



**DELIBERATION N° 23/041 AC DE L'ASSEMBLEE DE CORSE  
PORTANT AVIS SUR LA PROPOSITION DE LOI N° 199 DU SÉNATEUR PANUNZI  
RELATIVE À LA MAJORATION DU TARIF DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ  
PRODUITE À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES ZONES NON  
INTERCONNECTÉES (ZNI)**

**CHI PORTA AVISU NANTU À A PRUPOSTA DI LEGHJI NU 199 DI U SENATORI  
PANUNZI RILATIVA À A MAGHJURAZIONI DI A TARIFFA DI RICOMPRA  
D'ALITTRICITÀ PRUDUTTA DA FONTI D'ENERGII RINNUVEVULI NANTU À I  
TARRITORII SENZA INTERCUNNISSIONI**

**SEANCE DU 31 MARS 2023**

L'an deux mille vingt trois, le trente et un mars, l'Assemblée de Corse, convoquée le 17 mars 2023, s'est réunie au nombre prescrit par la loi, dans le lieu habituel de ses séances sous la présidence de M. Hyacinthe VANNI, Vice-président de l'Assemblée de Corse.

**ETAIENT PRESENTS : Mmes et MM.**

Danielle ANTONINI, Véronique ARRIGHI, Serena BATTESTINI, Jean-Marc BORRI, Marie-Claude BRANCA, Paul-Joseph CAITUCOLI, Françoise CAMPANA, Angèle CHIAPPINI, Vannina CHIARELLI-LUZI, Cathy COGNETTI-TURCHINI, Christelle COMBETTE, Muriel FAGNI, Lisa FRANCISCI, Eveline GALLONI D'ISTRIA, Pierre GHIONGA, Pierre GUIDONI, Xavier LACOMBE, Vanina LE BOMIN, Jean-Jacques LUCCHINI, Don Joseph LUCCIONI, Saveriu LUCIANI, Marie-Thérèse MARIOTTI, Georges MELA, Jean-Martin MONDOLONI, Paula MOSCA, Nadine NIVAGGIONI, Chantal PEDINIELLI, Marie-Anne PIERI, Véronique PIETRI, Antoine POLI, Pierre POLI, Juliette PONZEVERA, Louis POZZO DI BORGIO, Jean-Michel SAVELLI, Joseph SAVELLI, Hervé VALDRIGHI, Hyacinthe VANNI

**ETAIENT ABSENTS ET AVAIENT DONNE POUVOIR :**

M. Jean-Félix ACQUAVIVA à Mme Juliette PONZEVERA  
M. Jean-Christophe ANGELINI à M. Saveriu LUCIANI  
M. Jean-Baptiste ARENA à Mme Serena BATTESTINI  
M. Paul-Félix BENEDETTI à Mme Véronique PIETRI  
M. Jean BIANCUCCI à Mme Nadine NIVAGGIONI  
M. Didier BICCHIERAY à M. Jean-Michel SAVELLI  
Mme Vanina BORROMEI à M. Pierre POLI  
Mme Valérie BOZZI à Mme Marie-Thérèse MARIOTTI  
Mme Marie-Hélène CASANOVA-SERVAS à Mme Muriel FAGNI  
Mme Anna Maria COLOMBANI à M. Joseph SAVELLI  
M. Romain COLONNA à Mme Danielle ANTONINI  
Mme Frédérique DENSARI à Mme Françoise CAMPANA  
Mme Santa DUVAL à Mme Chantal PEDINIELLI

M. Petru Antone FILIPPI à M. Jean-Marc BORRI  
M. Jean-Charles GIABICONI à M. Hervé VALDRIGHI  
M. Ghjuvan'Santu LE MAO à Mme Paula MOSCA  
Mme Sandra MARCHETTI à M. Don Joseph LUCCIONI  
Mme Marie-Antoinette MAUPERTUIS à M. Hyacinthe VANNI  
M. Jean-Paul PANZANI à Mme Véronique ARRIGHI  
M. Paul QUASTANA à Mme Marie-Claude BRANCA  
Mme Anne-Laure SANTUCCI à M. Louis POZZO DI BORGIO  
M. Jean-Louis SEATELLI à M. Georges MELA  
M. François SORBA à Mme Vannina CHIARELLI-LUZI  
Mme Charlotte TERRIGHI à Mme Marie-Anne PIERI  
Mme Julia TIBERI à Mme Vanina LE BOMIN

**ETAIT ABSENTE : Mme**

Josepha GIACOMETTI-PIREDDA

**L'ASSEMBLEE DE CORSE**

- VU** le code général des collectivités territoriales, titre II, livre IV, IV<sup>ème</sup> partie, notamment les articles L. 4422-1 et suivants et L. 4424-39,
- VU** le code de l'énergie, titre 1<sup>er</sup>, livre III, notamment l'article L. 314-4,
- VU** la loi n° 2002-92 du 22 janvier 2002 relative à la Corse et notamment son article 29,
- VU** la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte,
- VU** la loi n° 2022-1089 du 30 juillet 2022 mettant fin aux régimes d'exception créés pour lutter contre l'épidémie liée à la Covid-19,
- VU** le décret n° 2019-1340 du 11 décembre 2019 portant modification du décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie de Corse,
- VU** la délibération n° 15/254 AC de l'Assemblée de Corse du 29 octobre 2015 adoptant le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie,
- VU** la délibération n° 21/080 AC de l'Assemblée de Corse du 29 avril 2021 adoptant le projet de révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie,
- VU** la délibération n° 21/119 AC de l'Assemblée de Corse du 22 juillet 2021 approuvant le cadre général d'organisation et de déroulement des séances publiques de l'Assemblée de Corse, modifiée,
- VU** la saisine du Sénateur Jean-Jacques PANUNZI en date du 29 décembre 2022,
- SUR** rapport du Président du Conseil exécutif de Corse,

**SUR** rapport de la Commission du Développement Economique, du Numérique, de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement,

**SUR** rapport de la Commission des Compétences Législatives et Réglementaires et pour l'Evolution Statutaire de la Corse,

### **APRES EN AVOIR DELIBERE**

**Ont voté POUR (62) : Mmes et MM.**

Jean-Félix ACQUAVIVA, Jean-Christophe ANGELINI, Danielle ANTONINI, Jean-Baptiste ARENA, Véronique ARRIGHI, Serena BATTESTINI, Paul-Félix BENEDETTI, Jean BIANCUCCI, Didier BICCHIERAY, Jean-Marc BORRI, Vanina BORROMEI, Valérie BOZZI, Marie-Claude BRANCA, Paul-Joseph CAITUCOLI, Françoise CAMPANA, Marie-Hélène CASANOVA-SERVAS, Angèle CHIAPPINI, Vannina CHIARELLI-LUZI, Cathy COGNETTI-TURCHINI, Anna Maria COLOMBANI, Romain COLONNA, Christelle COMBETTE, Frédérique DENSARI, Santa DUVAL, Muriel FAGNI, Petru Antone FILIPPI, Lisa FRANCISCI, Eveline GALLONI D'ISTRIA, Pierre GHIONGA, Jean-Charles GIABICONI, Pierre GUIDONI, Xavier LACOMBE, Vanina LE BOMIN, Ghjuvan'Santu LE MAO, Don Joseph LUCCIONI, Jean-Jacques LUCCHINI, Saveriu LUCIANI, Sandra MARCHETTI, Marie-Thérèse MARIOTTI, Marie-Antoinette MAUPERTUIS, Georges MELA, Jean-Martin MONDOLONI, Paula MOSCA, Nadine NIVAGGIONI, Jean-Paul PANZANI, Chantal PEDINIELLI, Marie-Anne PIERI, Véronique PIETRI, Antoine POLI, Pierre POLI, Juliette PONZEVERA, Louis POZZO DI BORGO, Paul QUASTANA, Anne-Laure SANTUCCI, Jean-Michel SAVELLI, Joseph SAVELLI, Jean-Louis SEATELLI, François SORBA, Charlotte TERRIGHI, Julia TIBERI, Hervé VALDRIGHI, Hyacinthe VANNI

### **ARTICLE PREMIER :**

**APPROUVE** le rapport du Président du Conseil exécutif de Corse, tel qu'il figure en annexe à la présente délibération.

### **ARTICLE 2 :**

**EMET un avis favorable** à la proposition de loi sous réserve de la prise en compte des amendements ci-dessous :

- L'article 1 est modifié comme suit :

**Rédaction actuelle de la PPL :** *La première phrase du dernier alinéa de l'article L. 314-4 du code de l'énergie est remplacée par deux phrases ainsi rédigées : « Pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna, le tarif de rachat est majoré de 25 % par rapport au tarif de rachat en vigueur sur le territoire métropolitain continental. Les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer peuvent arrêter un taux de majoration supérieur après avis du président de la collectivité et de la commission de régulation de l'énergie. ».*

**Modification proposée de la PPL** : *La première phrase du dernier alinéa de l'article L. 314-4 du code de l'énergie est remplacée par les phrases ainsi rédigées : « Pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna, les tarifs d'achats des énergies renouvelables de production d'électricité sont majorés par rapport aux tarifs en vigueur sur le territoire métropolitain continental. Les différents niveaux sont fixés dans un cadre tarifaire territorial constitutif des PPE. Les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer peuvent arrêter un taux de majoration supérieur après avis du président de la collectivité et de la commission de régulation de l'énergie. ».*

- Il est ajouté un article 2 modifiant l'article L. 141-5 du code de l'énergie :

**Au II du L. 141-5 il est ajouté au 4°** : *« pour les énergies renouvelables de production d'électricité, ce volet contient un cadre tarifaire territorial qui fixe les tarifs d'achats et la méthodologie permettant de les déterminer » ;*

**Au II du L. 141-5 il est ajouté au 5°** : *« pour les énergies renouvelables de production d'électricité, ce volet contient un cadre tarifaire territorial et la méthodologie permettant de les déterminer ».*

**ARTICLE 3** :

La présente délibération fera l'objet d'une publication sous forme électronique sur le site internet de la Collectivité de Corse.

Ajacciu, le 31 mars 2023

La Présidente de l'Assemblée de Corse,



Marie-Antoinette MAUPERTUIS

# ASSEMBLEE DE CORSE

1 ERE SESSION ORDINAIRE DE 2023

REUNION DES 30 ET 31 MARS 2023

RAPPORT DE MONSIEUR  
LE PRESIDENT DU CONSEIL EXECUTIF DE CORSE

**AVISU NANTU À A PRUPOSTA DI LEGHJI NU 199 DI U  
SENATORI PANUNZI RILATIVA À A MAGHJURAZIONI DI A  
TARIFFA DI RICOMPRA D'ALITTRICITÀ PRUDUTTA DA  
FONTI D'ENERGII RINNUVEVULI NANTU À I TARRITORII  
SENZA INTERCUNNISSIONI  
AVIS SUR LA PROPOSITION DE LOI N° 199 DU SÉNATEUR  
PANUNZI RELATIVE À LA MAJORATION DU TARIF DE  
RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR  
D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES ZONES NON  
INTERCONNECTÉES (ZNI)**

COMMISSION(S) COMPETENTE(S) :

Commission des Compétences Législatives et Réglementaires et  
pour l'Evolution Statutaire de la Corse

Commission du Développement Economique, du Numérique, de  
l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement



## RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL EXECUTIF DE CORSE

### **1. Contexte**

Le Sénateur Jean-Jacques PANUNZI s'appuie sur l'article 314-4 du code de l'énergie pour proposer une loi visant à permettre aux zones non interconnectées (ZNI) de disposer de conditions d'achat différenciées pour les installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

Cet article dispose dans son dernier alinéa que « *Pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna, les ministres, chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer peuvent arrêter, après avis du président de la collectivité et de la Commission de régulation de l'énergie, des conditions d'achat propres à la région, au département ou à la collectivité.* »

Cette proposition de loi ayant été déposée le 9 décembre 2022 au Sénat, M. le Sénateur souhaite consulter l'Assemblée de Corse dans le cadre de l'article L. 4422-16 du code général des collectivités territoriales « *V. - L'Assemblée de Corse est consultée sur les projets et les propositions de loi ou de décret comportant des dispositions spécifiques à la Corse.* ».

**Par cette proposition de loi, il est demandé une majoration de 25 points en faveur de l'énergie produite dans les territoires non interconnectés par rapport à celle générée en France métropolitaine continentale.**

### **2. Analyse des dispositions actuelles et démarches engagées par la CdC**

#### **a. Le photovoltaïque**

Depuis 2011, la rémunération de la production électrique à partir d'installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque est réalisée dans les ZNI au travers d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kilowatts (kWc) et d'une obligation d'achat dont les conditions sont définies au travers d'un arrêté tarifaire pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc, alors qu'en métropole continentale cette puissance a été portée à 500 kWc, le dernier arrêté datant du 4 mai 2017.

À partir de 2022, le gouvernement, via la CRE, a lancé des appels d'offres pour des installations d'une puissance supérieure à 500 kWc. Dans la mesure où en métropole continentale l'arrêté tarifaire publié en 2021 (S21) définit un tarif de rachat pour des installations jusqu'à 500 kWc, l'ensemble des gammes de puissances des

installations photovoltaïques peuvent se développer à contrario des ZNI où il n'existe plus de cadre tarifaire pour les projets compris dans la tranche de 100 kWc à 500 kWc. Ceux-ci représentent pourtant un gisement important.

En l'absence de cadre tarifaire, les projets de 100 kWc à 500 kWc ne peuvent donc plus se développer dans les ZNI si les appels d'offre ne sont pas lancés, ce qui est le cas lorsque les objectifs quantitatifs fixés dans leurs Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) sont atteints.

L'État a saisi la CdC en avril 2022 sur le projet de cahier des charges des appels d'offres de la Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) relatif au développement du photovoltaïque. La CdC a proposé l'ajout d'une famille de projets pour la tranche de puissance de 100 à 500 kWc et la possibilité de rendre éligible les projets « agrisolaires (ou agrivoltaiques) ».

En conséquence, le 17 janvier 2023, suite à la sollicitation de la Ministre de la transition énergétique, la Collectivité de Corse a rendu un avis sur le projet d'arrêté tarifaire.

**Ce projet d'arrêté reprend les principales modifications demandées par la CdC, notamment le relèvement du plafond d'éligibilité à 500 kWc.**

Ce projet d'arrêté prévoit également des évolutions par rapport aux conditions précédentes, fixées par l'arrêté du 4 mai 2017 :

- pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc, il est introduit des primes à l'investissement et des tarifs spécifiques pour la vente avec injection en surplus. Il s'agit d'encourager l'autoconsommation et en complément la vente du surplus d'EDF sur la base de ces tarifs (ce dispositif n'existait pas dans l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat d'électricité photovoltaïque en ZNI) ;
- les tarifs et les primes sont également individualisés par ZNI, afin que ceux-ci reflètent la dynamique locale et non plus sur celle de la métropole continentale ;
- les coefficients de dégressivité semestriels des tarifs sont à présent spécifiques aux ZNI et basés sur les volumes de demandes de raccordement en ZNI. Les coefficients sont identiques pour toutes les ZNI.

Le tableau suivant récapitule pour l'exemple les tarifs existants en Corse et en France continentale actuellement ainsi que les propositions d'évolutions du nouvel arrêté proposé par l'État.

Gamme de puissance	Tarif continent	Tarif et primes en Corse		Primes à l'intégration en Corse (= continent)	
	Arrêté actuel	Arrêté actuel	Nouvel arrêté	Prime intégration pour les 5 premiers MWc en €/kWc	Prime intégration pour les 20 premiers MWc en €/kWc
	01/08/2022	01/08/2022	XX/XX/2023		
	31/10/2022	31/10/2022	XX/XX/2023		
	<b>Vente en totalité</b>	<b>Vente en totalité</b>			
	<b>Tarif = Tdk</b>	Dernier tarif suivant l'actuel arrêté	<b>Tarif = Tdk</b>		
0 < P + Q ≤ 3 kWc	20,22	17,34	16,6725	238	133
3 kWc < P + Q ≤ 9 kWc	17,18	15,99	14,82	238	133
9 kWc < P + Q ≤ 36 kWc	12,31	14,29	13,585	238	133
36 kWc < P + Q ≤ 100 kWc	10,70	12,99	12,35	238	133
	<b>Vente du surplus</b>	<b>Vente du surplus</b>			
	<b>Prime maxi installation = Pk (€/Wc)</b>	Dernier tarif suivant l'actuel arrêté	<b>Prime maxi installation = Pk (€/Wc)</b>		
	<b>Tarif = Tfk</b>		<b>Tarif = Tfk</b>		
0 < P + Q ≤ 3 kWc	0,43	17,34	0,26104	9,51678	238
3 kWc < P + Q ≤ 9 kWc	0,32	15,99	0,22672	9,51678	238
9 kWc < P + Q ≤ 36 kWc	0,18	14,29	0,18096	7,644	238
36 kWc < P + Q ≤ 100 kWc	0,09	12,99	0,104	7,644	238
	<b>Vente du surplus ou en totalité</b>	<b>Vente du surplus ou en totalité</b>			
	<b>Prime</b>	Tarif	<b>Prime</b>	<b>Tarif = Tek</b>	
100 kWc < P + Q ≤ 250 kWc	0	11,07	0	12,08	235
250 kWc < P + Q ≤ 500 kWc	0	11,07	0	12,08	233

Dans le projet d'arrêté, il apparaît :

- des tarifs et primes inférieurs en Corse par rapport à la métropole continentale pour les installations inférieures à 9 kWc, c'est-à-dire pour la cible des particuliers.

Dans le cas d'une installation avec vente en totalité :

- le tarif de vente pour les installations < 3 kWc sont inférieures de 17,5 % ;
- le tarif de vente pour les installations < 9 kWc sont inférieures de 13,7 %.

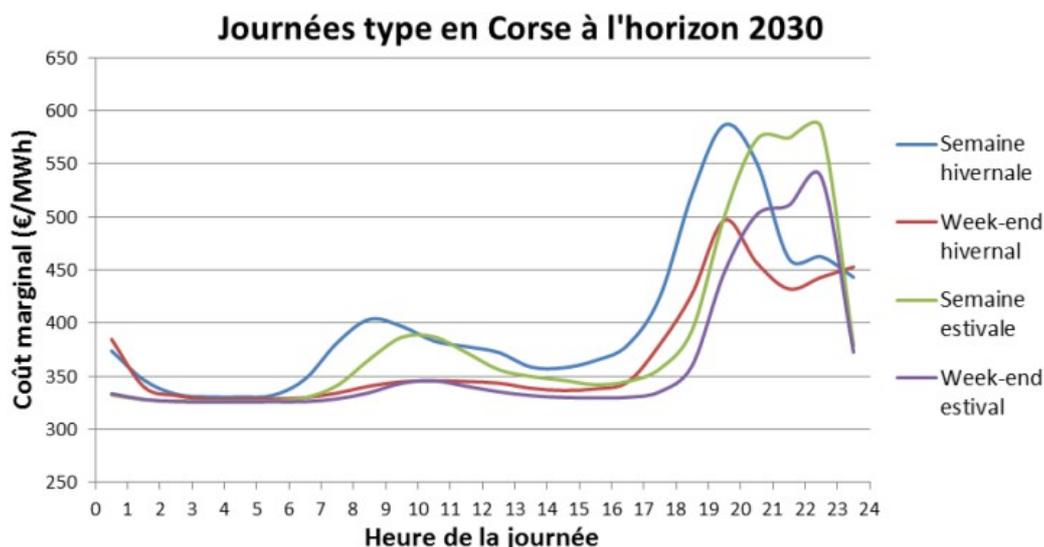
Dans le cas d'une installation en autoconsommation avec vente du surplus :

- les primes à l'installation pour les installations < 3 kWc sont inférieures de 39 % ;
- les primes à l'installation pour les installations < 9 kWc sont inférieures de 29 % ;

le tarif de vente est inférieur de près de 0,5 c€/kWh (différence entre 10 c€/kWh et 9,5 c€/kWh - Cf tableau ci-dessus).

- des tarifs et primes à peine supérieurs pour la gamme de 9 à 500 kWc, alors même que l'insularité génère des surcoûts d'approvisionnement.

Or, dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2016 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées à l'horizon 2030, il est clairement indiqué (graphique ci-dessous) que le coût marginal prévisionnel est situé au-dessus des 32,5 c€/kWh. Ces estimations datent de 2016 et ne prenaient pas en compte le contexte géopolitique actuel.



### **b. Vers un cadre tarifaire territorial pour les EnR ?**

- La compensation des actions de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE), une méthodologie à reproduire

Pour réduire les surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la péréquation tarifaire dans les ZNI, l'article L. 121-7 du code de l'énergie a permis d'étendre le périmètre des coûts relevant des charges de SPE aux coûts supportés dans les ZNI du fait de la mise en œuvre d'actions de MDE, dans la limite des surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter.

Pour résumer, l'État a permis que soient compensées les actions de MDE dans la mesure où elles permettent de diminuer la demande en énergie et donc, en simplifiant, l'électricité produite par les centrales thermiques (considérant que cette dernière est plus chère).

Comme développé ci-dessous, cette méthodologie pourrait être utilement reproduite pour le développement des énergies renouvelables (EnR).

- Un cadre tarifaire territorial pour les EnR

Dans l'annexe 3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, nous pouvons déduire du tableau suivant un coût moyen pour la production d'électricité thermique de 31,3 c€/kWh.

**Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2021**

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Îles Bretonnes		Total		Evolution 2020* - 2021	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Interconnexion	630,1	80,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	630,1	80,9	-4%	147%
Bagasse/Charbon	---	---	277,6	96,6	---	---	---	---	1 150,2	322,6	---	---	1 427,8	419,2	-14%	6%
Thermique	561,5	175,7	902,9	246,9	77,3	18,5	861,0	241,4	1 273,0	328,6	---	---	3 675,7	1 011,1	7%	11%
Hydrogène	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Eolien	12,0	0,9	102,1	20,6	---	---	48,9	10,9	1,9	0,2	---	---	164,9	32,5	22%	26%
Hydraulique	61,3	5,0	11,4	2,4	18,0	2,1	---	---	5,6	0,4	---	---	96,3	9,8	-14%	-15%
Incinération	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Géothermie	---	---	84,0	15,2	---	---	---	---	---	---	---	---	84,0	15,2	-27%	-22%
Biogaz	3,8	0,5	16,9	2,4	---	---	0,5	0,1	16,5	1,6	---	---	37,8	4,6	-5%	-4%
Biomasse	---	---	184,5	72,9	37,4	15,6	228,3	73,0	---	---	---	---	450,2	161,5	100%	142%
Photovoltaïque	253,8	81,3	101,9	39,9	45,3	20,3	71,8	30,0	241,7	110,8	0,204	0,034	714,7	282,3	1%	-1%
<b>Total</b>	<b>1 522,5</b>	<b>344,3</b>	<b>1 681,3</b>	<b>496,9</b>	<b>178,0</b>	<b>56,5</b>	<b>1 210,5</b>	<b>355,2</b>	<b>2 689,0</b>	<b>764,3</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>7 281,6</b>	<b>2 017,1</b>	<b>2,5%</b>	<b>14,8%</b>
Evolution 2020 - 2021	4,9%	27,3%	1,5%	14,1%	-23,6%	-11,6%	-0,4%	6,1%	6,4%	18,5%	0,4%	1,8%				

On note dès lors un écart de 15 à 20 c€/kWh entre les tarifs proposés (tarifs d'achat PV) et les coûts de production thermique. Cet écart pourrait être utilement être mobilisé pour financer le développement du photovoltaïque et des autres EnR. Cela permettrait en outre de réaliser des économies de contribution au service public de l'électricité (CSPE).

À titre d'exemple :

- Pour le photovoltaïque : une installation de 100 kWc permet, sur la base du nouveau tarif envisagé par l'Etat à 12,08 c€/kWh, de dégager 15 700 €/an de recette de vente d'électricité. Si cette production devait être assurée par les centrales thermiques, le coût de production s'élèverait à 40 700 € par an ouvrant droit à une compensation tarifaire (CSPE) d'environ 25 000 €.
- Pour la petite hydroélectricité : sur la base du taux de rémunération actuel de 7,5 %, revu à la baisse suite à un arrêté du 6 avril 2020 (alors de 11 %), en considérant les objectifs atteints de la PPE révisée, soit 30 MW de puissance installée pour environ 90 GWh/an, on peut évaluer les charges d'achat (CSPE) sur 20 ans à près de 190 M€. Si cette production devait être en fine assurée par les centrales thermiques de Corse, cela représenterait alors des charges d'achat de près de 580 M€ sur 20 ans. Aujourd'hui, le taux de rémunération revue à la baisse de 7,5 % n'est pas suffisamment incitatif, et ne permet pas la viabilité économique des projets potentiels recensés. Ainsi le gain théorique de CSPE de 580 - 190 = 390 M€ n'est pas réalisé. Un taux de rémunération incitatif proche du taux initial de 11 % doit être préalablement arrêté.

Ces montants, d'après ces exemples, peuvent servir de base à un calcul plus fin permettant de mobiliser une partie de cette CSPE pour permettre une juste rémunération de la production d'énergies renouvelables.

Il est proposé que cette méthodologie, déjà appliquée pour la massification des actions de MDE, soit appliqué d'une manière similaire pour le développement de toutes les EnR, en Corse, à travers la création d'un cadre tarifaire territorial institué au sein des PPE des ZNI.

### 3. Avis sur la proposition de loi

La proposition de loi du Sénateur Panunzi préconise une majoration de 25 % des tarifs d'achat, ce qui peut effectivement être un moyen de favoriser les projets

impactés par le surcoût lié à l'insularité. Il ne précise pas si, au-delà de la Corse, les autres ZNI sont consultées et si cette proposition leur convient. On ne peut pas le préjuger du simple fait qu'il s'agisse d'une hausse des tarifs.

Aborder le sujet de cette manière soulève également certains écueils :

- La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de Corse, votée par l'Assemblée de Corse et adoptée par décret (Signature du Premier Ministre et de la Ministre de la transition écologique et solidaire), a fait le choix d'un développement de l'ensemble des EnR (PV, Éolien, hydraulique, hydrogène, ...). Une augmentation significative des tarifs d'achats, ciblée sur une filière en particulier, et inscrite dans la loi, irait donc à l'encontre de cette stratégie et risquerait de déstabiliser le développement des autres filières. La PPE soutient au contraire le développement de l'ensemble des EnR et leur répartition uniforme dans l'île pour augmenter la sécurité et la stabilité du réseau électrique pour le fonctionnement ; mieux contrôler l'intermittence et éviter de trop grandes concentrations de projets dans des zones déjà fortement pourvues, et les risques de rejets des populations.
- Cette majoration est supérieure à celle demandée par la CdC (*la proposition du sénateur Panunzi aboutit à une hausse des tarifs actuels de 3 à 4 c€/KWh contre 2 à 3 c€/KWh pour la proposition de la CdC*)., On peut considérer que la question des surcoûts liés à l'insularité (approvisionnement et à l'installation des matériels) et ceux liés à l'inflation générale des prix, mérite une prise en compte spécifique.

