

DELIBERATION N° 2023-131

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2023 portant avis sur le projet d'arrêté 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 et situées dans les zones non interconnectées

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

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

Les modalités du soutien financier accordé par l'Etat aux installations photovoltaïques implantées sur bâtiments dans les zones non interconnectées (« ZNI ») et ses modalités d'octroi dépendent de la puissance des installations :

- les installations de puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kWc, situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, à La Réunion, en Martinique et à Mayotte, peuvent bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat via un guichet ouvert, conformément aux dispositions de l'arrêté tarifaire du 4 mai 2017¹, dit « AT S17 ZNI » ;
- les installations avec ou sans dispositifs de stockage² 1) sur bâtiments et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 1,5 MWc et 2) au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MWc, situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, à La Réunion, en Martinique et à Mayotte, peuvent obtenir un contrat d'achat si elles sont lauréates d'un appel d'offres, dit « AO 2019 PV ZNI » (six périodes)³.

Les différents modes de soutien actuels sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

Dispositif de soutien	Forme du soutien	Mode d'allocation	Installations éligibles	Puissance
AT S17 ZNI	Contrat d'achat (20 ans)	Guichet ouvert	Centrales sur bâtiments ⁴	$P \leq 100$ kWc

¹ Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

² Les projets couplant installation photovoltaïque et installation de stockage ne font pas l'objet d'un soutien public au titre des appels d'offres dits « PPE2 » en métropole continentale.

³ Un nouvel appel d'offres doit être lancé prochainement via la publication d'un nouveau cahier des charges, sur lequel la CRE a rendu un avis par une délibération daté du 19 avril 2023.

⁴ Dans le cadre de l'AT S17 ZNI, une installation est considérée comme implantée sur bâtiment lorsque le système photovoltaïque est installé sur un bâtiment assurant la protection de personnes, d'animaux, de biens ou d'activités et remplissant les critères généraux d'implantation définis dans l'arrêté, cela inclut donc les hangars, serres et ombrières.

AO 2019 PV ZNI	Contrat d'achat (20 ans)	Mise en concurrence	Centrales sur bâtiments ⁵ , ombrières de parking et centrales au sol	P > 100 kWc
----------------	--------------------------	---------------------	---	-------------

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 27 mars 2023 d'un projet d'arrêté tarifaire, dit « AT S23 ZNI », visant à remplacer l'AT S17 ZNI et 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 et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion, à Wallis et Futuna, à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans certaines îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année.

En octobre 2021, l'arrêté tarifaire dit « AT S21 Métropole »⁶ a remplacé en métropole continentale l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017⁷, dit « AT S17 Métropole » et a notamment étendu le périmètre du guichet ouvert aux installations de puissance installée comprise entre 100 et 500 kWc. Cet arrêté a ensuite fait l'objet de deux arrêtés modificatifs, publiés respectivement le 28 juillet 2022⁸ et le 8 février 2023⁹.

Le projet d'arrêté AT S23 ZNI transpose aux ZNI certaines évolutions apportées par l'arrêté AT S21 Métropole et ses arrêtés modificatifs. Des dispositions spécifiques aux ZNI sont également prévues.

Les principales évolutions apportées par l'AT S23 ZNI sont ainsi les suivantes :

- l'extension de l'éligibilité à l'octroi d'un contrat d'obligation d'achat en guichet ouvert aux installations de puissance installée comprise entre 100 kWc et 500 kWc ;
- l'extension de l'éligibilité à l'arrêté tarifaire aux territoires suivants : Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon et certaines îles du Ponant non interconnectées et habitées à l'année ;
- l'introduction d'une prime à l'investissement et d'un tarif de rachat du surplus pour les installations de puissance installée inférieure à 100 kWc choisissant la vente avec injection en surplus ;
- la mise à jour des niveaux des tarifs de rachat de l'électricité pour les installations choisissant comme mode de valorisation de l'électricité produite la vente en totalité ;
- une révision de la méthode de calcul de la dégressivité et des indexations ;
- la possibilité, sous certaines conditions, de modifier le trimestre de référence pris en compte pour le calcul du tarif pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc ;
- l'application, sous certaines conditions, d'une indexation post-sécurisation du tarif six mois après le dépôt de la demande complète de raccordement ou « DCR » pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc ;
- l'introduction d'une contrainte sur le bilan carbone des panneaux photovoltaïques pour les installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc ;
- la simplification du dossier de demande complète de raccordement (DCR) ;
- l'introduction d'une prime à l'intégration paysagère.

⁵ Dans le cadre de l'AO 2019 PV ZNI, un bâtiment est défini comme un ouvrage construit par assemblage de matériaux incorporés au sol et comprenant au minimum trois faces assurant le clos.

⁶ 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.

⁷ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁸ Arrêté du 28 juillet 2022 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁹ Arrêté du 8 février 2023 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

TABLE DES MATIERES

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE 1

2. BILAN DE L'AT S17 ZNI 5

2.1.PARC SOUTENU VIA L'AT S17 ZNI5

2.2.EVOLUTION DES TARIFS DE L'AT S17 ZNI DEPUIS MAI 20176

3. INSTALLATIONS ELIGIBLES A L'ARRETE 8

3.1.RELEVEMENT DU PLAFOND D'ELIGIBILITE A 500 KWC.....8

3.1.1. Contenu du projet d'arrêté8

3.1.2. Analyse de la CRE8

3.2.TERRITOIRES CONCERNES.....8

3.2.1. Contenu du projet d'arrêté8

3.2.2. Analyse de la CRE8

3.3.TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS ELIGIBLES9

3.3.1. Contenu du projet d'arrêté.....9

3.3.2. Analyse de la CRE 10

3.4.SCHEMAS CONTRACTUELS DE VENTES AUTORISES..... 10

3.4.1. Contenu du projet d'arrêté..... 10

3.4.2. Analyse de la CRE 10

4. CONDITIONS DE REMUNERATION 11

4.1.CONDITIONS GENERALES..... 11

4.1.1. Contenu du projet d'arrêté..... 11

4.1.2. Analyse de la CRE 11

4.2.NIVEAU INITIAL DE LA REMUNERATION 12

4.2.1. Tarifs et Primes applicables pour le trimestre de parution de l'arrêté..... 12

4.2.2. Indexation par le coefficient K 18

4.2.3. Dégressivité tarifaire..... 20

4.2.4. Prime à l'intégration paysagère 25

4.3.EVOLUTION DE LA REMUNERATION PENDANT LA DUREE DU CONTRAT D'OBLIGATION D'ACHAT 26

4.3.1. Indexation par le coefficient L..... 26

4.3.2. Plafonnement de l'énergie achetée 26

4.3.3. Limitation de la puissance active 26

5. OBLIGATIONS DES PRODUCTEURS 27

5.1.ATTESTATION DE CONFORMITE..... 27

5.1.1. Contenu du projet d'arrêté..... 27

5.1.2. Analyse de la CRE 27

5.2.EVALUATION CARBONE SIMPLIFIEE 27

5.2.1. Contenu du projet d'arrêté 27

5.2.2. Analyse de la CRE 28

5.3.CUMUL DES AIDES 28

5.3.1. Contenu du projet d'arrêté 28

5.3.2. Analyse de la CRE 28

5.4.DATE LIMITE D'ACHEVEMENT..... 28

5.4.1. Contenu du projet d'arrêté 28



5.4.2. Analyse de la CRE 28

5.5.RESILIATION ANTICIPEE 29

5.5.1. Contenu du projet d'arrêté 29

5.5.2. Analyse de la CRE 29

5.6.DEMANTELEMENT..... 29

5.6.1. Contenu du projet d'arrêté 29

5.6.2. Analyse de la CRE 29

6. AUTRES DISPOSITIONS DE L'ARRETE 29

6.1.BILAN DES DEMANDES DE CONTRATS D'ACHAT 29

6.1.1. Contenu du projet d'arrêté 29

6.1.2. Analyse de la CRE 29

6.2.DISPOSITIONS TRANSITOIRES..... 30

6.2.1. Contenu du projet d'arrêté 30

6.2.2. Analyse de la CRE 30

7. EVOLUTIONS RECENTES APORTEES A L'AT S21 METROPOLE 30

7.1.CONTENU DU PROJET D'ARRETE 30

7.2.ANALYSE DE LA CRE..... 30

AVIS DE LA CRE..... 31



2. BILAN DE L'AT S17 ZNI

2.1. Parc soutenu via l'AT S17 ZNI

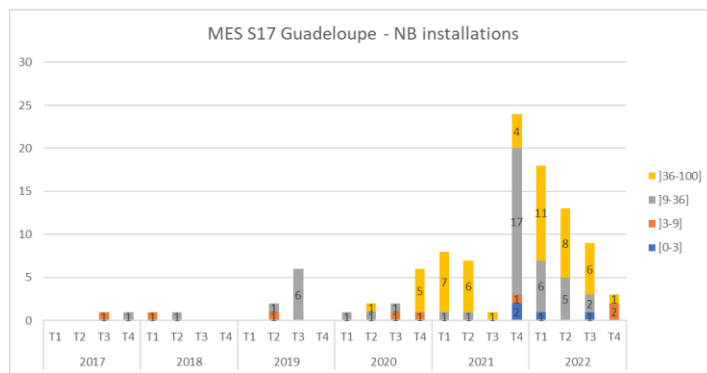
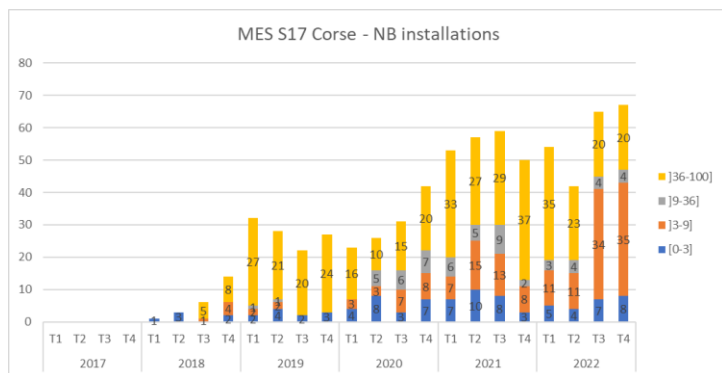
Avant 2017, les arrêtés tarifaires fixant le niveau et les conditions du tarif d'achat pour les installations photovoltaïques sur bâtiment étaient communs à la métropole continentale et aux ZNI (arrêtés tarifaires dits « S01 », « S06 », « S10 » et « S11 »). Les arrêtés ont été différenciés entre la métropole continentale et les ZNI via l'entrée en vigueur :

- de l'arrêté tarifaire dit « AT S17 Métropole » du 9 mai 2017, qui a depuis été remplacé par l'AT S21 Métropole du 6 octobre 2021 ;
- de l'AT S17 ZNI du 4 mai 2017, qui vise les installations de moins de 100 kWc implantées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, à La Réunion, en Martinique et à Mayotte.

Entre sa parution le 4 mai 2017 et le 31 décembre 2022, 80,5 MWC d'installations photovoltaïques implantées en ZNI aujourd'hui en service ont pu bénéficier d'un soutien via l'AT S17 ZNI.

Territoires	Objectifs PPE PV 2023 (MWc)	Puissance PV raccordée au 31.12.2022 (MWc)	Parc PV en service soutenu via l'AT S17 ZNI – 31.12.2022 ¹⁰ (MWc)
Corse	146,0	217,0	41,7
Guadeloupe	134,0	90,0	6,3
Guyane	85,0	55,0	1,4
Martinique	158,0	77,0	9,5
Mayotte	44,1	25,0	5,8
La Réunion	340,0	229,0	15,7
TOTAL	907,1	693,0	80,5

