

Projet de décret "Complément de rémunération" : un nouveau rendez-vous manqué pour le photovoltaïque ?

Octobre 2015

1. Introduction

La publication du projet de décret relatif au complément de rémunération fait suite à plusieurs mois d'une "concertation" durant laquelle il a été malheureusement impossible de faire entendre et comprendre en quoi cette évolution aurait pu être l'occasion d'organiser la relance, dans des conditions et à un coût acceptables pour la collectivité, de la filière photovoltaïque qui a perdu plus de 15 000 emplois suite au moratoire imposé fin 2010 pour mettre fin à ce qui était devenu une bulle spéculative du fait de niveaux de tarifs notoirement trop élevés et pesant de manière injustifiable sur le porte-monnaie des ménages et des entreprises *via* la CSPE¹.

Partant du principe qu'il n'est jamais trop tard pour essayer de bien faire, la présente note a pour unique objet de fournir des arguments en vue d'une modification du projet de décret en faveur d'une telle relance, plus indispensable que jamais au lendemain du vote de la Loi de transition énergétique pour une croissance verte à travers laquelle notre pays s'est donné des objectifs particulièrement ambitieux en matière d'électricité renouvelable.

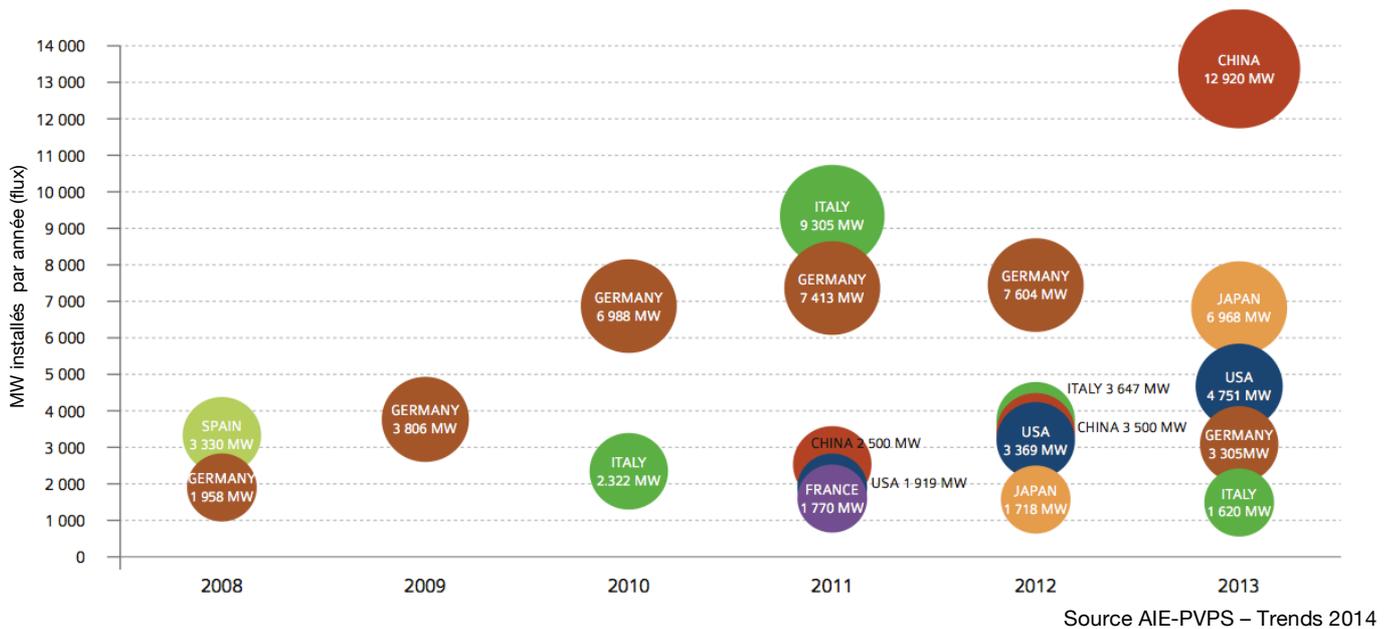
2. Une filière à la peine et à la traîne

En 2011, alors que le moratoire décidé fin 2010 n'avait pas encore produit ses effets, le marché français du PV était le cinquième du monde avec 1,7 GWc installés en un an, loin derrière l'Italie et l'Allemagne (respectivement 9,3 et 7,4 GWc), mais au niveau appréciable des marchés de la Chine² et des USA, alors en période de décollage.