Pour ces raisons il est proposé d'émettre un avis favorable à la présente proposition de loi, sous réserves des modifications détaillées dans la délibération jointe au présent rapport, qui ont vocation à prendre en compte la problématique dans son ensemble, et qui consistent à :

- Fixer le principe d'une majoration des tarifs d'achats EnR par rapport aux tarifs en vigueur sur le territoire métropolitain continental.
- Créer comme exposé au point 3 du présent rapport, au sein des PPE des ZNI, un cadre tarifaire territorial pour les EnR dans lequel sont définis les niveaux tarifaires, et leur méthodologie de calcul. Ces tarifs sont fixés de façon à atteindre les objectifs des PPE pour l'ensemble des filières EnR à l'instar de ce qui se pratique déjà pour les actions de MDE. Seront mis en évidence, d'une part, les charges de CSPE correspondantes (les tarifs versés sur la durée du contrat entre le producteur et EDF, compensés par la CRE) et, d'autre part, les économies de CSPE que ces projets EnR permettent de réaliser sur la même période. Une efficacité supérieure à 1 permet de garantir des économies de CSPE.

Je vous prie de bien vouloir en délibérer.

**Annexe 1**

**Saisine du Sénateur**



A Sorbollano, le 29 décembre 2022,

Madame la Présidente de l'Assemblée de Corse,  
Monsieur le Président du Conseil Exécutif de Corse,

**JEAN-JACQUES PANUNZI**

SENATEUR  
DE LA CORSE-DU-SUD

MEMBRE DE LA COMMISSION  
DES AFFAIRES ETRANGERES,  
DE LA DEFENSE ET DES FORCES  
ARMEES

Le 9 décembre dernier, j'ai déposé au Sénat la proposition de loi n°199 relative à la majoration du tarif de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées, que vous trouverez ci-joint.

Conformément au V de l'article 4422-16 du Code Général des Collectivités Territoriales qui dispose que « *L'Assemblée de Corse est consultée sur les projets et les propositions de loi ou de décret comportant des dispositions spécifiques à la Corse* », l'avis de l'Assemblée de Corse est requis.

Je vous demande de me faire savoir la date de la séance publique au cours de laquelle sera inscrit à l'ordre du jour le rapport donnant avis sur la proposition de loi n°199.

Je vous prie de croire, Madame la Présidente de l'Assemblée de Corse, Monsieur le Président du Conseil Exécutif de Corse, en l'assurance de ma très haute considération.

Jean-Jacques PANUNZI

P.J. : Proposition de loi n°199

**Madame Marie-Antoinette MAUPERTUIS**  
Présidente de l'Assemblée de Corse

**Monsieur Gilles SIMEONI**  
Président du Conseil Exécutif de Corse

**Collectivité de Corse**  
**22, Cours Grandval**  
**20 000 AJACCIO**

**Annexe 2**

**Projet de loi 199**

# Proposition de loi

Majoration du tarif de rachat de l'électricité  
produite à partir d'énergies renouvelables  
dans les zones non interconnectées

**M. Jean-Jacques PANUNZI,**  
Sénateur

Envoyée à la commission des affaires  
économiques

**N° 199**

2022-2023



**N° 199**

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2022-2023

Enregistré à la Présidence du Sénat le 9 décembre 2022

PROPOSITION DE LOI

*instituant une **majoration du tarif de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées,***

PRÉSENTÉE

Par MM. Jean-Jacques PANUNZI, Jérôme BASCHER, Antoine LEFÈVRE, Pierre CHARON, Patrick CHAIZE, Mme Catherine BELRHITI, MM. Jean-Raymond HUGONET, Claude KERN, Jacques GROSPERRIN, Gilbert FAVREAU et Christian KLINGER,

Sénateurs et Sénatrice

*(Envoyée à la commission des affaires économiques, sous réserve de la constitution éventuelle d'une commission spéciale dans les conditions prévues par le Règlement.)*



## EXPOSÉ DES MOTIFS

Mesdames, Messieurs,

L'article 314-4 du Code de l'Energie dispose dans son dernier alinéa que « *Pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer peuvent arrêter, après avis du président de la collectivité et de la Commission de régulation de l'énergie, des conditions d'achat propres à la région, au département ou à la collectivité.* »

Concrètement, il s'agit de permettre aux zones non interconnectées de disposer de conditions d'achat différenciées. C'est le pouvoir réglementaire qui est chargé de statuer par voie d'arrêté.

Par cette proposition de loi, il est proposé d'imposer un delta de majoration de 25 points en faveur de l'énergie produite dans les territoires non interconnectés par rapport à celle générée en France continentale. L'enjeu est évident. Dans le cadre de l'élaboration des PPE et des objectifs d'autarcie énergétique, il est impératif de favoriser l'implantation de solutions ENR, principalement photovoltaïques, pour y arriver ; d'autant plus qu'il s'agit majoritairement d'îles bénéficiant d'un ensoleillement record.

Il n'est pas inutile de rappeler qu'un territoire comme la Corse, qui ne dispose pas de réelle connexion, ni d'unité nucléaire, ni de perspective gazière et aspire à se défaire des deux centrales fonctionnant au fuel, ambitionne d'ici 2050 de parvenir à une autosuffisance énergétique via le déploiement massif des énergies renouvelables.

En Corse comme dans les territoires ultra-marins non interconnectés, la seule façon d'y arriver est de booster cette dynamique via la majoration du tarif de rachat de l'électricité qui fait trop souvent l'objet de variations et de fluctuations ne laissant que peu de visibilité aux porteurs de projet.

Par rapport à la France continentale, les ZNI se trouvent clairement désavantagées sur plusieurs points :

- Le surcoût lié à l'insularité du transport des matériaux qui ont eux-mêmes augmenté dans l'absolu fait que de nombreux projets sont bloqués par la hausse des coûts (+50% sur le panneau solaire par exemple). L'augmentation du tarif de rachat s'avère nécessaire pour maintenir une filière photovoltaïque sur bâtiment rentable dans ces territoires.
- Comment expliquer que seule la France continentale ait pu bénéficier depuis plus d'un an d'une évolution de l'arrêté tarifaire rehaussant le guichet ouvert de 100 à 500 kWc ?
- Le plafond à 100 kWc, qui reste en vigueur dans les ZNI, est un frein puissant au bon développement des projets EnR puisqu'il empêche de valoriser les toitures de grande taille via un unique projet et alourdit les procédures administratives.

- L'autorisation des projets de production d'énergies renouvelables sous le régime des compléments de rémunération dont l'électricité peut être vendue sur les marchés durant 18 mois avant la prise d'effet de leurs contrats ne concerne que la France continentale. Les producteurs dont les projets sont implantés en ZNI ne peuvent vendre l'électricité produite que sur le marché réglementé, limitant fortement leurs marges de manœuvre et leurs perspectives de développement.

Autant de raisons qui justifient un mécanisme de compensation destiné à maintenir l'attractivité des ZNI pour les projets solaires, d'autant plus qu'elles disposent pour la plupart d'un meilleur ensoleillement, qu'elles peuvent être des laboratoires en termes d'autonomie énergétique, et surtout que le déploiement des EnR sur leurs territoires générerait des économies en hydrocarbures et donc en dépenses budgétaires pour la puissance publique.

<b>Puissance (en Kilo Watt Crête)</b>	<b>France continentale</b>	<b>Corse</b>	<b>Guadeloupe Martinique</b>	<b>La Réunion</b>	<b>Mayotte</b>	<b>Guyane</b>
<b>P &lt; 3 KwC</b>	195,1 €/MWh	169,4 €/MWh	192 €/MWh	180,7 €/MWh	214,6 €/MWh	203,3 €/MWh
<b>3 KwC &lt; P &lt; 9 KwC</b>	165,8 €/MWh	150,6 €/MWh	170,6 €/MWh	160,6 €/MWh	190,7 €/MWh	180,7 €/MWh
<b>9 KwC &lt; P &lt; 36 KwC</b>	118,7 €/MWh	138 €/MWh	156,4 €/MWh	147,2 €/MWh	174,8 €/MWh	165,6 €/MWh
<b>36 KwC &lt; P &lt; 100 KwC</b>	103,3 €/MWh	125,5 €/MWh	142,2 €/MWh	133,8 €/MWh	158,9 €/MWh	150,6 €/MWh

À la lecture de ce tableau comparatif des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque de vente en totalité au 2<sup>ème</sup> semestre 2022, dernier point comparable puisque le tarif d'achat pour le 3<sup>ème</sup> trimestre n'a été augmenté que pour la France continentale, on constate des variations entre l'Hexagone et les ZNI à chaque échelon de puissance produite.

Globalement, on peut constater que l'électricité est achetée plus chère dans les ZNI à partir de 9 KwC, mais avec une variation qui entretient l'incertitude, alors qu'elle est vendue moins chère qu'en France continentale en-deçà de ce niveau de puissance.

L'objet de cette proposition de loi est clairement d'ancrer dans la loi un différentiel d'au moins 25%, en faveur des ZNI, dans le tarif de rachat de l'électricité par rapport à celui de base arrêté en France continentale par le Gouvernement, quelle que soit la puissance générée. Un delta minimal que les autorités compétentes devront par la suite respecter pour assurer des conditions équitables de déploiement des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées.



**Proposition de loi instituant une majoration du tarif de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées**

**Article unique**

- I. – La première phrase du dernier alinéa de l'article L. 314-4 du code de l'énergie est remplacée par deux phrases ainsi rédigées : « Pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna, le tarif de rachat est majoré de 25 % par rapport au tarif de rachat en vigueur sur le territoire métropolitain continental. Les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer peuvent arrêter un taux de majoration supérieur après avis du président de la collectivité et de la Commission de régulation de l'énergie. »
- II. – La perte de recettes résultant pour l'État du I est compensée, à due concurrence, par la création d'une taxe additionnelle à l'accise sur le tabac prévue au chapitre IV du titre I<sup>er</sup> du livre III du code des impositions sur les biens et services.



## **Cunsigliu Esecutivu Conseil Exécutif**

### **ARRETE N° 23/008CE DU PRESIDENT DU CONSEIL EXECUTIF DE CORSE ARRESTATU N° 23/008CE DI U PRESIDENTE DI U CUNSIGLIU ESECUTIVU DI CORSICA**

#### **Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts**

L'an deux mille vingt trois, le dix sept janvier, le Conseil Exécutif s'est réuni in Bastia, sous la présidence de M. Gilles SIMEONI, Président du Conseil Exécutif de Corse.

#### **ETAIENT PRESENTS : Mmes et MM.**

Guy ARMANET, Angèle BASTIANI, Bianca FAZI, Gilles GIOVANNANGELI, Lauda GUIDICELLI-SBRAGGIA, Dominique LIVRELLI, Antonia LUCIANI, Flora MATTEI, Julien PAOLINI, Gilles SIMEONI, Alex VINCIGUERRA

#### **LE PRESIDENT DU CONSEIL EXECUTIF DE CORSE**

- VU** le Code général des collectivités territoriales, titre II, livre IV, IV<sup>ème</sup> partie, et notamment ses articles L.4421-1 à L.4426-1 et R.4425-1 à D.4425-53,
- VU** la loi n° 2015-992 du 17 août 2015, relative à la transition énergétique pour la croissance verte,
- VU** le décret n°2019-1340 du 11 décembre 2019 portant modification du décret n°2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'Energie de Corse,
- VU** la délibération n° 13/272 AC de l'Assemblée de Corse du 20 décembre 2013 portant adoption du schéma régional climat air énergie (SRCAE) et son annexe, le schéma régional éolien,
- VU** la délibération n° 15/254 AC de l'Assemblée de Corse du 29 octobre 2015 adoptant le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie,
- VU** la délibération n° 21/080 AC de l'Assemblée de Corse du 29 avril 2021 adoptant le projet de révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie,
- VU** la délibération n° 21/122 AC de l'Assemblée de Corse du 22 juillet 2021 portant délégation d'attributions de l'Assemblée de Corse au Conseil exécutif de Corse et à son Président,

**VU** la lettre de saisine du Ministère de la transition énergétique en date du 16 novembre 2022, parvenue à la Collectivité de Corse le 21 novembre.

**SUR** rapport du Président du Conseil Exécutif de Corse,

**APRES EN AVOIR DELIBERE EN CONSEIL EXECUTIF DE CORSE**

**(SGCE – RAPPORT N° 0053)**

**ARTICLE PREMIER** : **APPROUVE** le rapport du Président du Conseil exécutif de Corse, tel qu'il figure en annexe du présent arrêté.

**ARTICLE 2** : **PROPOSE** d'autoriser l'Etat et la Collectivité de Corse à utiliser la procédure de « modification simplifiée » dans le cas où les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) seraient atteints afin d'éviter des « stop and go » provoqués par la mise à zéro du tarif.

**ARTICLE 3** : **PROPOSE** une révision à la hausse des niveaux tarifaires en Corse afin de prendre en compte, d'une part les surcoûts aux approvisionnements et à l'installation des matériels et d'autre part ceux liés l'inflation générale des prix. Les tarifs cibles devraient se situer entre ceux de la métropole continentale et ceux de la moyenne des autres Zones non interconnectées (ZNI).

**ARTICLE 4** : **PROPOSE** de supprimer le critère d'intégration et de basculer le montant des primes à l'intégration sur les primes à l'installation de façon pérenne.

**ARTICLE 5** : **PROPOSE** de modifier la formule du calcul de compensation de la limitation de la puissance active dans l'annexe 1 du projet de décret pour supprimer la notion de déconnexion.

**ARTICLE 6** : **PROPOSE** de modifier l'annexe 3 du projet de décret afin de clairement préciser les règles pour établir les sites d'implantation.

**ARTICLE 7** : **PROPOSE** d'établir un Cadre territorial des Energies renouvelables (EnR), à l'instar du Cadre territorial de compensation pour la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE), dans lequel seraient définis les niveaux tarifaires nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE pour l'ensemble des filières EnR compatibles avec une efficacité supérieure à 1 pour la Commission de régulation de

l'énergie (CRE) permettant de garantir des économies de Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

**ARTICLE 8** :

Le présent arrêté fera l'objet d'une publication au portail des actes de la Collectivité de Corse : <https://actes.isula.corsica/webdelibplus>.

AIACCIU, le 17 janvier 2023

Le Président du Conseil Exécutif de Corse,  
U Presidente



Gilles SIMEONI

**Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts**

**Rapport du Président  
du Conseil Exécutif de Corse**

**Raportu di u Presidente di u Cunsigliu Esecutivu di Corsica**

**1. Contexte**

Depuis 2011, la rémunération de la production électrique à partir d'installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque est réalisée dans les Zones non interconnectées (ZNI) au travers d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kilowatts (kWc) et d'une obligation d'achat dont les conditions sont définies au travers d'un arrêté tarifaire pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 100kWc, le dernier arrêté datant du 04 mai 2017.

Depuis 2022, le gouvernement, via la CRE, lance des appels d'offres pour des installations d'une puissance supérieure à 500 kWc.

Dans la mesure où en région continentale l'arrêté tarifaire publié en 2021 (S21) définit un tarif de rachat pour des installations jusqu'à 500kWc, l'ensemble des gammes de puissances des installations photovoltaïques peuvent se développer à contrario des ZNI où il n'existe plus de cadre tarifaire pour les projets supérieurs à 100kWc et inférieurs à 500kWc alors qu'ils représentent un gisement important.

En l'absence de cadre tarifaire, les projets supérieurs à 100kWc et inférieurs à 500kWc ne peuvent plus se développer dans les ZNI.

C'est dans ce cadre que la Ministre de la transition énergétique propose de modifier de manière analogue à la région continentale l'arrêté tarifaire pour les ZNI.

Il est à noter que le Conseil exécutif a, de son côté, procédé à l'établissement d'un état des lieux de la filière, des résultats obtenus et des mesures à mettre en œuvre pour répondre aux besoins.

**2. Contenu**

Le projet d'arrêté tarifaire présenté par le Ministère reprend les principales modifications apportées par l'arrêté S21 en région continentale :

- le relèvement du plafond d'éligibilité à 500 kWc ;
- l'éligibilité des ombrières photovoltaïques ;
- l'imposition d'un bilan carbone inférieur à 550 kgCO<sub>2</sub>e/kWc pour les

- installations supérieures à 100kWc ;
- la création d'une prime d'intégration paysagère ;
  - l'interdiction explicite des serres alibis et des ombrières en plein champ ;
  - l'introduction des dispositions transitoires pour les installations bénéficiant d'un arrêté tarifaire antérieur mais ne disposant pas encore de contrat signé ;
  - autorise explicitement les installations avec stockage de l'électricité.

Enfin, ce projet d'arrêté prévoit des évolutions par rapport aux conditions précédentes, fixées par l'arrêté du 4 mai 2017 :

- le producteur ne peut pas cumuler pour une même installation les primes et tarifs avec un autre soutien public financier, provenant d'un **régime d'aides local, régional**, national ou de l'Union européenne.
- pour les installations de puissance inférieure à 100kWc, il est introduit des primes à l'investissement et des tarifs spécifiques pour la vente avec injection en surplus (ce dispositif n'existait pas dans l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat d'électricité photovoltaïque en ZNI) ;
- les tarifs et les primes sont également individualisés par ZNI, afin que ceux-ci reflètent la dynamique locale et non plus sur celle de la région continentale ;
- les coefficients de dégressivité semestriels des tarifs sont à présent spécifiques aux ZNI et basés sur les volumes de demandes de raccordement en ZNI. Les coefficients sont identiques pour toutes les ZNI.
- il est demandé la fourniture d'un certificat attestant de la qualification ou de la certification professionnelle de l'installateur, à l'image des objectifs recherchés par la charte régionale des installateurs solaires en Corse mise en œuvre par l'AUE.

Le tableau suivant récapitule les tarifs existants en Corse et en région continentale actuellement ainsi que les propositions d'évolutions du nouvel arrêté.

Gamme de puissance	Tarif continent	Tarif et primes en Corse		Primes à l'intégration en Corse (= continent)	
		Arrêté actuel	Nouvel arrêté	Prime intégration pour les 5 premiers MWc en €/kWc	Prime intégration pour les 20 premiers MWc en €/kWc
	01/08/2022 31/10/2022	01/08/2022 31/10/2022	XX/XX/2023 XX/XX/2023		
	<b>Vente en totalité</b>	<b>Vente en totalité</b>			
	<b>Tarif = Tdk</b>	<b>Tarif = Tdk</b>			
0 < P + Q ≤ 3 kWc	20,22	17,54	16,6725	238	133
3 kWc < P + Q ≤ 9 kWc	17,18	15,59	14,82	238	133
9 kWc < P + Q ≤ 36 kWc	12,31	14,29	13,585	238	133
36 kWc < P + Q ≤ 100 kWc	10,70	12,99	12,35	238	133
	<b>Vente du surplus</b>	<b>Vente du surplus</b>			
	<b>Prime maxi installation = Pk (€/Wc)</b>	<b>Prime maxi installation = Pk (€/Wc)</b>			
	<b>Tarif = Tfk</b>	<b>Tarif = Tfk</b>			
0 < P + Q ≤ 3 kWc	0,43	10	0,26104	9,51678	238
3 kWc < P + Q ≤ 9 kWc	0,32	10	0,22672	9,51678	238
9 kWc < P + Q ≤ 36 kWc	0,18	6	0,18096	7,644	238
36 kWc < P + Q ≤ 100 kWc	0,09	6	0,104	7,644	238
	<b>Vente du surplus ou en totalité</b>	<b>Vente du surplus ou en totalité</b>			
	<b>Prime</b>	<b>Prime</b>			
	<b>Tarif</b>	<b>Tarif = Tek</b>			
100 kWc < P + Q ≤ 250 kWc	0	11,07	0	12,08	235
250 kWc < P + Q ≤ 500 kWc	0	11,07	0	12,08	233

Il apparaît des tarifs et primes inférieurs en Corse par rapport à la métropole continentale pour les installations inférieures à 9kWc, c'est-à-dire pour la cible des particuliers.

Dans le cas d'une installation avec vente en totalité :

- le tarif de vente pour les installations < 3kWc sont inférieures de 17,5% ;
- le tarif de vente pour les installations < 9kWc sont inférieures de 13,7%.

Dans le cas d'une installation en autoconsommation avec vente du surplus :

- les primes à l'installation pour les installations < 3kWc sont inférieures de 39% ;
- les primes à l'installation pour les installations < 9kWc sont inférieures de 29% ;
- le tarif de vente est inférieur de près de 0,5c€/kWh (différence entre 10 c€/kWh et 9.5 c€/kWh – Cf tableau ci-dessus).

### **3. Analyse**

Si ce projet d'arrêté propose un tarif d'achat pour la tranche 0-500kWc, et corrige ainsi l'absence de cadre réglementaire pour la tranche 100-500kWc, certaines propositions d'adaptation sont nécessaires.

a) Annulation du tarif en cas d'atteinte des objectifs de la PPE

Dans l'annexe 1 du projet d'arrêté définissant les niveaux de tarifs et de primes, une disposition vient baisser le tarif à 0€/kWh en cas d'atteinte des objectifs de la PPE pour la filière : « *Si sur le réseau considéré, la somme des puissances de raccordement des installations utilisant l'énergie solaire est supérieure à l'objectif de la PPE, alors le tarif sera = 0* », pour toutes les gammes de puissances en vente du surplus ou en totalité.

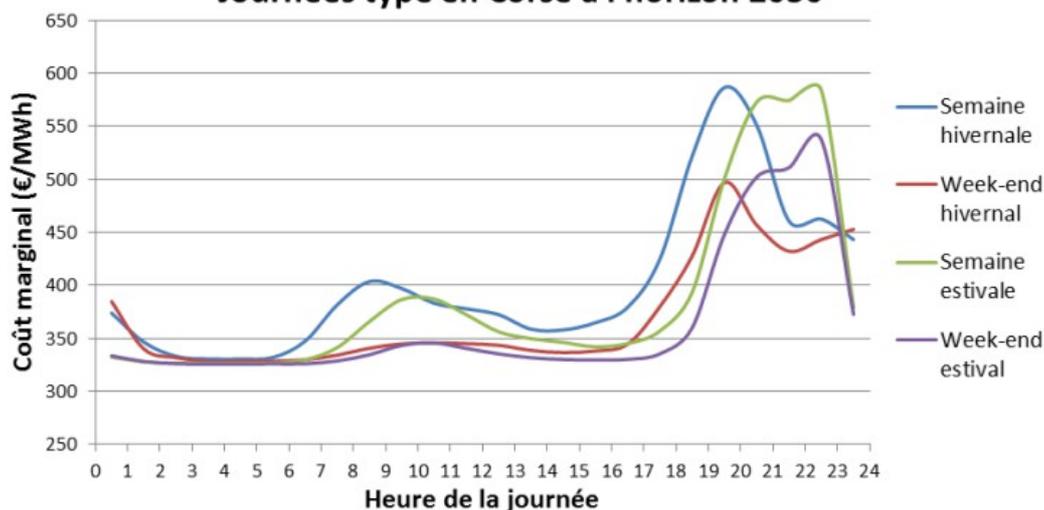
**A cet effet, il est proposé de modifier le projet d'arrêté afin d'autoriser l'Etat et la CdC à utiliser la procédure de « modification simplifiée » dans le cas où les objectifs de la PPE seraient atteints afin d'éviter des « stop and go » provoqués par la mise à zéro du tarif qui seraient très néfastes pour la filière (cf. Proposition 1 ci-après).**

b) Tarifs et primes

On observe des primes et tarifs inférieurs aux primes et tarifs du continent pour les gammes de puissance de 0 à 9kWc, alors que pour la gamme de 9 à 500kWc, les tarifs et primes sont à peine supérieurs alors même que l'insularité génère des surcoûts d'approvisionnement.

Dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2016 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées à l'horizon 2030, il est clairement indiqué dans le graphique suivant que le coût marginal prévisionnel est situé au-dessus des 32,5 c€/kWh. Ces estimations datent de 2016 et ne prenaient pas en compte le contexte géopolitique actuel.

## Journées type en Corse à l'horizon 2030



Dans l'annexe 3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, nous pouvons déduire du tableau suivant un coût moyen pour la production thermique de 31,3 c€/kWh.

**Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2021**

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Iles Bretonnes		Total		Evolution 2020 <sup>0</sup> - 2021	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Interconnexion	630,1	80,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	630,1	80,9	-4%	147%
Bagasse/Charbon	---	---	277,6	96,6	---	---	---	---	1 150,2	322,6	---	---	1 427,8	419,2	-14%	6%
Thermique	561,5	175,7	902,9	246,9	77,3	18,5	861,0	241,4	1 273,0	328,6	---	---	3 675,7	1 011,1	7%	11%
Hydrogène	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Eolien	12,0	0,9	102,1	20,6	---	---	48,9	10,9	1,9	0,2	---	---	164,9	32,5	22%	26%
Hydraulique	61,3	5,0	11,4	2,4	18,0	2,1	---	---	5,6	0,4	---	---	96,3	9,8	-14%	-15%
Incinération	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Géothermie	---	---	84,0	15,2	---	---	---	---	---	---	---	---	84,0	15,2	-27%	-22%
Biogaz	3,8	0,5	16,9	2,4	---	---	0,5	0,1	16,5	1,6	---	---	37,8	4,6	-5%	-4%
Biomasse	---	---	184,5	72,9	37,4	15,6	228,3	73,0	---	---	---	---	450,2	161,5	100%	142%
Photovoltaïque	253,8	81,3	101,9	39,9	45,3	20,3	71,8	30,0	241,7	110,8	0,204	0,034	714,7	282,3	1%	-1%
<b>Total</b>	<b>1 522,5</b>	<b>344,3</b>	<b>1 681,3</b>	<b>496,9</b>	<b>178,0</b>	<b>56,5</b>	<b>1 210,5</b>	<b>355,2</b>	<b>2 689,0</b>	<b>764,3</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>7 281,6</b>	<b>2 017,1</b>	<b>2,5%</b>	<b>14,8%</b>
Evolution 2020 - 2021	4,9%	27,3%	1,5%	14,1%	-23,6%	-11,6%	-0,4%	6,1%	6,4%	18,5%	0,4%	1,8%				

On note qu'il y a un écart significatif entre les tarifs proposés et les coûts de production ce qui permet d'appuyer le développement du photovoltaïque tout en réalisant des économies de Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Enfin, on note que le tarif en Corse diminue par rapport au dernier trimestre alors que sur le continent le tarif augmente tous les trimestres depuis l'été 2022 notamment d'intégrer les hausses de prix dans le contexte actuel.