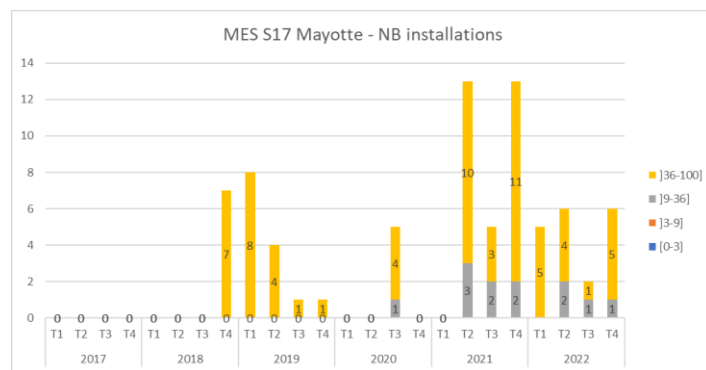
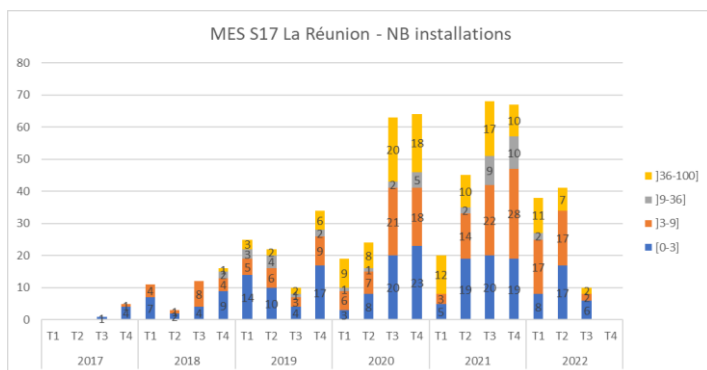
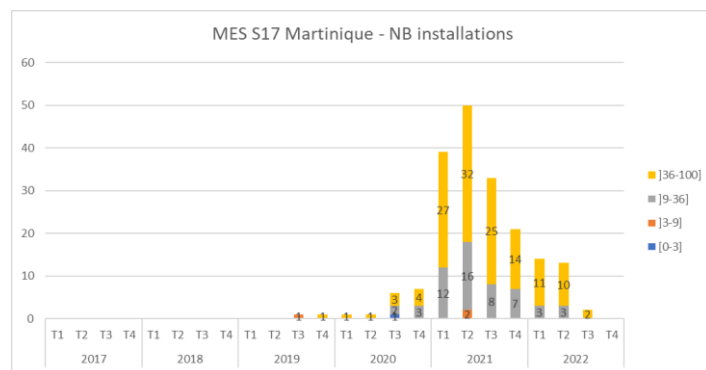
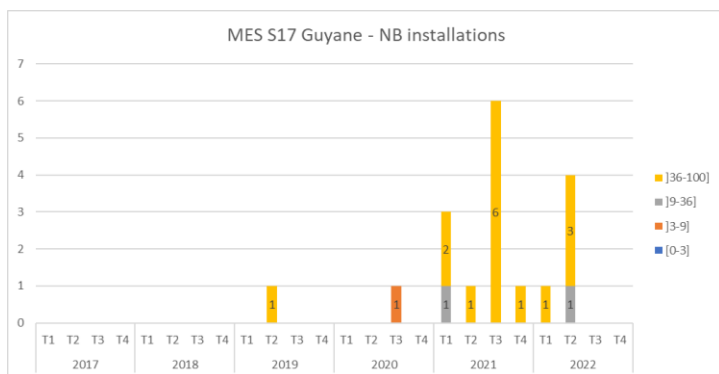
Dans tous les territoires couverts par l'AT S17 ZNI, celui-ci a permis le développement d'installations photovoltaïques. Les graphiques ci-dessous présentent la répartition (en nombre d'installations) des mises en service¹¹ selon le découpage de puissances installées prévu par l'arrêté, depuis sa parution.



¹⁰ Données remontées par les GRD : EDF SEI et EDM.

¹¹ Les données des derniers trimestres 2022 peuvent être sous-estimées, certaines installations mises en service récemment n'ayant pas encore été introduites dans la base de données des GRD.





Globalement l'arrêté a permis le développement des installations entre 9 et 100 kWc, mais pas celui d'installations sur les segments majoritairement « résidentiels » (0-3 kWc et 3-9 kWc) à l'exception de la Corse et La Réunion. Par ailleurs, la dynamique des mises en service a globalement baissé en 2022, à l'exception de la Corse.

2.2. Evolution des tarifs de l'AT S17 ZNI depuis mai 2017

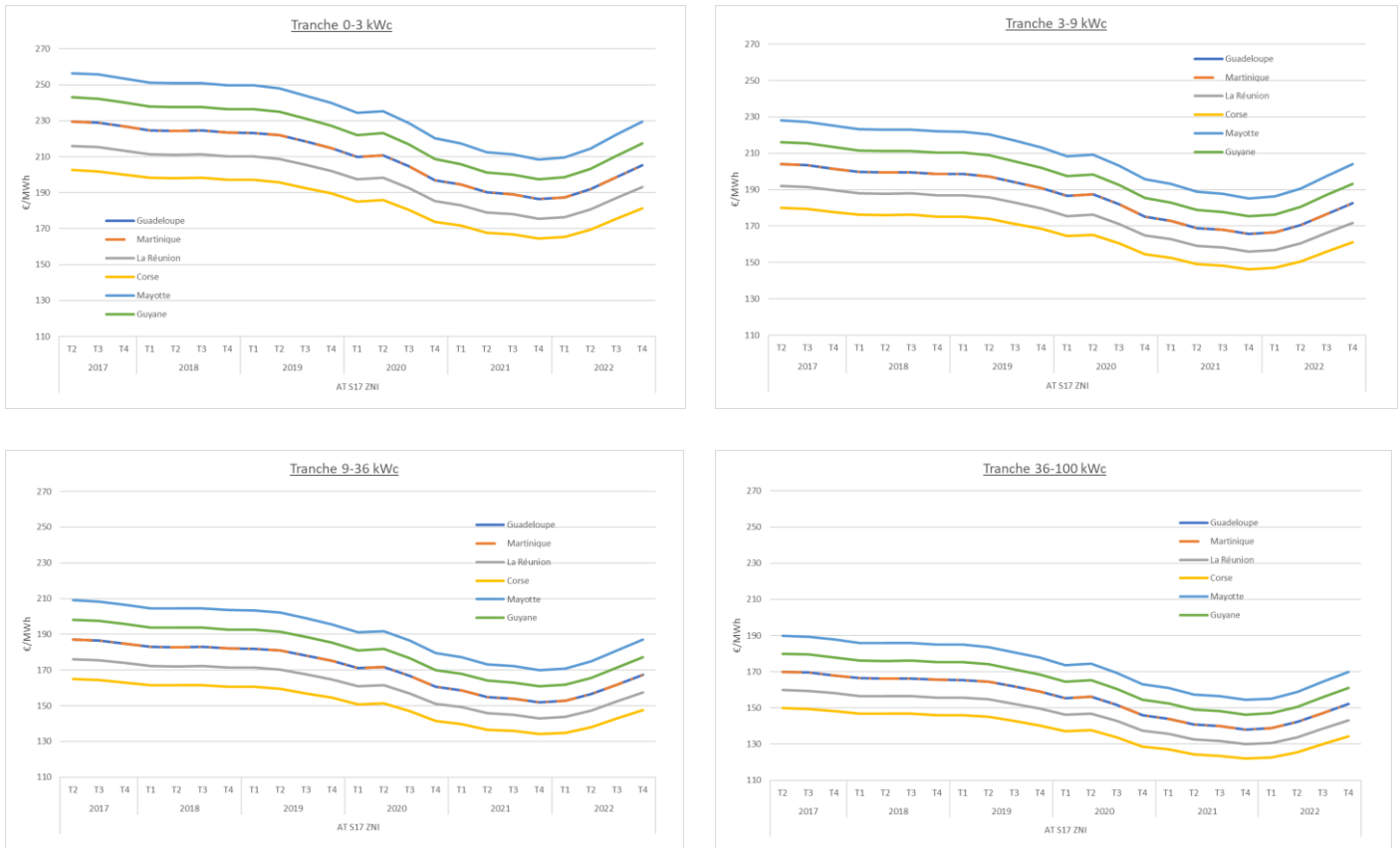
Le tableau ci-dessous présente les niveaux de tarifs de référence de l'AT S17 ZNI au moment de sa parution en mai 2017.

Tarifs de référence – Vente en totalité				
Puissance (P+Q)]0 ; 3 kWc]]3 ; 9 kWc]]9 ; 36 kWc]]36 ; 100 kWc]
Corse	202,5	180,0	165,0	150,0
Guadeloupe	229,5	204,0	187,0	170,0
Guyane	243,0	216,0	198,0	180,0
Martinique	229,5	204,0	187,0	170,0
Mayotte	256,5	228,0	209,0	190,0
La Réunion	216,0	192,0	176,0	160,0
AT S17 Métropole	187,0	158,9	120,7	115,0

Dans le cadre de l'AT S17 ZNI, l'autoconsommation n'est pas incitée et soutenue via une prime à l'investissement et un tarif d'achat du surplus, comme c'est le cas en métropole continentale depuis la parution de l'AT S21 Métropole pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc. Celle-ci est tout de même autorisée, sans limitation (article 10 de l'AT S17 ZNI : « Le producteur est tenu de livrer l'intégralité de l'électricité produite à l'acheteur concerné, déduction faite [...] de l'électricité qu'il consomme pour son propre usage »).

L'AT S17 ZNI prévoit une révision trimestrielle des tarifs via un mécanisme d'indexation (coefficient « K ») et de dégressivité. Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution des tarifs par ZNI et par segment de puissance depuis mai 2017.

Evolution des tarifs de l'AT S17 ZNI (par tranche de puissance crête installée)



Depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté et jusqu'au 1^{er} trimestre de l'année 2022, les tarifs ont globalement diminué, cette baisse étant globalement portée par l'application de la dégressivité tarifaire. Cette dynamique s'est inversée début 2022 : dans un contexte de dégradation des conditions économiques des projets de production photovoltaïque, liée aux tensions sur le marché des matières premières et de la logistique et la hausse des taux d'intérêt, un arrêté modifiant l'AT S21 Métropole a été publié le 28 juillet 2022. Cet arrêté modificatif a notamment introduit les évolutions suivantes :

- un gel de la dégressivité automatique des tarifs et primes prévue par l'arrêté jusqu'au 30 avril 2023 ;
- un décalage de la référence d'indexation initiale des tarifs et primes d'octobre 2021 à septembre 2020 ;
- la possibilité, sous certaines conditions, de modifier le trimestre de référence pris en compte pour le calcul du tarif.

Le gel de la dégressivité automatique des tarifs et primes dans le cadre de l'AT S21 Métropole a également entraîné le gel, hors indexation, des tarifs de rachat de l'AT S17 ZNI pour la période allant du 1^{er} juillet 2022 au 31 mars 2023.

Par ailleurs, le 10 février 2023, un arrêté modificatif¹² de l'AT S17 ZNI a introduit la possibilité, sous certaines conditions, de choisir le trimestre tarifaire de référence pris en compte pour le montant du tarif de rachat de l'électricité injectée, introduit via l'arrêté modificatif du 28 juillet 2022 en métropole continentale. Cette disposition a été reprise dans le projet d'arrêté objet de la présente délibération (cf. partie 4.2.2.).

¹² Arrêté du 10 février 2023 modifiant l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.



3. INSTALLATIONS ELIGIBLES A L'ARRETE

3.1. Relèvement du plafond d'éligibilité à 500 kWc

3.1.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté étend le périmètre du guichet ouvert aux installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc inclus pour les territoires mentionnés au paragraphe 3.2 de la présente délibération.

3.1.2. Analyse de la CRE

L'AT S21 Métropole a étendu l'éligibilité à l'octroi d'un contrat d'obligation d'achat en guichet ouvert aux installations sur bâtiment de puissance installée comprise entre 100 kWc et 500 kWc, en application du décret du 6 octobre 2021 relatif aux catégories d'installations éligibles à l'obligation d'achat modifiant l'article D. 314-15 du code de l'énergie. Ces installations devaient auparavant présenter leur candidature à un appel d'offres pour bénéficier d'un tel contrat de soutien.

Le projet d'AT S23 ZNI prévoit, de la même façon qu'en métropole continentale, l'extension du périmètre du guichet ouvert aux installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc.

La CRE accueille favorablement le relèvement du seuil à 500 kWc, en cohérence avec le relèvement prévisionnel du seuil de puissance du futur appel d'offres dit « PPE PV ZNI » portant notamment sur les installations photovoltaïques sur bâtiments de plus 500 kWc.

3.2. Territoires concernés

3.2.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté reconduit le mécanisme de soutien par guichet ouvert avec obligation d'achat pour les installations photovoltaïques situées en Corse, en Guadeloupe, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion. Les installations situées en Guyane sont également éligibles à condition que celles-ci soient raccordées au réseau principal¹³.

Par ailleurs, l'arrêté prévoit d'étendre le périmètre du soutien à trois nouveaux territoires : Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi qu'aux îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année (les îles de Chausey, Molène, Ouessant et Sein). Sur ces territoires, il n'existe actuellement aucun dispositif de soutien dédié aux installations photovoltaïques. Les installations photovoltaïques peuvent uniquement bénéficier d'un soutien après évaluation de leur coût normal et complet par la CRE selon les modalités définies dans sa délibération du 17 décembre 2020¹⁴.

3.2.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'ajout des îles du Ponant et de Wallis et Futuna dans le périmètre de l'arrêté tarifaire, conformément à plusieurs recommandations formulées dans ses délibérations portant sur l'évaluation de la compensation de projets photovoltaïques sur ces territoires^{15,16}.

S'agissant de Saint-Pierre-et-Miquelon, la CRE constate que le projet de PPE 2019-2028 mis en consultation publique le 3 avril 2023¹⁷ ne prévoit pas d'objectif de développement pour la filière photovoltaïque : il est proposé, dans un 1^{er} temps, de tester cette technologie sur le territoire avant de fixer d'éventuels objectifs. En l'absence de visibilité sur les objectifs qui pourraient être fixés à terme, la CRE prend acte de l'ajout de ce territoire dans le mécanisme de soutien et note que le tarif de soutien sera nul si aucun objectif n'est fixé pour cette filière dans la PPE, en application des dispositions discutées dans la partie 4.2.3.

Concernant la Guyane, dans l'AT S17 ZNI, les installations raccordées aux réseaux autres que le réseau principal du littoral, c'est-à-dire les installations dans les communes de l'intérieur, sont éligibles au tarif de l'arrêté. Aucune installation ne s'y est toutefois développée sous ce régime.

¹³ Le réseau principal est défini comme celui qui comporte a minima une ligne HTA.

¹⁴ Délibération de la CRE du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf.

¹⁵ Délibération de la CRE du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de contrat d'achat d'électricité entre la société EDF et le Syndicat d'Énergie et d'Équipement du Finistère pour deux installations photovoltaïques situées à Ouessant.