Mais la violence du coup d'arrêt infligé par le moratoire et par l'encadrement extrêmement strict et sans nuance qui l'a suivi a conduit de fait à évincer la France et son industrie du développement mondial de la filière qui se poursuit pourtant à un rythme toujours plus rapide, comme le montre le graphique ci-dessous extrait du rapport de l'AIE-PVPS "*Trends 2014 in Photovoltaic Applications*".

¹ à l'exception notable des "électro-intensifs" puisque que le montant de la CSPE est plafonné à 500 000 €

² on parle bien ici de puissance installée dans le pays, pas de production de panneaux ou de cellules



NB : le chiffre donné pour la Chine est celui de l'objectif du gouvernement chinois, le chiffre réel est de 10,95 GW (-2 GW)

Les chiffres pour 2014 (tableau ci-dessous) confirment la tendance amorcée en 2013 avec un groupe de tête nettement détaché des autres pays et formé de la Chine, du Japon et des USA, mais on note l'arrivée plutôt inattendue juste derrière du Royaume-Uni dont la dynamique est proche de celle de l'Allemagne des années 2000 ainsi que l'émergence des autres régions du monde avec l'Australie et l'Afrique du Sud, sans compter le Chili qui n'est pas très loin derrière.

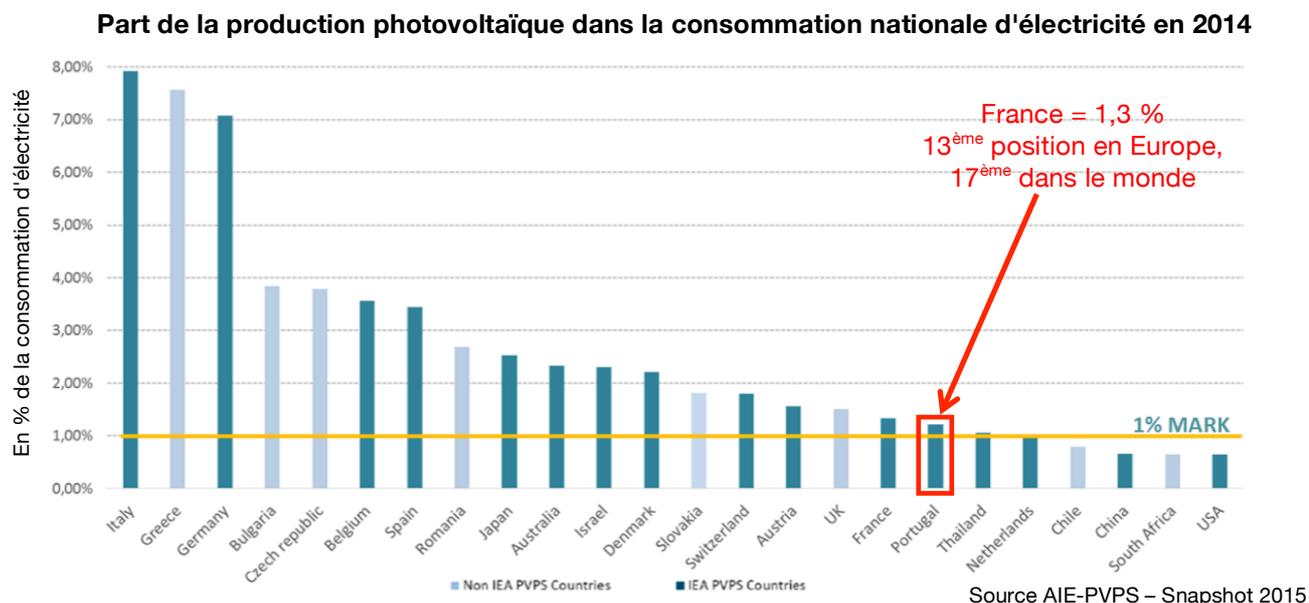
TOP 10 COUNTRIES IN 2014 FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				TOP 10 COUNTRIES IN 2014 FOR CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY			
1 st		China	10,6 GW		Germany	38,2 GW	
2 nd		Japan	9,7 GW		China	28,1 GW	
3 rd		USA	6,2 GW		Japan	23,3 GW	
4 th		UK	2,3 GW		Italy	18,5 GW	
5 th		Germany	1,9 GW		USA	18,3 GW	
6 th		France	0,9 GW		France	5,7 GW	
7 th		Australia	0,9 GW		Spain	5,4 GW	
8 th		Korea	0,9 GW		UK	5,1 GW	
9 th		South Africa	0,8 GW		Australia	4,1 GW	
10 th		India	0,6 GW		Belgium	3,1 GW	