**Le Conseil exécutif propose que les tarifs se situent dans une fourchette intermédiaire entre régions du continent et celles en zones non interconnectées.**

### c) Prime à l'intégration

Une prime à l'intégration est proposée pour tous les types de contrat et toutes les gammes de puissance, mais seulement pour les 5 premiers MW, elle baisse ensuite fortement jusqu'au 20 premiers MW pour disparaître ensuite.

L'intégration en toiture fait baisser la production de façon non négligeable, du fait de l'absence de ventilation, donc d'un échauffement des modules photovoltaïques. **C'est pourquoi, il est proposé de modifier le projet d'arrêté afin de faire basculer le montant de cette prime sur les primes à l'installation de façon pérenne (et donc pas uniquement sur les 20 premiers MW) (cf. Proposition 3 ci-après).**

d) Limitation de la puissance active

Il est prévu de compenser la limitation de puissance active des installations et non plus de compenser la déconnexion des installations. Cela signifie qu'EDF a la possibilité de ne plus déconnecter des installations entières, mais seulement d'en limiter la puissance active, ce qui permettra aux installations en autoconsommation de pouvoir continuer d'alimenter le bâtiment concerné même en cas d'atteinte du plafond de 35% des énergies renouvelables (EnR) fatales sur le réseau.

**L'annexe 1 du projet d'arrêté comporte des coquilles dans la mesure où il apparaît encore les heures de déconnexions et non la puissance de limitation. A cet effet, il est proposé de modifier cette partie de l'annexe 1 afin de la mettre en cohérence avec l'objectif recherché (cf. Proposition 4 ci-après).**

e) Règles pour établir les contours des sites d'implantation

L'annexe 3 précise les règles retenues pour identifier les installations « distinctes » afin d'éviter une multiplication d'ouvrage dans un périmètre distinct. **Les modalités proposées ne semblent pas claires et nécessitent d'être modifiées afin de s'assurer de l'atteinte de l'objectif recherché (cf. Proposition 5 ci-après).**

#### **4. Synthèse des propositions**

**Proposition 1 :** Il est proposé d'autoriser l'Etat et la CdC à utiliser la procédure de « modification simplifiée » dans le cas où les objectifs de la PPE seraient atteints afin d'éviter des « stop and go » provoqués par la mise à zéro du tarif qui seraient très néfastes pour la filière.

**Proposition 2 :** Il est proposé une révision à la hausse des niveaux tarifaires en Corse afin de prendre en compte d'une part les surcoûts aux approvisionnements et à l'installation des matériels et d'autre part ceux liés l'inflation générale des prix. Les tarifs cibles devraient se situer entre ceux de la métropole continentale et ceux de la moyenne des autres ZNI.

**Proposition 3 :** Afin d'augmenter la production photovoltaïque, il est proposé de supprimer le critère d'intégration et de basculer le montant des primes à l'intégration sur les primes à l'installation de façon pérenne (et donc pas uniquement sur les 20 premiers MW).

**Proposition 4 :** Il est proposé de modifier la formule du calcul de compensation de la limitation de la puissance active l'annexe 1 du projet de décret pour supprimer la notion de déconnexion.

**Proposition 5 :** Il est proposé de modifier l'annexe 3 du projet de décret afin de clairement préciser les règles pour établir les sites d'implantation.

#### **5. Proposition complémentaire d'évolution du dispositif tarifaire à moyen terme**

Il est proposé d'établir un Cadre territorial des EnR, à l'instar du Cadre territorial de compensation pour la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE), dans lequel seraient définis les niveaux tarifaires nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE pour l'ensemble des filières EnR compatibles avec une efficacité supérieure à 1 pour la CRE permettant de garantir des économies de CSPE.

**Annexe 1**

**Saisine du ministère**



**MINISTÈRE  
DE LA TRANSITION  
ÉNERGÉTIQUE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

La ministre  
M.M. : NTE/2023-11/64461

Paris le,

16 NOV. 2022

3126

Courrier Arrivée

NOV. 2022

Cabinet du Président  
du Conseil Exécutif de Corse

Monsieur Gilles Siméoni  
Président du conseil exécutif de Corse  
22, cours Grandval BP 215  
20187 AJACCIO

Monsieur le Président,

Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectif de porter la part des énergies renouvelables à 33 % au moins de la consommation finale brute d'énergie en 2030. A cette date, les énergies renouvelables devront représenter au moins 40 % de la production d'électricité.

Pour permettre l'atteinte de cet objectif, le ministère de la transition énergétique souhaite faire évoluer 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<sup>e</sup> 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.

Les évolutions envisagées par rapport à l'arrêté du 4 mai 2017 sont :

- le relèvement du plafond d'éligibilité à 500 kWc ;
- pour les installations de puissance inférieure à 100kWc, la mise en place de primes à l'investissement et de tarifs spécifiques pour la vente avec injection en surplus ;
- l'individualisation des tarifs et des primes par territoire, afin que ceux-ci se calent sur la dynamique locale et non plus sur celle de la métropole.

En application de l'article L. 314-4 du code de l'énergie, je vous prie de bien vouloir trouver, ci-joint, pour avis un projet d'arrêté que je vous propose de rendre dans un délai de deux mois.

Mes services sont à votre disposition pour tout échange sur ces éléments.

Aussi je vous invite à prendre contact avec M. Antonin MILZA, conseiller énergies renouvelables et filières industrielles, auprès de son secrétariat au 01 40 81 11 33 ou par mail, [secretariat.milza@climat-energie.gouv.fr](mailto:secretariat.milza@climat-energie.gouv.fr).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes salutations distinguées.

*Chalumeusement,*

*Munacher*

Agnès PANNIER-RUNACHER

**Annexe 2**

**Projet d'arrêté**

## RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Ministère de la transition énergétique

**Arrêté du xxx 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 habité à l'année.**

**NOR:**

**Le ministre de l'économie, des finances de la souveraineté industrielle et numérique, la ministre de la transition écologique et le ministre délégué chargé des outre-mer,**

Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 314-1 à L. 314-13 et R. 314-1 à R. 314-23 ;

Vu le décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie ;

Vu 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 ;

Vu l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du xxx ;

Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du xxx ;

Vu l'avis du président de la collectivité de Corse en date du xxx ;

Vu les [saisines pour] avis des présidents des collectivités de Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et de La Réunion en date du xxx,,

**Arrêtent :**

## Article 1<sup>er</sup>

Le présent arrêté fixe 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 situées, en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion, à Wallis et Futuna, à Saint-Pierre et Miquelon à ainsi que dans les îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année.

Si l'installation se situe en Guyane hors de la zone littorale interconnectée, alors le présent arrêté s'applique aux seules installations dont la puissance crête installée est inférieure ou égale à 100 kilowatts.

Les installations mises en service avant la date de publication du présent arrêté, ou qui ont déjà produit de l'électricité dans le cadre d'un contrat commercial ne peuvent bénéficier d'un contrat d'achat dans les conditions prévues par le présent arrêté.

Les installations ayant demandé un contrat de gré à gré au sens de l'article XXX du code de l'énergie avant la parution du présent arrêté, sont éligibles sous réserve du respect de l'alinéa précédent.

Parmi les installations de puissance strictement supérieure à 100kWc seules celles présentant un bilan carbone inférieur à 550kg eq CO<sub>2</sub>/kWc bénéficieront d'un contrat d'achat. La méthodologie de calcul du bilan carbone est précisée à l'annexe 6 et 6 bis.

## Article 2 [définitions]

Au sens du présent arrêté, on entend par :

« Achèvement » : date de fourniture à l'acheteur obligé:

— pour une installation d'une puissance inférieure ou égale à 100kWc, l'attestation de conformité aux prescriptions de sécurité mentionnée dans le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 au visa d'un des organismes visés à l'article 4 de ce même décret (ou Consuel) ;

— pour une installation d'une puissance supérieure à 100kWc, l'attestation visée à l'article R. 314-7 du code de l'énergie établie par un organisme agréé dans les conditions prévues par l'arrêté du 2 novembre 2017 relatif aux modalités de contrôle des installations de production d'électricité.

« Acheteur » : Electricité de France ou la société concessionnaire de la distribution publique d'électricité à Mayotte.

« Brique » : Découpe et mise en forme du lingot avant sciage en plaquettes

« Distance entre deux installations » : distance au sol la plus courte entre les capteurs des deux installations.

« Eléments auxiliaires » : organes techniques sans lesquels l'installation de production d'électricité ne pourrait pas fonctionner. Ils font partie intégrante de l'installation photovoltaïque. Les auxiliaires sont les appareils assurant la fourniture du courant pour la commande de l'appareillage électrique et pour tout le matériel mécanique permettant l'exploitation de l'installation photovoltaïque (onduleur, automates, transformateurs dédiés, climatiseurs et alimentation d'armoires électriques dédiées, etc.).

« Hangar » : Ouvrage couvert :

- utilisé pour le stockage de véhicules, de denrées et autres équipements agricoles ou piscicoles, de matières premières, de matériaux, de déchets ou de produits finis ; ou
- utilisé pour abriter des animaux dans un lieu clos, y compris les abris de type « volière » ; ou
- destiné à la pratique d'activités sportives, scolaires ou périscolaires.

Le Hangar doit permettre le travail, ou, dans le cas du 3<sup>e</sup> tiret, les activités mentionnées, dans un lieu couvert et n'a pas de contrainte en matière de clos - à l'exception des abris pour animaux - et de typologie de couvert.

« Implantation sur bâtiment » : une installation photovoltaïque est implantée sur bâtiment lorsque le système photovoltaïque est installé sur un ouvrage fixe et pérenne comportant ou non des fondations, générant un espace utilisable et remplissant les critères généraux d'implantation définis à l'annexe 2. Un bâtiment est couvert et comprend au minimum trois faces assurant le clos.

« Implantation sur ombrière » : Une installation photovoltaïque est implantée sur ombrière lorsque le système photovoltaïque est installé sur une structure recouvrant tout ou partie d'une aire de stationnement, un canal artificialisé, un bassin d'eau artificiel ou toute autre surface destinée à servir d'abri pour le stockage de matériels, de matériaux, de matières premières, de déchets, de produits finis ou de véhicules.

« Installateur » : personne physique ou morale en charge de la réalisation de l'installation photovoltaïque (conception, étude, calepinage, mise en oeuvre)

« Installation photovoltaïque » : ensemble composé du système photovoltaïque et des éléments assurant la transmission et la transformation du courant électrique (câblages, onduleurs, etc.) jusqu'au point de livraison.

« Kerf (perte du sciage) » : Il s'agit des pertes du silicium, sous forme de poudre, issu de l'étape découpe des briques en plaquettes de silicium.

« Lingot » : Bloc issu de la cristallisation du polysilicium.

« MG-Si » : Silicium métallurgique issu de la transformation de la silice, contenue dans le quartz, à l'aide d'un four à arc électrique.

« Module photovoltaïque » : assemblage de cellules photovoltaïques interconnectées complètement protégé de l'environnement

« Plan des éléments de couverture » : plan tangent aux points hauts des éléments de couverture, hors éléments en saillie (faîtage, chatière, fenêtres de toit...).

« Plan du système photovoltaïque » : plan tangent aux points hauts du champ des modules photovoltaïques, hors éléments en saillie (chatières, abergements, éléments de ventilation du procédé...).

« Plaquettes de silicium » : Fines tranches de silicium issues de la découpe du lingot de silicium qui sont ensuite utilisées pour obtenir les cellules des modules photovoltaïques.

« Polysilicium » : Silicium de qualité solaire issu de la purification de silicium par voie chimique, métallurgique ou autre.

« Puissance installée » : puissance crête totale des générateurs photovoltaïques de l'installation, telle que définie par les normes NF EN 61215 et NF EN 61646.

« Producteur » : personne physique ou morale bénéficiant du contrat d'achat.

« Serre agricole » Structure close et couverte destinée à la production agricole ou arboricole dont le toit est en partie transparent pour laisser passer la lumière. Les faces de type verres horticoles, plastique ou les filets brise vent et anti-insectes sont acceptées. Une serre agricole est considérée être un bâtiment pour l'application du présent arrêté.

« Site d'implantation » : les contours d'un site d'implantation s'apprécient en fonction de la distance entre les installations et de la propriété des bâtiments ou ombrières sur lesquelles elles sont implantées. Les règles sont données à l'annexe 3 du présent arrêté.

« Système photovoltaïque » : procédé ou solution technique de construction, rigide ou souple, composé de modules ou de films photovoltaïques et d'éléments non productifs assurant des fonctions de fixation aux éléments mitoyens, de résistance mécanique ou d'étanchéité. L'ensemble est conçu spécifiquement pour la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

« Semestre civil » : périodes de 6 mois consécutifs débutant le 1er janvier ou le 1er juillet.

« Semestre tarifaire » : périodes de 6 mois consécutifs débutant le 1er février ou le 1er août.

« Vente avec injection du surplus » : une installation photovoltaïque est dite installation de vente avec injection du surplus lorsque le producteur s'engage à ce que tout ou partie de l'énergie produite soit utilisée pour satisfaire les consommations sur le site d'implantation et que l'installation de production et les équipements de consommation du producteur sont raccordés au réseau public en un unique point de livraison équipé d'un unique dispositif de comptage. Il peut de façon complémentaire participer à une opération d'autoconsommation collective telle que visée à l'article L.315-2 du code de l'énergie. Le producteur vend au co-contractant le solde injecté sur le réseau public, le cas échéant déduit des volumes autoconsommés dans le cadre d'une opération visée à l'article L.315-2 du code de l'énergie. Ce solde peut être nul.

« Vente avec injection en totalité » : une installation photovoltaïque est dite installation de vente avec injection en totalité lorsque le producteur est réputé avoir injecté sur le réseau public de distribution la totalité de l'électricité produite par l'installation à l'exception des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production. L'électricité éventuellement autoconsommée dans le cadre d'une opération visée à l'article L.315-2 du code de l'énergie est déduite du volume vendu au cocontractant.

### ***Article 3 [caractéristiques de l'installation désignées dans le contrat d'achat]***

Le contrat d'achat précise :

- 1° l'adresse exacte d'implantation de l'installation ;
- 2° l'intitulé de l'arrêté ministériel objet de la demande de contrat ;
- 3° la puissance installée de l'installation ;
- 4° la nature de l'installation : installation respectant les critères généraux d'implantation uniquement, ou installation respectant les critères d'intégration paysagère mentionnés en annexe 2 ;
- 5° la nature de l'exploitation : vente avec injection du surplus ou vente avec injection en totalité ;
- 6° le nom, l'adresse, la qualité du producteur. S'il s'agit d'une personne morale, sa dénomination ou sa raison sociale, l'adresse de son siège social et le numéro d'identité de l'établissement auquel appartient l'installation au répertoire national des entreprises et des établissements, s'il existe, ou à défaut le numéro de l'entreprise dans le système d'identification du répertoire des entreprises ;
- 7° la puissance crête Q définie en annexe 1 ;
- 8° le cas échéant, la liste des numéros de demande de contrat d'accès au réseau, ainsi que, si disponible, le numéro de contrat d'achat, des installations à prendre en compte pour le calcul de la puissance crête Q définie en annexe 1 ;
- 9° le nom de l'installation à utiliser pour l'inscrire sur le registre des installations de production ;
- 10° si l'installation bénéficie de(s) primes(s) définies à l'article 8, et leur montant ;
- 11° le cas échéant, l'existence d'un dispositif de stockage de l'électricité.

Si une modification de la puissance Q intervient dans les 18 mois suivant la demande complète de raccordement mentionnée à l'article 4 et modifie le tarif auquel l'installation est éligible, le producteur en informe l'acheteur obligé. Si le contrat d'achat était déjà signé, il est modifié par avenant.

#### **Article 4 [demande de contrat d'achat]**

L'indication par le producteur dans sa demande de raccordement au réseau public de distribution qu'il souhaite bénéficier du contrat d'achat vaut demande de contrat d'achat.

Pour être considérée comme complète, cette demande doit comporter :

1° les éléments précisés dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution auquel l'installation est raccordée en vue de bénéficier d'un contrat d'accès au réseau, y compris le plan de masse de l'installation permettant d'identifier le (ou les) bâtiment(s) ou ombrière(s) support(s) du système photovoltaïque ;

2° les éléments définis à l'article 3 ; si le numéro d'identité de l'établissement auquel appartient l'installation mentionné au 6° de l'article 3 n'existe pas ou n'est pas connu lors de la demande contrat d'achat, la demande comporte le numéro de l'entreprise dans le système d'identification du répertoire des entreprises ;

3° la qualité du signataire de la demande, et lorsque le dossier est déposé par un mandataire, la preuve d'un mandat exprès autorisant le mandataire à agir au nom et pour le compte du producteur ;

4° le cas échéant, le type d'entreprise souhaitant bénéficier du contrat d'achat (PME/grande entreprise), sa forme juridique et le secteur économique principal dans lequel il exerce ses activités (au niveau du groupe de la NACE).

5° le certificat attestant de la qualification ou de la certification professionnelle de l'installateur conformément aux dispositions de l'Annexe 5 ou, à défaut, le certificat échu accompagné de la demande de renouvellement ;

6° Les coordonnées géodésiques WGS84, des points extrémaux de l'installation (4 points représentatifs);

7° Nom du propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière existant ou dans le cas d'une structure pas encore achevée, nom du propriétaire prévu à l'achèvement du bâtiment, hangar ou ombrière. Dans ce dernier cas, la demande mentionne que le bâtiment, hangar ou ombrière n'est pas encore achevé ;

8° Pour les installations souhaitant bénéficier de la prime à l'intégration paysagère, définie à l'article 8 du présent arrêté, l'avis technique favorable de la part de la commission d'experts dédiée aux procédés photovoltaïques, adossée au Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB).

9° Pour les installations dont le producteur est une personne morale de droit privé, un engagement du producteur à ne pas, à la date de la demande :

- être une entreprise en difficulté au sens des Lignes directrices concernant les aides d'État au sauvetage et à la restructuration d'entreprises en difficulté autres que les établissements financiers en vigueur au moment de la demande complète de raccordement.

- faire l'objet d'une injonction de récupération non exécutée d'une aide d'État émise dans une décision antérieure de la Commission européenne déclarant une aide illégale et incompatible avec le marché commun.

La demande de raccordement doit être adressée par voie postale, par courrier électronique, ou, le cas échéant, par le biais d'un site internet mis en place par le gestionnaire de réseau public de distribution auquel l'installation est raccordée lorsque celui-ci dispose d'un tel moyen, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige.

Conformément à l'article R. 314-3 du code de l'énergie, la demande de contrat d'achat est transmise au cocontractant par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau public de distribution auquel l'installation est raccordée. Celui-ci met également à disposition du cocontractant les différentes pièces exigées pour cette demande.

### **Article 5 [durée du contrat d'achat]**

Le contrat d'achat est conclu pour une durée de vingt ans à compter de la date de mise en service de l'installation. La date de mise en service de l'installation correspond à la date de mise en service de son raccordement au réseau public de distribution.

La prise d'effet du contrat est subordonnée à la fourniture, par le producteur au cocontractant :

1° de l'attestation de conformité mentionnée à l'article 6 du présent arrêté.

2° du nom du propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière en cas de changement par rapport à la demande initiale ;

3° Sur demande de l'acheteur obligé, des éléments permettant d'identifier le propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière d'implantation de l'installation objet du contrat d'achat: copie du titre de propriété ou de l'avis de taxe foncière et, le cas échéant, copie du contrat de mise à disposition de la toiture. Si le propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière prévu à son achèvement est distinct du propriétaire du terrain, le producteur déclare le nom du propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière à son achèvement et fournit soit une copie du titre de propriété du terrain, soit une copie du bail à construction ou de la promesse de bail à construction, soit tout autre document attestant de la propriété du terrain listé en annexe 7.

4° si le producteur est en redressement judiciaire, la copie du ou des jugements prononcés (DC 5 ou équivalent). Cette copie est annexée au contrat d'achat ;

5° pour les installations supérieures à 100kWc, l'évaluation du bilan carbone des panneaux solaires. La méthodologie de calcul du bilan carbone est précisée en annexes 6 et 6 bis. Cette évaluation est réalisée par un organisme certificateur disposant d'une accréditation selon la norme EN ISO 17025 et/ou EN ISO 17065 et/ou EN ISO 17021 pour la certification du produit module photovoltaïque (et/ou IEC 61215 :2005 et/ou IEC 61646 :2008), délivrée par l'instance nationale d'accréditation, ou l'instance nationale

d'accréditation d'un autre État membre de l'Union européenne, membre de la coopération européenne pour l'accréditation et ayant signé les accords de reconnaissance mutuelle multilatéraux.

6° uniquement dans le cas où un certificat échu a été joint à la demande de contrat d'achat, le certificat attestant de la qualification ou de la certification professionnelle de l'installateur conformément aux dispositions de l'Annexe 5.

7° sur demande de l'acheteur obligé, le cas échéant, le document émanant d'un architecte et visé à l'annexe 3, conforme au modèle en annexe du contrat d'achat.

8° le numéro d'identité de l'établissement auquel appartient l'installation au répertoire national des entreprises et des établissements, uniquement si le Producteur est une personne morale, si ce numéro existe et s'il n'avait pas été fourni lors de la demande de contrat.

Pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc, le co-contractant peut demander le Consuel au producteur. La date de visa figurant sur le Consuel fera foi pour déterminer la date d'achèvement de l'installation et prévaudra sur la date figurant sur l'attestation sur l'honneur de conformité.

En l'absence de transmission du Consuel sur demande du co-contractant, pour le calcul de la durée du contrat d'achat, la date d'achèvement est considérée comme étant la date de mise en service.

L'installation doit être achevée avant une limite définie par la plus tardive des deux dates suivantes :

- dans un délai de vingt-quatre mois à compter de la date de demande complète de raccordement au réseau public de distribution par le producteur.
- dans un délai de deux mois à compter de la fin des travaux de raccordement (date déclarée par le gestionnaire de réseau), dès lors que le Producteur a mis en œuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du gestionnaire de réseau pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais.

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

Par dérogation, dans le cas où des contentieux administratifs sont effectués à l'encontre de l'autorisation d'urbanisme liée à l'installation ou à l'encontre de toute autre autorisation administrative nécessaire à la réalisation du projet, avant la date limite mentionnée à l'alinéa précédent, alors le délai d'achèvement est prolongé de la durée entre la date de recours initial et la date de décision ayant autorité de la chose jugée est alors accordé.

Pour bénéficier de la prolongation de délai mentionnée à l'alinéa précédente, le Producteur adresse au co-contractant les éléments justifiant l'exigence du contentieux administratif.

La fin d'exploitation de l'Installation peut intervenir après l'expiration du contrat.

### **Article 6 [attestation de conformité]**

Avant signature du contrat d'achat, le producteur fournit à l'acheteur obligé l'attestation prévue à l'article R. 314-7 du code de l'énergie.

Dans le cas où une attestation sur l'honneur du producteur est requise, celle-ci certifie :

- que l'installation est conforme aux éléments définis à l'article 3 et notamment que la puissance Q déclarée au titre du 7° de l'article 3 est conforme à la définition de l'annexe 1 et aux règles de l'annexe 3. Lorsque d'autres installations sont situées sur le même site d'implantation (au sens de l'annexe 3), le producteur joint un plan de situation desdites installations, en précisant les distances entre les installations ;
- que l'installation a bien été réalisée dans le respect des règles d'éligibilité prévues à l'article 8 et à l'annexe 2 en correspondance avec le tarif et l'éventuelle prime demandés ;
- que les convertisseurs de puissance sont conformes aux normes EN-50549-1 ou EN-50549-2 publiées en février 2019 et à l'arrêté du 9 juin 2020, notamment pour les plages de fréquence à respecter :
- pour les installations équipées d'un dispositif de stockage de l'électricité, la mise en place d'un dispositif technique permettant de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production. Bien que le stockage ne fasse pas l'objet d'un soutien public au titre de cet arrêté, les dispositions particulières afférentes du référentiel de contrôle devront être respectées.

A cette attestation sur l'honneur est jointe une attestation de l'entreprise ayant réalisé l'installation, qui certifie :

- que les ouvrages exécutés pour incorporer l'installation photovoltaïque dans le bâtiment ou l'ombrière ont été conçus et réalisés de manière à satisfaire l'ensemble des exigences auxquelles ils sont soumis, notamment les règles de conception et de réalisation visées par les normes, des règles professionnelles ou des évaluations techniques (traitant du produit, du dimensionnement de l'ouvrage et de l'exécution des travaux) produites dans le cadre d'une procédure collégiale d'évaluation, ou toutes autres règles équivalentes d'autres pays membres de l'Espace économique européen ;
- que l'installateur dispose de qualification ou certification professionnelle pour la réalisation d'installations photovoltaïques qui corresponde au type d'installation réalisée et à la taille du chantier ;
- les caractéristiques des panneaux ou films photovoltaïques installés, du boîtier de jonction et de la connectique : marque, référence et nom du fabricant.

Dans le cas des installations de puissance strictement supérieure à 100 kWc, le respect du plafond de bilan carbone précisé en article 1 du présent arrêté fait l'objet d'une vérification pour la délivrance de l'attestation de conformité sur la base d'une évaluation carbone simplifiée des modules ou des films photovoltaïques. Cette évaluation carbone simplifiée est jointe à l'attestation.

Des modèles d'attestations sont mis à disposition à cet effet par l'acheteur obligé. L'attestation du producteur mentionne la date d'achèvement de l'installation, conformes aux conditions visées à l'article 2 du présent arrêté.

Le producteur tient une copie de ces attestations ainsi que les justificatifs correspondants à la disposition du préfet, notamment ceux attestant de la puissance Q déclarée.