¹⁶ Délibération de la CRE du 23 septembre 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de ferme photovoltaïque porté par la société EEWf et situé à Futuna.

¹⁷ Consultation publique - projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028 ; accessible sur le site Internet www.saint-pierre-et-miquelon.gouv.fr.

Ainsi, la CRE accueille favorablement la disposition de l'AT S23 ZNI visant à n'inclure que les installations raccordées au réseau principal du littoral. En effet, pour les installations situées en dehors du littoral interconnecté, dans les communes de l'intérieur, les coûts de production sont en général supérieurs aux coûts constatés sur le littoral et très variables d'une commune à l'autre en fonction de la localisation et de l'accessibilité de la commune considérée (accès routier, fluvial ou uniquement aérien). Il ne paraît donc pas pertinent de fixer un tarif normatif qui ne pourrait refléter la diversité des coûts de production observés. Ces installations pourront bénéficier d'un soutien adapté à leurs spécificités, établi au cas par cas, dans le cadre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et selon les modalités définies dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020.

Toutefois, s'agissant de la définition de réseau principal, la CRE considère qu'il est nécessaire de cibler les réseaux de taille plus importante que ceux disposant de lignes HTA. En effet, en Guyane, les réseaux de certaines communes de l'intérieur sont équipés de lignes HTA. La définition de réseau principal proposée dans le projet d'arrêté (défini comme celui qui comporte a minima une ligne HTA) ne permet donc pas d'exclure ces communes du dispositif. La CRE recommande la définition suivante : « Réseau principal : sur un territoire donné, le Réseau principal est le réseau équipé de lignes d'une tension supérieure à 50 kV. »

3.3. Typologie des installations éligibles

3.3.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté concerne les installations implantées sur bâtiment, serres agricoles, hangars ou ombrières. Contrairement à l'AT S17 ZNI qui prévoyait une typologie unique pour toutes les installations¹⁸, avec comme seule exigence le respect de critères généraux d'implantation, le projet d'AT S23 ZNI définit différentes typologies d'installations et apporte des précisions concernant l'utilisation qui peut être faite de la structure ou de l'ouvrage servant de support à l'installation photovoltaïque. Ces précisions sont explicitées dans le tableau ci-dessous :

Typologie de l'installation	Exigences - Définitions
Bâtiment	Ouvrage fixe et pérenne générant un espace utilisable et comprenant au minimum trois faces pour assurer le clos.
Serre agricole ¹⁹	Structure close destinée à la production agricole ou arboricole dont le toit est en partie transparent et les faces peuvent être de type verres horticoles, plastique, filet brise-vent ou anti-insectes. Le producteur est tenu de maintenir l'activité agricole ou arboricole durant toute la durée du contrat d'achat.
Hangar	Ouvrage couvert utilisé pour : <ul style="list-style-type: none"> • le stockage (véhicule, denrées et équipements agricoles ou piscicoles, matières premières, matériaux, déchets, produits finis) ; • loger des animaux ; • abriter des animaux, en lieux clos uniquement ; • la pratique d'activités sportives, scolaires ou périscolaires. Pas d'exigences en matière de clos et de couvert excepté concernant les abris pour animaux.
Ombrière	Structure recouvrant tout ou une partie : <ul style="list-style-type: none"> • d'une aire de stationnement ; • d'un canal artificialisé ou d'un bassin artificiel ; • d'une surface destinée au stockage (matériels, matériaux, matières premières, déchets, produits finis ou véhicules).

Les installations éligibles, quelle que soit leur typologie, doivent également respecter les critères généraux d'implantation²⁰ définis en annexe 2 du projet d'arrêté. Ce dernier prévoit également le respect d'autres critères

¹⁸ Définition de l'AT S17 ZNI « Implantation sur bâtiment » : une installation photovoltaïque est implantée sur bâtiment lorsque le système photovoltaïque est installé sur un bâtiment assurant la protection de personnes, d'animaux, de biens ou d'activités et remplissant les critères généraux d'implantation définis à l'annexe 2.

¹⁹ Une serre agricole est considérée être un « bâtiment » dans le projet d'arrêté.

²⁰ Une installation photovoltaïque respecte les critères généraux d'implantation lorsqu'elle remplit l'une des conditions suivantes :

d'implantation plus contraignants pour les installations qui souhaitent bénéficier de la prime à l'intégration paysagère mentionnée au paragraphe 4.2.4 de la présente délibération.

3.3.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'introduction de définitions précises visant à encadrer les différentes typologies d'installations éligibles à l'arrêté tarifaire, qui sont par ailleurs harmonisées avec celles de l'AT S21 Métropole.

Les définitions prévues dans le projet d'arrêté sont de nature à empêcher le développement de serres ou hangars *alibis*, ou de tout autres structures n'assurant aucune activité propre en dehors de la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Par ailleurs, la CRE recommande d'étendre à toutes les installations photovoltaïques de plus de 100 kWc, souhaitant bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert, en ZNI comme en métropole continentale, l'obligation, sauf demandes de dérogation dûment justifiées, que les panneaux occupent 80 % de la toiture, actuellement uniquement appliquée aux installations souhaitant bénéficier de la prime à l'intégration paysagère²¹.

3.4. Schémas contractuels de ventes autorisés

3.4.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit la possibilité pour les installations de choisir entre deux schémas contractuels de vente. Ceux-ci sont encadrés et définis au sein de l'arrêté comme suit :

	Vente en totalité – 0-500 kWc	Vente en surplus (autoconsommation individuelle ou collective) – 0-100 kWc
Schéma contractuel de vente	Le producteur injecte la totalité de l'électricité produite par l'installation ²² sur le réseau public de distribution.	Le producteur s'engage à ce que tout ou partie de l'électricité produite par l'installation soit utilisée pour satisfaire les consommations sur le site d'implantation.
Rémunération	Le producteur bénéficie d'un tarif d'obligation d'achat sur l'électricité injectée d'une durée de 20 ans à compter de la mise en service de l'installation.	Le producteur bénéficie d'une prime à l'investissement versée intégralement la 1^{ère} année et d'un tarif d'obligation d'achat sur l'électricité non autoconsommée injectée sur le réseau d'une durée de 20 ans à compter de la mise en service de l'installation.

3.4.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'introduction en ZNI d'un dispositif de soutien spécifique à l'autoconsommation, harmonisé avec celui de l'AT S21 Métropole.

Le projet d'AT S23 ZNI prévoit le versement intégral de la prime la 1^{ère} année d'exploitation pour tous les segments de puissance éligibles au schéma contractuel « vente en surplus ». En métropole continentale, l'arrêté modificatif de février 2023 a introduit des modalités de versement de la prime similaires²³, sur lesquelles la CRE s'est exprimée favorablement dans sa délibération du 12 octobre 2022²⁴.

- le système photovoltaïque est installé sur toiture et le plan du système photovoltaïque est parallèle au plan des éléments de couverture environnants ;
- le système photovoltaïque est installé sur toiture plate (pente inférieure à 5 %) ;
- le système photovoltaïque remplit une fonction d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

²¹ Le système photovoltaïque recouvre au moins 80 % de la surface du pan de toiture, déduction faite des pénétrations de toiture (cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit, etc.)

²² A l'exception des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production.

²³ Pour les installations de puissance installée comprise entre 0 et 9 kWc : la prime est versée en intégralité durant la 1^{ère} année de fonctionnement, tandis que pour les installations de puissance installée comprise entre 9 et 100 kWc : le producteur touche 80% de la prime la 1^{ère} année puis 5% par an les 4 années suivantes.

²⁴ Délibération de la CRE du 12 octobre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque.



4. CONDITIONS DE REMUNERATION

4.1. Conditions générales

4.1.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté tarifaire prévoit :

- deux tarifs d'achat pour l'énergie injectée par les installations ayant opté pour la vente en totalité (tarif « Td » pour la tranche de puissance installée 0-100 kWc ; tarif « Te » pour la tranche 100-500 kWc) ;
- une prime à l'investissement (« P ») pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc ayant opté pour la vente en surplus. Ces installations bénéficient par ailleurs d'un tarif pour la vente des surplus (tarif « Tf »).

Puissance de l'installation	Mode de vente	Rémunération	Plafonnement de l'énergie susceptible d'être achetée
0-100 kWc	En totalité	Tarif Td _k	1 600 heures x Puissance Installée (au-delà, l'électricité est valorisée à un tarif non indexé de 50 €/MWh)
	En surplus	Prime à l'investissement P _k + Tarif Tf _k sur la part d'énergie injectée	
100-500 kWc	En totalité et en surplus	Tarif Te _k sur la part d'énergie injectée	

Les tarifs et primes sont différenciés par territoire via l'indice k défini à l'annexe 1 de l'arrêté.

Dans le cadre des guichets ouverts photovoltaïques en métropole continentale et dans les ZNI, la sécurisation d'un tarif se fait via le dépôt d'une DCR. Le parcours d'un producteur photovoltaïque pour un processus de raccordement dans le cadre de l'obligation d'achat est schématiquement le suivant :

- 1) Le demandeur transmet sa demande de raccordement au gestionnaire de réseau (GR). Le GR vérifie la complétude du dossier (la demande de raccordement correspond alors à une DCR) et transmet à l'acheteur obligé le dossier (la DCR tient lieu également de demande de contrat d'obligation d'achat).
- 2) Le GR élabore et transmet sous 3 mois au demandeur une convention de raccordement (CDR), qui comprend les éléments techniques et financiers de l'ensemble de la prestation, ainsi qu'un échéancier prévisionnel de réalisation des travaux. Le producteur dispose de 3 mois pour accepter cette CDR.
- 3) Le demandeur accepte la CDR et la renvoie signée au GR, accompagnée d'un acompte sur le montant de la contribution à la charge du producteur. La réception de l'accord du demandeur permet au GR de lancer les études puis les travaux de raccordement²⁵.
- 4) Une fois les travaux de raccordement terminés, le demandeur règle le solde de la contribution au coût du raccordement, fournit l'attestation de conformité de l'installation (CONSUEL) et peut alors demander la mise en service de son installation et la signature de son contrat d'obligation d'achat.

Les demandes de raccordement sont classées, en vue de leur traitement, selon leur date de dépôt. La DCR n'est actuellement pas engageante. Ainsi, dans le cas où le demandeur abandonne son dossier, il perd sa place dans la file d'attente mais peut déposer une nouvelle demande sans conséquence financière.

4.1.2. Analyse de la CRE

Sur les derniers trimestres, dans un contexte fortement inflationniste, un fort taux de chute des projets après l'étape de la DCR a été constaté. En métropole continentale et en ZNI, les porteurs de projets ont en effet eu tendance à procéder à des redépôts stratégiques de DCR, dans l'optique d'obtenir des tarifs plus élevés (les tarifs étant à la hausse, en cohérence avec l'évolution des coûts de la filière).

²⁵ Dans le cas de la vente en surplus, si la puissance de l'installation est en adéquation avec la puissance de soutirage, des travaux de raccordement peuvent ne pas être nécessaires : le GR ne transmet pas systématiquement de proposition de raccordement.



La CRE estime indispensable²⁶, à la fois dans les ZNI et en métropole continentale, de rendre plus contraignantes les modalités de dépôt d'une nouvelle DCR, afin de limiter ce phénomène peu vertueux qui peut :

- créer des effets d'aubaine pour les producteurs ayant, par exemple, déjà sécurisé leurs approvisionnements et qui redéposent une demande de raccordement pour bénéficier d'un tarif décorrélé des coûts réellement supportés au moment de la décision finale d'investissement ;
- retarder les mises en service des installations concernées ;
- entraîner un phénomène d'engorgement pour les GR.

Afin de limiter ces phénomènes, la CRE recommande d'introduire avant le dernier paragraphe de l'article 4 – **Demande de contrat d'achat de l'arrêté**, la disposition suivante : « **Par dérogation aux dispositions du premier alinéa, le redépôt d'une demande de raccordement au réseau public de distribution pour une installation disposant d'une même autorisation d'urbanisme dans un délai de 12 mois à compter de la date de dépôt de la demande complète de raccordement initiale, n'aura aucune incidence sur la demande de contrat d'achat et le trimestre tarifaire applicable** ».

Il n'est pas jugé utile de considérer la modification de la puissance de l'installation parmi les critères d'identification d'un redépôt de DCR puisque l'article 7 - *Modification des caractéristiques de l'installation* prévoit la possibilité de le faire, sans redépôt, avant la date d'achèvement de l'installation, sous réserve de l'absence d'impacts sur la solution de raccordement.

4.2. Niveau initial de la rémunération

4.2.1. Tarifs et Primes applicables pour le trimestre de parution de l'arrêté

4.2.1.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit une mise à jour trimestrielle des niveaux de tarifs et primes par rapport aux niveaux de référence fixés pour le trimestre tarifaire d'entrée en vigueur de l'arrêté. Ces tarifs de référence initiaux, détaillés dans les tableaux ci-dessous, sont définis selon différents seuils de puissance : 3, 9, 36, 100 et 500 kWc (annexe 1 de l'arrêté).

Les niveaux de soutien sont en effet modulés sur les différents segments de puissance via l'application de coefficients de pondération D, D' et D'', dont la valeur dépend de la somme de la puissance de l'installation (notée P) et de la puissance cumulée de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même site d'implantation²⁷ que l'installation objet du contrat d'achat et dont les demandes complètes de raccordement ont été déposées dans les 18 mois avant ou après celle de l'installation bénéficiant du contrat d'achat (notée Q).

