-extension-renforcement. Il s'applique à tous les producteurs EnR se raccordant au réseau public, hors cadre spécifique (appel d'offre éolien offshore notamment).

Il permet de mutualiser une partie des coûts de raccordement entre producteurs d'une même région et d'éviter ainsi les effets de seuil et d'aubaine liés aux développements du réseau pour accueillir les productions renouvelables.



De manière simplifiée :

- Le **TURPE** finance les **renforcements d'ouvrages mutualisés en transport** ;
- Le producteur finance **créations d'ouvrages en haute-tension via la quote-part**, à noter que les **producteurs BT sont exemptés de QP** ;
- Le **producteur** finance seul **ses ouvrages propres** en basse et en haute tension.

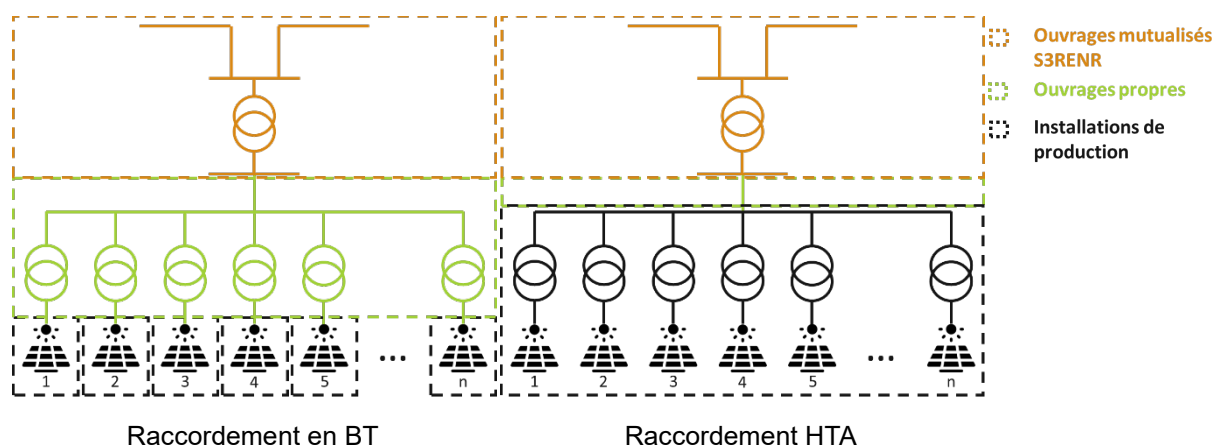
Le **producteur** paie ainsi au raccordement (moyennant une réfaction fonction de sa puissance) :

- les **ouvrages propres** de son l'installation ;
- ainsi qu'une **quote-part** des ouvrages créés en application de ce schéma.

⁹ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/241024_2024-195_Avis_AT_S24_sol.pdf

Une installation qui se **fractionne pour se raccorder en BT plutôt qu'en HTA bénéficiera** ainsi :

- de la possibilité pour les petites puissances (inférieure à 36 kVA) de se raccorder en autoconsommation, sans surcoût avec une simple déclaration (passage du compteur Linky en mode producteur) ;
- d'une dispense de quote-part S3REnR (ces installations profitent des capacités des ouvrages des S3REnR sans en payer le coût) ;
- d'ouvrages propres plus étendus facturés avec une réfaction de 60 % incluant ce qui aurait été des ouvrages dans le périmètre de l'installation à sa charge (BT et HTA) à 100 % (cf. schéma ci-après).



III. L'impact important à venir du développement du PV en BT

A) L'impact sur les tarifs de réseaux sera significatif

Si les évolutions restent identiques à celles constatées lors des 5 dernières années, le coût pour le TURPE, pour les installations en BT, sur les prochaines périodes tarifaires du fait de l'exonération de quote-part et de la réfaction seront respectivement :

- pour l'exonération de QP : de **640 à 970 M€ pour TURPE 7 (2025-2028)** à comparer à 165 M€ sur la période précédente,
- pour la réfaction des ouvrages propres : de **1 200 à 1 400 M€ pour TURPE 7 (2025-2028)** à comparer à 381 M€ sur la période précédente.