### **Article 7 [modification des caractéristiques de l'installation]**

**I. Avant l'achèvement,** peuvent faire l'objet d'une demande de modification, sous réserve de de l'absence d'impacts sur la solution de raccordement :

1° la puissance Q mentionnée au 6° de l'article 3 ;

2° l'identité du producteur mentionné au 5° de l'article 3 ;

3° l'identité de l'installateur qualifié mentionné au 5° de l'article 4 ;

4° la puissance installée mentionnée à l'article 3 dans la limite des seuils d'éligibilité aux tarifs, le nouveau tarif applicable est alors celui de la nouvelle puissance;

5° la nature de l'installation mentionnée au 4° de l'article 3 ;

6° le cas échéant, la liste mentionnée au 7° de l'article 3 ;

7° le cas échéant, le document émanant d'un architecte et visé à l'annexe 3, conforme au modèle en annexe du contrat d'achat.

9° l'existence ou non d'un dispositif de stockage mentionné au 10° de l'article 3 ;

10° le trimestre tarifaire de référence pris en compte pour définir le montant des tarifs et primes mentionnés aux I et II de l'article 8, à condition que le nouveau trimestre tarifaire de référence soit postérieur à celui de la demande complète de raccordement et soit antérieur ou égal au trimestre tarifaire correspondant à la date survenant 12 mois avant la date limite d'achèvement mentionnée à l'article 5, éventuellement prolongée. Le nouveau trimestre tarifaire de référence ne peut pas être postérieur à celui de la date de la demande de modification. Cette modification du tarif de référence n'induit pas de modification de la demande initiale de raccordement.

Jusqu'à la mise en service, ces demandes de modification – sauf pour le document mentionné au 8° qui doit être adressé directement au cocontractant, doivent être adressées par le producteur au gestionnaire de réseau public de distribution auquel l'installation est raccordée, qui les transmet au cocontractant. Ce

dernier accuse réception, auprès du producteur, de la demande de modification, par voie postale ou par voie électronique, si celle-ci concerne des éléments dont dépend la rémunération.

**II. Après l'achèvement**, peuvent faire l'objet d'une demande de modification :

1° la puissance Q mentionnée au 6° de l'article 3 dans les dix-huit mois après la demande complète de raccordement. Si la puissance Q est modifiée postérieurement à cette date, il n'est pas nécessaire de le déclarer, ni de demander une modification du contrat ;

2° l'identité du producteur mentionné au 6° de l'article 3 ;

3° la nature de l'exploitation mentionnée au 4° de l'article 3 ;

4° le cas échéant, la liste mentionnée au 7° de l'article 3 ;

5° le cas échéant, le document émanant d'un architecte et visé à l'annexe 3, conforme au modèle en annexe du contrat d'achat.

6° l'existence ou non d'un dispositif de stockage mentionné au 10° de l'article 3 ;

7° la puissance installée mentionnée à l'article 3, à la baisse. Cette modification n'induit pas de changement de tarif.

Entre l'achèvement et la mise en service ces demandes sont adressées au gestionnaire de réseau, **sous la responsabilité du producteur**.

Après la mise en service, ces demandes sont adressées au cocontractant, sous la responsabilité du producteur.

- Si le producteur souhaite modifier la nature de l'exploitation, il doit de plus contacter le gestionnaire du réseau public de distribution pour effectuer si nécessaire une modification de son raccordement. Si la modification est dans le sens « vente en totalité » vers « vente en surplus », le producteur ne touchera pas la  $P_k$ . Si elle est dans le sens « Vente en surplus » vers « vente en totalité », elle ne peut être autorisée qu'à condition que le producteur rembourse :

- Si la durée entre la date de modification et le début du contrat (en année) est inférieure ou égale à 5 ans : la prime effectivement perçue
- Si la durée entre la date de modification et le début du contrat (en année) est supérieure à 5 ans

$$P_k - P_k \times \frac{\text{durée entre la date de modification et le début du contrat} - 5 \text{ (en année)}}{\text{durée du contrat} - 5 \text{ (en année)}}$$

$P_k$  étant définies en annexe 1.

Si l'attestation mentionnée à l'article 6 a déjà été transmise à l'acheteur, les modifications des points 1° et 2° et 4° à 6° du II du présent article doivent faire l'objet d'une nouvelle attestation. Celle-ci porte seulement sur les éléments modifiés, hors modification du 2° seul. Si ces modifications interviennent après la signature du contrat d'achat, le producteur doit effectuer une demande d'avenant au contrat, accompagnée de la nouvelle attestation.

Les autres modifications des caractéristiques mentionnées à l'article 3 ne sont pas autorisées et ne peuvent faire l'objet d'une demande de modification.

### **Article 8 [tarifs et critères d'implantation]**

L'indice k pour les tarifs et les primes représente le numéro de la ZNI concernée défini à l'annexe 1

#### **I Pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100kWc :**

Les installations de vente avec injection en totalité sont rattachées au périmètre d'équilibre de l'acheteur obligé et sont éligibles à un tarif d'achat pour la quantité injectée, nette de l'opération d'autoconsommation collective, le cas échéant, dans ce périmètre d'équilibre.

Sont éligibles au tarif  $Td_k$  défini en annexe 1 les installations de vente avec injection en totalité de puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc respectant les critères généraux d'implantation définis en annexe 2, pour lesquelles le tarif  $Td_k$  calculé conformément à l'annexe 1 est non nul.

Les installations de vente avec injection du surplus sont rattachées au périmètre d'équilibre de l'acheteur obligé et sont éligibles à une prime à l'investissement et à un tarif d'achat du surplus pour la quantité injectée nette de l'opération d'autoconsommation collective, le cas échéant, dans ce périmètre d'équilibre.

Sont éligibles à la prime  $P_k$  définie en annexe 1 les installations de vente avec injection du surplus de puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc respectant les critères généraux d'implantation définis

en annexe 2, pour lesquelles la prime  $P_k$  calculée conformément à l'annexe 1 est non nulle. Les injections d'électricité sur le réseau public de distribution effectuées dans le cadre d'une installation de vente avec injection du surplus pour ces installations sont rémunérées à un tarif  $Tf_k$  défini en annexe 1.

Le versement de la prime  $P_k$  est effectué en intégralité à la première échéance de facturation.

Les montants des tarifs  $Td_k$ ,  $Tf_k$ , et les primes  $P_k$  sont définis, selon les modalités précisées en annexe 1, en fonction du semestre tarifaire durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée, éventuellement modifiée dans les conditions indiquées au 10° du I de l'article 7.

## **II Pour les installations de puissance inférieure à 500kWc non éligibles au tarif $Td_k$ , ni à la prime $P_k$**

Les installations de vente avec injection en totalité ou en surplus de puissance installée inférieure ou égale à 500 kWc non éligibles au tarif  $Td_k$ , ni à la prime  $P_k$  et pour lesquelles le tarif  $Te_k$  calculé conformément à l'annexe 1 est non nul et respectant les critères généraux d'implantation définis en annexe 2 sont rattachées au périmètre d'équilibre de l'acheteur obligé et sont éligibles, pour la quantité injectée nette de l'opération d'autoconsommation collective, le cas échéant, dans ce périmètre d'équilibre au tarif  $Te_k$  défini en annexe 1.

Le montant du tarif  $Te_k$  est défini, selon les modalités précisées en annexe 1, en fonction du semestre tarifaire durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée, éventuellement modifiée dans les conditions indiquées au 10° du I de l'article 7.

## **III Pour toutes les installations**

Les installations de puissance installée inférieure ou égale à 500 kWc sont éligibles à la prime à l'intégration paysagère définie en annexe 1, si elles respectent les modalités précisées en annexe 1 et les critères d'intégration paysagère définis en annexe 2 et si la demande complète de raccordement est effectuée au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent arrêté.

Cette prime est allouée tant que la somme des puissances cumulées sur une année des installations ayant effectué une demande est inférieure aux plafonds annuels indiqués en annexe 1. Si cette somme dépasse 80 % du plafond annuel durant un semestre civil, la prime est allouée aux installations ayant effectué leur demande complète de raccordement au cours de semestre. Par la suite, si cette somme dépasse ce plafond annuel durant l'un des mois civils restants avant l'échéance mentionnée en annexe 1, la prime est allouée aux installations ayant effectué leur demande complète de raccordement au cours de ce mois. Elle n'est ensuite plus allouée jusqu'à l'échéance mentionnée en annexe 1.

Cette prime, versée intégralement à la première échéance de facturation, peut être cumulée avec les primes et tarifs mentionnés aux I et II du présent article.

### **Article 9 [limitation de la puissance active]**

Pour les installations ne disposant d'aucun dispositif de stockage de l'énergie produite et soumises à limitation de puissance active par le gestionnaire de réseau en vertu de l'article 63 de l'arrêté du 9 juin 2020 susvisé, le gestionnaire de réseau public de distribution compense le producteur pour les heures de limitation auxquelles l'installation est soumise, selon la méthode décrite à l'annexe.

### **Article 10 [indexation]**

Chaque contrat d'achat comporte les dispositions relatives à l'indexation des tarifs qui lui sont applicables. Cette indexation s'effectue à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat, par l'application, à chacun des tarifs mentionnés aux I et II de l'article 8, du coefficient L défini ci-après :

$L = 0,8 + 0,1 (ICTrev-TS/ICTrev-TSo) + 0,1 (FMOABE0000/ FMOABE0000o),$

formule dans laquelle :

1° ICTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1er 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 ;

2° FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1er 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 ;

3° ICTrev-TSo et FMOABE0000o sont les dernières valeurs définitives connues au 1er novembre précédant la date de prise d'effet du contrat d'achat.

### **Article 11 [plafonnement de l'énergie susceptible d'être achetée]**

L'énergie annuelle achetée par le cocontractant, est égale à l'énergie produite par l'installation, déduction faite des consommations des auxiliaires nécessaires à son fonctionnement en période de production et, le cas échéant, de l'énergie utilisée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation visée à l'article L. 315-1 ou L. 315-2 du code de l'énergie.

Elle est calculée à partir de la date anniversaire de prise d'effet du contrat d'achat, et est plafonnée. Le plafond est défini comme le produit de la puissance installée par une durée de 1 600 heures.

L'énergie achetée par le cocontractant au-delà de ce plafond est rémunérée à un tarif fixe de 5 c€/kWh non soumis à indexation.

### **Article 12 [démantèlement]**

Le producteur est tenu de récupérer les éléments de son installation (système photovoltaïque et éléments assurant la transmission et la transformation du courant électrique) lors du démantèlement et à les confier à un organisme spécialisé dans le recyclage de ces dispositifs. Le cas échéant, il acquitte les frais de recyclage demandés par cet organisme.

### ***Article 13 [résiliation anticipée du contrat d'achat à la demande du producteur]***

Le contrat d'achat peut être résilié avant sa date d'échéance sur demande du producteur.

La demande de résiliation anticipée du contrat d'achat par le producteur indique la date de résiliation effective du contrat d'achat. Elle doit parvenir à l'acheteur obligé par lettre recommandée avec accusé de réception avec un délai minimal de préavis de trois mois.

La demande de résiliation anticipée du contrat d'achat par le producteur donne lieu au versement à l'acheteur obligé dans un délai de 60 jours à compter de la date de résiliation d'une indemnité correspondant aux sommes actualisées perçues et versées au titre de l'obligation d'achat dans les conditions prévues à l'article R. 314-9 du code de l'énergie.

Par exception à l'alinéa précédent, la résiliation anticipée à la demande du producteur ne donne pas lieu au versement de l'indemnité en cas d'arrêt définitif de l'activité conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article R. 314-9, sous réserve du démantèlement de l'installation. Le producteur fournit au préfet de région les justificatifs correspondants. Le cas échéant, le préfet de région informe le producteur et le cocontractant que la résiliation ne donne pas lieu au versement de l'indemnité.

### ***Article 14 [obligation du producteur]***

Le producteur tient à disposition du préfet de région ou à défaut du préfet compétent sur le site d'implantation, et de la Commission de régulation de l'énergie l'ensemble des documents prévus à l'article R. 314-14 du code de l'énergie.

Le producteur ne peut pas cumuler pour une même installation les primes et tarifs prévus à l'article 8 avec un autre soutien public financier à la production d'électricité, provenant d'un régime d'aides local, régional, national ou de l'Union européenne.

Si les panneaux photovoltaïques sont installés sur une serre agricole, une activité agricole ou arboricole doit être maintenue dans la serre pendant toute la durée du contrat d'achat, sauf en cas d'événement imprévisible à la date de signature du contrat d'achat et extérieur au Producteur.

### ***Article 15 [bilans des demandes de contrat]***

A la fin de chaque semestre civil, chaque gestionnaire de réseaux publics d'électricité transmet à la Commission de régulation de l'énergie, dans un délai de quinze jours à compter de la fin du semestre civil, un bilan établi selon le modèle donné en annexe 4 des demandes complètes de raccordement formulées sur son périmètre de gestion au cours du semestre civil écoulé, des conventions de raccordement signées et des installations mises en service.

Dans un délai de sept jours à compter de la réception des bilans mentionnés à l'alinéa précédent la Commission de régulation de l'énergie :

- transmet à la ministre en charge de l'énergie les valeurs des coefficients  $X_{dN}$ ,  $X'_{dN}$ ,  $X_{eN}$ ,  $X'_{eN}$ , résultant de l'application de l'annexe 1 du présent arrêté, l'indice N représentant le semestre civil sur lequel portent les bilans, l'indice d s'appliquant au tarif  $T_{dk}$  et l'indice e s'appliquant au tarif  $T_{ek}$
- transmet à la ministre en charge de l'énergie les données permettant de déterminer ces valeurs ;
- publie en ligne sur son site internet les valeurs des coefficients visés au troisième alinéa, la valeur du coefficient  $K_n$  visé en annexe 1, la valeur des tarifs  $T_{dk}$ ,  $T_{fk}$  et  $T_{ek}$  et de la prime  $P_k$ , ainsi que la valeur des primes à l'intégration paysagère en vigueur. Elle tient à jour sur son site internet un tableau représentant l'ensemble des coefficients et valeurs de tarifs et primes déjà publiés.

Les tarifs et primes révisés entrent en vigueur au premier jour du semestre tarifaire qui suit le semestre civil mentionné au 1<sup>er</sup> alinéa.

### **Article 16 [dispositions transitoires]**

Sans préjudice de son application aux contrats d'achat en cours à la date de publication du présent arrêté et sous réserve des dispositions du présent article, l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o 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 est abrogé.

Une installation visée par l'arrêté du 4 mai 2017 mentionné à l'alinéa précédent pour laquelle une demande complète de raccordement a été déposée avant l'entrée en vigueur du présent arrêté peut conserver le bénéfice de l'arrêté du 4 mai 2017 mentionné à l'alinéa précédent, sous réserve que l'achèvement de l'installation ait lieu dans un délai de trente-six mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent arrêté.

Les dispositions de l'arrêté du 4 mai 2017 mentionné au 1<sup>er</sup> alinéa continuent à s'appliquer aux contrats en cours à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et aux contrats signés postérieurement à cette date pour les installations mentionnées à l'alinéa précédent, ainsi qu'aux producteurs, cocontractants et gestionnaires de réseau pour ce qui concerne ces contrats.

Une installation visée par l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 pour laquelle une demande complète de raccordement a été déposée avant l'entrée en vigueur de 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 3o 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, peut conserver le bénéfice des conditions d'achat telles que définies par l'arrêté du 4 mars 2011 sous réserve du respect des conditions prévues au IV de l'article 6 du décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 susvisé s'agissant des installations pour lesquelles la demande complète de raccordement a été déposée avant l'entrée en vigueur dudit décret.

### **Article 17**

La directrice de l'énergie est chargée de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

Fait le

Le ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique,

Pour le ministre et par délégation :

La directrice générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes,

V. BEAUMEUNIER

La ministre de la transition énergétique,

Pour la ministre et par délégation :

La directrice de l'énergie,

S..MOURLON

Le ministre délégué chargé des outre-mer,

Pour le ministre et par délégation :

La directrice générale des outre-mer,

S. BROCAS

## ANNEXES

### Annexe 1

#### TARIFS D'ACHAT ET PRIMES

1. Conformément à l'article R. 314-17 du code de l'énergie, l'énergie active est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs définis ci-dessous. Ils sont exprimés en c€/kWh hors TVA.

2. A l'issue de chaque semestre civil, représenté par l'indice  $i$ , il est défini un coefficient  $X_{d_i}$  et un coefficient  $X_{d'_i}$  en fonction de la somme des puissances crête des demandes complètes de raccordement pour les installations éligibles au tarif  $T_{d_k}$  ou à la prime  $P_k$  sur chacune des zones visées à l'article 1 du présent arrêté, durant le semestre numéroté  $i$ , selon les dispositions suivantes :

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif $T_{d_k}$ pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le semestre $i$ (MwC), pour $i$ supérieur ou égal à 2	VALEUR du coefficient $X_{d_i}$	VALEUR du coefficient $X_{d'_i}$
Supérieure à $4*N_d$	$0,00035* (P_{DCRd}-2*N_d) + 0,005$	0,102
Supérieure à $2*N_d$ et inférieure ou égale à $4*N_d$	$0,00035* (P_{DCRd}-2*N_d) + 0,005$	0
Supérieure à $N_d$ et inférieure ou égale à $2*N_d$	0,005	0
Inférieure ou égale à $N_d$	$0,00035* (P_{DCRd}-N_d) + 0,005$	0

Pour le semestre civil  $i = 1$ ,  $X_{d_i} = 0$  et  $X_{d'_i} = 0$ .

PDCRd est la puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif  $T_{dk}$  pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le semestre civil  $i$  sur l'ensemble des territoires des zones visées à l'article 1 du présent arrêté.

$N_d = 10,17 \text{ MWc}$

3. A l'issue de chaque semestre civil, représenté par l'indice  $i$ , il est défini un coefficient  $X_{ei}$  et un coefficient  $X'_{ei}$  en fonction de la somme des puissances crête des demandes complètes de raccordement pour des installations éligibles au tarif  $T_{ek}$  sur chacune des zones visées à l'article 1 du présent arrêté durant le semestre numéroté  $i$  selon les dispositions suivantes :

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif $T_{ek}$ une demande complète de raccordement a été effectuée durant le semestre $i$ pour $i$ supérieur ou égal à 2 (MWc)	VALEUR du coefficient $X_{ei}$	VALEUR du coefficient $X'_{ei}$
Supérieure à $4 * N_e$	$0,0001796 * (PDCRe - 2 * N_e) + 0,005$	0,102
Supérieure à $2 * N_e$ et inférieure ou égale à $4 * N_e$	$0,0001796 * (PDCRe - 2 * N_e) + 0,005$	0
Supérieure à $N_e$ et inférieure ou égale à $2 * N_e$	0,005	0
Inférieure ou égale à $N_e$	$0,0001796 * (PDCRe - N_e) + 0,005$	0

Pour le semestre civil  $i = 1$ ,  $X_{ei} = 0$  et  $X'_{ei} = 0$ .

PDCRe est la puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif  $T_{ek}$  pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le semestre civil  $i$  sur l'ensemble des territoires des zones visées à l'article 1 du présent arrêté.

$N_e = 15,23 \text{ MWc}$

4. Pour chaque installation, il est défini une puissance Q, exprimée en kWc et définie comme la puissance installée de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même site d'implantation que l'installation objet du contrat d'achat, et dont les demandes complètes de raccordement au réseau public de distribution ont été déposées dans les 18 mois avant ou après la date de demande complète de raccordement au réseau public de distribution de l'installation objet du contrat d'achat .

La notion de « même site » est évaluée au regard des définitions de l'article 2 et des dispositions de l'annexe 3 du présent arrêté.

5. Pour une installation de vente avec injection en totalité éligible au tarif  $Td_k$  au sens de l'article 8 du présent arrêté, le tarif d'achat, exprimé en c€/kWh, applicable dans la zone k lorsque le producteur a effectué la demande complète de raccordement durant le semestre tarifaire qui suit le semestre civil d'indice N, est défini par la formule suivante :

$$Td_{k,N} = Td_{k,0} \times D \times \delta(1 - Xd_2) \times \prod_{i=2}^{N-1} (1 - Xd'_i) \times \prod_{i=2}^{N-2} (1 - Xd_i) \times K_N$$

formule dans laquelle :

le coefficient D est défini en fonction de la puissance crête de l'installation, notée P et exprimée en kWc, et de la puissance Q définie au 4 de la présente annexe, de la façon suivante :

- si P + Q est inférieur ou égale à 3 kWc, alors D = 1,35 ;
- si P + Q est supérieure à 3 kW et inférieure ou égale à 9 kWc, alors D = 1,2 ;
- si P + Q est supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, alors D = 1,1 ;
- si P + Q est supérieure à 36 kWc et est inférieure ou égale à 100 kWc, alors D = 1 ;
- si P + Q est supérieure à 100 kWc, alors D = 0 ;
- si sur le réseau considéré la somme des puissances de raccordement des installations utilisant l'énergie solaire est supérieure à l'objectif de la PPE, alors D=0 ;
- si l'estimation des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau, alors D=0. Pour cela :
  1. Le productible solaire est estimé comme le produit des capacités solaires par la disponibilité annuelle définie dans l'annexe 7 de l'arrêté Arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.
  2. La production annuelle de référence du réseau est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau sur la base de la production injectée les années précédentes en tenant compte de son évolution et des événements exceptionnels.

Le semestre civil durant lequel le présent arrêté est entré en vigueur correspond à l'indice  $N = 0$ , le suivant correspond à l'indice  $N = 1$  et ainsi de suite. Le semestre précédent le semestre  $N = 0$  correspond à l'indice  $N = -1$  ;

le symbole  $\delta(1 - Xd_2)$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 2 et est égal à  $1 - Xd_2$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 3 ;

le symbole  $\prod_{i=2}^{N-2}(1 - Xd_i)$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 3, et est égal au produit des coefficients  $(1 - Xd_i)$  décrits au 2 de la présente annexe pour  $i$  variant de 2 à  $N - 2$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 4 ;

le symbole  $\prod_{i=2}^{N-1}(1 - Xd'_i)$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 2, et est égal au produit des coefficients  $(1 - Xd'_i)$  décrits au 2 de la présente annexe pour  $i$  variant de 2 à  $N - 1$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 3 ;

le coefficient  $Td_{k,0}$  est défini dans le tableau suivant :

Zone	k	$Td_{k,0}$ (c€/kWh)
Corse	1	12,35
Guadeloupe	2	14,00
Guyane	3	14,82
Martinique	4	14,00
Mayotte	5	15,65
La Réunion	6	13,18
Wallis et Futuna	9	14,82
Saint-Pierre et Miquelon	8	14,82
Iles du Ponant	9	14,82

Le paramètre  $K_N$  est un coefficient d'indexation établi comme suit lorsque la demande complète de raccordement est effectuée durant le semestre tarifaire qui suit le semestre civil d'indice  $N$  :

$$K_N = (1 + 4 * (TauxDette - TauxDette_0)) * (0,35 * \frac{ICTrev-TS}{ICTrev-TS_0} + 0,54 * \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0} + 0,04 * \frac{IndexAlu}{IndexAlu_0} + 0,01 * \frac{IndexCu}{IndexCu_0} + 0,05 * \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0} + 0,01 * \frac{IndexTransport}{IndexTransport_0})$$

Formule dans laquelle :

1° TauxDette est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les 3 mois civils précédant le 1er jour du 3<sup>ème</sup> mois précédent le premier jour semestre civil d'indice N. TauxDette est exprimé comme un nombre décimale (5% vaut 0,05)

2° ICTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre civil d'indice N, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

3° FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre 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 ;

4° IndexAlu est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre civil d'indice N, de l'indice du prix de production de l'industrie française pour le marché français – CPF 24.42 – Aluminium 010534272;

5° IndexCu est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre civil d'indice N, de l'indice du prix de production de l'industrie française pour le marché français – CPF 24.44 – Cuivre 010534659 ;

6° IndexAcier est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre civil d'indice N, de l'indice du prix de production de l'industrie française pour le marché français – CPF 24.10 – Acier pour la construction 010536462;

7° IndexTransport est la dernière valeur définitive connue au premier jour du semestre civil d'indice N, de l'indice des prix de production des services français aux entreprises françaises (BtoB) – CPF 50A – Transport maritime et côtier 010546102;

8° TauxDette<sub>0</sub>, ICTrev-TS<sub>0</sub>, FM0ABE0000<sub>0</sub>, IndexAlu<sub>0</sub>, IndexCu<sub>0</sub>, IndexAcier<sub>0</sub> et IndexTransport<sub>0</sub> sont les valeurs définitives de ces indices en septembre 2020.

Par exception, pour N inférieur ou égal à 0, K<sub>N</sub> est pris égal à 1.

Le cas échéant, les valeurs du tarif Td<sub>k</sub>, calculées sans arrondi intermédiaire, sont arrondies à la seconde décimale.

Pour une installation éligible à la prime  $P_k$  au sens de l'article 8 du présent arrêté la prime, exprimée en €/Wc, applicable dans la zone k lorsque le producteur a effectué la demande complète de raccordement durant le semestre tarifaire qui suit le semestre civil d'indice N, est défini par la formule suivante :

$$P_{k,N} = P_{k,0} \times D' \times \delta(1 - Xd_2) \times \prod_{i=2}^{N-1} (1 - Xd'_i) \times \prod_{i=2}^{N-2} (1 - Xd_i) \times K_N$$

formule dans laquelle :

le coefficient  $D'$  est défini en fonction de la puissance crête de l'installation, notée P et exprimée en kWc, et de la puissance Q définie au quatrième alinéa, de la façon suivante :

- si  $P + Q$  est inférieur ou égale à 3 kWc, alors  $D' = 2,51$ ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 3 kW et inférieure ou égale à 9 kWc, alors  $D' = 2,18$ ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, alors  $D' = 1,74$  ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 36 kWc et est inférieure ou égale à 100 kWc, alors  $D' = 1$ ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 100 kWc, alors  $D' = 0$  ;
- si sur le réseau considéré la somme des puissances de raccordement des installations utilisant l'énergie solaire est supérieure à l'objectif de la PPE, alors  $D' = 0$  ;
- si l'estimation des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau, alors  $D' = 0$ . Pour cela :
  - Le productible solaire est estimé comme le produit des capacités solaires par la disponibilité annuelle définie dans l'annexe 7 de l'arrêté Arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.
  - La production annuelle de référence du réseau est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau sur la base de la production injectée les années précédentes en tenant compte de son évolution et des événements exceptionnels.

le coefficient  $P_{k,0}$  est défini dans le tableau suivant :

Zone	k	$P_{k,0}$ (€/Wc)
Corse	1	0,104
Guadeloupe	2	0,118
Guyane	3	0,125

Martinique	4	0,118
Mayotte	5	0,132
La Réunion	6	0,111
Wallis et Futuna	9	0,132
Saint-Pierre et Miquelon	8	0,132
Iles du Ponant	9	0,104

Le cas échéant, les valeurs de la prime  $P_k$ , calculée sans arrondi intermédiaire, sont arrondies à la seconde décimale.