Tarifs d'achat pour la vente en totalité - €/MWh					
Puissance (P+Q)]0 ; 3 kWc] (Td, D=1,76)]3 ; 9 kWc] (Td, D=1,49)]9 ; 36 kWc] (Td, D=1,15)]36 ; 100 kWc] (Td, D=1)]100 ; 500 kWc] (Te)
Corse	305,7	258,8	199,8	173,7	167,2
Guadeloupe	318,4	269,5	208,0	180,9	174,1
Guyane	312,0	264,2	203,9	177,3	170,7
Martinique	339,2	287,1	221,6	192,7	185,5
Mayotte	380,2	321,8	248,4	216,0	207,9
La Réunion	296,0	250,6	193,4	168,2	170,5
Wallis et Futuna	380,2	321,8	248,4	216,0	207,9
Saint-Pierre-et-Miquelon	380,2	321,8	248,4	216,0	207,9
Iles du Ponant	296,0	250,6	193,4	168,2	170,5

Puissance (P+Q)	Prime à l'investissement pour la vente en surplus - €/kWc	Tarif d'achat de l'électricité injectée (en surplus) - €/MWh
-----------------	---	--

²⁶ Recommandation déjà exprimée par la CRE dans sa délibération du 24 novembre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts tel I es que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

²⁷ Le projet d'arrêté considère deux installations distantes de moins de 50 mètres comme implantées sur un même site. Plusieurs installations sur différents bâtiments appartenant au même propriétaire sont considérées être sur un bâtiment unique. Dans ce cas, l'indépendance des propriétaires de toitures d'installations distantes de moins de 100 mètres s'apprécie par rapport à tous les propriétaires de toitures du site concerné. Par exception, deux installations distinctes de moins de 50 mètres peuvent être considérées comme étant sur deux sites distincts si les propriétaires des bâtiments sont indépendants et que les installations sont exploitées par deux producteurs différents.

]0 ; 3 kWc] (P, D'=4,75)]3 ; 9 kWc] (P, D'=3,63)]9 ; 36 kWc] (P, D'=2)]36 ; 100 kWc] (P, D'=1)]0 ; 9 kWc] (Tf, D''=1,67)]9 ; 100 kWc] (Tf, D''=1)
Corse	650,8	497,3	274,0	137,0	171,0	102,4
Guadeloupe	674,5	515,5	284,0	142,0	178,0	106,6
Guyane	660,3	504,6	278,0	139,0	174,5	104,5
Martinique	717,3	548,1	302,0	151,0	189,7	113,6
Mayotte	807,5	617,1	340,0	170,0	212,4	127,2
La Réunion	660,3	504,6	278,0	139,0	174,3	104,4
Wallis et Futuna	807,5	617,1	340,0	170,0	212,4	127,2
Saint-Pierre-et-Miquelon	807,5	617,1	340,0	170,0	212,4	127,2
Iles du Ponant	660,3	504,6	278,0	139,0	174,3	104,4

4.2.1.2. Analyse de la CRE - Tarifs s'appliquant au mode de valorisation « vente en totalité »

L'article L. 314-4 du code de l'énergie dispose que « les conditions d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation ».

Dans les sous-parties suivantes, portant sur les deux schémas contractuels de vente, la CRE analyse sous ce prisme les niveaux de soutien de référence proposés dans le projet d'arrêté.

Pour ce faire, la CRE dispose des données recueillies dans le cadre des appels d'offres PV en ZNI, ces données sont parfois lacunaires pour certains territoires ce qui complexifie la détermination du niveau de tarif.

Eligibilité aux tarifs Td et Te

Tout d'abord, la CRE note que le projet d'arrêté prévoit que seules les installations raccordées aux réseaux principaux des territoires sont éligibles aux tarifs d'achat (Td et Te), limitant en conséquence le périmètre de soutien de l'arrêté : **elle recommande en conséquence de corriger la rédaction des paragraphes 5 et 6 de l'annexe 1 en retirant l'obligation pour les installations d'être raccordées au réseau principal.**

Niveau des tarifs pour la tranche 100-500 kWc

La 6^e et dernière période de candidature de l'AO 2019 PV ZNI, portant sur des installations photovoltaïques sans dispositifs de stockage (famille 2) de puissance comprise entre 100 kWc et 500 MWc, s'est tenue entre décembre 2022 et janvier 2023. La CRE a délibéré sur l'instruction relative à cette période le 6 avril 2023²⁸. Sur la base des résultats de l'instruction de cette dernière période, la CRE estime que les niveaux de tarifs d'obligation d'achat proposés dans le projet d'arrêté pour la vente en totalité sont globalement trop élevés et pourraient ainsi engendrer des surrentabilités pour les porteurs de projet.

Afin d'évaluer le bon niveau de tarif de la tranche 100-500 kWc, la CRE recommande :

- [Redacted text]
- [Redacted text]

²⁸ Délibération de la CRE du 6 avril 2023 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la sixième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées.



Ainsi, pour les territoires inclus dans le périmètre de l'appel d'offres, la CRE recommande les niveaux de tarifs suivants :

Segment de puissance (P+Q)		100 – 500 kWc	
Territoires	Projet d'arrêté (€/MWh)	Sous-famille 2a 6eP AO 2019 PV ZNI - PMP des dossiers considérés pour le calcul	Recommandation CRE
Corse	167,2		132,3
Guadeloupe	174,1		137,0
Guyane	170,7		144,8
Martinique	185,5		145,0 ²⁹
Mayotte	207,9		155,6
La Réunion	170,5		147,0
AT S21 Métropole : février-avril 2023			128,7



Pour les nouveaux territoires, non inclus dans le périmètre de l'AO 2019 PV ZNI, les méthodes proposées pour le calcul du tarif d'obligation d'achat sont les suivantes :

- pour Wallis et Futuna : en l'absence de mécanisme de soutien dédié à la filière photovoltaïque sur ce territoire, la CRE a délibéré en septembre 2020³⁰ et en janvier 2022³¹ sur la compensation de projets photovoltaïques situés à Wallis et à Futuna. Le tarif d'achat proposé par la CRE a été calculé sur la base des éléments rassemblés lors de l'instruction de ces projets³² ;

²⁹ Pour la Martinique, le PMP de l'échantillon de dossiers considérés ne permet pas, après analyse approfondi, d'atteindre un tarif pertinent. Ainsi, le tarif recommandé par la CRE est celui de la Guadeloupe auquel est appliqué le surcoût moyen des projets, déposés à la 4^{ème} et à la 6^{ème} période de l'AO 2019 PV ZNI développés par des porteurs de projets présents sur les deux territoires.

³⁰ Délibération n°2020-218 de la CRE du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de protocoles internes de la société EEFW pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis.

³¹ Délibération n°2022-23 de la CRE du 20 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEFW pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

³² Des corrections ont été apportées, notamment sur les surcoûts propres aux projets et non généralisables à l'ensemble des projets du territoire et sur la rémunération cible. Le tarif calculé a ensuite été indexé de la date de délibération jusqu'à janvier 2023, date de référence des tarifs proposés dans la présente délibération.

- pour les îles du Ponant : la CRE propose de retenir le tarif d'achat proposé pour la Corse corrigé du productible de référence retenu pour les îles du Ponant (cf. partie 4.2.3.), méthode appliquée dans la délibération du 3 septembre 2020 relative à la compensation de projets photovoltaïques situés à Ouessant³³ ;
- pour Saint-Pierre-et-Miquelon : en l'absence de données de coûts des installations photovoltaïques sur ce territoire, la CRE propose de retenir le tarif d'achat proposé pour la Corse corrigé de l'estimation de productible de référence retenu pour Saint-Pierre-et-Miquelon (cf. partie 4.2.3.). Ce tarif pourra être révisé lorsque les résultats des tests prévus dans le rapport de synthèse du projet de PPE du territoire seront disponibles.

Segment de puissance 100 – 500 kWc		
Territoires	Projet d'arrêté (€/MWh)	Recommandation CRE
Wallis et Futuna	207,9	222,7
Saint-Pierre-et-Miquelon	207,9	188,4
îles du Ponant	170,5	167,9

Niveau des tarifs pour les tranches 0-3, 3-9, 9-36 et 36-100 kWc

S'agissant du segment 36-100 kWc, la CRE est favorable à un rehaussement du tarif de +4% par rapport aux niveaux de tarifs du segment 100-500 kWc, afin de tenir compte des effets d'échelle sur les coûts d'investissement des projets. Ce niveau est cohérent avec les données que la CRE a pu récolter dans le cadre de l'audit des coûts et recettes des installations photovoltaïques de puissance inférieure ou égale à 100 kWc, dit « Audit DECRYPTE 2022 - petit PV », mené durant l'été 2022.

Sur les segments 0-3, 3-9 kWc, et 9-36 kWc, les tarifs sont construits via l'application du coefficient de pondération D au tarif du segment 36-100 kWc.

L'AT S23 ZNI prévoit des coefficients D plus élevés que ceux de l'AT S17 ZNI. La CRE accueille favorablement une meilleure prise en compte des effets d'échelle par le tarif, au regard du faible développement des petites installations observé sur la plupart des territoires. Les coefficients D sont néanmoins encore inférieurs à ceux de la métropole continentale. N'ayant pas identifié de raisons économiques qui le justifierait, la CRE recommande de les harmoniser avec ceux de l'AT S21 Métropole.

Segments de puissance (P+Q)	Coefficients de passage (D)		
	AT S17 ZNI	Projet d'arrêté	Recommandation CRE – (coefficients issus de l'AT S21 Métropole)
]0;3 kWc]	1,35	1,76	1,89
]3;9 kWc]	1,20	1,49	1,61
]9;36 kWc]	1,10	1,15	1,15
]36;100 kWc]	1,00	1,00	1,00

Grille tarifaire globale proposée

Tarifs d'achat pour la vente en totalité (€/MWh) – Recommandation CRE					
Puissance (P+Q)]0 ;3 kWc] (D=1,89)]3 ;9 kWc] (D=1,61)]9 ;36 kWc] (D=1,15)]36 ;100 kWc] (D=1)]100 ;500 kWc]
Corse	260,0	221,5	158,2	137,6	132,3
Guadeloupe	269,2	229,3	163,8	142,4	137,0
Guyane	284,6	242,5	173,2	150,6	144,8

³³ Délibération de la CRE du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de contrat d'achat d'électricité entre la société EDF et le Syndicat d'Énergie et d'Équipement du Finistère pour deux installations photovoltaïques situées à Ouessant.



Martinique	284,9	242,7	173,4	150,8	145,0
Mayotte	305,9	260,6	186,2	161,9	155,6
La Réunion	288,9	246,1	175,8	152,8	147,0
Wallis et Futuna	437,7	372,9	266,3	231,608	222,7
Saint-Pierre-et-Miquelon	370,3	315,5	225,3	195,936	188,4
îles du Ponant	330,0	281,1	200,8	174,616	167,9
AT S21 Métropole : février-avril 2023	234,9	199,6	143,0	124,3	128,7

La CRE recommande que les tarifs de référence proposés dans la présente délibération, s'ils sont retenus, soient mis à jour en appliquant l'indexation K entre la date de fin de période de candidature à la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et la date de publication de l'arrêté, afin d'assurer une cohérence avec les évolutions économiques de la filière.

4.2.1.3. Analyse de la CRE - Primes et tarifs d'achat s'appliquant au mode de valorisation « vente en surplus »

Eligibilité aux primes P et tarifs Tf

Le projet d'arrêté prévoit que seules les installations raccordées aux réseaux principaux des territoires soient éligibles à la prime à l'investissement Pk, limitant en conséquence le développement de l'autoconsommation dans les petits réseaux et notamment Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles du Ponant. La CRE n'identifie pas de raisons économiques ou techniques qui pourraient justifier une telle exclusion et **recommande de retirer l'obligation d'effectuer une DCR au réseau principal pour pouvoir bénéficier d'une prime à l'investissement** (cf. paragraphe 5 de l'annexe 1).

Prisme d'analyse des primes et des tarifs d'achat

S'agissant des niveaux de primes et des tarifs d'achat proposés, sur la base des plans d'affaires des dossiers déposés dans le cadre de la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et considérés pour le calcul du tarif de la vente en totalité (cf. paragraphe précédent), la CRE estime qu'ils sont globalement insuffisants pour assurer un niveau de rentabilité équivalent entre vente en totalité et vente en surplus.

La CRE recommande de relever les niveaux de primes prévus et de baisser ceux des tarifs d'achat du surplus en visant, en moyenne et sur la base des hypothèses détaillées ci-dessous, une rentabilité similaire entre vente en totalité et vente en surplus.

Le taux d'autoconsommation et le coût évité par l'autoconsommation, facteurs dimensionnants de la rentabilité d'une installation en autoconsommation, dépendent de l'évolution non anticipable du coût de la fourniture en électricité. La détermination de niveaux adéquats de primes et tarifs d'achat est ainsi rendue encore plus complexe.

Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommation est directement corrélé au dimensionnement de l'installation par le producteur/consommateur au regard (i) de la consommation totale du site, (ii) de son profil de consommation et (iii) de sa capacité à adapter sa consommation en fonction du profil de production.

Sur la base des niveaux d'autoconsommation constatés dans le cadre de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie (SPE) pour les installations photovoltaïques de puissance comparable³⁴, la CRE retient un taux d'autoconsommation de 50 % pour toutes les ZNI dans ses calculs.