Dans ces mêmes conditions d'évolution, **dès cette année la partie exonérée de la quote-part devrait dépasser la part payée par les utilisateurs** en distribution et en fin de période TURPE 7 la CRE prévoit que +60 % des quotes-parts seront exonérés de paiement.

Une première mesure pour éviter d'orienter les raccords vers la BT serait de **supprimer la réfaction en BT**. Cela toucherait plus les raccords en BT sup 36 avec des ouvrages propres importants (ceux en BT inf se faisant essentiellement sur des installations de consommation existantes, sans ouvrages propres).

Une seconde mesure serait de **supprimer l'exonération de quote-part en BT**. Cela toucherait plus les raccords en BT inf 36, leurs coûts de raccordement passant d'une valeur nulle ou quasi nulle à la valeur comprenant l'effet de la quote-part. Une sous option serait de ne supprimer l'exonération de quote-part que pour les raccords BT sup 36 pour éviter cet effet. Une telle option porte le risque d'un sur-fractionnement des installations BT sup36 en installation BT inf 36.

B) Les objectifs PPE 2035 confirment l'importance d'une gestion efficace pour les finances publiques des petites installations PV

L'impact de long-terme sur les dépenses publiques dans leur ensemble est avant tout déterminé par les objectifs de la PPE, que ce soit l'enveloppe affectée à chaque filière mais aussi la répartition des objectifs entre les différentes typologies de projet au sein d'une même filière.

Ces objectifs doivent notamment permettre d'accompagner les nouvelles obligations découlant de l'article 40 de la loi APER (encadrées par le décret n° 2024-1023 du 13 novembre 2024) qui imposent notamment de solariser les parkings (au moins 50 % des parkings solarisables de plus de 1 500 m² – un arrêté prévu par le décret susmentionné doit préciser les exonérations). Le potentiel de développement du PV correspondant à ces parkings serait compris entre 20 et 25 GW.

Le tableau suivant, à mettre en perspective avec la figure 1, récapitule l'estimation des engagements à prendre via la CSPE jusqu'en 2035 pour chaque segment de la filière PV et pour la filière éolien à terre, afin d'atteindre les objectifs fixés dans le projet de PPE3 en cours de consultation :

GW/an	Calibrage actuel des dispositifs de soutien (en prenant un taux de chute de 20%)	Estimation des engagements à prendre pour atteindre les objectifs PPE3	
		2025-2030	2031-2035
Arrêté S21 -500 kWc	1,44	1,8 – 2,6	2,7 – 5,4
0-9 kWc	0,17	0,2 - 0,3	0,3 - 0,6
9-100 kWc	0,26	0,3 - 0,5	0,5 - 1
100-500 kWc	1,01	1,3 - 1,8	1,9 - 3,8
Arrêté Sol -1 MWc	/	0,3 – 0,5	0,5 – 1,0
AO Sol +1 MWc	1,48	0,8 – 1,2	1,2 – 2,4
AO Bâtiment +500 kWc	0,88	0,3 – 0,5	0,5 – 1,0
Total PV	3,8	3,3 – 4,7	4,9 - 9,8
Eolien à terre	1,85	2,0 – 2,7	1,8 – 2,3

Afin de permettre aux différents mécanismes de maîtrise des volumes développés (dégressivité pour le guichet ouvert et concurrence pour les appels d'offres) d'opérer sur les mêmes plages de puissance que les règles de facturation du raccordement (et donc de limiter les effets de seuil observés aujourd'hui), la CRE recommande de proposer des niveaux de soutien cohérents avec le découpage des dispositifs prévus pour les différentes puissances de raccordement. La CRE estime qu'il serait dans tous les cas pertinent de prévoir un découpage du soutien à 250 kVA.