Pour une installation éligible à la prime  $P_k$  au sens de l'article 8 du présent arrêté, le tarif d'achat  $Tf_k$  exprimé en c€/kWh, est défini en fonction de la zone  $k$  et en fonction de la puissance crête de l'installation, notée  $P$  et exprimée en kWc, et de la puissance  $Q$  définie au quatrième alinéa, de la façon suivante :

$$Tf_{k,N} = Tf_{k,0} \times D'' \times K_N$$

formule dans laquelle :

le coefficient  $D''$  est défini en fonction de la puissance crête de l'installation, notée  $P$  et exprimée en kWc, et de la puissance  $Q$  définie au quatrième alinéa, de la façon suivante :

- si  $P + Q$  est inférieur ou égale à 9 kWc, alors  $D'' = 1,245$ ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, alors  $D'' = 1$  ;
- si  $P + Q$  est supérieure à 100 kWc, alors  $D'' = 0$  ;
- si sur le réseau considéré la somme des puissances de raccordement des installations utilisant l'énergie solaire est supérieure à l'objectif de la PPE, alors  $D'' = 0$  ;
- si l'estimation des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau, alors  $D'' = 0$ . Pour cela :

1. Le productible solaire est estimé comme le produit des capacités solaires par la disponibilité annuelle définie dans l'annexe 7 de l'arrêté Arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

2. La production annuelle de référence du réseau est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau sur la base de la production injectée les années précédentes en tenant compte de son évolution et des événements exceptionnels.

Le tarif  $T_{f_{k,0}}$  est défini dans le tableau suivant :

ZNI	k	$T_{f_{k,0}}$ (c€/kWh)
Corse	1	7,644
Guadeloupe	2	8,664
Guyane	3	9,174
Martinique	4	8,664
Mayotte	5	9,684
La Réunion	6	8,154
Wallis et Futuna	9	9,684
Saint-Pierre et Miquelon	8	9,684
Iles du Ponant	9	7,644

6. Pour une installation de vente éligible au tarif  $Te_k$  au sens de l'article 8 du présent arrêté le tarif d'achat, exprimé en c€/kWh, applicable dans la zone k lorsque le producteur a effectué la demande complète de raccordement durant le semestre tarifaire qui suit le semestre civil d'indice N, est défini par la formule suivante :

$$Te_{k,N} = Te_{k,0} \times E \times \delta(1 - Xe_2) \times \prod_{i=2}^{N-1} (1 - Xe'_i) \times \prod_{i=2}^{N-2} (1 - Xe_i) \times K_N$$

formule dans laquelle :

Le coefficient E est défini en fonction de la puissance crête de l'installation, notée P et exprimée en kWc, et de la puissance Q définie au cinquième alinéa, de la façon suivante :

- si P + Q est supérieure à 500 kWc, alors E = 0 ;
- si P + Q est supérieure à 100 kWc et inférieure ou égale à 500 kWc, alors E = 1 ;

- si sur le réseau considéré la somme des puissances de raccordement des installations utilisant l'énergie solaire est supérieure à l'objectif de la PPE, alors  $E = 0$  ;
- si l'estimation des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau, alors  $E = 0$ . Pour cela :
  - Le productible solaire est estimé comme le produit des capacités solaires par la disponibilité annuelle définie dans l'annexe 7 de l'arrêté Arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.
  - La production annuelle de référence du réseau est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau sur la base de la production injectée les années précédentes en tenant compte de son évolution et des événements exceptionnels.

L'indice  $N$  est défini comme pour le tarif  $T_{dk}$  ;

le symbole  $\delta(1 - X_{e_2})$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 2 et est égal à  $1 - X_{e_2}$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 3 ;

le symbole  $\prod_{i=2}^{N-2}(1 - X_{e_i})$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 3, et est égal au produit des coefficients  $(1 - X_{e_i})$  décrits au 3 de la présente annexe pour  $i$  variant de 2 à  $N - 2$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 4 ;

le symbole  $\prod_{i=2}^{N-1}(1 - X_{e'_i})$  est égal à 1 lorsque  $N$  est inférieur ou égal à 2, et est égal au produit des coefficients  $(1 - X_{e'_i})$  décrits au 3 de la présente annexe pour  $i$  variant de 2 à  $N - 1$  lorsque  $N$  est supérieur ou égal à 3 ;

le coefficient  $Te_{k,0}$  est défini dans le tableau suivant :

Zone	k	$Te_{k,0}$ (c€/kWh)
Corse	1	12,08
Guadeloupe	2	12,58
Guyane	3	12,33
Martinique	4	13,40
Mayotte	5	15,02
La Réunion	6	12,32
Wallis et Futuna	7	15,02

Saint-Pierre et Miquelon	8	15,02
Iles du Ponant	9	12,08

Le paramètre  $K_N$  correspond au coefficient d'indexation défini pour le tarif  $Td_k$ .

Le cas échéant, la valeur du tarif Tek, calculée sans arrondi intermédiaire, est arrondie à la seconde décimale.

9. Pour une installation éligible à la prime à l'intégration paysagère au sens de l'article 8 du présent arrêté, la prime à l'intégration paysagère est égale à :

Segment de puissance (kWc)	Prime à l'intégration paysagère (€/kWc)	
	Pour les installation dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter de la date d'entrée en vigueur de l'arrêté et jusqu'à la veille de la première date anniversaire de son entrée en vigueur, dans la limite d'un volume de 5 MWc	Pour les installation dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter de la date d'entrée en vigueur de l'arrêté et jusqu'à la veille de la première date anniversaire de son entrée en vigueur, dans la limite d'un volume de 20 MWc
inférieure ou égale à 100 kWc	238	133
Supérieure strictement à 100 et inférieure ou égale à 250 kWc	235	128
Supérieure strictement à 250 et inférieure ou égale à 500 kWc	233	125

La puissance prise en compte pour déterminer le niveau de la prime est la puissance de l'installation cumulée avec les puissances installées de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même site d'implantation qui bénéficient également de la prime à l'intégration paysagère au titre d'une demande déposée dans le même intervalle de temps entre deux dates anniversaires de la date d'entrée en vigueur du présent arrêté.

La notion de « même site » est évaluée au regard des définitions de l'article 2 et des dispositions de l'annexe 3 du présent arrêté.

#### COMPENSATION DES LIMITATIONS DE PUISSANCE ACTIVE

En fonction du nombre d'heures effectif de limitation de puissance active mentionné à l'article 9, il est défini une compensation, notée  $Co$  et exprimée en centimes d'euros, de la façon suivante:

$$Co = 0,75 * T * (P_{installée} - P_{limitation}) * Neff$$

formule dans laquelle:

*P<sub>installée</sub>* est la puissance installée de l'installation, exprimée en kWc;

*T* est le tarif d'achat applicable indexé défini plus haut, exprimé en c€/kWh;

*Neff* est le nombre d'heures durant lesquelles l'installation a été déconnectée par le gestionnaire de réseau public de distribution en vertu de l'article 63 de l'arrêté du 9 juin 2020 susvisé;

Le montant de cette compensation, calculé sur une année contractuelle, est indiqué par le producteur sur les factures à date anniversaire du contrat. A cette fin, le gestionnaire de réseau transmet la valeur de *Neff* au producteur de l'installation concernée.

## Annexe 2

### CRITERES GENERAUX D'IMPLANTATION

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

1.1. Le système photovoltaïque est installé sur une toiture d'un bâtiment ou d'un hangar ou sur une ombrière et le plan du système photovoltaïque est parallèle au plan des éléments de couverture environnants ;

1.2. Le système photovoltaïque est installé sur une toiture d'un bâtiment ou d'un hangar ou sur une ombrière plate (pente inférieure à 10%) ;

1.3. Le système photovoltaïque remplit une fonction d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

### CRITERES D'INTEGRATION PAYSAGERE

1. Une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration paysagère lorsqu'elle respecte l'ensemble des conditions suivantes :

1.1. Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment ou d'un hangar, et il assure la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.

1.2. Le système photovoltaïque est installé sur une toiture inclinée de pente comprise entre 10 et 75°.

1.3. Les modules photovoltaïques réalisent l'étanchéité par chevauchement ou par emboîtement.

1.4. Le système photovoltaïque fait l'objet d'un avis technique favorable délivré par la commission d'experts dédiée aux procédés photovoltaïques, adossée au Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB). Celui-ci est en vigueur à la date de demande complète de raccordement.

1.5. 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.).

### Annexe 3

#### REGLES POUR ETABLIR LES CONTOURS DES SITES D'IMPLANTATION

En général, deux installations distantes de moins de cent (50 mètres sont considérées comme implantées sur un même site.

Les installations réparties sur plusieurs bâtiments sont autorisées sous réserve que les différents bâtiments appartiennent au même propriétaire. Pour le calcul de la puissance Q, définie à l'annexe 1, et de la prime à l'intégration paysagère, ces différents bâtiments sont considérés comme un bâtiment unique.

Par exception aux alinéas précédents, deux installations photovoltaïques peuvent être considérées comme implantées sur des sites distincts :

1° lorsqu'elles sont implantées sur des bâtiments, hangars ou ombrière appartenant à des propriétaires indépendants, sous réserve qu'elles ne soient pas exploitées par le même producteur.

Pour les personnes physiques, deux personnes distinctes sont réputées indépendantes. Pour les personnes morales, l'indépendance des propriétaires s'évalue en particulier au regard du contrôle direct, indirect ou conjoint au sens de l'article L. 233-3 et L. 233-4 du code de commerce.

2° lorsqu'elles sont implantées sur des bâtiments, hangars ou ombrière destinés à des usages distincts détenus par une même personne morale de droit public.

Par exception au premier alinéa, deux bâtiments exclusivement destinés à l'usage d'habitation au sens de l'article R. 311-1-1 du code de la construction et de l'urbanisme et distants de moins de cent (50 ?) mètres sont considérés comme des sites distincts dès lors que le demandeur présente un document émanant d'un architecte qui atteste que l'un et l'autre de ces bâtiments pourrait assurer ses fonctions en l'absence du deuxième bâtiment. Dans ce cas, le tarif auquel l'installation est éligible au sens de l'article 8 du présent arrêté est diminué de dix pourcents.

L'usage d'habitation s'apprécie à la date de la demande complète de raccordement ou à la date d'achèvement pour les bâtiments à construire.

## Annexe 4

INFORMATIONS À FOURNIR DANS LE BILAN TRIMESTRIEL DES DEMANDES COMPLÈTES DE RACCORDEMENT EFFECTUÉ PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN DIRECTION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Dans le bilan trimestriel qu'il adresse à la Commission de régulation de l'énergie, chaque gestionnaire de réseau public d'électricité inclut a minima le tableau ci-dessous complété en fonction des demandes complètes de raccordement reçues pour le semestre considéré.

PUISSANCE CRÊTE  P+Q à laquelle est soumise l'installation (kWc)	DEMANDES DE RACCORDEMENT  Complètes reçues pendant le semestre		ACCEPTATIONS DES CONDITIONS techniques et financières reçues pendant le semestre	
	Nombre de dossiers	Puissance cumulée (kWc)	Nombre de dossiers	Puissance cumulée (kWc)
Inférieure ou égale à 3 kWc				
Supérieure à 3 kWc et inférieure ou égale à 9 kWc				
Inférieure ou égale à 36 kWc				
Supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc				

Inférieure ou égale à 500 kWc				
Installations souhaitant bénéficier de la prime d'intégration paysagère				
Installations de vente avec injection du surplus	Installations souhaitant bénéficier de la prime $P_k$	Inférieure ou égale à 3 kWc		
		Supérieure à 3 kWc et inférieure ou égale à 9 kWc		
	Installations souhaitant bénéficier de la prime $P_k$	Inférieure ou égale à 36 kWc		
		Supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kW		
	Installations souhaitant bénéficier du tarif Tek	Inférieure ou égale à 500 kWc		

## Annexe 5

### 1.1.

Le signe de qualité mentionné au 3° de l'article 4 du présent arrêté répond à un référentiel d'exigences de moyens et de compétences et est délivré par un organisme accrédité par le Comité français d'accréditation ou tout autre organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la coordination européenne des organismes d'accréditation.

### 1.2.

Pour les travaux d'installation d'une unité de production d'électricité photovoltaïque, et lorsque les compétences mentionnées au 1.1. de cette présente annexe sont acquises grâce à la formation continue, celle-ci est dispensée par un organisme de formation respectant un cahier des charges défini par le point 7. de cette présente annexe. Le respect de ce cahier des charges est contrôlé par un organisme ayant passé une convention avec l'État.

### 2.

Les signes de qualité mentionnés en 1.1. de la présente annexe sont des signes de qualité conformes à un référentiel qui porte notamment sur la reconnaissance des capacités professionnelles, techniques et financières de l'entreprise pour la conception et la réalisation de travaux de qualité. Ce référentiel est réputé satisfaire aux exigences du présent arrêté dès lors qu'il remplit :

- soit les exigences de la norme NF X 50-091 ou équivalente et respecte les critères spécifiques ou additionnels définis aux points 3 de la présente annexe ;
- soit les exigences de la norme NF EN ISO 17065 ou équivalente et respecte les critères spécifiques ou additionnels définis aux points 4 de la présente annexe.

Les organismes accrédités pour délivrer ces signes de qualité, ou ayant déposé une demande d'accréditation pour délivrer ces signes de qualité et ayant reçu une décision positive de recevabilité opérationnelle de cette demande, passent une convention avec l'Etat. Le dossier de demande de conventionnement des organismes passant une convention avec l'Etat doit comporter les informations permettant de justifier du statut de l'organisme, de son respect des obligations sociales et fiscales, les référentiels d'évaluation du respect des exigences précisées à l'alinéa précédent ainsi que tout document de nature à justifier du respect de ces exigences.

La convention est conclue pour une durée de quatre années. La convention est modifiable ou renouvelable par avenant suivant la même procédure que celle suivie pour sa signature. L'organisme est tenu d'informer l'Etat de tout changement intervenant dans les informations composant le dossier de demande de conventionnement. Tout changement remettant en cause la recevabilité du dossier rend caduque la convention, sur notification de l'Etat.

Un compte rendu de l'activité concernée de l'organisme est adressé annuellement aux ministres chargés de la construction et de l'énergie. Ces derniers peuvent à tout moment contrôler les conditions d'exercice de l'activité de l'organisme.

### **3. Critères spécifiques ou additionnels à la norme NF X 50-091 ou équivalente.**

#### **3.1. Objet du signe de qualité.**

Les signes de qualité objet de la présente annexe répondent à un référentiel remplissant les exigences de la norme NF X 50-091 ou équivalente et les critères spécifiques et additionnels suivants. Les critères spécifiques viennent préciser le contenu de certaines exigences définies dans la norme NF X 50-091. Les critères additionnels sont à contrôler en sus.

Ces signes de qualité sont ci-après dénommés « qualification ». La qualification ne peut être délivrée à un installateur pour l'activité d'offre globale de prestation de services relevant de la « certification » décrite au § 4.1.

#### **3.2 Critères portant sur l'organisme de qualification.**

L'organisme de qualification consultera le ministre chargé de l'énergie ainsi que l'agence pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie pour la définition et l'évolution du référentiel de qualification ainsi que la composition des organes de gouvernance de l'organisme de qualification.

#### **3.3. Exigences spécifiques au regard des pièces constitutives du dossier au titre des critères légaux, administratifs et juridiques.**

L'entreprise demandant l'obtention d'une qualification pour les travaux mentionnés au point 1.2. de la présente annexe remplit les critères de régularité de situation administrative, fiscale, légale et sociale relevant de son activité.

L'organisme obtient les pièces justificatives directement auprès des organismes compétents, ou à défaut les demande auprès de l'entreprise. L'organisme vérifie ces pièces justificatives en conformité avec les dispositions des codes portant respectivement sur la législation, fiscale, sociale ou du travail et, le cas échéant, les dérogations permises.

#### **3.4. Exigences spécifiques ou additionnelles relatives aux critères techniques d'évaluation pour la délivrance de la qualification.**

Dans l'hypothèse où l'entreprise dispose de plusieurs établissements distincts, l'organisme de qualification doit demander que l'ensemble des exigences soit respecté au niveau de chaque établissement (siège et établissements secondaires) réalisant des travaux pour lesquels la qualification est demandée.

##### **3.4.1. Critères de régularité et de compétences de l'entreprise.**

L'entreprise demandant l'obtention d'une qualification pour les travaux mentionnés au point 1.2. remplit des critères financiers, de compétences professionnelles, de moyens techniques et de moyens humains pour la catégorie de travaux concernée.

L'entreprise fournit en outre la preuve de maîtrise des connaissances d'un ou plusieurs responsables techniques de chantier désignés par établissement selon les exigences de l'article 3.4.1.1 du présent arrêté.

##### **3.4.1.1. Le(s) responsable(s) technique(s) doit (doivent) maîtriser a minima les connaissances associées aux thématiques suivantes :**

Formation initiale qualifiante et/ou diplômante ou formation continue spécifique conformément aux dispositions du 5 de la présente annexe, avec un contrôle de connaissances sur le volet

théorique et le volet pratique, agréée par les pouvoirs publics et portant a minima sur les compétences associées aux contenus suivants :

- Etat du marché et des ressources.
- Aspects écologiques et logistiques.
- Sécurité des installations.
- Subventions et aides publiques.
- Solutions technologiques.
- Aspects économiques et de rentabilité.
- Conception, installation et entretien.
- Législation nationale et normes européennes.

La preuve de la maîtrise des connaissances est demandée au niveau de chaque responsable technique désigné.

### **3.4.2. Critères de sous-traitance.**

L'entreprise assume l'entière responsabilité des travaux donnés en sous-traitance.

L'organisme de qualification devra informer les entreprises de leurs obligations d'information de leurs clients et de respect des dispositions législatives et réglementaires en matière de sous-traitance. L'entreprise assure tout ou partie de la fourniture et de la pose des équipements utilisés.

Dans le cadre de la qualification, l'organisme définit un seuil maximal de sous-traitance de l'installation afin de s'assurer du maintien du savoir-faire de l'entreprise. Ce seuil prend en compte les spécificités de modèle économique et de saisonnalité de l'activité d'installateur de modules photovoltaïques. Ce seuil sera ainsi apprécié par qualification, dans une plage de 30 à 50 % du chiffre d'affaires relevant de la pose.

L'entreprise ne peut sous-traiter les travaux relevant de la qualification qu'à des entreprises elles-mêmes titulaires de la qualification.

### **3.4.3. Références et critères portant sur la qualité des travaux.**

Pour la délivrance de la qualification, l'organisme de qualification doit fixer les critères techniques et le nombre des références achevées sur les quarante-huit derniers mois, représentatives des activités d'installation de modules photovoltaïques. Ce nombre est a minima de deux références. Un contrôle documentaire est prévu sur ces références. L'organisme définit la manière dont les références sont documentées. Ces documents comprennent a minima le devis détaillé, la facture détaillée, attestation de conformité du Consuel et l'attestation de satisfaction du client.

En l'absence de références, une délivrance de qualification probatoire est acceptée si elle ne dépasse pas deux ans.

### **3.4.4. Contrôle de réalisation.**

a) Au plus tard à l'achèvement de la deuxième réalisation après la qualification, ou à défaut dans les 12 premiers mois, l'organisme délivrant une qualification effectue un premier contrôle sur une réalisation de l'entreprise, postérieure à la qualification. Si aucun chantier n'a été réalisé dans les 12 premiers mois, le premier contrôle peut être effectué sur une réalisation de l'entreprise antérieure à la qualification. L'organisme délivrant une qualification effectue également des contrôles annuels

sur un échantillon correspondant à la moyenne des installations d'une entreprise chaque année. Le nombre minimal d'installations à contrôler est calculé par la formule suivante

- si  $N_{ipv} \leq 500$  installations :  $N_{tests} = 7 \% N_{ipv}$ ;
- si  $N_{ipv} > 500$  installations :  $N_{tests} = 35 + 3 \% (N_{ipv} - 500)$ .

$N_{ipv}$  est le nombre annuel moyen d'installation de puissance inférieure à 500 kWc réalisé par l'entreprise.

A cet effet, l'organisme agréé mentionné au D. 342-20 du code de l'énergie transmet chaque mois à l'organisme délivrant la qualification la liste des installations réalisées par les entreprises concernées. Ces contrôles ont pour objectif d'évaluer la conformité aux règles de l'art des prestations réalisées ainsi que le respect des exigences relatives aux éléments du service rendu par l'entreprise au client, selon les exigences définies à l'article 6.

b) L'organisme délivrant la qualification doit définir les suites des résultats de ce contrôle dans le cadre de l'instruction ou de la procédure de suivi et établit un bilan annuel des malfaçons constatées afin d'actualiser son référentiel de contrôle en conséquence.

#### **3.4.5. Critères portant sur la sinistralité de l'entreprise.**

L'entreprise fournit à l'organisme de qualification, lors de l'octroi ou du renouvellement du signe de qualité, un relevé de sinistralité couvrant les quatre dernières années délivré par son assureur. L'organisme de qualification évalue le relevé de sinistralité de l'entreprise sur les quatre dernières années et en tiendra compte lors de la décision d'attribution de la qualification. Les dispositions techniques de mise en œuvre de ce paragraphe sont précisées dans la convention citée au point 2 de la présente annexe.

#### **3.5. Exigences relatives aux modalités de traitement des réclamations, procédures de suspension et de retrait.**

L'organisme doit prévoir une procédure de traitement des réclamations émanant des clients des entreprises titulaires de la qualification, qui peut conduire à la suspension ou au retrait de la qualification.

Dans ces procédures, l'organisme de qualification doit prévoir des dispositions proportionnées et graduées prévoyant notamment la suspension ou le retrait de la qualification.

Cette échelle de sanctions doit intégrer des procédures concernant notamment :

- un contrôle de réalisation de chantier supplémentaire en cas de contrôle de réalisation présentant des non-conformités ;
- la suspension de la qualification en cas de départ du (ou des) responsable(s) technique(s) et de son non-remplacement dans un délai de six mois ;
- la suspension ou le retrait en cas d'absences d'actions correctives suite à une non-conformité lors des contrôles de réalisation ;
- la suspension ou le retrait en cas de réclamation fondée d'un tiers ou de condamnations pour pratiques commerciales illicites.

#### **4. Critères spécifiques ou additionnels à la norme NF EN ISO/CEI 17065 ou équivalente.**

##### **4.1. Objet du signe de qualité.**

Pour les besoins de la présente annexe, on définit par « contractant général » l'entreprise qui est l'unique titulaire du marché de conception et de réalisation de l'ouvrage photovoltaïque et, à ce titre, en prend l'entière responsabilité vis-à-vis du maître d'ouvrage. Cette entreprise doit, en outre, être en mesure de proposer au maître d'ouvrage une offre de maintenance de cet ouvrage.

L'offre globale de prestation de services du contractant général doit comporter, a minima, les éléments suivants :

En ce qui concerne la conception de l'ouvrage photovoltaïque :

- Réalisation des documents de développement de l'installation photovoltaïque.
- Réalisation des documents d'exécution du chantier.
- Réalisation du dossier des ouvrages exécutés (DOE) ou équivalent.

En ce qui concerne la réalisation de l'ouvrage photovoltaïque :

- Réalisation de l'ensemble des travaux concourant à la création de l'ouvrage photovoltaïque, et incluant l'ensemble des fournitures.
- Gestion et organisation du chantier.
- Gestion de la qualité et de la sécurité du chantier.

En ce qui concerne la maintenance de l'ouvrage photovoltaïque :

- Rapatriement et traitement des données de production de l'installation photovoltaïque.
- Maintenance préventive et corrective.
- Pilotage à distance.
- Diagnostic et reporting.

En ce qui concerne les couvertures assurantielles : mise en place des assurances professionnelles et constructeur couvrant l'ensemble des travaux et prestations réalisées (conception, réalisation, et maintenance).

Sont ainsi concernés par le point 4. de la présente annexe, les seuls signes de qualité portant sur la capacité d'un contractant général à proposer une telle offre globale ainsi que sa capacité à assurer l'accompagnement du maître d'ouvrage tout au long du projet. Ce signe de qualité, délivré selon un référentiel, remplit les exigences de la norme NF EN ISO/CEI 17065 et les exigences complémentaires qui suivent. Ce signe de qualité est ci-après dénommé « certification ».

Ce signe de qualité est délivré par un organisme de certification accrédité. Dans son référentiel de certification, l'organisme doit exiger et contrôler que le contractant général est en capacité de proposer une offre globale de prestation de services répondant aux critères ci-dessus. A défaut, il doit refuser la candidature et l'orienter vers une procédure de qualification.

##### **4.2. Critères portant sur l'organisme de certification.**

L'impartialité et la neutralité de l'organisme doivent notamment être garanties par la participation équilibrée de représentants de la (ou des) branche(s) professionnelle(s), des fournisseurs concernés, de clients et d'institutionnels dont les modalités de désignation et de participation doivent être

définies, documentées et mentionnées dans le dossier de demande de conventionnement. En particulier, l'organisme de certification doit s'assurer que pour l'élaboration de ses référentiels il a consulté les représentants de tous les intérêts ci-dessus, sans prédominance de l'un par rapport aux autres.

L'organisme de certification consultera le ministre chargé de l'énergie ainsi que l'agence pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie pour la définition et l'évolution du référentiel de certification ainsi que la composition des organes de gouvernance de l'organisme de certification.

### **4.3. Exigences relatives aux critères d'évaluation pour la délivrance de la certification.**

Dans l'hypothèse où l'entreprise possède plusieurs établissements distincts, l'organisme de certification doit demander que l'ensemble des exigences soit respecté au niveau de chaque établissement réalisant des prestations pour lesquelles la certification a été demandée.

#### **4.3.1. Critères portant sur la situation administrative, les moyens humains, compétences et moyens matériels de l'entreprise.**

L'entreprise demandant l'obtention d'une certification remplit des critères de régularité de situation administrative, fiscale, légale et sociale.