Part variable évitée

La part variable évitée (PVE) correspond à l'économie réalisée sur la facture d'électricité du porteur de projet lorsque celui-ci autoconsomme. Afin d'estimer ce montant, la CRE retient, sur chaque territoire, la moyenne des parts variables au 1^{er} février 2023 des tarifs :

- bleus pour les installations de puissance installée inférieure à 36 kWc ;

³⁴ Installations bénéficiant d'un soutien via les arrêté tarifaires S17 et S21 en métropole continentale, en 2^e année de fonctionnement, et ayant choisi le mode de valorisation « vente en surplus ».



- bleus plus ou jaune, selon l'offre disponible, pour les installations de puissance installée supérieure à 36 kWc.

Part variable évitée - €/MWh		
Territoires]0 ; 36 kWc]]36 ; 100 kWc]
Corse	185,07	124,81
Guadeloupe	196,86	172,92
Guyane	200,69	184,62
La Réunion	196,52	172,77
Martinique	209,69	186,75
Mayotte	185,00	143,59
Wallis et Futuna	241,8	282,4
Saint-Pierre-et-Miquelon	171,8	138,3
îles du Ponant	198,4	187
Métropole continentale	198,4	187

Productible moyen

La CRE a considéré les données de productible constatées dans le cadre de l'évaluation annuelle des charges de SPE pour les installations photovoltaïques soutenues via l'AT S17 ZNI, pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Réunion, la Martinique et Mayotte.

Pour les trois territoires hors périmètre de l'AT S17 ZNI, les disponibilités moyennes considérées sont des propositions de la CRE sur la base des données dont elle dispose (cf. paragraphe 4.2.3. de la présente délibération).

Territoires	Productible (hepp) – BDD CSPE
Corse	1 395
Guadeloupe	1 475
Guyane	1 416
La Réunion	1 423
Martinique	1 425
Mayotte	1 366
Wallis et Futuna	1 458
Saint-Pierre-et-Miquelon	980
îles du Ponant	1 100

Grille tarifaire globale proposée par la CRE

La CRE accueille favorablement la différenciation de tarif de rachat du surplus par ZNI, à la vue de l'hétérogénéité des PVE par territoires. Afin d'assurer une incitation économique à l'autoconsommation, la CRE recommande que les niveaux de tarifs d'achat du surplus soient plus bas que les niveaux de PVE.

L'AT S23 ZNI prévoit une différenciation du tarif d'achat du surplus sur les segments 0-9 kWc et 9-100 kWc, en cohérence avec le dispositif prévu en métropole continentale.

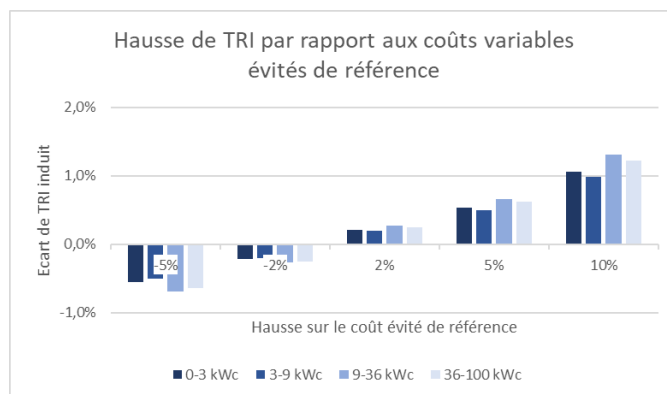
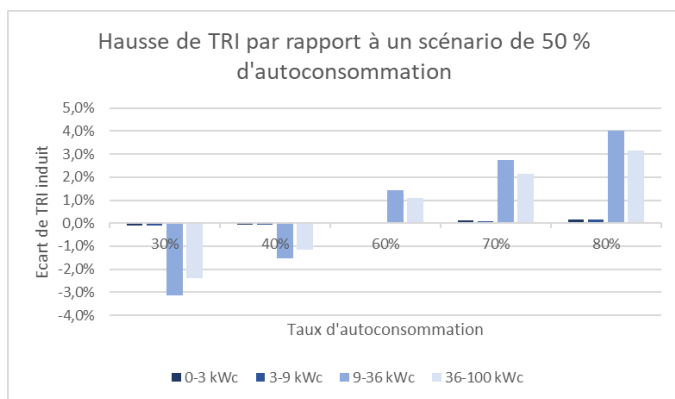
Segment de puissance (P+Q)	AT S21 Métropole à sa parution (octobre 2021)	
	Prime à l'investissement (€/kWc)	Tarif de rachat des surplus (€/MWh)
]0 ; 3 kWc]	380	100
]3 ; 9 kWc]	290	
]9 ; 36 kWc]	160	60
]36 ; 100 kWc]	80	



Recommandation CRE	Primes (€/kWc)				Tarif de rachat de l'électricité injectée (en surplus) (€/MWh)	
	Territoires]0 ;3 kWc]]3 ;9 kWc]]9 ;36 kWc]]36 ;100 kWc]]0 ; 9 kWc]
Corse	1252,8	653,9	303,6	446,4	175,0	95,0
Guadeloupe	1407,4	688,1	618,4	448,2	185,0	65,0
Guyane	1624,1	868,3	667,2	403,2	190,0	75,0
Martinique	1487,4	712,8	561,3	354,0	200,0	80,0
Mayotte	2257,8	1440,8	701,1	635,2	175,0	110,0
La Réunion	1630,9	919,1	516,7	331,8	185,0	95,0
Wallis et Futuna	3476,0	2378,3	1252,0	330,3	230,0	150
Saint-Pierre-et-Miquelon	2301,6	1691,3	883,4	737,4	160,0	125
Îles du Ponant	1761,7	1151,4	523,4	265,5	185,0	125
AT S21 Métropole : février-avril 2023	499,0	374,2	210,1	105,0	131,3	78,8

Du fait de la péréquation tarifaire qui fixe des niveaux de PVE similaires entre métropole continentale et ZNI et les contraintes sur le tarif de rachat du surplus, la prime en ZNI couvre inévitablement une part plus importante des coûts d'un projet.

Afin d'illustrer l'ampleur des effets sur la rentabilité du taux d'autoconsommation et du coût évité, la CRE a procédé à une analyse de sensibilité du taux de rentabilité interne (TRI) avant imposition des projets à ces deux paramètres. Les deux graphiques ci-après présentent, les effets d'une variation du taux d'autoconsommation d'une part, et du coût variable évité d'autre part sur la rentabilité des projets par rapport au scénario de référence : taux d'autoconsommation à 50 % et PVE telles que présentées ci-dessus (moyenne sur les six territoires).



4.2.2. Indexation par le coefficient K

4.2.2.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté tarifaire prévoit une révision trimestrielle des tarifs et des primes de référence via l'application d'un indice K_N (N correspondant à un trimestre) au niveau de référence :

- des tarifs d'achat de l'électricité pour la vente en totalité ;
- des primes à l'investissement et des tarifs d'achat de l'électricité en surplus injectée sur le réseau pour la vente en surplus.

La formule d'indexation du projet d'arrêté tarifaire est la suivante :

$$K_N = (1 + 4 * (TauxDette - TauxDette_0)) * (0,35 * \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,54 * \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0} + 0,04 * \frac{IndexAlu}{IndexAlu_0} + 0,01 * \frac{IndexCu}{IndexCu_0} + 0,05 * \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0} + 0,01 * \frac{IndexTransport}{IndexTransport_0})$$

Formule dans laquelle :

- TauxDette est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, « de l'indice de suivi du taux complet de la dette (taux sans risque + spread + marge) » ;
- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français, ensemble de l'industrie, A10 BE, prix départ-usine ;
- IndexAlu est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, « de l'indice des coûts de l'aluminium » ;
- IndexCu est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, « de l'indice des coûts du cuivre » ;
- IndexAcier est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N, « de l'indice des coûts de l'acier » ;
- IndexTransport est la dernière valeur définitive connue au premier jour du trimestre civil d'indice N, « de l'indice des coûts du transport maritime » ;
- TauxDette0, ICHTrev-TS0, FMOABE00000, IndexAlu0, IndexCu0, IndexAcier0 et IndexTransport0 sont les valeurs définitives de ces indices en septembre 2022.

Comme c'est le cas en métropole continentale depuis la parution de l'arrêté du 28 juillet 2022, le projet d'arrêté objet de la présente délibération prévoit la possibilité **pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc** de modifier le trimestre de référence pris en compte pour le calcul du tarif (c'est-à-dire l'application de l'indexation K) à condition que le nouveau trimestre tarifaire soit postérieur à celui de la DCR et antérieur ou égal au trimestre tarifaire correspondant à la date survenant douze mois avant la date limite d'achèvement telle que définie au 5.4. Le nouveau trimestre de référence ne peut cependant pas être postérieur à celui de la date de la demande de modification de celui-ci.

Pour les installations de plus de 100 kWc le projet d'arrêté prévoit 1) un prolongement de l'application de l'indexation K, jusqu'à six mois après la DCR et 2) un changement de la formule d'indexation pour la mettre en cohérence avec celle désormais en vigueur en métropole continentale.

4.2.2.2. Analyse de la CRE

Temporalité de l'indexation

L'indexation K_N (N correspondant à un trimestre), déjà présente dans l'AT S17 ZNI, doit permettre d'adapter trimestriellement le niveau de soutien dont peuvent bénéficier les producteurs afin de refléter l'impact de l'évolution des conditions économiques sur le coût complet des projets. Elle est appliquée aux niveaux des tarifs et des primes de référence pour refléter l'évolution des coûts entre la parution de l'arrêté et la sécurisation du tarif (pour les installations de plus de 100 kWc cette indexation est prolongée jusqu'à six mois après la DCR – cf. ci-dessous).

S'agissant du dispositif de choix du trimestre tarifaire pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc, une mesure semblable a également été introduite en métropole continentale par l'arrêté modificatif de l'AT S21 Métropole du 28 juillet 2022³⁵ et en ZNI par l'arrêté modificatif de l'AT S17 ZNI du 10 février 2023³⁶. Dans sa délibération du 24 novembre 2022³⁷, la CRE a eu l'occasion de s'exprimer sur ce dispositif et a alerté sur les fortes possibilités d'arbitrage laissées aux producteurs pouvant mener à des effets d'aubaine ainsi que sur l'effet désincitatif d'une telle mesure quant à la mise en service rapide des installations. Elle a notamment présenté l'exemple d'un producteur effectuant une DCR à une date T et sécurisant ses approvisionnements à T + 4 mois. Dans l'hypothèse où sa date limite d'achèvement n'est pas décalée, il peut choisir de modifier son trimestre tarifaire jusqu'à T + 12 mois, en choisissant par exemple un tarif plus intéressant entre T + 4 mois et T + 12 mois alors que ses approvisionnements sont déjà réalisés. Par ailleurs, les incitations à la mise en service rapide des installations s'en trouvent réduites, ce qui est contraire aux objectifs recherchés.

La CRE estime que ce dispositif, introduit pour limiter le phénomène de redépôt de DCR, ne sera plus nécessaire dans le cas de l'application de la proposition présentée au paragraphe 3.1.2. La CRE recommande ainsi à nouveau de supprimer la possibilité du choix du trimestre tarifaire pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc.

Pour les installations de plus de 100 kWc le projet d'arrêté prévoit, comme en métropole continentale, un prolongement de l'application de l'indexation K_N jusqu'à 6 mois après la date de DCR (K_{N+2}/K_N). La CRE accueille favorablement cette temporalité qui est de nature à couvrir les projets des évolutions des conditions économiques entre la sécurisation du tarif et le bouclage financier et ainsi de limiter les taux de chute. **La CRE recommande d'introduire l'indexation post-DCR également pour les installations de moins de 100 kWc.**

Pour les installations se mettant en service en moins de 6 mois, **le CRE recommande de limiter l'indexation et de l'appliquer entre la date de DCR et la date de mise en service.**

Formule d'indexation

La formule d'indexation proposée dans le projet d'AT S23 ZNI reprend la formule proposée par la CRE dans sa délibération du 12 octobre 2022³⁸ et mise en œuvre en métropole continentale via l'arrêté modificatif du 8 février 2023. La CRE estime qu'elle permet un meilleur suivi des variations de coûts des projets photovoltaïques que la précédente formule et est favorable à ce que cette formule soit appliquée à l'identique (indices et pondérations) dans les ZNI.