Source AIE-PVPS – Snapshot 2015

Un regard rapide à ce tableau et une analyse sommaire pourraient conduire à se satisfaire finalement de la sixième position de la France à la fois en marché annuel (927 MW) et en puissance cumulée (5,7 GW). Mais ce serait oublier que d'autres critères que le seul volume du marché annuel sont plus pertinents pour juger de la situation de la filière dans un pays donné : par exemple la puissance installée par habitant qui permet de tenir compte de la taille relative du pays, ou bien la proportion d'électricité photovoltaïque dans la consommation nationale, qui permet de mesurer son état d'avancement en matière de transition énergétique.

Or sur ces deux points, force est de constater que la France est clairement à la traîne comme le

montrent le graphique ci-dessous ainsi que les deux tableaux de la page suivante.



Ce graphique montre que la production photovoltaïque représente en 2014 à peine plus de 1,4% de la consommation d'électricité de la France (ou encore 1,1% de la production, soit 5,9 TWh sur 541), à comparer aux 7 à 8 % de l'Allemagne et de la Grèce, aux 3 à 4% de la Bulgarie, de la République Tchèque, de l'Espagne et de la Belgique et aux 2 à 3% de la Roumanie, du Japon, de l'Australie, d'Israël et du Danemark.

Ce chiffre, qui établit en quelques sortes le point de départ de toute stratégie de moyen et long terme, est à mettre en regard de l'objectif de 27% d'électricité renouvelable en 2020 issu du Grenelle de l'environnement et de celui de 40% en 2030 inscrit dans la Loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV).

Certes le photovoltaïque n'est pas la seule filière pouvant contribuer à ces objectifs, mais tous les experts et tous les observateurs s'accordent à penser qu'il prendra partout dans le monde une place significative dans l'effort à accomplir : les moyens qui devront être mis en place à cet effet doivent donc être à la hauteur de ce potentiel et des bénéfices connexes qui pourront en être tirés (activité économique, emploi, développement local, ...)

En ce qui concerne la puissance installée en 2014 par habitant (tableau page suivante), la France se trouve au 6^{ème} rang européen, mais avec un ratio près de trois fois inférieur à celui de la Suisse et du Royaume-Uni et une fois et demi à celui des Pays-Bas et de l'Allemagne, ce dernier pays étant à son niveau le plus bas depuis 2008 après avoir réalisé entretemps un effort aussi important que régulier avec un ratio annuel moyen de 63 Wc/habitant et une pointe à 94 en 2012.

TOP 15 EUROPE FLUX 2014		Wc/habitant installés en 2014
1	Suisse	39,5
2	Royaume-Uni	37,1
3	Pays-Bas	23,7
4	Allemagne	23,4
5	Autriche	16,5
6	France	14,0
7	Portugal	11,2
8	Danemark	8,4
9	Italie	6,3
10	Belgique	5,8
11	Roumanie	3,6
12	Croatie	3,0
13	Grèce	1,7
14	Pologne	0,7
15	Espagne	0,5

Source Solar Power Europe – 2015

Résultat encore plus révélateur de l'effet délétère des politiques menées depuis l'instauration des premiers tarifs d'obligation d'achat en 2002, la France se trouve seulement au 12^{ème} rang européen en puissance cumulée par habitant, avec un ratio plus de 5 fois inférieur à celui de l'Allemagne – ce à quoi on pouvait s'attendre – mais aussi 3 fois inférieur à celui de la Belgique et de la Grèce et même moitié moindre que celui de la Bulgarie.