Les documents listés ci-après, fournis par l'entreprise ou récupérés directement par l'organisme, constituent le dossier au titre des critères administratifs, fiscaux, légaux et sociaux :

- au titre de la justification de l'existence légale ;
- extrait du Kbis et/ou inscription à la chambre des métiers ;
- immatriculation INSEE : Siren, Siret des établissements demandeurs le cas échéant, et code NACE ;
- au titre de la justification du respect des obligations sociales : attestation de l'URSSAF datée de moins de trois mois à la date du dépôt du dossier de demande ;
- au titre du respect des obligations légales : attestations d'assurances en responsabilité civile et en responsabilité civile décennale en cours de validité à la date du dépôt de dossier.

Pour répondre à ces exigences, les entreprises étrangères doivent produire les documents équivalents délivrés par les services et autorités compétentes du pays où elles exercent.

##### **4.3.1.1. Critères financiers.**

L'organisme de certification doit exiger de l'entreprise des informations financières sur au moins ses deux derniers exercices comptables clos. Il établit les conditions d'utilisation de ces informations dans son système de certification. Il peut rapprocher ces données comptables d'autres éléments recueillis pour vérifier la cohérence et l'adéquation des moyens du demandeur, voire apprécier sa santé financière.

##### **4.3.1.2. Critères d'exclusion.**

L'organisme de certification doit exclure toute entreprise dont le dirigeant ou un de ses représentants mandatés a fait l'objet depuis moins de cinq ans d'un jugement ayant autorité de chose jugée et dont il a eu connaissance, constatant sa participation à une organisation criminelle, une corruption, une fraude, un blanchiment de capitaux ou un délit affectant sa moralité dans l'exercice de sa profession.

##### **4.3.1.3. Moyens humains.**

L'organisme de certification définit l'ensemble des exigences à respecter par l'entreprise, portant sur les moyens en ressources humaines identifiés par exemple par l'effectif du personnel, sa formation initiale ou continue, son positionnement dans les conventions collectives, son expérience professionnelle et, le cas échéant, ses habilitations. L'évaluation de ces ressources humaines doit concerner tous les niveaux du personnel du demandeur (dirigeants, cadres, techniciens, exécutants). Les moyens humains couvrent, a minima, des compétences en étude, coordination de chantier et de conseil relevant d'une offre globale de rénovation énergétique de bâtiment.

De plus, l'organisme de certification doit exiger de l'entreprise qu'elle désigne un ou plusieurs responsables techniques de chantier par établissement (siège et établissements secondaires) et pour lequel ou lesquels elle fournit la preuve de maîtrise de leurs connaissances selon les dispositions du 5 de la présente annexe.

#### **4.3.1.4. Moyens matériels.**

L'organisme de certification définit l'ensemble des exigences à respecter par l'entreprise, portant sur les moyens matériels de réalisation des prestations concernées, par exemple des moyens d'études, de conseil, de réalisation et de contrôle. L'entreprise doit notamment disposer d'un minimum de moyens d'étude, de coordination de chantier et de conseil. L'organisme de certification doit définir vis-à-vis de la certification les limites acceptables en matière de recours à des moyens techniques extérieurs.

#### **4.3.1.5. Sous-traitance.**

Les activités du contractant général défini au 4.1 de la présente annexe peuvent faire l'objet d'une sous-traitance hormis l'accompagnement du maître d'ouvrage tout au long du projet. L'organisme de certification doit vérifier que le contractant général dispose en propre d'un minimum de ressources humaines, qu'il est en capacité de maîtriser techniquement tout recours à la sous-traitance, qu'il dispose des compétences internes pour l'étude du productible, l'implantation d'une installation, la qualification des matériels retenus, la coordination des chantiers, la rédaction des contrats et des cahiers des clauses techniques particulières, et qu'il assume l'entière responsabilité des travaux donnés en sous-traitance.

Le contractant général ne peut sous-traiter tout ou partie des travaux qu'auprès d'entreprises disposant de signes de qualité relevant des travaux d'installation photovoltaïque et répondant aux exigences du point 2. de la présente annexe.

Par exception aux dispositions de l'alinéa précédent, le contractant général peut sous-traiter tout ou partie des travaux auprès d'entreprises ne disposant pas des signes de qualité définis à la présente annexe, uniquement s'il met en œuvre les moyens et les dispositions nécessaires afin de garantir la qualité et la maîtrise de la (des) prestation(s) sous-traitée(s) selon les dispositions ci-dessous, vérifiées périodiquement par l'organisme certificateur :

- décrire la méthode utilisée pour la sélection des sous-traitants, leur référencement et leur évaluation ;
- établir une liste des sous-traitants référencés et évalués en cours de validité, et définir les prestations sous-traitées ;
- tenir à jour les informations pour les sous-traitants référencés ;

- disposer d'un engagement ou d'un contrat de sous-traitance ;
- disposer des éléments permettant de prouver que le sous-traitant possède la capacité à réaliser l'activité sous-traitée (moyens humains, habilitations, matériels et financiers adaptés au lot sous-traité) et disposer des assurances en cours de validité correspondant à la nature des prestations réalisées en sous-traitance et aux systèmes photovoltaïques mis en œuvre ;
- mettre en place une procédure de vérification de la conformité des activités sous-traitées ;
- réaliser des contrôles des sous-traitants sur chantiers ;
- avoir les moyens d'évaluer et de suivre leurs compétences, d'enregistrer les résultats et mettre en œuvre les actions correctives le cas échéant.

Les entreprises sous-traitantes ne doivent en aucun cas mentionner ou faire référence au signe de qualité du contractant général pour lequel elles réalisent des activités qui lui ont été sous-traitées.

L'organisme de certification devra informer le contractant général des obligations d'information de leurs clients et de respect des dispositions législatives et réglementaires en matière de sous-traitance.

Le contractant général doit tenir à disposition de l'organisme de certification les justificatifs attestant du respect des exigences ci-dessus.

#### **4.3.2. Critères portant sur la qualité des travaux.**

##### **4.3.2.1. Références de réalisations.**

L'organisme de certification définit l'ensemble des exigences à respecter par l'entreprise, portant sur des références de réalisations effectuées par l'entreprise et sur les activités faisant l'objet de la demande de certification.

L'organisme de certification doit demander à l'entreprise de démontrer son expérience par la présentation d'une liste de références récentes et/ou d'un certain nombre de références détaillées. L'organisme de certification doit vérifier au travers de ces références que les réalisations présentées par le demandeur correspondent bien à la définition de la certification sollicitée. L'organisme de certification doit fixer les critères techniques et le nombre des références de chantiers achevés sur les quarante-huit derniers mois, représentatives des activités pour lesquelles l'entreprise demande la certification ; ce nombre doit être a minima de deux.

Ces références font l'objet d'un contrôle documentaire par l'organisme de certification, y compris l'évaluation énergétique qui doit être fournie. L'organisme doit, au moins par sondage, interroger directement les clients, prescripteurs ou contrôleurs techniques, sur les conditions de réalisation d'une ou de plusieurs des références de l'entreprise. L'organisme définit la manière dont les références sont documentées. Ces documents comprennent a minima le devis, la facture, le rapport d'évaluation énergétique et l'attestation ou l'enquête de satisfaction du client.

##### **4.3.2.2. Contrôle de réalisation.**

a) Au plus tard à l'achèvement de la deuxième réalisation après la certification, ou à défaut dans les 12 premiers mois, l'organisme délivrant une certification effectue un premier contrôle sur une réalisation de l'entreprise, postérieure à la certification. Si aucun chantier n'a été réalisé dans les 12 premiers mois, le premier contrôle peut être effectué sur une réalisation de l'entreprise antérieure à la certification.

L'organisme certificateur s'assure que le contractant général effectue des contrôles annuels sur un échantillon d'installations et d'interventions de maintenance annuelles.

Le nombre minimal d'installations à contrôler par le contractant général est calculé par la formule suivante :

- si  $N_{ipv} \leq 500$  installations :  $N_{tests} = 5 + 10 \% N_{ipv}$  ;
- si  $N_{ipv} > 500$  installations :  $N_{tests} = 55 + 5 \% (N_{ipv} - 500)$ .

$N_{ipv}$  est le nombre annuel d'installation de puissance inférieure à 500 kWc réalisé par l'entreprise.

Le contrôle des installations a pour objectif d'évaluer la conformité aux règles de l'art des prestations réalisées ainsi que le respect des exigences relatives aux éléments du service rendu par l'entreprise au client, selon les exigences définies au 6 de la présente annexe.

Le nombre minimal d'interventions de maintenance à contrôler par le contractant général est calculé par la formule suivante :

- si  $N_{mpv} \leq 2000$  installations :  $N_{tests} = 1 + 3 \% N_{mpv}$  ;
- si  $N_{mpv} > 2000$  installations :  $N_{tests} = 60$ .

$N_{mpv}$  est le nombre d'installations de puissance inférieure à 500 kWc sous contrat de maintenance.

Le contrôle des interventions de maintenance a pour objectif d'évaluer l'exhaustivité de la prestation effectuée ainsi que le respect des exigences relatives aux éléments du service rendu par l'entreprise au client.

b) Le contractant général doit définir les suites des résultats de ces contrôles et mettre en place les plans d'action adaptés pour correction des éventuels écarts, plans d'action qui seront audités par l'organisme certificateur.

#### **4.3.2.3. Procédure de suivi annuelle.**

L'organisme de certification doit prévoir une procédure de suivi annuelle. Cette procédure de suivi comporte a minima deux composantes :

- vérification des audits internes menés par l'entreprise certifiée. A cet effet, l'organisme agréé mentionné au D. 342-20 du code de l'énergie transmet chaque mois à l'organisme délivrant la certification la liste des installations réalisées par les entreprises concernées. L'organisme délivrant la certification doit définir les suites des résultats de ce contrôle dans le cadre de l'instruction ou de la procédure de suivi et établit un bilan annuel des malfaçons constatées afin d'actualiser son référentiel de contrôle en conséquence.

- contrôle à partir d'éléments fournis par l'entreprise certifiée du respect des critères légaux, administratifs, juridiques et financiers ainsi que sur le maintien des moyens humains. En cas de modification susceptible de remettre en cause la certification obtenue, l'organisme de certification doit alors décider de maintenir la certification ou de lancer une procédure de révision de la certification.

#### **4.3.2.4. Critères portant sur la sinistralité de l'entreprise.**

L'entreprise fournit à l'organisme de certification, lors de l'octroi ou du renouvellement du signe de qualité, le relevé de sinistralité couvrant les quatre dernières années délivré par son assureur. L'organisme de certification évalue le relevé de sinistralité de l'entreprise sur les quatre dernières années et en tiendra compte lors de la décision d'attribution de la qualification.

### **4.3.3. Critères portant sur la nature du certificat et les dispositions de renouvellement, suspension et de retrait.**

#### **4.3.3.1. Délivrance du certificat de certification.**

La décision de certification se concrétise par la délivrance d'un certificat et par la publication des coordonnées du certifié et de sa certification au moyen de tout support permettant une information publique. L'organisme de certification atteste que le certifié satisfait à l'ensemble des critères définis dans son référentiel de certification. Le certificat doit permettre d'identifier le certifié et chacun de ses établissements couverts par la certification avec au minimum :

- le nom, l'adresse, la forme juridique et le nom du responsable légal du certifié ;
- le ou les domaines de la ou des certifications attribuées ;
- la ou les compagnies d'assurance auprès desquelles le certifié a déclaré être assuré ;
- la date d'effet, et la durée de validité de la certification ;
- la date d'échéance du certificat ;

#### **4.3.3.2. Durée de validité.**

L'organisme de certification doit prévoir la durée de validité de la certification, celle-ci ne pouvant excéder quatre ans.

#### **4.3.3.3. Procédure de renouvellement.**

L'organisme de certification doit prévoir une procédure de renouvellement qui doit intervenir à l'issue de chaque période de validité et dans le cadre de laquelle l'entreprise doit se soumettre à un nouveau contrôle de réalisation sur chantier en cours ou achevé dans les mêmes conditions que celles définies au 4.3.2.2. ci-dessus.

#### **4.3.3.4. Exigences relatives aux modalités de traitement des réclamations, procédures de suspension et de retrait.**

L'organisme de certification doit établir et publier une échelle de sanctions proportionnées et graduées à l'encontre de l'entreprise certifiée applicable en cas de manquement à ses obligations vis-à-vis de l'organisme, de clients ou de tiers. Cette échelle de sanctions peut entraîner un avertissement, une suspension ou un retrait de la certification et, s'il y a lieu, une action en justice (par exemple dans le cas d'une utilisation frauduleuse de la certification). Cette échelle de sanctions, doit intégrer des procédures concernant notamment :

- un contrôle de réalisation de chantier supplémentaire en cas de contrôle de réalisation présentant des non-conformités ;
- la suspension de la certification en cas de départ du (ou des) responsable (s) technique (s) et de son non-remplacement dans un délai de six mois ;

- la suspension ou le retrait en cas d'absences d'actions correctives suite à une non-conformité lors des contrôles de réalisation ;
- la suspension ou le retrait en cas de réclamation fondée d'un tiers ou de condamnations pour pratiques commerciales illicites.

## **5. Précisions sur la formation.**

Tout nouveau responsable technique d'une entreprise candidate à l'obtention d'un signe de qualité mentionné au point 2. de la présente annexe doit avoir suivi avec succès une formation initiale qualifiante et/ou diplômante ou une formation continue respectant le cahier des charges défini par le point 7. de cette présente annexe, auprès d'un organisme de formation agréé par un organisme ayant passé une convention avec l'État conformément au 1.2 de la présente annexe, ci-après dénommé « organisme de contrôle de la formation ». La liste des organismes de contrôle de la formation est tenue à jour sur les sites internet du ministère chargé de l'énergie. Le cahier des charges précise les exigences relatives aux objectifs de la formation, à l'architecture de la formation, à la plate-forme technique associée, aux modalités de contrôle des connaissances des stagiaires et à la reconnaissance des compétences des formateurs. En alternative à la preuve de formation initiale et/ou continue dans le domaine du signe de qualité, un responsable technique peut faire valider ses compétences par la réussite à un contrôle individuel de connaissances selon les dispositions du §5.9 de la présente annexe.

Les organismes souhaitant devenir organisme de contrôle de la formation adressent une demande de conventionnement au ministre chargé de l'énergie.

### **5.1**

L'organisme de formation est en règle vis-à-vis de ses obligations administratives, fiscales et sociales, et dispose de moyens humains et matériels adaptés à la formation qu'il délivre.

### **5.2.**

L'organisme de formation met en œuvre une démarche d'amélioration continue comprenant notamment :

- La prise en compte des propositions d'amélioration sur les méthodes et moyens pédagogiques utilisés ;
- La réception et le traitement des réclamations émanant des stagiaires ou des entreprises qui emploient les stagiaires.

### **5.3.**

L'organisme de formation adresse, pour la formation dont le cahier des charges est détaillé au point 7. et qu'il souhaite dispenser, à un organisme de contrôle de la formation un dossier de demande d'agrément comportant :

- Les informations permettant de justifier du statut de l'organisme de formation et du respect des exigences définies au point 5.1. ;
- Les informations permettant de justifier des capacités professionnelles, techniques et financières de l'organisme de formation pour la conception et la réalisation de la formation ;
- Les documents justifiant du respect des exigences du point 5.2. ;

- Un descriptif détaillé des moyens techniques destinés à mettre en œuvre la formation ;
- Le programme de la formation précisant les méthodes et moyens pédagogiques pour chaque séquence ;
- Le nom des formateurs reconnus compétents conformément au point 5.5.

L'organisme de contrôle de la formation accuse réception de la demande. À compter de la date de réception d'un dossier complet, il informe l'organisme de formation de sa décision dans un délai de deux mois. L'organisme de contrôle de la formation n'a avec l'organisme dispensant ou concevant la formation aucun lien de nature capitalistique ou de nature à nuire à l'impartialité de la délivrance de l'agrément.

#### **5.4.**

La durée de validité d'un agrément d'organisme de formation est de quatre ans.

Au cours des 24 premiers mois de l'agrément, l'organisme de contrôle de la formation évalue l'organisme de formation au travers d'un audit aléatoire de la formation durant lequel sont évaluées notamment les compétences du formateur et la qualité de l'organisation de la formation. En outre, il effectue chaque année un suivi documentaire de l'organisme de formation permettant de s'assurer que les pièces mentionnées au point 5.3. n'ont pas changé significativement.

#### **5.5.**

La formation est assurée exclusivement par un formateur agréé pour cette catégorie de formation par un organisme de contrôle de la formation.

#### **5.6.**

L'organisme de contrôle de la formation reçoit, pour la formation dont le cahier des charges est détaillé au point 7. qu'il souhaite dispenser, un dossier de demande d'agrément du formateur comprenant son curriculum vitae et une copie de ses diplômes.

L'organisme de contrôle de la formation accuse réception de la demande.

Les compétences techniques et pédagogiques du formateur sont agréées suite à une audition par un jury mis en place par l'organisme de contrôle de la formation. Ce jury est organisé au moins une fois par an. Il est composé d'au moins un représentant de l'organisme de contrôle de la formation, d'un formateur de formateurs et d'un professionnel du bâtiment. Les membres du jury sont désignés pour chaque jury par l'organisme de contrôle de la formation. La délibération du jury s'effectue à la majorité simple.

#### **5.7.**

La durée de validité d'un agrément de formateur est de quatre ans.

#### **5.8.**

Chaque organisme de contrôle de la formation publie sur son site internet la liste des organismes de formation qu'il a agréés et dont l'agrément est en cours de validité, avec pour chacun d'entre eux :

- Identité de l'organisme, coordonnées postales et téléphoniques, adresse internet, informations de localisation géographique ;
- Date de validité de l'agrément de la formation.

Il tient à disposition des autres organismes de contrôle de la formation des organismes de formation, et du ministre en charge de l'énergie, la liste et les coordonnées des formateurs qu'il a agréés et dont l'agrément est en cours de validité.

### **5.9.**

Le contrôle individuel de connaissances des stagiaires porte sur l'ensemble des objectifs pédagogiques des volets théoriques et, le cas échéant, pratique des formations. Le contrôle individuel des connaissances théoriques des stagiaires est établi à partir d'un questionnaire à choix multiple ou d'un questionnaire à réponses courtes composé de trente questions. Pour chaque stagiaire, l'organisme de formation compose le questionnaire à partir d'un outil, fourni par l'organisme de contrôle de la formation qui a agréé l'organisme de formation, qui sélectionne les questions de manière aléatoire dans une base de données mise à jour et transmise aux organismes de contrôle de la formation par l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

L'organisme de formation organise le contrôle individuel des connaissances théoriques en fin de formation.

Le contrôle individuel des connaissances pratiques est réalisé, de manière ponctuelle ou continue pendant la session de formation, à partir d'études de cas ou de travaux pratiques sur plate-forme technique. La formation est considérée comme suivie avec succès si le stagiaire obtient au moins quatre-vingts pour cent de bonnes réponses aux questions posées dans le cadre du contrôle individuel de connaissances théoriques, et si son niveau est considéré comme satisfaisant par le formateur dans le cadre du contrôle individuel des connaissances pratiques.

### **5.10.**

Chaque organisme de contrôle de la formation transmet un rapport d'activité au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé de la construction au plus tard le 31 janvier de chaque année, comprenant pour l'année civile échu :

- La liste des organismes de formation agréés à jour, ainsi que leurs coordonnées, par catégorie de formation ;
- Un bilan et une analyse des motifs de refus, suspension ou retrait d'agrément ;
- Une synthèse des audits d'évaluation des formations et des suivis annuels effectués ;
- Une synthèse des mesures prises en application de l'article 3 ;
- Sur la base des informations que les organismes de formation agréés doivent lui transmettre : nombre de stagiaires, nombre de stagiaires ayant suivi une formation avec succès, taux de réussite et score moyen au contrôle individuel des connaissances théoriques ;
- La liste des formateurs agréés à jour, ainsi que leurs coordonnées ;
- Le cas échéant, une synthèse des jurys d'agrément de formateurs.

## **6. Exigences quant aux contrôles de réalisation.**

L'auditeur devra vérifier les points suivants :

- Remise d'un devis descriptif détaillé des travaux (marques, modèles et estimation du productible en kWh/an) ;

- Réalisation des travaux en conformité avec les règles de l'art ;
- Remise du PV de réception ;
- Remise de la facture détaillée et de toute attestation signée permettant au particulier de souscrire au tarif rachat ;
- En fonction du moment où le contrôle est réalisé, la levée des éventuelles réserves dans le délai convenu avec le client ;
- Remise des notices, garanties et des documents relatifs à l'utilisation et à l'entretien lorsqu'ils existent ;
- Les éléments essentiels de l'installation et/ou de l'ouvrage en relation avec la performance énergétique (cohérence devis/facture/réalisation) ;
- Toutes les pièces administratives et commerciales relatives au tarif d'achat et au financement de l'opération.

Toute non-conformité relevant d'un défaut majeur rend le contrôle de réalisation insatisfaisant.

Si un manquement majeur aux règles de sécurité est constaté lors d'un contrôle, il sera signalé dans le rapport.

## **7. Cahier des charges applicable pour dispenser les formations relatives aux travaux mentionnés au 1.2 de la présente annexe.**

Une session de formation est organisée pour douze stagiaires maximum.

### **7.1. Objectifs de la formation.**

Les objectifs de la formation sont les suivants :

- conseiller son client sur les plans techniques, financiers et divers ;
- concevoir et dimensionner une installation ;
- organiser les points clés de la mise en œuvre et de la mise en service, être capable de les expliquer à son interlocuteur ;
- planifier la maintenance de l'exploitation.

OBJECTIFS de la formation	OBJECTIFS PÉDAGOGIQUES	CONTENU/POINTS CLÉS	DURÉE minimale
---------------------------	------------------------	---------------------	----------------

<p>Objectif 1 :</p> <p>Conseiller son client sur les plans techniques, financiers et divers.</p>	<p>1.1 Etre capable de situer à un client le contexte environnemental du PV, l'aspect réglementaire, le marché et les labels de qualité.</p>	<p>Contexte RT 2012</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le potentiel de l'énergie solaire ;</li> <li>• Marché du PV (très succinct en rappelant uniquement le contexte actuel).</li> </ul> <p>Le PV au niveau coût matériel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contexte environnemental (énergie grise, bilan carbone...);</li> <li>• Labels/Signes de qualité (signes RGE,...).</li> </ul>	<p>5h10</p>
	<p>1.2 Etre capable d'expliquer à un client le fonctionnement d'un système photovoltaïque.</p>	<p>Les différents types d'installations PV avec principe de fonctionnement PV d'une manière globale (faire une synthèse rapide des différents systèmes existants sur le marché avec avantages/inconvénients : autonome, hybride, raccordé au réseau avec leurs différents composants)</p>	
	<p>1.3 Savoir expliquer à un client les différentes étapes administratives pour la mise en œuvre d'un système PV raccordé au réseau.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les incitations financières / tarif d'achat de l'électricité.</li> <li>• Le dossier administratif à remettre au client tout au long de l'installation (déclaration de travaux, devis, démarche de raccordement, dossier à remettre au client, PV de réception, attestation de conformité consuel...).</li> </ul>	
	<p>1.4 Etre capable de mettre en œuvre les acquis des séquences 1.1, 1.2 et 1.3.</p>		
<p>Objectif 2 :</p> <p>Concevoir et dimensionner une installation au plus juste des besoins et en fonction de l'existant.</p>	<p>2.1 Savoir choisir une configuration de système PV en fonction de l'usage et du bâti. Savoir analyser l'existant pour la mise en œuvre d'une installation PV. Savoir calculer le productible.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Productivité en fonction de l'orientation / inclinaison et du lieu géographique.</li> <li>• Les masques.</li> <li>• Le type d'implantation (intégrée ou surimposée).</li> </ul>	<p>3h00</p>
	<p>2.2 Savoir dimensionner une installation selon sa nature : vente en totalité ou vente en surplus.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nature de l'installation : vente en totalité / vente en surplus.</li> </ul>	

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordement (type, nombre de compteurs).</li> <li>• Notion d'autoconsommation et de taux d'autoconsommation.</li> </ul>	
<p>Objectif 3 :</p> <p>Organiser les points clés de la mise en œuvre et de la mise en service, être capable de les expliquer à son interlocuteur.</p>	3.1 Connaître le module PV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le module solaire (technologies existantes de cellules, modules PV, rendement et particularité des modules, caractéristiques modules...)</li> <li>• L'onduleur (caractéristiques, rendement, rendement européen, critères de choix d'un onduleur...)</li> </ul>	8h50
	3.2 La protection des personnes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protections des intervenants sur chantiers et utilisateurs, protection contre les chocs électriques.</li> <li>• Fiche action sur différents risques (partie DC et AC).</li> </ul>	
	3.3 La protection des biens.	Protection des biens (protection contre la foudre...).	
	3.4 Savoir utiliser les EPI et se mettre en sécurité en toiture.	Sécurité et accès au toit pour la pose de capteurs solaires.	
	3.5 Connaître la procédure d'une installation PV raccordée au réseau. Connaître les points clés d'une mise en œuvre des modules PV. Savoir raccorder les modules PV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TP1 : Processus branchement Installation PV Bilan de fin de chantier (présentation rapport de mise en services + attestation consuel + autocontrôle) Plan de calepinage.</li> <li>• TP2 : Mise en service au niveau de l'onduleur et contrôle de l'installation avec la fiche de contrôle.</li> <li>• TP3 : Contrôle de la pose des capteurs solaires et raccordement.</li> </ul>	
<p>Objectif 4 :</p> <p>Planifier la maintenance de l'exploitation.</p>	4.1 Connaître les différents points clés d'une maintenance préventive.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parties sur les différents points à vérifier lors d'une maintenance préventive.</li> <li>• Les filières de recyclage.</li> </ul>	0h30

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les principaux sinistres (défaut d'isolement, arc électrique, incendie).</li> </ul>	
--	--	--	--

## 7.2. Plate-forme technique.

La plateforme pédagogique doit être couverte et à l'abri des intempéries.

### 7.2.1. Exigences concernant le gisement solaire.

Les travaux pratiques sur le gisement solaire nécessitent la mise à disposition pour chaque groupe de 3 stagiaires maximum une sonde d'ensoleillement ou solarimètre.