Le projet d'arrêté prévoit actuellement de fixer les indices de référence de la formule du coefficient K (indices INSEE et IBOXX) à septembre 2022. **La CRE recommande que ces indices soient fixés au mois de parution de l'arrêté, avec en parallèle une indexation des tarifs et primes entre le mois de fin de période de candidature de la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et la parution de l'arrêté.**

4.2.3. Dégressivité tarifaire

4.2.3.1. Contenu du projet d'arrêté

Objectifs et fonctionnement du mécanisme de dégressivité tarifaire

Le mécanisme de dégressivité tarifaire a pour objectif de mettre en cohérence le rythme de développement des installations avec les objectifs de puissance installée fixés par l'arrêté. Le projet d'arrêté prévoit de fonder la dégressivité sur des objectifs trimestriels de puissance par territoire :

Segment de puissance]0 ; 100 kWc]]100 ; 500 kWc]
Objectifs trimestriels de puissance (MWc)	Nd	Ne
Corse	3,00	4,50
Guadeloupe	1,68	2,52

³⁵ Arrêté du 28 juillet 2022 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

³⁶ Arrêté du 10 février 2023 modifiant l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

³⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 novembre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

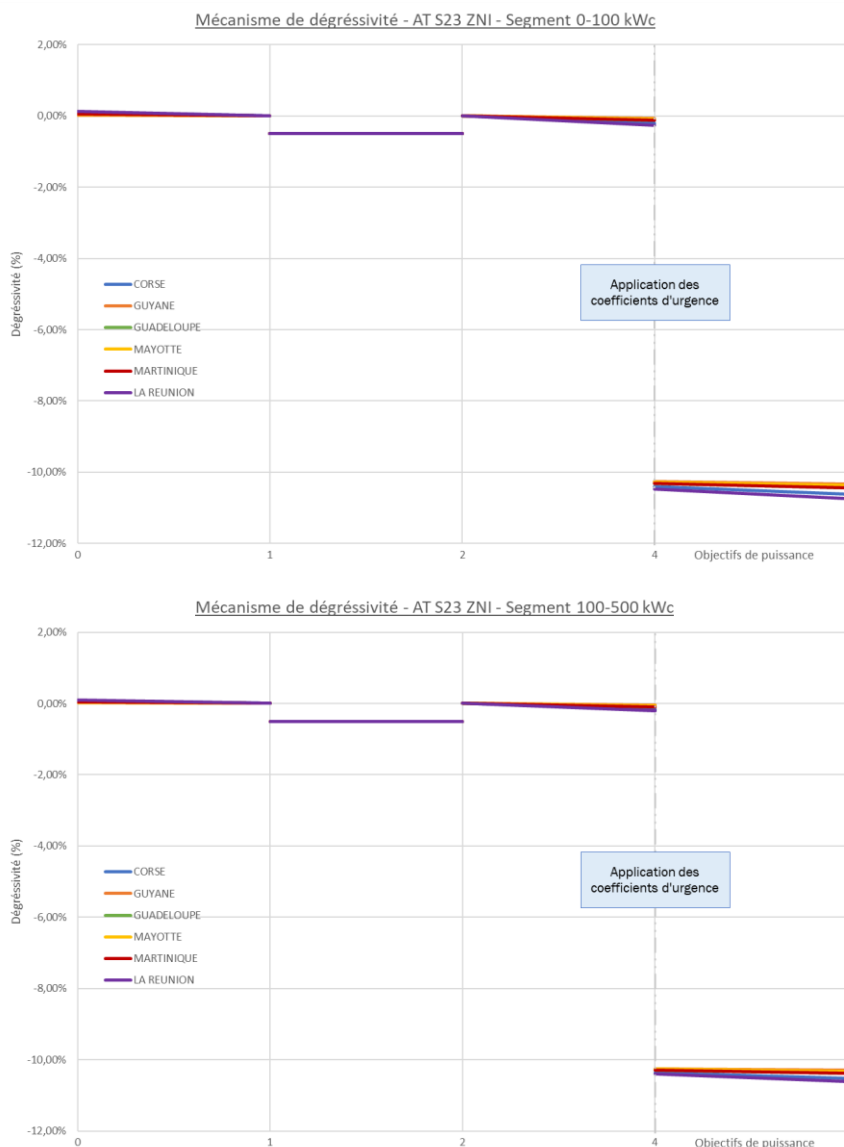
³⁸ Délibération de la CRE du 12 octobre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque.



Guyane	0,90	1,35
Martinique	1,68	2,52
Mayotte	1,20	1,80
La Réunion	3,84	5,76

Lorsque les volumes de DCR sont conformes aux objectifs trimestriels fixés par l'arrêté (i.e. compris entre 1 à 2 fois ces objectifs afin de tenir compte d'un taux de chute sur la mise en service effective des installations), l'évolution normative des tarifs et primes est de -0,5 % par trimestre tarifaire.³⁹

Lorsque la puissance cumulée des demandes de raccordement sort de cet intervalle, les coefficients de dégressivité évoluent selon les courbes présentées dans le graphique ci-dessous.



Des coefficients « d'urgence », égaux à -10,2 %, sont appliqués lorsque le volume de demandes de raccordement excède quatre fois les objectifs de puissance pour la gamme de puissance concernée.

³⁹ La CRE estime que cela provient d'une erreur sur le projet d'arrêté, en effet elle n'identifie pas de raisons qui expliquerait le décrochage de la courbe lorsque les volumes de DCR sont conformes aux objectifs trimestriels fixés par l'arrêté.



Un mécanisme s'appuyant sur la comptabilisation trimestrielle des DCR

Les évolutions trimestrielles des tarifs et primes via le mécanisme de dégressivité dépendent de la puissance cumulée des demandes complètes de raccordement des installations du même segment de puissance (0-100 kWc ou 100-500 kWc), raccordées aux réseaux principaux de chaque ZNI et recensées chaque trimestre civil par les gestionnaires de réseau de distribution concernés (applicable pour les ZNI suivantes : Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et La Réunion). Le réseau principal est défini dans l'arrêté comme étant le « *réseau qui comporte à minima une ligne HTA* ».

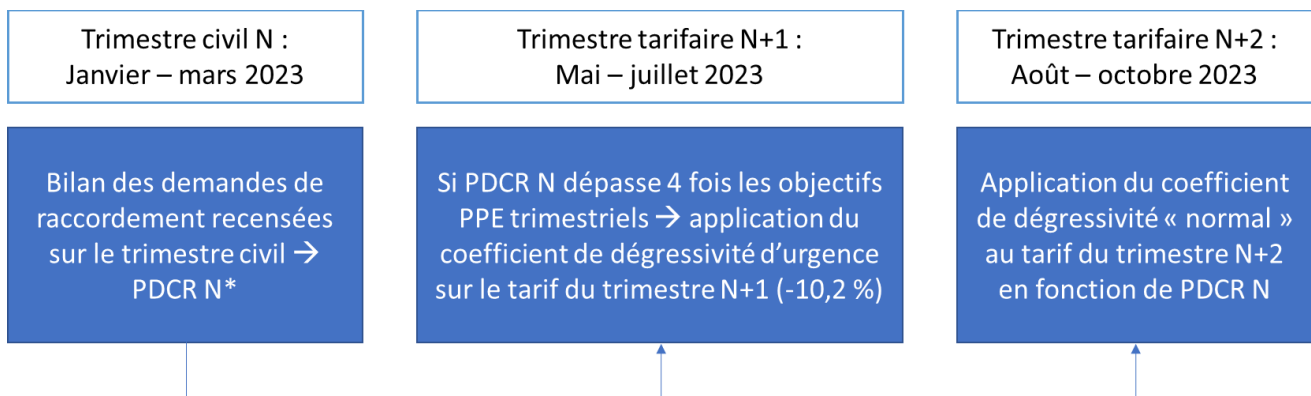
Ainsi pour Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles du Ponant, territoires pour lesquels il n'existe pas de réseau principal au sens de l'arrêté si la définition de réseau principal est modifiée conformément à la recommandation en partie 2.2.2.⁴⁰, il n'est pas prévu de mécanisme de dégressivité tarifaire. Un mécanisme spécifique est toutefois mis en place afin de ne pas dépasser les objectifs PPE (cf. dernière sous-partie du paragraphe 4.2.3).

Chaque segment de puissance enregistre une évolution tarifaire cumulative, d'un trimestre tarifaire à l'autre. Des coefficients de dégressivité (coefficient Xd pour le segment de puissance 0-100 kWc, Xe pour le segment 100-500 kWc) s'appliquent sur le calcul du tarif en vigueur au 2^e trimestre tarifaire suivant le trimestre civil sur lequel le bilan des demandes de raccordement a été effectué.

D'autres coefficients, dits « d'urgence » (Xd' pour le segment de puissance 0-100 kWc et Xe' pour le segment 100-500 kWc), s'appliquent sur le calcul du tarif en vigueur au trimestre tarifaire suivant le trimestre civil sur lequel le bilan des demandes de raccordement a été effectué.

Par exemple, sur la base du bilan des demandes de raccordement du 1^{er} trimestre civil 2023 (janvier-mars 2023), les coefficients d'urgence s'appliqueront sur les tarifs en vigueur au 2nd trimestre tarifaire 2023 (mai-juillet 2023) et les coefficients de dégressivité « normaux » sur les tarifs en vigueur au 3^e trimestre tarifaire 2023 (août-octobre 2023).

Le processus de révision tarifaire par le mécanisme de dégressivité est décrit dans le schéma ci-dessous.



*Puissance cumulée des Demandes Complètes de Raccordement - PDCR

Dispositif spécifique de contrôle de la puissance raccordée pour certaines installations

Pour les installations situées à Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les Îles du Ponant, ainsi que pour celles situées en Corse, en Guadeloupe, en Martinique, à Mayotte ou à la Réunion et raccordées à un réseau non interconnecté avec le réseau principal du territoire, le projet d'arrêté introduit un dispositif permettant d'assurer un développement raisonné des installations photovoltaïques, en l'absence de mécanisme de dégressivité tarifaire (trop faible nombre d'installations).

Il consiste à fixer le tarif du territoire concerné à 0 €/MWh si les objectifs de développement de la filière photovoltaïque fixés par la PPE sont dépassés par la somme des puissances des projets en service et en file d'attente du territoire. Dans le cas où le territoire ne dispose pas de PPE sur les horizons temporels considérés, ou si aucun objectif n'est fixé pour le réseau considéré, le tarif est nul si l'estimation des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la « production annuelle de référence du réseau ». Cette dernière est déterminée chaque année par le gestionnaire de réseau en fonction de l'énergie injectée les années passées.

⁴⁰ La définition de réseau principal devrait être modifiée pour ne cibler que les réseaux disposant de lignes d'une tension supérieure à 50 kV.



Les productibles solaires normatifs pour chaque territoire, fixés dans l'arrêté, sont les suivants :

Territoires	Productible - MWh/MWc
Corse	1496
Guadeloupe	1579
Guyane	1579
Martinique	1278
Mayotte	1226
La Réunion	1489
Wallis et Futuna	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	-
Îles du Ponant	1496

Le projet d'arrêté ne prévoit pas à ce stade de productible de référence pour Wallis et Futuna et Saint-Pierre-et-Miquelon. **La CRE recommande des productibles pour ces territoires dans la partie 4.2.3.2. de la présente délibération.**

4.2.3.2. Analyse de la CRE

Le mécanisme de dégressivité, introduit en 2011 dans l'arrêté tarifaire dit « S11 » (post-moratoire), a deux objectifs principaux :

- piloter le développement de la filière en cohérence avec les objectifs PPE ;
- éviter la formation de « bulles » tarifaires.

Dans l'AT S23 ZNI, de manière analogue à ce qui est prévu en métropole continentale, le calcul du coefficient de dégressivité prend la forme de courbes affines décroissantes par palier selon le ratio entre le volume trimestriel de DCR recensées par les GRD et les objectifs PPE de chaque segment de puissance (0-100 kWc ou 100-500 kWc).

Le projet d'arrêté prévoit des mécanismes de dégressivité distincts par territoire, et uniquement pour ceux possédant un réseau principal au sens de l'arrêté.

Volumes cibles

Les objectifs de développement des différentes filières d'énergie renouvelable sont fixés par les PPE des différents territoires. A l'heure actuelle, les PPE fixant des objectifs sur la période 2023-2028 pour les territoires concernés par le mécanisme de dégressivité n'ont pas encore été publiées, à l'exception de la PPE de La Réunion, publiée en avril 2022⁴¹.

Les objectifs de puissances de l'arrêté (respectivement Nd et Ne pour les segments 0-100 kWc et 100-500 kWc) ont vocation à refléter la part des objectifs de développement de la filière soutenue via le guichet ouvert. Ces volumes cibles, additionnés à ceux appelés dans le cadre des appels d'offres, et retraités d'un taux de chute normatif, devront permettre d'atteindre les objectifs de la PPE aux différents horizons temporels considérés.

La CRE constate qu'il paraît délicat de fixer dès à présent des objectifs définitifs en l'absence de visibilité sur les objectifs de développement de la filière à l'horizon 2028 pour certains territoires. **Elle recommande, dans le cas où les objectifs fixés initialement dans l'arrêté s'écarteraient du rythme nécessaire pour atteindre les objectifs qui seront à terme fixés dans les PPE révisées, de réviser les objectifs de l'arrêté et éventuellement la répartition entre les deux segments de puissance au fur et à mesure de la publication des PPE révisées.**

La CRE est favorable à la répartition par segments de puissance proposée au regard des éléments dont elle dispose (cette répartition est similaire à celle prévue en métropole continentale) : 40 % des volumes pour le segment 0-100 kWc et 60 % pour le segment 100-500 kWc.

En revanche, la CRE constate que les volumes cibles présentés dans l'arrêté sont adaptés à un rythme semestriel de la dégressivité. L'AT S23 ZNI prévoit un calcul trimestriel des coefficients de dégressivité, ainsi la CRE recommande d'adapter les objectifs de puissance Nd et Ne à un rythme trimestriel.

⁴¹ Décret n° 2022-575 du 20 avril 2022 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion.



Modalités de mise en œuvre

La CRE accueille favorablement :

- l'introduction d'une dégressivité spécifique à chaque territoire ;
- l'exclusion des petits réseaux et notamment des îles du Ponant, de Wallis et Futuna et de Saint-Pierre et Miquelon du mécanisme de dégressivité, pour lesquels un unique projet de taille significative par rapport aux objectifs de développement de la PPE pourrait dépasser à lui seul les objectifs trimestriels et engendrerait, dans le cas où un mécanisme de dégressivité serait en vigueur, une forte évolution du tarif non souhaitable qui aurait pour effet de brouiller le signal prix pour les développeurs.