TOP 15 EUROPE CUMUL FIN 2014		Wc/habitant cumulés fin 2014
1	Allemagne	436,1
2	Italie	301,7
3	Belgique	277,1
4	Grèce	259,6
5	République Tchèque	203,2
6	Bulgarie	141,9
7	Suisse	129,1
8	Espagne	116,1
9	Danemark	108,6
10	Slovaquie	97,0
11	Autriche	90,2
12	France	84,9
13	Royaume-Uni	80,8
14	Roumanie	61,8
15	Pays-Bas	61,7

Source Solar Power Europe – 2015

Dans ce contexte, le frémissement observé en 2014 avec une augmentation de 44% de la puissance totale installée en France (927 MW contre 643 en 2013) est très loin de permettre à notre pays de rattraper son retard : à ce rythme il lui faudrait 25 ans pour se mettre au niveau actuel de l'Allemagne.

En prenant l'hypothèse raisonnable d'une stabilisation de consommation d'électricité et corolairement de la production à 540 TWh entre 2014 et 2020, il faudra ajouter 100 TWh d'électricité renouvelable pour atteindre en 2020 l'objectif de 27% auquel la France s'est engagée vis-à-vis de l'Union européenne.

En admettant, hypothèse modérée, que le photovoltaïque représente 40% de cette augmentation, soit 35 TWh, cela signifie qu'il faut installer a minima 15 GWc en 6 ans, soit **2,8 GWc par an en moyenne entre 2015 et 2020.**

Si la tendance à la stabilisation se maintient et que la part du photovoltaïque est maintenue à 40% de l'augmentation nécessaire pour atteindre les 40% d'électricité renouvelable en 2030 de la LTECV, ce sont 22 GWc supplémentaires qu'il faudra installer en 10 ans, soit **2,5 GW par an en moyenne entre 2021 et 2030.**

AINSI, LE RESPECT DES ENGAGEMENTS NATIONAUX ET EUROPÉENS DE LA FRANCE À L'HORIZON 2030 IMPOSENT A MINIMA UN TRIPLEMENT DE LA PUISSANCE ANNUELLE INSTALLÉE ACTUELLEMENT, EN MOYENNE SUR LES 16 PROCHAINES ANNÉES.

C'est avec ces chiffres et ces ordres de grandeur en tête qu'il convient d'aborder les évolutions nécessaires du mécanisme de soutien à la filière.

3. L'énergie positive en ligne de mire : pari impossible ?

Les lois issues du Grenelle de l'environnement avait consacré la notion de "Bâtiments à Énergie POSitive" (BEPOS) en prévoyant que les bâtiments neuf produisant plus d'énergie qu'ils n'en consomment désignés par cette appellation deviendraient la norme à partir de 2020.

La LTECV de son côté a non seulement confirmé cette orientation, mais elle a en outre consacré le concept de "Territoires à Énergie POSitive" (TEPOS), un terme choisi à l'origine pour désigner les initiatives de territoires à dominante rurale ayant décidé de s'engager de manière concrète dans la transition énergétique en réduisant autant que faire se peut leurs consommations et en développant les énergies renouvelables jusqu'à devenir excédentaires le cas échéant.

Dans le cadre de l'appel à projets lancé en février 2015 par le MEDDE, qui a permis de sélectionner 212 "territoires d'excellence" parmi les 500 candidatures, le concept de TEPOS a été élargi sous l'appellation de "TEPCV" aux stratégies territoriales basées sur ces deux piliers même si, comme c'est notamment le cas des aires urbaines, il est matériellement impossible d'atteindre un solde excédentaire en termes de production d'énergies renouvelables.