Ils nécessitent également la mise à disposition pour chaque stagiaire du matériel suivant :

- ▶ boussole
- ▶ clinomètre
- ▶ diagramme solaire

### 7.2.2. Exigences concernant la protection des personnes.

Un atelier de raccordement électrique (pour 3 stagiaires maximum) connecté à un champ photovoltaïque de 300 Wc minimum, regroupant :

- ▶ Un onduleur synchrone
- ▶ Un coffret de mesures et protection AC
- ▶ Des compteurs d'énergie
- ▶ Un tableau de distribution AC
- ▶ Un système d'acquisition de mesures intégré ou externe à l'onduleur
- ▶ Un ensemble d'étiquettes amovibles (UTE C 15-712-1)
- ▶ Multimètre
- ▶ Pince ampérométriques DC et AC
- ▶ VAT (Vérificateur d'absence de tension)
- ▶ Gants isolants
- ▶ Ecran facial
- ▶ Boîte à outils (tournevis électricien, pince à sertir, connecteurs PV, fusibles, câble, parafoudre, différentiel ...)

### 7.2.3. Exigences concernant la sécurité et accès au toit pour la pose de capteurs.

Le travail en hauteur implique la mise à disposition par l'organisme de formation au minimum d'une toiture inclinée avec mise en place d'une ligne de vie ou de points d'ancrage.

La sécurité et l'accès au toit impliquent la mise à disposition des stagiaires :

- ▶ Harnais de sécurité (en nombre suffisant pour les travaux en toiture)
- ▶ Longes et bloqueurs ou anti-chute
- ▶ Casques

#### **7.2.4. Sur la mise en service et le contrôle de l'installation.**

Un atelier de raccordement électrique (pour 3 stagiaires maximum) connecté à un champ photovoltaïque de 300 Wc (utilisation du même atelier décrit au paragraphe 2).

#### **7.2.5. Exigences sur le contrôle de la pose des capteurs solaires et raccordement.**

Une toiture couverte de tuiles d'au moins 10 m<sup>2</sup> et inclinée au moins à 15° (pour 3 stagiaires maximum) comprenant :

- ▶ au minimum 4 modules PV (surface au minimum d'1 m<sup>2</sup> par module)
  
- ▶ du matériel d'étanchéité
- ▶ des ventouses de vitrier

### **7.3. Prérequis des stagiaires**

Selon la configuration de son plateau technique, du contenu de la formation, et des ambitions des employeurs ayant placé les stagiaires en formation, l'organisme de formation s'assure que ledit stagiaire dispose des pré-requis et habilitations suffisantes à son admission en formation.

## **Annexe 6 - Méthodologie de l'évaluation carbone simplifiée**

Cette évaluation est réalisée par un organisme certificateur disposant d'une accréditation selon la norme EN ISO 17065 ainsi qu'une accréditation EN ISO 17025 portant sur le produit module photovoltaïque (IEC 61215 et IEC 61730 en cours de validité), délivrées par l'instance nationale d'accréditation, ou l'instance nationale d'accréditation d'un autre État membre de l'Union européenne, membre de la coopération européenne pour l'accréditation et ayant signé les accords de reconnaissance mutuelle multilatéraux.

Pour que l'évaluation carbone simplifiée soit considérée comme valide, les modules doivent être déclarés conformes aux normes IEC 61215 et 61730 applicables par un laboratoire accrédité 17025 tel que spécifié ci-avant et l'approvisionnement et l'origine de chacun des matériaux nécessaires à la fabrication des modules ou des films photovoltaïques qui font l'objet du calcul du bilan carbone devra être documenté lors de sa réalisation.

Le certificat doit mentionner à minima :

Pour les modules photovoltaïques en silicium cristallin, les caractères (numéros ou lettres) permettant l'identification des sites de fabrication de 3 composants principaux du module que sont :

- l'usine de production des modules ;
- l'usine de production des cellules.
- l'usine de production de plaquettes de silicium

doivent être apposés sur une étiquette au dos du module, intégré au numéro de série, ou un code spécifique à proximité de celui-ci.

Pour les modules photovoltaïques en couches minces, les caractères (numéros ou lettres) permettant l'identification du site de production du module doivent être apposés sur une étiquette au dos du module, intégré au numéro de série, ou un code spécifique à proximité de celui-ci.

Si les codes d'identification des usines de production ne sont pas fournis, la mention "non conforme" sera indiquée sur le certificat.

Le certificat doit également mentionner :

- le nom et l'adresse des sites de production susmentionnés ;
- la date du dernier audit réalisé sur le site de production des modules par un organisme accrédité dans le domaine photovoltaïque. Cet audit doit dater de moins d'un an.

Si l'installation comporte plusieurs types de modules, la valeur carbone considérée sera la moyenne des bilans carbone de chaque type de module pondérée par les puissances crêtes de ces différents types de modules.

#### Hypothèses et périmètre d'évaluation de la méthode d'évaluation carbone simplifiée

L'évaluation carbone simplifiée des modules de la centrale photovoltaïque se fonde uniquement sur l'évaluation carbone simplifiée du laminé photovoltaïque (module photovoltaïque sans cadre). La puissance crête des modules est considérée uniquement sur la face avant (la puissance face arrière n'est pas prise en compte).

Une tolérance négative de la puissance crête n'est pas autorisée dans le calcul de l'évaluation carbone simplifiée.

Les émissions de gaz à effet de serre liées aux autres composants de la centrale ne sont pas considérées.

Seules les étapes de fabrication suivantes sont prises en compte pour l'évaluation carbone simplifiée du module :

Filière silicium cristallin :

Fabrication du silicium métallurgique (MG-Si)

Fabrication du polysilicium ;

Fabrication du lingot (Ingot as-grown);

Fabrication de la brique de silicium (ingot to brick) ;

Fabrication de la plaquette (wafer) ;

Fabrication de la cellule (cell) (avant processus de découpe réalisé sur le site d'assemblage du module);

Fabrication du module ;

Fabrication du verre et du verre trempé ;

Fabrication de l'encapsulant (EVA, POE ou autre) ;

Fabrication de la face arrière (PET, PVF, POE ou autre) (backsheet).

Filière couche mince :

Fabrication du module ;

Fabrication du verre et du verre trempé ;

Fabrication de l'encapsulant (EVA, PET, PVF, POE ou autre) ;

Fabrication de la face arrière (PET, PVF, POE ou autre) (backsheet).

Les émissions de gaz à effet de serre provenant des autres étapes du cycle de vie du module ne sont pas considérées (transport vers le site de mise en service et d'exploitation, installation, utilisation, fin de vie). Il est précisé ici que le transport des intrants relatif à un procédé donné doit être pris en compte dans le périmètre de l'ACV. Les hypothèses prises quant aux modes de transport seront détaillées.

On se limite donc à l'évaluation des émissions de GES liées à la production du module, aux équipements de procédés, aux bâtiments et utilités (hors administratif et R&D). L'énergie grise, c'est-à-dire l'énergie nécessaire à la fabrication, des équipements bâtiments et utilités est prise en compte dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre.

Formule de calcul utilisée

L'évaluation carbone simplifiée des modules utilisés pour la centrale photovoltaïque se base sur la formule 1 suivante :

Formule 1

$$G = \sum_{i \text{ composants du module}} G_i$$

Formule dans laquelle :

G, [kg eq CO<sub>2</sub>/kWc], représente la quantité de gaz à effet de serre émise lors de la fabrication d'un kilowatt crête de module photovoltaïque.

G s'obtient par l'addition des G<sub>i</sub>, qui représentent les valeurs d'émissions de gaz à effet de serre de chaque composant i du module photovoltaïque rapportées à un kilowatt crête de Puissance. G<sub>i</sub> s'exprime dans la même unité que G. Chaque G<sub>i</sub> s'obtient par la formule 2.

Formule 2

$$G_i [\text{kg eq CO}_2/\text{kWc}] = \sum_j (GWP_{ij} * X_{ij}) * Q_i$$

Formule dans laquelle :

Q<sub>i</sub> représente la quantité du composant i (déterminée à l'étape 1) nécessaire à la fabrication d'un kWc de module ou film photovoltaïque, incluant les pertes et casses.

x<sub>ij</sub>, sans unité, représente la fraction de répartition (déterminée dans l'étape 2) des sites j de fabrication du composant i. Ce coefficient est moyenné sur une année d'approvisionnement.

GWP<sub>ij</sub> unitaire, exprimé en kilogramme équivalent CO<sub>2</sub> par unité de quantification du composant, représente l'émission spécifique de CO<sub>2</sub>eq associée à la fabrication du composant i par unité de quantification du composant (par exemple le m<sup>2</sup> pour le module) dans le site de fabrication j (déterminée dans l'étape 3) (GWP = Global Warming Potential).

### III. Étapes nécessaires au calcul du bilan carbone simplifié du module ou film photovoltaïque

#### III.1/ Inventaire de la quantité de matériau nécessaire à la fabrication du module ou film photovoltaïque

La première étape de calcul de l'analyse carbone simplifiée du module photovoltaïque consiste à inventorier et à quantifier les composants nécessaires à la fabrication d'un kilowatt crête de module photovoltaïque. On appliquera les coefficients du tableau 2, relatifs à la quantité de matériaux et composants nécessaires à la fabrication du produit intermédiaire, pour prendre en compte les pertes et casses lors de la fabrication des modules en technologies silicium cristallin.

La quantité de chaque composant nécessaire à la fabrication dans un kilowatt crête de module, notée  $Q_i$ , est indiquée dans une unité propre au composant :

MG-Si en kg. Cette valeur est ramenée à la masse de silicium nécessaire à la fabrication d'1 kWc de module. Les pertes et casses seront prises en compte.

Polysilicium en kg. Cette valeur est ramenée à la masse de silicium nécessaire à la fabrication d'1 kWc de module. Les pertes et casses seront prises en compte.

Lingots en kg de silicium. Cette valeur est ramenée à la masse de silicium nécessaire à la fabrication d'1 kWc de module. Les pertes et casses seront prises en compte.

Brique en kg de silicium. Cette valeur est ramenée à la masse de silicium nécessaire à la fabrication d'1 kWc de module. Les pertes et casses seront prises en compte (tête, queue et squaring).

Plaquettes (wafers) en  $m^2$  de plaquettes. Cette valeur est ramenée à la surface de plaquettes nécessaire pour faire 1 kWc. Les pertes et casses seront prises en compte. Le calcul des pertes et casses est détaillé dans le Tableau 2 pour une perte sciage (kerf) fixée à  $70 \mu m$  et une densité de silicium de  $2330 \text{ kg}/m^3$ .

Cellules en  $m^2$  de cellules. Cette valeur est ramenée à la surface de cellules nécessaire pour faire 1 kWc. Les pertes et casses seront prises en compte.

Modules en  $m^2$  de modules. Cette valeur est la surface de module nécessaire pour faire 1 kWc que ce soit pour les modules cristallins ou en couches minces. Les éléments présents dans le module (ribbon et boîte de jonction) seront également inventoriés.

Verre en kg. Cette valeur est la masse de verre nécessaire pour faire 1 kWc (ramenée donc à la surface et l'épaisseur de verre, masse volumique de référence  $2700 \text{ kg}/m^3$ ).

Verre trempé en kg. Cette valeur est la masse de verre trempé nécessaire pour faire 1 kWc (ramenée donc à la surface et l'épaisseur de verre trempé, masse volumique de référence  $2700 \text{ kg}/m^3$ ).

Encapsulant : EVA ou autre matériau équivalent en kg. Cette valeur est la masse d'encapsulant nécessaire pour faire 1 kWc (ramenée donc à la surface et l'épaisseur d'encapsulant, masse volumique de référence  $963 \text{ kg}/m^3$ ).

Face arrière : PET, backsheet ou autre matériau équivalent en kg. Cette valeur est la masse de face arrière nécessaire pour faire 1 kWc (ramenée donc à la surface et l'épaisseur de face arrière, masse volumique de référence 1400 kg/m<sup>3</sup>).

PVF en kg. Cette valeur est la masse de PVF nécessaire pour faire 1 kWc (ramenée donc à la surface et l'épaisseur de PVF, masse volumique de référence 1400 kg/m<sup>3</sup>).

### III.2/ Identification du ou des sites de fabrication de chaque composant

Le calcul de l'évaluation carbone simplifiée nécessite de connaître les sites de fabrication de chacun des composants du module photovoltaïque. En effet, la quantité de gaz à effet de serre émise directement ou indirectement (production d'électricité) en conséquence est fortement dépendante du pays de fabrication.

Le site et le pays de fabrication de chaque composant doivent obligatoirement être reportés dans les colonnes 6 du tableau 1.

Si un même composant  $i$  provient de différents sites de fabrication  $j$ , les coefficients de répartition  $x_{ij}$  des sources d'approvisionnement sur les différents sites de production (moyennés sur une année d'approvisionnement) doivent être indiqués dans la colonne 3 du tableau 1 (pour chaque composant  $i$ , la somme sur  $j$  des  $x_{ij}$  est égale 1).

### III.3/ Détermination de la quantité de gaz à effet de serre en équivalent CO<sub>2</sub> émise directement ou indirectement lors de la fabrication du composant $i$ par unité de quantification du composant dans le site de fabrication $j$ (termes $GWPI_{ij}$ unitaire de la formule 1)

Les termes  $GWPI_{ij}$  unitaires peuvent être déterminés de 2 uniques façons. La seconde méthode de calcul étant à l'initiative du fabricant, il revient à chaque Candidat de choisir de prendre en compte ou non une telle évaluation par son (ou ses) fabricant(s) dans son dossier.

1ère méthode de calcul :

Les  $GWPI_{ij}$  unitaires sont déterminés en utilisant les valeurs fournies dans le tableau 3 selon la méthodologie décrite dans le paragraphe ci-dessous. Le tableau 3 donne les valeurs d'émission de gaz à effet de serre en CO<sub>2</sub>eq pour les étapes de fabrication des composants du module photovoltaïque selon le pays ou la zone géographique du pays de fabrication.

Chaque ligne du tableau correspond à un type de technologie de module photovoltaïque : monocristallin, multicristallin / monolike, silicium amorphe (a-Si ou a-Si/ $\mu$ c-Si), film CdTe ou film CIGS.

si le (ou les) pays de fabrication figure dans le tableau, la valeur d'émission spécifique de CO<sub>2</sub>eq de la colonne correspondante devra être utilisée ;

si le (ou les) pays de fabrication ne figure pas dans le tableau 3 : une valeur d'émission spécifique conservatrice sera utilisée :

Si le pays fait partie de l'Espace Économique Européen la valeur à utiliser est indiquée dans la colonne « autre pays d'Europe » ;

Si le pays ne fait pas partie de l'Espace Économique Européen, la valeur à utiliser est indiquée dans la colonne « Autre pays du monde ».

2ème méthode de calcul :

Dans le cas où le fabricant du composant i développerait un procédé de fabrication innovant et peu énergivore et qu'il souhaiterait le valoriser, les valeurs de GWPI<sub>j</sub> unitaires associées à cette étape de fabrication peuvent être différentes de celles indiquées dans le tableau 3.

La nouvelle valeur utilisée pour cette étape de procédé doit alors être issue d'une analyse de cycle de vie complète, récente (données de moins de 3 ans au moment du dépôt pour validation à l'ADEME) et réalisée sur ce procédé de fabrication selon la norme ISO 14040: 2006. L'analyse de cycle de vie doit faire l'objet d'une revue critique indépendante par un bureau d'études ayant déjà établi des ACV sur la chaîne de fabrication de modules photovoltaïques. La revue critique indépendante sera menée dès le début du travail d'ACV. L'analyse de cycle de vie doit inclure un audit sur site par une tierce partie indépendante lors de la collecte de données ou durant la revue critique. En cas de force majeure ne permettant pas de réaliser cet audit sur site par tierce partie lors de la collecte initiale de données, celui-ci devra impérativement être réalisé dans les 18 mois suivants la validation de la valeur ACV concernée. Le cas échéant, la validité de la valeur ACV sera annulée.

L'ADEME se réserve le droit de demander des éléments justifiant de la compétence, de l'expérience dans le domaine concerné par l'ACV, de l'indépendance et de l'impartialité des entités/personnes qui réalisent les ACV et/ou revues critiques.

Cette analyse de cycle de vie fera preuve de la plus grande transparence dans son inventaire. Entre autres, l'origine des données, les périodes d'inventaires et la description fine des flux de matières et énergétiques seront détaillés. Les hypothèses relatives à la répartition ou allocations des flux seront explicitées. Enfin, les facteurs d'impacts utilisés et les procédés associés seront clairement mentionnés.

Dans un souci de cohérence, cette analyse de cycle de vie doit prendre en compte les mêmes hypothèses ayant permis l'établissement du tableau 3, à savoir :

les GWPI<sub>j</sub> sont obtenus en utilisant les valeurs des émissions de GES pour la fabrication des composants correspondant à des valeurs en CO<sub>2</sub>-EQUIVALENTS calculées selon la méthode IPCC2021-100a. Ces calculs doivent se baser sur le mix électrique du pays de fabrication j du composant i dont les facteurs

d'émission sont fournis dans le tableau 4 (données Ecoinvent 3.5). Le candidat a pour obligation d'utiliser ces facteurs d'émission.

les économies liées au recyclage du module en fin de vie ne sont pas prises en compte pour limiter la valeur du GWPIj unitaire spécifique à la fabrication du composant i.

De plus, pour être utilisée, cette valeur de GWPIj unitaire doit avoir été validée par l'ADEME (Attestation valable maximum 3 ans). La reconduction de cette attestation sera possible après vérification documentaire permettant de justifier le maintien de la validité de l'analyse de cycle de vie (pérennité de l'établissement, conformité des principaux facteurs contribuant au GWPIj, justification d'une situation de crise exceptionnelle...).

Pour les demandes concernant des coefficients qui doivent être validés pour la première fois, l'ADEME analysera l'ensemble des demandes reçues le 1er de chacun des mois suivants : janvier, mars, mai, juillet, septembre, et novembre, et enverra au fabricant l'attestation dans un délai de 2 mois.

L'ADEME évaluera la qualité de l'ACV ayant conduit à l'établissement du GWPIj au vu des critères mentionnés plus haut.

Si la demande concerne plusieurs coefficients GWPIj, le mail de demande doit inclure le tableau de synthèse ci-dessous complété :

Fabricant de composant	Fabricant de module	Pays de fabrication du composant	Composant	Nouvelle valeur proposée par le candidat	Indiquer valeur si MAJ d'une valeur déjà validée ?	Unité

Le document confirmant la validation de l'ADEME pour la nouvelle valeur de GWPIj unitaire doit être joint à l'évaluation carbone simplifiée. Celui-ci est valable pour de prochaines demandes complètes de raccordement sous réserve d'avoir fait l'objet des reconductions prévues dans un délai maximum de 3 ans à compter de la première délivrance du document. Au vu du changement de méthode, les attestations délivrées par l'ADEME antérieurement à la parution du présent arrêté ne sont pas applicables.

L'attestation du coefficient GWPIj du composant délivrée par l'ADEME sera propriété du fabricant. Ce dernier autorisera les fabricants de modules à l'utiliser afin d'établir le certificat d'évaluation carbone

simplifiée des modules. Les fabricants de modules devront présenter les attestations délivrées par l'ADEME ainsi qu'une lettre d'autorisation du fabricant de composant objet de l'ACV pour obtenir le certificat d'évaluation carbone simplifiée. Cette lettre d'autorisation devra être adressée à l'Organisme Certificateur qui délivre l'ECS directement par le fabricant du composant propriétaire de l'ACV.

L'évaluation carbone simplifiée du laminé photovoltaïque ne peut prendre en compte un taux de silicium recyclé (valeurs de  $GWPI_j$  obtenu par la 2ème méthode de calcul, cf. supra) supérieur à :

25% dans le cas des panneaux photovoltaïques polycristallins (famille « Multi ») ;

33% dans le cas des panneaux photovoltaïques monocristallins hors monolike (famille « Mono ») ;

34% dans le cas des panneaux photovoltaïques monolike (famille « Monolike »).

La famille « Multi » désigne les produits dont le lingot est élaboré par solidification directionnelle.

La famille « Mono » désigne les produits dont le lingot est élaboré par les procédés dits CZ (pour Czochralski).

#### III.4/ Calcul Final de G

Le calcul final de G à partir de la formule 1 se fait grâce à l'addition des  $G_i$  pour tous les composants  $i$  du module ou film photovoltaïque.

Tableau 1 :

Inventaire de la composition d'un kilowatt crête de module ou de film photovoltaïque ( $Q_i$ )

Identification des sites de fabrication et de la répartition des sources d'approvisionnements pour un composant pouvant provenir de plusieurs sites de fabrication

Valeurs des  $GWPI_j$  (Global Warming Potential) pour chaque composant du module ou film photovoltaïque, issues du tableau 3

	Quantification de chaque composant nécessaire à la fabrication d'1 kWc de Puissance.	Coefficients de répartition des sources d'approvisionnement sur les différents sites de fabrication	Référence type du composant	Raison sociale du site de fabrication du composé	Adresse complète et Pays du site de fabrication du composant	Valeurs de GWPIj unitaires à utiliser par défaut	Valeurs ACV validées (si ACV réalisées sur le composant)
Polysilicium métallurgique (Mg-Si)	Quantité : kg	X 1 : % X 2 : %	Réf 1 Réf 2	Site 1 Site 2...	Adresse complète 1 Pays  Adresse complète 2 Payx	Valeur 1: kg eqCO2 / kg  Valeur 2 : kg eqCO2 / kg	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg  Valeur 2 (si ACV) : kg eqCO2 / kg ...
Polysilicium siemens (SoG-Si)	Quantité : kg	X 1 : % X 2 : % ...	Réf 1 Réf 2 ...	Site 1 Site 2 ...	Adresse complète 1  Adresse complète 2	Valeur 1: kg eqCO2 / kg  Valeur 2 : kg eqCO2 / kg	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg  Valeur 2 (si ACV) : kg eqCO2 / kg
Lingots	Quantité : kg	X 1 : % ...	Réf 1 ...	Site 1 : ...	Adresse complète 1	Valeur 1: kg eqCO2 / kg	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg
Briques	Quantité : kg	X 1 : % ...	Réf 1 ...	Site 1 : ...	Adresse complète 1	Valeur 1: kg eqCO2 / kg	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg

Plaquettes (wafer)	Longueur : mm  Largeur : mm  Epaisseur : mm	X 1 : %  ...	Réf 1  ...	Site 1 :  ...	Adresse complète 1  ...	Valeur 1: kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...
Cellules	Technologie :  Longueur : mm  Largeur : mm  Epaisseur : mm	X 1 : %  ...	Réf 1  ...	Site 1 :  ...	Adresse complète 1  ...	Valeur 1: kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...
Modules	Longueur : mm  Largeur : mm  Plage de puissances par pas de 5 Wc	X 1 : %  ...	Réf 1  ...	Site 1 :  ...	Adresse complète 1  ...	Valeur 1: kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / m <sup>2</sup>  ...
Verre	Longueur : mm  Largeur : mm  Epaisseur : mm	X 1 : %  ...	Réf 1  ...	Site 1 :  ...	Adresse complète 1  ...	Valeur 1: kg eqCO2 / kg  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg  ...

Verre trempé	Longueur : mm  Largeur : mm  Epaisseur : mm	X 1 : %  ...  ...	Réf 1  ...  ...	Site 1 :  ...  ...	Adresse complète 1  ...  ...	Valeur 1: kg eqCO2 / kg  ...  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg  ...  ...
Encapsulant	Epaisseur : $\mu\text{m}$	X 1 : %  X 2 : %  ...  ...	Réf 1  Réf 2  ...  ...	Site 1 :  Site 2 :  ...  ...	Adresse complète 1  Adresse complète 2  ...  ...	Valeur 1 kg eqCO2 / kg :  Valeur 2: kg eqCO2 / kg :  ...  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg :  Valeur 2 (si ACV) : kg eqCO2 / kg :  ...  ...
Face arrière	Epaisseur : $\mu\text{m}$	X 1 : %  X 2 : %  ...  ...	Réf 1  Réf 2  ...  ...	Site 1 :  Site 2 :  ...  ...	Adresse complète 1  Adresse complète 2  ...  ...	Valeur 1 kg eqCO2 / kg :  Valeur 2: kg eqCO2 / kg :  ...  ...	Valeur 1 (si ACV) : kg eqCO2 / kg :  Valeur 2 (si ACV) : kg eqCO2 / kg :  ...  ...

Tableau 2: coefficients de pertes et casses pour les produits intermédiaires.

Etape de procédé/matériau	Quantité de matériau nécessaire à la fabrication du produit intermédiaire incluant les pertes et casses
Polysilicium, as grown	1,13 kg MG-Si/kg polycilium
Lingot, mono, as-grown	1.04 kg polySi / kg lingot *
Lingot, multi / monolike, as-grown	1,01 kg polySi / kg lingot
Brique mono (Ingot to brick)	1,79 kg lingot / kg brique
Brique multi / monolike (Ingot to brick)	1,56 kg lingot / kg brique
Plaquette (wafer), Cellule mono, multi et monolike	[(perte sciage + épaisseur wafer ) * densité du silicium * surface wafer] kg brique /wafer 1,01 m <sup>2</sup> plaquette / m <sup>2</sup> cellule
Module, mono/multi, m <sup>2</sup> de cellules	1,02 m <sup>2</sup> cellule / module
Verre	1 kg verre/kg verre par module
Verre trempé	1 kg verre/kg verre par module
Feuille d'encapsulant (EVA, POE ...)	1,01 kg encapsulant/kg encapsulant par module
Feuille face arrière (PET / POE / PVF)	1,02 kg feuille arrière/kg feuille arrière par module
modules, a-Si	Non concerné
modules, a-Si/ $\mu$ c-Si	Non concerné
modules, CdTe, First Solar	Non concerné
modules, CIGS	Non concerné

\* : Le recyclage des pertes et casses de la fabrication du lingot n'est pris en compte que par la méthode 2.

Exemple :

Considérons un module de 2,56 m<sup>2</sup> contenant 72 cellules 182x182 mm<sup>2</sup> en silicium monocristallin. L'épaisseur du wafer est de 160µm.