En revanche, la CRE estime que baser la dégressivité sur les DCR n'est actuellement pas satisfaisant puisque celles-ci ne sont pas un indicateur de suivi de l'atteinte des objectifs PPE représentatif, pour les raisons évoquées au 3.4. de la présente délibération (redépôts possibles sans conséquences financières).

La CRE recommande de procéder aux améliorations suivantes du dispositif de dégressivité :

- **fonder la dégressivité sur le volume de CDR signées**, pour lesquelles le taux de chute est a priori moindre (paiement d'un acompte au moment de la signature) ;
- **rattraper les volumes PPE non attribués d'un trimestre à l'autre** sur la base des volumes de CDR recensées depuis le trimestre de parution de l'arrêté.

La CRE recommande également des évolutions « techniques » complémentaires :

- supprimer par cohérence de la formule de dégressivité la baisse normative de -0,5 % par trimestre prévue actuellement dans le projet d'arrêté lorsqu'on se situe entre une à deux fois les objectifs de puissance et l'intégrer dans la formule d'indexation K, qui a pour vocation de faire évoluer le tarif en fonction des conditions économiques de la filière ;
- revoir les coefficients directeurs des pentes des courbes de dégressivité pour assurer une cohérence entre segments de puissance et territoires.

Actuellement dans l'AT S21 Métropole la formule de dégressivité intègre un coefficient normatif de -1,25%/trimestre visant à refléter la baisse tendancielle des coûts de la filière portée par l'apprentissage technologie. La CRE estime que cette baisse normative du tarif de -5% par an, introduite par l'AT S11 Métropole 2011, est trop haute et ne reflète plus l'évolution réelle des coûts de la filière liés aux avancées technologiques et ainsi que celle-ci doit être mise à jour. Pour une meilleure lisibilité de l'arrêté, la CRE recommande la prise en compte de cette indexation par la formule d'indexation K, qui adapte le niveau du tarif conformément à l'évolution des conditions économiques de la filière (coût des matières premières, coût du travail, coût de production dans l'industrie, niveau des taux d'intérêt), plutôt que par la formule de dégressivité.

Contrôle de la puissance raccordée pour les petits réseaux

La CRE accueille favorablement le mécanisme permettant de contrôler le développement de la filière photovoltaïque à Wallis et Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, dans les Îles du Ponant ainsi que dans les éventuels réseaux de Corse, Guadeloupe, Martinique, Mayotte ou de la Réunion non interconnectés au réseau principal du territoire. Pour rappel, ce mécanisme rend le tarif nul dès lors que les objectifs de la PPE pour le réseau considéré sont atteints, ou en l'absence d'objectifs PPE, dès lors que la somme des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau.

Ces réseaux se caractérisent en effet par une stabilité moindre en raison de leur taille. Un développement massif et non contrôlé de moyens de production d'énergie fatale à caractère aléatoire pourrait mettre en péril l'équilibre de ces systèmes et mener à des écrêtements importants.

Les productibles de référence proposés dans le projet d'arrêté pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion sont ceux de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien photovoltaïque⁴². Ces données portent sur des installations soutenues via les arrêtés tarifaires dits « S06 » et « S10 » et ne sont plus forcément d'actualité. La CRE recommande pour ces territoires d'utiliser les données de productible constatées dans le cadre de l'évaluation annuelle des charges de SPE pour les installations photovoltaïques soutenues via l'AT S17 ZNI.

S'agissant des îles du Ponant, le productible proposé dans le projet d'arrêté est élevé (même niveau que la Corse) au vu de leur situation géographique. La CRE recommande de fixer le productible à 1100 MWh/MWc compte tenu des éléments dont elle dispose, recueillie dans le cadre de l'instruction de projets photovoltaïques sur ces territoires, des données historiques de rayonnement et des historiques de production des installations en service.

⁴² Arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque prévue par l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

S'agissant des territoires de Wallis et Futuna et Saint-Pierre-et-Miquelon, pour lesquels le projet d'arrêté ne prévoit pas de productible de référence à ce stade, la CRE recommande les niveaux de productible suivants :

- 1458 MWh/MWc pour Wallis et Futuna, sur la base des éléments dont elle dispose dans le cadre de l'instruction de projets photovoltaïques sur ce territoire ;
- 980 MWh/MWc pour Saint-Pierre-et-Miquelon, sur la base de données historiques de rayonnement disponibles, la CRE ne disposant pas d'étude de productible en l'absence de projet existant sur ce territoire. Cette estimation devra être affinée lorsque les résultats des tests prévus dans le rapport de synthèse du projet de PPE seront disponibles.

Les productibles recommandés par la CRE pour les différents segments de puissance et territoires sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Territoires	Productible de référence - MWh/MWc	
	Projet d'arrêté	Recommandation CRE
Corse	1496	1395
Guadeloupe	1579	1475
Guyane	1579	1416
Martinique	1278	1425
Mayotte	1226	1366
La Réunion	1489	1423
Wallis et Futuna	-	1458
Saint-Pierre-et-Miquelon	-	980
Iles du Ponant	1496	1100

4.2.4. Prime à l'intégration paysagère

4.2.4.1. Contenu du projet d'arrêté

Les installations respectant les critères d'intégration paysagère définis à l'annexe 2 du projet d'arrêté, bénéficient d'une prime à l'intégration paysagère, qui vise à apporter un soutien supplémentaire pour couvrir tout ou partie des surcoûts des installations dont le système photovoltaïque assure l'étanchéité de la toiture par chevauchement ou par emboîtement des panneaux. Cette prime est dégressive en fonction de la puissance installée du projet et de l'année de la DCR :

Segment de puissance (kWc)	Prime à l'intégration paysagère (€/kWc)	
	Pour les installations dont la DCR a été déposée durant la 1 ^{ère} année d'application de l'arrêté ⁴³ , dans la limite d'un volume de 5 MWc	Pour les installations dont la DCR a été déposée durant la 2 ^e année d'application de l'arrêté ⁴⁴ , dans la limite d'un volume de 20 MWc
]0 ; 100 kWc]	238	133
]100 ; 250 kWc]	235	128
]250 ; 500 kWc]	233	125

4.2.4.2. Analyse de la CRE

La CRE prend note de l'introduction d'une prime à l'intégration paysagère, non prévue par l'AT S17 ZNI, en cohérence avec le dispositif prévu en métropole continentale (mêmes modalités et mêmes niveaux de primes).

⁴³ La 1^{ère} année d'application de l'arrêté correspond à l'année s'écoulant entre la date d'entrée en vigueur de l'arrêté et la veille de la 1^{ère} date anniversaire de son entrée en vigueur.

⁴⁴ La 2^e année d'application de l'arrêté correspond à l'année s'écoulant entre la veille de la 1^{ère} date anniversaire de son entrée en vigueur et la veille de la 2^e date anniversaire de son entrée en vigueur.



4.3. Evolution de la rémunération pendant la durée du contrat d’obligation d’achat

4.3.1. Indexation par le coefficient L

4.3.1.1. Contenu du projet d’arrêté

Les tarifs d’obligation d’achat (vente en totalité et vente en surplus) définis au paragraphe 3.4. sont révisés chaque année, pendant toute la durée du contrat d’achat), à chaque date d’anniversaire de sa prise d’effet, via l’application d’un coefficient L défini ci-dessous :

$$L = 0,8 + 0,15 * \frac{ICHTREV - TS}{ICHTREV - TS_0} + 0,05 * \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre précédant la date anniversaire de la prise d’effet du contrat d’achat de l’indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre précédant la date anniversaire de la prise d’effet du contrat d’achat de l’indice des prix à la production de l’industrie française pour le marché français, ensemble de l’industrie, A10 BE, prix départ-usine ;
- ICHTrev-TS₀, FMOABE0000₀ sont les dernières valeurs définitives connues de ces indices au 1^{er} novembre précédant la date de prise d’effet du contrat d’achat.

Ce coefficient reflète l’évolution, par rapport à la 1^{ère} année du contrat, des indices du coût horaire du travail et des prix à la production. Cette indexation porte sur 20 % du tarif d’achat (les 80% correspondant schématiquement aux CAPEX, fixes après la prise d’effet du contrat), afin de tenir compte des évolutions de coûts liés aux charges d’exploitation et de maintenance des installations.

4.3.1.2. Analyse de la CRE

L’indexation annuelle des tarifs via le coefficient L ne s’applique qu’à 20 % du tarif : elle comprend en effet une part fixe de 80 % qui correspond à la part des CAPEX dans le coût complet des projets et qui n’est donc pas indexée car ceux-ci ne sont plus censés évoluer après la prise d’effet du contrat d’achat.

La CRE accueille favorablement la formule proposée dans le projet d’arrêté tarifaire, qui reprend à l’identique (indices et pondérations) celle introduite dans l’AT S21 Métropole en février 2023, recommandée par la CRE dans son avis du 12 octobre 2022. La CRE estime que cette formule permet un suivi pertinent des variations de coûts d’exploitation des projets photovoltaïques en métropole continentale comme en ZNI.

4.3.2. Plafonnement de l’énergie achetée

4.3.2.1. Contenu du projet d’arrêté

Les tarifs d’achat définis au **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** s’appliquent à l’électricité annuelle produite dans la limite d’un plafond de 1 600 heures équivalent pleine puissance (hepp). Au-delà, l’électricité est rémunérée à un tarif fixe de 50 €/MWh. Ce plafond est commun à tous les territoires.

4.3.2.2. Analyse de la CRE

La CRE prend note de la reprise dans l’AT S23 ZNI du plafond et du niveau de tarif de rachat en cas de dépassement dudit plafond de l’AT S17 ZNI.

4.3.3. Limitation de la puissance active

4.3.3.1. Contenu du projet d’arrêté

Afin de compenser les pertes engendrées par les déconnexions que peut pratiquer le gestionnaire de réseau en application de l’arrêté du 9 juin 2020⁴⁵, le projet d’arrêté prévoit une recette supplémentaire pour le producteur qui s’ajoutera à la rémunération de l’énergie vendue à l’acheteur selon la formule suivante :

$$Co = 0,75. (P_{installée-P_{limitation}).T. N_{eff}$$

⁴⁵ L’article 63 de l’arrêté du 9 juin 2020, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d’électricité, prévoit que toute installation photovoltaïque de plus de 3 kWc peut être déconnectée par le gestionnaire du réseau lorsque la somme des puissances actives injectées dépasse le seuil toléré de puissance active totale transitant sur le réseau (défini par les PPE).



Formule dans laquelle :

- **P_{installée}** est la puissance installée de l'installation ;
- **P_{limitation}** est la puissance au-delà de laquelle la limitation de puissance active est demandée par le gestionnaire de réseau ;
- **T** est le tarif calculé selon les modalités du paragraphe 4.2. ;
- **N_{eff}** est le nombre d'heures durant lesquelles l'installation a été déconnectée par le GRD sur l'année civile écoulée.

4.3.3.2. Analyse de la CRE

La CRE prend note de la reconduction de ce mécanisme de compensation lors des déconnexions d'une installation. La CRE considère qu'il faudrait étudier la question d'une éventuelle compensation lors de déconnexions qui ne s'inscrivent pas nécessairement dans le cadre de l'article 63 de l'arrêté du 9 juin 2020, par exemple en cas de déconnexions pour des raisons de congestions locales du réseau.

5. OBLIGATIONS DES PRODUCTEURS

5.1. Attestation de conformité

5.1.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit que la prise d'effet du contrat d'achat soit subordonnée à la fourniture par le producteur au cocontractant de l'attestation de conformité conformément à l'article R. 314-7 du code de l'énergie. Cette attestation est délivrée par un organisme de contrôle agréé à la demande du producteur et sous réserve du respect des conditions prévues par le projet d'arrêté et de la conformité des informations déclarées⁴⁶ lors de la demande de contrat d'achat.

Par dérogation, les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc sont tenues de fournir une attestation sur l'honneur en lieu et place de l'attestation de conformité. Cette attestation sur l'honneur certifie la conformité de l'installation au travers des éléments définis à l'article 6 de l'arrêté.

Une demande de modification du contrat postérieure à la transmission de l'attestation de conformité initiale entraîne, pour le producteur, l'obligation de fournir une nouvelle attestation de conformité.

5.1.2. Analyse de la CRE

La CRE n'a pas de remarque à formuler sur ces dispositions déjà présentes dans l'AT S17 ZNI et conformes à celles prévues en France métropolitaine continentale.

5.2. Evaluation carbone simplifiée

5.2.1. Contenu du projet d'arrêté

Les installations de puissance installée comprise entre 100 et 500 kWc doivent respecter un seuil d'évaluation carbone simplifiée (ci-après « ECS ») inférieur à 550 kg eq CO₂/kWc.

L'ECS porte uniquement sur le laminé photovoltaïque (module photovoltaïque sans cadre) : les autres éléments de l'installation (onduleurs, câbles, supports et cadres des modules, etc.) ne sont pas pris en compte. Les émissions provenant des autres étapes du cycle de vie : transport vers le site de mise en service, installation et fin de vie ne sont également pas prise en compte.

Les modalités de calcul de l'ECS sont définies en annexes 6 et 6 bis du projet d'arrêté.