En pratique, tous ces concepts plus ou moins apparentés ne peuvent avoir de réalité physique mesurable répondant aux objectifs assignés sans une contribution significative du photovoltaïque dans le bilan énergétique : seule filière électrique pouvant trouver sa place à proximité immédiate des sites de consommations, sur les bâtiments et dans les espaces publics en milieu urbain dense ou périurbain, il peut aussi permettre de valoriser en milieu rural des terrains impropres à l'agriculture ou des espaces artificialisés et fortement pollués comme les anciens terrains militaires ou les aéroports désaffectés.

Ainsi, les quelques dizaines de BEPOS qui sortent aujourd'hui de terre en préfigurant l'avenir intègrent tous une surface plus ou moins importante de photovoltaïque en toiture et/ou en façade, mais il se limitent presque systématiquement à des puissances inférieures à 100 kWc même si leur configuration autoriserait des puissances supérieures, ceci afin d'échapper à la complexité et au risque d'échec que représentent les appels d'offres, même "simplifiés"; même dans ce cas, l'investissement ne peut pas être couvert par le tarif d'achat compte tenu des contraintes réglementaires qui renchérissent le coût d'investissement.

Dans ces conditions, les systèmes PV sont généralement perçus comme des équipements inutiles et luxueux sans autre intérêt que le prestige et sans autre impact que l'augmentation des prix de la construction : tout le contraire de ce qu'ils sont censés faire...

De leur côté, les centaines de collectivités locales de toutes natures et de toutes tailles qui se sont portées candidates à l'appel à projets du MEDDE ou à l'un des nombreux appels à projets régionaux avec à la clé des enveloppes substantielles destinées à leur permettre d'amorcer le mouvement en finançant leurs premières actions, ne s'y sont pas trompées : elles ont toutes intégré dans leurs feuille de route territoriale une part important de production photovoltaïque.

Celles qui ont déjà été sélectionnées comme celles qui espèrent l'être prochainement réfléchissent actuellement à la manière de mobiliser au mieux le potentiel que représente non seulement leur propre patrimoine bâti (sièges, bureaux, services techniques, logement social, bâtiments scolaires, équipements publics, ...) ou non bâti (parkings, espaces publics, abords d'infrastructures, etc.), mais aussi l'ensemble des bâtiments et espaces privés pouvant contribuer à atteindre l'objectif en étant équipés de systèmes photovoltaïques.

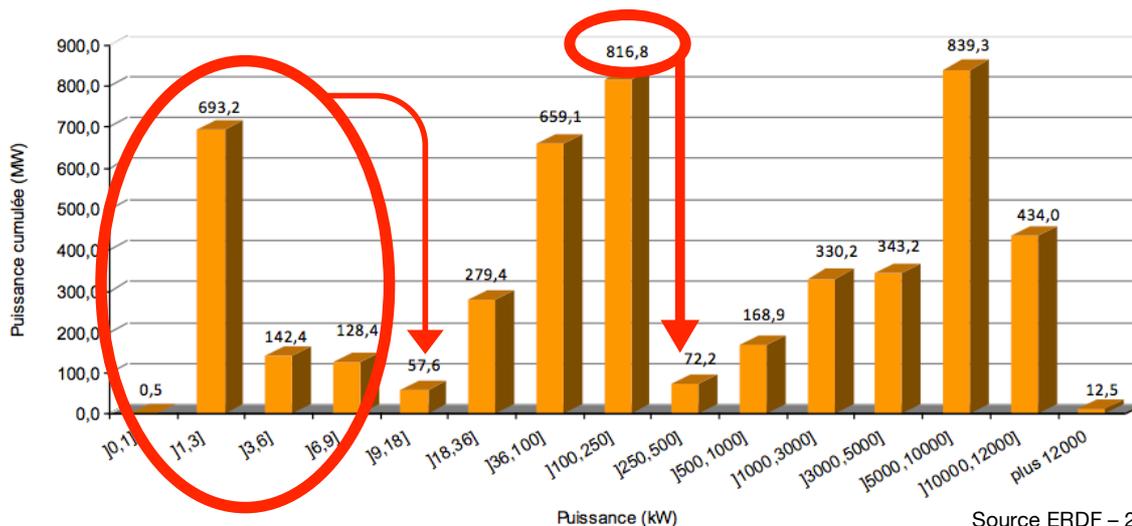
Face à ce mouvement de fond qui répond au delà des attentes et qui témoigne de la réelle prise de conscience du monde de la construction et des acteurs des territoires que le succès de la transition énergétique dont ils ont désormais parfaitement compris les raisons et les enjeux repose en très grande partie sur leur propre capacité à traduire en MWh et en GWh "sonnants et trébuchants" les efforts d'économie d'énergie et de production d'énergie renouvelable qu'on leur demande de réaliser, force est de constater que le dispositif actuel de soutien à la filière photovoltaïque, dont les grandes lignes ne devraient pas être modifiées par le projet de décret, est incapable de répondre à leurs besoins.

Il suffit pour le comprendre de se pencher sur la répartition des installations raccordée entre les différentes tranches de puissance : le tableau ci-dessous qui concerne la seule année 2014 (927 MW raccordés dont 860 sur ERDF et 67 sur RTE) met en évidence un effet de seuil extrêmement sensible à 100 kWc, limite maximale des tarifs d'achat.

Répartition selon puissance unitaire (ERDF + RTE 2014)	MWc	%
≤ 9 kWc	119	13%
9 à 100 kWc	178	19%
100 à 250 kWc	46	5%
> 250 kWc	584	63%
Total	927	100%

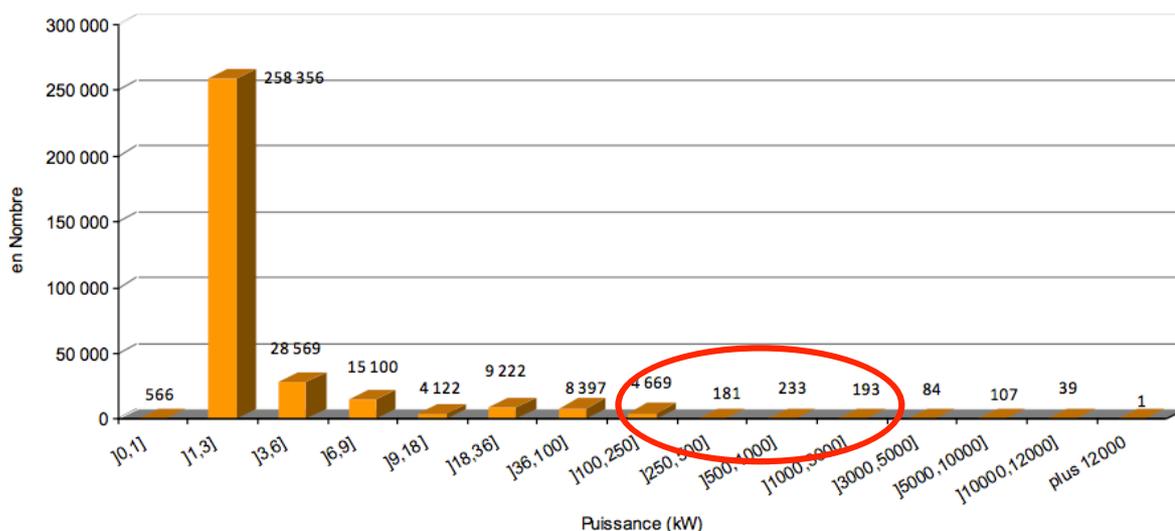
Cet effet de seuil est encore plus frappant si l'on s'intéresse à la répartition de la puissance totale cumulée raccordée au réseau ERDF telle qu'elle apparaît fin juin 2015 (graphique ci-dessous) : on le visualise déjà nettement pour le passage au-delà de 9 kWc (seuil du tarif "T1")³, mais il est tout aussi marqué pour le passage au-delà de 250 kWc pour les puissances immédiatement supérieures, alors que l'on retrouve un niveau plus important et plus "normal", à la fois en puissance et en nombre, à partir de 500 kWc (cf 2° graphique ci-dessous)

Répartition en puissance cumulée par tranche de puissance des installations de production photovoltaïque raccordées au réseau ERDF à fin juin 2015



Source ERDF – 2015

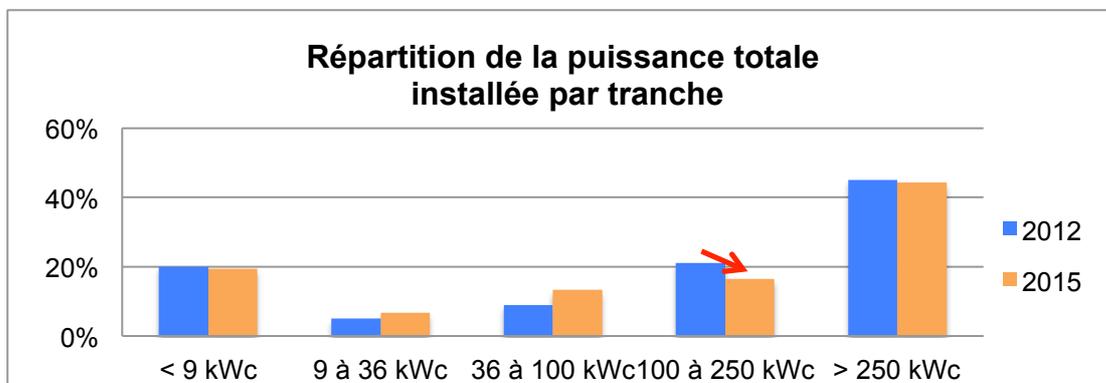
Répartition en nombre par tranche de puissance des installations de production photovoltaïque raccordées au réseau ERDF à fin juin 2015



Source ERDF – 2015

³ la prédominance des systèmes de 3 kWc étant due à l'ancienne structure des tarifs d'achat qui limitait l'accès pour les particuliers à ce niveau, c'est la totalité de la puissance raccordée qui doit être considérée, soit 964 MW à comparer aux 57 MW de la tranche 9-18

On notera enfin dans le graphique ci-dessous que la part des systèmes de 100 à 250 kWc a baissé de manière significative entre 2012 (date de la mise en place des appels d'offres) et 2015, ce qui souligne le caractère dissuasif de ce changement de régime.



Or cette tranche, qui correspond à des surfaces de panneaux photovoltaïques de 800 à 2 200 m² environ, concerne pour l'essentiel des bâtiments de moyenne taille, typiquement des équipements publics, du logement social ou des bâtiments de PME-PMI, c'est-à-dire précisément la cible la plus intéressante et la plus accessible pour la mise en œuvre effective des stratégies territoriales de type TEPOS ou TEPCV.

Comme l'expérience l'a démontré, cette tranche est en pratique quasiment inaccessible aux collectivités locales du fait de l'incompatibilité entre le mécanisme d'appels d'offre, même simplifié, et le code des marchés publics : dans ce contexte, la simple éventualité du remplacement du contrat d'achat par le "complément de rémunération" en fonction des appels d'offres tel que prévu par le projet de décret achèvera de rendre impossible la valorisation du potentiel que représentent les toitures et les façades des nombreux bâtiments publics et privés, mais aussi les parkings pouvant être équipés d'ombrières et les espaces publics extérieurs susceptibles d'être partiellement ou totalement couverts de verrières.

4. Le photovoltaïque, objet de toutes les discriminations

Alors que le photovoltaïque n'est pas cité par l'article 1, Titre I du projet de décret parmi les filières pouvant bénéficier du complément de rémunération, l'article 42, Titre II qui donne la liste des installations éligibles à l'obligation d'achat maintient cette possibilité pour les seules installations d'une puissance inférieure à 100 kWc, pérennisant ainsi, en totale contradiction avec les ambitions affichées au plus haut niveau de l'État, une situation profondément défavorable à la fois à un possible et souhaitable renouveau de la filière photovoltaïque française, à l'atteinte des objectifs nationaux et européens de la France et à la dynamique autour des BEPOS et des TEPOS-TEPCV que l'on constate au cœur de très nombreux territoires.

En outre ce seuil maximal qui s'applique uniquement au photovoltaïque est très nettement inférieur à celui dont bénéficient toutes les autres filières : c'est notamment la seule filière (hors "gîtes géothermiques") qui n'a pas accès aux tarifs d'obligation d'achat "à guichet ouvert" sur la gamme de puissance de 100 à 500 kW, seuil maximal accepté pour ce type de mécanisme par la Commission européenne dans ses "recommandations" qui ont été à l'origine même de l'introduction dans la LTECV des dispositions relatives au complément de rémunération dont le projet de décret est censé organiser la mise en œuvre.

Hormis les réminiscences de la période pré- et post-moratoire de 2010 qui a marqué les esprits et brusquement donné une image négative du photovoltaïque dans les médias et dans une partie minoritaire de l'opinion publique, il est difficile de comprendre la raison de cette discrimination : si ce sont les craintes

d'augmentation de la CSPE, il conviendrait alors d'examiner avec la même rigueur les autres filières qui bénéficient d'un régime plus favorable.

En effet, s'il était possible en 2010 de considérer que le poids relatif du photovoltaïque sur la CSPE était trop important du fait de ses coûts de production encore très élevés, il est important de noter que les niveaux moyens de prix de vente du kWh demandés pour les systèmes PV d'une puissance inférieure à 500 kW lors du dernier appel d'offres dont les résultats ont été publiés (CRE2, en 2014) sont légèrement inférieurs au tarif d'achat du biogaz issu d'effluents d'élevage : 13,75 c€/kWh pour le PV sur bâti et 13,55 sur ombrières contre 14,28 pour le biogaz en intégrant la prime d'effluents ; ils sont même sensiblement inférieurs pour les parcs au sol à 9,46 c€/kWh, soit 20% de moins que le tarif biogaz sans prime d'effluents (par exemple sur station d'épuration).

Dès lors que le photovoltaïque est en mesure d'atteindre des niveaux de coûts de production comparables à d'autres filières bénéficiant de tarifs d'achat jusqu'au seuil de 500 kW, il est incompréhensible qu'il ne soit pas traité de la même manière.

5. Quelle solution pour sortir des injonctions contradictoires ?

Compte tenu de l'ensemble des éléments décrits ci-dessus, **il conviendrait de modifier le projet de décret "complément de rémunération" afin d'aligner le seuil maximal de l'obligation d'achat pour le photovoltaïque avec celui des autres filières, soit 500 kW.**

Pour avoir un effet bénéfique complet, cette disposition doit s'accompagner des mesures suivantes qui relèvent de futurs arrêtés tarifaires ou d'autres textes réglementaires, en visant à réduire le coût des systèmes:

- abandon de l'obligation d'intégration au bâti, en référence à l'annonce en sens faite par la Ministre de l'Écologie lors du colloque de l'ADEME des 14 et 15 avril 2015;
- refonte de la grille des tarifs d'achat en veillant à l'atténuation des effets de seuil et en introduisant une modulation régionale inversement proportionnelle à l'ensoleillement;
- effort réel de clarification et de simplification du critère de distance entre installations de façons à éviter tout effet pervers, notamment la sous-valorisation des toitures correctement exposées;
- concertation avec ERDF en vue de réduire les coûts de raccordement au réseau tout en maintenant un haut niveau de sécurité et de qualité du réseau;

La conjonction de ces mesures doit permettre une convergence à relativement court terme avec les prix constatés en Allemagne, ce qui, compte tenu du différentiel d'ensoleillement, devrait conduire à des tarifs d'achat se situant entre 9 et 10 c€/kWh pour des systèmes de 500 kWc sur bâti ou en ombrière, un niveau déjà constaté dans les appels d'offres pour les parcs au sols de cette puissance.

Quant au financement de la possible augmentation de la CSPE suite à ces mesures, une solution à la fois juste et raisonnable pourrait consister à dénoncer les contrats d'achat les plus notoirement extravagants, notamment ceux qui permettent à certains opérateurs de bénéficier depuis 2012 d'un tarif à 35 c€/kWh pour les quelques 300 MW de parcs au sols qui auraient pu se satisfaire du tarifs "T5" en vigueur au moment de leur mise en service, soit 10,4 c€/kWh : l'économie ainsi réalisée sur la CSPE, de l'ordre de 70 M€ par an, permettrait de financer la production de plus de 900 MWc aux coûts actuels ...