La masse d'encapsulant (EVA) contenu dans ce module est de 2,5 kg. La masse d'encapsulant nécessaire à la fabrication d'un module s'élève à 2,525 kg en tenant compte des pertes. On multiplie en effet 2,5 kg par le coefficient du tableau 2 égal à 1,01 kg EVA/ kg EVA dans le module

Le tableau suivant présente les résultats des quantités de composants nécessaires à la fabrication du module, incluant les pertes et casses :

Matériaux/composant	Quantité contenue dans un module (pertes et casses négligées)	Quantité nécessaire à la fabrication d'un module	Coefficient de pertes et casses
Encapsulant	2,5 kg	2,525 kg	1,01 kg / kg EVA
Face arrière	1,08 kg	1,10 kg	1,02 kg / kg PET
Verre	20,5 kg	20,5 kg	1,00 kg / kg Verre
Trempe	20,5 kg	20,5 kg	1,00 kg / kg Verre
Module (m <sup>2</sup> )	2,56	2,56	1
Cellules (m <sup>2</sup> )	2,38 = 72 * 0,182 * 0,182	2,43	1,02 x m <sup>2</sup> cellule / module
Plaquette (m <sup>2</sup> )	2,38	2,46	1,01 m <sup>2</sup> plaquette / m <sup>2</sup> cellule
Brique (kg)	0,89	1,32 =2,46*(160+70)*2330*10 <sup>-6</sup>	

Lingot mono Si (kg)	0,89	2,36	1,79 kg lingot / kg brique
Polysilicium (kg)	0,89	2,45	1,04 kg polySi / kg ingot
Silicium métallurgique (MG-Si)	0,89	2,77	1,13 kg MG-Si / kg Poly Si

Il reste ensuite à déterminer Q, quantité de composant nécessaire à la fabrication d'un kWc de module, et d'appliquer la formule 2 pour calculer G.

Tableau 3 : Valeurs des émissions de GES en CO2eq pour la fabrication des composants :

GWP = Global Warming Potential , IPCC2021 GWP100ans Simapro 9.3

Sources: Ecoinvent 3.5, CEA INES,

Etape de fabrication / Matériau	Unité	Autriche	Belgique	Bulgarie	Suisse	Chypre	République Tchèque	Allemagne	Danemark	Estonie	Espagne	Finlande	France
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	8,18	7,58	11,70	5,80	16,23	13,17	11,72	8,81	14,19	8,44	7,34	5,30
polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	34,48	30,66	56,90	19,33	85,68	66,23	56,98	38,48	74,20	36,14	29,15	16,18
Réalisation du Lingot, mono	kg CO2-eq/kg	18,19	16,44	28,43	11,26	41,59	32,70	28,47	20,01	36,34	18,94	15,75	9,82
Réalisation du lingot, multi	kg CO2-eq/kg	2,92	2,54	5,16	1,41	8,04	6,10	5,17	3,32	6,89	3,09	2,39	1,09
Réalisation du lingot, monolike	kg CO2-eq/kg	5,52	5,13	7,76	4,00	10,64	8,69	7,77	5,92	9,49	5,68	4,98	3,69
Réalisation de la brique	kg CO2-eq/kg	0,93	0,87	1,32	0,67	1,82	1,48	1,32	1,00	1,62	0,96	0,84	0,62

Fabrication des plaquettes mono	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	4,05	3,78	5,65	2,98	7,69	6,31	5,65	4,34	6,87	4,17	3,68	2,75
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	4,67	4,40	6,24	3,60	8,27	6,90	6,25	4,95	7,46	4,78	4,29	3,38
Réalisation des cellules	Kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	21,89	20,52	29,91	16,47	40,20	33,24	29,94	23,32	36,09	22,48	19,99	15,35
Verre	kg CO2-eq/kg	0,97	0,97	1,01	0,95	1,05	1,02	1,01	0,98	1,04	0,98	0,96	0,94
Verre trempé	kg CO2-eq/kg	0,183	0,182	0,187	0,180	0,193	0,189	0,187	0,184	0,190	0,183	0,182	0,180
Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	2,53	2,50	2,75	2,39	3,03	2,84	2,75	2,57	2,91	2,55	2,48	2,36
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	3,58	3,54	3,80	3,44	4,07	3,89	3,80	3,62	3,96	3,60	3,53	3,41
Feuille face arrière (PVF)	kg CO2-eq/kg	18,67	18,52	19,57	18,07	20,72	19,94	19,57	18,83	20,26	18,74	18,46	17,94
Module cristallin	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	6,10	5,90	7,31	5,29	8,86	7,81	7,31	6,32	8,24	6,19	5,82	5,12
Fabrication module a-Si	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	25,091	25,726	36,459	13,847	47,228	42,578	38,719	37,186	56,445	32,894	27,820	16,454
Fabrication module a-Si/ $\mu$ c-Si	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	26,782	27,833	45,575	8,194	63,380	55,692	49,313	46,778	78,617	39,683	31,294	12,503
Fabrication module CdTe,	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	14,821	15,290	23,194	6,541	31,126	27,701	24,859	23,730	37,914	20,569	16,832	8,461

Fabrication module CIGS	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	35,926	36,675	49,336	22,662	62,04 0	56,555	52,003	50,194	72,913	45,131	39,146	25,737
-------------------------	-------------------------------------	--------	--------	--------	--------	------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Etape de fabrication / Matériau	Unité	Royaume-Uni	Grèce	Croatie	Hongrie	Irlande	Islande	Italie	Lituanie	Luxembourg	Lettonie	Malte	Pays-Bas
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	10,57	15,30	8,91	9,83	10,49	5,45	9,41	11,61	10,85	11,32	18,65	11,34
polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	49,69	79,80	39,13	44,99	49,21	17,11	42,32	56,32	51,47	54,46	101,12	54,59
Réalisation du Lingot, mono	kg CO2-eq/kg	25,14	38,90	20,31	22,99	24,92	10,25	21,77	28,17	25,95	27,32	48,65	27,38
Réalisation du lingot, multi	kg CO2-eq/kg	4,44	7,45	3,39	3,97	4,39	1,18	3,70	5,10	4,62	4,92	9,58	4,93
Réalisation du lingot, monolike	kg CO2-eq/kg	7,04	10,05	5,98	6,57	6,99	3,78	6,30	7,70	7,22	7,51	12,18	7,53
Réalisation de la brique	kg CO2-eq/kg	1,20	1,72	1,01	1,11	1,19	0,63	1,07	1,31	1,23	1,28	2,08	1,28
Fabrication des plaquettes mono	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	5,13	7,27	4,38	4,80	5,10	2,82	4,61	5,60	5,26	5,47	8,79	5,48
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	5,74	7,85	4,99	5,41	5,70	3,45	5,22	6,20	5,86	6,07	9,35	6,08
Réalisation des cellules	Kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	27,33	38,10	23,55	25,65	27,16	15,68	24,69	29,70	27,97	29,04	45,72	29,08
Verre	kg CO2-eq/kg	1,00	1,04	0,98	0,99	1,00	0,95	0,99	1,01	1,00	1,00	1,08	1,00
Verre trempé	kg CO2-eq/kg	0,186	0,192	0,184	0,185	0,186	0,180	0,184	0,187	0,186	0,187	0,196	0,187

Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	2,68	2,97	2,58	2,63	2,67	2,37	2,61	2,74	2,70	2,72	3,17	2,73
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	3,73	4,02	3,63	3,68	3,72	3,41	3,66	3,79	3,74	3,77	4,22	3,77
Feuille face arrière (PVF)	kg CO2-eq/kg	19,28	20,49	18,86	19,09	19,26	17,98	18,99	19,55	19,35	19,47	21,34	19,48
Module cristallin	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	6,92	8,54	6,35	6,67	6,90	5,17	6,52	7,28	7,02	7,18	9,69	7,19
Fabrication module a-Si	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	36,360	52,005	26,035	40,007	43,247	13,772	37,612	18,585	33,405	22,338	42,365	39,454
Fabrication module a-Si/μc-Si	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	45,413	71,276	28,342	51,442	56,798	8,070	47,483	16,026	40,527	22,232	55,340	50,527
Fabrication module CdTe,	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	23,122	34,643	15,517	25,808	28,193	6,486	24,044	10,030	20,945	12,795	27,544	25,400
Fabrication module CIGS	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	49,220	67,675	34,474	53,522	57,344	22,574	50,697	28,251	45,733	32,679	56,303	52,869

Etape de fabrication / Matériau	Unité	Norvège	Pologne	Portugal	Roumanie	Suède	Slovénie	Slovaquie	Chine	Japon	Corée du Sud	Malaisie	Philippines
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	5,05	15,82	8,74	9,61	5,27	8,24	9,64	15,99	12,90	11,73	13,87	12,29

polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	14,54	83,11	38,06	43,61	15,98	34,84	43,74	80,56	60,87	53,42	67,04	56,98
Réalisation du Lingot, mono	kg CO2-eq/kg	9,07	40,42	19,82	22,36	9,73	18,35	22,42	40,66	31,66	28,26	34,48	29,88
Réalisation du lingot, multi	kg CO2-eq/kg	0,93	7,78	3,28	3,83	1,07	2,96	3,85	8,18	6,21	5,46	6,82	5,82
Réalisation du lingot, monolike	kg CO2-eq/kg	3,52	10,38	5,87	6,43	3,67	5,55	6,44	10,64	8,67	7,92	9,29	8,28
Réalisation de la brique	kg CO2-eq/kg	0,59	1,77	0,99	1,09	0,61	0,94	1,09	1,79	1,45	1,32	1,56	1,38
Fabrication des plaquettes mono	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	2,64	7,51	4,31	4,70	2,74	4,08	4,71	7,70	6,31	5,78	6,74	6,03
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	3,26	8,08	4,92	5,31	3,37	4,69	5,32	8,04	6,65	6,13	7,09	6,38
Réalisation des cellules	Kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	14,76	39,28	23,17	25,16	15,28	22,02	25,20	39,67	32,63	29,97	34,84	31,24
Verre	kg CO2-eq/kg	0,94	1,05	0,98	0,99	0,94	0,97	0,99	1,05	1,02	1,01	1,03	1,01
Verre trempé	kg CO2-eq/kg	0,179	0,192	0,184	0,185	0,179	0,183	0,185	0,170	0,167	0,165	0,168	0,166
Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	2,34	3,00	2,57	2,62	2,35	2,54	2,62	3,13	2,94	2,87	3,00	2,90
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	3,39	4,05	3,62	3,67	3,40	3,59	3,67	4,04	3,85	3,78	3,91	3,81
Feuille face arrière (PVF)	kg CO2-eq/kg	17,87	20,62	18,82	19,04	17,93	18,69	19,04	21,19	20,40	20,10	20,65	20,24

Module cristallin	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	5,03	8,72	6,29	6,59	5,11	6,12	6,60	8,86	7,80	7,40	8,13	7,59
Fabrication module a-Si	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	13,433	57,024	36,813	38,590	14,564	32,060	27,343	57,088	34,375	37,972	52,587	35,819
Fabrication module a-Si/ $\mu$ c-Si	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	7,509	79,574	46,161	49,099	9,379	38,304	30,505	79,680	42,123	48,077	72,238	44,518
Fabrication module CdTe,	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	6,236	38,340	23,455	24,764	7,069	19,955	16,480	38,387	21,660	24,308	35,072	22,723
Fabrication module CIGS	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module	22,174	73,596	49,754	51,850	23,508	44,147	38,582	73,672	46,878	51,121	68,361	48,582
Etape de fabrication / Matériau	Unité	Taiwan	Etats-Unis	Russie	Canada	Turquie	Tunisie	Vietnam	Thaïlande	Singapour	Mexique	Jordanie	Inde
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	12,72	12,09	12,87	6,92	11,82	11,18	9,36	12,12	9,91	11,08	15,15	20,02
polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	59,76	55,71	60,70	22,83	54,01	49,91	38,38	55,91	41,86	49,33	75,18	106,19
Réalisation du Lingot, mono	kg CO2-eq/kg	31,15	29,30	31,58	14,27	28,53	26,65	21,38	29,39	22,97	26,38	38,20	52,38
Réalisation du lingot, multi	kg CO2-eq/kg	6,10	5,69	6,19	2,40	5,52	5,11	3,96	5,71	4,31	5,05	7,64	10,74

Réalisation du lingot, monolike	kg CO2-eq/kg	8,56	8,15	8,65	4,86	7,98	7,57	6,42	8,17	6,77	7,51	10,10	13,20
Réalisation de la brique	kg CO2-eq/kg	1,43	1,36	1,45	0,79	1,33	1,26	1,06	1,37	1,12	1,25	1,70	2,23
Fabrication des plaquettes mono	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	6,23	5,94	6,29	3,60	5,82	5,53	4,71	5,95	4,96	5,49	7,32	9,52
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	6,58	6,29	6,64	3,98	6,17	5,88	5,07	6,30	5,32	5,84	7,66	9,84
Réalisation des cellules	Kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	32,23	30,78	32,57	19,03	30,18	28,71	24,59	30,85	25,83	28,50	37,75	48,83
Verre	kg CO2-eq/kg	1,02	1,01	1,02	0,96	1,01	1,00	0,98	1,01	0,99	1,00	1,04	1,09
Verre trempé	kg CO2-eq/kg	0,166	0,166	0,167	0,159	0,165	0,165	0,162	0,166	0,163	0,164	0,169	0,175
Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	2,93	2,89	2,94	2,58	2,88	2,84	2,73	2,89	2,76	2,83	3,08	3,38
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	3,84	3,80	3,85	3,48	3,78	3,74	3,63	3,80	3,67	3,74	3,99	4,29
Feuille face arrière (PVF)	kg CO2-eq/kg	20,35	20,19	20,39	18,88	20,12	19,96	19,50	20,20	19,64	19,94	20,97	22,21
Module cristallin	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	7,74	7,52	7,79	5,75	7,43	7,21	6,59	7,53	6,78	7,18	8,57	10,24
Fabrication module a-Si	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	51,387	40,589										

Fabrication module a-Si/ $\mu$ c-Si	kg CO <sub>2</sub> -eq/ m <sup>2</sup> module	70,255	52,404										
Fabrication module CdTe,	kg CO <sub>2</sub> -eq/ m <sup>2</sup> module	34,188	26,236										
Fabrication module CIGS	kg CO <sub>2</sub> -eq/ m <sup>2</sup> module	66,946	54,208										

Etape de fabrication / Matériau	Unité	Afrique du Sud	Qatar	Arabie saoudite	UAE	Algérie	Maroc	Egypte	Brésil	Ukraine	Macédoine du Nord	Serbie
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	16,31	10,54	16,54	10,61	11,81	13,62	11,08	7,48	11,92	15,64	14,27
polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	82,61	45,85	84,07	46,33	53,97	65,45	49,28	26,36	54,67	81,96	69,60
Réalisation du Lingot, mono	kg CO2-eq/kg	41,60	24,79	42,27	25,02	28,51	33,75	26,36	15,89	28,83	39,89	35,65
Réalisation du lingot, multi	kg CO2-eq/kg	8,38	4,70	8,53	4,75	5,52	6,66	5,05	2,76	5,59	7,67	7,08
Réalisation du lingot, monolike	kg CO2-eq/kg	10,84	7,17	10,99	7,22	7,98	9,13	7,51	5,22	8,05	10,26	9,54
Réalisation de la brique	kg CO2-eq/kg	1,83	1,19	1,85	1,20	1,33	1,53	1,25	0,86	1,34	1,75	1,60
Fabrication des plaquettes mono	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	7,85	5,24	7,95	5,27	5,82	6,63	5,48	3,86	5,87	7,43	6,93
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	8,18	5,60	8,28	5,63	6,17	6,98	5,84	4,23	6,22	8,00	7,27
Réalisation des cellules	Kg CO2-eq/m <sup>2</sup>	40,40	27,26	40,92	27,43	30,16	34,27	28,48	20,29	30,41	38,87	35,75
Verre	kg CO2-eq/kg	1,05	1,00	1,06	1,00	1,01	1,03	1,00	0,96	1,01	1,05	1,03
Verre trempé	kg CO2-eq/kg	0,17	0,16	0,17	0,16	0,17	0,17	0,16	0,16	0,17	0,19	0,17

Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	3,15	2,80	3,16	2,80	2,88	2,99	2,83	2,61	2,88	2,99	3,03
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2-eq/kg	4,06	3,71	4,07	3,71	3,78	3,89	3,74	3,52	3,79	4,04	3,93
Feuille face arrière (PVF)	kg CO2-eq/kg	21,27	19,80	21,33	19,82	20,12	20,58	19,93	19,02	20,15	20,57	20,75
Module cristallin	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module	8,97	6,99	9,05	7,02	7,43	8,05	7,17	5,94	7,47	8,66	8,27
Fabrication module a-Si	kg CO2-eq/m <sup>2</sup> module											
Fabrication module a-Si/ $\mu$ c-Si	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module											
Fabrication module CdTe,	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module											
Fabrication module CIGS	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module											

Etape de fabrication / Matériau	Unité	Autre pays d'Europe	Autre pays du Monde
Silicium Métallurgique MG-Si	kg CO2-eq/kg	9,64	12,81
polySi, Siemens process	kg CO2-eq/kg	43,78	60,32

Réalisation du Lingot, mono	kg CO2- eq/kg	22,44	31,41
Réalisation du lingot, multi	kg CO2- eq/kg	3,85	6,15
Réalisation du lingot, monolike	kg CO2- eq/kg	6,45	8,61
Réalisation de la brique	kg CO2- eq/kg	1,09	1,44
Fabrication des plaquettes mono	kg CO2- eq/m <sup>2</sup>	4,71	6,27
Fabrication des plaquettes multi / monolike	kg CO2- eq/m <sup>2</sup>	5,32	6,61
Réalisation des cellules	Kg CO2- eq/m <sup>2</sup>	25,22	32,43
Verre	kg CO2- eq/kg	0,99	1,02
Verre trempé	kg CO2- eq/kg	0,18	0,17
Encapsulant (EVA ou équivalent)	kg CO2- eq/kg	2,62	2,94
Feuille face arrière (PET ou équivalent)	kg CO2- eq/kg	3,67	3,85

Feuille face arrière (PVF)	kg CO2- eq/kg	19,04	20,38
Module cristallin	kg CO2- eq/m <sup>2</sup> module	6,60	7,77
Fabrication module a-Si	kg CO2- eq/m <sup>2</sup> module		68,506
Fabrication module a- Si/ $\mu$ c-Si	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module		95,616
Fabrication module CdTe,	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module		46,064
Fabrication module CIGS	kg CO2-eq/ m <sup>2</sup> module		88,406

Tableau 4 : Facteur d'émission du mix électrique (Base des données: Ecoinvent 3.5, Méthode : IPCC2021GWP100ans, Sima Pro 9.3 )

Pays	g CO2eq/kWh	Pays	g CO2eq/kWh	Pays	g CO2eq/kWh
UAE	535	Grèce	961	Pays-Bas	601
Autriche	314	Croatie	380	Norvège	29
Afrique du Sud	1053	Hongrie	464	Philippines	687
Belgique	259	Irlande	524	Pologne	1008
Bulgarie	634	Inde	1390	Portugal	365
Brésil	250	Islande	65	Roumanie	444
Canada	199	Italie	426	Serbie	867
Suisse	97	Japon	743	Russie	740
Chine	1024	Corée du Sud	636	Suède	49
Chypre	1045	Lituanie	626	Singapour	471
République Tchèque	767	Luxembourg	556	Slovénie	319
Allemagne	635	Lettonie	599	Slovaquie	446
Danemark	371	Macédoine du Nord	992	Thaïlande	672

Estonie	881	Malte	1266	Taiwan	727
Espagne	337	Mexique	578	Ukraine	654
Finlande	238	Malaisie	831	Etats-Unis	669
France	52	Tunisie	586	Vietnam	421
Royaume-Uni	531	Arabie-saoudite	1074	Jordanie	947
Turquie	645	Egypte	577	Autres pays d'Europe	447
Qatar	528	Algérie	644	Autres pays du Monde	735
Maroc	808				



## Annexe 6.bis

### Formulaire à envoyer à l'ADEME en cas de demande de prise en compte de nouveau coefficient GWPIj

*Ce formulaire est à envoyer à l'ADEME, par le demandeur (propriétaire de l'ACV) à l'adresse suivante:*

[evalcarbone.aopvcre@ademe.fr](mailto:evalcarbone.aopvcre@ademe.fr)

*L'ADEME enverra un accusé de réception, à réception de ce dossier.*

- *L'ADEME ne traite que les nouveaux coefficients GWPIj. Les propriétaires de l'ACV se verront délivrer une attestation par l'ADEME*
  - *Pour les demandes concernant des coefficients qui doivent être validés pour la première fois, l'ADEME analysera l'ensemble des demandes reçues avant le 1er de chacun des mois suivants : janvier, mars, mai, juillet, septembre, et novembre, et enverra au fabricant l'attestation dans un délai de 2 mois.*
  - *Pour des coefficients qui ont déjà été validés par l'ADEME et qui doivent être utilisés par un fabricant de modules, la demande se fera directement à l'Organisme qui délivre les ECS. Il sera nécessaire de fournir l'attestation ADEME concernée et le propriétaire de l'ACV enverra directement à l'Organisme délivrant l'ECS, une lettre d'autorisation indiquant clairement les coordonnées du fabricant de modules pouvant utiliser la valeur, les volumes prévus et la durée de validité de cette autorisation.*

#### **Le demandeur (propriétaire de l'ACV) doit joindre à ce formulaire :**

- Le rapport d'Analyse de Cycle de vie
- Le rapport issu de la revue critique
- L'annexe 6 quater

**Demandeur (propriétaire du rapport ACV) :**

Raison sociale du demandeur :

--

Adresse du demandeur :

--

District :

--

Ville :

--

Région/Province :

--

Pays :

--

**Détails de l'ACV**

Composant ou procédé de fabrication :

--

Caractéristiques techniques :

--

Adresse complète de l'usine de fabrication du composant :

--

District :

--

Ville :

--

Région/Province :

--

Pays :

--

Date de l'ACV :	
Entité et nom de la personne qui a établi l'ACV:	
Période de collecte de données :	
Date de la visite sur site :	
Date de la revue critique :	
Entité et vérificateur revue critique :	
Nouvelle valeur ou mise à jour :	
Unité fonctionnelle :	
Valeur par défaut :	
<b>Valeur demandée :</b>	

• .

## Annexe 7

### Identification du propriétaire du bâtiment d'assiette de l'installation

L'arrêté mentionné en objet prévoit la remise d'une copie du titre de propriété. Peuvent faire office de titre de propriété :

#### Cas général :

- L'avis de taxe foncière pour l'année civile en cours ou l'année précédente. Le producteur pourra masquer le montant à payer.
- Les actes de vente datant de moins de deux ans.
- Tout acte notarial attestant de la propriété datant de moins de deux ans, L'extrait fourni doit permettre l'identification du propriétaire du bâtiment et du notaire.
- L'attestation du service de la publicité foncière de moins de deux ans.

#### Cas d'un producteur ayant construit seul sa maison :

- L'avis de fin de travaux de moins de deux ans envoyé à l'administration ainsi que le titre de propriété du terrain.

#### Cas des bâtiments à construire :

- Lors de la Demande Complète de Raccordement, le titre de propriété du terrain ou le bail à construction du bâtiment sont acceptés.
- Le producteur précise dans la Demande Complète de Raccordement le nom du propriétaire du bâtiment à son achèvement. Il n'est pas systématiquement demandé de titre de propriété du bâtiment suite à son achèvement. Le gestionnaire de réseau pourra fournir à l'acheteur obligé, sur demande, le document envoyé lors de la DCR (acte notarié, avis d'imposition, titre de propriété du terrain, bail à construction...).
- Le document d'architecte s'appuie sur le permis de construire.

#### Cas des copropriétés :

- Le Procès-Verbal de l'assemblée générale autorisant l'installation des panneaux.
- Des copropriétés distinctes sont considérées comme des propriétaires distincts, y compris si tout ou partie des copropriétaires sont communs aux deux copropriétés.

#### Cas des indivisions :

- Le titre de propriété précise l'identité des indivisaires. La puissance Q de l'installation tient compte des installations situées sur d'autres bâtiments appartenant à l'un des indivisaires ou à une indivision ayant un indivisaire en commun avec l'installation considérée.

### Cas des démembrements et des baux emphytéotiques :

- Le titre de propriété fera apparaître l'usufruitier ou le bénéficiaire du bail, lequel est considéré comme propriétaire de l'installation au regard de l'arrêté tarifaire.

### Cas des bâtiments de collectivités territoriales :

- Dans le cas où la collectivité ne dispose pas de titre de propriété et ne paie pas d'impôt foncier (bâti à mission de service public), l'attestation du représentant de la collectivité (maire...) selon un modèle mis à disposition par EDF OA est suffisante.

### **Installations réparties sur plusieurs bâtiments**

Les installations réparties sur plusieurs bâtiments sont autorisées sous réserve que les différents bâtiments appartiennent au même propriétaire. Pour le calcul de la puissance Q ces différents bâtiments sont considérés comme un bâtiment unique.

### **Constructions particulières**

Les ombrières de parking sont considérées comme des bâtiments.

Les serres sont considérées comme des bâtiments.

### **Date de référence pour la propriété du bâtiment**

La propriété du bâtiment s'apprécie au moment du dépôt de la DCR le concernant.

Exemple :

DCR1 à la date D1 sur le bâtiment 1

DCR2 à la date D2 sur le bâtiment 2

Pour le calcul de la valeur Q des deux DCR, est considérée la propriété du bat1 en D1 et celle du bat2 en D2.

Pour les bâtiments non construits à la DCR, la propriété du bâtiment s'apprécie au moment de l'achèvement de l'installation, sur déclaration du producteur à la DCR.

Exemple :

DCR1 à date D1 sur bâtiment 1 construit

DCR2 à date D2 sur bâtiment 2 non construit. A la date D2, le producteur précise le nom du propriétaire du bâtiment à achèvement. Pour le calcul de la valeur Q des deux DCR, est considéré le propriétaire du bat1 à D1 et celle déclarée (à D2) par le producteur 2 à achèvement de l'installation 2.

L'usage d'habitation s'apprécie à la DCR ou l'achèvement pour les bâtiments à construire.

## **Installations à prendre en compte pour le calcul de la valeur Q**

Pour le calcul de la puissance Q, l'ensemble des autres installations photovoltaïques raccordées ou en projet sur le même site d'implantation que l'installation objet du contrat d'achat, et dont les demandes complètes de raccordement au réseau public ont été déposées dans les 18 mois avant ou après la date de demande complète de raccordement au réseau public pour l'installation objet du contrat d'achat, sont prises en compte. Ainsi, des installations pour lesquelles il n'est pas demandé à bénéficier de l'obligation d'achat (avec ou sans injection) sont prises en compte. Les installations non raccordées au RPD ne le sont pas.