Le projet d'arrêté offre la possibilité de choisir entre deux méthodes pour déterminer les coefficients relatifs à la quantité de gaz à effet de serre émise lors de la fabrication d'un composant :

- l'utilisation de données standards fournies par l'ADEME. Ces valeurs sont répertoriées dans le tableau n° 3 de l'annexe 6 (méthode « standard ») ;
- la proposition de coefficients spécifiques à l'industriel, selon une analyse du cycle de vie réalisée par le fabricant et soumis à validation par l'ADEME (via l'envoi du formulaire compris en *Annexe 6bis*). Elle est utilisée notamment dans le cas où le fabricant développe un procédé de fabrication innovant et peu énergivore, non répertorié dans le tableau de l'annexe 6 susmentionnée (méthode « dérogatoire »).

L'ECS est réalisée par un organisme certificateur et doit par ailleurs être jointe à l'attestation de conformité.

⁴⁶ Ces informations sont détaillées à l'article 4 du projet d'arrêté.

5.2.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'introduction d'un seuil d'ECS fixé à 550 kg eq CO₂/kWc pour les installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc. Ce seuil est cohérent avec celui fixé pour les installations situées en métropole continentale.

Par ailleurs, le projet d'AT S23 ZNI prévoit une modification de la méthodologie de calcul de l'ECS par rapport à celle appliquée dans l'AT S17 ZNI. Ces évolutions ont récemment été introduites dans l'AT S21 Métropole (arrêté modificatif du 8 février 2023) pour les installations déposant une DCR après le 1^{er} avril 2023 ainsi que pour les installations désignées lauréates aux appels d'offres photovoltaïques. Elles sont les suivantes :

- mise à jour des bases de données relatives à l'ECS ;
- renforcement du contrôle de l'ECS, et ce notamment lorsque la 2nde méthode (dite « dérogatoire ») est utilisée pour calculer les coefficients d'émission de gaz à effet de serre (coefficients spécifiques déclarés).

La CRE accueille favorablement l'harmonisation de la méthodologie de calcul ECS avec celle actuellement prévue en métropole continentale.

5.3. Cumul des aides

5.3.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit l'interdiction pour les installations de plus de 9 kWc de cumuler les primes et tarifs définis au paragraphe 4.2. avec tout autre soutien public financier.

5.3.2. Analyse de la CRE

Le projet d'arrêté ouvre le droit au cumul des primes et tarifs pour les installations de moins de 9 kWc contrairement à l'AT S21 Métropole qui prévoit une interdiction générale de cumul.

La CRE prend acte de l'introduction de cette disposition relative au cumul des aides, non prévue par l'AT S17 ZNI. Elle alerte néanmoins sur les effets potentiels de surrentabilité que cela pourrait engendrer.

5.4. Date limite d'achèvement

5.4.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit que l'installation doit être achevée avant la plus tardive des deux dates suivantes :

- 24 mois à compter de la date de DCR ;
- 2 mois à compter de la date de fin des travaux de raccordement déclarée par le gestionnaire de réseau, sous réserve que le producteur a bien respecté les exigences du gestionnaire de réseau concernant les démarches nécessaires au raccordement.

En cas de dépassement de cette date limite, la durée du contrat d'achat est réduite de la durée de dépassement.

Par dérogation, notamment en cas de recours, l'autorité administrative peut accorder une prolongation du délai d'achèvement mentionné ci-dessus.

5.4.2. Analyse de la CRE

L'AT S17 ZNI prévoit un délai d'achèvement de 18 mois pour les installations de puissance installée strictement inférieure à 100 kWc. En cas de dépassement de ce délai, l'arrêté prévoit une réduction de la durée de soutien du triple de la durée de dépassement.

Le date limite d'achèvement prévue par le projet d'arrêté est désormais fixée pour toutes les installations à : 1) 24 mois à compter de la date de demande complète de raccordement ou 2) deux mois après la fin des travaux de raccordement si cette date est plus tardive que la première. En cas de dépassement, le projet d'arrêté prévoit que la durée de soutien soit réduite de la durée de dépassement.

La CRE accueille favorablement l'extension du délai d'achèvement à 24 mois pour toutes les installations, en cohérence avec les délais d'achèvement prévus par l'AT S21 Métropole. Ce délai est relativement long s'agissant de la métropole continentale au vu des délais de mise en service effectifs observés, mais le délai moyen d'achèvement pour les installations situées dans les ZNI est en moyenne plus important que les installations situées en métropole continentale.

Par ailleurs la possibilité de prolongation de ce délai en cas de recours constitue également une nouveauté par rapport à l'AT S17 ZNI, cohérente avec la récente évolution du cahier des charges de l'AO 2019 PV ZNI applicable pour la 6^e période et au cahier des charges du nouvel appel d'offres.

5.5. Résiliation anticipée

5.5.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit la possibilité pour le producteur de résilier son contrat d'achat avant la date d'échéance de ce dernier : le producteur dépose une demande de résiliation anticipée du contrat d'achat auprès de l'acheteur obligé et est tenu de lui verser une indemnité (sous 60 jours) correspondant à l'intégralité des sommes actualisées perçues et versées au titre de l'obligation d'achat.

Par dérogation, en cas d'arrêt définitif de l'installation et sous réserve du démantèlement de l'installation, une demande de résiliation anticipée à l'initiative du producteur ne donne pas lieu au versement de cette indemnité.

5.5.2. Analyse de la CRE

La CRE n'a pas de remarque à formuler sur ces dispositions déjà présentes dans l'AT S17 ZNI et conformes à celles prévues en France métropolitaine continentale.

5.6. Démantèlement

5.6.1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit qu'en fin d'exploitation de son installation, le producteur est tenu d'effectuer un démantèlement de son installation et de récupérer l'ensemble des éléments de son installation pour les confier à un organisme de recyclage. Le cas échéant, le producteur acquitte les frais de recyclage demandés par l'organisme de recyclage. Ces dispositions interviennent en application des articles R. 543-172 et suivants du code de l'environnement.

La fin d'exploitation de l'installation peut intervenir après la date d'échéance du contrat d'achat.

5.6.2. Analyse de la CRE

La CRE n'a pas de remarque à formuler sur ces dispositions déjà présentes dans l'AT S17 ZNI et conformes à celles prévues en France métropolitaine continentale

6. AUTRES DISPOSITIONS DE L'ARRETE

6.1. Bilan des demandes de contrats d'achat

6.1.1. Contenu du projet d'arrêté

Afin que la CRE puisse calculer les coefficients de dégressivité et d'urgence détaillés en partie 4.2.3., le projet d'arrêté prévoit que les GRD transmettent à la CRE, à la fin de chaque trimestre civil, le nombre et la puissance cumulée des DCR reçues au cours du trimestre écoulé. Ces informations sont ensuite publiées sur le site de la CRE⁴⁷.

L'arrêté prévoit par ailleurs la transmission par les GRD, en plus des DCR, du nombre et de la puissance crête cumulée des conventions de raccordement signées (CDR) et des mises en service (MES) effectuées au cours du trimestre civil échu.

6.1.2. Analyse de la CRE

Le projet d'arrêté prévoit que les GRD transmettent à la CRE trimestriellement, en plus des DCR déjà demandées dans l'AT S17 ZNI, le nombre et la puissance crête cumulée des CDR et des MES.

Cette modification a également été introduite en métropole continentale via l'arrêté modificatif du 8 février 2023. La CRE accueille très favorablement la transmission d'informations complémentaires de la part des GRD s'agissant des conventions de raccordement signées et des mises en service effectives d'installations. Ces données sont indispensables pour permettre un suivi efficace du développement de la filière et du bon dimensionnement de l'arrêté tarifaire.

⁴⁷ Site OpenData de la CRE : <https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>

6.2. Dispositions transitoires

6.2.1. Contenu du projet d'arrêté

A la date de publication de l'AT S23 ZNI, l'AT S17 ZNI sera abrogé. Les contrats déjà en cours à la date d'entrée en vigueur de l'AT S23 ZNI pourront continuer à bénéficier du tarif sécurisé dans le cadre de l'AT S17 ZNI.

Le projet d'arrêté prévoit également des dispositions transitoires (article 16 de l'arrêté), en raison de l'abrogation de l'AT S17 ZNI à l'entrée en vigueur du présent projet d'arrêté, pour les installations ayant déposé une DCR avant la date de publication de l'AT S23 ZNI et qui souhaiteraient conserver le bénéfice de l'AT S17 ZNI sous réserve que l'achèvement de ces installations ait lieu dans un délai de 3 ans à compter de la date d'entrée en vigueur de l'AT S23 ZNI.

6.2.2. Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux dispositions transitoires prévues dans l'AT S23 ZNI, permettant aux installations visées par l'AT S17 ZNI de conserver le bénéfice de cet arrêté lorsqu'une demande complète de raccordement a été déposée avant l'entrée en vigueur du projet d'AT objet de cette délibération. Cette introduction permet la mise en cohérence avec les dispositions de l'AT S21 Métropole.

7. EVOLUTIONS RECENTES APPORTEES A L'AT S21 METROPOLE

7.1. Contenu du projet d'arrêté

Certaines des modifications apportées par l'arrêté du modificatif 8 février 2023 à l'AT S21 Métropole ont été intégrées au projet d'AT S23 ZNI.

La CRE constate cependant que certaines modifications n'ont pas été reprises dans l'AT S23 ZNI telles que :

- les définitions de « plaquettes de silicium », « polysilicium », « lingot », « MG-SI » à l'article 2 ;
- l'utilisation du pluriel pour désigner les propriétaires de bâtiment à l'article 5.

7.2. Analyse de la CRE

La CRE recommande la reprise des évolutions susmentionnées dans l'AT S23 ZNI.

Par ailleurs, la CRE accueille favorablement la modification de la disposition relative aux recours contentieux à l'article 5 du projet d'AT S23 ZNI.

AVIS DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 27 mars 2023 par la ministre de la transition énergétique d'un projet d'arrêté 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 dans les zones non interconnectées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion, à Wallis et Futuna, à Saint-Pierre et Miquelon et dans certaines îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année.

La CRE accueille très favorablement ce projet d'arrêté, qui transpose aux ZNI certaines évolutions apportées par l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 portant sur les installations photovoltaïques en métropole continentale et ses arrêtés modificatifs, et notamment l'extension du périmètre du guichet ouvert aux installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc. Elle recommande (paragraphe 4.2.1.2) de fixer les tarifs d'achat à des niveaux fondés sur les prix des dossiers déposés à la dernière période de l'appel d'offres photovoltaïque en ZNI de début 2023, portant sur des installations similaires.

La CRE accueille favorablement :

- l'ajout des îles du Ponant ainsi que de Wallis et Futuna dans le périmètre de l'arrêté tarifaire ;
- l'exclusion des communes de l'intérieur de la Guyane pour lesquels il n'est pas pertinent de fixer un tarif normatif qui ne pourrait refléter la diversité des coûts de production.

La CRE prend note de l'ajout de Saint-Pierre-et-Miquelon dans le périmètre de l'arrêté tarifaire, pour lequel l'arrêté permet de fixer des niveaux de soutien nuls si à terme le projet de PPE ne prévoit pas d'objectif de développement de la filière photovoltaïque sur ce territoire.

La CRE accueille favorablement l'introduction en ZNI d'un dispositif de soutien spécifique à l'autoconsommation, harmonisé avec celui de l'AT S21 Métropole, en plus de celui prévu pour la vente en totalité. En revanche elle recommande (paragraphe 4.2.1.3) de revoir les tarifs d'achat et primes à l'investissement.

Par ailleurs la CRE formule plusieurs autres recommandations concernant le projet d'arrêté tarifaire :

- introduire pour toutes les installations photovoltaïques de plus de 100 kWc souhaitant bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert, l'obligation que les panneaux occupent 80 % de la toiture (paragraphe 3.3.2.);
- rendre plus contraignantes les modalités de nouveau dépôt de demandes de raccordement (DCR) pour un même projet (paragraphe 4.1.2.);
- remplacer le dispositif de « choix du trimestre tarifaire » par un prolongement de l'application de l'indexation K jusqu'à 6 mois post-DCR ou, afin de couvrir le cas des projets se mettant en service rapidement, jusqu'à la date de mise en service (paragraphe 4.2.2.2.) ;
- mettre en cohérence les objectifs de puissance de l'arrêté (Nd et Ne) avec le rythme trimestriel de la dégressivité et prévoir la possibilité de réviser les objectifs trimestriels de puissance au fur et à mesure de la publication des PPE révisées (paragraphe 4.2.3.2.);
- fonder la dégressivité sur le volume de convention de raccordement signées, et rattraper les volumes non attribués d'un trimestre à l'autre sur la base des volumes de CDR recensées depuis le trimestre de parution de l'arrêté (paragraphe 4.2.3.2.);
- revoir les coefficients directeurs des pentes des courbes de dégressivité pour assurer une cohérence entre segments de puissance et territoires (paragraphe 4.2.3.2.);
- introduire dans la formule d'indexation K une baisse normative des tarifs afin de tenir compte des évolutions économiques de la filière liées à l'apprentissage technologique (paragraphe 4.2.3.2.);
- fixer la référence de l'indexation K à début 2023, les données ayant permis le calcul des niveaux de soutien recommandés datant de cette période (paragraphe 4.2.2.2.);
- mettre à jour les niveaux de productible de références avec les dernières valeurs constatées pour des projets similaires (paragraphe 4.2.3.2.).

26 mai 2023

La CRE rend un avis favorable sur ce projet d'arrêté tarifaire.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique ainsi qu'au ministre de l'intérieur et des Outre-mer.

Délibéré à Paris, le 26 mai 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON