

# Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie

Septembre 2015

N° de contrat : 1405C0010

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : *le groupement I Care / ECube / In Numeri*

**Coordination technique** : *Patricia SIDAT – Direction\Service : Direction Productions et Energies Durables*



---

**RAPPORT FINAL**

## REMERCIEMENTS

L'ADEME et le groupement des entreprises I Care Environnement, E-CUBE Strategy Consultants et In Numeri tiennent à remercier les membres du Comité de pilotage et du Comité de suivi mentionnés ci-dessous :

- **Patricia SIDAT**, Ingénieur Technologies et Applications Photovoltaïques, Service Réseaux et Energies Renouvelables (SRER), ADEME
- **Yvonnick DURAND**, Ingénieur R&D et marché photovoltaïque, SRER, ADEME
- **Rodolphe MORLOT**, Coordinateur Energies renouvelables et Bâtiment, SRER, ADEME
- **Marie-Laure GUILLERMINET**, Economiste, SRER, ADEME
- **Guilain CALS**, Economiste, SRER, ADEME
- **David MARCHAL**, Chef de Service Adjoint, SRER, ADEME
- **Jean-Michel PARROUFFE**, Chef de Service, SRER, ADEME
- **Nadine BERTHOMIEU**, Ingénieur Projets, SRER, ADEME
- **Damien SIESS**, Directeur adjoint, Direction Productions et Energies durables, ADEME
- **Maeva THOLANCE**, Ingénieur, Service Bâtiment, ADEME
- **Hervé PERNIN**, Chef de service adjoint, Direction Recherche et Prospective, ADEME
- **Philippe d'ARGENLIEU**, Adjoint au chef de bureau des énergies renouvelables, chargé du solaire, Direction Générale de l'Energie et du Climat, Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie
- **Guillaume NEVEUX**, Directeur associé, I Care Environnement
- **Julien PAULOU**, Chef de projet, I Care Environnement
- **Ali HAJJAR**, Consultant, I Care Environnement
- **Valentin VERMEULEN**, Consultant, I care Environnement
- **Alexandre BOUCHET**, Directeur Associé, E-CUBE
- **Etienne JAN**, Consultant, E-CUBE
- **Laurence HAEUSLER**, Directrice In Numeri
- **Anne-Gaëlle MORO-GOUBELY**, Chargée d'études, In Numeri
- **Guillaume BERTHOIN**, Chargé d'étude In Numeri
- **Benoit LELONG**, Directeur, Cythelia
- **Ismaël LOKHAT**, Ingénieur études, Cythelia
- **Guillaume FORTIN**, Ingénieur études, Cythelia
- **Cécile CESSAC**, Avocat Associée, CABINET BRUN CESSAC & Associés

L'ADEME et le groupement tiennent également à remercier La Commission de Régulation de l'Energie pour les données qu'elle a pu mettre à disposition pour cette étude.

### En français :

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par la caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

### En anglais:

Any representation or reproduction of the contents herein, in whole or in part, without the consent of the author(s) or their assignees or successors, is illicit under the French Intellectual Property Code (article L 122-4) and constitutes an infringement of copyright subject to penal sanctions. Authorised copying (article 122-5) is restricted to copies or reproductions for private use by the copier alone, excluding collective or group use, and to short citations and analyses integrated into works of a critical, pedagogical or informational nature, subject to compliance with the stipulations of articles L 122-10 – L 122-12 incl. of the Intellectual Property Code as regards reproduction by reprographic means.

# Table des matières

Table des figures.....	5
Liste des tableaux.....	9
Lexique.....	10
Sigles et acronymes.....	14
Principaux résultats.....	15
Résumé exécutif.....	17
0. Introduction.....	34
1. Contexte et état des lieux.....	35
1.1. Un contexte mondial très dynamique.....	35
1.1.1. Scénario à 2025 des capacités installées à l'échelle mondiale.....	35
1.1.2. Evolution des schémas de valorisation à l'international.....	38
1.1.3. Situation du BIPV dans les 3 pays principaux : Italie, Californie, Japon.....	42
1.2. Etat des lieux du secteur photovoltaïque en France.....	52
1.2.1. Politique publique générale et soutien à l'intégration au bâti.....	52
1.2.2. Coût de l'électricité d'origine photovoltaïque en 2014.....	77
1.2.3. Etat des lieux de la filière photovoltaïque française.....	92
2. Evolutions attendues d'ici 2025.....	125
2.1. Des innovations technologiques significatives.....	125
2.1.1. Rappel historique et principales filières technologiques.....	125
2.1.2. Principales innovations sur la chaîne de valeur et positionnement français.....	128
2.1.3. Synthèse : 3 principaux champs d'innovations stratégiques.....	143
2.2. Une énergie qui devrait être de plus en plus compétitive.....	143
2.2.1. Analyse de la baisse des coûts des systèmes photovoltaïques d'ici 2025.....	143
2.2.2. Analyse de la baisse du LCOE par segment.....	153
2.2.3. Coûts et bénéfices du photovoltaïque dans le système électrique français.....	155
2.3. Des nouveaux schémas de valorisation et des nouveaux modèles d'affaire.....	167
2.3.1. Nouveaux schémas de valorisation pour le solaire photovoltaïque.....	167
2.3.2. Nouveaux modèles d'affaire.....	169
3. Recommandations.....	188
3.1. Enjeux et objectif d'un dispositif de soutien.....	188
3.1.1. Scénario sans soutien.....	188
3.1.2. Enjeux d'un dispositif de soutien de transition (2016-2023).....	196

3.2.	Proposition de dispositif de soutien.....	197
3.2.1.	Objectifs et leviers.....	197
3.2.2.	Dispositif de soutien à la demande.....	199
3.2.3.	Dispositifs pour soutenir l'offre en France.....	228
4.	Spécificités des ZNI.....	235
4.1.	Synthèse.....	235
4.2.	Etat des lieux.....	236
4.2.1.	Les systèmes électriques des ZNI.....	236
4.2.2.	Les coûts du photovoltaïque dans les ZNI.....	239
4.2.3.	Le contexte réglementaire actuel.....	240
4.3.	Les solutions envisageables pour débloquer le développement du photovoltaïque.....	241
4.3.1.	L'effacement.....	241
4.3.2.	Le stockage.....	242
5.	Conclusion.....	244
	Annexes.....	245
	Références bibliographiques.....	246



## Table des figures

FIGURE 1 : DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE PAR RÉGION À MOYEN TERME (IEA).....	17
FIGURE 2 : ÉVOLUTION DES COÛTS DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES STANDARDS EN € HT/Wc D'ICI 2025 .....	18
FIGURE 3 : ILLUSTRATION DES TROIS CHAMPS D'INNOVATIONS STRATÉGIQUES.....	19
FIGURE 4 : POTENTIELS MODÈLES D'AFFAIRES POUVANT APPARAÎTRE À MOYEN TERME.....	20
FIGURE 5 : CAPACITÉ ANNUELLE INSTALLÉE DANS LE SCÉNARIO DE BASE.....	21
FIGURE 6 : ANALYSE DE LA VALEUR NETTE DE L'ÉLECTRICITÉ PV POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE .....	22
FIGURE 7 : ÉVOLUTION DES NOUVELLES PUISSANCES RACCORDÉES CHAQUE ANNÉE EN FRANCE, PAR TYPE D'APPLICATION .....	22
FIGURE 8 : ÉVOLUTION DES TARIFS D'ACHAT ENTRE 2002 ET 2014, ET SEGMENTATION PAR PÉRIODE.....	23
FIGURE 9 : ILLUSTRATION DU DISPOSITIF FRANÇAIS DE RECHERCHE PHOTOVOLTAÏQUE.....	24
FIGURE 10 : EMPLOIS DIRECTS LIÉS AU PHOTOVOLTAÏQUE, PÉRIODE 2006-2014 .....	25
FIGURE 11 : RÉPARTITION DES EMPLOIS (DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS) EN 2014 PAR TYPE D'INSTALLATION. LES EMPLOIS GÉNÉRÉS PAR LE PARC EXISTANT SONT SIGNALÉS EN VERT ET CEUX GÉNÉRÉS PAR LES NOUVELLES CAPACITÉS EN BLEU. SOURCE : MODÈLE IN NUMERI.....	26
FIGURE 12 : RATIOS D'EMPLOIS 2014 PAR TYPE D'INSTALLATION, HORS MAINTENANCE.SOURCE : MODÈLE IN NUMERI.....	26
FIGURE 13 : SCHÉMA DU POSITIONNEMENT DES ACTEURS FRANÇAIS DANS LA COMPÉTITION INTERNATIONALE .....	27
FIGURE 14 : CAPACITÉ ANNUELLE INSTALLÉE SANS SOUTIEN ET AVEC DISPOSITIF DE TRANSITION.....	28
FIGURE 15 : ARTICULATION DES LEVIERS DU DISPOSITIF DE POLITIQUE PUBLIQUE .....	28
FIGURE 16 : VISION GÉNÉRALE DU DISPOSITIF DE SOUTIEN DE LA DEMANDE PV .....	29
FIGURE 17 : POSITIONNEMENT DES 5 SCÉNARIOS SUR LA MATRICE INTENSITÉ EMPLOI / EFFICACITÉ COÛT .....	30
FIGURE 18 : INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES CUMULÉES SUR LES ZNI PRINCIPALES .....	32
FIGURE 19 : ANALYSE DE LA VALEUR DE LA FLEXIBILITÉ PERMETTANT D'INSTALLER DU PHOTOVOLTAÏQUE SUPPLÉMENTAIRE.....	33
FIGURE 20 : CAPACITÉ PV CUMULÉE DANS LE MONDE DE 2013 À 2025 SELON LES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT .....	36
FIGURE 21 : DÉVELOPPEMENT DU PV PAR RÉGION À MOYEN TERME (IEA MEDIUM TERM SCENARIO).....	37
FIGURE 22 : CAPACITÉ PV CUMULÉE DANS LE MONDE PAR SEGMENT (IEA) .....	38
FIGURE 23 : CAPACITÉ PV INSTALLÉE EN 2018 SELON LES RÉGIONS DU MONDE : PV SUR TOIT VERSUS PV CENTRALISÉ .....	38
FIGURE 24 : ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ PV CUMULÉE EN ALLEMAGNE ENTRE 2000 ET 2014 .....	42
FIGURE 25 : PRODUCTEURS DE SYSTÈMES BIPV PRÉSENTS SUR LE MARCHÉ ITALIEN .....	44
FIGURE 26 : LES PRODUCTEURS DE SYSTÈMES BIPV EN ITALIE SELON LES TECHNOLOGIES.....	45
FIGURE 27 : LES PROCÉDÉS DES SYSTÈMES BIPV DITS « INNOVANTS » EN ITALIE .....	46
FIGURE 28 : NOMBRE D'INSTALLATIONS PV/BIPV SUR DES MAISONS NEUVES VERSUS EXISTANTES AU JAPON ENTRE 2009 ET 2012.....	49
FIGURE 29 : CARTOGRAPHIE DES PRINCIPAUX VENDEURS DE MAISONS PRÉFABRIQUÉES AU JAPON.....	49
FIGURE 30 : ÉVOLUTION DES NOUVELLES PUISSANCES RACCORDÉES CHAQUE ANNÉE EN FRANCE, PAR TYPE D'APPLICATION .....	52
FIGURE 31 : PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE TOTALE INSTALLÉE EN FRANCE.....	53
FIGURE 32 : LE DISPOSITIF DE SOUTIEN AU PHOTOVOLTAÏQUE EN 2013 .....	54
FIGURE 33 : COMPARAISON ENTRE LES NOUVELLES INSTALLATIONS ET LES OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE.....	54
FIGURE 34 : ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE PAR TRANCHE DE PUISSANCE D'INSTALLATION.....	55
FIGURE 35 : COÛT D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE DE 2008 À 2015 .....	56
FIGURE 36 : ÉVOLUTION DE LA CONTRIBUTION UNITAIRE .....	56
FIGURE 37 : TAUX DE CIDD APPLICABLE AU PHOTOVOLTAÏQUE ET MONTANT DE CIDD CONSTATÉ .....	57
FIGURE 38 : ÉVOLUTION DES TARIFS D'ACHAT ENTRE 2002 ET 2014, ET SEGMENTATION PAR PÉRIODE.....	58
FIGURE 39 : RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES RÈGLES DE L'INTÉGRATION AU BÂTI ENTRE 2006 ET 2014 .....	59
FIGURE 40 : NIVEAU DE FINANCEMENT DE LA DEMANDE POUR LE PV INTÉGRÉ AU BÂTI (IAB) .....	60
FIGURE 41 : NIVEAU DE FINANCEMENT DE LA DEMANDE POUR LE PV INTÉGRÉ AU BÂTI (IAB OU ISB).....	62
FIGURE 42 : NIVEAU DE FINANCEMENT DE LA DEMANDE POUR LE PV INTÉGRÉ AU BÂTI (IAB OU ISB).....	63
FIGURE 43 : AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE L'INTÉGRÉ AU BÂTI SELON LES INSTALLATEURS.....	65
FIGURE 44 : COMPARAISON DE LA FIABILITÉ DES SYSTÈMES ISB ET IAB, SELON LES INSTALLATEURS .....	66
FIGURE 45 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE NOUVEAUX CONTRATS IAB ENTRE 2006 ET 2013 ET DE LA PART DE CONTRATS IAB DANS LES CONTRATS DE MOINS DE 9kW .....	67
FIGURE 46 : PART DES INSTALLATIONS IAB DANS LES INSTALLATIONS [0-9]kW SELON L'ARRÊTÉ TARIFAIRE DONT DÉPEND LE CONTRAT .....	67
FIGURE 47 : PART RELATIVE DES TARIFS PV, EN VOLUME ET EN COÛT, HORS ZNI.....	68
FIGURE 48 : RÉPARTITION DES INSTALLATIONS IAB ET DE LA FACTURATION SELON LA PUISSANCE DES INSTALLATIONS, EN 2013, HORS ZNI, HORS FACTURATION ELD .....	69
FIGURE 49 : ÉVOLUTION DE LA FACTURATION D'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE À EDF ET DE LA SURFACTURATION IAB ET ISB PAR RAPPORT AU TARIF DE BASE, EN MILLIONS D'EUROS.....	69

FIGURE 50 : EVOLUTION DE LA PART DES INSTALLATIONS DE 9 kW DANS LES INSTALLATIONS DE 5 À 36kW SUITE AUX MODIFICATIONS DE TARIFS D'ACHAT .....	71
FIGURE 51: ILLUSTRATION DU DISPOSITIF FRANÇAIS DE RECHERCHE PHOTOVOLTAÏQUE.....	73
FIGURE 52: BREF HISTORIQUE DES PRINCIPAUX PROGRAMMES DE RECHERCHE SOUTENUS PAR LES 3 ORGANISMES FINANCEURS .....	75
FIGURE 53: ILLUSTRATION DU DISPOSITIF DE FINANCEMENT DE LA R&D EN FRANCE.....	76
FIGURE 54 : EVOLUTION DE LA PUISSANCE PV CUMULÉE MONDIALE ET BAISSSE DES COÛTS DU PV .....	77
FIGURE 55 : INDICATEUR QUALITATIF SUR LE NIVEAU DE BAISSSE DES DIFFÉRENTS COMPOSANTS D'UN SYSTÈME PV .....	78
FIGURE 56 : COMPARAISON DES COÛTS DES SYSTÈMES PV EN 2014 PAR SEGMENT DE PUISSANCE .....	79
FIGURE 57 : DÉCOMPOSITION DES COÛTS DU PV SURIMPOSÉ POUR LES SEGMENTS [0-3kW] ET [3-9kW].....	80
FIGURE 58: DÉCOMPOSITION DES COÛTS DU PV SUR LE SEGMENT [0-3kW], POUR UNE CONSTRUCTION EXISTANTE, HORS RÉNOVATION ....	82
<b>FIGURE 59 : DÉCOMPOSITION DES COÛTS DU PV SUR LE SEGMENT [0-3kW], POUR LA CONSTRUCTION NEUVE OU EN RÉNOVATION.....</b>	<b>83</b>
FIGURE 60 : DÉCOMPOSITION DES COÛTS DU PV SURIMPOSÉ POUR LA GAMME DE PUISSANCE [9-250kW] .....	83
FIGURE 61 : COÛT DES SYSTÈMES PV SUR TOITURE DANS L'EXISTANT [36-100kW].....	85
FIGURE 62 : COÛT DES SYSTÈMES PV SUR TOITURE POUR LE NEUF [36-100kW].....	85
FIGURE 63 : COÛT PAR WATT CRÊTE DES CENTRALES AU SOL .....	86
FIGURE 64 : MÉTHODE D'ESTIMATION DU WACC, TAUX D'ACTUALISATION UTILISÉ .....	88
FIGURE 65 : ESTIMATION DU WACC POUR L'ÉTUDE .....	89
FIGURE 66 : COMPARAISON DES LCOE 2014 DES RÉGIONS PACA ET NORD PAS DE CALAIS AVEC LES TARIFS D'ACHAT AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2015 .....	90
FIGURE 67 : LCOE DES CENTRALES AU SOL EN €/MWH EN 2014 SELON LES RÉGIONS .....	91
FIGURE 68 : CAPACITÉS DE PRODUCTION DE CELLULES ET MODULES ET TAUX D'UTILISATION.....	93
FIGURE 69 : CHIFFRES D'AFFAIRES ET EMPLOIS DES ÉQUIPEMENTIERS FRANÇAIS.....	94
FIGURE 70 : PRODUCTION MONDIALE DE CELLULES ET MODULES PHOTOVOLTAÏQUES DE 2005 À 2013 .....	96
FIGURE 71 : FABRICANTS DE CELLULES ET MODULES.....	97
FIGURE 72 : FABRICANTS FRANÇAIS D'ONDULEURS .....	99
FIGURE 73 : FABRICANTS DE COMPOSANTS DU BOS ÉLECTRIQUE.....	100
FIGURE 74 : FABRICANTS DE COMPOSANTS DE STRUCTURE SPÉCIALISÉS DANS LE PHOTOVOLTAÏQUE ET FABRICANTS DE TUILES PHOTOVOLTAÏQUES.....	102
FIGURE 75 : RÉPARTITION DES FOURNISSEURS DE STRUCTURE POUR LES INSTALLATEURS DE SYSTÈMES PV SUR TOITURES RÉSIDENTIELLES ...	103
FIGURE 76 : TAUX DE STRUCTURES DE MARQUE FRANÇAISE PAR TYPE D'INSTALLATION.....	103
FIGURE 77 : CHIFFRE D'AFFAIRES ET EFFECTIFS DES INSTALLATEURS QUALI'PV EN 2013 .....	104
FIGURE 78 : D'ACTIVITÉ DES INSTALLATEURS QUALI'PV .....	105
FIGURE 79 : SCHÉMA DU POSITIONNEMENT DES ACTEURS FRANÇAIS DANS LA CHAÎNE DE VALEUR.....	107
FIGURE 80: ILLUSTRATION DES VOLUMES PV INSTALLÉS PAS SOITEC.....	109
FIGURE 81 : SCHÉMA DE DÉCOMPOSITION DE LA FILIÈRE PV EN FRANCE EN 2014 .....	113
FIGURE 82 : DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR DU MARCHÉ 2014 DE LA PRODUCTION D'INSTALLATIONS « CLÉS EN MAIN » .....	114
FIGURE 83 : DÉCOMPOSITION DE LA PRODUCTION DE LA MAINTENANCE EN 2014 .....	115
FIGURE 84 : DÉCOMPOSITION DE LA PRODUCTION DES ÉQUIPEMENTIERS .....	115
FIGURE 85 : RATIOS VALEUR AJOUTÉE/ PRODUCTION POUR L'ENSEMBLE DES ACTIVITÉS DE LA CHAÎNE DE VALEUR .....	116
FIGURE 86 : RÉPARTITION DE LA VALEUR AJOUTÉE DES ACTIVITÉS DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE EN 2014, SELON LES SEGMENTS DE LA CHAÎNE DE VALEUR .....	117
FIGURE 87 : RÉPARTITION DES EMPLOIS DIRECTS LIÉS À LA PRODUCTION D'INSTALLATIONS « CLÉS EN MAIN » EN FRANCE EN 2014, PAR SEGMENT DE LA CHAÎNE DE VALEUR.....	117
FIGURE 88: MARCHÉS ET EMPLOIS DIRECTS LIÉS AU PHOTOVOLTAÏQUE, PÉRIODE 2006-2014 .....	118
FIGURE 89 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DES EFFETS INDIRECTS POUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE LA PRODUCTION DE SYSTÈMES PV « CLÉS EN MAIN » .....	120
FIGURE 90 : RÉPARTITION DES EMPLOIS INDIRECTS LIÉS À LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE (ETP) .....	120
FIGURE 91 : RÉPARTITION DES ETP INDUITS PAR LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE EN 2014.....	121
FIGURE 92 : EVALUATION DES EMPLOIS DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS EN 2014 SELON LA SITUATION DANS LA CHAÎNE DE VALEUR .....	122
FIGURE 93 : RÉPARTITION DES EMPLOIS EN 2014 SELON LA SITUATION DANS LA CHAÎNE DE VALEUR.....	123
FIGURE 94 : RATIOS D'EMPLOIS 2014, EMPLOIS DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS SELON LE TYPE D'INSTALLATION, HORS MAINTENANCE ....	123
FIGURE 95 : RATIOS D'EMPLOIS 2014 EN ETP/M€ INVESTI, EMPLOIS DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS SELON LE TYPE D'INSTALLATION, HORS MAINTENANCE .....	124
FIGURE 96 : RÉPARTITION DU TOTAL DES EMPLOIS EN 2014 ENTRE NOUVELLES INSTALLATIONS ET MAINTENANCE SELON LE TYPE D'INSTALLATION.....	124
FIGURE 97 : BREF HISTORIQUE DE LA TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE.....	125

FIGURE 98 : EVOLUTION DES RENDEMENTS LABORATOIRES RECORD DE DIFFÉRENTES CELLULES PV, SOURCE : NREL.....	126
FIGURE 99 : RENDEMENT PANNEAUX ET PART DE MARCHÉ DES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES SILICIUM EN 2014 .....	127
FIGURE 100: EVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE, SOURCE : FRAUNHOFER ISE.....	128
FIGURE 101: ILLUSTRATION DE L'AVANTAGE DE LA CELLULE PERC.....	130
FIGURE 102: ILLUSTRATION DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE L'ÉLECTRODÉPOSITION DE CIGS.....	133
FIGURE 103: ILLUSTRATION DU RENDEMENT QUANTIQUE INTERNE DES CELLULES À 3,4 ET 6 JONCTIONS, SOURCE: EMCORE .....	135
FIGURE 104: ILLUSTRATION DU RENDEMENT D'UN COMMUTATEUR EN GAN VS UN COMMUTATEUR EN Si, SOURCE : POWER ELECTRONICS.COM.....	137
FIGURE 105: ILLUSTRATION DES DIFFÉRENTS DISPOSITIFS D'ÉCRÈTEMENT DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE. SOURCE: ERDF.....	139
FIGURE 106: ILLUSTRATION DU TRACKER D'EXOSUN ARTICULANT LE PANNEAU VIA L'ARCEAU, SOURCE : PV-TECH.ORG.....	140
FIGURE 107: ILLUSTRATION D'UN SYSTÈME HYBRIDE EN SURIMPOSITION, SOURCE : FAZ.NET.....	142
FIGURE 108: ILLUSTRATION DES TROIS CHAMPS D'INNOVATIONS STRATÉGIQUES.....	143
FIGURE 109: ILLUSTRATION DE L'ÉQUATION D'ÉVOLUTION DES COÛTS.....	144
FIGURE 110: ÉVOLUTION DES COÛTS EN €/WC DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES À L'HORIZON 2025 .....	146
FIGURE 111: HISTORIQUE ET PRÉVISION DU COÛT DU MODULE (ARRIVÉ EN EUROPE) SILICIUM À L'HORIZON 2025.....	147
FIGURE 112: ILLUSTRATION DE LA BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU MODULE SILICIUM .....	148
FIGURE 113: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU MODULE CIGS PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION .....	149
FIGURE 114: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU MODULE CdTe PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION .....	149
FIGURE 115: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU MODULE CPV PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION.....	150
FIGURE 116: BAISSÉ EN €/WC DU COÛT DE L'ONDULEUR PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION.....	151
FIGURE 117: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU RESTE DU BOS PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION .....	151
FIGURE 118: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU RACCORDEMENT AU RÉSEAU - GRANDE TOITURE 100-250 kW .....	152
FIGURE 119: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DU RENFORCEMENT DU RÉSEAU– [100-250]kW SUR TOITURE .....	152
FIGURE 120: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DE LA STRUCTURE, PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION – [9-36]kW EN SURIMPOSITION .....	153
FIGURE 121: BAISSÉ DU COÛT EN €/WC DE LA POSE PAR FACTEUR D'ÉVOLUTION – [9-36]kW EN SURIMPOSITION.....	153
FIGURE 122 : LCOE RÉSIDENTIEL EN RÉGION PACA.....	154
FIGURE 123 : LCOE GRANDES TOITURES ET CENTRALES AU SOL EN RÉGION PACA .....	155
FIGURE 124 : VALEUR ET COÛT DU PHOTOVOLTAÏQUE POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN 2025 .....	157
FIGURE 125 : ILLUSTRATION DE LA VALEUR DE SUBSTITUTION ÉNERGIE DU PV.....	158
FIGURE 126 : DÉCOMPOSITION DE LA SUBSTITUTION DE L'ÉNERGIE PV D'ICI À 2025 .....	159
FIGURE 127 : LES VALEURS DE CAPACITÉ ENVISAGEABLES EN FRANCE ET BENCHMARK INTERNATIONAL.....	160
FIGURE 128 : HYPOTHÈSES CLEFS DE CALCUL DE LA VALEUR DE SUBSTITUTION DE L'ÉNERGIE.....	161
FIGURE 129 : COÛTS DES QUOTES-PARTS DES S3RENK SELON LES RÉGIONS .....	162
FIGURE 130 : COÛT D'INSERTION SUR LE RPD – ARTICLE CIRED ERDF N° 1178 – SCENARIO 25 GW .....	164
FIGURE 131 : ÉVOLUTION DE LA VALEUR DE MODULATION DU PV.....	166
FIGURE 132 : POTENTIELS MODÈLES D'AFFAIRES POUVANT APPARAÎTRE À MOYEN TERME.....	170
FIGURE 133 : BESOINS DES MODÈLES D'AFFAIRES SELON LE SCHÉMA DE VALORISATION ET LA PÉNÉTRATION DU PHOTOVOLTAÏQUE .....	170
FIGURE 134 : CRÉATION ET TRANSFERT DE VALEUR DE L'AGRÉGATION POUR LE PV .....	172
FIGURE 135 : RELATION ENTRE LES ACTEURS AVEC UN MODÈLE DE FINANCEMENT TIERS.....	174
FIGURE 136 : PARTAGE DES RESPONSABILITÉS ET RISQUE SELON LE MODÈLE DE FINANCEMENT .....	174
FIGURE 137 : TRANSFERT DE VALEUR RÉALISÉ PAR LES MODÈLES DE FINANCEMENT INNOVANTS.....	176
FIGURE 138 : TRANSFERT ET CRÉATION DE VALEUR DE L'AUTOCONSOMMATION .....	180
FIGURE 139 : SCHÉMA DE LA CONTRACTUALISATION DE FLEXIBILITÉ.....	181
FIGURE 140 : SCHÉMA DE FONCTIONNEMENT D'UN MARCHÉ LOCAL.....	182
FIGURE 141 : SCHÉMA DU FONCTIONNEMENT DU MODÈLE DE GESTIONNAIRE LOCAL D'ÉNERGIE .....	183
FIGURE 142 : SCHÉMA DU MODÈLE DE RACCORDEMENT INDIRECT .....	183
FIGURE 143 : CAS SIMPLIFIÉ DE FACTURE POUR LE COUPLE HÉBERGEUR/HÉBERGÉ .....	184
FIGURE 144 : LOGEMENTS INDIVIDUELS, AUTO-DÉCLARÉS BEPOS, ÉQUIPÉS DE PV, FIGURANT DANS LA BASE DE DONNÉES ENERTECH .....	190
FIGURE 145: LOGEMENTS COLLECTIFS, AUTO-DÉCLARÉS BEPOS, ÉQUIPÉS DE PV, FIGURANT DANS LA BASE DE DONNÉES ENERTECH .....	190
FIGURE 146: LOCAUX HORS LOGEMENTS, AUTO-DÉCLARÉS BEPOS, ÉQUIPÉS DE PV, FIGURANT DANS LA BASE DE DONNÉES ENERTECH .....	191
FIGURE 147 : CAPACITÉ ANNUELLE INSTALLÉE DANS LE SCÉNARIO DE BASE .....	193
FIGURE 148 : MANQUE À GAGNER POUR LES FONDS PUBLICS DANS LE SCÉNARIO DE BASE .....	195
FIGURE 149: CAPACITÉ ANNUELLE INSTALLÉE SANS SOUTIEN ET AVEC DISPOSITIF DE TRANSITION.....	196
FIGURE 150 : OBJECTIFS POUR LE DISPOSITIF DE POLITIQUE PUBLIQUE.....	197
FIGURE 151 : ARTICULATION DES LEVIERS DU DISPOSITIF DE POLITIQUE PUBLIQUE .....	198
FIGURE 152 : VARIABLES DU DISPOSITIF DE FINANCEMENT DE LA DEMANDE .....	199

FIGURE 153 : ELARGISSEMENT AUX PRODUITS À INTÉGRATION ÉNERGÉTIQUE .....	206
FIGURE 154 : VISION GÉNÉRALE DE L'ARTICULATION ÉNERGIE / VALEUR AJOUTÉE PAR TYPE D'APPLICATION .....	210
FIGURE 155 : ARTICULATION DES OBJECTIFS PRINCIPAUX D'ÉVOLUTION PAR SEGMENT .....	210
FIGURE 156 : SYNTHÈSE PAR SEGMENT DU DISPOSITIF "ÉNERGIE" .....	211
FIGURE 157 : SYNTHÈSE PAR SEGMENT DU DISPOSITIF « VALEUR AJOUTÉE » .....	212
FIGURE 158 : PARAMÉTRAGE DES SCÉNARIOS.....	218
FIGURE 159 : CAPACITÉ ANNUELLE INSTALLÉE [MW] DANS LES 5 SCÉNARIOS DE POLITIQUE DE LA DEMANDE .....	219
FIGURE 160 : DÉCOMPOSITION DES SCÉNARIOS SELON LES SEGMENTS EN MOYENNE SUR 2016-2020 .....	220
FIGURE 161 : ÉVOLUTION DES CAPACITÉS ANNUELLES INSTALLÉES SUR LE SEGMENT DES PUISSANCES EN TOITURE INFÉRIEURES À 100 kWc DANS LE SCÉNARIO 4 .....	220
FIGURE 162 : COÛT TOTAL ACTUALISÉ DES SUBVENTIONS DIRECTES DES SCÉNARIOS 1 À 5 SUR 2016-2020.....	221
FIGURE 163 : COÛTS INDIRECTS POUR LES FONDS PUBLICS DANS LE SCÉNARIO 5 [M€] .....	223
FIGURE 164 : COÛTS DIRECTS ET INDIRECTS CUMULÉS ET ACTUALISÉS .....	224
FIGURE 165 : MATRICE DE POSITIONNEMENT INTENSITÉ EMPLOI / EFFICACITÉ COÛT .....	225
FIGURE 166 : POSITIONNEMENT DES 5 SCÉNARIOS SUR LA MATRICE INTENSITÉ EMPLOI / EFFICACITÉ COÛT .....	226
FIGURE 167 : ENSEIGNEMENTS DE L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ.....	227
FIGURE 168 : LES 9 SEGMENTS TECHNOLOGIQUES CLÉS POUR LA FRANCE .....	229
FIGURE 169 : COÛT COMPLET MOYEN (€/MWH) DANS LES ZNI .....	237
FIGURE 170 : INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES CUMULÉES SUR LES ZNI PRINCIPALES.....	238
FIGURE 171 : ÉVOLUTION DU LCOE EN FONCTION DU NOMBRE D'HEURES DE COUPURES .....	239
FIGURE 172 : COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZNI POUR LA COLLECTIVITÉ .....	240
FIGURE 173 : TAUX DE PÉNÉTRATION DES ENR DANS LES ZNI ET NOMBRE DE COUPURES ANNUELLES.....	241
<b>FIGURE 174 : VALEUR DE LA FLEXIBILITÉ PERMETTANT D'INSTALLER DU PHOTOVOLTAÏQUE SUPPLÉMENTAIRE .....</b>	<b>242</b>

## Liste des tableaux

TABLEAU 1 : BILAN POUR LES TROIS PRODUCTEURS INTERROGÉS .....	45
TABLEAU 2 : CLASSEMENT DES DIX PRINCIPAUX FABRICANTS DE MODULES EN 2005, 2010 ET 2014 .....	108
TABLEAU 3 : SILICIUM : INNOVATIONS ET ACTEURS .....	130
TABLEAU 4 : COUCHES MINCES : INNOVATIONS ET ACTEURS .....	132
TABLEAU 5 : CPV : INNOVATIONS ET ACTEURS .....	134
TABLEAU 6 : BOS : INNOVATIONS ET ACTEURS.....	136
TABLEAU 7: INTÉGRATION RÉSEAU : INNOVATIONS ET ACTEURS.....	138
TABLEAU 8: STRUCTURE ET INSTALLATION: INNOVATIONS ET ACTEURS.....	140
TABLEAU 9: BIPV: INNOVATIONS ET ACTEURS .....	142
TABLEAU 10 : SCHÉMAS DE VALORISATION ENVISAGEABLES DU PHOTOVOLTAÏQUE .....	168
TABLEAU 11 : CONSÉQUENCES SUR LES COÛTS DE FINANCEMENT DES MODES DE VALORISATION .....	168
TABLEAU 12 : ACTEURS POTENTIELS DU MARCHÉ DE L'AGRÉGATION.....	173
TABLEAU 13 : COMPARAISON DES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES SOLUTIONS DE FINANCEMENT AVANCÉES.....	175
TABLEAU 14 : PERTINENCE ET POSITIONNEMENT DES DIFFÉRENTS ACTEURS POTENTIELS DU FINANCEMENT.....	177
TABLEAU 15 : ACTEURS PRIVILÉGIÉS POUR LA FLEXIBILITÉ.....	186
TABLEAU 16 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ AUTOUR DU SCÉNARIO DE BASE SANS SUBVENTIONS.....	194
TABLEAU 17 : CONTRIBUTION DES 2 VISIONS AUX OBJECTIFS .....	201
TABLEAU 18 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS « ARTICULATION ÉNERGIE/VA » AUX OBJECTIFS .....	202
TABLEAU 19 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "NEUF" AUX OBJECTIFS .....	203
TABLEAU 20 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "AUTOCONSOMMATION" AUX OBJECTIFS.....	205
TABLEAU 21 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "INNOVATIONS" AUX OBJECTIFS.....	207
TABLEAU 22 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "VISIBILITÉ" AUX OBJECTIFS.....	208
TABLEAU 23 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "AUTRES TARIFS" AUX OBJECTIFS.....	209
TABLEAU 24 : EMPLOIS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS DANS LES 5 SCÉNARIOS .....	224
TABLEAU 25 : INTENSITÉ EMPLOI DANS LES 5 SCÉNARIOS .....	224
TABLEAU 26 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "SÉLECTION SEGMENTS" AUX OBJECTIFS .....	229
TABLEAU 27 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "PLANIFICATION RECHERCHE" AUX OBJECTIFS .....	230
TABLEAU 28 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "FINANCEMENT" AUX OBJECTIFS .....	231
TABLEAU 29 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "RENFORCEMENT ÉQUIPE FRANCE" AUX OBJECTIFS.....	233
TABLEAU 30 : CONTRIBUTION DES RECOMMANDATIONS "LIENS DISPOSITIF INTERNATIONAL" AUX OBJECTIFS.....	234
TABLEAU 31 : ÉTAT DES LIEUX DE LA SITUATION DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES ZNI.....	236

## Lexique

**Agrégateur** : un agrégateur est l'intermédiaire entre des productions ou des consommations décentralisées d'une part et les marchés nationaux (énergie, capacité) d'autre part. Ce sont ces intermédiaires qui portent le risque d'équilibrage sur leur périmètre d'agrégation. Les écarts entre la production et la vente sont le principal poste de coût de ces acteurs.

**Building-integrated photovoltaics (BIPV)** : concept selon lequel les modules photovoltaïques sont spécialement conçus et mis en œuvre pour assurer une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction du bâtiment<sup>1</sup>. Ce concept, dont le périmètre peut varier d'un pays à l'autre, sera prochainement formalisé dans la norme européenne EN50583. En France, le concept BIPV correspond à l'intégration au bâti (IAB) et l'intégration simplifiée au bâti (ISB).

**Contrainte du réseau** : Une contrainte apparaît lorsque les caractéristiques physiques du réseau (tension, intensité) dépassent les seuils de tolérance à la hausse ou à la baisse du réseau. Lorsqu'une contrainte apparaît, le réseau doit être renforcé (cf. renforcement) pour la résoudre et éviter une panne du réseau ou des équipements alimentés.

**Contribution au service public de l'électricité (CSPE)** : prélèvement sur la facture d'électricité qui vise à compenser les charges de service public de l'électricité supportées par les fournisseurs historiques (EDF, Electricité de Mayotte, autres ELD). Ces charges couvrent notamment les surcoûts des politiques de soutien aux ENR et à la cogénération, les surcoûts de production dans les ZNI, les surcoûts des tarifs sociaux liés à la précarité énergétique.

**Coût moyen pondéré du capital ou Weighted average cost of capital** : c'est le taux de rentabilité minimal exigé par ceux qui ont apporté des fonds à l'entreprise, comme les créanciers ou les actionnaires. Ces fonds permettent de financer les investissements de l'entreprise. Il représente le coût de financement global de l'entreprise.

**Départ HTA** : Un départ HTA est une ligne de moyenne tension, gérée par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces lignes font le lien entre les postes sources (connexion au réseau de transport, lignes supérieures à 63 kV) et la basse tension (BT) via les postes HTA/BT. En France, les départs HTA sont généralement à 20 kV.

**Emplois directs** : Emplois dans l'un des éléments de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque : équipementiers, fabrications de cellules et modules, fabrication de systèmes d'intégration et BOS, installation, raccordement, maintenance.

**Emplois indirects** : Les activités de production indirectes sont celles qui concernent la fabrication de produits nécessaires à la fabrication des produits directs. Ces activités de production ne sont pas spécifiques à la filière photovoltaïque, par exemple une expertise comptable, du mobilier de rangement. Les emplois indirects sont ceux des activités de production indirectes.

**Emplois et activités induits** : Les emplois induits relèvent des effets d'entraînement de la filière sur le reste de l'économie. Les salaires correspondant aux emplois directs et indirects génèrent une consommation supplémentaire. Les emplois induits sont ceux correspondant à la production nécessaire à cette consommation supplémentaire. Ce sont par exemple des emplois dans les magasins d'alimentation.

**Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)** : C'est la loi allemande sur les énergies renouvelables. Elle fixe, depuis l'année 2000, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables en Allemagne. Elle a été réformée pour la dernière fois en 2014.

**Entreprises Locales de distribution d'électricité et de gaz (ELD)** : Entreprises chargées de la distribution de l'électricité ou du gaz et exerçant leurs activités sur un périmètre limité, par opposition à ERDF et GrDF qui desservent la majorité du territoire.

**Engineering, Procurement and Construction (EPC)** : c'est un terme qui désigne les projets « clés-en-main » d'installations et d'infrastructures. Le propriétaire/investisseur signe un contrat EPC avec un développeur qui s'engage à concevoir, acheter le matériel nécessaire et construire la centrale, soit lui-même soit en sous-traitant des parties du projet. Le coût du contrat représente le coût du projet pour le client et donc le coût « clé-en-main » car le client ne participe pas à la construction.

---

<sup>1</sup> Vocabulaire des systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, ADEME, Avril 2011



**Foisonnement** : c'est la mise en commun de points de consommation et/ou de production d'énergie, dont les courbes de charges individuelles de production ou de consommation peuvent être variables et sujettes à des aléas dans le temps. La mise en commun réduit statistiquement les effets de ces aléas (à l'image de la variance d'une somme de variables aléatoires indépendantes).

**Grid parity ou parité réseau** : état à partir duquel le LCOE de l'électricité produite par un système PV est moins élevé que le prix de détail de réseau. Une fois que la *grid parity* est atteinte, il est préférable économiquement pour un acteur d'investir dans un système PV s'il consomme l'intégralité de la production à la place de soutirer l'électricité sur le réseau.

**Herfindahl–Hirschman Index (HHI)** : Herfindahl–Hirschman Index est un indice mesurant la concentration du marché. C'est la somme des carrés des parts de marché de tous les acteurs, multipliées par 100. Lorsque le HHI est inférieur à 1500, le marché est réputé peu concentré. Lorsque le HHI est supérieur à 2500, le marché est réputé très concentré. Par exemple, le marché de vente d'électricité au particulier en France a un HHI de ~7000 à 8000.

**Levelized Cost of Energy (LCOE)**: c'est le coût complet de la production de l'électricité. Il correspond au prix auquel l'électricité doit être générée pour atteindre le seuil de rentabilité sur la durée de vie du projet. C'est un calcul économique du coût du système défini par: [l'investissement + les coûts opérationnels et de maintenance] divisé par [la production électrique (le nombre de kWh) qu'il produira sur toute sa durée de vie]. Les deux composantes, coûts et production, sont actualisées.

**Merit-order** : Ordre de préséance économique des installations de production d'électricité en fonction de leurs coûts variables. A chaque instant, le *merit-order* détermine la centrale qui doit être appelée en cas d'augmentation de la puissance appelée ou la centrale qui doit être déconnectée en cas de diminution de la puissance appelée par le réseau.

**Modèle d'affaires ou « business model »** : Un modèle d'affaires est la représentation d'une stratégie développée par un acteur privé pour capter la valeur économique réalisée par la filière PV et révélée par les schémas de valorisation.

**Modèle économique** : Un modèle économique permet de représenter le schéma théorique de création de valeur économique. Trois grands modèles économiques sont envisageables pour le solaire PV :

- I. L'injection réseau, dont les fondamentaux économiques reposent sur la « parité marché », i.e. la compétitivité du prix de la production PV par rapport au prix d'électricité sur le marché de gros
- II. L'autoconsommation totale, dont les fondamentaux économiques reposent sur la parité réseau, i.e. la compétitivité du prix de la production PV par rapport au prix d'électricité sur le marché de détail
- III. L'autoconsommation partielle (type *net metering*), dont les fondamentaux économiques reposent sur la parité réseau pour la part autoconsommée et marché pour la part injectée sur le réseau.

**Modèle macro-économique** : Modèle de calcul qui permet d'intégrer la filière photovoltaïque dans l'ensemble de l'économie et de déterminer l'impact des scénarios de développement de la filière photovoltaïque sur l'emploi et la valeur ajoutée.

**Modèle technico-économique de coût des systèmes photovoltaïques** : élaboré dans le cadre de cette étude, ce modèle de calcul a permis de déterminer le coût final d'un système photovoltaïque (€/Wc). Il est détaillé par technologie et par poste de dépense (module, onduleur, structure, installation, raccordement, etc. Il est décliné par application (centrale au sol, moyennes surface, petites surfaces résidentielles) et son paramétrage permet de simuler les évolutions de ces coûts dans le temps.

**Modèle technico-économique du système électrique** : élaboré dans le cadre de cette étude, ce modèle de calcul a permis d'évaluer le coût de production d'un kilowattheure électrique (LCOE) ainsi que la valeur et les coûts de la production PV sur le système électrique (approvisionnement, transmission, distribution). Il permet d'évaluer la pertinence des différents schémas de valorisation selon les cas (PV diffus, centralisé, etc.)

**Net-Metering** : Schéma de valorisation de la production renouvelable qui se situe en aval du compteur électrique d'un consommateur. L'ensemble de la production vient en déduction de la consommation via le compteur. Le compteur peut ainsi compter l'énergie dans les deux sens sans distinction. L'énergie produite a la même valeur que l'énergie consommée, et ce même si l'énergie produite n'est pas consommée sur

place. Cela revient à valoriser l'ensemble de la production au prix de détail de l'électricité. Ce schéma de valorisation est largement utilisé aux Etats-Unis et en Californie en particulier.

**Point d'injection et point de soutirage** : un point d'injection est un raccordement au réseau où l'électricité est injectée dans le réseau (cas du raccordement d'une centrale). Un point de soutirage est un raccordement au réseau où l'électricité est soutirée du réseau (cas du raccordement d'un consommateur).

**Pointe d'injection et pointe de soutirage** : la pointe d'injection et la pointe de soutirage d'un utilisateur du réseau de distribution ou de transport d'électricité sont respectivement la puissance maximum d'injection d'une installation de production d'électricité et la puissance maximum de soutirage de l'électricité pour une installation de consommation. Le réseau d'électricité est dimensionné pour être en mesure de satisfaire ces pointes.

**Poste HTA/BT** : Le poste HTA/BT est un transformateur permettant de faire le lien entre le réseau de moyenne tension (HTA) et le réseau de basse tension (400 V).

**Prime ex-post/ex-ante** : Dans un schéma de valorisation marché + prime, la méthode de détermination de la prime a des effets sur la répartition du risque pour les acteurs. Une prime « ex-ante » est déterminée avant la livraison et l'établissement du prix de vente de l'électricité, tandis qu'une prime « ex-post » est déterminée en fonction des prix de marchés réalisés. L'objectif d'une prime ex-post est de couvrir le producteur, partiellement ou complètement, contre le risque de prix. La prime ex-ante ne couvre pas le producteur contre le risque de prix, et peut donc augmenter le coût du financement des projets.

**Prix de détail marginal** : Il s'agit du prix que doit payer un consommateur pour consommer un kWh supplémentaire. En France, il est actuellement égal au prix variable de l'électricité selon l'heure. Dans certains pays, ce prix dépend de l'électricité déjà consommée dans le mois (ex : Californie).

**Puissance active et réactive** : Dans les circuits à courant alternatif, le déphasage entre le courant et la tension modifie la puissance électrique qui peut être convertie dans une autre forme d'énergie. La puissance apparente est décomposée en puissance active et puissance réactive. Seule la première représente la part qui peut être convertie. Chaque point d'injection sur le réseau consomme ou produit de la puissance réactive selon ses caractéristiques et sa gestion. La puissance réactive ayant des conséquences sur le plan de tension et les pertes du réseau, la gestion de sa production/consommation permet de minimiser les contraintes.

**Pure player** : entreprise ayant démarré et exerçant dans un secteur d'activité unique.

**Raccordement** : Le raccordement est la liaison électrique qui lie l'installation au réseau public de distribution. Il inclut l'installation du compteur adéquat. Il est à la charge du développeur.

**Renforcement** : Le renforcement est l'action d'améliorer la capacité d'accueil du réseau, en créant une nouvelle ligne, en changeant une ligne existante, ou en modifiant la structure du réseau. Le coût du renforcement peut être supporté par le développeur ou le distributeur selon les situations.

**Réseau HTA** : Le réseau HTA est le réseau de moyenne tension, généralement à 20kV. Il fait le lien entre le réseau de transport à haute tension (HTB, > 50 kV) et le réseau de basse tension (BT). Une ligne électrique HTA s'appelle un départ HTA. Elle est généralement longue de 1 à 20 km.

**Schéma de valorisation** : il correspond à un mécanisme de rémunération de la production photovoltaïque. Le net-metering, le tarif d'obligation d'achat, la vente de la production sur le marché de gros (avec ou sans prime ex-ante ou ex-post), les certificats verts sont autant de schémas de valorisation envisageables. Les schémas de valorisation permettent de révéler, accentuer ou limiter la création de valeur théorique d'un modèle économique donné.

**Tarif d'obligation d'achat ou Feed-in Tariff (FIT)** : C'est un exemple de schéma de valorisation de la production renouvelable. Un acheteur obligé (le fournisseur historique en France) est dans l'obligation d'acheter l'ensemble de la production à un prix fixe déterminé par les autorités publiques. L'acheteur obligé peut ensuite être compensé pour la perte éventuelle. En France, c'est la CSPE qui permet de compenser l'acheteur obligé.

**Utility** : Une *utility* désigne une entreprise privée ou publique qui fournit des services aux collectivités. Ces services peuvent être la production ou la distribution d'électricité, de gaz, ou d'eau.

**Valeur capacitaire** : Les installations photovoltaïques participent dans une certaine mesure à la réduction du besoin de capacité lors des pointes nationales de consommation électrique. C'est la valeur de capacité. Cette valeur sera révélée par le mécanisme de capacité.



**Valeur de substitution énergie** : la production solaire diminue le besoin de production d'électricité par d'autres moyens de production et donc induit des économies d'achat de gaz naturel, de charbon voire d'uranium. Ces économies représentent la valeur de substitution énergie.

**Valeur ajoutée** : selon la définition de l'INSEE, la valeur ajoutée représente le solde du compte de production, elle est égale à la valeur de la production diminuée de la consommation intermédiaire.

## Sigles et acronymes

<b>ADEME</b>	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
<b>AFPIA</b>	Association pour la Formation Professionnelle dans les Industries de l'Ameublement
<b>BIPV</b>	Building Integrated Photovoltaics
<b>CMPC</b>	Coût Moyen Pondéré du Capital – équivalent du WACC
<b>CSPE</b>	contribution au service public de l'électricité
<b>EEG</b>	Erneuerbare Energien Gesetz
<b>EIA</b>	U.S Energy Information Administration
<b>ELD</b>	Entreprises Locales de Distribution
<b>ENR</b>	Energies renouvelables
<b>EPC</b>	Engineering, Procurement and Construction
<b>EPIA</b>	European Photovoltaic Industry Association
<b>FIT</b>	Feed-in Tariff
<b>HHI</b>	Herfindahl–Hirschman Index
<b>IAB</b>	Intégration Au Bâti
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>ISB</b>	Intégration Simplifié au Bâti
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy
<b>OA</b>	Obligation d'achat
<b>PPE</b>	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>TCFE</b>	Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital – equivalent du CMPC
<b>WEC</b>	World Energy Council

## Principaux résultats

### Le marché et la filière du photovoltaïque sont en pleine mutation

- Le marché mondial du photovoltaïque aura profondément changé à l'horizon 2020, avec notamment un basculement de la demande vers l'Asie et le développement de modèles sans subvention.
- L'innovation et les volumes devraient continuer à faire baisser le coût des composants du système PV de l'ordre de -35% en 2025 par rapport aux coûts 2014.
- Les modèles d'affaires (autoconsommation, flexibilité locale et agrégation de production) vont évoluer rapidement du fait de l'augmentation de la compétitivité de l'énergie PV.
- Un coût d'investissement PV en 2014 qui varie d'un facteur 3 en fonction de la puissance de l'installation: de 1,25€/HT/Wc pour les grandes centrales<sup>2</sup> à 3,5€/HT/Wc pour les toitures résidentielles<sup>3</sup>.
- En 2014, un LCOE pour une centrale au sol 1,6 fois plus élevé dans le nord que dans le sud (122€/MWh dans le Nord Pas de Calais contre 78€/MWh en PACA)

### Pour le marché français, le développement du PV sans subvention sera possible à partir de 2020

- La rentabilité des centrales au sol *apparaît* en 2021 dans le sud de la France. Elles seront de plus en plus compétitives face au marché à horizon 2025 dans le sud de la France
- La rentabilité de l'autoconsommation dépend à la taille des installations PV (effet d'échelle sur le coût de production), de la puissance souscrite (impactant le prix de détail d'achat de l'électricité) et du taux d'autoconsommation. Ce dernier sera souvent plus important pour des sites à vocation professionnelle (tertiaire, industrie) que pour le résidentiel.
- La rentabilité de l'autoconsommation sans stockage pour les grandes toitures *apparaît* en 2021 dans le sud de la France si les prix de marché et de détails restent similaires, et si 70% de l'énergie produite est autoconsommée.
- Pour des petits systèmes, sans stockage, pour lesquels une majorité de l'électricité PV serait autoconsommée, le seuil de rentabilité sans subvention pour les particuliers pourrait apparaître en 2020 dans le sud. Ce seuil dépend néanmoins fortement du taux d'autoconsommation.
- Les nouveaux modèles d'affaire, dont l'autoconsommation, créent peu de valeur, ils impliquent des transferts de valeur qui ne devraient pas créer d'emplois au global mais qui les déplaceront.
- Dans un scénario raisonnable de déploiement du PV sur les futurs bâtiments BEPOS, les constructeurs de bâtiments neufs pourraient déployer 800MW/an sur leurs bâtiments une fois la RT2020 en place. Pour une maison individuelle de 114m<sup>2</sup> SHON, cela correspond à 1,7kWc de PV soit 17m<sup>2</sup> de surface PV en toiture.

### Un bilan contrasté pour la politique publique PV en France

- La particularité de la politique de soutien française a été de soutenir, sur le segment des toitures, des installations « intégrées au bâti », dans l'objectif de développer une offre française.
- Cette politique de soutien a effectivement permis de créer un tissu industriel nouveau mais celui-ci est limité. Cette politique a manqué son objectif initial de placer des produits très innovants (dont des tuiles photovoltaïques, par exemple) sur une courbe d'apprentissage. La période initiale de cette politique (2006-2009), caractérisée par des tarifs d'achat très élevés, pèse fortement sur le coût global du dispositif de soutien.
- Aujourd'hui, les systèmes IAB (« IAB structure » composés de modules standard et de structures d'intégration innovantes) sont concurrentiels avec les systèmes surimposés dans le neuf ou lors d'une rénovation/réfection de toiture, si l'élément de toiture qui est remplacé par le système IAB est cher.
- Le dispositif de soutien à la recherche et à l'innovation dans le domaine du PV est important et permet aux acteurs français d'être présents sur de nombreuses innovations.

### La filière française est encore à la recherche de son positionnement

- En 2014, les acteurs français sont en difficulté économique sur une majorité de segments de la chaîne de valeur, en particulier les fabricants de modules.
- Le nombre d'installateurs QualiPV est passé de 4000 en 2011 à 1000 en 2014, ce qui correspond à un gain en maturité sur ce segment de la chaîne de valeur, d'après les installateurs interrogés.
- Le nombre d'emplois *directs* de la filière a été divisé par 3 entre 2010 et 2014. Fin 2014, la filière compte 8000 emplois *directs*. Fin 2014, la filière compte 16000 emplois environ, emplois indirects et induits inclus.

<sup>2</sup> centrale au sol de 10MWc avec structures fixes et sans stockage

<sup>3</sup> installation « IAB structure » [0-3kWc] sur bâtiment existant

- Face à la compétition internationale, les acteurs français se spécialisent sur un certain nombre de niches et, dans le cas des industriels, jouent le pari de la différenciation par l'innovation, pari complexe en raison du besoin de financement lié à l'industrialisation et à la commercialisation des innovations.

#### **2016-2020 : mettre en œuvre un dispositif public volontariste pour un PV compétitif et une filière française plus forte**

- L'objectif est de permettre un rythme équilibré d'installation pendant la période de transition (2016-2020), en attendant la montée en puissance des modèles d'affaire sans soutien, afin de maintenir le savoir-faire et les emplois de la filière.
- En ce qui concerne le soutien à la demande, il faut réorienter le dispositif et le rendre plus efficace : cela passe notamment par la distinction d'un dispositif « énergie », orientant en priorité les prélèvements effectués sur les consommateurs (CSPE) pour le développement de volumes significatifs de PV à bas coût, et d'un dispositif « valeur ajoutée », visant, grâce au crédit d'impôt, le développement de marchés de niche à forte valeur ajoutée. Il est également important de définir un cadre pour l'autoconsommation sur les segments pertinents et de redéfinir le soutien aux technologies innovantes. Il est par ailleurs indispensable de renforcer la visibilité et la stabilité de ce dispositif (clarification de la RT 2020 et planification des AO CRE).
- En ce qui concerne le soutien à l'offre, il faut donner l'opportunité aux acteurs français d'être compétitifs sur le marché mondial, à travers un soutien à l'innovation renouvelé (avec plus de coordination stratégique et la mise en place d'un dispositif de financement de long-terme) et un soutien à l'export renforcé (coordination avec le dispositif international français et création d'une équipe France PV).

#### **Les ZNI : une opportunité pour les dispositifs d'intégration au réseau**

- Le mix électrique des Zones Non Interconnectées (ZNI) a un coût complet moyen de production très élevé, entre 160 et 350 €/MWh. Du point de vue de la collectivité, le PV y est profitable car son coût de revient peut être inférieur à ces coûts de production
- La plupart des ZNI atteignent le seuil réglementaire de 30% d'ENR. Cela nécessite de déconnecter fréquemment les installations PV et empêche tout développement de nouvelles installations hors appels d'offre ZNI
- S'il est envisagé de redéfinir plus précisément ce seuil de déconnexion ZNI par ZNI, certaines évolutions, de la réglementation (durée annuelle maximum de coupure) ou des modèles d'affaires (effacement des installations de climatisation, stockage de l'ordre de 1MWh/MWc), permettraient également d'améliorer la pénétration du PV dans les ZNI

## Résumé exécutif

Cette étude a pour objectif de proposer une stratégie de soutien au développement de la filière photovoltaïque en France pour la période 2016-2020. Elle a été réalisée par l'ADEME de septembre 2014 à avril 2015, et finalisée en septembre 2015, alors que le Groupe de Travail sur l'Autoconsommation s'est terminé en juillet 2014 et que des ateliers de concertation dans le cadre de l'élaboration de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ont été lancés au printemps 2015.

L'étude a pour socle la mobilisation de la filière française, à travers, d'une part, une enquête quantitative réalisée auprès de 1200 acteurs français et d'autre part, des entretiens avec plus de 50 acteurs-clés. Par ailleurs, cette étude a été l'occasion de modéliser les coûts, la rentabilité et les emplois le long de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque. Enfin, l'étude apporte un retour d'expérience d'autres pays.

### Un marché et une filière du photovoltaïque en pleine mutation

#### Le marché mondial se déplace vers l'Asie et se développe sans subvention dans certains pays

La période 2015-2020 pourrait constituer un basculement pour l'industrie photovoltaïque mondiale. Le rythme de déploiement annuel des installations photovoltaïques devrait rester très soutenu à un niveau d'environ 40GW/an dans le monde, soit la deuxième position parmi les énergies décarbonées en capacité annuelle, derrière l'éolien mais devant l'hydroélectricité et le nucléaire. Dès 2016, l'Asie pourrait devenir la première région du monde en puissance cumulée, dépassant ainsi l'Europe et représentant près de 60% du marché. Les Amériques devraient avoir le même rythme de développement que l'Europe.

Ce basculement géographique du marché au profit de l'Asie s'explique d'une part par la politique du gouvernement chinois qui a fait du développement des énergies non carbonées, et du solaire photovoltaïque en particulier, une priorité dans son plan quinquennal, et d'autre part par le ralentissement constaté de la politique de soutien en Europe.

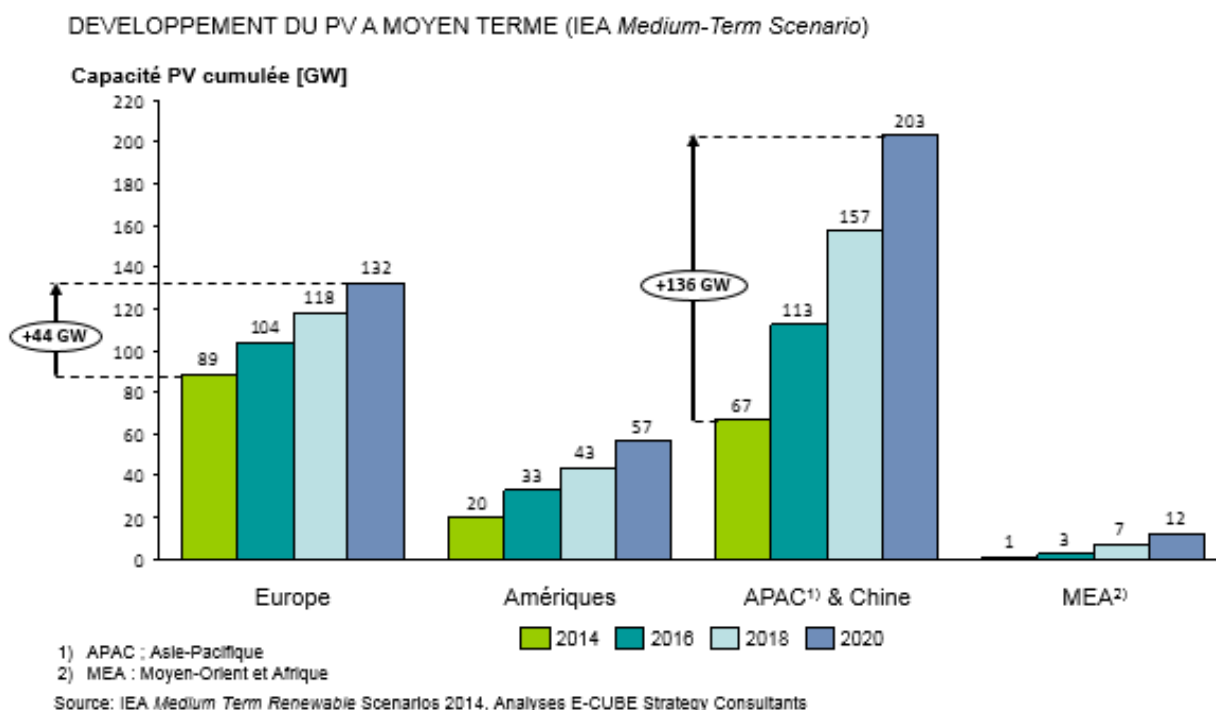


Figure 1 : Développement du photovoltaïque par région à moyen terme (IEA)

Cette dynamique est, par ailleurs, à mettre en parallèle avec l'évolution des mécanismes de financement des énergies renouvelables et du PV en particulier. Jusqu'à présent centrés sur les tarifs d'achat (Feed-InTariff), les mécanismes des pays européens se tournent désormais vers des solutions permettant d'intégrer davantage le PV aux règles du « marché de l'électricité » et de prendre en compte la nouvelle réalité de l'économie solaire

PV, à savoir l'émergence d'une autoconsommation économiquement rentable dans certaines configurations d'ensoleillement et de prix de l'électricité (Allemagne, Italie).

### Des coûts qui devraient encore diminuer de 35% d'ici 2025

Le principal facteur de croissance du marché PV est la baisse des coûts qui a eu lieu entre 2007 et 2014 : en France, le coût d'une centrale PV au sol est passé de plus de 6 €/Wc à moins de 1,5 €/Wc, soit une division par 4 en moins de 10 ans. Cette baisse des coûts est le résultat d'une compétition mondiale vive entre les acteurs chinois et les acteurs historiques japonais, américains et européens. Cette compétition actionne deux leviers complémentaires que sont le levier *volume* (taille des usines de production) et le levier *innovation* (gain de rendement des cellules et réduction du coût de fabrication).

Les perspectives solides de développement du marché renforcent encore l'intensité compétitive du secteur. En effet, alors que la course aux premières places est toujours incertaine en raison des risques technologiques et capitalistiques pris par les acteurs, la baisse des coûts devrait se poursuivre d'ici 2025 et serait de l'ordre de 35% des coûts 2014 d'après les calculs réalisés dans cette étude.

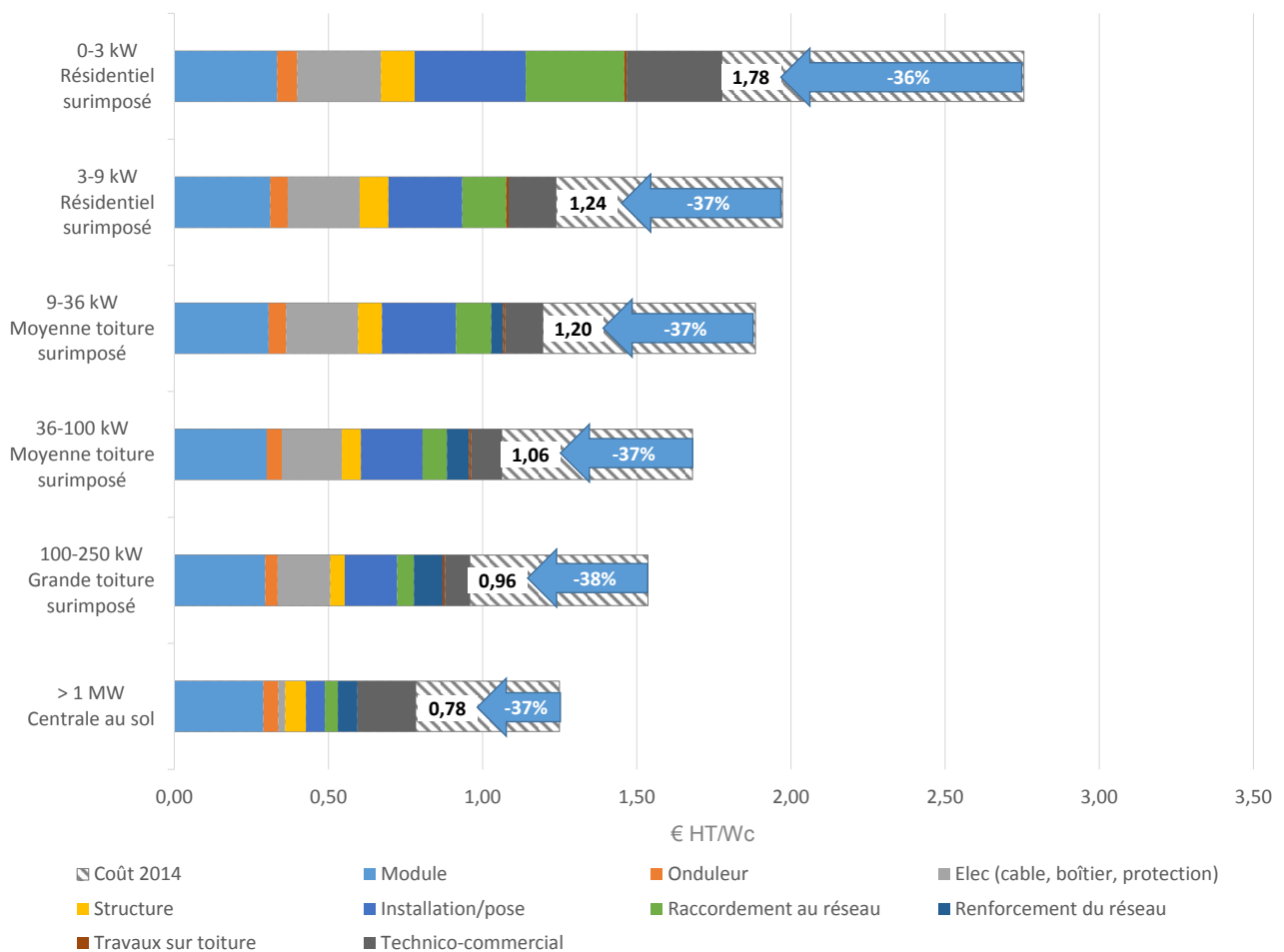


Figure 2: Evolution des coûts des systèmes photovoltaïques standards en € HT/Wc d'ici 2025

Trois champs d'innovation technologique concentrent les efforts des acteurs en raison de leur impact potentiel sur la compétitivité du PV : le rendement des cellules et modules ainsi que l'amélioration des processus de fabrication, les structures applicatives qui permettent d'optimiser l'intégration du système PV dans son contexte local (toitures, ...) et les technologies d'intégration dans le réseau électrique.

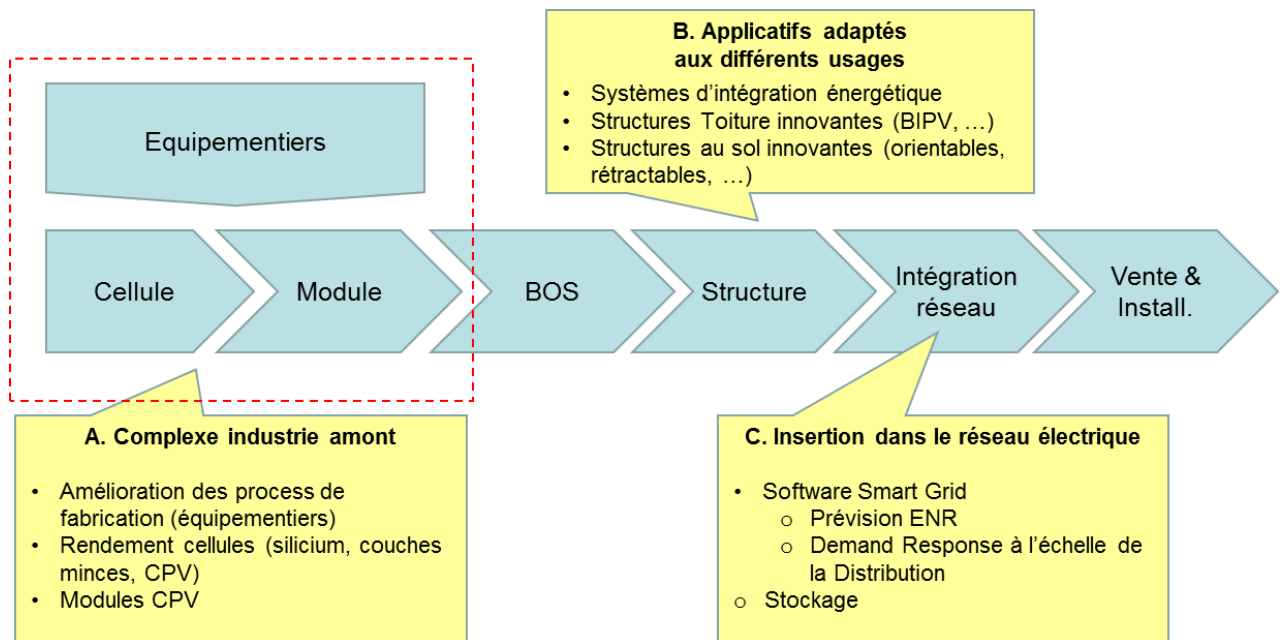


Figure 3: Illustration des trois champs d'innovations stratégiques

Les rendements devraient continuer à augmenter régulièrement, et dans la compétition historique entre les trois principales technologies de cellules (silicium cristallin, couches minces, cellules multi-jonctions), les technologies silicium devraient rester le segment le plus compétitif à court-terme (à horizon 2020), même si les cellules à base de couches minces et les cellules multijonctions ont un potentiel important à moyen terme (en tant que telles ou en hybridation avec les autres technologies PV).

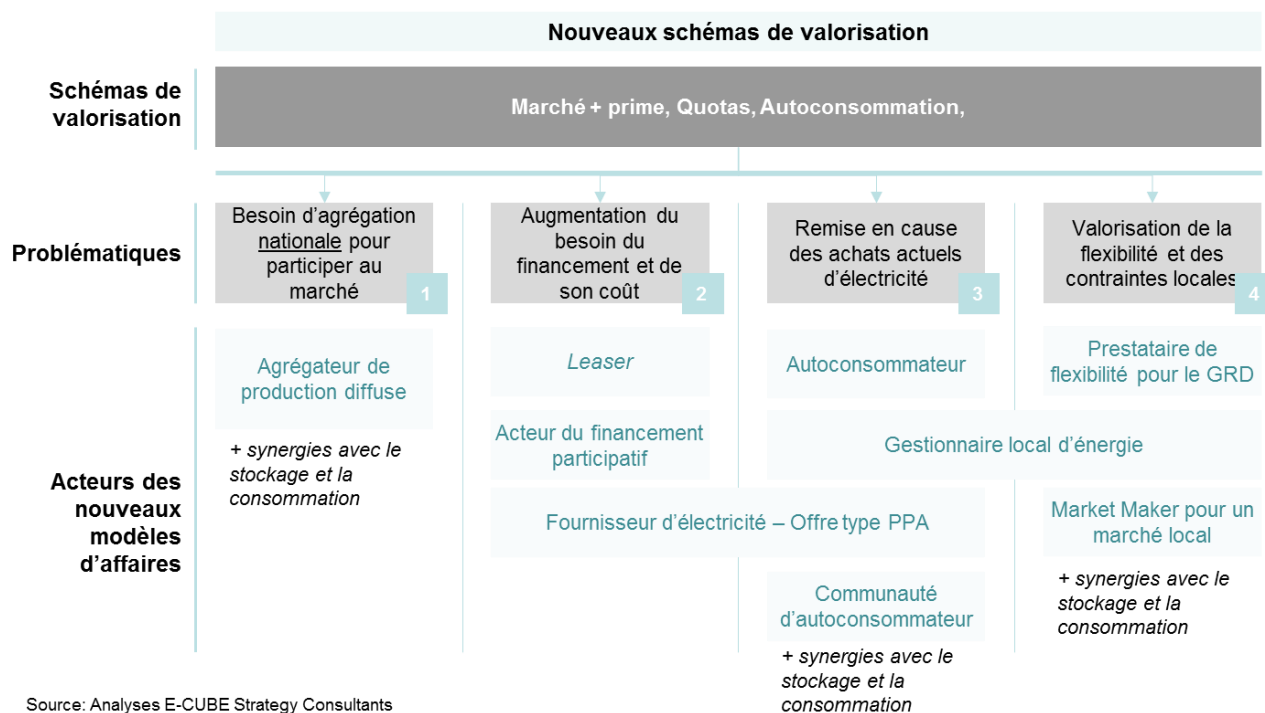
En raison de la part toujours plus grande de production électrique d'origine photovoltaïque, les technologies d'intégration au réseau, allant de la gestion de la flexibilité jusqu'aux technologies de stockage, sont nécessaires pour gérer la variabilité de la production.

Enfin, les structures applicatives ont un rôle clé, tant dans la réduction des coûts d'investissement du système photovoltaïque que dans l'optimisation de la production et de son utilisation.

### La baisse des coûts de production entraîne une révolution des modèles d'affaires

La baisse du coût des installations photovoltaïques entraîne une baisse significative du coût de production (LCOE) de l'électricité d'origine photovoltaïque, qui approche (ou qui atteint) la parité réseau dans certains pays. Cette augmentation de la compétitivité de l'électricité d'origine photovoltaïque entraîne l'apparition de nouveaux schémas de valorisation (autoconsommation, vente sur le marché, etc.) qui nécessitent la création de nouveaux modèles d'affaires: agrégation de production d'électricité, nouvelles relations fournisseur/consommateurs intégrant l'autoconsommation, « flexibilité locale ».





Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 4 : potentiels modèles d'affaires pouvant apparaître à moyen terme

La valorisation de la production photovoltaïque (centrale au sol ou sur bâtiment) sur les marchés de l'électricité peut être effectuée par un agrégateur. Ce rôle est, aujourd'hui en France, joué exclusivement par EDF en tant qu'acheteur obligé. Dans le cadre à venir du complément de rémunération, les grandes installations seront incitées à valoriser au mieux l'énergie produite sur les marchés. Des acteurs alternatifs devraient alors prendre le relais à l'image de ce qui existe déjà sur la petite hydroélectricité en France. Ce type d'acteur est apparu en Allemagne depuis le passage d'un tarif d'achat à un « complément de rémunération » qui s'ajoute au prix de vente sur le marché de l'électricité.

L'autoconsommation change la manière dont les particuliers et les entreprises se procurent l'électricité. L'énergie photovoltaïque devient une offre locale concurrente de l'offre traditionnelle des fournisseurs d'électricité. En effet, l'autoconsommation correspond à un achat sur plus de 20 ans de l'électricité à un prix fixe qui correspond à l'investissement dans le système photovoltaïque. Du point de vue du consommateur, cela permet de se couvrir contre le risque d'évolution du prix de détail de l'électricité. De nouveaux modèles d'achat d'électricité pourraient donc apparaître avec l'autoconsommation : offres développées par les fournisseurs d'électricité comprenant la vente d'électricité complémentaire au PV et l'achat du surplus, offres de système de stockage ou de *management* de l'énergie (SME ou EMS en anglais). La pertinence de ces modèles dépend toutefois de la corrélation entre profils de production et de consommation.

Enfin, la production accrue d'électricité diffuse pourrait accélérer le recours à des solutions de « flexibilité locale » (effacement de consommation par exemple) pour le réseau de distribution qui permettent de réduire les investissements à effectuer sur le réseau de distribution. Trois modèles d'affaires peuvent émerger autour de la flexibilité locale : la contractualisation (à la main du GRD), le marché local (reproduction du marché national en prenant en compte et donc en valorisant les contraintes locales) et la gestion locale d'énergie (prise en charge par un acteur public ou privé ou un groupement d'acteurs).

Les modèles d'affaires liés à l'autoconsommation et à la flexibilité locale sont encore émergents dans le monde (démonstrateurs ou phases de tests en Allemagne, au Royaume Uni et en France). L'obligation de Bâtiment à Energie Positive (BEPOS), a priori favorable au PV, pourrait accélérer leur développement.



## Marché français post 2020 : changement de paradigme en vue, des incertitudes cependant

### Le développement d'un modèle économique « sans subvention » est possible en France à partir de 2020

Actuellement, le principal schéma de valorisation utilisé en France pour le solaire photovoltaïque est l'obligation d'achat en injection totale. Dans ce cas, la quasi-totalité de la production photovoltaïque est achetée à un tarif contractuel par l'acheteur obligé (EDF-OA) qui l'utilise dans son périmètre d'équilibre ou qui la revend sur les marchés. En échange de cette obligation, EDF reçoit une compensation pour les surcoûts engendrés par cet achat d'électricité.

Après 2020, les conditions réglementaires et économiques pourraient permettre le développement d'installations PV « sans subvention », même si le volume concerné est encore incertain. Face à l'évolution tendancielle à la hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros à l'horizon post 2020, la baisse des coûts du solaire PV pourrait rendre la production issue des centrales au sol compétitive avec les offres de fourniture classiques voire à terme avec les marchés de gros. Par ailleurs, face à l'augmentation des prix de l'électricité sur le marché de détail, elle pourrait également faire émerger une autoconsommation rentable pour certains bâtiments « tertiaires », notamment dans le sud de la France. Sans aide d'Etat, 100 MW/an pourraient émerger en France sur ces deux segments sur la période 2020-2025.

Par ailleurs, la future réglementation thermique (RT 2020), qui devrait formaliser les conditions du BEPOS, pourrait être un facteur déterminant pour la dynamique de la filière PV. Par ce biais réglementaire, c'est entre 550 et 900 MW/an qui pourraient être installés sur des bâtiments neufs résidentiels ou « tertiaires ».

Le contenu précis de la RT2020 n'étant à ce jour pas encore défini, l'ampleur du marché qui sera initié par la réglementation afférente est encore incertaine.

La figure ci-dessous montre l'augmentation dans le temps de la capacité annuelle installée « sans subvention », détaillées par levier (BEPOS ou rentabilité) et par segment (centrales au sol, tertiaire, résidentiel).

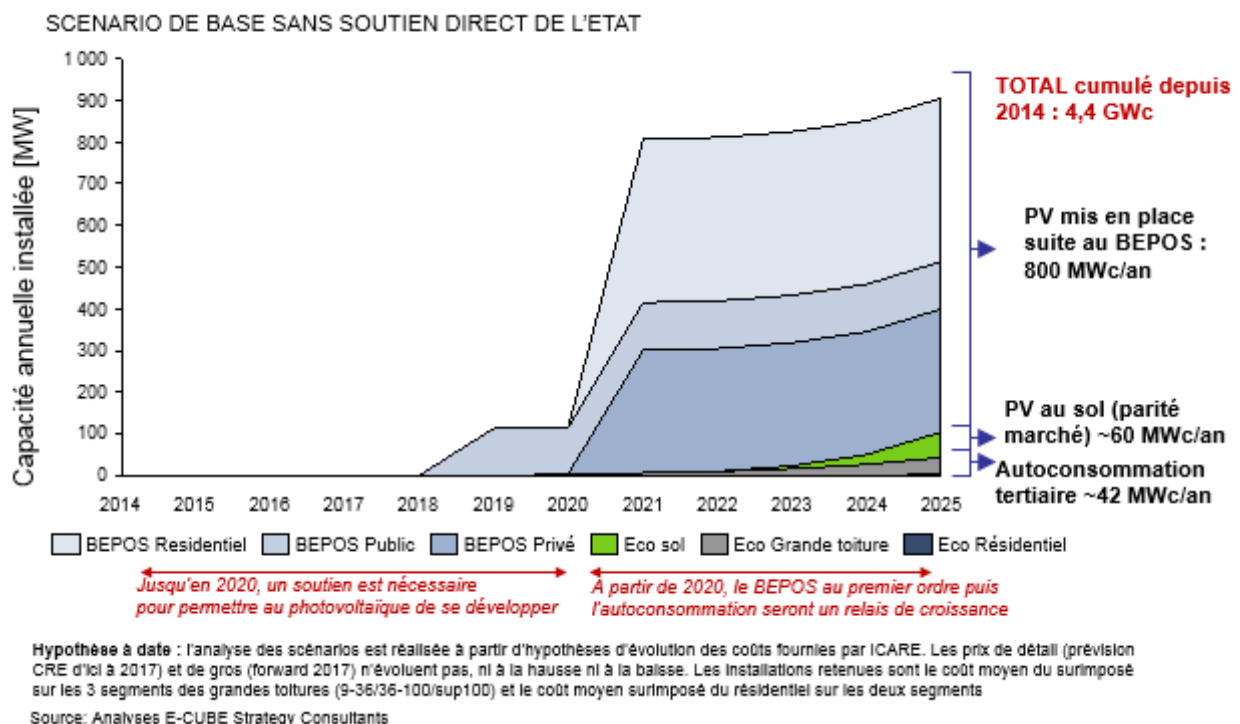
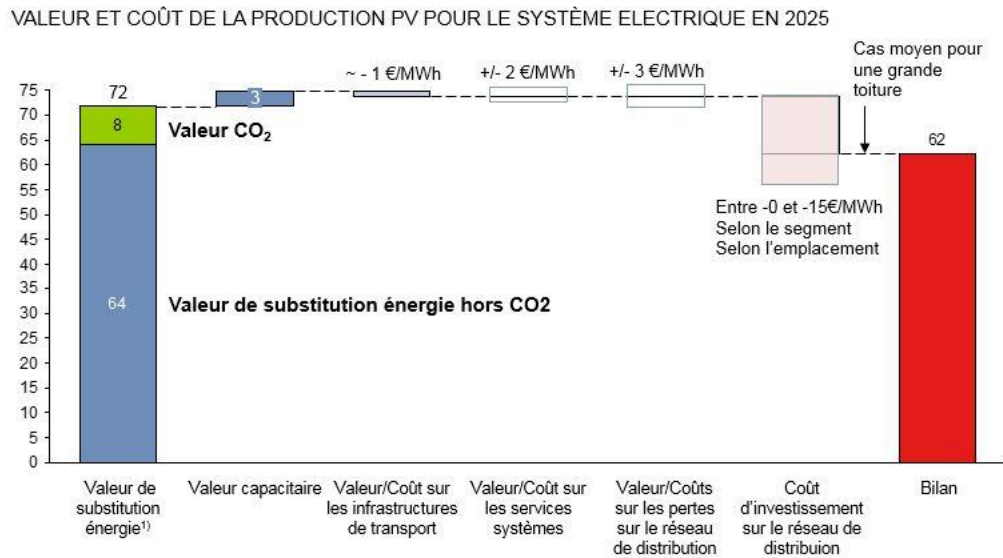


Figure 5 : Capacité annuelle installée dans le scénario de base

### Insertion de l'électricité photovoltaïque dans le système électrique français : une maîtrise des coûts est possible

Les coûts d'insertion du PV dans le système électrique français peuvent encore être optimisés. Les coûts d'investissement sur le réseau de transport de l'électricité sont faibles (~10-20 €/kWc), tout comme l'impact du PV sur les pertes réseaux (~3€/kWc/an). Seuls les coûts de renforcement sur le réseau de distribution, qui

dépendent fortement de la situation locale du réseau, peuvent être significatifs. Ils peuvent en effet dépasser plusieurs centaines d'euros par kWc. Il est préférable, pour les diminuer, d'installer l'installation photovoltaïque près des lieux de consommation, notamment sur les bâtiments. Enfin, des solutions techniques, comme par exemple l'écrêtement de l'énergie active, existent pour diminuer ces coûts, mais un cadre réglementaire et contractuel adéquat doit être mis en place pour que le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) puisse les déployer.



Hypothèse: Valeur de substitution basé sur le scénario Nouveau Mix RTE 2014, Prix des matières premières basées et du CO<sub>2</sub> sur le scénario WEO Outlook 2014 « Current Policies »  
 Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, ERDF CIRED 2013 N°1178, S3REN, scénarios IEA

Figure 6 : Analyse de la valeur nette de l'électricité PV pour le système électrique

## Politique publique PV en France: état des lieux en 2014

### 2011/2014 : un dispositif en attente de définition de nouveaux objectifs

Depuis la forte réduction du niveau de soutien à la demande de 2010, la capacité annuelle installée a diminué pour atteindre en 2013 et en 2014 un niveau compris entre 600 et 1000 MW/an. Alors que les objectifs définis par la loi Grenelle et par la précédente PPE ont été atteints, le dispositif se caractérise en 2014 par une incertitude sur son devenir et par l'absence d'objectifs à moyen-terme partagés par l'ensemble des acteurs de la filière. Cette incertitude devrait disparaître avec la nouvelle PPE en 2015.

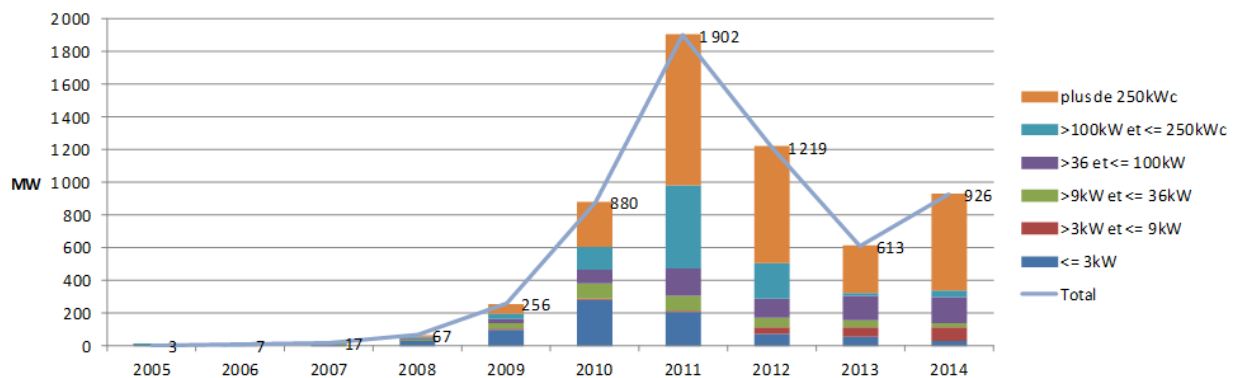


Figure 7 : Evolution des nouvelles puissances raccordées chaque année en France, par type d'application

## 8 ans de politique de soutien de l'intégration au bâti : des acteurs créés mais des retombées plus faibles que celles escomptées

Dès 2006, l'Etat français a fait le choix de soutenir une politique d'intégration des technologies PV au bâti, avec comme objectif principal de mettre à profit l'excellence française dans les techniques du bâtiment pour construire une filière innovante « bâtiment + PV » à fort contenu en valeur ajoutée et emploi. L'autre objectif de cette politique était de développer une gamme de « matériaux de construction PV » (ex : tuile photovoltaïque) adaptés aux contraintes du bâtiment. Au niveau international, seuls deux autres pays ont tenté d'engager une telle politique : la Corée du Sud, mais cela n'a duré qu'un an, et l'Italie, qui a mis fin à cette politique en juillet 2013.

Instaurant dès 2006 une prime à l'intégré au bâti, le dispositif s'est progressivement précisé (en 2010 et 2011) pour tenter de contenir la fraude et réserver le soutien aux installations les plus « intégrées ».

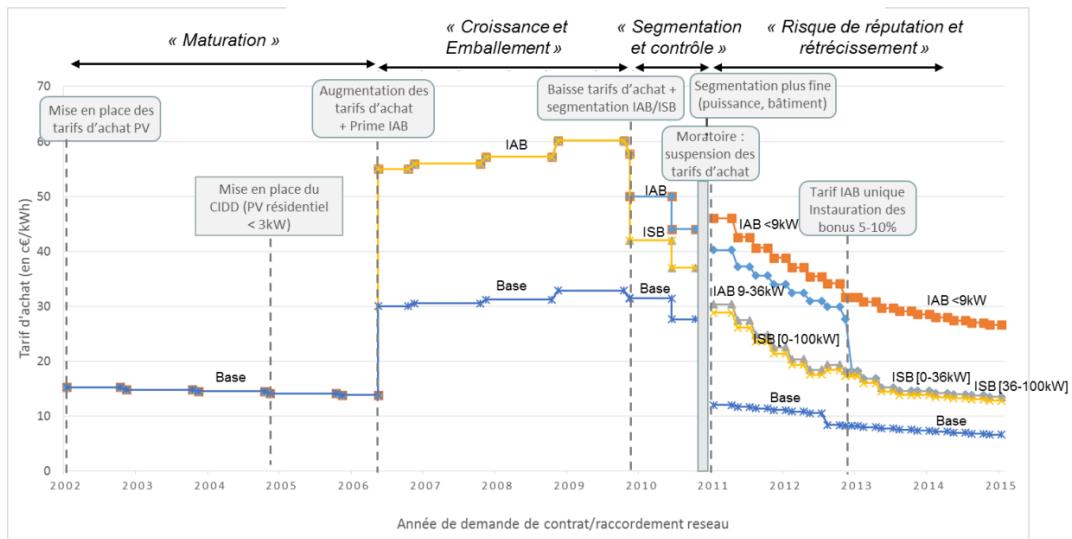


Figure 8 : Evolution des tarifs d'achat entre 2002 et 2014, et segmentation par période

Le bilan de cette politique est aujourd'hui contrasté. Après un déséquilibre initial entre la forte demande déclenchée par les tarifs d'achat et une offre française encore inexistante, une filière française s'est finalement construite autour de *structures* intégrées permettant de conserver le faible coût du module standard et de faciliter la pose grâce à des structures innovantes. Ces structures intégrées ont pris l'avantage compétitif sur les « matériaux de construction PV » initialement visés. La politique de soutien a donc effectivement permis l'apparition de produits innovants, mais ceux-ci ne sont pas à la hauteur de l'ambition initialement visée.

Le choix d'un niveau élevé de prime pour les installations IAB a eu pour conséquence un marché « toiture » quasiment 100% IAB sur les segments de puissance où ce tarif était proposé, ce qui a rendu plus coûteux, mais aussi plus riche en emplois, l'ensemble du dispositif de soutien au PV en toiture, comparé à un dispositif orienté « surimposé ».

### Un dispositif important de recherche et de soutien à l'innovation

La France se caractérise par une longue tradition de recherche dans le domaine du photovoltaïque. Ces activités de recherche se cristallisent aujourd'hui autour de 2 structures principales de premier plan que sont l'Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF) et l'Institut National de l'Energie Solaire (INES). Si l'IPVF a une vocation de recherche à mi-chemin entre la recherche académique et la recherche industrielle, et ce sur l'ensemble des technologies de cellules PV (silicium, couches minces, multi-jonctions), l'INES a choisi de se concentrer principalement sur la technologie silicium, mais sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (de l'équipement amont à l'intégration réseau), et avec une vocation de plateforme de recherche industrielle.

Trois principaux pôles de compétitivité sont actifs sur les technologies PV, il s'agit de Tennerdis, Cap Energie et DERBI. Ils sont ancrés sur leurs territoires et animent chacun la filière PV locale.

Au-delà de ces structures dédiées, les programmes de financement de l'ADEME et de la BPI (FUI, AMI Investissements d'Avenir, PSCF, Fonds Eco Technologie, BPI France Investissement) permettent aujourd'hui de soutenir les programmes de R&D de nombreux acteurs français, que ce soit sous forme de subventions, avances remboursables ou intervention au capital.

Ce système français s'insère dans un écosystème européen constitué de centres de recherche d'envergure internationale (Fraunhofer, IMEC, ECN, INES, IPVF, etc...) et offre un potentiel d'innovations sur toute la chaîne de valeur PV. Ces innovations mises « bout à bout » (équipements, matériaux, procédés, composants) peuvent permettre d'aboutir à des technologies à fort pouvoir différenciant, bénéficiant d'un niveau de qualité technique supérieur, et d'un coût de production compétitif. Un des défis que doivent relever les acteurs français et européens est une mise en œuvre réfléchie et concertée de ce réservoir d'innovations pour permettre un positionnement compétitif d'une offre industrielle intégrée photovoltaïque.

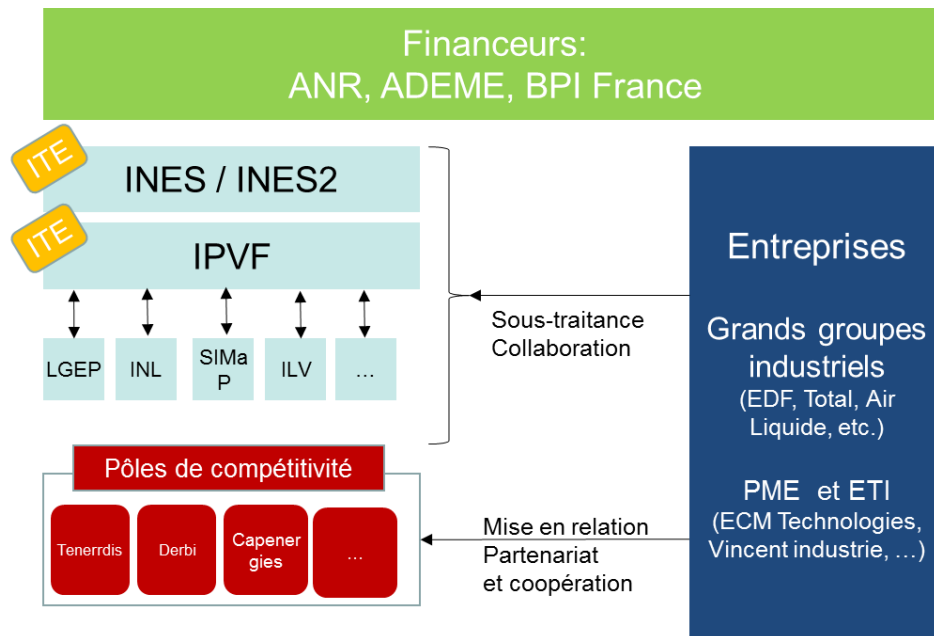


Figure 9: Illustration du dispositif français de recherche photovoltaïque

## Une filière française à la recherche de son positionnement

### Des acteurs en difficulté sur une majorité de segments de la chaîne de valeur

Les entreprises françaises sont présentes à plusieurs niveaux de la chaîne de valeur : équipementiers avec notamment les fabricants de fours pour le silicium, les fabricants de modules, d'onduleurs, de structures d'intégration, les installateurs, les développeurs. Seul un fabricant, Photowatt, intègre l'ensemble de la chaîne de fabrication, du wafer au module.

Pratiquement toute la chaîne de valeur du PV a été touchée par le recul du marché photovoltaïque en France, mais le premier secteur impacté est celui de la fabrication de modules et cellules, constitué de petites entreprises non diversifiées. La France ne compte plus actuellement qu'une douzaine d'entreprises de fabrication de modules et cellules, pour une capacité déclarée de 800 MW. De nombreuses entreprises ont fermé récemment ou abandonné l'activité de modules, que ce soit des modules standards comme MPO Energy ou des modules à haut rendement comme Soitec. Les entreprises françaises ont eu du mal à résister à la concurrence asiatique et au rétrécissement du marché français qui a été divisé par 3 entre 2011 et 2013. En 2013, aucun fabricant de modules ne réalise de bénéfice et certains affichent des valeurs ajoutées négatives, selon les comptes déposés.

Si l'activité de fabrication de modules paraît en grand danger, les fabricants de structure semblent mieux résister à la conjoncture défavorable. Une quarantaine d'entreprises conçoivent et fabriquent des éléments de structure pour les modules photovoltaïques. De grands fabricants fournissent certains éléments : SMAC (visseries), Arcelor/Amheliol (rails, systèmes d'intégration), Terreal (tuiles solaires), Imerys/Captelia (tuiles solaires). On compte également une vingtaine de petites structures spécialisées dans la filière photovoltaïque, Leur bilan est tout juste équilibré et elles n'ont pas encore réussi à se développer à l'international (3% d'exportations).

Le nombre d'entreprises d'installation a également été fortement réduit : le nombre d'installateurs certifiés QualiPV est par exemple passé de 4 000 en 2011 à 1 000 en 2014.

Une vingtaine d'entreprises en France sont positionnées sur le marché des équipements de fabrication pour des applications photovoltaïques. Il s'agit d'entreprises type PME/ETI (ex : ECM Technologies, Vesuvius, ...), dont le PV ne constitue pas le premier domaine d'activité. Les débouchés des équipementiers français se situent à l'export : 90% à 95% de leur CA PV est réalisé à l'international. Les déterminants du marché sont principalement le niveau des surcapacités mondiales de production de modules (effet négatif) et le nécessaire renouvellement des équipements devenus obsolètes.

### Des emplois en baisse pour la filière

Comme mentionné précédemment, le marché photovoltaïque national est en net ralentissement depuis le début des années 2010. La valeur des systèmes PV installés est passée de près de 5 Mds EUR en 2010 à 1,5 Md EUR en 2014. La mise en place du moratoire pour contenir la période d'emballement du marché en 2010 ainsi que la baisse continue des tarifs ont découragé les investissements, notamment pour les installations résidentielles (leur part est passée de 33% des puissances installées en 2010 à 12% en 2014). La compétition vive au niveau mondial, en particulier pour la fabrication de cellules et modules, a également fragilisé les acteurs français, beaucoup n'ayant pas pu maintenir leur activité dans le photovoltaïque.

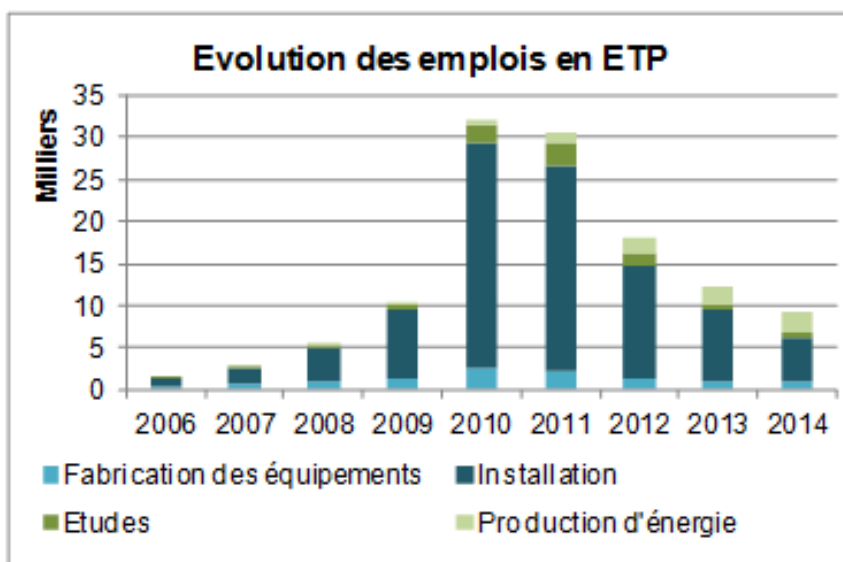


Figure 10 : Emplois directs liés au photovoltaïque, période 2006-2014

Le nombre d'emplois<sup>4</sup> de la filière est estimé à environ 16 000 en 2014 dont 8 000 emplois directs, soit 50 % de moins qu'en 2012. La pose de systèmes résidentiels constitue un gisement d'emplois directs important : elle génère 14 ETP/MW<sup>5</sup> installé contre 7 ETP/MW pour les grandes toitures et 2 ETP/MW pour les centrales au sol. Sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les deux principaux gisements d'emplois en 2014 sont l'installation et la maintenance de systèmes photovoltaïques : ces segments représentent respectivement 44 % et 16 % de l'ensemble des emplois générés par l'activité photovoltaïque en France (emplois directs, indirects et induits). Les emplois indirects (liés aux fournisseurs de la filière) s'élèvent à environ 5 000 ETP, tout type d'installations et segment de la chaîne de valeur confondus. Les emplois induits sont estimés pour leur part à 3 000 ETP en 2014.

<sup>4</sup> Les emplois directs sont ceux liés aux activités de production spécifiques de la filière photovoltaïque : pose des systèmes, fabrication de modules, d'éléments de structure et de BOS etc. Les emplois indirects sont ceux des fournisseurs de la filière. Les emplois induits sont les emplois générés dans le reste de l'économie par l'activité de la filière.

<sup>5</sup> Il s'agit là du ratio d'emploi direct de l'activité de pose de systèmes PV, calculé à partir des données de l'enquête menée auprès des installateurs et des données d'entreprises du système ESANE.



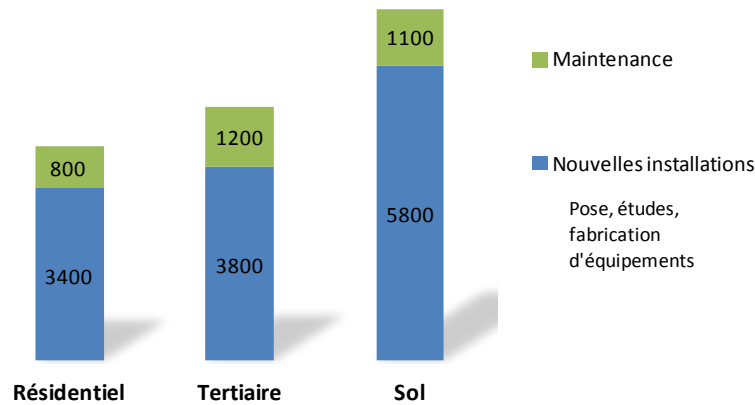


Figure 11 : Répartition des emplois (directs, indirects et induits) en 2014 par type d'installation. Les emplois générés par le parc existant sont signalés en vert et ceux générés par les nouvelles capacités en bleu. Source : modèle In Numeri

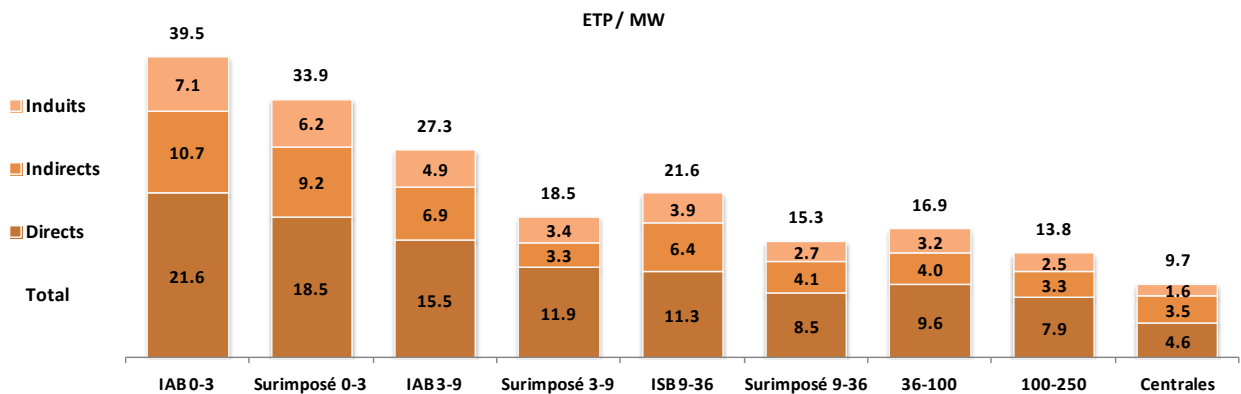


Figure 12 : Ratios d'emplois 2014 par type d'installation, hors maintenance. Source : modèle In Numeri

En 2014, le marché des installations photovoltaïques « clés en main » représente 1,5 milliards d'euros. La filière photovoltaïque spécifique représente une valeur ajoutée de 422 millions d'euros, dont 262 millions d'euros pour la pose. La filière génère 730 millions d'euros d'importations et 330 millions de consommations intermédiaires directes de produits français. En termes de valeur ajoutée localisée en France, modules et structures représentent des montants équivalents, à hauteur de 21 millions d'euros. Les emplois, en ETP, sont également équivalents, entre 700 et 900 emplois (directs, indirects et induits) pour chacune des activités.

### A la recherche d'un positionnement gagnant dans la compétition internationale

Face à la compétition internationale intense, les acteurs français se sont spécialisés sur un certain nombre de segments spécifiques sur lesquels ils ont bâti des positions fortes. Sur le volet amont, les acteurs sont positionnés sur des niches (ex : haut rendement) ou sont positionnés sur le segment des équipements de fabrication. Sur le volet BOS/électricité, les acteurs français peuvent capitaliser sur l'écosystème français Smart Grid, fort de l'excellence mathématique française et du dispositif de soutien des AMI. Enfin sur l'aval, des développeurs « agiles » partent à la conquête du marché international tandis que les fabricants de structures intégrées peuvent s'appuyer sur les produits compétitifs mis au point grâce à la politique IAB.

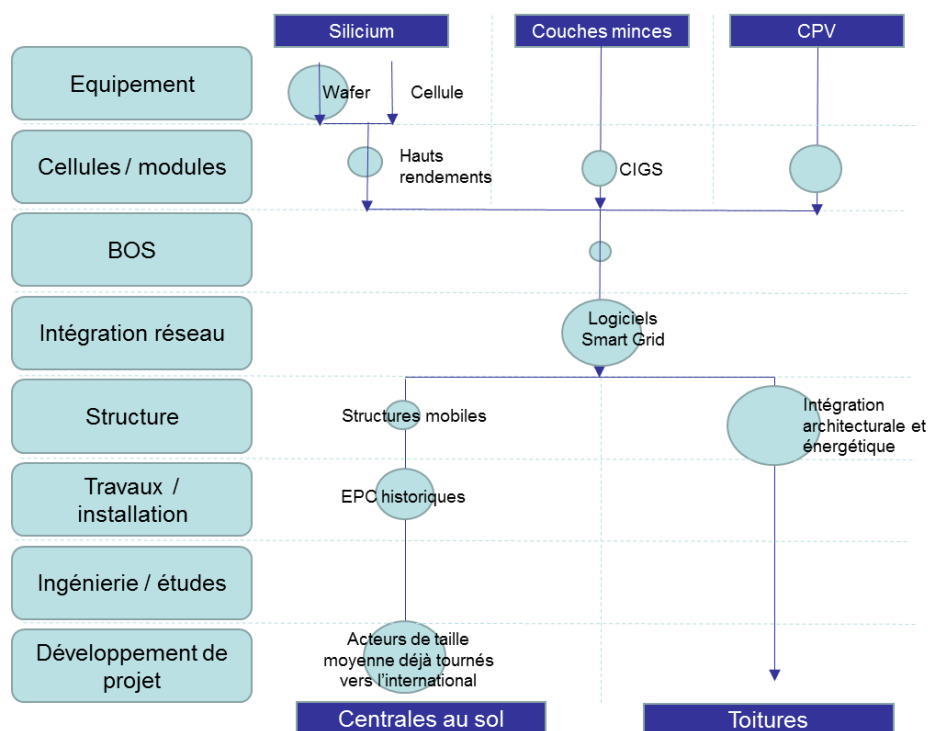


Figure 13 : schéma du positionnement des acteurs français dans la compétition internationale

Pour tenir ces positions, la différenciation par l'innovation est le principal levier utilisé par les entreprises françaises. L'avance technologique des acteurs français est ainsi notable sur plusieurs segments technologiques : les équipements de wafer silicium (ex : ECM), les cellules haut rendement silicium (ex : Photowatt /Sunpower), les couches minces CiGS (ex : Nexcis), les cellules et modules CPV (ex : Soitec/Heliotrop), les trackers (ex : Exosun), les structures intégrées (ex : IRFTS) ou encore les logiciels de flexibilité réseau (ex : Alstom Grid / Energy Pool).

Ce pari a jusqu'alors été gagnant pour un certain nombre d'entreprises, qui ont misé sur des innovations incrémentales et qui ont fait le pari de l'international. C'est notamment le cas d'ECM avec ses technologies de four à haut rendement et qui, grâce à une coopération étroite avec l'INES, a construit une position de chef de file d'une filière d'équipementiers amont française. C'est aussi le cas d'Exosun qui a réussi à prouver l'intérêt de sa technologie de trackers et a passé avec succès l'étape de l'internationalisation, notamment grâce au soutien capitalistique de l'ADEME et à plusieurs installations réalisées dans le cadre des AO CRE.

Pour d'autres acteurs qui ont misé sur des innovations de rupture, les besoins importants en capitaux d'une part et l'incertitude pesant sur l'horizon de temps d'atteinte de la compétitivité de ces technologies alternatives d'autre part ont eu raison de la volonté des actionnaires. C'est notamment le cas de Soitec avec les systèmes CPV, ou de Nexcis avec les cellules à base de couches minces CIGS : alors que la phase de recherche et de démonstration, financée par le dispositif public national, a été un succès, c'est l'étape d'industrialisation qui précipite la chute de ces activités.

## 2016-2020 : mettre en œuvre un dispositif de soutien de transition en préparation d'un déploiement post 2020

### Objectif: permettre un développement équilibré du PV pendant la période de transition (2016-2020)

La période 2016-2020 est une période de transition puisqu'elle verra progressivement se mettre en place les conditions techniques et économiques qui permettront à partir de 2020 un développement sans soutien d'une partie des activités PV.

Dans ce contexte, mettre en place un dispositif de soutien *de transition* qui garantisse une activité PV stable d'environ 1 GWc/an sur cette période mais orientée vers les segments et les modèles d'affaire porteurs pour la

période post 2020, est le meilleur moyen d'alléger progressivement le coût du dispositif de soutien tout en préservant les emplois et en renforçant la compétitivité d'une filière française encore fragile.

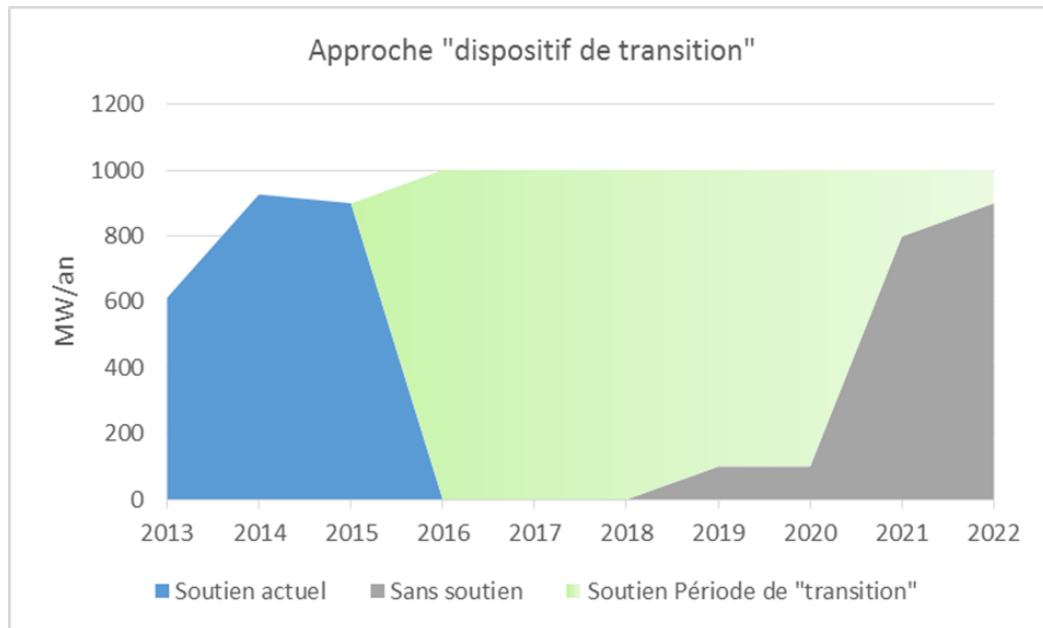


Figure 14: Capacité annuelle installée sans soutien et avec dispositif de transition

Cette politique publique de transition doit permettre d'atteindre cinq objectifs complémentaires : optimiser le coût du dispositif de soutien, maximiser les emplois, favoriser la croissance de la filière française et la capitalisation du savoir-faire, préparer la filière aux modèles technico-économiques d'avenir (c'est-à-dire viables sans soutien), et contribuer au bon fonctionnement du système électrique.

Pour atteindre ces objectifs, le dispositif de politique publique devra comprendre des leviers sur la demande (financement de la demande de PV, modification du cadre technico-réglementaire), articulés de manière cohérente et équilibrée avec des leviers sur l'offre (soutien à l'innovation, soutien à l'export).

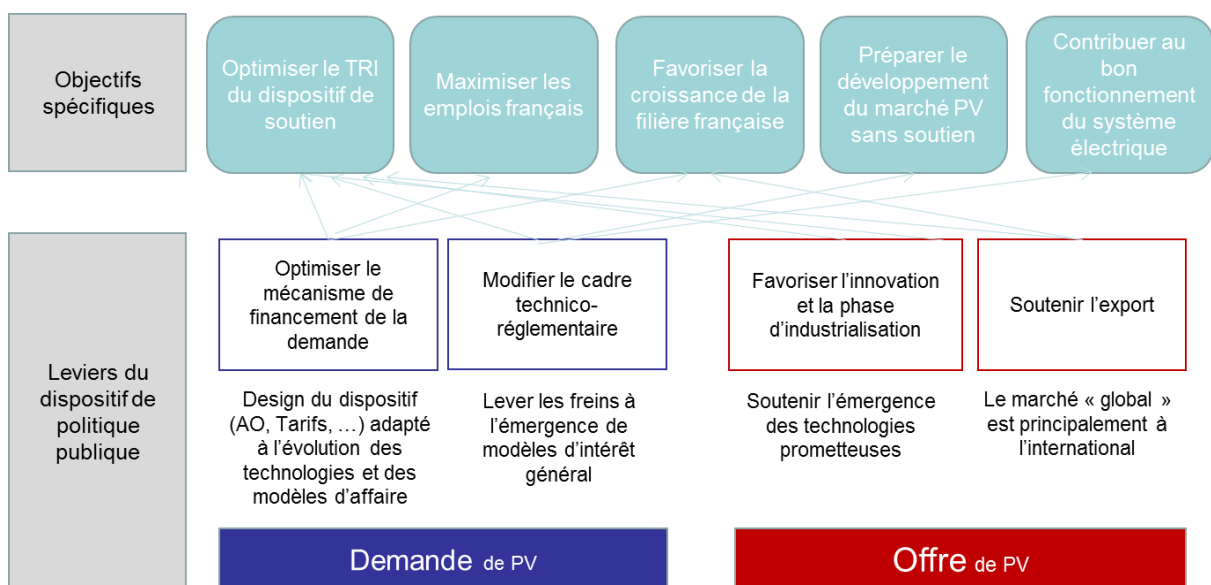


Figure 15 : Articulation des leviers du dispositif de politique publique



### Soutien à la demande : réorienter le dispositif vers les modèles d'affaire d'avenir et différencier le soutien « énergie » du soutien « valeur ajoutée »

Pour optimiser la transition vers le nouveau paradigme PV, il est nécessaire de réorienter d'ores et déjà le dispositif de soutien de la demande vers les technologies et les modèles d'affaire d'avenir : le marché du neuf (RT 2020) avec ses technologies d'intégration (énergétique et architecturale), l'autoconsommation pour les segments pertinents, et la vente sur le marché pour les centrales au sol.

Par ailleurs, pour répondre aux objectifs complémentaires définis pour la politique publique PV, il paraît intéressant d'articuler deux stratégies distinctes : une première stratégie (*vision « énergie »*), vise à produire de l'énergie PV en volume important et à un coût optimisé, contribuant ainsi à l'atteinte des objectifs ENR à un coût minimal ; une deuxième stratégie (*vision « valeur ajoutée »*), vise à considérer le dispositif PV comme une valeur ajoutée supplémentaire intégrée à une infrastructure spécifique (habitat, production agricole, ...), ce qui, en raison de la dimension innovante et locale, contribue aux objectifs de maximisation des emplois et de création de filière industrielle française. Si la vision énergie peut logiquement être financée via le marché de l'énergie (ex : via la CSPE), la vision valeur ajoutée participe à une autre logique et doit être financée via un autre dispositif.

La mise en œuvre de ce principe a deux conséquences concrètes : d'une part fixer des tarifs permettant de soutenir des technologies standards (ex : tarif surimposé), et d'autre part faire financer le coût des technologies innovantes par un dispositif fiscal (ex : crédit d'impôts, écoPTZ, aides R&D de l'ADEME ...).

Application	Orientations post 2020	Dispositif « Énergie »	Dispositif « valeur ajoutée »
Résidentiel	Rupture BEPOS + Autoconsommation	<p>&lt; 100 kW</p> <p>Dispositif de Tarif veillant à concilier 3 problématiques</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valorisation des technologies « standard »</li> <li>- Orientation vers le neuf pour le résidentiel</li> <li>- Encadrement de l'autoconsommation</li> </ul>	<p>Soutien aux technologies innovantes (dispositif fiscal)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Intégration Energ. Bâtiment</li> <li>- Intégration structures</li> <li>- EMS</li> </ul>
Moyennes et grandes toitures			
Centrales au sol	Rentabilité sur le marché	<p>&gt; 100 kW</p> <p>AO en prix « marché + prime » favorisant l'évolution vers l'agrégation</p>	<p>Soutien aux technologies innovantes (lot)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Haut rendement</li> <li>- Structures innovantes</li> <li>- Dispositif de flexibilité</li> </ul>

Figure 16 : Vision générale du dispositif de soutien de la demande PV

Etant donné la place du bâtiment neuf via la RT2020 dans le futur paradigme PV, il paraît nécessaire de réorienter dès 2016 la filière PV vers le neuf, afin de préparer l'ensemble des acteurs de la filière. Pour le neuf résidentiel, la mise en place d'une prime à l'investissement permettrait de lever le frein que constitue aujourd'hui le surcoût de l'investissement dans un marché limité par la capacité d'emprunt des ménages.

Si l'autoconsommation, dans le cadre d'un développement « naturel » et non planifié (lié à l'atteinte progressive de la parité réseau), entraîne principalement un transfert de valeur entre le GRD et le consommateur, un développement planifié sur certains segments est susceptible de créer de la valeur en permettant d'optimiser les investissements de raccordement et renforcement du réseau de distribution.

Il est pour cela nécessaire de mettre en place une formule de prime complémentaire à la place d'une rémunération complète, favorisant l'énergie autoconsommée par rapport à l'énergie injectée sur le réseau tout en incitant à réduire les pointes de puissance.

Alors que les constructions neuves post 2020 (hypothèse BEPOS réglementaire) pratiqueront vraisemblablement l'autoconsommation, deux segments apparaissent comme particulièrement pertinents pour développer dès 2016 l'autoconsommation : le tertiaire en raison du fort taux naturel d'autoconsommation, et le « quartier » en raison du potentiel d'optimisation et de foisonnement de production et de consommation. Il est cependant, pour cela nécessaire, de revoir le cadre juridique et réglementaire en définissant un statut clair pour l'autoconsommateur comme pour le revendeur d'électricité.

Enfin, l'autoconsommation permet au consommateur, grâce à une meilleure appropriation des effets directs de la production PV, de porter une plus grande attention au bon fonctionnement de l'installation et d'atteindre ainsi a priori une meilleure efficacité énergétique dans la durée.

En ce qui concerne les technologies innovantes, il est capital de continuer à pouvoir les inscrire dans le dispositif de soutien de la demande, que ce soit à travers des lots innovants (dans le cas des appels d'offre) ou des dispositifs fiscaux (dans le cas d'un guichet pour les installations diffuses) : ce complément de rémunération permettra ainsi à ces technologies de s'éprouver sur le marché à une échelle nécessaire pour gagner en compétitivité et pouvoir affronter le marché mondial.

Quatre segments technologiques peuvent ainsi être soutenus : le haut rendement, les structures innovantes, les dispositifs de flexibilité et d'autoconsommation, et les technologies d'intégration énergétique du bâtiment.

Une analyse de sensibilité du coût de soutien et des emplois créés pour différents paramétrages du dispositif de soutien montre l'impact des choix qui peuvent être effectués : si un paramétrage « Grandes centrales » (80% >100kW) permet de minimiser le coût du dispositif de soutien, il minimise aussi les emplois créés par MW installé par rapport à un scénario « Equilibre standard » (50% > 100 KW). Un paramétrage « Equilibre » (50% > 100 kW) mais orienté « autoconsommation » (limitée au segment tertiaire et au résidentiel neuf) permet une bonne efficacité relative coût tout en affichant un contenu en emploi plus important. Enfin, un paramétrage « Equilibre orienté innovation » privilégiant un soutien « circonscrit » aux technologies innovantes renchérit le dispositif mais enrichit très significativement le contenu en emploi par MW installé.

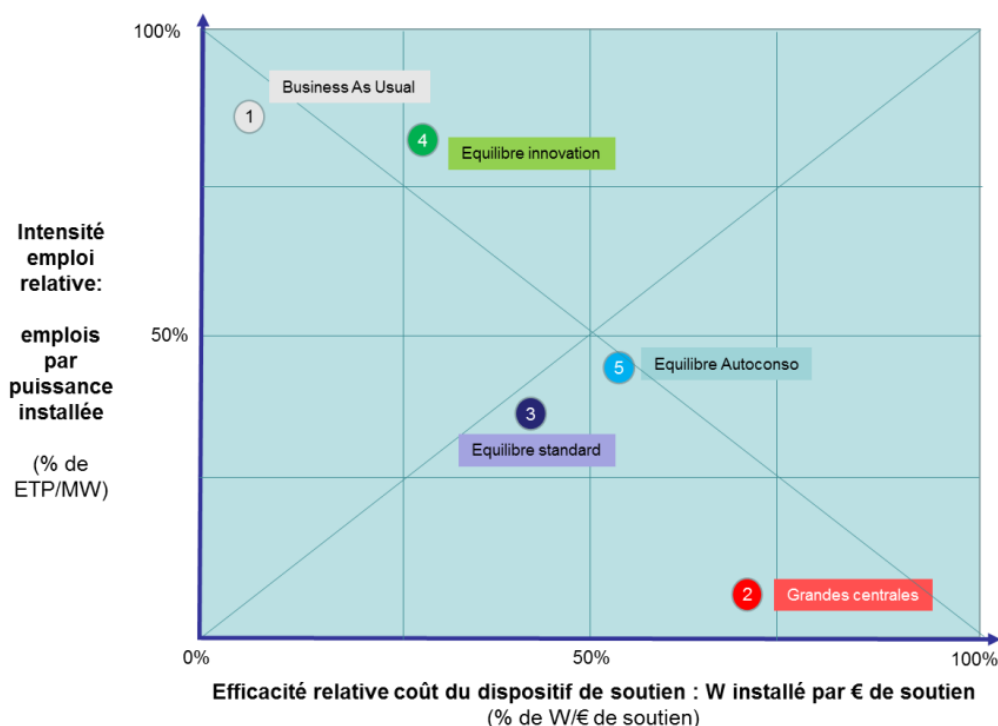


Figure 17 : Positionnement des 5 scénarios sur la matrice intensité emploi / efficacité coût

La visibilité et la stabilité de ce dispositif de soutien sont des éléments clés, au moins aussi importants pour les acteurs que le niveau de soutien lui-même. Cela passe tout d'abord par la définition des principes directeurs de la RT 2020, mais aussi par une visibilité sur les volumes et les règles pour les 5 années à venir. C'est particulièrement vrai pour les AO, pour lesquels un plan de charge à 5 ans est nécessaire tout en étant réactualisable chaque année.

### Soutien à l'offre : soutenir la filière pour donner l'opportunité aux acteurs français d'être compétitifs sur le marché mondial

Pour être efficace, le dispositif de soutien à l'offre doit se focaliser sur un nombre limité de segments technologiques (<10), segments qui sont à la fois les plus porteurs et ceux sur lesquels les entreprises françaises ont un positionnement déjà fort. En raison de l'incertitude sur les technologies gagnantes à moyen-

terme (2025), l'Etat stratège ne doit pas faire de pari technologique trop étroit, mais au contraire garder des options sur un spectre large de technologies concurrentes.

Si le dispositif opérationnel de recherche est compétitif, il manque à la France une stratégie nationale de recherche : la mise en place d'un « Comité Stratégique Innovation PV » réunissant les structures de recherche, les opérateurs de financement et les représentants du secteur, permettrait d'articuler plus efficacement l'ensemble des moyens disponibles. Ce dispositif français gagnerait à coopérer plus fortement encore avec les dispositifs des pays européens les plus en pointe (notamment l'Allemagne et la Suisse), afin de bâtir sur les points de force complémentaires de chaque pays (ex : équipementiers cellules/modules en Allemagne) et de pouvoir être présents ensemble sur l'ensemble des segments porteurs.

Si la France souhaite compter des entreprises françaises parmi les futurs leaders technologiques PV, ce qui nécessite de porter les risques associés aux innovations de rupture, il paraît nécessaire de pallier l'absence de capital risque privé abondant en faisant intervenir plus fortement des investisseurs publics de long-terme.

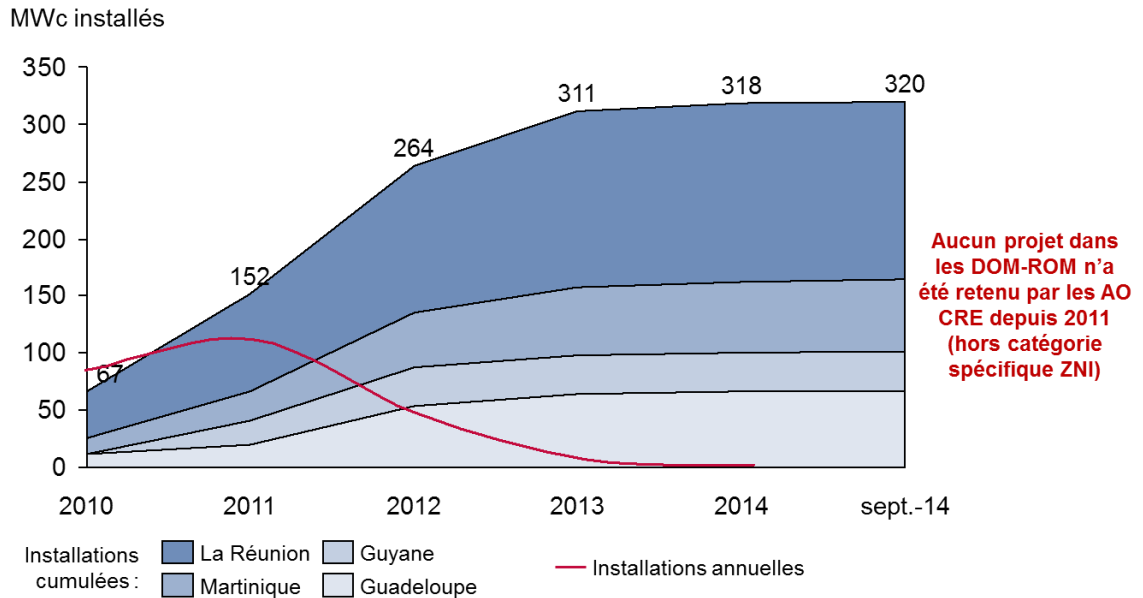
Dans le contexte d'un marché global de plus en plus tourné vers l'Asie et les pays émergents, un soutien renforcé à l'export apparaît comme indispensable pour accompagner les PME et ETI françaises à s'implanter sur les marchés porteurs. Une comparaison avec les principaux pays européens permet d'identifier en creux deux opportunités. Il apparaît tout d'abord nécessaire de renforcer les liens entre la filière PV et le système français international, et notamment avec l'Agence Française de Développement qui a une action de financement de la transition énergétique à travers le monde. Par ailleurs, contrairement à d'autres pays, la France ne dispose pas de structure d'ingénierie spécialisée qui puisse servir de tête de file et/ou de prescripteur sur les principaux marchés internationaux d'installations PV : contribuer à faire émerger une structure d'ingénierie ou un EPC expert sur ce secteur permettrait de faire gagner en influence les technologies françaises.

Enfin, la prise en compte de la performance environnementale dans les tarifs d'achat est aussi une piste intéressante pour valoriser les efforts réalisés par la filière française comme cela a pu être fait à travers la note environnementale pour les AO CRE. Ceci pourrait être imaginé à travers une évaluation environnementale multicritères standardisée ou le développement d'un référentiel (label) au niveau français ou européen.

Ces différents dispositifs doivent permettre d'enrichir le contenu en emploi de la filière PV, sur le marché domestique comme à l'export, et ainsi d'équilibrer le dispositif de soutien de la demande.

## Les ZNI : une opportunité pour les dispositifs d'intégration au réseau

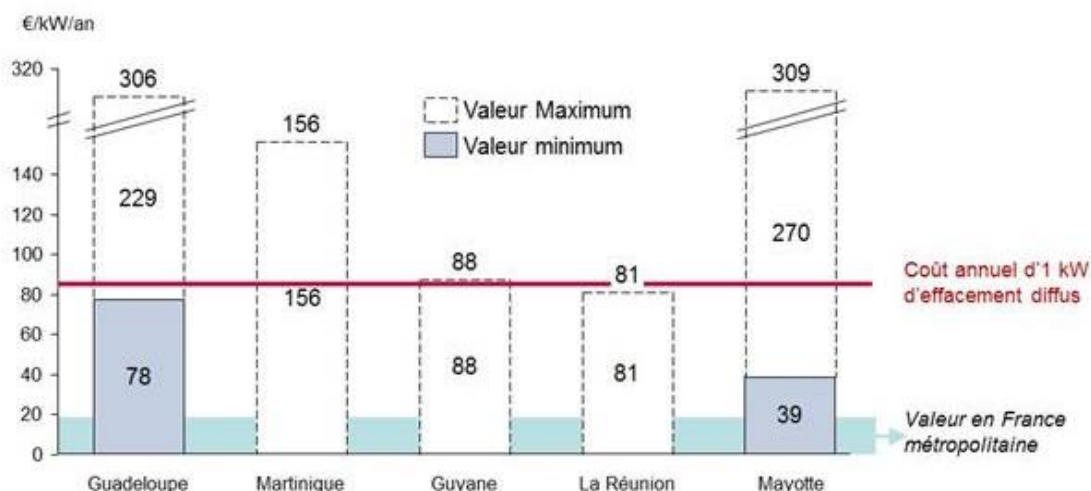
Les ZNI sont généralement des zones propices aux différentes énergies renouvelables (hydraulique, photovoltaïque, solaire thermique). Ces dernières ont un coût moyen plus faible que leurs contreparties thermiques et sont donc préférables d'un point de vue économique. Néanmoins le développement du solaire PV dans les départements et régions d'Outre-Mer (DOM et ROM) est, actuellement, en grande partie limité par la fragilité des systèmes électriques. D'une part, les réseaux électriques d'Outre-Mer sont peu denses. Cette situation fait porter sur les développeurs des coûts significatifs de raccordement et de renforcement et peut mettre à mal la rentabilité des projets. D'autre part, la volonté de maintenir une stabilité suffisante du réseau d'électricité local a conduit à limiter par l'arrêté du 23/04/2008 le taux de pénétration des EnR variables à 30% en tout instant, et ce pour toutes les ZNI. Ce seuil est régulièrement atteint à la Réunion, en Guadeloupe, et devrait être atteint sous peu en Martinique et en Guyane. Cette limite crée un risque considérable pour la dernière installation EnR raccordée car elle n'a aucune garantie sur le temps de déconnexion ; les projets ne sont donc plus finançables. Le développement du photovoltaïque est ainsi quasiment stoppé depuis la fin de l'année 2012.



Sources : Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Tableau de Bord PV Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Rapport parlementaire sur les ZNI

Figure 18: Installations photovoltaïques cumulées sur les ZNI principales

L'intégration du solaire au système électrique – du point de vue technique et économique – est la question centrale pour ces zones géographiques. Et plusieurs solutions sont envisageables pour améliorer cette intégration. En premier lieu, la limite des 30% pourrait être adaptée en fonction du mix électrique spécifique du territoire et des capacités de stockage (par exemple hydraulique) qui y sont installées. EDF SEI (Systèmes Electrique Insulaires) s'est récemment engagé à clarifier la méthode de détermination du seuil d'injection de production EnR et de le moduler par ZNI. De plus, le gestionnaire de réseau devrait pouvoir s'engager sur une durée annuelle de coupure maximum, lors du raccordement ; il porterait le reste du risque à sa charge. Cela resterait profitable pour la collectivité dans la limite de rentabilité des projets. Par ailleurs, favoriser l'effacement (notamment diffus) de la consommation et des installations de climatisation (qui sont généralement à l'origine de la pointe diurne) pourrait être une solution technico-économique pertinente pour favoriser l'insertion du PV. Sa valeur peut atteindre 80 à 310 €/kW/an selon les zones, pour un coût de ~80€/kW. Par ailleurs, le stockage, plus coûteux, pourrait également faire sens dans certaines zones en permettant de lisser la courbe de production du photovoltaïque. Cela permet de réduire l'instabilité du système et d'augmenter le taux d'EnR possible. En effet, le problème des 30% n'est pas lié à la capacité de pointe, mais à la flexibilité du système. Un stockage de faible quantité est suffisant (1MWh/MWc).



**La valeur de la flexibilité dépend de l'écart de coût entre un MWh produit par le mix local et un MWh produit par le solaire**  
**Les seuils minimaux et maximaux dépendent du segment solaire retenu**

Hypothèses : Pour la valeur en France, on retient les chiffres possibles de prix du mécanisme de capacité : entre 0 et 30 €/kW/an envisagés par RTE dans le rapport d'accompagnement des règles. Pour l'effacement, on considère un coût de -475 euros d'investissement par foyer, pour un potentiel effaçable d'un kW (climatisation), sur 10 ans au taux de 8%

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Rapport d'information par l'Assemblée Nationale, par la Commission des Affaires Economiques, CRE

Figure 19: Analyse de la valeur de la flexibilité permettant d'installer du photovoltaïque supplémentaire

Ces deux solutions (effacement et stockage) sont actuellement expérimentées, via les projets Smart Grids, les Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) et les Appels d'offre (AO) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en Outre-Mer. Ces initiatives pourraient être poursuivies, dans la mesure où elles optimisent le coût pour la collectivité, et un cadre plus pérenne pourrait être mis en place.

## 0. Introduction

Cette étude a pour objectif de proposer **une stratégie de soutien au développement de l'énergie d'origine photovoltaïque pour la période 2016-2020 en France**. Pour cela, elle se base sur une analyse du contexte mondial, sur un état des lieux de la situation française (tant en termes de politique de soutien que de positionnement des acteurs), ainsi que sur les perspectives d'évolutions technologiques et économiques de la filière PV sur la période 2015-2025.

Le cœur de l'étude a été réalisé de septembre 2014 à avril 2015, en parallèle d'autres exercices de concertation et de réflexion avec les acteurs de la filière, comme le Groupe de Travail sur l'Autoconsommation ou les ateliers de concertation dans le cadre de la prochaine PPE, tous deux organisés par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie. Elle a été finalisée en septembre 2015 mais ses résultats ont été valorisés auprès du Ministère et en interne ADEME dès le premier semestre 2015.

Pour réaliser cette étude, le groupement mandaté par l'ADEME a mis en œuvre les moyens suivants

- Analyse de la littérature
- Réalisation d'un benchmark international
- Réalisation d'une enquête quantitative et qualitative auprès d'environ 1200 acteurs français
- Organisation d'entretiens approfondis avec plus de 40 acteurs clés de la filière française
- Modélisation des coûts de l'électricité PV et des modèles d'affaire associés à la production et à la consommation d'énergie PV
- Modélisations macro-économiques et modélisation des emplois de la filière française PV

Le rapport de cette étude est organisé comme suit :

- Le premier chapitre analyse le contexte mondial du développement de l'énergie PV et réalise un Etat des lieux de la situation en France.
- Le deuxième chapitre s'intéresse à décrire les perspectives d'évolution des technologies photovoltaïques, des coûts atteints par les systèmes, des schémas de valorisation de l'énergie PV et des modèles d'affaire associés
- Sur la base de ces considérations, le troisième chapitre propose des orientations pour la politique publique de soutien à l'électricité PV.
- Enfin le quatrième chapitre s'intéresse au cas particulier des Zones Non Interconnectées (ZNI)



# 1. Contexte et état des lieux

Ce chapitre analyse tout d'abord le contexte mondial du développement de l'énergie PV puis dresse un état des lieux de la situation en France, tant du point de vue de la politique publique que des acteurs de la filière, avec une attention particulière sur la politique de soutien de l'intégration au bâti.

## 1.1. Un contexte mondial très dynamique

La période 2015-2020 pourrait constituer un basculement pour l'industrie PV mondiale. Si le rythme d'installation annuelle de systèmes PV devrait rester relativement proche de celui de 2014 (~40 GW/an), soit la deuxième position parmi les énergies décarbonées en termes de capacité annuelle installée, le cœur du marché devrait se déplacer de l'Europe vers l'Asie. Dès 2016, l'Asie pourrait devenir la première région du monde en capacité PV cumulée dépassant ainsi l'Europe et captant près de 60% du marché PV en 2016. Les Amériques devraient avoir le même rythme de déploiement que l'Europe.

Ce basculement géographique du marché au profit de l'Asie s'explique par le différentiel du taux de croissance du PV entre les pays de l'Europe de l'Ouest et la Chine. Le gouvernement chinois a fait du développement des énergies non carbonées, et du solaire PV en particulier, une priorité dans son plan quinquennal pour répondre aux besoins capacitaires liés au dynamisme économique du pays. La Chine, qui comptait déjà 19,6 GW de puissance installée en 2013, est en passe d'atteindre 40 GW en 2015 et vise 100 GW de puissance installée en 2020. En Europe, après un déploiement soutenu des capacités photovoltaïques (>20 GW/an pour l'année 2011) lié au lancement de politiques de soutien ambitieuses dans certains pays, la dynamique devrait rester proche de celle actuellement constatée (environ 7 GW/an). Cette dynamique est à mettre en parallèle avec l'évolution des mécanismes de financement des énergies renouvelables et du PV en particulier. Jusqu'à présent principalement centrés sur les tarifs d'achat (Feed-In Tariff), notamment pour les installations de petites tailles, (en France, en Italie (jusqu'en 2013), en Allemagne, au UK, en Suisse, en Espagne (jusqu'en 2012)), les mécanismes des pays ouest européens se tournent désormais vers des solutions permettant de mieux saisir l'évolution à la baisse des coûts des installations, d'intégrer davantage le PV aux règles du « marché de l'électricité » et de prendre en compte la nouvelle réalité de l'économie solaire PV, à savoir l'émergence d'une autoconsommation économiquement rentable dans certaines configurations d'ensoleillement et de prix de l'électricité de détail (Allemagne, Italie).

### 1.1.1. Scénario à 2025 des capacités installées à l'échelle mondiale

Afin de comprendre et de situer les enjeux de la filière française, se référer à un scénario de l'évolution du solaire photovoltaïque dans le monde est nécessaire. Plusieurs organismes tels que l'EPIA, l'EIA<sup>6</sup>, le WEC ou encore l'AIE (Agence International de l'Energie), proposent régulièrement des scénarios internationaux, et ce, à différents horizons temporels. Ces scénarios ont été analysés et évalués afin d'en conserver un de référence et de l'encadrer de trajectoires extrémales de développement du PV. Les critères et l'analyse de la sélection de ce scénario de référence sont présentés dans l'Annexe 4. L'analyse du scénario de référence est présentée ci-dessous.

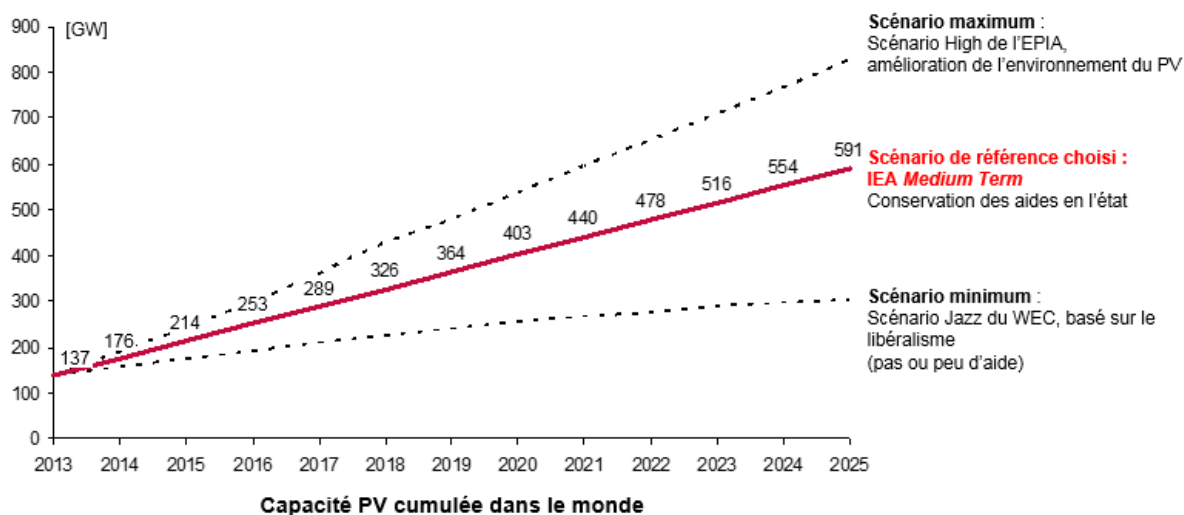
#### 1.1.1.1. Scénario de référence

Le scénario de référence retenu pour l'étude **prévoit une capacité PV mondiale de près de 600 GW en 2025 avec une croissance annuelle stable d'environ 40 GW par an**. Il s'agit du scénario Medium-Term sur les ENR de l'AIE publié en septembre 2014. L'horizon de ce scénario est 2020. Celui-ci se fonde sur le contexte politique, économique et industriel actuel et suppose une conservation des aides PV en l'état. Dans ce scénario, **le photovoltaïque est la deuxième énergie décarbonée en termes d'installations annuelles, derrière l'éolien, mais devant l'hydroélectricité et le nucléaire**.

Cette analyse prospective, sujette à de fortes incertitudes, peut être bornée par un intervalle délimitant les capacités installées définies par le scénario *High* de l'EPIA en borne supérieure (celui-ci s'appuie sur une

<sup>6</sup> EIA : U.S Energy Information Administration : l'administration en charge des statistiques de l'énergie aux E.U.

hypothèse d'amélioration de l'environnement économique et technologique du PV), et du scénario *Jazz* du WEC en borne inférieure (il suppose l'arrêt des aides dédiées au PV). Cet intervalle de confiance situe le parc photovoltaïque mondial entre 590 et 830 GW en 2025, comme illustré en Figure 20.



**Hypothèses d'interpolation et d'extrapolation :** les données du scénario WEC Jazz sont interpolées de manière polynomiale tandis que les données des autres scénarios sont interpolées (entre deux dates) ou extrapolées (jusqu'en 2025) de manière linéaire. Le scénario EPIA s'achève en 2018, le scénario IEA en 2020

Source: IEA Medium Term Renewable Scenarios 2014, WEC, EPIA, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 20 : Capacité PV cumulée dans le monde de 2013 à 2025 selon les scénarios de développement**

Pour prolonger l'horizon de temps du scénario (passer de 2020 à 2025), une extrapolation linéaire de la période 2014-2020 a été réalisée. Tout comme l'AIE, la plupart des associations et organismes internationaux, considèrent une croissance constante de la capacité PV mondiale entre aujourd'hui et 2025. Ils n'envisagent une accélération du rythme de la croissance qu'après cette période (cf. Annexe 4).

### 1.1.1.2. Evolution du PV par région à moyen et long terme

Selon le scénario de référence, la Chine et les pays de la zone APAC<sup>7</sup> devraient connaître la croissance PV la plus forte durant la période 2015-2020. Les pays de la zone MEA<sup>8</sup>, puis les Amériques et enfin l'Europe suivraient avec une croissance plus modérée. Selon le scénario *Medium-Term* de l'AIE, l'Asie deviendrait dès 2016 la première région du monde en puissance PV cumulée. Fin 2013, la capacité PV cumulée a atteint 19,6GW en Chine, 13,5GW au Japon, 3,3GW en Australie et 2,9GW en Inde, soit plus de 40GW pour la région Chine & APAC. L'objectif de la Chine, déclaré par le NEA (*National Energy Administration*), est d'atteindre 40GW cumulés en 2015 et 100GW dès 2020.

L'Europe, elle, devrait connaître une dynamique proche de celle actuellement constatée (environ 7 GW/an). A titre d'exemple, l'Italie envisage 1GW/an et l'Allemagne 3GW/an d'ici à 2020.

<sup>7</sup> L'APAC ou l'Asie-Pacifique est l'ensemble géographique constitué de l'Extrême-Orient et de l'Océanie.

<sup>8</sup> Le MEA est l'ensemble géographique constitué du Moyen-Orient et de l'Afrique



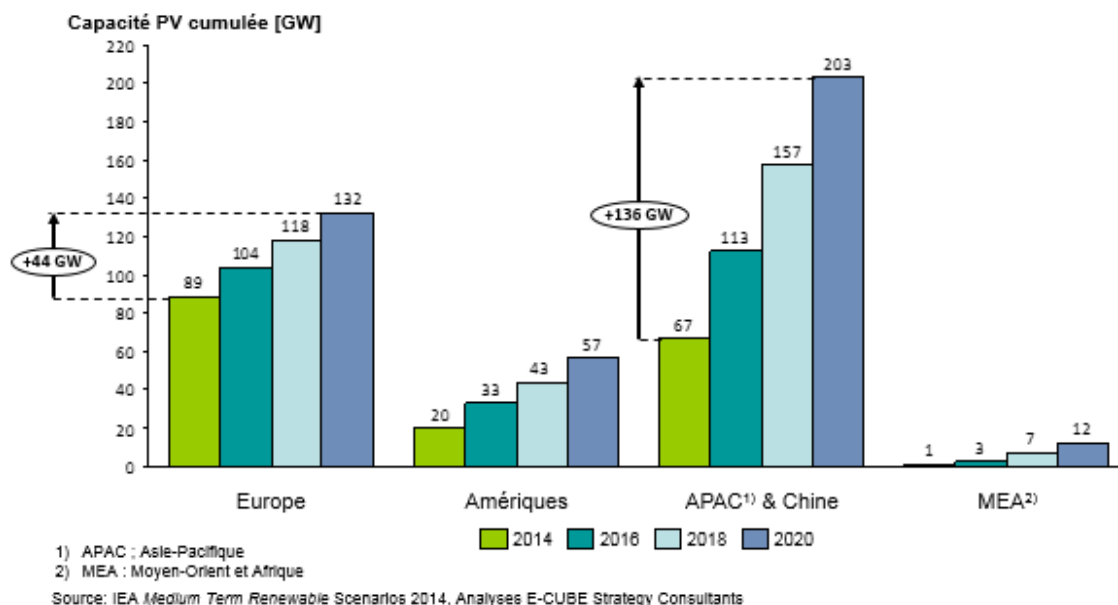


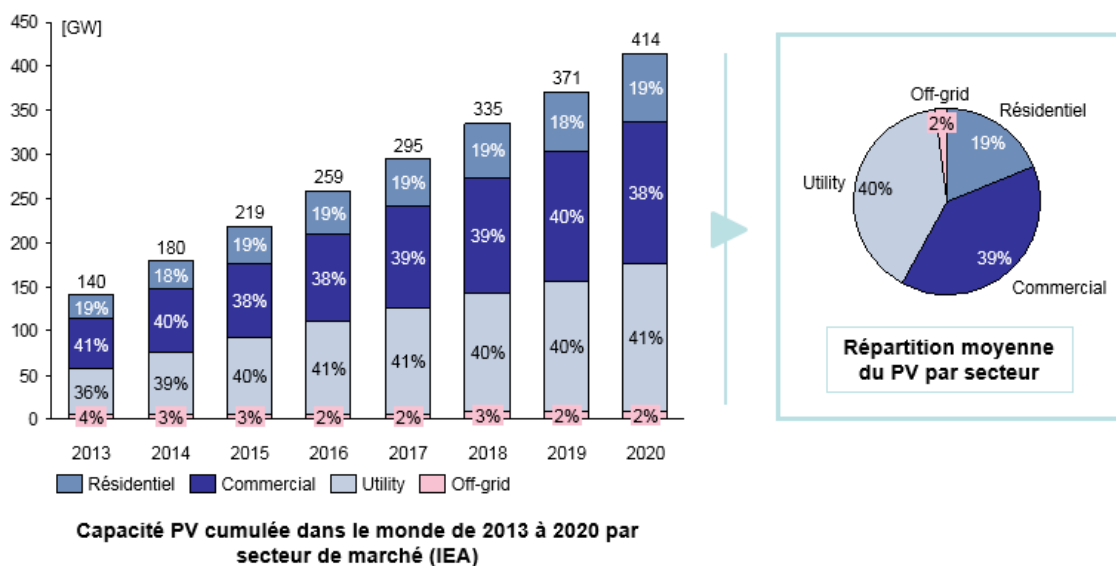
Figure 21 : Développement du PV par région à moyen terme (IEA Medium Term Scenario)

### 1.1.1.3. Evolution du PV par segment de marché

Selon le scénario de l'IEA, les parts de marché (i.e. la capacité PV) des différents segments (résidentiel, commercial, centrales au sol) devraient peu évoluer au niveau mondial. Le segment commercial et les centrales au sol occuperaient encore 80% des installations PV en 2020 et le secteur résidentiel environ 20%. La répartition en puissance entre PV sur toit et PV centralisé dépend notablement du contexte géographique. **L'Europe et l'Asie pourraient être des zones favorables au développement du PV sur toit, car l'espace y est limité (forte densité) ou contraint (ex : îles).** En 2018, 61% des installations PV seraient installés sur des toits en Europe contre seulement 39% en Amériques (Cf. Hypothèses utilisées :

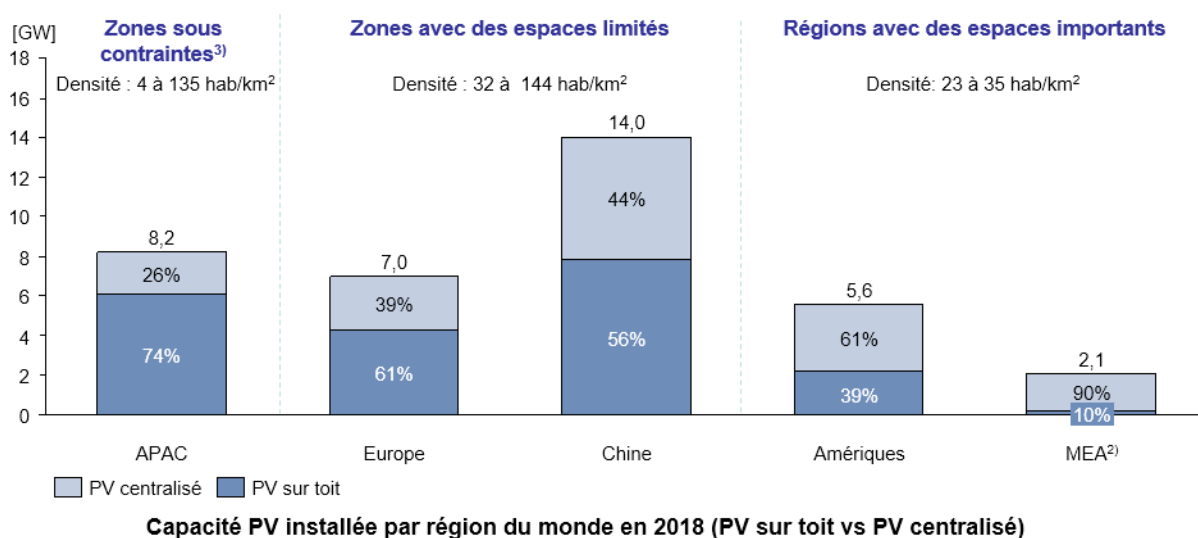
- Capacité PV installée par région du monde en 2018 selon le scénario *Medium-Term* de l'IEA
  - Pourcentages PV sur toit versus PV centralisé de la capacité PV installée par région du monde en 2018 selon le scénario *Low* de l'EPIA
- 1) APAC ; Asie-Pacifique
  - 2) MEA : Moyen-Orient et Afrique
  - 3) Exemples de contraintes : forte densité, îles, pauvreté

Source: IEA *Medium Term Renewable Scenarios 2014*, EPIA, Analyses E-CUBE Strategy Consultants, INSEE, World Bank Figure 23).



Source: IEA Medium Term Renewable Scenarios 2014, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 22 : Capacité PV cumulée dans le monde par segment (IEA)**



Hypothèses utilisées :

- Capacité PV installée par région du monde en 2018 selon le scénario *Medium-Term* de l'IEA
- Pourcentages PV sur toit versus PV centralisé de la capacité PV installée par région du monde en 2018 selon le scénario *Low* de l'EPIA

4) APAC ; Asie-Pacifique

5) MEA : Moyen-Orient et Afrique

6) Exemples de contraintes : forte densité, îles, pauvreté

Source: IEA Medium Term Renewable Scenarios 2014, EPIA, Analyses E-CUBE Strategy Consultants, INSEE, World Bank

**Figure 23 : Capacité PV installée en 2018 selon les régions du monde : PV sur toit versus PV centralisé**

### 1.1.2. Evolution des schémas de valorisation à l'international

Dans certaines zones géographiques, le photovoltaïque devient compétitif vis-à-vis des autres énergies. Les centrales au sol au Mexique, au Maroc ou au Chili (pays à fort ensoleillement) peuvent dès aujourd'hui

être rentables sur le marché de gros. Pour le PV sur toiture (résidentiel, grandes toitures), le coût de la production PV n'est pas compétitif avec les prix de l'électricité sur le marché de gros. Il peut l'être en revanche avec le prix de l'électricité sur le marché de détail. C'est le cas en Australie, au Mexique, en Espagne, au Japon, au Chili mais également en Californie, en Italie ou en Allemagne. Ici, ce ne sont donc pas uniquement des pays à l'ensoleillement favorable, mais aussi des pays où le prix de l'électricité est très élevé pour le client final (Allemagne).

Cette situation tend à faire évoluer les mécanismes de financement du PV. Jusqu'à présent centrés sur les tarifs d'achat, les mécanismes des pays européens se tournent désormais vers des solutions permettant d'intégrer davantage le PV aux règles du « marché de l'électricité » et de prendre en compte la nouvelle réalité de l'économie solaire PV, à savoir l'émergence d'une autoconsommation économiquement rentable dans certaines configurations d'ensoleillement et de prix de l'électricité de détail.

Les paragraphes suivants visent à analyser ces nouveaux schémas de valorisation, avec un focus particulier sur trois pays en avance sur cette transition. Il s'agit de la Californie, de l'Italie et de l'Allemagne.

### 1.1.2.1. Enseignements principaux de la comparaison avec l'international

Les analyses des schémas de valorisation du PV en Californie, Italie et Allemagne permettent de tirer cinq principaux enseignements.

- A. La valorisation au prix de détail de l'ensemble de l'énergie produite par un système PV, qu'elle soit autoconsommée (consommée en temps réel « derrière » le compteur électrique) ou injectée sur le réseau, n'est pas un schéma de valorisation pérenne dans le temps.** Ce schéma est fréquemment appelé *net-metering* ou *net-energy-metering* (NEM). Il a permis l'essor de l'autoconsommation en Californie en valorisant la production PV sur la base d'une structure et des niveaux des prix de détail très favorables. Cependant, il crée des biais importants entre les acteurs du système électrique ce qui a conduit le législateur californien à le changer en profondeur à l'horizon 2017.

L'Italie et l'Allemagne proposent chacun un schéma différent du NEM, fondé sur une valorisation distincte de l'énergie autoconsommée et de l'énergie injectée sur le réseau de distribution. Ce schéma est plus proche des coûts et des bénéfices réels engendrés par l'autoconsommation. Il fait d'ailleurs partie des évolutions envisagées en Californie.

- B. Les mécanismes de valorisation de l'autoconsommation concernent en priorité les segments résidentiel et tertiaire.** Dans les trois pays étudiés, l'autoconsommation est particulièrement intéressante pour les segments résidentiel et tertiaire : d'une part, le prix de détail est plus élevé que les tarifs d'achat de l'électricité injectée, et d'autre part des exemptions fiscales sont mises en place pour des petites puissances. Les solutions de stockage commencent à apparaître pour augmenter le taux d'autoconsommation (taux d'énergie autoconsommée sur l'énergie produite totale). L'Allemagne a ainsi mis en place une première subvention pour le stockage de petite taille (<30 kW).

- C. La transition vers un nouveau mécanisme de valorisation prend du temps. Les transferts de coûts entre les consommateurs et les producteurs, engendrés par un schéma de valorisation (NEM, tarif d'obligation d'achat, autoconsommation), doivent notamment faire l'objet d'une analyse.** En Californie, le développement du système de *net-metering* actuel engendrerait un transfert de coût de l'ordre de 1 milliard de dollars d'ici 2020 au bénéfice des producteurs. C'est une des motivations pour réformer ce schéma de valorisation à court terme. Jusqu'à présent en Allemagne, la production autoconsommée n'était pas soumise à la surcharge EEG, taxe sur l'énergie consommée qui permet de financer les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Cependant, la réforme EEG 2014 a réduit cet avantage en taxant l'énergie autoconsommée, et ce afin de limiter le transfert de coûts engendrés par l'EEG vers le producteur PV et d'éviter que les consommateurs-producteurs ne se déconnectent du réseau en devenant énergétiquement autonomes, ce qui réduirait l'assiette de taxation de la surcharge EEG.

- D. Le soutien est différencié selon les segments de marché : guichet ouvert pour les faibles puissances et des appels d'offres pour les capacités plus importantes (Californie, et expérimentation en Allemagne).** En Californie, le soutien est adapté à chaque taille d'installation : *net-metering* jusqu'à 1 MW, tarif d'obligation d'achat (*Feed-in Tariff* ou FiT) à guichet ouvert (et mise à jour automatique du prix) jusqu'à 3 MW, puis appels d'offres pour les puissances supérieures. En Allemagne, le schéma « vente sur le marché + prime *ex-post*<sup>9</sup> », où le producteur vend l'énergie produite sur le marché de gros et reçoit une prime complémentaire, n'est pas imposé aux installations de petites tailles, et les appels d'offres vont être expérimentés comme méthode de fixation de la prime.
- E. Le soutien public pour le solaire PV ne concerne pas une filière technologique. Aujourd'hui, la France est le seul pays à avoir conservé un soutien spécifique au BIPV via les tarifs IAB ou ISB.** L'Italie, qui a été le seul pays avec la France à avoir développé un tarif spécifique au BIPV, ne propose plus aucun soutien particulier à cette filière. Moins d'un an après l'arrêt du soutien, le marché du BIPV en Italie s'est transformé en un marché de niche de taille restreinte.

Sont détaillées ci-après les évolutions des schémas de valorisation PV en Californie, en Italie et en Allemagne.

### 1.1.2.2. Californie

En Californie, une constellation d'aides fédérales et locales spécifiques ont été mises en place pour favoriser le développement de la demande PV. Les aides principales sont les schémas de valorisation suivants : le *net-metering* qui est ultra-majoritaire sur les segments résidentiel, commercial et tertiaire grâce à la parité réseau et aux très nombreuses aides à l'investissement ; pour le segment des centrales au sol, la vente d'électricité par des contrats long-terme aux *utilities*<sup>10</sup> pour obtenir les quotas requis (*Renewable Portfolio Standards*). L'ensemble des aides complémentaires regroupe entre autres : des crédits d'impôt, des tarifs d'achat et des subventions à l'achat de PV pour la rénovation de bâtiments et la construction de bâtiments neufs. Grâce à ces aides, la Californie possède environ 5,2GW de puissance PV installée à la fin 2013, ce qui représente environ 42% de la puissance PV totale aux Etats-Unis.

La filière PV californienne bénéficie d'un soutien à l'offre beaucoup plus important et organisé que ceux observés en France ou en Italie : l'écosystème de la R&D californienne, composé des laboratoires nationaux, d'universités et d'entreprises privées, bénéficie d'un financement public (fédéral) et privé (*venture capital*) qui vise à créer une avance technologique. En Californie, l'installation du PV est soutenue par des schémas de valorisation spécifiques d'une part, et par des mécanismes de soutien à l'investissement d'autre part. Cela n'empêche pas les coûts d'investissement (en particulier d'installation et administratifs) d'être significativement plus élevés qu'en Allemagne ou en Italie (de 150 à 200%).

Malgré ces coûts, la parité réseau est atteinte dans le résidentiel diffus grâce à un fort ensoleillement et des prix de détail marginaux très élevés, notamment pour les gros consommateurs. Le *net-metering* profite de cette rentabilité et concerne ainsi 95% des installations PV résidentielles et commerciales. Cependant, ce schéma de valorisation implique un transfert des coûts entre les utilisateurs du réseau (des utilisateurs possédant une installation PV vers les utilisateurs n'en possédant pas). Une réflexion est en cours pour définir un nouveau schéma apte à remplacer le *net-metering*. Il sera mis en place au plus tard en 2017.

### 1.1.2.3. Italie

---

<sup>9</sup> La prime *ex-post* est calculée selon les prix de marché de gros effectivement réalisés, afin d'assurer au bénéficiaire d'un mécanisme « vente sur le marché + prime *ex-post* » des revenus garantis, quels que soient les prix de marché. Cela s'oppose à une prime *ex-ante*, où le montant de la prime est fixé en amont et de manière indépendante aux prix de marché.

<sup>10</sup> cf Lexique

De 2006 à 2013, le développement du PV en Italie a été soutenu par un schéma d'obligation d'achat (réglementation appelée Conto Energia). Ce mécanisme s'est arrêté en juillet 2013 et a été remplacé par un crédit d'impôt pour les particuliers, valable en 2014 et 2015. En parallèle, à partir de 2007, un dispositif spécifique d'autoconsommation, le schéma *Scambio Sul Posto*, a été développé et autorisé pour le segment concernant les installations résidentielles et commerciales (PV < 200kWc puis < 500kWc à partir de 2014). Il permet une valorisation selon trois niveaux : l'énergie autoconsommée, l'énergie injectée puis soutirée du réseau, et l'énergie en excès (production supérieure à la consommation du site). Le stockage, théoriquement favorisé par cette structure d'autoconsommation, n'est néanmoins pas encore rentable.

Grâce aux systèmes de soutien déployés par l'Etat, l'Italie est, fin 2013, le troisième pays en capacité PV cumulée avec 18,1GW, derrière l'Allemagne (36GW) et la Chine (19,6GW).

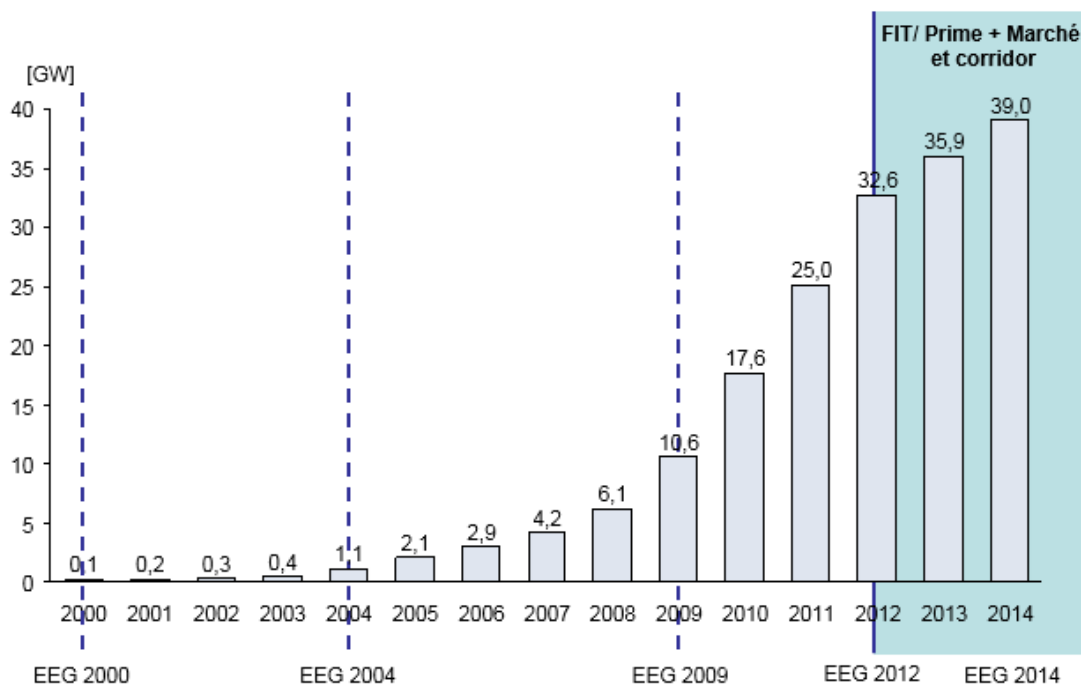
L'atteinte de la parité réseau dans le secteur résidentiel (en prenant en compte le crédit d'impôt) et dans le secteur commercial (sans crédit d'impôt) a pu compenser partiellement la fin du tarif d'achat en 2013. Cependant, la rentabilité intrinsèque du PV avec le *Scambio Sul Posto* dans ces deux secteurs n'a pas créé une explosion de la capacité installée, ni un maintien de la croissance de celle-ci aux niveaux passés. La parité réseau permet tout de même à la filière PV de se maintenir puisque ~400 MWc ont été installés en 2013 en 6 mois après la fin du FiT. Seules les installations résidentielles et inférieures à 500 kWc se développent actuellement en Italie, et le rythme s'est ralenti (~500 MWc/an) en 2014. L'écart de traitement (crédit d'impôt, autoconsommation) et le rythme de déploiement de la parité réseau selon les segments expliquent des dynamiques très différentes selon les segments. Les installations de plus de 500kWc ne peuvent pas se développer économiquement en dehors de la Sicile.

Enfin, la stratégie actuelle de l'Italie est de favoriser son schéma d'autoconsommation. L'augmentation en 2014 de la capacité limite d'éligibilité de 200kWc à 500kWc illustre cette volonté. A l'inverse, les pouvoirs publics tentent de réduire le coût des tarifs d'achat de manière rétroactive en les diminuant et en allongeant la durée du contrat.

#### **1.1.2.4. Allemagne**

Avec 36GW de capacité PV installée à la fin 2013, l'Allemagne reste le premier marché mondial cumulé. Le développement de la filière allemande repose historiquement sur des tarifs d'achats instaurés par la loi EEG (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*). Cette loi a été réformée cinq fois depuis 2000 avec notamment la mise en place de corridors annuels en 2009, puis de corridors trimestriels et d'une nouvelle segmentation des installations PV en 2013.

Le développement de la capacité PV en Allemagne est caractérisé par une croissance très rapide jusqu'en 2012 puis par une croissance stabilisée de l'ordre de 3GW par an. Cette stabilisation fut une conséquence de la mise en place de corridors trimestriels qui réduisirent très fortement les tarifs d'achat, désormais largement en-dessous des prix de détail, eux-mêmes majorés par la surcharge engendrée par la loi pour soutenir les énergies renouvelables (*EEG Anlage*).



**Figure 24 : Evolution de la capacité PV cumulée en Allemagne entre 2000 et 2014**

La réforme de l'EEG en 2012 a ouvert la possibilité d'un schéma de vente de l'électricité directement sur le marché. Cette vente est complétée par une prime *ex-post*. Ce nouveau schéma de valorisation du PV a permis de développer l'agrégation. 10% de la capacité PV sont aujourd'hui agrégés pour être valorisés sur le marché énergie (versus 80% de la capacité éolienne). Ce développement a cependant nécessité initialement une « prime de gestion » élevée (1,2 cts€/kWh) pour inciter les producteurs à choisir ce schéma. Elle a rapidement diminué (0,4 cts€/kWh aujourd'hui). Ce schéma est devenu obligatoire pour les installations de plus de 500kWc en 2014, seuil qui passera à 100kWc en 2016.

L'autoconsommation n'est pas le moteur du développement du PV en Allemagne. Cependant, la hausse des prix de détail de l'électricité et la baisse du tarif d'achat rendent ce schéma particulièrement intéressant désormais. Le schéma d'autoconsommation défini en Allemagne a l'avantage d'inciter à l'augmentation du ratio d'autoconsommation à l'image du schéma de valorisation italien. L'excès peut être valorisé par un tarif d'achat. La part autoconsommée était exemptée de surcharge EEG jusqu'en 2014. Une taxation partielle existe dorénavant pour les installations de plus de 10kWc.

### 1.1.3. Situation du BIPV dans les 3 pays principaux : Italie, Californie, Japon

La situation du BIPV a été étudiée dans trois des pays les plus avancés dans l'intégration du PV au bâti : l'Italie, la Californie et le Japon. Parmi ces pays, seule l'Italie a développé une aide spécifique au BIPV, similaire à celle développée en France. Il est à noter que le marché italien a largement périclité à la fin des aides spécifiques au BIPV : la plupart des produits BIPV ont actuellement disparu du marché domestique.

Le « BIPV » n'a aujourd'hui pas de définition internationalement reconnue. Ce concept sera précisé dans la norme européenne EN50583 à paraître prochainement. Au Japon et en Californie, aucune distinction n'est faite entre le PV standard (en surimposé sur toit) et le BIPV. Il n'existe donc pas de statistique de marché. En recoupant les données provenant des acteurs locaux, l'Italie représenterait une capacité installée de 2,6 GW, le Japon de 2 à 3 GW, et la Californie n'aurait que 60 à 150 MW de capacité cumulée qui pourrait être considérée comme du BIPV.

En dehors des systèmes d'aides directes, deux segments se sont développés pour le BIPV. Le premier est un marché de niche, haut de gamme, dédié aux bâtiments à forte valeur esthétique ou d'image (sièges



sociaux, bâtiments publics, stades...). Ce sont des acteurs PV *pure players*<sup>11</sup> de petite taille qui sont positionnés sur ce marché, où les architectes sont prescripteurs. Ils produisent quelques MW par an (modules flexibles, transparents, colorés, notamment en façades) et misent sur la conception et la personnalisation. Les acteurs sur ce marché sont très peu nombreux. Le deuxième marché est un marché de masse dans le neuf, que l'on retrouve principalement au Japon, et très lié au marché des maisons préfabriquées. Ce sont les constructeurs de maisons individuelles, qui en développant des offres standards, ont permis d'industrialiser des solutions BIPV. L'effet d'échelle a permis de réduire le surcoût de ces installations. Le contexte national (soutien aux ENR, au NZEB<sup>12</sup>, manque d'espace disponible, image positive du photovoltaïque, ère post-Fukushima) a favorisé la réussite commerciale de ces offres. Les distorsions de la réglementation, qui privilégie les installations >10 kW, ont pu renforcer le BIPV installé en toiture totale: les modules doivent occuper tout le toit et donc le remplacer entièrement. Ces deux marchés pourraient se renforcer à l'avenir, avec la prise en compte de plus en plus récurrente du PV par les architectes d'une part (Italie, Californie) et par l'essor des bâtiments NZEB/NZEH<sup>13</sup>/BEPOS<sup>14</sup> via la réglementation d'autre part (Japon, Europe).

La recherche sur le BIPV est généralement réalisée par les acteurs privés avec une participation des fonds publics variables selon les pays. En Italie et en Californie, la recherche est faible sur le sujet de l'intégration au bâti ; elle se concentre sur la performance des cellules. Au Japon, la R&D est nettement plus soutenue par le gouvernement, et les acteurs privés développent des produits en interne (maison « Smart »). La technologie principalement utilisée dépend des applications : mono ou poly cristallin pour le toit et les façades, couches minces pour les formes flexibles (plus marginalement).

#### 1.1.3.1. Italie : une expérience du BIPV mitigée

L'Italie est le seul pays avec la France à avoir eu un tarif spécifique pour le BIPV sur une période significative : de 2007 à 2013. La Corée du Sud a expérimenté un tarif spécial BIPV jusqu'en 2011, mais avec un succès encore plus limité.

Si l'acceptabilité de la population vis-à-vis du BIPV était forte, aujourd'hui le surimposé est choisi en défaveur du BIPV pour une raison de coût, particulièrement dans le secteur résidentiel.

- **Marché du BIPV**

Le soutien a permis de disposer d'une capacité installée de 2,6 GW de BIPV (Annexe 5) au moment où les aides spécifiques au PV se sont arrêtées en 2013.

Dorénavant, le BIPV italien est un marché de niche restreint aux bâtiments du secteur tertiaire et les projets architecturaux à forte valeur esthétique. Les architectes font appel à des *pure players* de petites tailles et proposant des prestations sur mesure. Ces derniers (ex : Energy glass) se sont réorientés sur le très haut de gamme (cellules SunPower, couleurs, plans adaptés et validés par les architectes).

- **Tissu industriel**

Malgré ce soutien, la filière BIPV industrielle locale ne s'est pas développée. Les acteurs locaux ont peu innové, dépendant de brevets très majoritairement étrangers. Le développement du BIPV s'est principalement réalisé grâce à la diversification temporaire d'acteurs de la couverture et du bâtiment et la mise en place de procédés standards non italiens (exemple de Solrif).

---

<sup>11</sup> Un *pure player* est une entreprise ayant démarré et exerçant dans un secteur d'activité unique.

<sup>12</sup> NZEB : nearly zero energy building, bâtiment quasi-neutre énergétiquement.

<sup>13</sup> NZEH : net-zero energy house

<sup>14</sup> BEPOS : bâtiment à énergie positive







































Spécialités de l'entreprise	Etrangères	Italiennes exportatrices	Italiennes locales
Couvreur – Entreprise du BTP	  	   	    
Toits en aciers /aluminium	 		 
Entreprise de céramique - Thermoplastique	  		  
Verre	 		
Entreprises PV ou BIPV seulement	  	 	 

Figure 25 : Producteurs de systèmes BIPV présents sur le marché italien

Dans le cadre de l'analyse du BIPV en Italie, **trois producteurs italiens de BIPV** ont été interrogés : EnergyGlass, un *pure player* BIPV, Solsonica, un producteur de PV pour qui le BIPV est un produit complémentaire et Ondulit, un spécialiste des couvertures en acier pour qui le BIPV est un produit dérivé. **Pour ces producteurs, la fin du soutien en juillet 2013 n'a pas eu d'impact majeur sur leur résultat alors que le marché du PV en Italie a chuté d'environ 50% entre 2012 et 2013.** Le Tableau 1 décrit l'impact de la fin du soutien du PV et du BIPV en Italie sur ces entreprises.

Depuis la fin des aides spécifiques au BIPV, les entreprises qui proposaient du BIPV ont majoritairement suspendu leurs activités sur ces produits. Le dispositif de valorisation du PV actuel pour le résidentiel, qui ne soutient pas spécifiquement le BIPV, a complètement stoppé la production et l'installation de produits BIPV.

Nom de l'entreprise	Impact	Commentaire
<b>EnergyGlass</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pure player BIPV</li> <li>Le BIPV est le produit cœur</li> </ul> 	 <b>modéré</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La fin du soutien du BIPV en Italie a forcé EnergyGlass à <b>étendre son marché en dehors du marché italien</b></li> <li><b>Nouvelle conception du BIPV</b> : le BIPV est vu par EnergyGlass comme un matériau évolué de construction. Les concurrents d'EnergyGlass deviennent alors les producteurs de matériaux de construction et non plus les producteurs de PV</li> </ul>
<b>Solsonica</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Producteur de modules PV</li> <li>Le module BIPV est un produit complémentaire</li> </ul> 	 <b>modéré</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La fin du soutien au PV/BIPV n'a entraîné <b>qu'une baisse momentanée de l'activité de Solsonica</b> (environ -30% de CA entre 2012 et 2013) pour deux raisons : <ol style="list-style-type: none"> <li>Le système BIPV proposé par Solsonica repose sur la technologie Solrif qui est proche des technologies classiques utilisées pour le PV. La production de produits dédiés au marché du BIPV est passée de plusieurs MW à quelques kW suite à l'arrêt des tarifs.</li> <li>Le marché de Solsonica n'est pas restreint à l'Italie mais ouvert sur toute l'Europe</li> </ol> </li> </ul>



		- Développement de nouveaux modèles d'affaire : PV combiné à des systèmes de stockage
<b>Ondulit</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Spécialiste des couvertures en acier</li> <li>Le système BIPV est un produit dérivé</li> </ul> 	 <b>faible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le BIPV n'étant pas le cœur de métier d'Ondulit, la fin du soutien au PV/BIPV n'a pas eu d'impact sensible pour cette entreprise</li> </ul>

Tableau 1 : bilan pour les trois producteurs interrogés

• **Technologies**

Les technologies BIPV utilisées en Italie sont diverses. Les modules BIPV, aussi appelés « modules non conventionnels » peuvent être flexibles ou rigides. Les modules flexibles assurent le couvert de l'édifice et la fonction d'étanchéité. Ils ont l'avantage de s'adapter à toutes les formes de surface (ex : surface courbe) mais ont pour l'instant des efficacités légèrement inférieures. Parmi les modules BIPV rigides, il y a les modules en couches minces sur support rigide qui s'intègrent dans les toitures, les tuiles photovoltaïques (quelques cellules photovoltaïques par tuile), les modules dits « innovants », qui s'intègrent dans une structure spécifique type Solrif (Figure 27) et les modules transparents (baies vitrées et toits vitrés, systèmes d'ombrage...). La Figure 26 montre des exemples d'entreprises de BIPV présentes sur le marché italien selon les technologies.

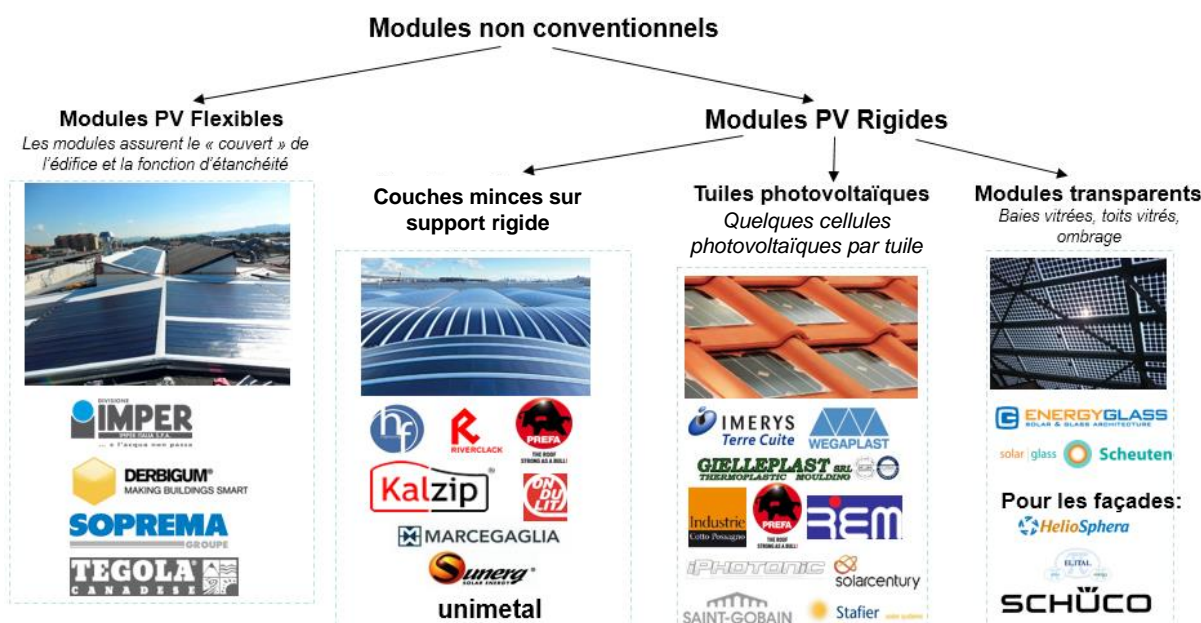


Figure 26 : Les producteurs de systèmes BIPV en Italie selon les technologies

Les entreprises sont rarement sur deux technologies en même temps : elles restent généralement proches de leur cœur de métier qui peut être l'étanchéité, le métal, la tuile (céramique ou plastique) ou encore le verre.

Certains modules BIPV présents en Italie sont dits « innovants ». Ils permettent de remplacer complètement une section de toiture en s'insérant dans une structure d'intégration au toit et **dépendent de brevets très majoritairement étrangers**. Par exemple, le procédé Solrif utilisé par de nombreuses entreprises est suisse. Les entreprises allemandes possèdent aussi de nombreux brevets dans ce domaine. La Figure 27 présente les principaux procédés utilisés dans les modules BIPV ainsi que le propriétaire du brevet et les entreprises présentes sur le marché italien utilisant la technologie.

## LES PRODUCTEURS DE SOLUTIONS BIPV EN ITALIE – MODULES INNOVANTS







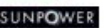
















Pays	Propriétaire du brevet	Nom procédé	Entreprises utilisant la technologie
Suisse		Solrif	      
Allemagne		Intasole cl	
Allemagne		Schott advance indax	
Allemagne		Kappa	 
Allemagne		Solarwatt easy in	
France		Sunlap	
Italie		Coversun	
Italie		Integro	



Figure 27 : Les procédés des systèmes BIPV dits « innovants » en Italie

Les installateurs de BIPV en Italie sont une multitude de petits installateurs locaux. Les grands groupes comme les petites entreprises producteurs de BIPV travaillent avec leur réseau de petits installateurs. Pour les producteurs de PV, le choix des installateurs repose sur la certification (imposée par EnergyGlass) ou la mise en place de partenariats (stratégie d'Ondulit), y compris avec les installateurs locaux.

Les installateurs qui travaillent avec du BIPV proviennent de différents secteurs. Ils ont développé une compétence BIPV afin de saisir l'opportunité du nouveau marché. Ces installateurs sont : des installateurs de PV standard (ex : SolarItalia, Evoltech), des spécialistes de toiture (ex : Benfatto), des constructeurs d'infrastructures (ex : Enereco) ou encore des verriers ou des façadiers.

### • R&D

En Italie, la R&D est principalement réalisée par ENEA (l'Agence Italienne pour les Nouvelles Technologies, l'Energie et l'Environnement), par RSE<sup>15</sup> (une institution de recherche détenue par GSE<sup>16</sup>) et par les universités. Le montant total de la recherche est faible, à ~6 M€ par an, comparé au soutien à la demande. Il n'y a pas de travaux de recherche dédiés au BIPV, la plupart des projets se concentrent sur les technologies des cellules et la mesure de leurs efficacités dans différents environnements (toitures, centrales au sol).

### • Certification et définition du BIPV

De manière générale, le GSE, le gestionnaire du service de l'électricité en Italie, est l'acteur responsable des certifications des systèmes photovoltaïques et de l'enregistrement des installations PV en tant que BIPV. Afin d'être éligibles aux aides PV, les technologies de modules (PV standard et BIPV) doivent répondre à des normes (CEI EN 61215 pour les modules en silicium cristallin, CEI EN 61646 pour les modules en couche mince, CEI EN 62108 pour les modules CPV). Le GSE fournit une liste des laboratoires accrédités à délivrer ces certifications et contrôle les installations PV pour que celles-ci puissent recevoir les aides.

Initialement, en 2007, la définition de BIPV était large et correspondait à un catalogue de caractéristiques possibles pour l'installation PV. Ces caractéristiques étaient par exemple :

- « Avoir la même inclinaison que la surface et remplacer sa fonctionnalité »

<sup>15</sup> Ricerca Sistema Energetico : Recherche dans le domaine des Systèmes Energétiques

<sup>16</sup> Gestore Servizi Energetici : Gestionnaire des Services Energétiques



- « Etre une protection, une canopée, une barrière acoustique »
- « Etre transparent ou semi-transparent »

A partir du *Conto Energia III* (2010), la définition du BIPV a évolué vers la notion d'installation « innovante ». La notion d'innovation peut porter sur des critères de *construction...* :

- « Les modules doivent intégrer et remplacer des éléments architecturaux (toits, murs, vitrages, portes, fenêtres) ».
- « Les modules doivent intégrer une innovation technologique significative »
- « Les modules doivent garantir une fonction architecturale (ex : protection thermique, étanchéité, solidité et fermeture mécanique du bâtiment) »

...ou sur des critères *liés à l'installation* :

- « Remplacer effectivement des composants architecturaux »
- « Avoir un rôle de revêtement »
- « S'intégrer harmonieusement dans l'architecture »

**Afin de bénéficier des aides spécifiques BIPV, les systèmes PV devaient être enregistrés auprès du GSE, à l'image de ce que faisait le CEIAB<sup>17</sup> en France jusqu'en 2012.** Selon les critères donnés dans la définition du BIPV, le GSE déclare ou non que l'installation respecte bien les critères BIPV nationaux. Pour cet enregistrement, ce n'est pas le système PV seul qui est considéré comme du BIPV mais le système dans son environnement (critères d'installation).

### 1.1.3.2. Californie : un marché très émergent

Si la Californie présente un environnement très favorable au développement du PV, l'absence de soutien spécifique au BIPV, la concurrence directe avec le PV standard et le manque de compétence dans la phase d'installation constituent un terrain plutôt défavorable au PV intégré bâti dans cet Etat.

- **Marché du BIPV**

Le marché du BIPV en Californie est un marché de niche qui est limité aux bâtiments à valeur esthétique (siège social, stade de foot, collectivités) et plus marginalement au secteur résidentiel aisé.

Le surimposé est la technologie de référence sur le segment résidentiel. En l'absence de définition du BIPV, **aucune statistique n'est disponible sur la capacité de BIPV installée en Californie.** Elle pourrait s'estimer à 60-150 MW.

- **Tissu industriel et technologies**

Les entreprises PV californiennes ont lancé puis abandonné leurs produits BIPV face au manque de demande (ex : SunTile de SunPower) revenant à des modules standards. Le BIPV reste proposé par quelques *pure players* (Atlantis Energy Systems) et certaines entreprises du bâtiment et de la construction (Eagle et Chandlers pour les tuiles PV, GAF des bardeaux PV, CertainTeed). Les entreprises interrogés (Atlantis Energy et CertainTeed) utilisent des cellules majoritairement de silicium mono ou multicristallin, qu'elles intègrent dans des contenants adaptés (tuiles, vitre, etc.).

Le tissu des installateurs est défavorable au déploiement d'installations BIPV : très peu d'entreprises ont les compétences requises pour installer du BIPV.

- **R&D**

La recherche en Californie n'est pas orientée vers le BIPV, que ce soit la recherche publique ou privée. Seule ~1% des fonds de recherches publics concernent le BIPV (2 projets de l'initiative fédérale Sunshot citent le BIPV, sur un total de plusieurs dizaines de projets pour un montant d'aide global de 1 milliard de dollars), les entreprises privées s'orientent vers d'autres priorités de recherche comme les cellules à haut rendement ou les couches minces à bas coût.

---

<sup>17</sup> Comité d'Evaluation de l'Intégré au Bâti

### 1.1.3.3. Japon : le développement industriel du BIPV sans soutien

Le Japon soutient le développement du PV mais n'a pas instauré de dispositif spécifique pour le BIPV. Malgré cela, la filière se développe grâce à des aides publiques favorables au PV dans des contextes architecturaux propices pour le résidentiel et le neuf. Le dispositif de soutien au PV résidentiel mis en place en 2012 cumule FiT, subventions locales et crédit d'impôt et prend en compte des critères de performance. Il s'inscrit de façon plus générale dans la politique « ZEB » lancé en 2010 dont les objectifs sont définis par étapes : à horizon 2020 pour les bâtiments publics et 2030 pour tous les autres.

- **Marché du BIPV**

Au Japon, aucune distinction n'est faite entre le PV standard (en surimposé sur toit) et le BIPV. Le BIPV n'est ni reconnu, ni soutenu. Il n'y a pas de définition de BIPV ni d'ailleurs de terme pour le désigner.

**Néanmoins, le BIPV<sup>18</sup> se développe fortement dans les nouvelles constructions du secteur résidentiel, via les maisons préfabriquées.** En 2008, le BIPV représentait 40% de la capacité PV<sup>19</sup>, soit 800 MWc (supérieur au GW aujourd'hui). **Aujourd'hui, le marché du BIPV est estimé à ~350 à 400 MW annuellement, pour une capacité cumulée de 2 à 3 GW.**

Le contexte japonais est favorable à la filière PV dans son ensemble : forte sensibilité de la population face aux énergies renouvelables et durables, coût élevé de l'électricité, existence d'une industrie PV historiquement leader et dynamique, des politiques gouvernementales favorables (objectifs d'installation PV d'ici 2020 de 28 GW). L'industrie japonaise est un des leaders mondiaux de la production PV : le Japon est le deuxième pays en 2012 en termes de capacité de production cellules et modules (En 2012 : 4,3 GW produits au Japon vs. 40 GW en Chine et 2 GW aux Etats-Unis). En parallèle, les politiques gouvernementales sont favorables au PV, avec notamment des objectifs d'installation PV d'ici 2020 de 28 GW, ou des programmes Net Zero Houses et Buildings (NZH et NZB) qui favorisent le développement du PV/BIPV (pour les nouvelles constructions publiques d'ici 2020, pour la moitié de toutes les nouvelles constructions d'ici 2030). L'existence d'une production et commercialisation « industrielle » d'installations BIPV crée aussi un contexte favorable : tous les producteurs de modules en intègrent dans leur portefeuille de produits. Le volume écoulé sur le marché domestique des maisons préfabriquées neuves permet de proposer des prix compétitifs par rapport aux solutions « matériaux de construction + surimposé ».

Les constructeurs et vendeurs de **maisons préfabriquées** (~15% du marché) constituent le **principal canal de prescription et de développement du BIPV** au Japon dans le secteur résidentiel. Les entreprises de maisons préfabriquées réalisent un effort marketing pour « la maison non polluante et économe en énergie » (voire *Net Zero Energy House*) et promeuvent les « maisons intelligentes ». Les objectifs sont de différencier leurs produits et d'attirer les clients qui sont conscients des problématiques environnementales et veulent se protéger de l'augmentation du prix de l'électricité. **Les vendeurs de maisons préfabriquées développent, simultanément au PV, des solutions de stockage qu'ils intègrent dans les modèles « Smart » de leurs maisons préfabriquées.**

En partie grâce à cette dynamique autour de la « maison intelligente et économe en énergie », le nombre d'installations PV et BIPV a considérablement augmenté au cours des dernières années au Japon dans le secteur résidentiel. La Figure 28 montre qu'en moins de 4 ans (entre 2009 et 2012) :

- le nombre d'installations PV/BIPV annuelles a été multiplié par 2,7 dans les maisons existantes<sup>20</sup>,
- le nombre d'installations PV/BIPV annuelles a été multiplié par 3,6 dans les nouvelles maisons.

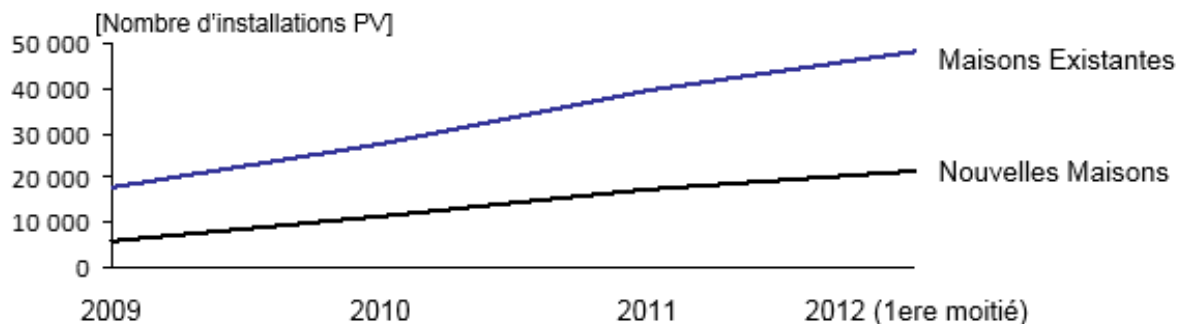
---

<sup>18</sup> La dénomination correspond ici aussi bien à l'IAB que l'ISB, la distinction n'existant pas. Cependant, pour les installations neuves, il s'agit principalement d'IAB.

<sup>19</sup> Source : « Will the Sun Rise on BIPV markets in Asia, beyond Japan », de Suchitra Sriram (analyse industrielle) publiée en mai 2008 par Frost&Sullivan Market Insight

<sup>20</sup> Pas de données faisant la distinction entre surimposé et BIPV pour les installations existantes

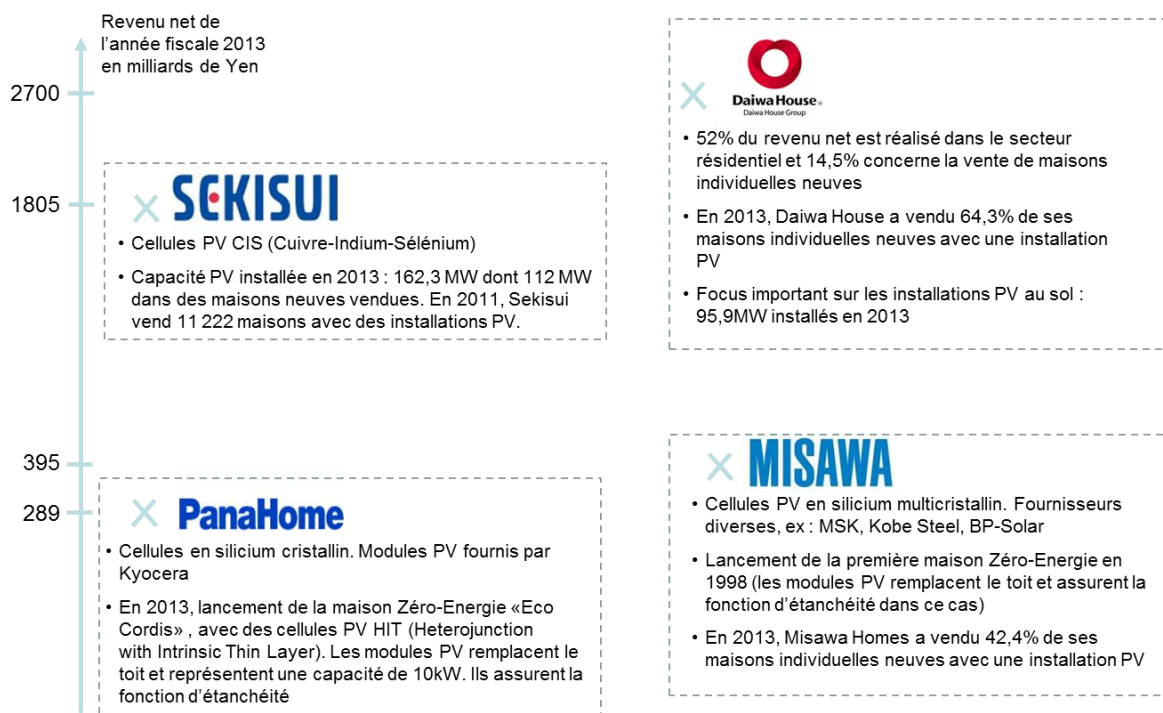




**Figure 28 : Nombre d'installations PV/BIPV sur des maisons neuves versus existantes au Japon entre 2009 et 2012**

• **Tissu industriel du BIPV et du PV**

**Le marché des vendeurs de maisons préfabriquées est dominé par 4 acteurs. Tous intègrent une offre avec du PV, intégrés ou non au bâti.** Les quatre principaux vendeurs de maisons préfabriquées sont Daiwa House, Sekisui, Misawa Home et PanaHome. La Figure 29 est une cartographie de ces acteurs selon leur revenu net de l'année fiscale 2013. Cette figure fournit également des informations clés concernant chacune des entreprises.



Source: Rapports annuels 2013 et 2014 de Daiwa House, de Misawa, de Sekisui et de PanaHome Corporation, sites internet de ces sociétés; Analyses : E-CUBE

**Figure 29: Cartographie des principaux vendeurs de maisons préfabriquées au Japon**

Le PV et BIPV bénéficient par ailleurs d'une prime « conception et technologie » ce qui explique que 40 à 60% des maisons construites ces dernières années par les grands constructeurs de maisons individuelles intègrent des installations PV. 80 à 90% d'entre elles sont du BIPV, de type IAB principalement. Depuis 2012, les installations de 10 kW se multiplient via des toits « 100% PV ». Le BIPV bénéficie de prescripteurs importants. Dans le secteur résidentiel, les constructeurs de maison collaborent avec des producteurs de modules PV afin d'intégrer des installations BIPV à leurs offres. Les nouveaux concepts de maison intègrent très souvent du PV dans le toit et du BIPV en particulier pour des raisons esthétiques. Dans le

secteur commercial et tertiaire, ce sont les entreprises de construction qui suggèrent l'installation de systèmes PV.

Le PV n'est qu'une des technologies de la maison neuve au Japon. Stockage, pompe à chaleur et procédés de récupération de la chaleur sont aussi mis en place, dans le contexte post-Fukushima des économies d'énergies.

**L'industrie japonaise est une des leaders mondiaux dans le secteur du PV standard et du BIPV grâce à un rapport qualité-prix élevé des produits proposés. Cette compétitivité est le résultat de l'expérience de l'industrie japonaise du secteur PV (leader historique) et des économies d'échelle qu'elle est capable de réaliser grâce à une production annuelle importante.** Le tissu industriel japonais rencontre cependant quelques difficultés face à la concurrence chinoise qui propose des produits PV à des prix très bas. D'après Mr Tsuchiya (du Research Organization for Information Science and Technology) la moitié des systèmes PV vendus aujourd'hui au Japon comportent des cellules provenant de Chine.

#### • **Technologies**

Les principaux producteurs de modules BIPV (IAB ou ISB) au Japon à partir de cellules classiques en silicium sont :

- Fujipream : production de modules PV à partir de cellules en silicium mono- et multicristallin. Sa capacité de production BIPV en 2013 est de 12MW.
- Suntech Power Japan : production de modules PV à partir de cellules en silicium monocristallin. Sa capacité de production BIPV en 2013 est de 1MW.
- Kyocera : production de cellules et modules PV en silicium multicristallin.
- Sharp : production de cellules et modules PV en silicium cristallin
- Panasonic : production de modules PV en silicium amorphe et en silicium cristallin.

La technologie de cellules PV en couches minces est la technologie dominante des autres principaux producteurs de modules BIPV :

- Mitsubishi Chemical : production de cellules et modules PV en silicium amorphe et en couches minces organiques
- Sharp : production de cellules et modules PV en silicium amorphe et en silicium microcristallin
- Kaneka : production de cellules à base de couches minces et de modules PV en silicium amorphe. Capacité de production de modules BIPV en 2013 : 45MW
- Solar Frontier : production de cellules et de modules PV à base de couches minces de CIS (Cuivre, Indium, Selenium)

Parmi ces acteurs, plusieurs ont été interrogés dans le cadre de l'étude : Suntech Power Japan, Kyocera et Kaneka Solar Energy mais aussi la start-up Sphelar Power, spécialisée dans les micro-cellules PV.

**Le BIPV, en tant que système PV, est soumis aux certifications gouvernementales délivrées par des organismes comme le JIS (Japanese Industrial Standard) ou le JET (Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories).** Il n'y a pas de certification gouvernementale pour l'installation des systèmes PV/BIPV, par contre le processus d'installation est contrôlé car les producteurs ne garantissent que des systèmes PV/BIPV installés par des installateurs certifiés qui ont été formés selon des programmes mis en place par les producteurs.

**Pour le BIPV, la technologie de cellule utilisée dépend du constructeur de maison : CIS, silicium mono ou multicristallin.**

#### • **R&D**

**L'Etat japonais soutient fortement la R&D** dans le domaine photovoltaïque à travers des programmes de recherche coordonnés avec les industries et les universités. Cette R&D, même si elle ne concerne **quasiment jamais le BIPV** spécifiquement, bénéficie à celui-ci. Le budget public de R&D alloué au PV de manière générale au Japon en 2012 s'élève à 130 millions de dollars. Les principaux organismes publics de recherches travaillant sur le PV sont : NEDO, JST, TIT et AIST.

Parmi les programmes conduits par la NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*), le programme FIRST (*Funding Program for World leading Innovation R&D on Science and*

*Technology*), lancé en 2013 et qui s'est achevé en mars 2015, s'intéresse notamment aux modules PV intégrés aux murs extérieurs, aux cellules en couches minces (silicium et organique), à l'amélioration des performances des cellules et des modules en général et de leur durée de vie en particulier. Un second programme, également lancé en 2013, « *Demonstration project for diversifying PV application* » s'intéresse aux technologies BIPV de manière générale.

L'agence de recherche JST (*Japan Science and Technology Agency*) conduit actuellement 18 projets sur les cellules et les systèmes PV dont certains projets ayant comme objectif de développer des cellules PV dont le coût serait de 7JPY/kWh soit de 5ctEUR/kWh. Enfin, l'institut AIST (*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*) a créé en octobre 2013 un nouveau centre de recherche, le *Fukushima Renewable Energy Institute* dont les sujets de recherche sont par exemple les cellules à base de couches minces et les cellules de Graetzel *Dye-Sensitized Solar Cells*<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> cellules solaires sensibilisées par un colorant

## 1.2. Etat des lieux du secteur photovoltaïque en France

Cette section a pour objectif de réaliser un état des lieux du secteur photovoltaïque en France en 2014. Un bilan de la politique publique de soutien à l'électricité d'origine photovoltaïque est effectué, l'évolution des coûts de cette énergie est présentée et une analyse de l'état de la filière photovoltaïque française est menée.

### 1.2.1. Politique publique générale et soutien à l'intégration au bâti

La politique publique et le marché français sont analysés en plusieurs temps : après avoir décrit le dispositif général de soutien à la demande, une analyse plus approfondie d'une spécificité française de ce dispositif qu'est la politique de soutien à l'intégration au bâti (IAB) est réalisée, avant de conclure par une analyse du dispositif de soutien à l'innovation.

#### 1.2.1.1. Dispositif général de soutien à la demande

##### Objectifs et bilan des installations

Fin 2014, en France, 346 000 installations photovoltaïques représentent une puissance installée de **5,6 GW<sup>22</sup>**, dont 5,3GW en France métropolitaine. **L'objectif initialement fixé par le législateur de 5,4GW installés à horizon 2020 a donc été atteint 6 ans plus tôt que prévu.** Le photovoltaïque fait dorénavant partie intégrante du mix énergétique, et a permis de produire **1,3% de la consommation électrique française en 2014**. Par comparaison, la filière éolienne a produit 3,7% de la consommation électrique et les bioénergies 1,1%.

Le parc photovoltaïque comprend **79% d'installations de moins de 3 kW**, celles-ci ne représentant que **13 % de la puissance installée**. Les grandes centrales au sol, peu nombreuses (1 058 centrales de plus de 250 MW raccordées fin décembre 2014) représentent **47 % de la puissance installée**.

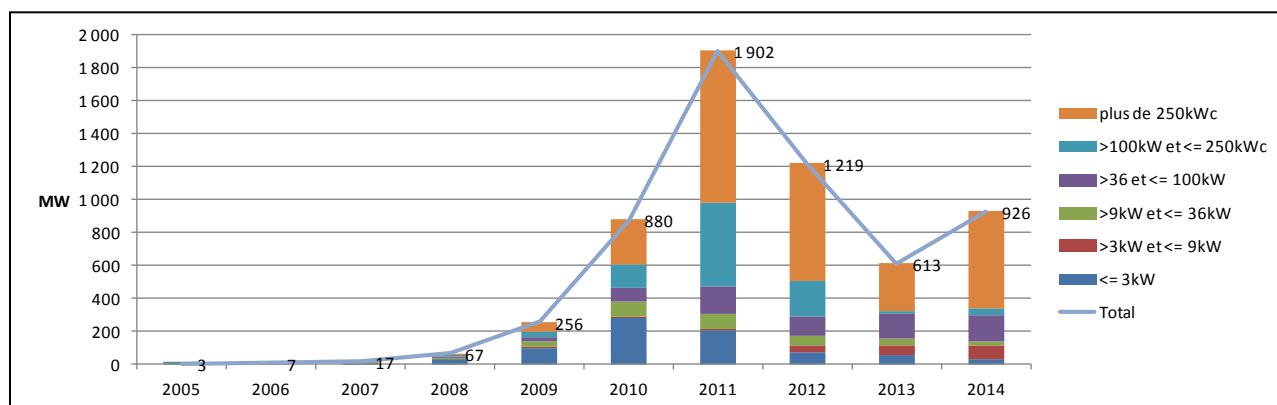


Figure 30 : Evolution des nouvelles puissances raccordées chaque année en France, par type d'application

Source: In Numeri, d'après données CRE (2005 à 2012) et SOeS<sup>23</sup> (2013 et 2014), 2014 : provisoire.

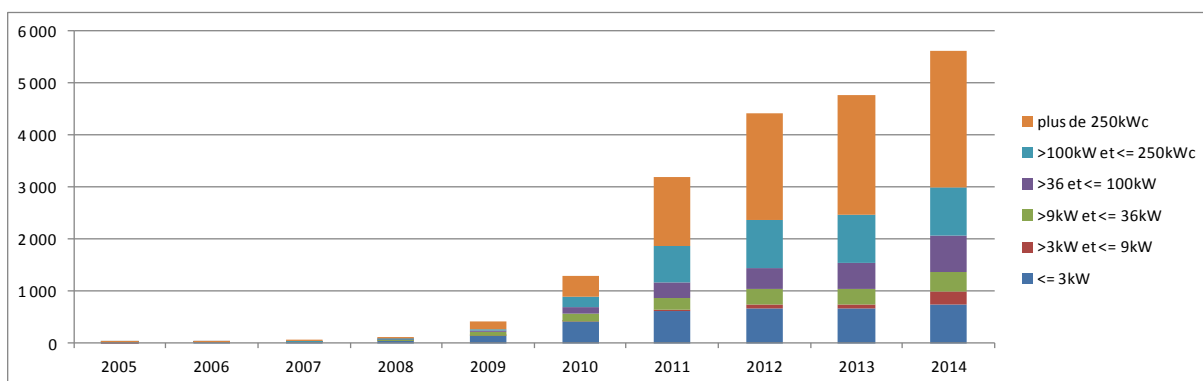
Comme le montre le graphique ci-dessus, la capacité annuelle installée entre 2010 et 2011 a explosé, presque **2GW ayant été raccordés en 2011**, soit le double de ce qui avait été observé en 2010. Cet emballement fait suite à **une baisse très rapide des coûts des modules qui rendaient les tarifs d'achat particulièrement attractifs**.

<sup>22</sup> Tableau de bord Eolien photovoltaïque – 4<sup>ème</sup> trimestre 2014 – SOeS.

<sup>23</sup> Données CRE : installations en service en 2013, par année d'entrée en vigueur des contrats.

Le 9 décembre 2010 est instauré un **moratoire de 3 mois** suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil. A la suite de ce moratoire, les tarifs d'achat sont revus à la baisse et favorisent les installations intégrées au bâti. Les centrales au sol font l'objet d'appels d'offres. Enfin, les tarifs baissent en fonction du nombre de demandes de raccordement enregistrées sur le trimestre civil précédent.

Malgré le moratoire, les raccordements ont continué en 2013, essentiellement sur le segment des centrales au sol sur appel d'offres et les grandes toitures. En 2014, selon le SOeS, le parc additionnel installé devrait encore représenter **près d'1 GW, avec un apport significatif d'installations en IAB entre 3kW et 9kW**, comparé à 2013. Les très petites installations, de moins de 3kW, sont plus rares. Toutefois, elles concernent encore 10 000 maisons individuelles.



**Figure 31 : Puissance photovoltaïque totale installée en France**

Sources : In Numeri, CRE, SOeS

Depuis la mise en place du moratoire et la baisse de tarif d'achat de **5 % en moyenne par trimestre**, le marché s'est **restructuré**. On constate en effet un ralentissement significatif du déploiement d'installations résidentielles au profit des grandes toitures en 2011 et des centrales au sol. De l'avis des installateurs, la baisse des tarifs d'achat résidentiels et leur révision trimestrielle, perçue comme une incertitude par les particuliers, ont contribué à **ce que les ménages se désintéressent d'un éventuel investissement** dans une installation photovoltaïque, malgré un niveau de tarif qui reste **l'un des plus favorables en Europe**. Toujours **selon les installateurs, une perte de confiance des particuliers envers les dispositifs de soutien pourrait être à l'origine du déclin observé**.

Malgré les incertitudes induites par la modification du mécanisme de soutien et la révision régulière des tarifs d'achat, **les objectifs de la politique énergétique ont été globalement tenus**.

Le Grenelle de l'environnement tablait sur une cible annuelle de 500 MW pour les installations souhaitant bénéficier des mécanismes de soutien : 100 MW pour les installations résidentielles jusqu'à 36 kW intégrées au bâti, 100 MW pour les installations de 36 à 100 kW, 120 MW pour les installations entre 100 et 250 kW et 180 MW pour les installations de plus de 250kW.

En 2013, dans le cadre d'un plan de soutien au photovoltaïque, cette cible a été doublée et portée à 1 GW, dont 200 MW pour les résidences individuelles et petites toitures de moins de 9kW, 200 MW pour grandes toitures de moins de 100 kW et 400 kW pour les centrales au sol et grandes toitures de puissance supérieure à 250 kW.






		PUISSANCE	SOUTIEN	CIBLE ANNUELLE	OBJECTIFS DU DISPOSITIF
	Résidentiels et petites toitures	0 à 9 kWc	Tarif révisé chaque trimestre	200 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doublement des objectifs du Grenelle</li> <li>Développement maîtrisé des volumes</li> <li>Favoriser la R&amp;D et l'innovation industrielle</li> <li>Respect de l'environnement, de la biodiversité et des usages agricoles</li> <li>Protection des intérêts du consommateur d'électricité</li> <li>Protection du climat</li> <li>Promouvoir la qualité des installations</li> </ul>
	- 1000 m <sup>2</sup> de toiture	0 à 100 kW	Tarif révisé chaque trimestre	200 MW	
	1000 m <sup>2</sup> à 2500 m <sup>2</sup> de toiture	100 à 250 kW	Appel d'offres simplifié	120 MW	
	+ 2500 m <sup>2</sup> de toiture	+ 250 kW	Appel d'offres	400 MW	
	Installation au sol	+ 25 kW	Appel d'offres		

Figure 32 : Le dispositif de soutien au photovoltaïque en 2013

Source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quel-est-le-dispositif-de-soutien.html#prettyPhoto>

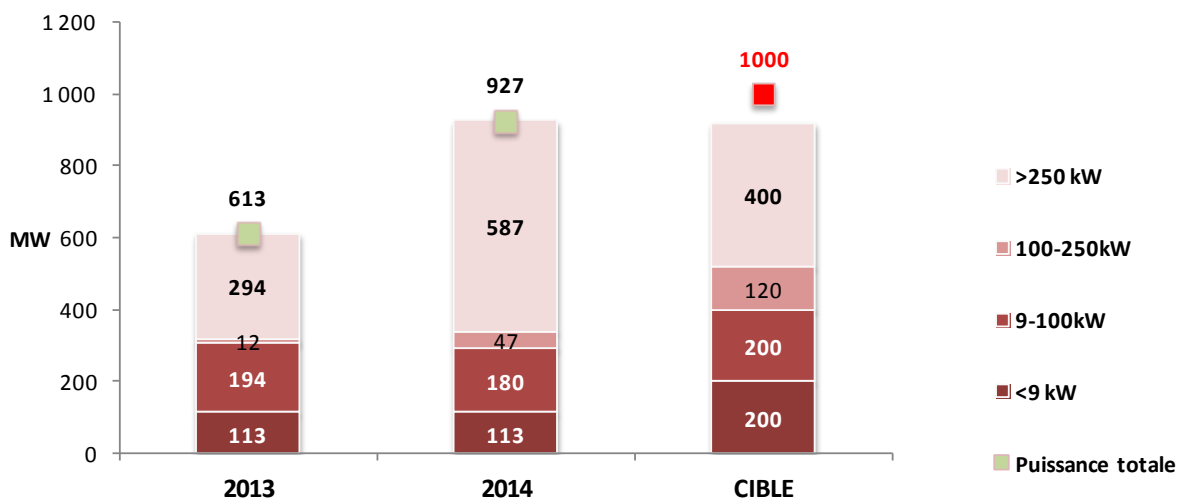


Figure 33 : Comparaison entre les nouvelles installations et les objectifs de la politique énergétique

Source : SOeS – Tableau de bord photovoltaïque 4<sup>ème</sup> trimestre 2013 et 4<sup>ème</sup> trimestre 2014

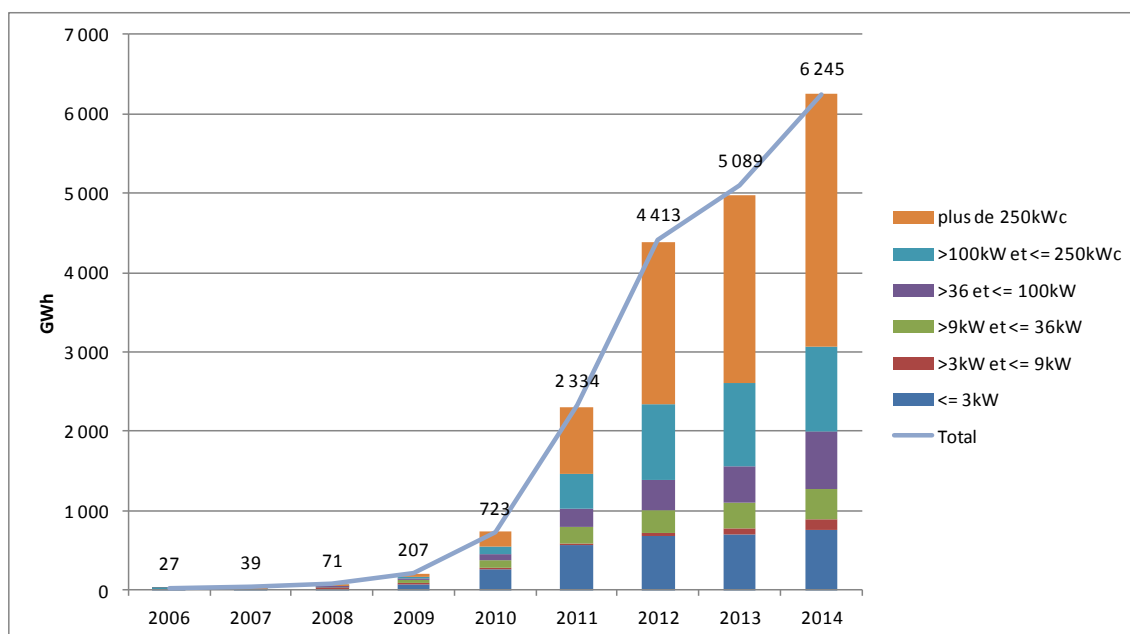
Comme on le voit dans le graphique ci-dessus, les objectifs ont été globalement tenus, **mais la répartition proposée initialement n'a pas été totalement respectée**, avec moins de puissance pour les maisons individuelles et les installations de 100kW à 250kW et davantage de puissance allouée aux centrales au sol.

En particulier, l'une des conséquences de la politique tarifaire est la **disparition des installations moyennes à grandes, de 100kW à 250 kW**. Celles-ci ne bénéficient pas de tarif d'achat spécifique<sup>24</sup>, mais

<sup>24</sup> Bien que n'ayant pas de tarif dédié, ces installations peuvent prétendre au tarif le plus bas (tarif T5) auquel tout type d'installation est éligible.



font l'objet d'appels d'offres organisés par la CRE, le dernier en date ayant eu lieu en mars 2013, les réponses étant demandées sur 3 périodes, allant d'octobre 2013 au 30 juin 2014.



**Figure 34 : Evolution de la production d'électricité photovoltaïque par tranche de puissance d'installation**

Source : SOeS - Bilan des énergies renouvelables (Production totale de 2006 à 2013) et calculs IN NUMERI d'après données CRE (répartition par puissance et production totale 2014).

En 2014, les installations photovoltaïques ont produit **6,2TWh d'électricité**<sup>25</sup>, en forte progression par rapport à 2013. **La production d'électricité photovoltaïque a été fortement centralisée** : la moitié de l'électricité photovoltaïque (51%) est actuellement produite par des installations de plus de 250 kW, tandis que la part des petites installations est passée de 51% en 2010 à 21% en 2013.

#### Estimation du coût de la politique de soutien

Cette politique de soutien doit être financée. Du point de vue de la production d'électricité issue d'énergie renouvelable, la filière photovoltaïque bénéficie de dispositifs de soutien. Ceux-ci incluent :

- des soutiens à la recherche,
- un soutien par le biais des tarifs d'achat.
- des soutiens aux investissements pour les installations résidentielles

#### Analyse du coût lié aux tarifs d'achat

L'acheteur obligé (EDF sur la grande majorité du territoire métropolitain) est obligé d'acheter l'électricité produite par les producteurs d'électricité d'origine photovoltaïque selon des tarifs applicables au moment de la demande de raccordement, et ce, sur une période de 20 ans à compter de la date de mise en service de l'installation. Le surcoût généré pour l'acheteur obligé par **l'écart entre le tarif de gros de l'électricité et le tarif d'achat fixé** est évalué chaque année par la CRE et fait l'objet d'une refacturation aux consommateurs, dans le cadre plus général de la CSPE. Le taux facturé à chaque consommateur d'électricité au titre de la CSPE est fixé chaque année par le ministre de l'énergie sur proposition de la CRE. Compte tenu de son impact direct sur le prix de l'électricité, ce taux fait l'objet d'arbitrages politiques.

En théorie, le soutien par le biais des tarifs d'achat n'affecte pas le budget de l'Etat, il est imputé directement aux consommateurs d'électricité. Toutefois, l'impact sur le revenu disponible des ménages de

<sup>25</sup> Somme des productions d'électricité correspondant aux factures émises en 2014, y compris ZNI et ELD. Source : données CRE.

cette forme de soutien conduit à tenter de limiter son montant, tout particulièrement en période de faible croissance.

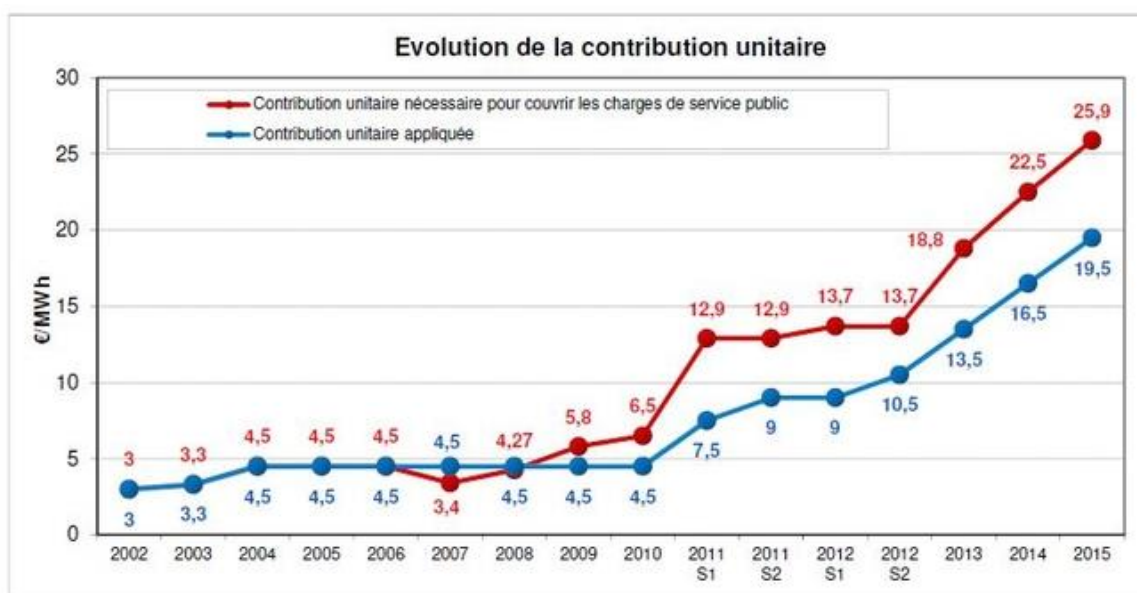
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Coût annuel d'achat hors ZNI (M€)	8,6	51,9	213,5	849	1 763	2 003	2 277	2 394
Coût annuel d'achat ZNI (M€)	7,5	13,6	49,7	113	214	244	272	300
Total	16.1	65.5	263.2	962	1977	2247	2549	2694
Charges photovoltaïque			250	901	1880	2144		

**Figure 35 : Coût d'achat de l'électricité photovoltaïque de 2008 à 2015**

Source : CRE – délibérations – Annexes 2 2011 pour 2008 et 2009

Les engagements déjà pris pour les vingt prochaines années sont importants : la CRE estime le montant de la CSPE lié au soutien de la filière photovoltaïque à près de 1 Md EUR en 2011, près de 2 milliards d'euros en 2012 et à **plus de 2 milliards d'euros jusqu'en 2015** (cf. Figure 35). En 2015, le soutien du photovoltaïque est 2,5 fois plus coûteux que celui de l'éolien (1 Md EUR de CSPE en 2015). Il représente **35% du total de la CSPE**.

De 2008 à 2015, le montant de la CSPE correspondant au photovoltaïque dépasse 10 milliards d'euros.



**Figure 36 : Evolution de la contribution unitaire**

Source : <http://www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/montant#section2>

Compte tenu des règles actuelles de calcul de la contribution unitaire, le surcoût payé en 2015 par les consommateurs d'électricité est de 19,5 €/MWh, dont 6,8€/MWh sont dus au soutien à la filière photovoltaïque. Pour compenser entièrement le surcoût lié au tarif d'achat, ce montant devrait être de 25,9 €/MWh, dont 9 €/MWh serait imputable à la filière photovoltaïque. L'écart est compensé par l'Etat.

En 2015, si l'on suppose que le montant de CSPE imputable au photovoltaïque est de 2,5 milliards d'euros, et que son montant est réparti sur les consommateurs d'électricité au prorata de la répartition globale de la CSPE, cela signifie :

- une ponction de 1 milliards d'euros sur les revenus disponibles des ménages,
- un coût d'électricité supplémentaire de 300 millions d'euros pour les petits professionnels et de 1,2 milliards d'euros pour les entreprises.

## Analyse du coût lié au soutien aux investissements pour les installations résidentielles

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Taux applicable (%)</b>	50	50	50 – 25(*)	22	22	11	0
<b>Coût PV (millions d'euros)</b>	182	325	502	202	66	24	0

**Figure 37 : Taux de CIDD applicable au photovoltaïque et montant de CIDD constaté**

(\*) 50% jusqu'au 1er Septembre 2010, 25% ensuite

Source : INSEE - Le crédit d'impôt dédié au développement durable : une évaluation économétrique. Amélie MOUROUX. Septembre 2012. Evaluation IN NUMERI pour 2012 et 2013<sup>26</sup>

Entre 2008 et 2013, le soutien aux investissements des installations résidentielles se faisait par l'intermédiaire d'un crédit d'impôt, une partie de l'équipement permettant d'obtenir un montant équivalent de crédit d'impôt. Le taux applicable était de 50% de l'installation jusqu'en septembre 2010, il est abaissé à 11% en 2013.

**De 2008 à 2013, le coût du CIDD en lien avec le photovoltaïque est estimé à environ 1,3 milliards d'euros, une grande part du coût portant sur l'année 2010.**

### 1.2.1.2. Politique de soutien à l'Intégré au Bâti

Dès 2006, le législateur a fait le choix de soutenir une politique d'intégration des technologies photovoltaïques au bâti, avec comme objectif principal de **bâtir sur l'excellence française dans les techniques du bâtiment et de construire ainsi une filière innovante « bâtiment + photovoltaïque » à forte technicité, forte valeur ajoutée et à fort contenu en emploi**. Sur ce marché de « l'intégré au bâti », les entreprises françaises devaient ainsi pouvoir bâtir un avantage compétitif et exporter ce savoir-faire à l'international.

Après une analyse historique des quatre périodes du dispositif, une synthèse de l'avis des installateurs sur le dispositif est présentée et le coût du dispositif est évalué, permettant ainsi de tirer des enseignements de douze années de politique de soutien à l'intégration au bâti.

#### 1.2.1.2.1. Analyse historique du dispositif

Si la politique tarifaire en faveur de l'intégré au bâti a commencé en 2006, **le concept d'intégré au bâti a émergé dès 2002**. On peut ainsi découper les douze années de soutien en **quatre grandes périodes**, décrites comme suit: une période de « **maturation** » de 2002 à 2006, suivi d'une période de « **croissance et d'emballement** » entre 2006 et 2009, conduisant à une année de « **segmentation et contrôle** » en 2010, puis à une période marquée par un « **risque de réputation et un rétrécissement de la filière** » entre 2011 et 2014.

Dans cette partie il sera fait référence à « prime IAB » ou « prime ISB » pour exprimer la différence entre les tarifs dédiés à l'intégré au bâti (IAB) ou à l'intégré simplifié au bâti (ISB), et le tarif d'achat de base (correspondant aujourd'hui au tarif appelé T5). Cela permettra notamment de calculer le coût de la politique de l'intégré au bâti.

<sup>26</sup> Evaluation réalisée en faisant évoluer le coût du CIDD comme le CA des installations de moins de 3 kW, pondéré par le taux applicable.

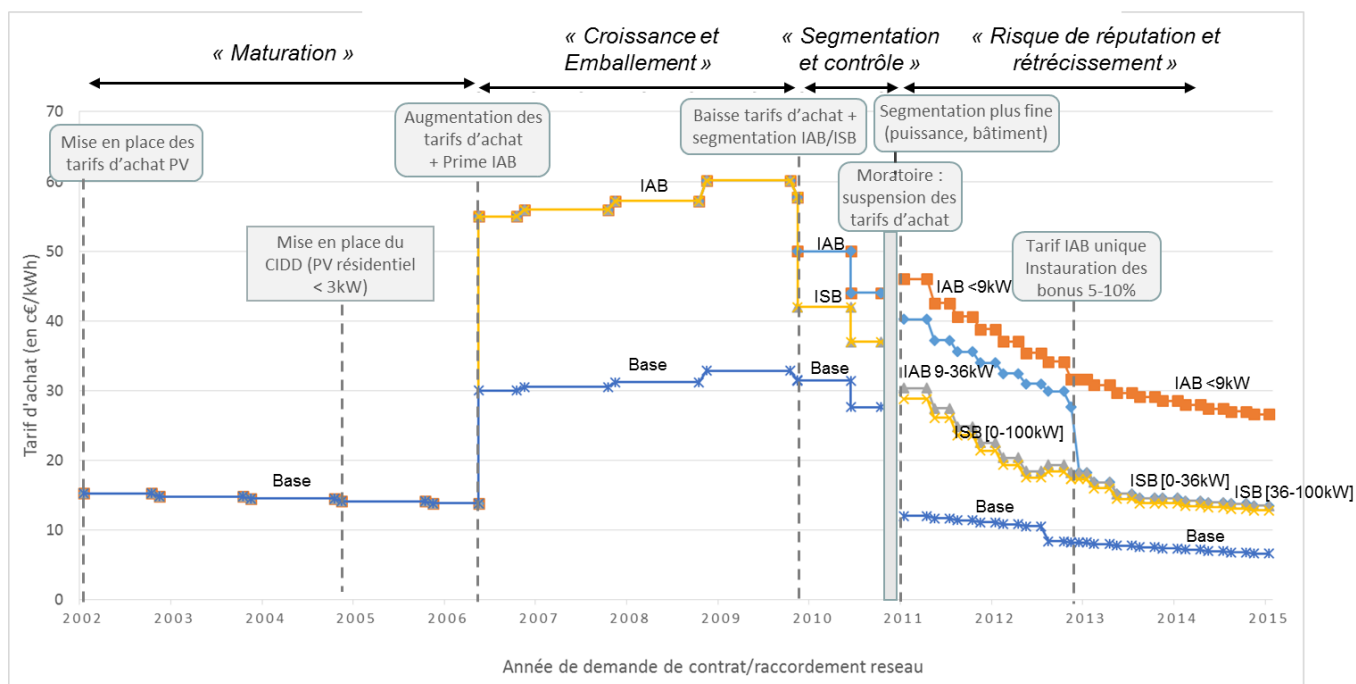


Figure 38 : Evolution des tarifs d'achat entre 2002 et 2014, et segmentation par période

La définition du concept « d'intégré au bâti » selon la loi **en vigueur actuellement** est rappelée ici. L'annexe 2 de l'arrêté du 4 mars 2011<sup>27</sup> a défini les critères techniques et non techniques d'intégration au bâti. L'arrêté distingue deux types de systèmes, un dit à intégration au bâti (**IAB**) et l'autre à intégration simplifiée au bâti (**ISB**). En règle générale, les systèmes photovoltaïques intégrés (**IAB** et **ISB**) doivent **remplacer des éléments assurant le clos et le couvert**. Si ce n'est pas le cas, le système est considéré en surimposition et ne peut bénéficier des tarifs d'intégration.

Les différences principales entre les systèmes **IAB** et **ISB** sont les suivantes :

- **IAB** : les **modules, constitutifs du système photovoltaïque**<sup>28</sup>, ont une **fonction d'étanchéité**. Lorsque les modules sont retirés, l'eau de pluie entre dans le bâtiment. Par ailleurs, le système photovoltaïque doit **être dans le plan de la toiture** et ne doit pas excéder des **hauteurs de dépassement** fixées à 60 mm pour 2011 puis 20 mm à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Enfin, le bâtiment sur lequel est installé le système photovoltaïque doit assurer la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités **et être clos et couvert**.
- **ISB** : le **système photovoltaïque** dans son ensemble **assure la fonction d'étanchéité**. Il n'est pas obligatoire que les modules aient une fonction d'étanchéité. Lorsque les modules sont retirés, l'eau de pluie continue à être ramenée à la gouttière et le bâtiment peut continuer à être utilisé. Le système photovoltaïque doit être **parallèle au plan de la toiture**. Enfin, le bâtiment sur lequel est installé le système photovoltaïque doit assurer la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.

Les critères techniques et non techniques de l'intégration au bâti ont été introduits en 2006 puis modifiés en 2011 suite au moratoire de 2010. L'évolution de ces critères sera explicitée dans les parties suivantes.

<sup>27</sup> L'arrêté figure en annexe 0 du présent document

<sup>28</sup> Annexe 3 de l'arrêté du 4 mars 2011 : un système photovoltaïque est un procédé ou une solution technique de construction, rigide ou souple, composé d'un module ou d'un film photovoltaïque 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.

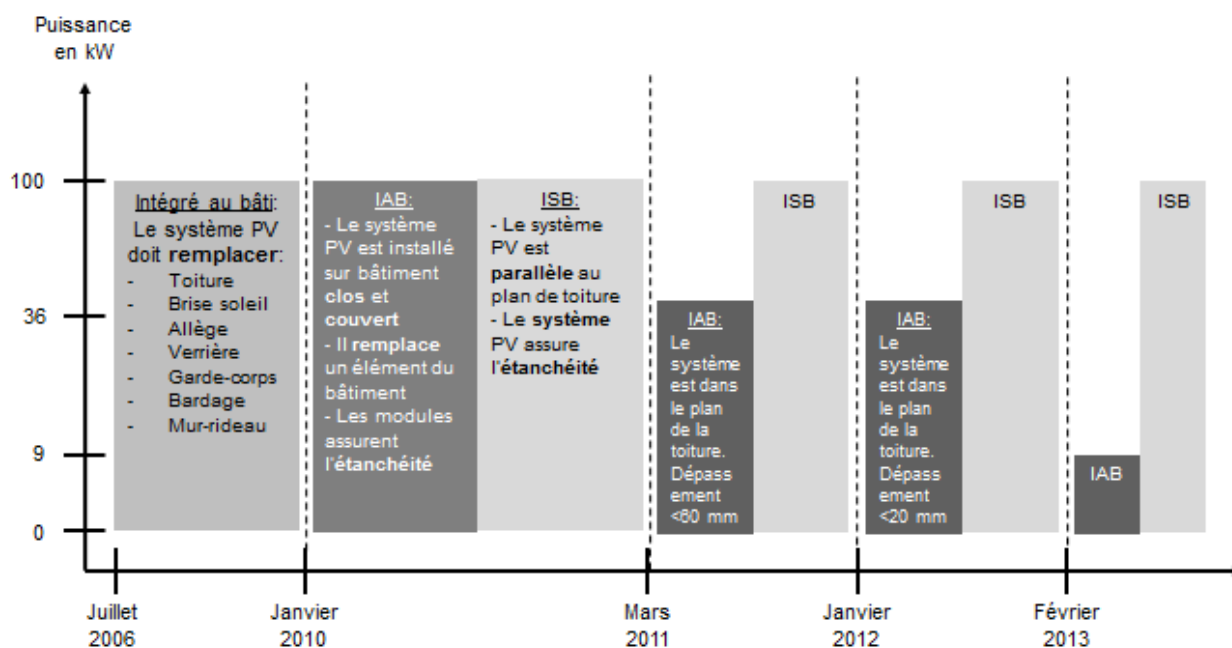


Figure 39 : Résumé de l'évolution des règles de l'intégration au bâti entre 2006 et 2014

▪ 1<sup>ère</sup> période : « maturation » (2002-2006)

○ Objectif

Cette phase a pour but de **poser les premières bases techniques et économiques** pour le développement de la filière photovoltaïque française. Elle vise également à faire **émerger les concepts stratégiques, techniques et réglementaires de l'intégré au bâti**.

○ Définition de l'intégré au bâti

Pendant cette période la notion d'intégration au bâti **n'existe pas encore**. Le tarif d'achat est unique, et la puissance éligible à ce tarif est plafonnée à 5kWc pour les logements individuels et à 1000kWc pour le tertiaire et les logements collectifs.

○ Financement de la demande

Le tarif d'achat, unique, est fixé à seulement **15c€/kWh début 2002**. Il n'introduit **pas de différence entre les systèmes au sol et ceux en toiture**. Seule une limitation de la puissance éligible par secteur est introduite : un logement individuel ne pourra par exemple bénéficier d'un tarif d'achat que pour une installation inférieure à 5kWc. A partir du 1<sup>er</sup> janvier **2005**, un **crédit d'impôt développement durable (CIDD)** a été mis en place avec un taux avantageux de 40% mais cela ne permet pas encore de financer la demande.

○ Soutien à l'innovation

Côté offre, différents programmes de soutien à la R&D ont pu être lancés et ont permis de tester techniquement le concept d'intégré au bâti. Parmi eux, on retrouve les programmes européens HIP-HIP, PV Starlet (avec le lancement de la tuile Imerys) ou encore PV Salsa.

○ Volume et marché créés

Les premiers volumes de PV intégré au bâti ont pu être installés dans le cadre de programmes de recherche. A cause de tarifs d'achat encore trop bas, les volumes peinent à dépasser les 300kW par an en moyenne.

○ Bilan de la période

La mise en place d'un dispositif de soutien à l'offre via des programmes de R&D français et européens a permis de faire émerger le concept d'intégré au bâti et de préparer l'offre de produits avant de stimuler la demande.

- 2<sup>ème</sup> période : « croissance et emballement » (2006- fin 2009)

- Objectif

Le 26 juillet 2006, un nouvel arrêté tarifaire entraîne une forte augmentation du niveau des tarifs d'achat et instaure une prime supplémentaire dédiée à l'intégration au bâti (IAB). Les objectifs pour la filière évoluent : d'un dispositif de soutien à l'offre, on passe à un dispositif de soutien à la demande visant à créer une filière industrielle française forte mariant l'excellence du savoir-faire français dans le domaine du bâtiment et l'expertise nationale en photovoltaïque (avec des acteurs comme Photowatt).

- Définition de l'intégré au bâti

Pendant cette période, est considéré comme IAB tout système PV qui remplace un élément de bâti tel qu'une toiture, un brise soleil, une verrière, ou encore un garde-corps. La définition est encore peu précise et la notion d'intégration simplifiée (ISB) n'existe pas encore.

- Financement de la demande

Les installations dont la puissance est inférieure à 100kW sont désormais segmentées en deux : celles qui sont dites « intégrées au bâti » et qui bénéficient, en plus du tarif d'achat de base fixé à 30c€/kWh en 2006, d'une prime IAB supplémentaire de 25c€/kWh. Et celles qui ne sont pas intégrées au bâti et qui ne bénéficient que du tarif de base. En plus de ces tarifs d'achat très avantageux, les petites installations de moins de 3kWc peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt développement durable (CIDD) à hauteur de 50% de l'investissement. Enfin, des aides régionales peuvent également venir s'ajouter aux aides existantes (en PACA ou en Rhône-Alpes par exemple) rendant parfois l'IAB très rentable pour un particulier (la rentabilité pouvant être atteinte en moins de 3 ans en PACA, avec des aides pouvant monter jusqu'à 8000€).

En cumulé, et sans les aides régionales, les installations IAB de petite puissance peuvent bénéficier d'une aide allant jusqu'à 70c€/kWh en 2006 (en approximation) et proche de 80c€/kWh fin 2009 (Figure 40).

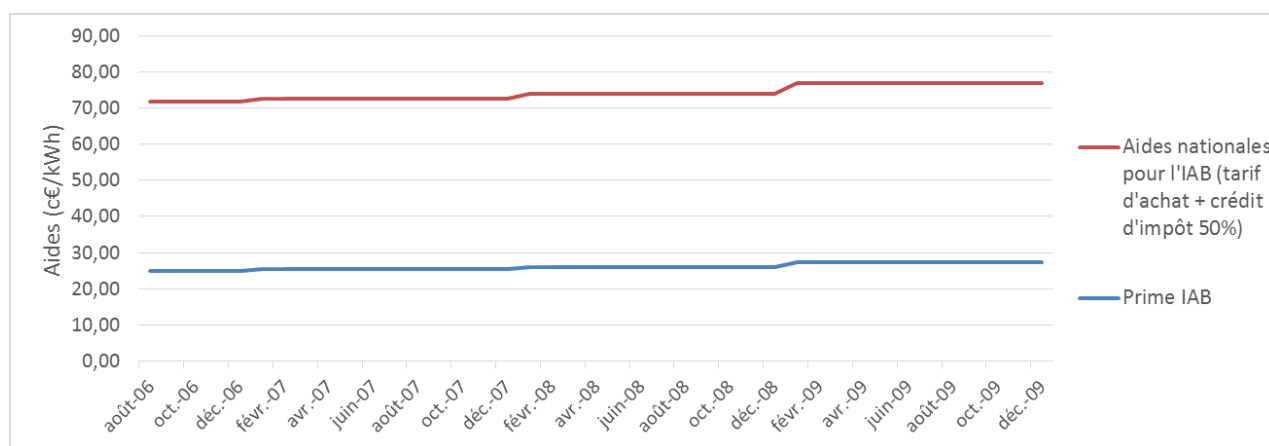


Figure 40 : Niveau de financement de la demande pour le PV Intégré au bâti (IAB)

Source : Arrêtés tarifaires fixant les tarifs d'achat entre 2006 et 2009

- Soutien à l'innovation

A l'image du programme Innov'R lancé par la région Rhône Alpes en 2009, les soutiens à la R&D continuent sur cette période via notamment des projets-concours financés par l'ADEME, OSEO ou encore le Ministère de la Recherche.

- Volume et marché créés



Le signal de prix très fort émis en 2006 a permis le **décollage des projets en toiture** pour le segment <100 kW (+280% entre 2008 et 2009) avec un choix presque unanimement **tourné vers l'intégration au bâti afin de bénéficier de la prime**. Sur les 145MW installés en 2009, la majorité (95MW soit 65%) a été réalisée sur le segment petite puissance <9kW. De nombreux fabricants de systèmes PV adaptés à l'IAB (kits d'intégration ou modules dédiés) ainsi que de nombreux installateurs sont apparus suite à cette envolée des aides.

- *Dispositif de contrôle*

Les dispositifs de contrôle, inexistant en 2006, ne se mettent en place que progressivement. Parmi eux, on retrouve notamment l'Avis Technique du Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB), la certification Certisolis et le label QualiPV.

En 2007, le CSTB instaure une procédure d'**Avis Technique** pour évaluer la qualité de l'intégration des systèmes PV. La première demande d'Avis Technique a été faite en 2007 pour une publication en 2008. L'explosion des volumes PV en 2008 a multiplié les demandes d'Avis Techniques, entraînant des délais d'obtention de plus en plus longs ; d'où la création, en 2009, du **Pass'Innovation** qui devait constituer une étape préalable à l'obtention d'un Avis Technique, avec des délais beaucoup plus courts (de 3 mois seulement). La certification **Certisolis**, mise en place en 2009 par l'organisme du même nom, permet de tester la conformité des produits PV et non plus leur mode d'intégration (même si les tests sont tout de même réalisés « en condition », c'est-à-dire avec des contraintes techniques et climatiques de type « toiture » si les panneaux PV ont vocation à être installés en toiture). Cette nouvelle certification vient donc en amont d'une procédure d'Avis Technique. Enfin, le **label QualiPV**, destiné aux installateurs de systèmes PV, a été créé afin d'assurer des installations en petite toiture (<9kW) de qualité.

**Ces démarches restent volontaires** mais dans les faits, à la fin de la période (2009), ces procédures d'évaluation et de certification sont devenues la norme et les fabricants ainsi que les installateurs doivent s'y plier s'ils veulent vendre leurs produits au public le plus large possible.

- *Bilan de la période*

Les niveaux d'aides très élevés, alliés à des dispositifs de contrôle peu connus voire inexistant au début de la période, ont laissé la place à d'importants volumes de produits IAB de faible qualité avec dans certains cas des problèmes d'étanchéité<sup>29</sup>. On constate, par ailleurs, que **le dispositif de soutien n'a pas évolué alors que les volumes d'installation croissaient fortement**.

- **3<sup>ème</sup> période : « Segmentation et contrôle » (2010)**

- *Objectif*

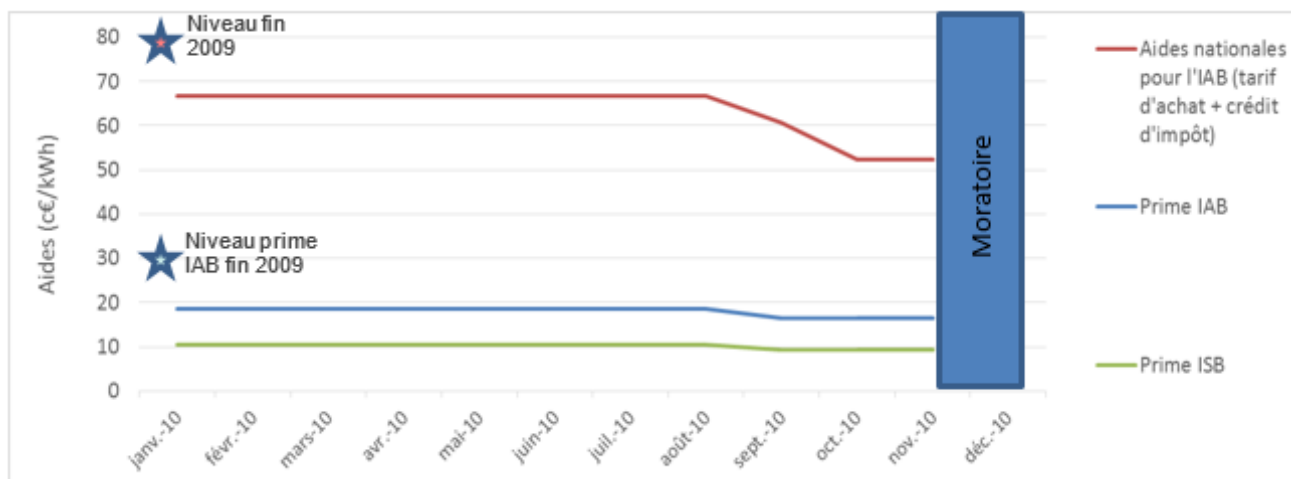
Face, d'une part, à l'augmentation très rapide du nombre d'installations déployées et de contre références et, d'autre part, face au constat de la chute du prix des modules, de nouveaux objectifs sont formulés à partir de 2010. Ils visent à répondre aux **préoccupations de qualité tout en conservant la spécificité de l'intégré au bâti** : il s'agit de créer **deux marchés distincts** avec d'une part un marché **IAB** composé de produits manufacturés à forte valeur ajoutée, et d'autre part un marché **ISB** permettant d'intégrer des produits plus standards tout en répondant aux exigences de qualité du bâtiment.

- *Financement de la demande*

Cette période a tout d'abord été marquée par l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010 qui abaisse le montant de la prime IAB de près de 8c€/kWh afin de prendre en compte la chute importante du prix des équipements PV en 2009 et afin de mieux contrôler les volumes installés (en évitant notamment les effets d'aubaine spéculatifs associés à des tarifs trop élevés). De plus, une nouvelle segmentation des tarifs est introduite avec l'apparition de l'« Intégration Simplifiée au Bâti » (ISB), bénéficiant d'une prime de 10c€/kWh, soit moitié moins que la prime IAB. En parallèle, le crédit d'impôt passe, en septembre 2010, de 50 à 25%.

---

<sup>29</sup>Source : entretien installateurs, FFB et société d'assurance d'installations d'énergies renouvelables



**Figure 41 : Niveau de financement de la demande pour le PV Intégré au bâti (IAB ou ISB)**

Source : Arrêtés tarifaires fixant les tarifs d'achat sur 2010

#### ○ Soutien à l'innovation

Côté offre, l'année 2010 a été marquée par le lancement par l'ADEME du premier Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) consacré au photovoltaïque, avec certains projets dédiés au photovoltaïque dans le bâtiment (ISOCEL). Par ailleurs, le cycle de développement de produits, initié sur la période précédente (2006-2009), arrive au stade commercial (tuiles photovoltaïques par exemple) mais les principaux procédés photovoltaïques, présents sur les listes du CEIAB, sont surtout des grands modules standards ou avec cadre amincis associés à des structures d'intégration. Les entreprises françaises dédiées à l'intégration au bâti (IRFITS, GSE, Systovi...) commencent à prendre une part de marché significative.

#### ○ Volume et marché créés

Le niveau d'aide global a fortement chuté courant 2010 (Figure 41) mais n'a pas suffi à résorber les volumes d'installation PV sur l'année, notamment à cause de l'écart entre la date de demande complète de contrat d'achat et la date de raccordement<sup>30</sup>. Ainsi, fin 2010, 420MW de photovoltaïque ont été installés pour des puissances inférieures à 100kW, ce qui est au-delà des objectifs fixés par le Grenelle de l'Environnement pour cette année. Sur ces 420MW, quasiment toutes les installations sont de type IAB et bénéficient du tarif de 2009 car la demande complète de contrat d'achat avait été validée en 2009.

#### ○ Dispositif de contrôle

Afin d'instaurer un meilleur contrôle des installations, le Comité d'Evaluation de l'Intégré au Bâti, **le CEIAB, est créé en 2010 en complément des autres dispositifs mis en place sur la période 2006-2009**. Son rôle est de statuer sur la compatibilité des procédés PV avec les critères techniques d'intégration définis dans l'arrêté du 12 janvier 2010. Toutefois, la démarche des fabricants auprès du CEIAB reste volontaire et la demande de tarif d'achat se fait toujours sur une base déclarative, via le formulaire de raccordement et sans lien obligatoire avec le CEIAB. Le comité permet notamment de différencier IAB et ISB, sachant que les règles d'intégration se sont précisées au cours du temps. Ainsi, début 2010, pour recevoir une prime d'intégration (IAB ou ISB), le système PV doit assurer le clos et couvert ainsi que l'étanchéité du bâti. Dans le cas de l'IAB, les modules ont une fonction d'étanchéité tandis que dans le cas d'un système ISB les modules ne sont pas contraints d'assurer cette fonction. C'est alors l'ensemble du système PV qui doit assurer l'étanchéité (par le biais, par exemple, d'un bac en acier qui ramène l'eau de pluie à l'égoût). Par ailleurs, dans le cas de l'IAB, le bâtiment accueillant le système PV doit être clos et couvert. Les ombrières photovoltaïques ne peuvent donc plus prétendre au tarif IAB alors qu'elles le pouvaient sur la période 2006-2009.

#### ○ Bilan de la période

Le législateur a modifié la politique de soutien à l'intégré au bâti en 2010 pour mettre fin à la « **bulle spéculative** » apparue sur la **période 2006-2009**, en prenant notamment en compte **la baisse du prix des**

<sup>30</sup> La date de demande complète de contrat d'achat, qui faisait foi avant 2010 pour la définition du niveau du tarif d'achat appliqué, peut être établie plus d'un an avant le raccordement effectif du système PV.

**matériels PV et du module en particulier.** Ces modifications faites, il n'en demeurait pas moins que les objectifs annuels de puissance installée du Grenelle étaient dépassés et que l'impact se faisait de plus en plus pesant sur la CSPE. Le 9 décembre 2010, une suspension provisoire de l'obligation d'achat (sauf pour les systèmes de puissance inférieure à 3kWc) pour une durée de 3 mois (période du moratoire) a été décidée et une concertation entre les acteurs de la filière photovoltaïque est amorcée afin de définir une **nouvelle orientation pour le dispositif de soutien.**

- **4<sup>ème</sup> période : « Risque de réputation et rétrécissement du marché » (2011-2014)**

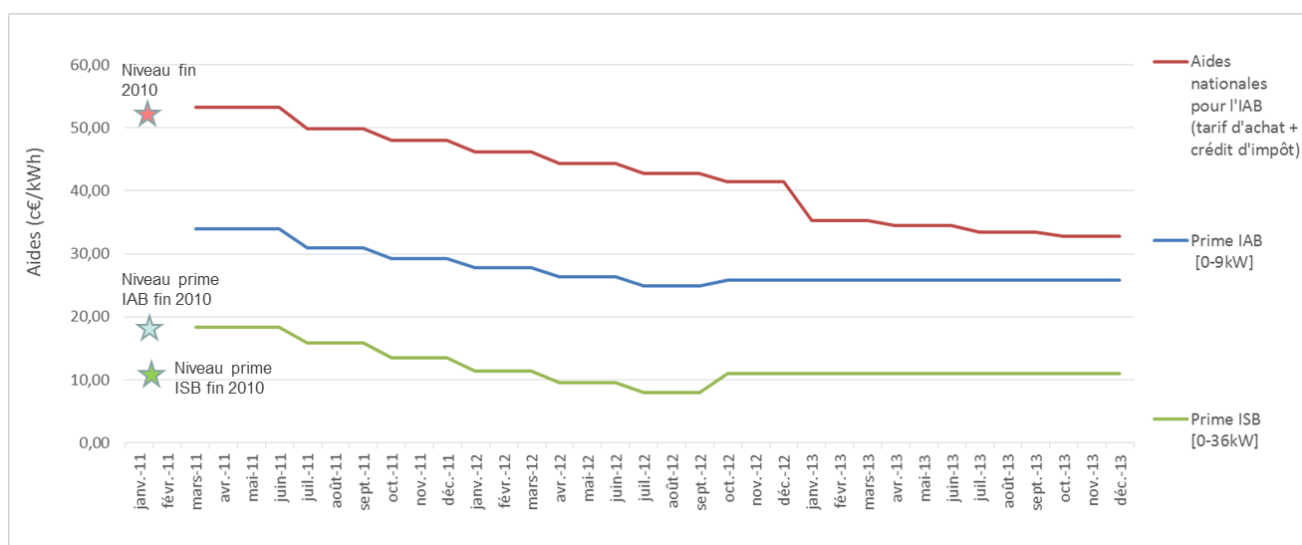
- *Objectif*

Suite au moratoire et dans le cadre de la nouvelle politique générale de contrôle des volumes PV, les objectifs visent une nouvelle fois à **orienter les applications toitures vers des solutions intégrées au bâti et non du surimposé, en limitant et en segmentant le dispositif en fonction de la puissance installée.**

- *Financement de la demande*

L'arrêté tarifaire du 4 mars 2011 introduit une segmentation encore plus fine afin de contrôler davantage les volumes. Celle-ci se base à la fois sur une différenciation en puissance (l'IAB est découpé en segments [0-9kW] et [9-36kW]) et l'ISB en segments [9-36kW] et [36-100kW]) et une différenciation par type de bâtiment (résidentiel, enseignement/santé et autre bâtiment).

Les primes accordées à l'IAB et à l'ISB ont été fortement augmentées (respectivement de 107% et 95%) mais la chute du tarif de base T5 de plus de 56% a eu pour effet de maintenir le niveau global d'aides à son niveau avant le moratoire (à un peu plus de 52c€/kWh pour l'IAB [0-3kW]), comme illustré sur la Figure 42. C'est ainsi la différence entre l'intégré bâti et le reste qui devient très conséquente : la prime IAB représente près de 80% du tarif IAB début 2011 alors qu'elle ne représentait que 60% quelques mois plus tôt (avant le moratoire).



**Figure 42 : Niveau de financement de la demande pour le PV Intégré au bâti (IAB ou ISB)**

- *Volume et marché créés*

Cependant, à partir de 2011, la filière de l'intégré au bâti commence à **ressentir les effets**, d'une part, **de la perte de confiance du secteur des banques et des assurances**, à cause notamment des cas de sinistralités à répétition<sup>31</sup> (problèmes d'étanchéité et dans une moindre mesure d'incendie<sup>32</sup>) et, d'autre part, de la baisse trimestrielle de la prime IAB et ISB (baisse de 10% par an en moyenne). Ces facteurs ont

<sup>31</sup> Source : entretien avec une société d'assurance d'installation d'énergies renouvelables

<sup>32</sup> Incendie causé notamment par les défaillances des panneaux photovoltaïques Scheuten

conduit à une **chute des volumes au cours de l'année 2011** avec une baisse de plus de 60% entre le premier et le quatrième trimestre.

Les installations ISB remplacent les installations IAB sur le segment [9-100kW] suite à la segmentation en puissance introduite dans l'arrêté du 4 mars 2011 puis dans l'arrêté de janvier 2013. Désormais, le tarif IAB ne concerne plus que les installations de puissance inférieure à 9 kWc.

Malgré la diminution des volumes installés et la disparition de plusieurs fabricants et petits installateurs, certaines entreprises françaises arrivent à maintenir leur place sur le marché de la toiture même si les produits concernés sont majoritairement des modules classiques intégrés en toiture grâce à un kit dédié. Des acteurs français tels que **GSE, IRFTS, Mecosun et Systovi se partagent en 2014 près de 60% du marché de l'IAB.**

Le montant élevé des aides, nécessaire pour assurer le décollage de produits PV « élaborés » telles que la tuile ou l'ardoise photovoltaïques, n'a pu être maintenu dans la durée. Ces produits se cantonnent donc à un marché restreint composé principalement d'ouvrages d'art, de sièges sociaux ou encore de villas luxueuses.

- *Dispositif de contrôle*

La période 2011-2014 est marquée par l'arrêt en 2012 des activités du CEIAB qui assurait un contrôle technique des produits sur dossier. Par ailleurs, l'abaissement progressif des seuils de puissance d'éligibilité au tarif IAB (passage de 36kW à 9kW en février 2013) a permis d'équilibrer les volumes entre IAB et ISB. L'introduction d'un tarif ISB inférieur à celui de l'IAB a permis de contrôler les volumes d'installations en grandes toitures en limitant la rémunération excessive observée dans la période qui a précédé le moratoire.

- *Bilan sur la période*

Malgré l'instauration d'une segmentation en puissance, la très forte part occupée par la « prime » IAB (c'est-à-dire par la différence entre le tarif IAB et le tarif de base T5) pour les petites puissances (environ 75% du montant total des aides) crée encore un effet attractif « IAB » dominant qui éclipse les autres tarifs (ISB et surimposé), avec une tentation de fraude importante. En opposition de phase, la mauvaise réputation colportée par les problèmes d'étanchéité et les fraudes fréquentes, détourne en partie les professionnels et les assureurs des solutions IAB.

#### **1.2.1.2.2. Enquête auprès des installateurs sur les forces et faiblesses de la politique d'Intégré au Bâti**

*Une enquête courrier a été menée auprès de 1200 installateurs disposant d'une qualification PV, à l'automne 2014. L'enquête portait sur les coûts, les prix, les fournisseurs ainsi que sur l'intégré au bâti. Plus de 340 réponses ont été obtenues. Le détail de la méthodologie et des résultats complémentaires sont présentés en annexe 2.*

Le soutien aux installations intégrées au bâti ne fait pas l'unanimité parmi les professionnels, comme le montre l'enquête réalisée auprès de ceux-ci.

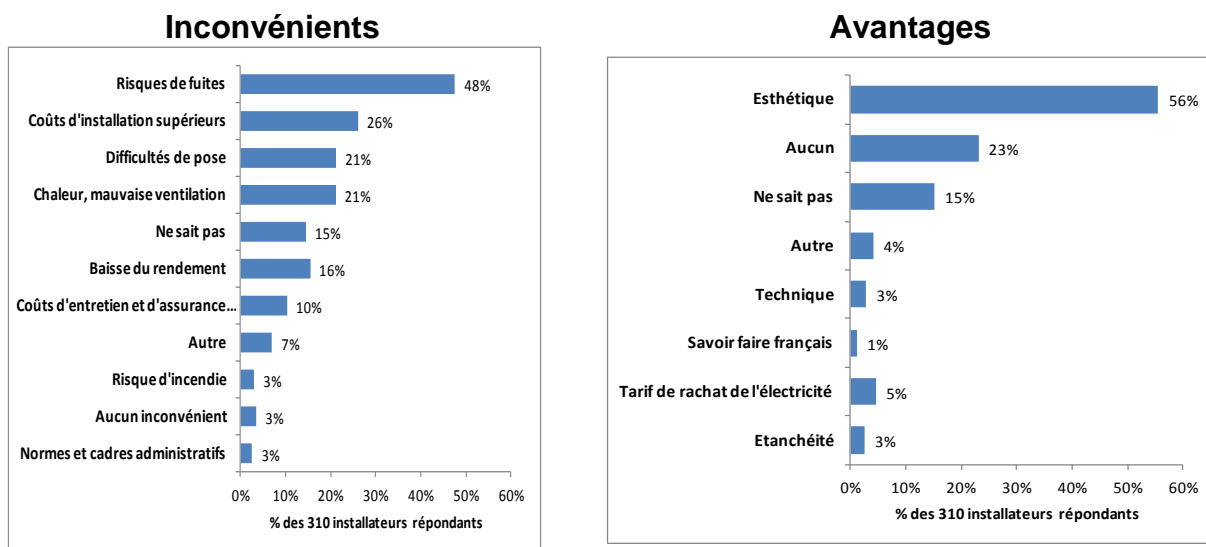


Figure 43 : Avantages et inconvénients de l'intégré au bâti selon les installateurs

Source : enquête INNUMERI – ADEME

Pour les installateurs, le principal - et le seul - **avantage, est esthétique**. En revanche, les inconvénients sont relativement nombreux. Toutefois, il faut distinguer les risques inhérents au système lui-même des risques liés à une mise en œuvre défectueuse. **Les deux principaux problèmes évoqués sont les risques de fuite et les conséquences d'une ventilation insuffisante**.

**Les problèmes d'étanchéité semblent largement liés soit à l'usage de matériaux inadaptés, soit à une pose mal réalisée**. D'après une étude des sinistres<sup>33</sup> survenus sur des installations photovoltaïques mises en œuvre entre 2009 et 2012, **sur 195 sinistres, 114 relevaient de problèmes d'étanchéité**. Sur ces 114 sinistres, **88 étaient dus à un défaut d'installation et 17 avaient leur origine dans un défaut de conception / adaptation du produit**. Aucune de ces installations n'était en surimposé. Dans la moitié des cas seulement il n'y avait pas d'écran sous toiture.

S'il semble que les risques accrus d'étanchéité défailante ne peuvent être niés dans le cas de l'intégré au bâti, ils concernent **autant l'intégré simplifié que l'intégré au bâti** et semblent largement le fait de pose inappropriée ou de matériaux défectueux ou inadaptés à la toiture.

Le deuxième inconvénient évoqué par les installateurs est celui de la ventilation insuffisante, qui provoque une surchauffe des panneaux ce qui nuit à leur productivité et augmente les risques d'incendie, d'après certains installateurs. Sans que les installateurs aient précisé dans leurs réponses, ils font référence au fait que les panneaux doivent se situer dans le « plan de la toiture », avec un écart n'excédant pas 2 cm<sup>34</sup>, ce qui ne facilite pas la ventilation, si le produit n'est pas adapté. Cependant, cet argument est à nuancer car le risque de surchauffe dépend de la pièce située sous les panneaux photovoltaïques, le cas des combles aménagés étant différent de celui des greniers vides.

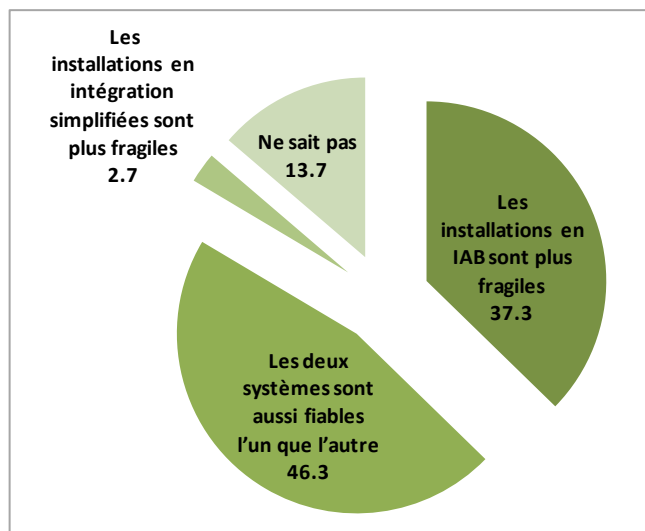
Concernant les risques d'incendie, 38 départs de feu ont été constatés dans l'étude SARETEC, dont 4 provenaient d'un échauffement des panneaux ou des connecteurs. **La majorité des incendies a été causée par des boîtiers défectueux de la même marque**. L'étude ne précise pas si les échauffements ont été constatés sur des systèmes ISB ou IAB.

<sup>33</sup> « Sinistres photovoltaïques », Rapport SARETEC Octobre 2013

<sup>34</sup> Cf Annexe 0 : Arrêté du 4 mars 2011 – le plan de la toiture est défini en annexe 5 de l'arrêté

Quelques installateurs évoquent les problèmes **spécifiques au surimposé** : forte prise au vent, surcharge sur la toiture qui n'est pas toujours bien prise en compte au moment de l'installation.

Conséquences des inconvénients précédents, le système intégré au bâti est parfois jugé plus délicat à installer et plus fragile, avec des coûts de maintenance plus élevés. Mais cette opinion n'est pas majoritaire, comme le montre le graphique suivant.



**Figure 44 : Comparaison de la fiabilité des systèmes ISB et IAB, selon les installateurs**

Près de la moitié des installateurs interrogés estime que les systèmes IAB et ISB sont aussi fiables l'un que l'autre. Pour ceux qui ne partagent pas cette opinion, les raisons invoquées rejoignent les inconvénients évoqués précédemment :

- difficulté à obtenir une bonne étanchéité, surtout en cas de toiture existante, les panneaux photovoltaïques ne réagissant pas comme le reste de la toiture aux écarts de température et au vieillissement
- difficulté de maintenance du fait qu'il est difficile de remplacer un module au milieu de la toiture quand il assure l'étanchéité
- manque d'aération, de ventilation, accumulation des salissures.

En définitive, moins de 20% des installateurs estiment que l'IAB entraîne un surcoût d'entretien ou une réduction de la durée de vie, comparé aux solutions ISB.

#### **1.2.1.2.3. Evaluation du coût de la politique de l'Intégré au Bâti**

- **Evaluation du coût général de soutien à l'IAB**

A partir de 2006, la politique tarifaire favorise les systèmes « intégrés au bâti ». L'objectif de cette politique était de favoriser l'émergence de produits français innovants, tout en obligeant à des solutions esthétiques.

L'intégration au bâti signifie que le système photovoltaïque se situe dans le plan de la toiture et assure l'étanchéité en lieu et place de la toiture. Mais la définition de l'intégration au bâti varie au cours de la période.

A partir de 2010, l'intégré au bâti a été scindé en deux : l'IAB dans lequel les panneaux assurent l'étanchéité et l'intégré simplifié dans lequel une sous-couche (bac acier, par exemple) assure l'étanchéité.

Les écarts de tarifs d'achat appliqués entre les différentes solutions sont importants. Entre le surimposé (éligible au tarif par défaut « T5 ») et l'IAB, les tarifs varient du simple au double entre 2006 et 2010, du



simple au quadruple à partir de 2011, après le moratoire. De 2011 à 2012, les écarts entre IAB et ISB sont peu importants pour les installations résidentielles, ils se creusent à partir de 2013.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Nombre de contrats IAB</b>	231	2 382	10 356	37 091	102 454	76 202	30 089	27 166
<b>Puissance moyenne des installations IAB (kW)</b>	3,3	3,3	4,2	4,7	5,7	13,8	10,7	5,2
<b>Part des IAB dans les moins de 9 kW, hors ELD, hors ZNI</b>	38%	88%	99%	100%	100%	99%	98%	99%

**Figure 45 : Evolution du nombre de nouveaux contrats IAB entre 2006 et 2013 et de la part de contrats IAB dans les contrats de moins de 9kW**

Source : données de production d'électricité photovoltaïque 2014 fournies par la CRE

S06	S10	S11	Ensemble
98,9%	99,7%	98,7%	98,8%

**Figure 46 : Part des installations IAB dans les installations [0-9]kW selon l'arrêté tarifaire dont dépend le contrat**

Source : données CRE

A partir de l'arrêté tarifaire de 2006, instaurant la différenciation entre l'intégré au bâti et le surimposé, la majorité des installations résidentielles sont déclarées comme « intégrées au bâti ». Seulement 1,3% des petites installations sont déclarées en « intégration simplifiée au bâti » (ISB). En 2009 et 2010, période d'« emballement » du photovoltaïque, 0,3% des petites installations étaient déclarées en surimposé, ce qui s'explique par un tarif d'achat deux fois plus élevé pour l'intégré au bâti, pour un surcoût à l'investissement ne dépassant pas 30%<sup>35</sup>.

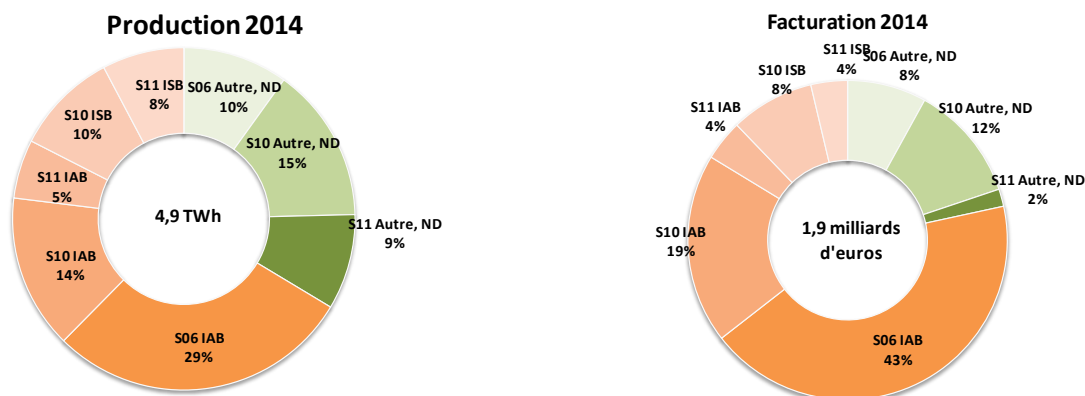
Le niveau des tarifs de soutien à l'intégré au bâti a entraîné l'exclusion des systèmes photovoltaïques de type ISB et surimposé du segment des petites toitures.

Les données ci-dessus sont issues de l'analyse de la liste des installations photovoltaïques ayant soumis une facture à l'acheteur obligé en 2014. Cette liste, anonymisée, fournie par la CRE à l'ADEME, indique, pour chaque installation, le type d'intégration (IAB ou ISB), le cas échéant. Il est supposé que les systèmes mis en place correspondent aux déclarations. On peut penser que cela n'est pas toujours le cas, même s'il est difficile d'évaluer le niveau de fraude, comme on le verra plus loin.

L'estimation des coûts de l'intégré au bâti a été faite à partir des données de la CRE sur les kWh PV facturés à l'acheteur obligé en 2013 et 2014<sup>36</sup>. De ce fait, on néglige les installations qui auraient pu arrêter de fonctionner entre 2006 et 2013. On suppose également, en première approximation, que le niveau de production électrique est identique chaque année depuis le raccordement de l'installation.

<sup>35</sup> Source : enquête IN NUMERI auprès des installateurs. Evaluation de coûts ICARE.

<sup>36</sup> Les données fournies par la CRE incluent pour l'ensemble des producteurs d'électricité photovoltaïque ayant émis une facture l'année considérée, la puissance de l'installation, l'arrêté tarifaire, le type de bâtiment, la quantité d'électricité produite, la date d'entrée en vigueur du contrat d'achat. Pour 2014, les données n'ont pas pu être vérifiées par la CRE au moment de l'étude. Le tarif d'achat de l'électricité est évalué à partir de l'arrêté tarifaire et du mois de contrat. Le montant facturé est obtenu en multipliant la production d'électricité par le tarif d'achat.



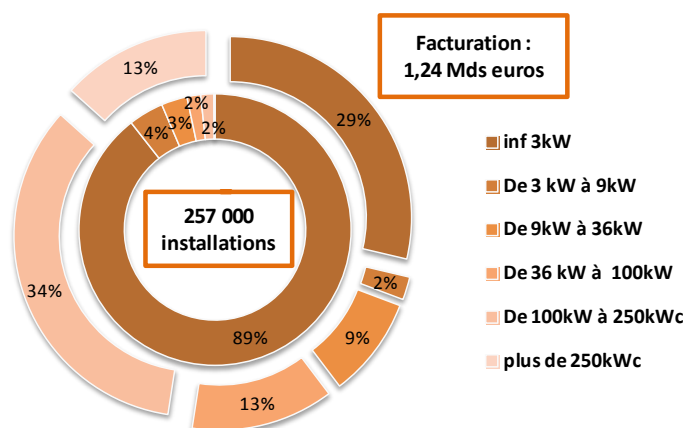
**Figure 47: Part relative des tarifs PV, en volume et en coût, hors ZNI**

Les deux graphiques ci-dessus présentent la part des installations concernées par les politiques et tarifs successifs dans la production électrique de 2014 et dans les facturations correspondant à cette production. Les différentes composantes correspondent à l'année de l'arrêté tarifaire (S06 pour 2006, S10 pour 2010, S11 pour 2011) et au type de tarif correspondant (IAB, ISB, autre). Ces graphiques portent sur une production de 4,9 TWh sur les 5,5TWh de production totale<sup>37</sup>. Ils ne prennent pas en compte les installations connectées dans les ZNI et les installations raccordées aux réseaux des Entreprises Locales de distribution (ELD), pour des raisons de formatage différent des données. Les centrales au sol sélectionnées par appels d'offres sont également exclues de ces graphiques, bien que présentes dans la base de données de la CRE.

En 2014, au moins 286 000 installations bénéficient d'un tarif de type « intégré au bâti » sur un total de 320 225 installations photovoltaïques raccordées au réseau. Leur nombre est vraisemblablement légèrement plus important, la CRE ne disposant pas du détail du type d'installation lorsque celles-ci sont raccordées au réseau d'une ELD<sup>38</sup>. **Les installations bénéficiant de tarifs IAB représentent 67% de la production électrique vendue à EDF, hors ZNI et 77% des facturations.** Les tarifications « IAB » représentent environ 1,24 milliards d'euros en 2013. Près de **la moitié de ce montant correspond à des installations placées sous le régime de l'arrêté de 2006.**

<sup>37</sup> Source : Tableau de bord Eolien photovoltaïque. Quatrième trimestre 2014. N°611 Février 2015. Commissariat général au développement durable.

<sup>38</sup> Environ 11000 installations PV sont raccordées aux réseaux des ELD en 2012



**Figure 48 : Répartition des installations IAB et de la facturation selon la puissance des installations, en 2013, hors ZNI, hors facturation ELD**

Source : calcul IN NUMERI d'après données CRE

Le tarif IAB a bénéficié à des installations de toutes puissances. Si la grande majorité des installations IAB (89%) est constituée d'installations de 3kW ou moins, celles-ci ne représentent que 29% des montants facturés à EDF. A l'inverse, 370 installations de plus de 250 kW bénéficient d'un tarif IAB, selon les données CRE (en partie dépendant de l'arrêté S06, en partie dépendant de l'arrêté S10). Elles représentent 14% des productions sous tarif IAB et 13% du montant total des facturations IAB.

	2014	2013	2 012	2 011	2 010	2 009	2 008	2 007	2 006	Cumul
Facturation IAB	1 265	1 241	1 189.4	773.1	268.9	69.8	12.5	1.7	0	4885
Coût IAB	570	561	534.2	348.8	122.2	31.7	5.7	0.8	0	2 192
Facturation ISB	233	166	106.8	12.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0	587
Coût ISB	51	30.5	14.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0	104

**Figure 49 : Evolution de la facturation d'électricité photovoltaïque à EDF et de la surfacturation IAB et ISB par rapport au tarif de base, en millions d'euros**

Périmètre : Facturation à EDF hors ZNI – Les installations relevant de l'arrêté tarifaire 2006 dont le contrat démarre après 2012 sont exclues

Source : calcul IN NUMERI d'après données CRE de production pv en 2013 et en 2014

Si l'on évalue le coût de l'IAB par la surfacturation **par rapport au tarif de base**, on obtient une estimation de **coût de près de 600 millions d'euros en 2013 et 2014 respectivement, et un total de 2Mds d'euros facturés à EDF depuis 2006.**

**Notons toutefois que dans cette estimation, le tarif de base correspondant à l'arrêté 2011 (T5) est un tarif très bas.** Si l'on estimait le surcoût par rapport à un tarif d'achat « surimposé », en supposant que le tarif d'achat traduise l'écart de coût entre les deux systèmes, le surcoût de l'IAB serait nettement réduit.

En extrapolant le surcoût de l'IAB, calculé comme ci-dessus, sur les 20 années du contrat d'achat, les **contrats IAB signés jusqu'en 2014 représentent un surcoût total de CSPE de 11 milliards d'euros.**

Une autre façon d'évaluer le surcoût de l'IAB est d'évaluer le surcoût par rapport au soutien de la technologie surimposée. Actuellement, le tarif d'achat différencie assez nettement IAB et ISB, sans rapport avec les différences de coûts d'installation, qui sont faibles. Aucun soutien efficace n'est offert pour des

toitures résidentielles en surimposé, le niveau du T5 étant trop bas pour rendre rentables ce type d'installations.

Si l'on suppose que le surimposé est approximativement 30% moins cher à poser que l'IAB (voir les résultats présentés Figure 58), le surcoût du soutien de l'IAB par rapport à un soutien du surimposé, sur 20 ans, s'élève à 7,5 milliards d'euros de CSPE.

#### ▪ Estimation de la fraude au tarif d'achat

Depuis la mise en place des tarifs d'achat favorisant l'intégré au bâti, des suspicions de fraude existent, du fait de l'absence de contrôle de l'installation. **La délibération du 20 décembre 2012 portant sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire photovoltaïque du 4 mars 2011 s'exprime ainsi sur le sujet :**

« Il ressort de l'analyse des contrats photovoltaïques présentés à la compensation au titre de l'année 2011 que 98,5 % des contrats présentés bénéficient d'une prime d'intégration au bâti, qui permet d'obtenir un tarif plus avantageux allant jusqu'à 580 EUR/MWh, contre 420 EUR/MWh en intégration simplifiée au bâti. Compte tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. Des fraudes ont d'ailleurs été dénoncées à la CRE, qui en a informé la direction générale de l'énergie et du climat.

Dans ces conditions, la CRE recommande de durcir les critères d'attribution du tarif «intégré au bâti» et de mettre en place des procédures de contrôle du type d'intégration des installations demandant à bénéficier d'un tarif d'achat. L'apparition des films photovoltaïques rend par ailleurs plus difficile la distinction visuelle entre une installation intégrée au bâti au sens de l'arrêté du 4 mars 2011 et une installation intégrée simplifiée. »

Depuis 2013, l'écart entre le tarif IAB et le tarif ISB s'est encore creusé, mais le tarif IAB a été restreint aux seules installations de moins de 9 kW, ce qui est susceptible de limiter la fraude.

Deux catégories de fraude peuvent exister :

- Des installations en surimposé déclarées en IAB,
- Des installations en ISB déclarées en IAB.

Les professionnels du secteur se plaignent effectivement de l'existence de fraudes et de malfaçons, qui nuisent à la réputation du secteur, selon eux. Mais tous ne sont pas d'accord sur le niveau et le type de fraude.

Voici ci-après les éléments clés qui peuvent être soulignés :

#### **Un écart de 2 cm difficile à respecter**

Un élément semble faire l'unanimité : personne ne respecte scrupuleusement la limitation à 2 cm de l'espace entre le plan de la toiture et la couverture photovoltaïque. **Pour les professionnels interrogés, cette limitation est invérifiable.** Ils utilisent des procédés qui respectent les principes de l'IAB, mais il leur est impossible de toujours respecter un écart aussi faible, qui plus est, difficile à mesurer.

De plus, **la Fédération Française du Bâtiment (FFB) estime que cet écart ne permet pas une ventilation suffisante** pour éviter la surchauffe des panneaux photovoltaïques, impliquant une diminution de la production électrique, ainsi qu'une augmentation du risque d'arc électrique et d'incendie.

#### **Des installations surimposées déclarées comme IAB**

Selon les données de la CRE, moins de 2% des installations résidentielles, de moins de 9kW, ne relèveraient pas de l'intégration au bâti. Or, selon les déclarations des installateurs spécialisés dans le résidentiel, environ 9% de leurs CA viendrait d'installations en surimposé. On peut supposer que cet écart, soit environ 7% des petites installations en 2014, pourrait correspondre à de la fraude.

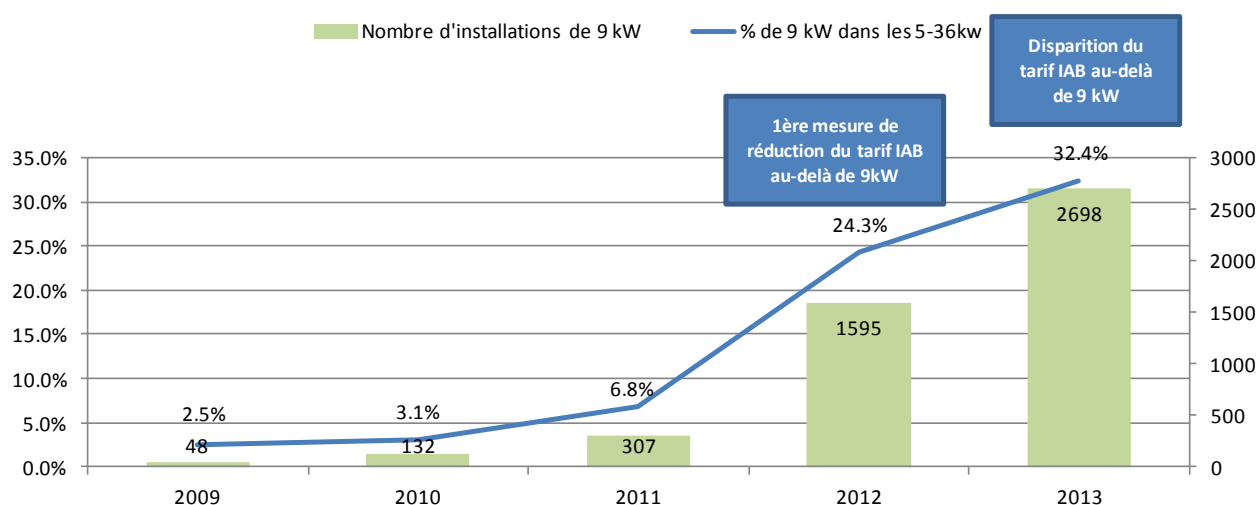
Une autre méthode de vérification pourrait venir du chiffre d'affaires des éléments de structure, intégration au bâti vs surimposé. Mais cela paraît assez délicat à vérifier, beaucoup de constructeurs offrant les deux catégories de produits.

Si l'on suppose que 7% des installations de moins de 9kW sont des installations en surimposé frauduleusement déclarées en IAB, **le coût de la fraude, en terme de CSPE, pourrait se monter à environ 40 millions d'euros par an.**

### **Un point d'accumulation des puissances à 9kWc**

A partir de 2011, le tarif d'achat IAB le plus favorable a été réservé aux puissances de moins de 9kWc. De 2011 à 2013, l'écart entre le tarif IAB 0- 9kW et le tarif IAB 9-36 kW n'était que de 6c€/kWh. A partir de 2013, il est passé à environ 15c€/kWh.

La conséquence sur les puissances des installations a été immédiate. Alors que jusqu'en 2011, les installations d'exactly 9 kW représentaient une infime partie du parc des installations de moins de 36 kW, elles en représentent 9% en 2013, **avec 2638 installations photovoltaïques d'exactly 9 kW.**



**Figure 50 : Evolution de la part des installations de 9 kW dans les installations de 5 à 36kW suite aux modifications de tarifs d'achat**

Alors que la puissance de 9 kW n'était que rarement mise en œuvre dans le petit tertiaire jusqu'en 2011, **elle représente un tiers du parc de 5 à 36 kW installé en 2013.**

Si ces effets de seuil constituent une réponse logique à la réglementation, il est possible que certains producteurs d'électricité aient choisi de scinder des installations, de manière à bénéficier du meilleur tarif.

### **Une estimation robuste de la fraude nécessiterait une étude dédiée**

L'évaluation de la fraude demanderait une véritable enquête, avec visite sur site et confrontation entre le contrat d'achat de l'électricité et la technologie mise en place.

Le nombre d'installations à enquêter dépend de l'estimation de la fraude que l'on souhaite déceler et de la précision souhaitée. Rappelons que, dans une enquête, la précision d'une estimation ne dépend pas de la taille de la base d'enquête (320000 installations), mais de la taille de l'échantillon. Cette précision peut être améliorée par des informations a priori sur les facteurs influant la probabilité de fraude (comme l'année de début de contrat, si l'on suppose les fraudes plus fréquentes vers 2010).

**Si l'on estime que la fraude concerne 1% des installations, il faudra enquêter au minimum 1000 installations. Un pourcentage observé de 1% de fraude signifiera que la vraie proportion se situe entre 0,4% et 1,6% (avec une probabilité de 95%).**

**Si l'on suppose que la fraude concerne 7% des installations, il faudra enquêter environ 500 installations. Un pourcentage observé de 7% de fraude signifiera que la vraie proportion se situe entre 4,7% et 9,3% (avec une probabilité de 95%).**

#### 1.2.1.2.4. Bilan et enseignements de la politique d'intégration au bâti

L'analyse globale de la politique d'intégration au bâti permet tout d'abord de mettre en évidence un **résultat positif, à savoir la création de produits spécifiques performants et d'une filière française compétitive** avec des fabricants qui sont aujourd'hui leaders sur le marché français. Le bilan global est cependant contrasté.

L'analyse en détail de la politique d'intégration au bâti met en évidence des enseignements sur plusieurs interrogations clés :

- **Sur la nécessité d'un équilibre entre le dispositif de soutien à l'offre et le dispositif de soutien à la demande**

Entre 2006 et 2009, l'appel d'air de la prime IAB initiale a favorisé dans un premier temps les entreprises existantes et proposant les produits éligibles les moins chers, pour la plupart des entreprises allemandes, alors que l'offre française n'était pas encore mature. Le dispositif de soutien à l'offre, doit être suffisamment antérieur au dispositif de soutien à la demande dans la mesure où il faut environ 3 ans pour mettre au point un produit intégré au bâti innovant.

- **Sur le risque de fraude au tarif IAB**

Ce risque a diminué au fur et à mesure des arrêtés mais il a persisté car un dispositif fiable de contrôle s'inscrivant dans le processus d'obtention du tarif d'achat n'a pas été mis en place.

- **Sur la création de produits IAB**

La vision initiale ambitieuse de création de « matériaux de construction PV » (mariage des techniques « bâtiment » et PV, avec l'exemple de la tuile PV) n'a pas été réalisée, pour des raisons techniques mais aussi économiques : les panneaux PV standards étant devenus très compétitifs et l'étranglement d'un marché de niche ne permettant pas d'amortir les coûts et les risques en phase de R&D. Ce sont finalement des produits « inattendus » mais répondant parfaitement au dispositif réglementaire qui se sont imposés : les « structures intégrées », combinant des structures de support respectant les critères techniques de l'IAB et l'avantage compétitif des modules PV standards.

- **Sur le type de marché créé**

Les technologies IAB doivent-elles s'appliquer à un marché de masse ou à un marché de niche ? Cela dépend de leur surcoût par rapport aux solutions standard. Si les « matériaux de construction PV » ont la plus forte valeur ajoutée technique et architecturale, leur surcoût actuel ne semble être acceptable que dans un marché architectural de niche. Ce phénomène s'est renforcé avec la baisse des tarifs suite au moratoire. Par contre, les structures intégrées (IAB « structure » par la suite), par la compétitivité dont elles ont fait preuve au bout de quelques années, sont à même de pouvoir adresser un marché de « masse », malgré la réputation entachée des technologies intégrées au bâti. Cette réputation est liée à la phase d'emballement (2006-2009) qui a mené à une accumulation de contre références sur le terrain.

- **Sur le jeu d'acteurs:**

Les acteurs français initialement pressentis (leaders dans le domaine du photovoltaïque comme Photowatt ou leaders des matériaux de construction) ne sont finalement pas ceux qui ont déployé les principaux produits IAB. Ce sont finalement des acteurs indépendants, créés pendant la période de forte croissance (2006-2009), qui ont su bâtir des positions de marché significatives sur le marché français, en compétition notamment avec les entreprises allemandes.

#### 1.2.1.3. Dispositif de soutien à l'innovation

Dès 2002, la France a mis en regard du dispositif de soutien à la demande un dispositif de soutien à l'offre qui est passé principalement par du soutien à l'innovation.

Après avoir décrit le dispositif français de recherche, l'étude analyse le dispositif de financement de l'innovation PV en France.



### 1.2.1.3.1. Des plateformes de recherche et d'innovation

La France se caractérise par une longue tradition de recherche dans le domaine du photovoltaïque, née dans les années 60 et 70, notamment autour de l'usage spatial des technologies PV. Ce dispositif de recherche et d'innovation s'est enrichi progressivement et constitue aujourd'hui un ensemble relativement complet comme le montre la Figure 51.

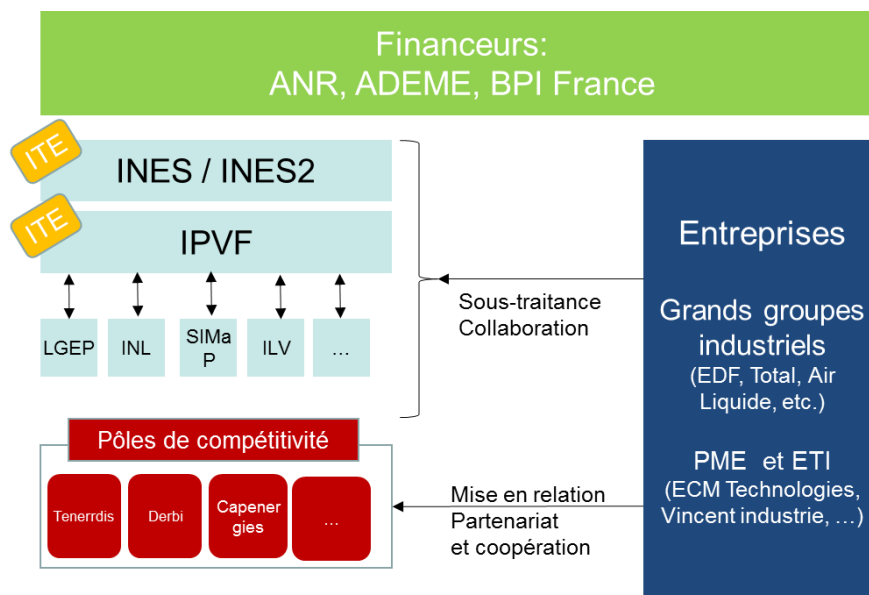


Figure 51: Illustration du dispositif français de recherche photovoltaïque

- **2 plateformes de recherche de premier rang**

Héritière de ce positionnement historique, la France dispose aujourd'hui de 2 principales plateformes de recherche de premier plan que sont l'INES et l'IPVF. Même si ces 2 structures ont des positionnements a priori complémentaires, elles ne sont actuellement pas explicitement coordonnées.

**L'INES est la principale structure de recherche en France et l'une des premières en Europe dédiées à l'énergie solaire.** Initié en 2005, par le conseil général de la Savoie et la Région Rhône-Alpes, l'INES regroupe les équipes du CEA et de l'Université de Savoie. Aujourd'hui, il est constitué de deux plateformes complémentaires :

- Une plateforme Recherche et Innovation, animée par le CEA, qui réunit des laboratoires de l'Université de Savoie et travaille en lien étroit avec les industriels. L'activité photovoltaïque se concentre principalement sur la technologie silicium cristallin et sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (de l'équipement amont à l'intégration dans le système énergétique).
- Une plateforme formation et évaluation qui a pour vocation d'accompagner le développement des nouvelles technologies.

**En 2014, l'INES a proposé à l'ANR le projet INES 2** qui a pour objectif d'accélérer le développement d'une filière solaire française au niveau européen et ce au travers de 2 programmes : cellules au silicium de nouvelle génération et modules photovoltaïques innovants, et l'intégration et l'utilisation des technologies solaires photovoltaïques et thermiques.

Au-delà de ces programmes, **la stratégie de l'INES est de développer une plateforme de recherche industrielle au service de groupements d'industriels français ou étrangers, dans l'objectif de mettre au point et de tester des chaînes de fabrication qui puissent ensuite être exportées à l'international.**

**L'IPVF est un centre de recherche plus récent créé en 2012 avec la labélisation de l'institut comme Institut d'Excellence sur les Energies Décarbonées (IEED) plus tard remplacé par la labélisation Institut pour la Transition Énergétique (ITE),** et bénéficiant ainsi de 18.5 millions d'euros de soutien de l'ANR. Si la création de l'IPVF est récente, celui-ci regroupe des équipes aguerries venant de différents

horizons et rassemblant les compétences de l'industrie et de la recherche. Les membres de l'IPVF comptent EDF, Total, Air Liquide, Riber, Horiba Jobin Yvon, le CNRS, l'IRDEP, l'école polytechnique, etc. La stratégie de l'IPVF est d'une part de mettre les besoins des industriels au centre de la recherche, et ce à travers la gouvernance même de l'Institut, et d'autre part de favoriser l'interdisciplinarité et l'hybridation des filières technologiques. Avec un positionnement plus académique que l'INES, l'IPVF se veut aussi ouvert aux coopérations avec d'autres laboratoires, notamment à l'étranger.

- **Un écosystème de laboratoires spécialisés**

En complément des deux plateformes de recherches PV, de nombreux laboratoires et centres de recherche travaillent en collaboration avec les plateformes énoncées ou directement avec les industriels sur des problématiques plus pointues, à titre d'exemple : Le Laboratoire de Génie Electrique de Paris (**LGEP** devenu le **GeePs** depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015), l'institut des nanotechnologies de Lyon (**INL**), le laboratoire de la science et ingénierie des matériaux et procédés (**SIMaP**), l'**IMN2P** Marseille, l'**ICube** Strasbourg et l'institut Lavoisier de Versailles (**ILV**).

- **Un écosystème européen de centres de recherche d'excellence**

Le dispositif de recherche français est au centre d'un écosystème européen très riche. Lancé en 2011, le projet Sophia avait comme ambition d'évaluer la capacité des meilleures centres de recherche européens dans le domaine du photovoltaïque à travailler ensemble pour maintenir l'excellence européenne en R&D. Cette initiative a duré 4 ans et s'est terminée début 2015.

Ces principaux centres sont : le **Fraunhofer** (Allemagne) qui travaille sur toute la chaîne de valeur du PV et du CPV (de la science de la matière à l'intégration du PV dans le système énergétique), l'**IMEC** (Belgique) qui travaille sur le rendement et le coût des cellules couches minces et silicium et aussi sur le stockage dans une nouvelle génération de batteries ; l'**ECN** (Pays-Bas) qui travaille sur l'amont de la chaîne de valeur (performance des cellules PV couches minces et silicium) ; le **CREST** (Angleterre) qui travaille sur les cellules couches minces et sur l'intégration des systèmes PV au réseau.

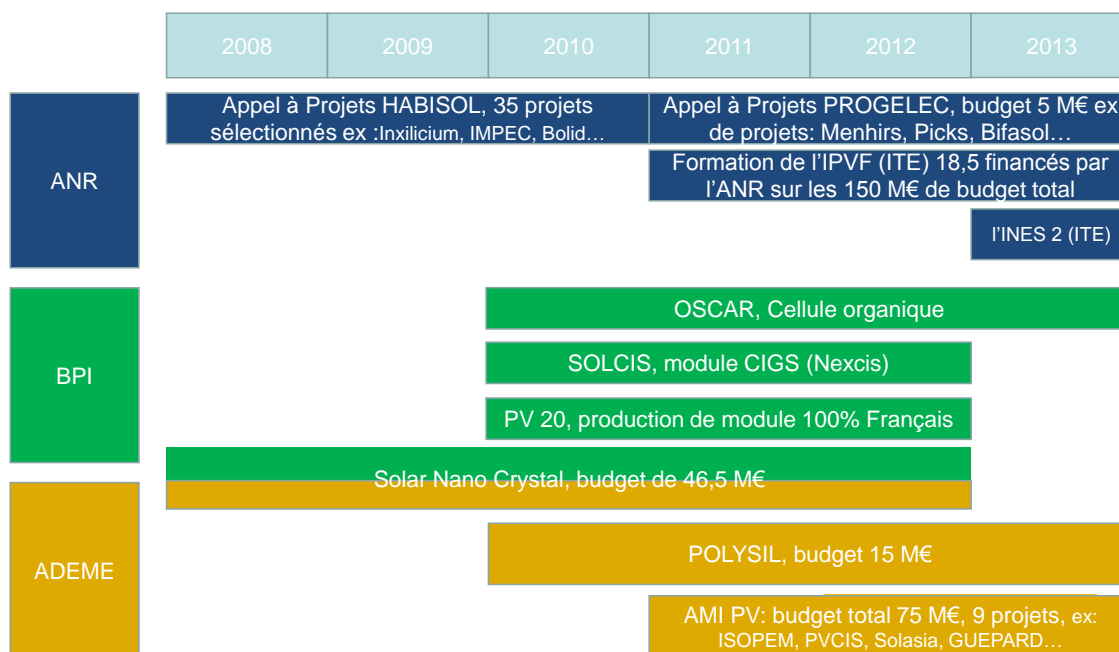
- **3 pôles de compétitivité actifs**

Ces structures sont complétées par **3 Pôles de Compétitivité (Tennerdis, Cap Energie et DERBI)** ancrés sur leurs territoires et permettant chacun d'animer efficacement une filière locale et de labelliser les projets FUI. **Les trois pôles travaillent en coordination mais chacun a ses spécificités. Si Tenerrdis travaille en étroite collaboration avec l'INES et est plutôt positionné sur l'amont, Capenergies et DERBI sont eux globalement plus actifs sur l'aval de la chaîne de valeur.**

#### **1.2.1.3.2. Un dispositif diversifié de financement de l'innovation**

Dès le démarrage de sa politique de soutien au PV, la France a mis en place un dispositif de financement de la recherche et de l'innovation pour le PV en complément des programmes européens de recherche dans le domaine. **Les trois principaux organismes publics finançant des programmes de recherche** dans le domaine du photovoltaïque sont l'Agence Nationale de la Recherche (**ANR**), la Banque Publique d'Investissement (**BPI**) et l'**ADEME**.

Depuis 2008, et de manière plus intensive encore depuis 2011 comme le montre la Figure 52, de nombreux programmes se sont succédé pour favoriser l'émergence de technologies innovantes.



**Figure 52: Bref historique des principaux programmes de recherche soutenus par les 3 organismes financeurs**

**L'agence Nationale de la Recherche (ANR)** a financé de 2005 à 2007 un programme de recherche « Solaire Photovoltaïque » dont la mise en œuvre avait été confiée au CEA. En 2008, l'ANR a financé le programme « Habisol » qui s'est focalisé sur les thèmes du bâtiment et du solaire et qui a été structurant pour la filière de l'intégration au bâti. En 2011, elle a lancé le programme « Progelec » focalisé sur le développement massif des énergies renouvelables et leur intégration dans le système électrique. En parallèle, l'ANR a labellisé l'IPVF et l'INES 2 comme Instituts pour la Transition Energétique, en 2012 et 2014 respectivement.

**Bpifrance** finance l'innovation dans la filière photovoltaïque à travers de nombreux leviers, que ce soit en subvention ou en capital.

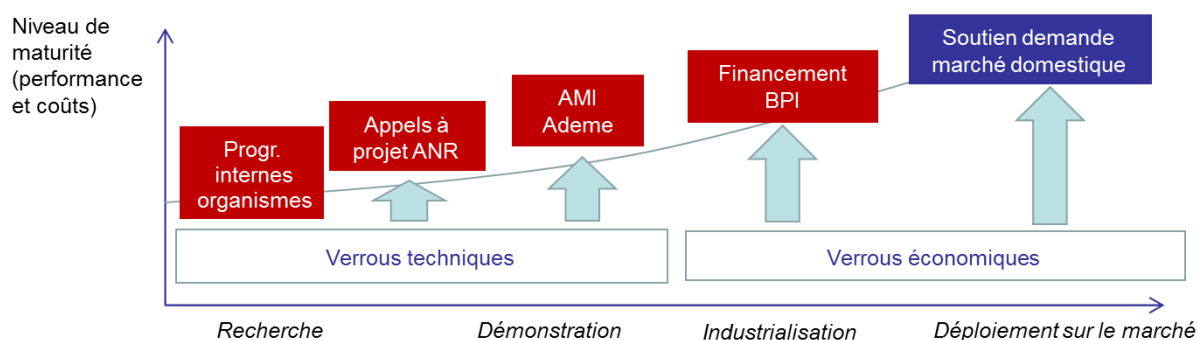
Concernant les subventions, Bpifrance soutient les projets individuels innovants de PME/ETI à l'aide de PTZ ou d'avance remboursable, et a aussi développé une ligne de prêts à l'industrialisation et à la commercialisation. Mais le principal axe de soutien reste le soutien aux projets collaboratifs avec 2 principaux leviers : les projets FUI qui sont labellisés par les Pôles de Compétitivité, et le programme PSPC (ex ISI) qui est un programme adossé aux Investissements d'Avenir doté de €75m et qui finance des projets de R&D de taille significative (€5-50m).

Concernant le soutien en capital, Bpifrance intervient à 2 niveaux : en capital innovation à travers le Fonds Eco Technologie (€300m d'enveloppe), et en capital développement à travers Bpifrance Investissement (ex CDC Entreprise). On peut notamment citer les participations de Bpifrance au capital de Neoen, d'ECM Technologies et de Soitec.

Il faut souligner que si Bpifrance participe au financement de l'innovation de la filière PV à travers ses missions générales de soutien à l'innovation et de soutien au tissu industriel français, elle ne s'est pas fixé d'objectif d'investissement spécifique dans le secteur photovoltaïque, ce qui ne l'empêche pas de soutenir un certain nombre de programmes de recherche PV (on peut citer les programmes suivants Solar Nano crystal (2008-2012), PV 20 (2010-2012), SOLCIS (2010-2012), OSCAR (2010-2013)).

**L'ADEME** a à sa disposition deux leviers d'action principaux pour financer l'innovation dans la filière PV : à travers son budget de R&D « classique » qui a permis le soutien à des programmes de recherche tels que Solar nano crystal ou Polysil et, depuis 2011, à travers les AMI/appels à projets du programme Investissements d'Avenir. A ce jour 10 projets de démonstrateurs ont été lauréats de l'AMI PV 2011 et l'AAP ENR 2014 pour un montant d'aide d'environ 75M€.

Comme le montre la Figure 53, le dispositif français de financement de la recherche et de l'innovation permet de financer les projets innovants à tous les stades de leur développement.



**Figure 53: Illustration du dispositif de financement de la R&D en France**

Au-delà des programmes internes de structures de recherche dédiées ou des entreprises, les appels à projets de l'ANR visent à lever les verrous scientifiques et techniques en finançant les projets pour une durée de 3 à 5 ans. Ensuite, les AMI/AAP de l'ADEME (comme le PSCPC ou les FUI de Bpifrance) permettent de financer la faisabilité technique du projet. Et c'est ensuite Bpifrance qui peut permettre, via une intervention en subvention ou en capital, d'adresser l'étape d'industrialisation. Cette étape est cruciale, car c'est à ce stade d'industrialisation que les risques économiques sont les plus importants (investissements lourds, risque de retard des projets, ...).

On peut enfin noter la volonté du législateur de soutenir le début de la phase de commercialisation des produits PV innovants, via des tarifs bonifiés pour les petites installations et via l'introduction de lots technologiques ou l'attribution de bonus dans les appels d'offres pour les plus grandes installations.

## 1.2.2. Coût de l'électricité d'origine photovoltaïque en 2014

L'accélération des puissances installées depuis 2007 est fortement liée à la baisse des coûts d'investissement du photovoltaïque depuis 2007. Après avoir estimé le coût actuel des systèmes PV pour les différents segments d'application, le coût complet de production d'électricité d'origine photovoltaïque en 2014 est déduit.

### 1.2.2.1. Des coûts d'investissement en forte chute depuis 2007

La forte augmentation de la demande mondiale depuis 2007 (Figure 54) a entraîné un effet d'échelle et des innovations qui ont permis d'abaisser significativement le coût du Wc des systèmes photovoltaïques en France. Cette baisse est principalement due à la baisse accélérée du coût des modules PV qui constitue jusqu'en 2014 une part significative du coût d'un système photovoltaïque.

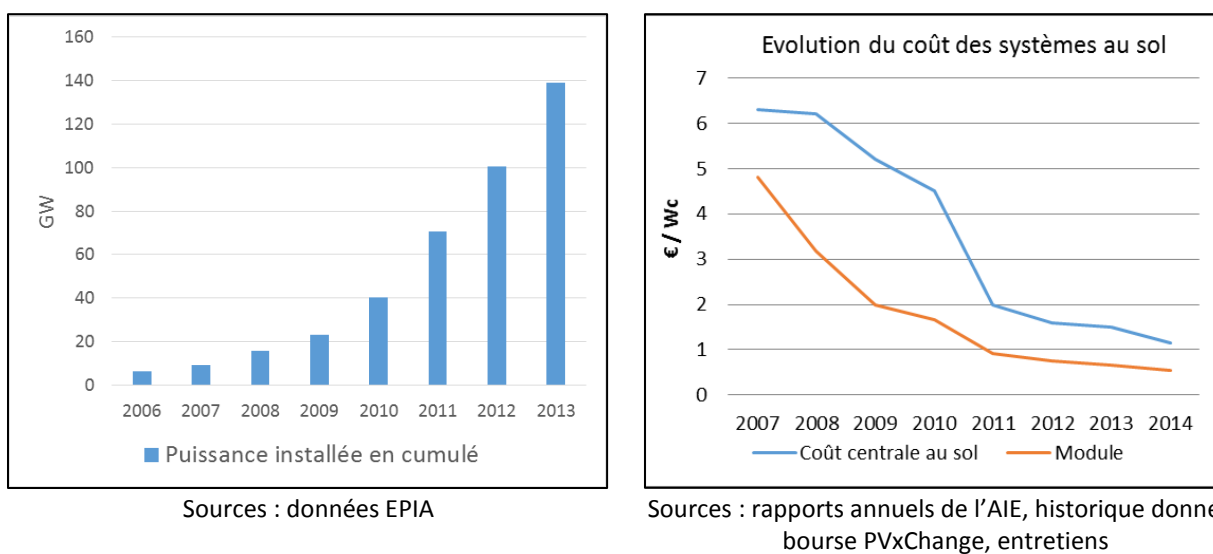


Figure 54 : Evolution de la puissance PV cumulée mondiale et baisse des coûts du PV

Selon le poste considéré, les coûts ne seront pas régis par les mêmes logiques de marché : les coûts associés au matériel (module, onduleur, structure, compteur et électronique) dépendent principalement du **marché mondial**, tandis que les coûts associés à l'installation (pose, raccordement, étude de terrain pour les centrales au sol) vont dépendre du **marché local**.

Pour l'étude des coûts d'investissement, la chaîne de valeur suivante a été utilisée, en accord avec l'étude ADEME menée en 2012<sup>39</sup> :



L'évolution des coûts depuis 2007 en fonction des différents postes constituant un système PV est décrite ci-après.

- **Module**

Si une pénurie mondiale de polysilicium a eu lieu en 2005 entraînant une augmentation des prix des modules en silicium cristallin en 2006, les progrès technologiques, l'augmentation des capacités et

<sup>39</sup> Données économiques de la chaîne de valeur du photovoltaïque et étude quantitative de l'impact économique de l'innovation, ADEME, octobre 2012

l'intensité concurrentielle ont permis de **diviser le prix du module à base de silicium cristallin par 4 entre 2007 et 2011**. A partir de 2011, le prix du module a franchi le seuil de 1€/Wc et s'engage dans une baisse plus progressive pour avoisiner les 0,5€/Wc fin 2014.

*A noter : le module à base de silicium cristallin est considéré comme une « global commodity », ce qui implique que le prix du module en France est calculé directement à partir du prix sur le marché mondial auquel on ajoute une composante due au transport et à la marge du distributeur.*

- **Onduleur**

L'effet d'échelle et la standardisation des modèles d'une part, et l'augmentation du rendement et de la durée de vie d'autre part, ont permis d'abaisser significativement le coût de l'onduleur.

- **Structure**

La baisse des coûts des structures utilisées pour les centrales au sol a principalement été entraînée par le développement continu de structures de plus en plus légères (aluminium, acier galvanisé).

Pour les structures de type intégré bâti posées sur toitures résidentielles ou tertiaires, la baisse des coûts est en premier lieu due à l'amélioration des caractéristiques techniques des systèmes d'intégration et au passage à la phase industrielle.

- **Autres composants (électronique, compteur...)**

L'industrie de l'électronique bénéficie déjà d'une maturité assez forte. La baisse des coûts est donc moins prononcée mais est rendue possible par l'effet d'échelle et la standardisation des produits, ainsi que par les innovations réalisées au niveau de l'interconnexion des modules.

- **Raccordement**

Les coûts de raccordement sont standardisés par ErDF et suivent une grille de tarif indexée principalement sur la puissance raccordée et le type de raccordement (souterrain/aérien, monophasé/triphasé, autoconsommation/injection). Ce poste de coûts a par ailleurs été le seul à évoluer à la hausse sur les dernières années.

- **Installation**

La montée en savoir-faire des installateurs associée à une forte concurrence forte et à la simplification des systèmes d'intégration ont permis de réduire les coûts d'installation aussi bien pour les centrales au sol que pour l'intégration en toiture. Par ailleurs, la hausse des rendements des modules a également permis, mécaniquement, de réduire la part relative liée à l'installation (le coût par watt crête).

La Figure 55 ci-dessous résume le niveau de baisse pour chaque maillon de la chaîne de valeur entre 2007 et 2014.

	Module	Onduleur	Structure	Autre composant	Raccordement	Installation
Niveau de baisse	Très Fort	Fort	Moyen	Moyen	Nul (voire hausse)	Moyen

**Figure 55 : Indicateur qualitatif sur le niveau de baisse des différents composants d'un système PV**

### 1.2.2.2. Coûts des systèmes PV en 2014

Le calcul des coûts des systèmes PV a été réalisé à partir de coûts fournis par les acteurs de la filière et à partir de données issues d'études sectorielles de référence (cf. Annexe 8). Le modèle de coûts, qui est dans les faits une base de données rassemblant les différents coûts, permet de faire varier un certain nombre de paramètres parmi lesquels on retrouve : le segment de puissance, le type de système (Centrales au sol, CPV, IAB, ISB, Surimposé), le type de module, le type de construction (neuve ou existant) ou encore le type d'intégration au réseau (injection totale ou autoconsommation partielle).



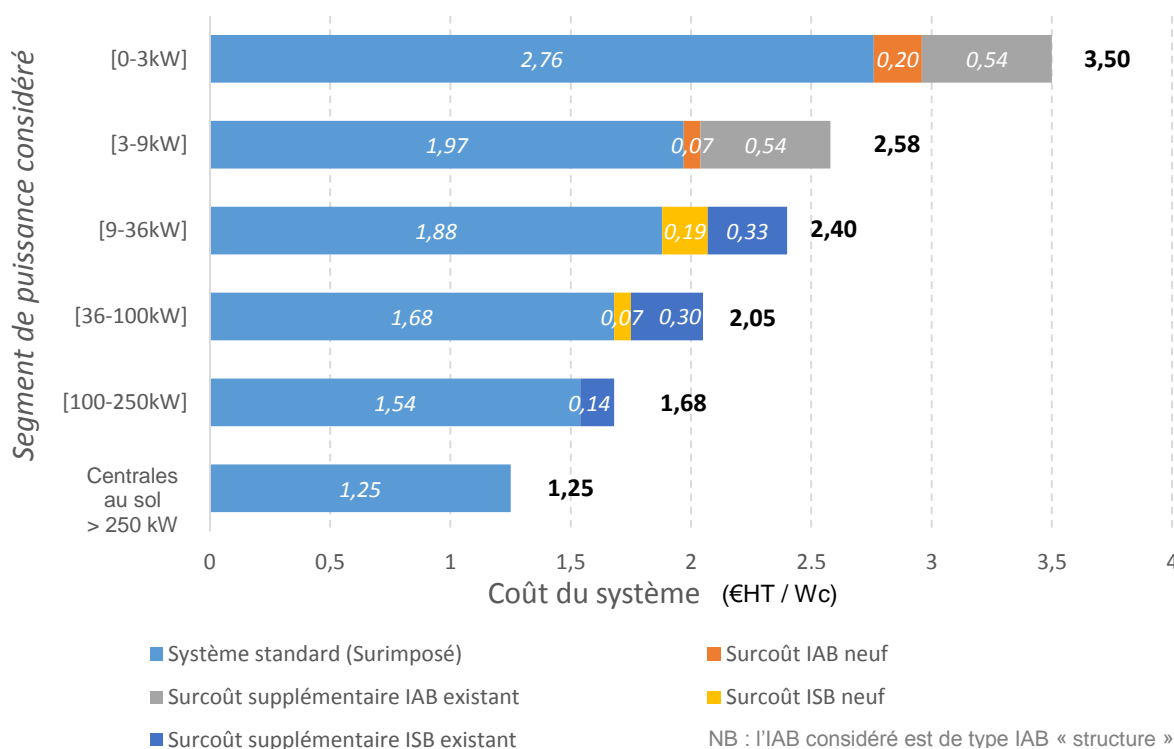
Pour chacune des configurations considérées, les coûts de chaque élément de la chaîne de valeur du système PV ont été renseignés.

Des précisions sur les éléments méthodologiques et les hypothèses retenues sont fournies en annexe 8.

**Remarque** : les coûts indiqués dans la partie 1.2.2.2 sont Hors Taxes.

### 1.2.2.2.1. Principaux résultats

La Figure 56 ci-dessous montre les coûts des systèmes PV en toiture (<250kW) et au sol (>250kW) par segment de puissance.



**Figure 56 : Comparaison des coûts des systèmes PV en 2014 par segment de puissance**

*Note : Le segment [ $>250\text{kWc}$ ] représenté ici correspond au type de centrales au sol le plus représentatif en France, à savoir les centrales équipées de modules à base de silicium multicristallin. Le coût affiché pour ce segment est représentatif d'une centrale au sol d'une puissance avoisinant les 10MWc.*

L'analyse des coûts par gamme de puissance permet de faire ressortir les éléments suivants :

- **Le coût unitaire de l'installation photovoltaïque (en Watt-crête) diminue significativement avec l'augmentation de la puissance totale du système.** Le coût par Wc des systèmes de faible puissance (inférieure à 3kW) s'avère ainsi deux à trois fois plus élevé que pour des centrales au sol. Ceci est dû à l'effet d'échelle et à la différence de complexité inhérente à la phase d'installation, une intégration au bâti étant plus exigeante qu'une installation au sol, notamment à cause des contraintes d'étanchéité.
- **Dans le cas des constructions neuves et au sein d'une même gamme de puissance, les systèmes PV intégrés au bâti (IAB ou ISB) deviennent compétitifs face aux systèmes en surimposition.** Variant de 20c€/Wc (+7% par rapport au surimposé) pour les petites installations en

toiture à -7c€/Wc (-5%) pour les plus grandes, le surcoût dû à l'intégration est désormais relativement faible en 2014 (voire négatif<sup>40</sup> dans le cas du segment [100-250kW]).

- **En revanche, les systèmes PV intégrés au bâti possèdent encore un surcoût conséquent par rapport au surimposé pour les constructions existantes**, d'environ 74c€/Wc (+27%) pour le segment petite puissance, et 14c€/Wc (+9%) pour le segment (100-250kW).

### 1.2.2.2. Détails par segment

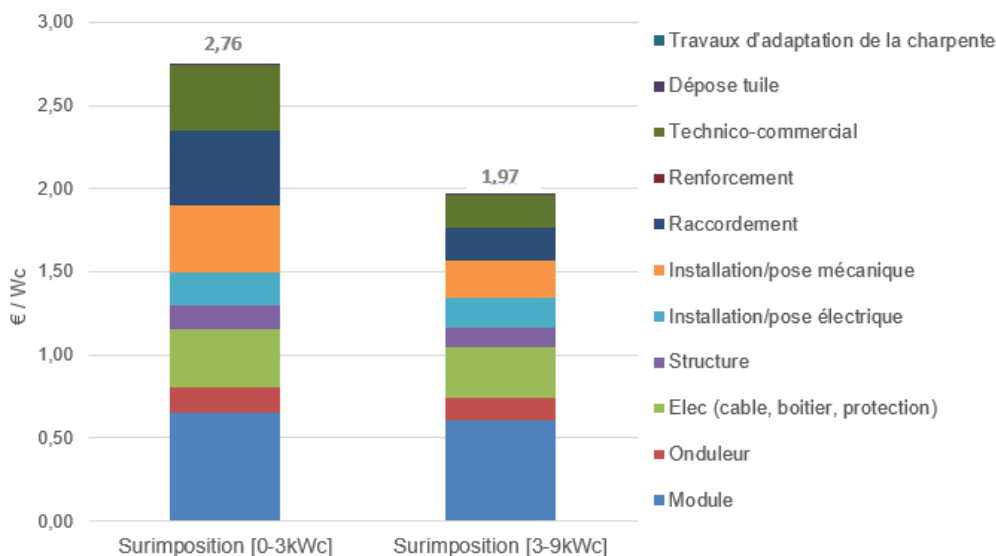
#### ▪ Résidentiel : petites puissances [0-9kW]

Ce segment est représentatif des systèmes photovoltaïques installés sur les toitures de maisons individuelles.

En raison des tarifs d'achat élevés mis en place sur la filière de l'Intégré Bâti à partir de 2006, les volumes de PV « petite puissance » installés en France sont réalisés presque exclusivement par des systèmes intégrés en toiture (IAB). Ces systèmes, initialement plus coûteux que les systèmes en surimposition, ont pu gagner en maturité et commencent à devenir compétitifs, notamment pour les constructions neuves.

Dans cette partie, plusieurs comparaisons seront effectuées afin d'apporter une vision complète sur les coûts d'un système PV en 2014 pour le secteur des petites puissances. Les installations PV standards, dites en surimposition, seront traitées dans un premier temps. Ce sont les systèmes les plus installés en toiture dans le monde, excepté en France. Puis la spécificité française de l'intégré bâti sera analysée afin d'en évaluer le surcoût.

#### **Analyse des coûts pour le PV standard (Surimposition)**



**Figure 57 : Décomposition des coûts du PV surimposé pour les segments [0-3kW] et [3-9kW]**

*Note : En Allemagne, d'après la BSW-Solar<sup>41</sup>, le coût moyen hors taxe pour le consommateur final pour des systèmes en surimposition atteignant 10kWc, est de 1,64 €/Wc. Ce coût plus faible qu'en France, s'explique*

<sup>40</sup> Le phénomène de « surcoût négatif », bien qu'il soit limité et incertain, dépend du type du matériel de toiture que remplace le système photovoltaïque en ISB lors de la construction d'une toiture neuve. Ainsi, le surcoût du système ISB par rapport à un système en surimposition est dépassé par les économies de matériel de toiture. En résumé, la sous couche d'étanchéité est moins coûteuse que le matériel de toiture.

<sup>41</sup> German Solar Industry Association (BSW-Solar), April 2014

*par la plus grande maturité des acteurs allemands (ce qui abaisse le coût des structures surimposées) et par des volumes installés beaucoup plus conséquents (ce qui abaisse les coûts d'installation par effet d'échelle).*

**Le coût des équipements représente une part relativement faible du coût total des systèmes PV « petite puissance » mais cette part augmente rapidement avec la puissance.** Les équipements (module, onduleur, structure et composants électriques) ne représentent en effet que 47% du coût total pour le segment [0-3kW] mais atteignent déjà 59% pour le segment [3-9kW].

**Le passage du segment [0-3kW] à [3-9kW] entraîne une baisse de coûts importante, de l'ordre de 30%, malgré une faible différence de puissance entre les deux segments.** Le coût unitaire des équipements restant sensiblement le même, cette baisse est principalement due aux coûts d'installation et au tarif de raccordement<sup>42</sup> qui peuvent être réduits significativement car ils comprennent une part importante de coûts fixes. Les frais de raccordement pour de l'injection totale ou partielle, standardisés par ErDF, sont par exemple identiques pour l'ensemble du segment [0-36kVA] et impactent donc plus fortement le coût au watt crête des installations de faible puissance.

#### **Analyse du surcoût lié à l'intégration au bâti (IAB)**

Cette analyse ne sera réalisée que sur le segment [0-3kW] mais les enseignements qui en seront tirés pourront également s'appliquer au segment [3-9kW].

Par définition, les systèmes photovoltaïques intégrés au bâti (IAB) sont des systèmes se substituant aux éléments de construction traditionnels. Ces systèmes, moins standards et de structure plus complexe que les systèmes en surimposition, entraînent encore en 2014 un surcoût par rapport aux systèmes surimposés.

Ce surcoût de l'IAB est toutefois fortement dépendant du type de construction considéré : neuf ou en rénovation, et existant. Pour les constructions neuves et dans les cas de grandes rénovations, l'IAB entraînera une économie de matériaux de toiture. En revanche, pour des constructions existantes, l'IAB nécessitera la dépose des éléments de toiture avant de pouvoir réaliser la pose du système PV, cela se traduit donc par un coût additionnel. Cette différence de coûts entre le neuf et l'existant sera d'autant plus importante que le coût des éléments de toiture économisés sera grand.

Cette analyse portera sur deux principaux types de systèmes d'intégration au bâti :

- Les systèmes **IAB « structure »** qui correspondent à des modules PV standards intégrés dans la toiture à l'aide d'un kit d'intégration permettant d'assurer l'étanchéité.
- Les systèmes **IAB « matériaux »** qui correspondent à de plus petits éléments PV et qui assurent l'étanchéité comme des tuiles ou des ardoises peuvent l'assurer i.e. par recouvrement.

Le système PV classique en surimposition sera utilisé comme base de comparaison.

**Pour la construction existante hors rénovation (Figure 58), les systèmes d'intégration au bâti restent encore significativement plus coûteux que les systèmes en surimposition**, avec un surcoût de 27% (0,74€/Wc) pour l'IAB « structure » et jusqu'à 45% (1,24€/Wc) pour l'IAB « matériaux ». Pour l'IAB « structure », cette différence de coûts est principalement due à la structure qui est plus complexe et à la pose mécanique des systèmes qui est plus longue et donc plus coûteuse. En revanche pour l'IAB « matériaux », c'est le module en lui-même qui est très coûteux (45% du coût total) car il est issu d'une ligne de production semi-automatisée avec des équipements spécifiques contrairement aux modules

<sup>42</sup> Le tarif de raccordement ErDF dépend de plusieurs facteurs : la zone de raccordement, la puissance de raccordement, le type de branchement (souterrain/aérien, monophasé/triphasé) et la longueur d'extensions du réseau (si nécessaire). Si les tarifs de raccordement varient en fonction des échelons de puissance de raccordement (3kVA, 12kVA et 36kVA), ils incluent toutefois une part fixe très importante : le tarif de raccordement pour le 36kVA n'est en effet que 15-20% plus cher que celui pour le 3kVA (source : barème ErDF V.3 du 28 septembre 2011). Pour les raccordements de production et de consommation, ErDF calcule le coût du raccordement en fonction du type de branchement et en fonction de la longueur de l'extension du réseau (si nécessaire) pour assurer l'acheminement de l'électricité produite. Le coût du raccordement est donc fixe au sein d'une plage de puissance définie par ErDF i.e. 0-36 KVA.

standards. Par ailleurs, la pose électrique est généralement plus longue et donc plus coûteuse car le nombre de tuiles PV à poser, et donc à connecter, est plus élevé. Néanmoins, certains produits contournent ce problème en incorporant des composants permettant une interconnexion rapide des tuiles (par exemple lors de l'emboîtement des tuiles) mais induit toutefois un surcoût en connectique par rapport aux connectiques standards.

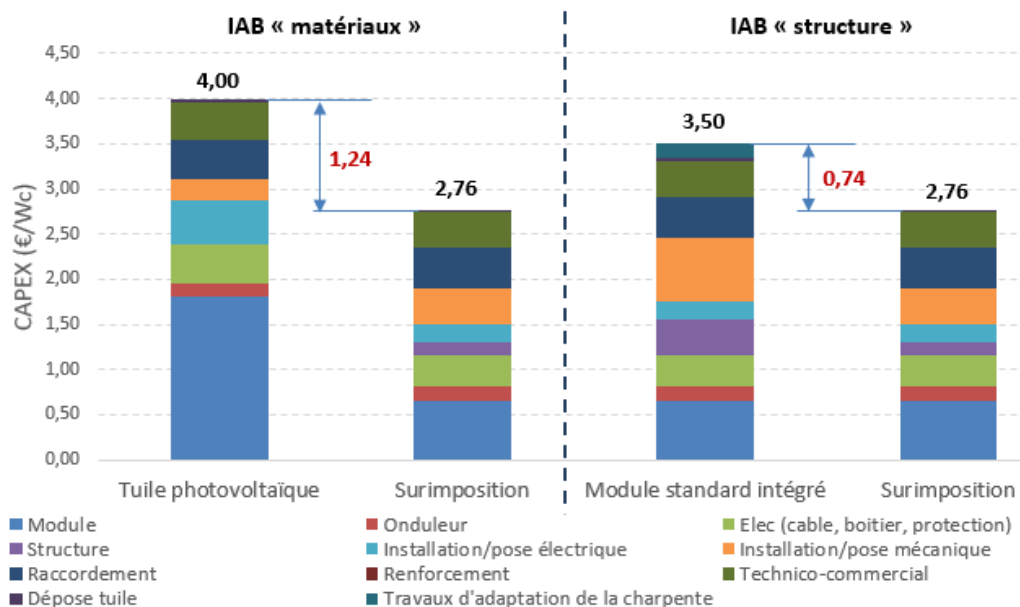


Figure 58: Décomposition des coûts du PV sur le segment [0-3kW], pour une construction existante, hors rénovation

### Bilan de l'analyse de coût

Pour la construction neuve et pour la rénovation/réfection de la toiture (Figure 59), les économies réalisées sur les éléments de couverture permettent de réduire significativement la différence de coûts entre le surimposé et l'IAB. En effet, plus les éléments de couverture considérés sont coûteux, plus l'économie générée par les systèmes IAB est importante. Ainsi pour un élément peu cher tel que la tuile galbée en terre cuite, l'IAB « structure » présentera un surcoût de 7% (20c€/Wc) par rapport au surimposé, tandis qu'avec un élément plus coûteux comme l'ardoise naturelle, le coût de l'IAB « structure » deviendra comparable à celui du surimposé (voire plus faible).

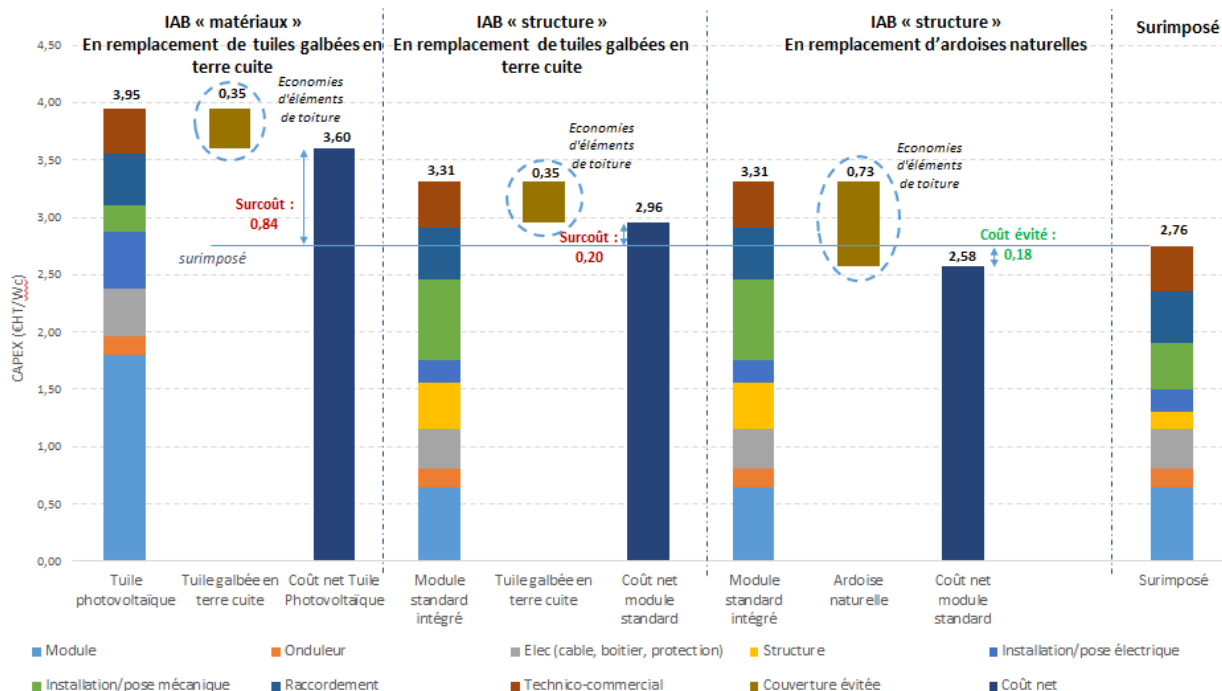


Figure 59 : Décomposition des coûts du PV sur le segment [0-3kW], pour la construction neuve ou en rénovation

La politique de soutien à l'intégré bâti a permis d'abaisser fortement les coûts des systèmes IAB « structure » pour les amener, dans le cas de la construction neuve et de la rénovation au même niveau que les coûts des systèmes en surimposition. Toutefois, dans le cas du résidentiel existant, qui reste le marché principal, l'IAB correspond à des coûts plus importants, et nécessite une prime ou un cadre réglementaire spécifique pour exister.

▪ Tertiaire/Industrie/Logement collectif : moyenne puissance [9-250kW]

Analyse des coûts pour le PV standard

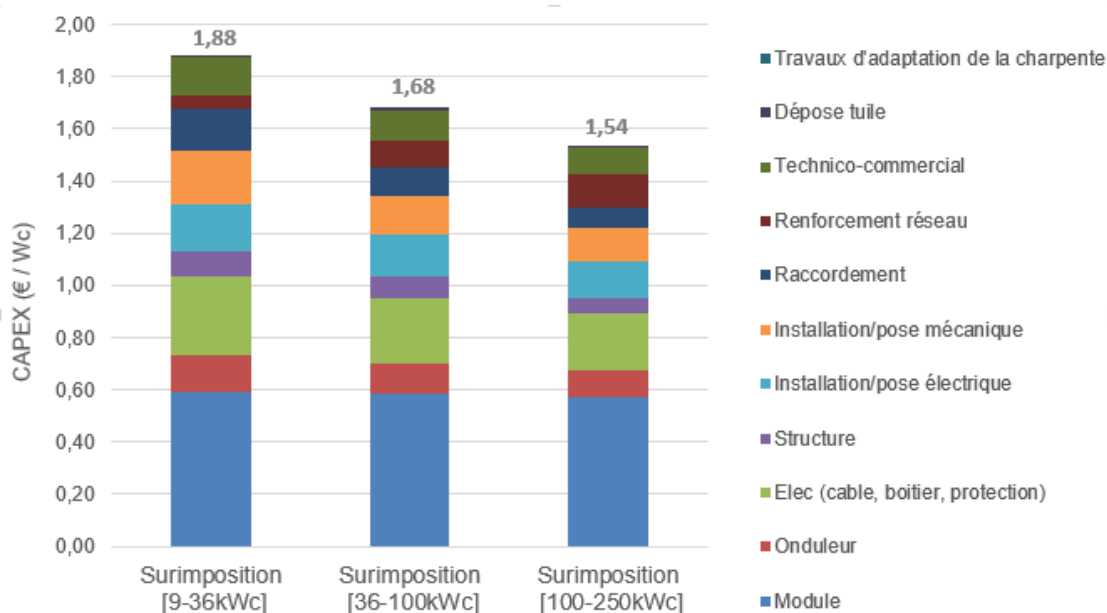


Figure 60 : Décomposition des coûts du PV surimposé pour la gamme de puissance [9-250kW]

**L'effet d'échelle permet de réduire significativement les coûts par rapport au secteur résidentiel « petite puissance »** (de près de 30%). Le coût des matériels occupe désormais une place dominante dans le coût total (plus de 60%).

Comme pour les systèmes de petite puissance, les coûts au watt crête diminuent lorsque la puissance augmente car les coûts d'installation, de raccordement et les coûts technico-commerciaux<sup>43</sup>, dépendent peu de la puissance de l'installation. Seuls les coûts au watt crête liés au renforcement du réseau augmentent avec la puissance installée. Cela est dû au fait que plus la puissance injectée sur le réseau augmente, plus les problématiques associées sont importantes.

#### **Analyse du surcoût lié à l'intégration simplifiée au bâti**

L'étude de cas est la même que pour le secteur résidentiel petite puissance, à ceci près que les systèmes considérés, du fait de leur gamme de puissance, ne sont plus IAB mais ISB. Les critères techniques de l'ISB sont moins exigeants que ceux demandés dans la cadre de l'IAB (Cf partie 1.2.1 ou l'annexe 0 pour la définition de IAB et ISB).

Deux types de système ont été étudiés : les systèmes ISB « structure » (systèmes répondant à l'exigence technique de l'étanchéité assurée par le système lui-même, souvent *via* une sous couche d'étanchéité), et les systèmes ISB « matériaux » (correspondent à des matériaux répondant aux exigences IAB (et donc ISB) et pouvant être installé sur une grande surface de toiture<sup>44</sup>).

Par ailleurs, cette analyse ne sera réalisée que sur le segment intermédiaire [36-100kW] même si les enseignements obtenus sont également valables pour les deux autres segments ([9-36kW] et [100-250kW]).

**L'effet d'échelle permet de réduire significativement les coûts par rapport au secteur résidentiel « petite puissance »** (de près de 40%). Toutefois, les enseignements tirés de la comparaison entre l'existant et le neuf et entre l'intégré « structure » et l'intégré « matériaux » restent inchangés (cf. Figure 61 et Figure 62) : **L'ISB est compétitif face au surimposé pour les constructions neuves mais reste encore coûteux pour les constructions existantes.**

---

<sup>43</sup> Les coûts dits technico-commerciaux sont les suivants:

- Les coûts de commercialisation et d'acquisition des clients ;
- Les frais d'étude (dimensionnement, chiffrage de coût, environnementale si nécessaire, etc.) ;
- Les frais généraux de l'entreprise: assurance, personnel hors personnel de pose (secrétaire, comptable ...), ordi, électricité, papeterie, etc.

<sup>44</sup> A titre d'exemple, la centrale solaire de Saint Charles International à Perpignan est composée d'ardoises photovoltaïque. La centrale constitue le toit du marché, d'une surface de 7 hectares et d'une puissance crête de 9 MW. Elle a bénéficié à l'époque (en 2009) du tarif d'achat intégré.



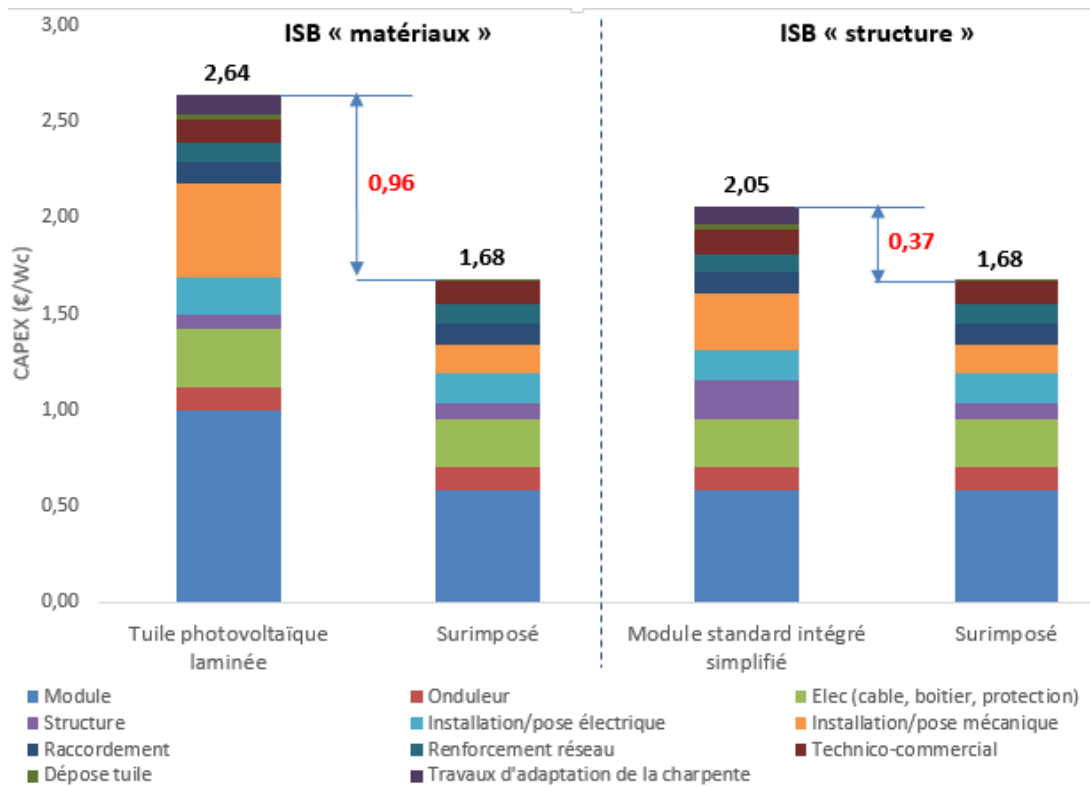


Figure 61 : Coût des systèmes PV sur toiture dans l'existant [36-100kW]

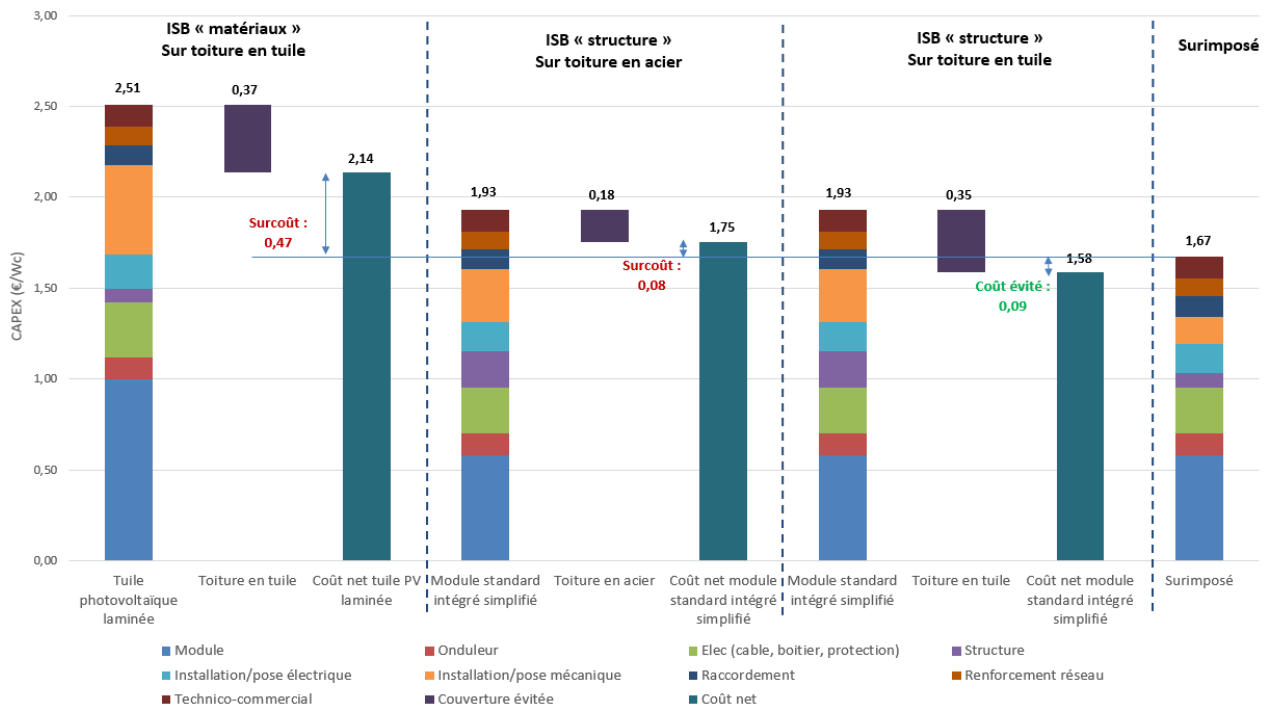


Figure 62 : Coût des systèmes PV sur toiture pour le neuf [36-100kW]

- Centrales au sol [>250kW]

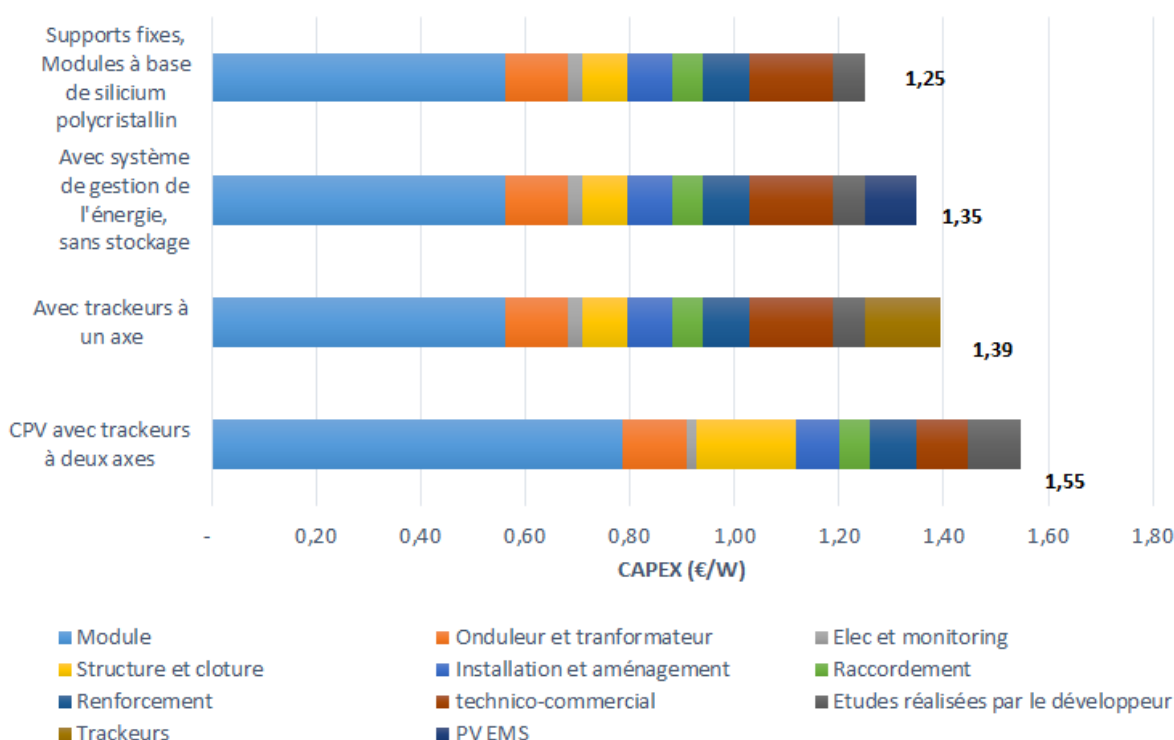


Figure 63 : Coût par Watt crête des centrales au sol

Les **centrales au sol équipées de modules à base de silicium multicristallin** avec un coût de 1,25€/Wc, présentent les coûts les plus bas du fait d'une technologie mature et éprouvée, et en raison de l'absence de systèmes spécifiques tels que des trackers ou des dispositifs de stockage.

D'après les entretiens réalisés avec les développeurs de centrales photovoltaïques, le coût clé-en-main d'une centrale au sol (incluant le coût des composants, le coût de l'installation ainsi que le coût du renforcement, du raccordement et de l'ensemble des études réalisées par le constructeur) s'élève à 1 €/Wc en 2014. S'ajoutent à celui-ci le coût technico-commercial de montage de dossier et des frais juridiques et généraux de l'entreprise ainsi que le coût des études de faisabilité et de pré-faisabilité portés par le développeur de projet. La somme des deux coûts donne le coût global de la centrale.

En plus de dispositifs de stockage, les centrales au sol peuvent s'équiper de **systèmes de gestion de l'énergie** (EMS) qui permettent de gagner en flexibilité grâce à une modulation de la production. Ce type de solutions entraîne un surcoût d'environ 8% (10c€/Wc).

Pour les centrales équipées de modules standards, **des « trackers »** à un ou deux axes peuvent être déployés. Ceux-ci ajoutent un surcoût de mécanisme et de structure d'environ 11% (14 c€/Wc) par rapport à une centrale à modules fixes, mais en retour, le suivi de la course du soleil permet d'augmenter significativement la production photovoltaïque.

Enfin, les **centrales CPV**, équipées de modules à haut rendement, enregistrent un surcoût à l'investissement d'environ 25% par rapport à une centrale non CPV sur supports fixes. Le coût de ces centrales est dominé par le coût du module (50% du coût total), celui-ci étant composé de cellules à haut rendement et d'un système optique de focalisation.

### 1.2.2.3. LCOE en France en 2014

La forte baisse des coûts des systèmes PV a pour conséquence une baisse significative du coût de production de l'électricité photovoltaïque dit LCOE.

#### 1.2.2.3.1. Calcul du LCOE : Formules et hypothèses du LCOE

Le LCOE (de l'anglais « Levelized Cost of Electricity »), est le coût complet de production de l'électricité. Il s'agit du ratio de l'ensemble des coûts actualisés de l'installation de production (lors de l'investissement et en opération), divisé par l'ensemble de la valeur de l'énergie produite lors de sa durée de vie, actualisée au même taux :

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Avec :

- $I_0$  : investissement initial
- $A_t$  : le coût annuel
- $E_t$  : énergie produite année t
- $i$  : taux d'actualisation : Coût moyen pondéré du capital après correction de l'inflation
- $n$  : durée de vie de l'équipement

Deux jeux d'hypothèses sont nécessaires pour calculer le LCOE : les hypothèses de production et les hypothèses de coûts et d'actualisation.

#### • Hypothèses de coûts et d'actualisation

Pour le solaire PV, l'investissement initial (solution PV + installation) est la brique de coût essentielle. Ce coût est détaillé dans la partie précédente. Deux autres éléments sont également nécessaires pour évaluer les coûts complets actualisés d'une installation PV : les coûts opérationnels (maintenance, loyers, taxes) et le coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC : Weight Averaged Cost of Capital). Celui-ci correspond au taux d'actualisation pour le LCOE.

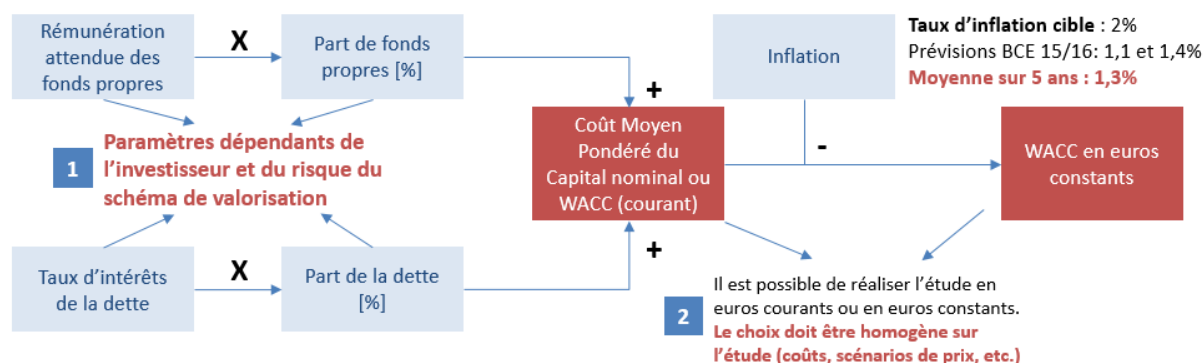
En ce qui concerne les coûts de maintenance, les hypothèses retenues dans l'étude sont de 2,4% pour les grandes toitures et les centrales au sol (étude de la CRE sur les coûts des énergies renouvelables<sup>45</sup>) et de 2% pour les installations résidentielles<sup>46</sup> (hypothèse retenue pour l'étude à partir des données In-Numeri et du rapport CRE). Un chiffre moindre pour les installations résidentielles s'explique par l'absence de loyer et par le faible taux de souscription des contrats de maintenance par les propriétaires des installations.

En ce qui concerne le WACC, la formule d'évaluation, présentée en Figure 64, s'appuie sur le coût de la dette et le coût des fonds propres. Comme l'ensemble des coûts et revenus de l'étude est calculée en euros constants, le WACC doit être corrigé de l'inflation pour être en euros constants avant d'être utilisé pour le calcul du LCOE. Un taux d'inflation de 1,3% est retenu pour l'étude, correspondant à la moyenne historique observée en France sur les 5 dernières années.

<sup>45</sup> Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, Avril 2014, CRE

<sup>46</sup> Hypothèse retenue pour l'étude à partir des données In-Numeri et du rapport CRE

## METHODE D'ESTIMATION DU TAUX D'ACTUALISATION UTILISE



**Figure 64 : Méthode d'estimation du WACC, taux d'actualisation utilisé**

Les structures et les conditions de financement sont très différentes selon les segments, ce qui entraîne des WACC différents. Pour représenter cette diversité, trois WACC ont été retenus : le premier pour le segment résidentiel, supposé représentatif des petites toitures de particuliers, le second pour les grandes toitures, en prenant un WACC plus proche d'un investissement professionnel dans l'immobilier, un troisième pour les *utilities*, supposé représentatif des coûts pour les centrales au sol.

Le résultat est présenté en Figure 65. Pour tous les segments, la répartition de financement entre 80% de dettes et 20% de fonds propres est retenue. Il s'agit d'un ratio observé par la CRE et le Fraunhofer Institute<sup>47</sup> et confirmé lors des entretiens avec les acteurs du secteur en France. L'indicateur sur le coût de la dette retenu pour chaque segment est fiable, car il s'agit d'une donnée bien documentée et cohérente sur différentes sources (entretien, étude CRE, Fraunhofer). En ce qui concerne la rémunération des fonds propres attendue, le chiffre supporte beaucoup plus d'incertitude. Ce problème a été relevé par la CRE dans son rapport<sup>48</sup> : les résultats de l'enquête réalisée par la Commission de Régulation de l'Energie auprès d'exploitants étaient très variables sur ce point. Pour les entreprises, il peut s'agir d'une donnée confidentielle. Pour les particuliers, la notion de rémunération attendue des fonds propres n'est pas une donnée connue. L'étude retient donc les hypothèses suivantes : pour les particuliers, le rendement moyen d'une assurance-vie est pris en compte pour représenter la perte d'opportunité d'un investissement comparable (longue durée, faible risque) ; pour les entreprises, les chiffres sont fortement variables ; par défaut, le chiffre proposé par le Fraunhofer Institute a été retenu (8%). Ce chiffre pourrait correspondre à un investissement d'un professionnel dans l'immobilier, et non dans l'industrie ; pour les *utilities*, le chiffre publié par le passé par E.ON<sup>49</sup>, une des principales utilities européennes, est utilisé.

<sup>47</sup> Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, Novembre 2013, Fraunhofer ISE

<sup>48</sup> Ibid.

<sup>49</sup> 2013 Annual Report, EON

Exploitant :	Particulier	Entreprise	Utilities
Ratio Dette/Fonds propres	<b>80 % de dettes, 20 % de fonds propres</b> Il s'agit du ratio observé par la CRE <sup>2)</sup> et le Fraunhofer Institute <sup>1)</sup>		
Taux d'intérêts de la dette	<b>6,12%</b> Taux moyen du crédit à la consommation en France (Banque de France – 2010-14)	<b>4,5%</b> Taux moyen de l'endettement constaté par la CRE en 2014	<b>3,8%</b> Taux moyen de l'endettement des utilities (GDF SUEZ, E.ON)
Rémunération attendue des fonds propres	<b>3,02%</b> Rendement moyen assurance vie (fonds euros) (2010-14)	<b>8%</b> Grande variabilité selon les cas. Chiffre proposé par le Fraunhofer	<b>11,1%</b> Coût des fonds propres – cas de EON
<b>WACC proposé</b>	<b>5,46 %</b>	<b>5,2 %</b>	<b>5,34 %</b>

**Figure 65 : Estimation du WACC pour l'étude**

- **Hypothèses de production**

La durée de vie d'une installation PV est de **~25 ans**. Ce chiffre est donc utilisé pour l'ensemble des installations PV qui s'installent sans subvention (vente sur le marché, autoconsommation) et pour les LCOE qui sont présentés ci-après.

Pour calculer la production du PV, la conversion d'une unité de puissance à une énergie annuelle nécessite plusieurs hypothèses :

- une hypothèse d'ensoleillement annuel est prise en compte à la maille régionale, en kWh/m<sup>2</sup>/an ;
- un ratio de performance de 0,85 pour les installations surimposées et les centrales au sol, et de 0,8<sup>50</sup> pour les installations ISB et IAB, moins bien ventilées ;
- enfin, un coefficient trigonométrique permet de représenter la perte due à un angle non optimal. L'étude retient un coefficient trigonométrique de 0,99, représentant une orientation sud et une inclinaison à 40° (situation quasi-optimale).

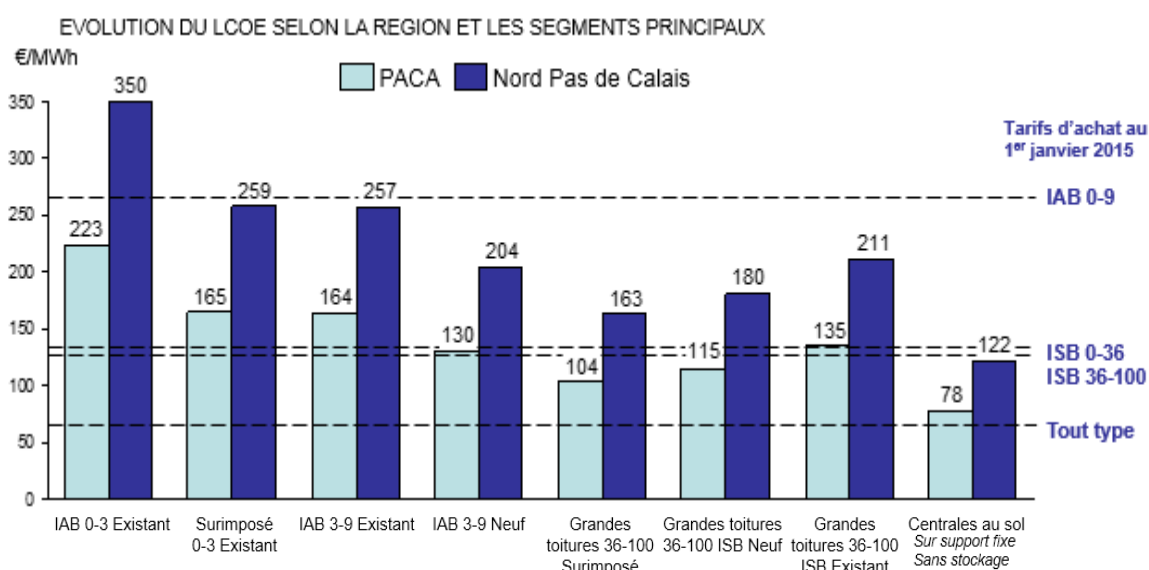
### 1.2.2.3.2. Résultats par segment et par région

Une fois les coûts d'investissement et d'installation calculés, il est possible d'évaluer le LCOE des installations, en retenant les hypothèses décrites dans la partie 1.2.2.3.1. Les LCOE pour l'année 2014 sont présentés sur la Figure 66.

De manière générale, la taille est un élément déterminant du coût complet de production, notamment sur les petites installations où les effets d'échelle sont importants, comme le montre l'écart entre le LCOE pour les installations inférieures à 3 kWc et les installations entre 3 et 9 kWc. Naturellement, le coût des centrales au sol est le moins élevé de toutes les technologies et de tous les segments, avec un coût de 78€/MWh en PACA en 2014. Ce chiffre peut paraître faible mais est déterminé à partir des hypothèses les plus favorables en France : région la plus ensoleillée, LCOE calculé sur 25 ans (alors que les tarifs couvrent 20 ans), orientation favorable du PV, ratio de performance de 0,85, installations aux coûts les plus faibles (supports fixes, sans stockage).

De plus, on constate que, plus la puissance installée est élevée, plus l'écart de prix entre les solutions intégrées pour le neuf et les solutions surimposées est faible (comme le montre l'exemple sur l'ISB 36-100 en Figure 66), de l'ordre de 10% seulement, contre 30% dans les bâtiments existants.

<sup>50</sup> Source : entretien Cythelia



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, I-CARE, In Numeri

**Figure 66 : Comparaison des LCOE 2014 des régions PACA et Nord Pas de Calais avec les tarifs d'achat au 1<sup>er</sup> janvier 2015**

**Nota Bene : Ecart possible entre Tarif d'obligation d'achat et LCOE**

En principe, un tarif d'Obligation d'Achat est sensé **réfléter** la valeur du LCOE. Dans la réalité, un écart peut exister, et il existe en France dans la mesure où les tarifs d'OA sont construits sur une période de 20 ans alors que le LCOE pris en compte dans nos analyses est calculé sur 25 ans. Le passage de 25 à 20 ans renchérit de ~10% le LCOE, soit 10 à 20 €/MWh selon les segments. La Figure 66 montre les LCOE avec une durée de vie de 25 ans.

La Figure 66 indique les tarifs d'achat en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015 par segment. Seul le tarif lié à l'IAB sur le résidentiel est significativement au-dessus du LCOE évalué sur son segment cible. En effet, le tarif ciblant toutes les installations (y compris les centrales au sol) est inférieur au prix des centrales au sol en PACA, soit le LCOE le moins élevé sur le périmètre français. Le tarif lié à l'ISB est, lui aussi, à la limite de la rentabilité en PACA, entre le LCOE sur le neuf et le LCOE sur l'existant.

L'ensoleillement en France varie de 1800 à 1150 kWh/m<sup>2</sup>/an selon les régions. Cela a des conséquences très fortes sur le LCOE, comme l'illustre la carte en Figure 67. **Le LCOE d'une centrale au sol située dans le Nord Pas de Calais est ainsi 57% supérieur au LCOE d'une installation située en PACA. La parité réseau à horizon 2020/2025 ne concernera que les régions du Sud de la France.**



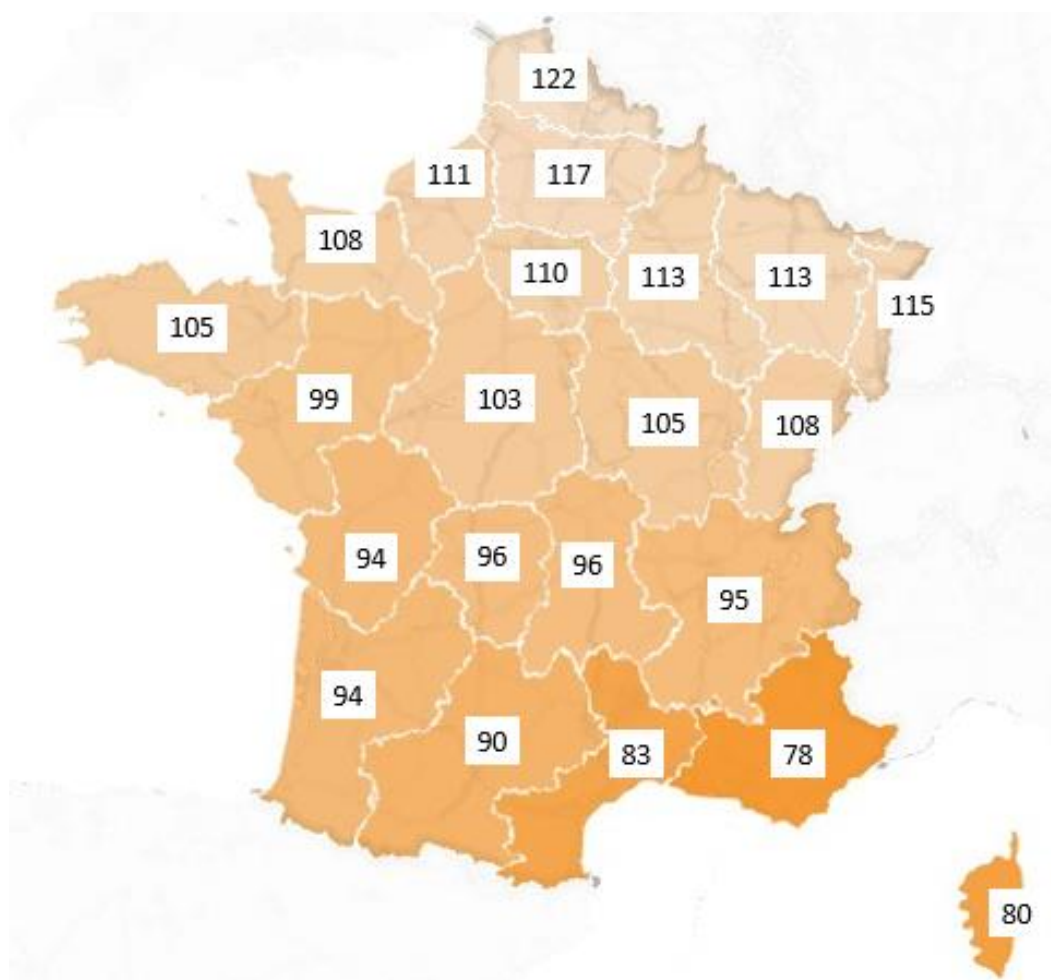


Figure 67 : LCOE des centrales au sol en €/MWh en 2014 selon les régions

### **1.2.3. Etat des lieux de la filière photovoltaïque française**

Même si la filière PV française compte à la fois des acteurs actifs depuis une dizaine d'année et des entreprises très compétitives sur certains segments, elle est aujourd'hui globalement en difficulté face aux à-coups du marché domestique et à une compétition internationale intense.

Après avoir réalisé une analyse segment par segment de la situation des entreprises de la filière, cette section étudiera le positionnement général de la filière et effectuera un bilan emplois et valeur ajoutée en 2014.

#### **1.2.3.1. Etat des lieux des entreprises de la filière**

Les entreprises françaises sont présentes sur les différents segments de la chaîne de valeur du photovoltaïque :

- Les équipementiers : fabricants de fours, ...
- Les fabricants de wafers, cellules
- Les fabricants de modules, par assemblage des cellules,
- Les fabricants de composants électriques, les onduleurs ainsi que tous les autres matériels électriques de connexion,
- Les fabricants de structures permettant l'assemblage des modules,
- Les installateurs.

On peut ajouter également :

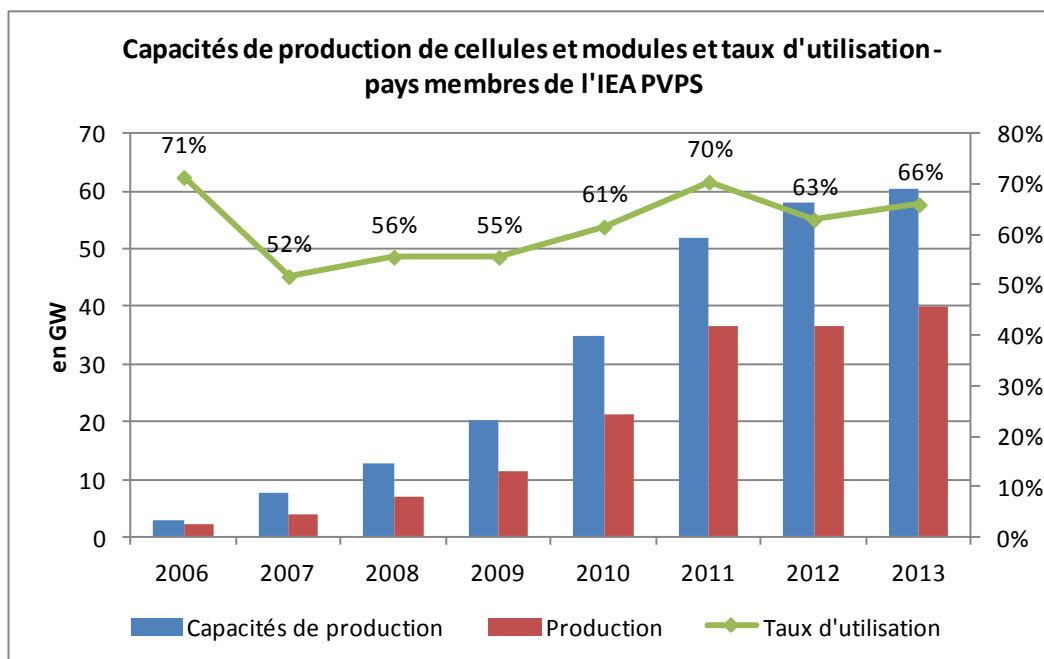
- Les laboratoires de recherche,
- Les sociétés d'études et de montage de projet
- Les distributeurs et grossistes.

Pour chacun de ces segments, un bref rappel des éléments pertinents de contexte national ou international est effectué, avant de présenter les caractéristiques des entreprises françaises ayant une activité sur le segment.

##### **1.2.3.1.1. Les équipementiers**

- **Éléments de contexte**

Le marché des lignes de production de cellules et modules photovoltaïques est principalement à l'international, la majorité des usines de fabrication étant situées en Asie. Les principaux déterminants du niveau de marché sont, d'une part, à la baisse, la surcapacité de production de cellules et modules au niveau mondial, et d'autre part, à la hausse, l'obsolescence très rapide des lignes de production existantes, en raison des effets d'apprentissage encore importants.



**Figure 68 : Capacités de production de cellules et modules et taux d'utilisation**

Source : IEA PVPS, Trends 2014 in Photovoltaic Applications, November 2014

En 2013, selon le rapport de l'AIE Trends 2014 in Photovoltaic Applications<sup>51</sup>, les capacités de production de modules des pays membres de l'initiative IEA PVPS (90 % de la production mondiale de modules) s'élèvent à 60,5 GW, alors que la production de modules est de 40 GW, soit un taux d'utilisation des capacités de 66 %. Comme le montre le graphique ci-dessus, la surcapacité de production de modules est un phénomène chronique : depuis 2006, le taux d'utilisation des capacités de production n'a jamais excédé 71 %.

D'après les données de la SEMI<sup>52</sup>, le marché des équipements de production a représenté en 2013 1,2 MdEUR de facturations, en baisse de 50 % par rapport à l'année précédente, pour une augmentation de capacités de près de 3 GW par rapport à 2012. Le rapport commandes/factures, qui donne une indication du niveau de demande, s'établit en moyenne à 0,6 pour l'ensemble de l'année 2013. Il est en nette amélioration par rapport à 2012 où il était en moyenne de 0,39, mais reste en dessous de la ligne de parité, indiquant une demande relâchée sur le marché. Sur les trois premiers trimestres 2014, ce ratio s'améliore encore pour atteindre 0,87.

- **Caractéristiques des entreprises françaises**

Les équipementiers français sont relativement bien positionnés sur le marché des équipements pour le PV, marché très exposé à la concurrence internationale. Le tableau suivant présente le recensement des entreprises françaises identifiées comme ayant une activité sur ce marché.

<sup>51</sup> IEA PVPS, Trends 2014 in photovoltaic applications – Survey report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013, T1-25:2014.

<sup>52</sup> SEMI est une association d'équipementiers pour les industries micro et nano électroniques. [www.SEMI.org](http://www.SEMI.org)

Nom	Activité PV	Année	Chiffre d'affaires (M€)	dont export (M€)	Production (M€)	Valeur ajoutée <sup>53</sup> (M€)	EBE (M€)	Emploi
44Solar Sarl	machines de dépôt de matériaux couches minces	2013	0,6	0,5788	0,05	0,1387	-0,006	2
AET Technologies	Éléments chauffants	2013	7,5	1,1565	7,30	3,6907	0,474	44
Alcatel Vacuum Technology (Adixen)	Pompes à vide	2013	145,2	124,1373	143,97	50,9077	11,771	604
Alliance Concept	machines de dépôt de matériaux couches minces	2012	9,4	2,997	8,30	3,303	0,516	46
Apollon Solar	équipement de fabrication du silicium de qualité PV et d'encapsulation	2013	1,0	0	0,96	0,167	0,221	7
Cyberstar	fours de cristallisation	2013	1,8	1,363	1,51	0,407	0,031	9
ECM Technologies	fours de cristallisation	2012	28,7	23,964	51,30	14,2395	6,389	115
EFD induction	fours de cristallisation	2013	12,8	7,385	12,79	1,744	-3,25	82
Entegris	caissettes, filtres, polymères spéciaux	2013	3,3	3,3466	3,35	2,777	-0,087	20
Eolite Sytems	laser,	2013	1,4	1,322	1,93	-0,634	-2,902	28
Graftech France	creusets	2013	62,0	54,778	58,30	24,41	5,444	247
IBS	équipements d'implantation ionique par immersion plasma	2013	8,4	6,432	0,43	0,2051		3
KOMAX France	câbles pour modules	2012	3,2	0,756	0,95	0,76		22
Machines Dubuit	lignes de métallisation	2013	5,9	2,933	6,03	1,649		47
Qualiflow Jipelec (Semco engineering)	équipements thermiques	2012	36,9	36,018	39,07	6,816	0,973	92
Silimelt	équipements de purification	2013	0,2	0,009	0,18	-0,015	-0,098	2
Silios technologies (IBS)	mini spectrometres	2012	0,6	0,238	0,93	0,632		9
Staubli	robots industriels	2013	388,2	325,12	388,36	141,485	57,296	1063
Thermocompact	fil de découpe	2013	29,4	18,288	29,21	7,896	1,55	101
Vegatec	équipements de traitement thermique	2013	1,6	0	1,58	0,48	-0,296	15
Vesuvius	creusets	2013	46,5	15,006	16,31	9,177	-7,594	205
Vincent industrie	lignes d'assemblage de module	2013	17,3	17,198	18,98	5,485	2,958	32
<b>Total</b>			<b>811,92</b>	<b>643,03</b>	<b>791,78</b>	<b>275,72</b>	<b>73,39</b>	<b>2795</b>

**Figure 69 : Chiffres d'affaires et emplois des équipementiers français**

Sources : annuaire SER-SOLER 2013, societe.com, enquête IN NUMERI.

Attention : les données ci-dessus correspondent à l'ensemble de l'activité des entreprises, applications photovoltaïques incluses.

**Au total, une vingtaine d'entreprises sont positionnées sur ce segment de la chaîne de valeur en France. Il s'agit d'entreprises de type PME ou ETI<sup>54</sup>, pour lesquelles le photovoltaïque n'est pas le premier domaine d'activité.** Leur chiffre d'affaires 2013 est estimé à 812 MEUR<sup>55</sup>, dont seulement 12 % relèveraient de l'activité photovoltaïque d'après l'enquête menée par In Numeri<sup>56</sup>.

<sup>53</sup> Valeur ajoutée : La valeur ajoutée est égale à la valeur de la production diminuée de la consommation intermédiaire

<sup>54</sup> L'INSEE définit les PME (Petites et Moyennes Entreprises) comme les entreprises qui occupent moins de 250 personnes, et qui ont un chiffre d'affaires inférieur à 50 MEUR ou un total de bilan n'excédant pas 43 MEUR. Les ETI (Entreprises de Taille Intermédiaire) sont celles qui ont entre 250 et 4 999 salariés, et soit un chiffre d'affaires n'excédant pas 1,5MdEUR soit un total de bilan n'excédant pas 2MdEUR. Une entreprise qui a moins de 250 salariés, mais plus de 50MEUR de chiffre d'affaires et plus de 43MEUR de total de bilan est aussi considérée comme une ETI. <http://www.insee.fr/fr/methodes/default.asp?page=definitions/liste-definitions.htm>

<sup>55</sup> En incluant certains chiffres d'affaires 2012

<sup>56</sup> Le taux de réponse à l'enquête a été faible sur cette catégorie d'acteurs, ces résultats ne peuvent donc pas être considérés comme représentatifs et doivent être considérés comme des approximations larges.

**L'activité de ces entreprises se fait essentiellement sur les marchés internationaux**, les exportations représentant près de 80 % du chiffre d'affaires d'après les données publiées sur *societe.com*. Le chiffre d'affaires PV des équipementiers français estimé dans le cadre de cette étude représenterait environ 7 % du marché mondial.

**L'activité de recherche-développement est relativement importante** pour les entreprises intervenant sur ce segment de marché, les objectifs principaux étant de réduire le coût de fabrication des modules et cellules, d'améliorer leur rendement, et d'améliorer la phase de traitement du silicium (purification, cristallisation). Apollon Solar ou Eolite System sont ainsi des entreprises caractéristiques du lien entre recherche-développement et activité industrielle sur ce segment de marché. Il s'agit dans les deux cas d'entreprises dont l'activité principale est la recherche-développement, et qui travaillent à l'élaboration de nouveaux procédés ou produits en collaboration avec les industriels du photovoltaïque : le partenaire industriel d'Apollon Solar est Vincent Industrie, tandis qu'Eolite systems, issue du CNRS, est rattachée à Eolite laser, division de l'industriel ESI (Electro Scientific Industry), basé aux Etats-Unis.

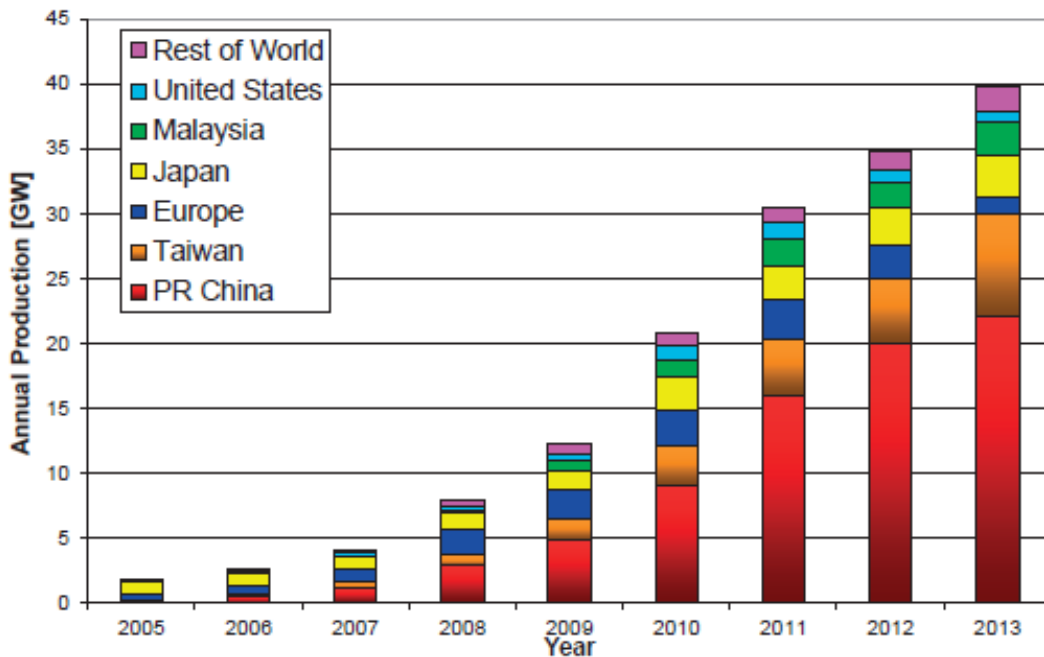
Parmi les événements marquants de 2013 et 2014 pour les entreprises de ce secteur d'activité, ECM technologies, qui avait remporté avec un consortium d'entreprises une vente de ligne de production au Kazakhstan en 2011, a filialisé son activité photovoltaïque en créant ECM Greentech en 2013. Mi-2014, ECM Technologies a également effectué une levée de fonds de 10 MEUR, et a vu l'entrée dans son capital de BPI France, Siparex, InnovaFonds et Capida.

#### **1.2.3.1.2. Les fabricants de modules et cellules**

- **Éléments de contexte**

La fabrication de cellules et modules photovoltaïques est une activité mondialisée qui a connu de profonds changements depuis le milieu des années 2000. Au départ plutôt dominé par les européens et les japonais, aidés par leur demande intérieure, le marché a connu une croissance exponentielle entre 2008 et 2011.

Cette période de croissance, liée à la baisse des coûts, est la conséquence d'une concurrence accrue et d'une guerre des prix intense. Les acteurs asiatiques, notamment chinois, ont rapidement augmenté leurs parts de marché, jusqu'à fournir aujourd'hui plus de la moitié des cellules et modules fabriqués dans le monde, comme le montre le graphique suivant.



**Figure 70 : Production mondiale de cellules et modules photovoltaïques de 2005 à 2013**

Source: A. Jäger-Waldau, PV Status Report 2014, JRC, November 2014. Source des données : Photon International [Pho 2012], PV activities in Japan [Pva 2014], PV News [Pvn 2014].

D'après les données de l'AIE<sup>57</sup>, en 2013, la Chine représente 58 % de la fabrication mondiale de cellules, estimée à 39,1 GW ; elle est immédiatement suivie par Taiwan (18 % des cellules). La fabrication de cellules à Taiwan a fortement progressé entre 2012 et 2013 car de nombreux producteurs chinois de modules ont choisi d'utiliser des cellules taiwanaises afin de contourner les taxes antidumping sur les produits chinois mises en place aux Etats-Unis.

La situation sur le marché des modules est similaire à celles des cellules : la Chine fournit 65 % du marché.

Ces deux activités de production sont les plus intégrées de la chaîne de valeur photovoltaïque, il est souvent difficile pour un même fabricant de séparer les données concernant chacune d'entre elles. L'amélioration du rendement des modules à un coût maîtrisé est aujourd'hui un élément déterminant pour maintenir sa place sur le marché et la fabrication de modules et cellules s'accompagne d'un nécessaire investissement en recherche-développement.

La répartition selon les différentes technologies a peu évolué ces dernières années. La filière silicium cristallin reste largement dominante et représente près de 90 % de la production mondiale de modules en 2013, d'après les données de l'AIE.

Les couches minces représentent près de 10% des puissances installées dans le monde et les principaux fabricants sont situés en Malaisie, au Japon, en Chine, Italie, Allemagne et aux Etats-Unis. La filière CPV est encore plus minoritaire. Les principaux fabricants actifs dans ce domaine sont situés en Allemagne, en Australie, aux Etats-Unis, en Espagne et en France d'après l'AIE.

- **Caractéristiques des entreprises françaises**

**La fabrication de cellules et modules est relativement peu développée en France.** Au total, une petite quinzaine d'entreprises interviennent sur ce segment. La filière silicium cristallin est quasiment la seule représentée dans la production de modules. Les filières alternatives, couches minces et CPV, sont surtout présentes dans les activités de recherche-développement, et les rares entreprises en France qui avaient fait ce choix de positionnement ont annoncé début 2015 la fin de leur activité. Toutefois, Soitec, en passe de

<sup>57</sup> IEA-PVPS, Trends 2014 in Photovoltaics Applications – Survey report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013



céder son activité systèmes solaires, « continuera à développer et à commercialiser, sur la base de sa capacité industrielle existante, sa cellule solaire à quatre jonctions (ou « Smart Cell™ ») », Communiqué de presse du 21 mai 2015. Heliotrop continue à être présent sur cette niche avec des projets d'industrialisation. Nexcis, qui était positionné sur les cellules CIGS à faible coût a lancé en mars 2015 une procédure de cessation d'activité suite à la décision d'EDF (qui détient 65 % des parts de la société) d'arrêter ses investissements de soutien. Si aucun repreneur ne se fait connaître, la cessation d'activité de l'usine du Rousset sera effective fin juillet 2015.

Société	Activité	Année	Chiffre d'affaires (MEUR)	dont export	Production	Valeur ajoutée	EBE	Emplois	Evolution 2013/2012
Fonroche énergie	Modules	2013	27,78	0,00	3,83	2,04	-0,15	33	-64%
FranceWatts	Modules	2012	4,12	2,85	4,05	-0,01	-0,63	16	
Heliotrop	Modules	2012	0,19	0,19	0,19	0,02	-0,05	0	
KDG Energy	Modules	2011	3,29	0,98	2,95	-0,13	-0,06	18	
Photowatt International (EDF)	Modules, t cellules	2013	56,00	55,00	100,00	-20,00	-63,00	350	
Sillia Energie (Holding Sofie)	Modules	2013	15,24	0,85	14,98	1,41	-1,07	56	-14%
SNA Solar areacem	Modules	2012	17,05	0,98	16,38	5,84	-0,46	141	
SOITEC	Modules	2013	149,76	137,71	147,16	18,63	-35,27	909	-40%
Solems SA	Modules	2013	0,70	0,08	0,53	0,23	0,05	8	-17%
S'tile	Cellules	2012	0,00	0,00	0,00	-0,66	-0,79	0	
Systovi SAS -	hybrides	2013	14,50	0,00	14,00	2,00		57	77%
Tenesol / Sunpower	Modules	2013	20,93	0,00	22,97	-13,96	-21,91	112	-70%
Voltec Solar	Modules	2013	11,00	3,30	11,00			70	83%
Irysolar	Cellules	2012	2,5	0,1	2,7	0,9	-0,2	23	
<b>Total général</b>			<b>323.05</b>	<b>202.03</b>	<b>340.7</b>	<b>-3.68</b>	<b>123.5</b>	<b>1793.0</b>	
<b>Hors SOITEC</b>			<b>173.3</b>	<b>64.3</b>	<b>193.6</b>	<b>-22.3</b>	<b>-88.3</b>	<b>884</b>	

**Figure 71 : Fabricants de cellules et modules**

Sources : annuaire SER-SOLER 2013, societe.com, enquête IN NUMERI

Attention : les données ci-dessus correspondent à l'ensemble de l'activité des entreprises, applications photovoltaïques incluses.

Le tableau ci-dessus présente les fabricants de cellules et modules répertoriés en France. Ces 14 entreprises réalisent un chiffre d'affaire d'un peu moins de 200 millions d'euros – entièrement lié au photovoltaïque- et emploient 860 salariés. Ces données sont issues des déclarations annuelles de chiffres d'affaires, consultées à partir du site « societe.com », éventuellement complétées par les données de l'enquête auprès des fabricants. Les exportations sont réalisées par deux sociétés : Photowatt et Francewatt. Les comptes 2013 de Sunpower (ex-Tenesol) ne font pas apparaître d'exportations, mais la société dispose d'une forte activité à l'international.

Le chiffre d'affaires 2013 devrait être complété par celui des sociétés en cours de liquidation ou cession d'activités, principalement MPO Energy (1 MEUR de CA en 2013) et Soitec (149 MEUR de CA en 2013), mais dont l'activité n'était pas exclusivement photovoltaïque.

**Les capacités de production déclarées des fabricants français sont de 800 MW en 2014**, soit moins de 2 % du marché mondial. Les fabricants français sont dans une situation difficile depuis 2011-2012, ces années ayant vu de nombreuses liquidations de sociétés ou annonces de cessation d'activité. Parmi les plus emblématiques, on retient l'annonce de Bosch concernant l'arrêt de son activité solaire en mars 2013

et donc la fermeture de l'usine de Vénissieux. Celle-ci a finalement été rachetée par Sillia et Urbasolar, ce qui a permis de préserver environ la moitié des emplois du site.

Malgré les difficultés rencontrées par la plupart des acteurs, certains arrivent à tirer leur épingle du jeu, comme Voltec solar ou Systovi. Ces entreprises sont les deux seules à afficher une progression de leur chiffre d'affaires entre 2012 et 2013. Voltec solar se différencie en mettant en avant une garantie sur les produits vendus de 20 ans (alors que la garantie porte généralement sur les rendements) et en misant sur des modules de haute qualité. Systovi, quant à elle, mise sur la fabrication de modules hybrides.

La plupart des fabricants de modules sont des entreprises de type PME, mais certains sont issus de grandes entreprises. C'est le cas de Tenesol, initialement détenue à parts égales par Total Energie et EDF ENR. Fin 2011, Total, après avoir racheté la part d'EDF ENR, l'a revendu pour 165 MEUR à SunPower, fabricant américain de cellules et modules, dont il détient par ailleurs 66% du capital.

**Photowatt, acteur historique du photovoltaïque et seul intervenant français à disposer d'une ligne de production intégrée**, a également été racheté par EDF en 2012 et rebaptisée EDF ENR PWT. La filialisation de l'entreprise au sein d'EDF ENR a permis d'assurer certains débouchés aux modules fabriqués par Photowatt, qui sont utilisés dans les projets remportés par EDF à l'étranger (aux États-Unis notamment).

**La fabrication de cellules photovoltaïques en France se réduit à deux entreprises, EDF ENR PWT (Photowatt) et Irysolar.** La société S'tile en est encore au stade de recherche-développement et mise sur la fabrication de cellules à faible coût. L'activité de ces entreprises comprend une part importante de recherche-développement, avec la nécessité d'améliorer le rendement de leurs produits afin de se maintenir au niveau français et mondial.

Parmi les événements récents, on peut noter l'équipement en modules SunPower de la centrale photovoltaïque de Pujaut (Gard), inaugurée en avril 2015. Cette centrale « 100 % made in France » à l'exception des onduleurs, produira 6,2 GWh d'électricité par an.

### 1.2.3.1.3. Les fabricants de composants électriques

- **Éléments de contexte**

Les composants électriques sont constitués des onduleurs, câbles etc. Ils permettent de convertir et d'acheminer l'électricité produite par les modules et de l'injecter sur le réseau. L'élément central sur ce segment de marché est l'onduleur photovoltaïque, qui convertit le courant continu produit par le module en courant alternatif.

Le marché des onduleurs (et du BOS de façon plus générale) suit une tendance similaire à celle observée sur le marché des modules. D'après les données d'IHS<sup>58</sup>, le marché 2013 s'élèverait à près de 7 M de dollars, soit une baisse de 3 % par rapport à 2012.

Les fournisseurs européens ont longtemps dominé le marché. En 2008, huit des dix plus gros fournisseurs étaient d'origine européenne. Le plus important était SMA, entreprise allemande, qui détenait à lui seul 40 % du marché. Avec le ralentissement des installations en Europe et le dynamisme des marchés asiatiques, les fournisseurs asiatiques ont trouvé un débouché solide pour leurs produits et ont gagné des parts de marché au niveau mondial. En 2013, parmi les dix plus gros fournisseurs d'onduleurs, on ne compte plus que 4 européens. La part de marché de SMA est tombée à 16 %.

Pour maintenir leurs parts de marché au niveau mondial, de nombreux fabricants européens se sont tournés vers les États-Unis pour écouler leurs produits, avec un certain succès.

- **Caractéristiques des entreprises françaises**

---

<sup>58</sup> Reprises par PVTech à l'adresse suivante : [http://www.pv-tech.org/guest\\_blog/the\\_changing\\_face\\_of\\_the\\_pv\\_inverter\\_supplier\\_base](http://www.pv-tech.org/guest_blog/the_changing_face_of_the_pv_inverter_supplier_base)

Un peu plus d'une trentaine d'entreprises en France sont répertoriées pour la fourniture d'éléments de BOS électrique, qu'il s'agisse des onduleurs ou des autres composants électriques.

Montants en M EUR	Année	CA	dont export	Production	VA	EBE	Emploi
<b>ABB France</b>	2012	10,93	1,54	6,00			
<b>AEG POWER SOLUTIONS</b>	2013	28,29	16,48	30,94	9,82		187
<b>Augier</b> onduleurs, transformateurs	2012	9,88	4,15	9,86	4,56		81
<b>AXUN</b> onduleurs	2013	1,4	0,1	0,09	0,1	-0,004	5
<b>Leroy-Somer (Emerson)</b> onduleurs	2013	666,9	458	667,8	207,6	30,6	2817
<b>SMA France</b> onduleurs	2012	9,32	6,30	4,31	2,69		47
<b>SOCOMEK</b> onduleurs	2012	260,27	142,86	261,91	95,09	10,8	1409
<b>Total général</b>		<b>987.0</b>	<b>629.4</b>	<b>980.9</b>	<b>319.9</b>		<b>4546</b>

**Figure 72 : Fabricants français d'onduleurs**

Source : Annuaire SER-SOLER 2013, societe.com, enquête In Numeri

Attention : les données ci-dessus correspondent à l'ensemble de l'activité des entreprises, applications photovoltaïques incluses.

**Seules six entreprises parmi les 35 répertoriées fabriquent ou distribuent des onduleurs.** Leur chiffre d'affaires pour 2012/2013 s'élève à près d'un milliard d'euros, mais il n'est pas entièrement dédié au photovoltaïque. La plupart des fabricants d'onduleurs sont des filiales de grands groupes : SMA, AEG Power Solution, ABB... L'activité de ces entreprises se fait en grande partie à l'international, les exportations représentant près de 60% de leur chiffre d'affaires. Elles emploient au total 4 000 salariés. Ces entreprises ne sont pas spécialisées dans le photovoltaïque, qui ne représente qu'une partie, difficilement quantifiable, de leur activité.

**Une trentaine d'entreprises fournissent des composants de BOS électriques autres que les onduleurs.** On retrouve parmi elles de grands groupes industriels, comme Schneider Electric ou encore Nexans, et Legrand. Ces produits ne sont pas spécifiques au photovoltaïque, ces entreprises ne sont pas du tout spécialisées dans le photovoltaïque, qui ne représente qu'une faible part de leur chiffre d'affaires.

**De façon générale, même si les entreprises françaises sont présentes sur le marché du BOS électrique, aucun des grands groupes français comme Schneider Electric, Legrand etc. n'a réellement investi le marché du photovoltaïque, qui reste dominé en France et en Europe par SMA pour les onduleurs.**

Nom	Activité	Année	CA	dont export	Production	VA	emploi
Acome	Câbles	2012	325	166	301	72	1084
ADEE Electronic	protection foudre	2013	3,612	0,0606	3,2825	1,3506	21
ATR Robotique	équipements de contrôle	2012	0,514	0,107	0,592	0,35	0
ICM group (Cablofil)	Câbles	2013	46,7	0	27	10,8	88
Ceth2	solutions stockage	2011	0,14	0	0,194	-0,187	11
CGP (Plastelec)	Câbles	2012	13,307	4,602	13,191	3,842	50
Citel 2CP	parafoudres	2013	7,332	3,421	7,204	0,885	39
Cobham Sliprings (LABEL)	collecteurs électriques tournants	2013	21	0	20.4	9.9	84
Comeca SAS	équipements basse tension						
Comel	boîtes de jonction	2013	4,105	0,508	4,067	1,6997	33
EHW Research		2012	0,525	0	0,48	0,3129	3
Emelec Technologies (NCF)	cartes électroniques						
Favier TPL	gainés	2013	3,305	2,134	3,307	0,8195	23
Itron France	comptage intelligent	2012	350,584	202,354	303,077	103,712	1121
La Cie électrique	système de supervision	2013	0,357				4
Madep	boîtes de jonction	2013	0,375	0	0,47225	0,249	5
MAEC	tableaux, transformateurs, armoires de comptage						
McPhy Energy	systèmes de stockage	2013	0,514	0	0,456	-6,373	57
Mersen France SB	fusibles	2011	107,222	60,753	84,252	30,653	0
Multi contacts France (Staubli)	connecteurs; boîtes de jonction						
Nexans France (Nexans)	Câbles	2013	1702,93	1115,557	1743,996	197,162	1898
Ormazabal France (Ormazabal)	postes de transformation	2012	49,318	2,07	-0,051	1,644	29
Pommier	tableaux, transformateurs, armoires de comptage	2012	0,42475	0	0,387	0,16	0
Prysmian France	Câbles	2012	645,415	293,491	642,591	132,766	0
Saft	batteries	2012	272,437	194,641	271,313	100,651	1728
Schneider Electric	tous équipements	2012	2409,54	310,32	2433,996	419,852	6318
Silec cable (Groupe général cable)	Câbles	2012	452,268	127,371	447,207	82,465	1132
Transfix	tableaux, transformateurs, armoires de comptage	2012	73,507	11,694	62,335	21,86	296
Transrail B&V	transformateurs	2012	6,188	2,264	6,185	2,245	69
Williamson Electronique	composants électroniques	2012	5,8065	0,112	3,6795	1,646	30
<b>Total général</b>			<b>6502.4</b>	<b>2497.5</b>	<b>6380.6</b>	<b>1190.5</b>	<b>14 123</b>

**Figure 73 : Fabricants de composants du BOS électrique**

Source : Annuaire SER-SOLER 2013, societe.com, enquête In Numeri

Attention : les données ci-dessus correspondent à l'ensemble de l'activité des entreprises, applications photovoltaïques incluses. Les lignes vides indiquent qu'aucune donnée financière n'est disponible ou qu'elles sont antérieures à 2012.

#### 1.2.3.1.4. Les fabricants de structure

- **Éléments de contexte**

Les composants de structure sont l'ensemble des éléments qui permettent de fixer les modules photovoltaïques sur leur support d'accueil (toiture ou au sol). On trouve donc sur ce segment de la chaîne de valeur les trackers dans le cas des centrales au sol, les structures métalliques et les systèmes d'intégration dans le cas des toitures, mais aussi la visserie, les chevrons ... Les composants de structure

constituent avec les onduleurs, câbles, boîtes de jonction etc. le Balance Of System (BOS) de l'installation photovoltaïque<sup>59</sup>.

Au niveau mondial, le marché du BOS suit les tendances des nouvelles installations. L'Europe et les Etats-Unis ont constitué le principal débouché pour ces produits, la première phase de développement des installations ayant eu lieu dans ces régions. Depuis 2011-2012, le marché se tourne de plus en plus vers la Chine et l'Asie, qui devraient rester le principal gisement de demande.

Les estimations réalisées par Globaldata et IHS<sup>60</sup> portent le marché global du BOS (y compris BOS électrique) aux alentours de 20Mds\$ en 2020. Les composants de structure devraient représenter une part de plus en plus importante de ce marché, 45% d'après les estimations IHS.

- **Caractéristiques des entreprises françaises**

Le marché des composants de structure est un marché régionalisé, sur lequel il ne se dégage pas de tendance aussi lourde que pour les marchés amont (équipements de production et fabrication de cellules et modules) en termes d'acteurs dominants, de localisation de la production etc. Les principaux débouchés des entreprises françaises intervenant sur ce segment sont au niveau européen.

Ce segment de la chaîne de valeur est relativement bien développé en France. On y **dénombre une cinquantaine d'entreprises, dont une vingtaine est spécialisée sur ce marché**. Dans ce marché des structures, ont été inclus les fabricants de tuiles photovoltaïques, produits tenant lieu à la fois de modules et de structures et répondant aux normes spécifiques d'intégration au bâti.

---

<sup>59</sup> BOS désigne les composants hors modules d'un système photovoltaïque. Cf Vocabulaire des systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, ADEME, Avril 2011.

<sup>60</sup> IHS, PV Balance Of System Equipment – 2015, décembre 2014 et Globaldata, Solar PV Balance of System - Global Market Size, Technology Review, Cost Analysis, and Key Country Analysis to 2020, février 2015.

Société	Activité	Année	CA en millions d'€	Export	Production (M€)€	VA en millions d'€	EBE	empl oi
ADIWATT	systèmes IAB /ombrière	2013	5.798	0.262	0.3094	1.33	0.845	12
Altus Energy	systèmes d'intégration/rails	2013	2.836	0	1.558	0.37	0.374	8
Amysolar	système d'intégration	2012	0.249	0	0.133	0.06	0.05	0
Barsun	système d'intégration/profilés	2010	0.6	0	0.6	0.071		0
Captelia (Imerys TC)	tuiles PV	2013	0.777	0	0.791	-0.167	-0.64	7
Clipsol (GDF Suez)	systèmes d'intégration	2013	16.197	0.0927	16.188	1.862	-2.7	15
DOME SOLAR	systèmes ISB	2011	3.556	0	0.392	0.318	0.012	7
Giordano Industries (EDF)								
Hawi énergies renouvelables	distributeur systèmes d'intégration							
Impact Energie	ombrières	2011	0.0478	0	0.0478	0.003	-0.02	1
IRFTS (Easyroof)	systèmes d'intégration	2013	8.1146	0.6763	0	2.89	1.751	12
JMA sol	systèmes d'intégration							2
Kogys	systèmes ISB	2010	6.936	0.081	0.171	1.54	1.04	4
LTE (Les Traqueurs d'Energies)	Trackers	2013	0.1	0	0.102	0.04	0.019	1
Mecosun	système d'intégration	2013	3.953	0.515	3.194	1.74	1.29	6
Midisolaire	système d'intégration	2011	7.439	0	7.393	0.79	0.145	9
Solar Composites SAS (Sora composites)	système d'intégration	2013	0.032	0	0.032	0.005	0.005	1
Solaradis (filiale Soprema)	membranes d'étanchéité bitumeuse, systèmes d'intégration	2013	4.665	0.936	0.177	-0.18	0.068	6
Solution énergie(GSE)	système d'intégration	2013	29.28	0.13	29.28	2.92	0.66	42
Sun'iso (Sun'R)	système IAB	2013	0.982	0	0.982	0.08	-0.01	2
Sunvie	Ombrières	2012	1.898	0	1.913	0.30	0.107	6
Technisolar seni		2013	0.65	0	0.65	0.31	0.019	0
Voltabri	Charpente PV	2013	2.9	0	2.9	0.5	0.37	3
<b>Total</b>			<b>97.0</b>	<b>2.7</b>	<b>66.8</b>	<b>14.9</b>	<b>2.8</b>	<b>144</b>

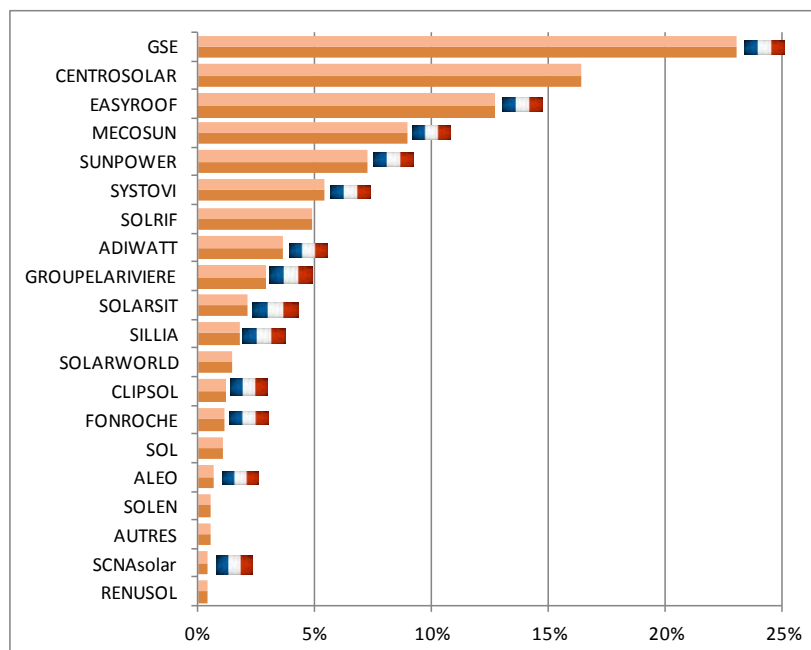
**Figure 74 : Fabricants de composants de structure spécialisés dans le photovoltaïque et fabricants de tuiles photovoltaïques**

Sources : annuaire SER-SOLER 2013, societe.com, enquête IN NUMERI

**Ce sont généralement des petites structures. Les produits proposés sont soit des systèmes d'intégration permettant de répondre aux critères d'intégration au bâti, soit des trackers pour les centrales au sol.** Deux entreprises proposent des tuiles photovoltaïques : Luxol et Captelia. Par rapport aux sociétés dont les systèmes photovoltaïques ont été déclarés éligibles au tarif d'intégration au bâti en 2012, la situation a déjà évolué, avec des disparitions d'entreprises françaises (Sunland 21) ou des arrêts de l'activité photovoltaïque.

Les structures spécialisées représentent environ 150 emplois, pour un chiffre d'affaires d'un peu moins de 100 millions d'euros en 2013. Très peu ont réussi à exporter jusqu'à présent.

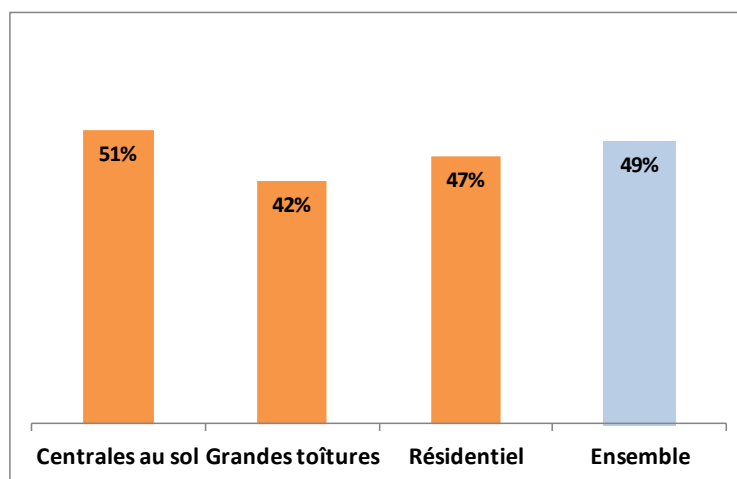




**Figure 75 : Répartition des fournisseurs de structure pour les installateurs de systèmes pv sur toitures résidentielles**

Source : Enquête In Numeri. Note de lecture : parmi les installateurs sur toitures résidentielles réalisant des installations IAB, les produits GSE représentent 23 % des produits utilisés.

Selon l'enquête IN NUMERI auprès des installateurs, le marché des structures est largement dominé par ces petites entreprises françaises spécialisées. Globalement, les entreprises françaises représentent 47% du marché des structures réalisées par les installateurs certifiés, hors grands groupes.



**Figure 76 : Taux de structures de marque française par type d'installation**

Source : enquête In Numeri

A cette vingtaine de petites entreprises viennent s'ajouter des fabricants dont l'activité n'est pas centrée sur le photovoltaïque.

**Les fabricants de structure non spécialisés dans le photovoltaïque sont la plupart du temps des filiales de grands groupes industriels**, comme Alcan, Arcelor Mittal ou encore Meple. On trouve également des entreprises issues du BTP, comme Colas ou Montauroux. Terreal, spécialiste des tuiles,

propose des tuiles photovoltaïques. Ces entreprises fournissent notamment les profilés en aluminium, les vis permettant de fixer les systèmes, les bacs aluminium permettant d'assurer l'étanchéité du système etc.

Elles réalisent un chiffre d'affaire de 862 MEUR en 2013 et emploient plus de 3 300 salariés en ETP. La part du photovoltaïque dans le chiffre d'affaires n'est pas connue.

- **Réponse des entreprises aux contraintes d'intégration au bâti**

L'instauration, pour bénéficier du tarif d'achat le plus favorable, de critères d'intégration au bâti contraignants, l'étanchéité devant être assurée par les modules eux-mêmes, a conduit les entreprises à se tourner vers deux types de solutions :

- Le développement de tuiles photovoltaïques, utilisées en remplacement des tuiles classiques.
- L'utilisation de rails ou de systèmes d'intégration, qui servent de cadre au laminé (de type Solrif), ou qui sont des structures pré-moulées facilement emboîtables (de type IRFTS ou GSE).

Le développement de tuiles photovoltaïques nécessite un travail de recherche-développement afin de concilier les contraintes du photovoltaïque et celles du bâtiment. Très peu d'entreprises en France ont choisi cette solution : Luxol, Captelia, parmi les entreprises dédiées au photovoltaïque, Terreal (tuiles), Eternit (ardoises), parmi les entreprises de fabrication de produits du bâtiment plus généralistes.

Mais ces solutions, élégantes, restent onéreuses. La plupart des fabricants se sont tournés vers la conception et la fabrication de systèmes d'intégration dans lesquels les modules sont cadrés, ou utilisent des rails, tout en respectant les critères d'intégration au bâti. Ce type de solution est majoritaire sur le marché français pour les installations résidentielles, en raison de la différence de coût importante avec les tuiles photovoltaïques. Les acteurs français bénéficient d'une position confortable sur ce segment de marché, avec 60% de parts de marché<sup>61</sup>.

D'après l'enquête menée par In Numeri auprès des installateurs de systèmes photovoltaïques labellisés Quali'PV et réalisant des installations IAB<sup>62</sup>, les fournisseurs français représentent environ 60 % des produits utilisés. Les leaders français sont Groupe Solution Energie (GSE) et IRFTS (marque Easyroof).

**Les principaux concurrents des fournisseurs français sont européens : les deux principaux fournisseurs non français cités par les installateurs sont les allemands Solarfabrik (système SolRif) et Centrosolar.** Contrairement à ce que l'on observe sur les marchés plus amont tels que la fabrication de cellules et de modules, les fabricants asiatiques sont peu présents sur les structures destinées aux installations résidentielles et sur grandes toitures.

### 1.2.3.1.5. Les installateurs

L'installation de systèmes photovoltaïques est par nature un marché très local. Avec plus de 1 000 entreprises certifiées Quali'PV en 2014, il constitue le plus gros segment de la chaîne de valeur et le principal gisement d'emplois en France.

	Ensemble	Hors groupes
Nombre d'entreprises	1078	1052
CA 2013	8 Mds d'euros	4,5 Mds d'euros
CA PV 2013		780 millions d'euros
Emploi 2013	48000	26000
Effectif PV 2013		2800
EBE		84 millions d'euros
% d'entreprises spécialisées PV		22%
% CA des entreprises spécialisées PV		8%

**Figure 77 : Chiffre d'affaires et effectifs des installateurs Quali'PV en 2013**

Source : Liste des installateurs, societe.com, enquête IN NUMERI

<sup>61</sup> Source : enquête IN NUMERI auprès des installateurs certifiés Quali'PV. La part de marché concerne les installateurs dont plus de 80% du CA est réalisé avec des installations de moins de 3kw et qui posent de l'IAB

<sup>62</sup> L'enquête a porté sur l'ensemble des installateurs labellisés Quali'PV ;

En 2013, si l'on exclut les grands groupes du bâtiment, le chiffre d'affaires des entreprises Quali'PV est d'environ 4,6 milliards d'euros pour 26000 salariés. L'activité photovoltaïque représente 780 millions d'euros de chiffre d'affaires, soit moins de 20% de leur activité, pour environ 2700 emplois concernés correspondant à environ 2200 ETP. L'activité des installateurs Quali'PV est rarement exclusivement centrée autour du photovoltaïque. Le photovoltaïque représente plus de 80% de l'activité de 22% des installateurs.

Ce segment d'activité s'est fortement réduit depuis le début des années 2010, où l'on comptait près de 5 000 installateurs certifiés Quali'PV, au moment de la « bulle photovoltaïque », sur la période pré-moratoire. La mise en place du moratoire, et la baisse continue du tarif d'achat ont contribué à freiner la demande des ménages ; la mauvaise image du secteur photovoltaïque qui s'est développée à cette époque suite aux malversations qui ont pu être observées a également été un frein important à la demande des particuliers<sup>63</sup>.

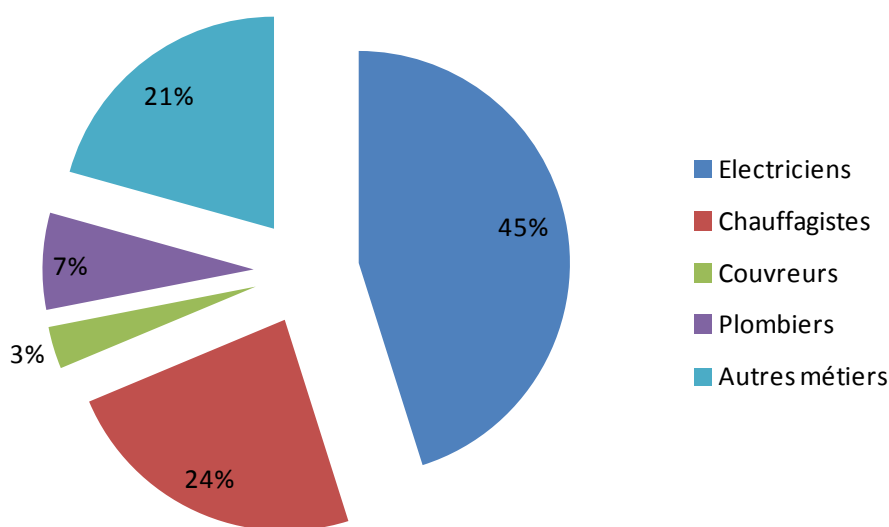


Figure 78 : d'activité des installateurs Quali'PV

Source : liste des installateurs et societe.com

**Les installateurs Quali'PV sont majoritairement des électriciens**, si l'on en croit leur code APE. On notera la faible proportion des couvreurs qui se sont lancés dans le photovoltaïque, peut-être pour des raisons de technicité nécessaire à développer dans l'intégration au bâti. **Les installateurs majoritairement électriciens emploient des couvreurs salariés ou font intervenir des couvreurs en sous-traitance.**

<sup>63</sup> Source : enquête IN NUMERI auprès des installateurs

### **1.2.3.2. Analyse du positionnement des entreprises françaises**

L'analyse de la situation des entreprises françaises sur l'ensemble des segments permet de tirer trois enseignements principaux :

- Le tissu industriel qui s'était créé entre 2006 et 2010 a été fortement fragilisé
- Si la France possède des acteurs de taille plutôt moyenne, elle tient cependant des positions relativement fortes sur des segments spécifiques
- Le positionnement de la recherche et de l'innovation est un pari logique mais risqué pour les acteurs.

#### **1.2.3.2.1. Un tissu industriel fragilisé**

Jusqu'au milieu des années 80, la filière française du photovoltaïque disposait avec Photowatt, dans un marché très étroit, d'une position de leader sur la fabrication de modules. Entre 2006 et 2010, grâce à la forte croissance du marché domestique, un tissu industriel s'est développé, et ce sur l'ensemble de la chaîne de valeur du photovoltaïque. Ce tissu industriel s'est développé de 2 manières : la création de sociétés ex nihilo (ex : GSE ou IRFTS) mais aussi la reconversion / diversification d'entreprises dans des secteurs connexes et disposant de compétences clés pour le PV (les exemples sont nombreux en provenance des secteurs des semi-conducteurs ou de l'automobile notamment).

La diminution du marché domestique dès 2011 associée à une vive compétition internationale, ont fragilisé ce tissu industriel français encore trop nouvellement implanté. Les différents segments de la chaîne de valeur se sont atrophiés, avec d'une part la disparition d'un certain nombre d'entreprises dédiées, et d'autre part l'arrêt des activités PV des entreprises qui s'étaient diversifiées sur ce domaine. Le tissu industriel qui en résulte en 2014 est donc moins dense et partagé entre des entreprises encore fragiles et d'autres qui ont su assoir leur modèle d'affaire dans la compétition mondiale.

#### **1.2.3.2.2. Un positionnement multi-niches**

La situation française post-2010 a amené les acteurs français restants à se spécialiser sur un certain nombre de segments. La Figure 79 montre de manière qualitative les segments de la chaîne de valeur sur lesquels les acteurs français ont un positionnement fort :

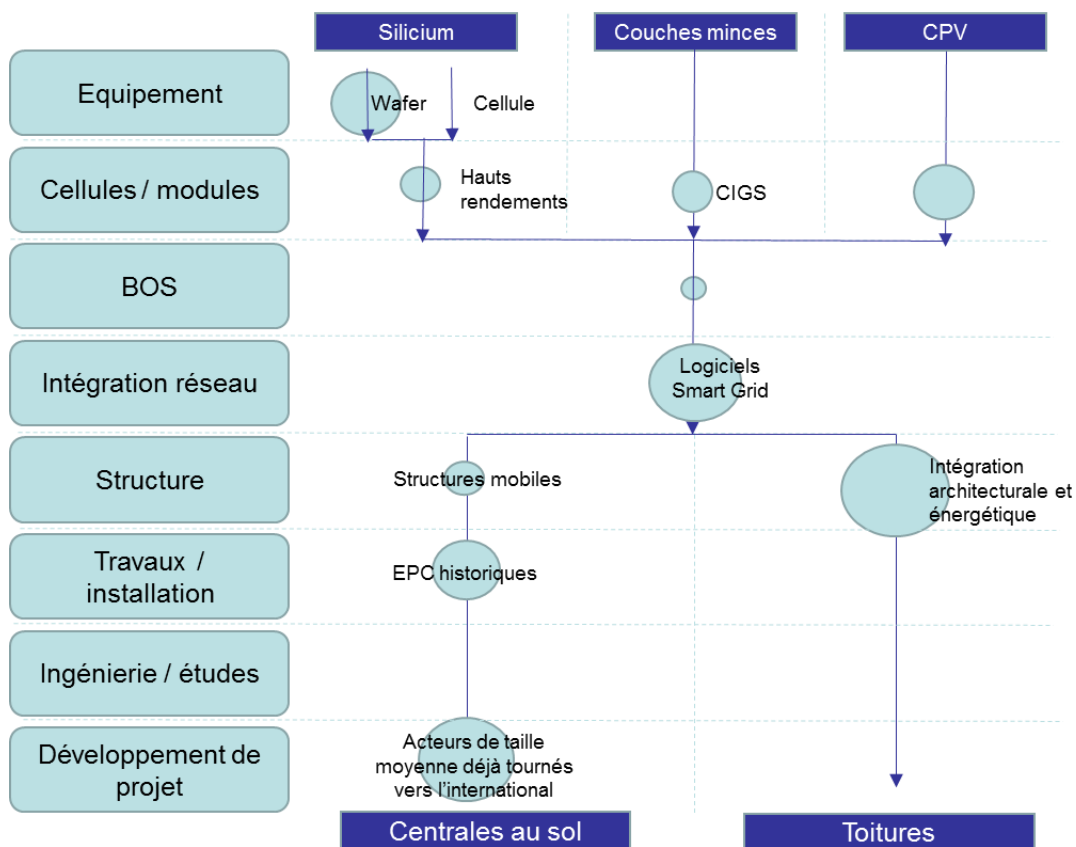


Figure 79 : schéma du positionnement des acteurs français dans la chaîne de valeur

- **Amont (Equipement/modules/cellules)**

Face à la dominance de la filière silicium chinoise, les acteurs français ont eu 2 mouvements :

- Le repli vers l'amont en un positionnement équipementier profitant de la croissance internationale et du fort rythme d'obsolescence des équipements. C'est notamment la stratégie de l'INES et des acteurs associés (ECM, ...).
- La spécialisation sur les hauts rendements et les nouvelles générations : sur le silicium, c'est le positionnement de Photowatt et de Sunpower et le pari tenté par Nexcis et Soitec / Heliotrop avec l'assistance de l'IPVF.

- **Electricité (BOS / Intégration au réseau)**

Si les acteurs du matériel électrique (Schneider Electric, Nexans,...) sont des champions au niveau mondial, le BOS est relativement peu spécifique et ce segment a été peu investi par les acteurs français. En revanche, la problématique de l'intégration au réseau des énergies renouvelables via des dispositifs de flexibilité (logiciels de flexibilité et stockage) est fortement investie par les acteurs français, capitalisant sur une compétence et savoir-faire français reconnu dans les algorithmes d'optimisation : l'écosystème français (acteurs historiques et start-ups), notamment emmené par le pôle de compétitivité Systematic, se positionne en France comme à l'international.

- **Aval (Structure, Installation, Développement)**

Il faut considérer ici deux marchés qui ont des logiques très différentes.

- Sur le marché des toitures, le positionnement des acteurs français sur les structures intégrées est fort, notamment en raison de la politique de soutien menée en France depuis 2006. Si les exports sont encore faibles, c'est une opportunité dans le cadre du développement des marchés BEPOS/NZE à l'étranger.
- Sur le marché des centrales au sol, la filière française est emmenée à la fois par des énergéticiens-développeurs de classe mondiale (ex : Total EN, EDF EN) qui considèrent maintenant les actifs PV comme des infrastructures énergétiques pérennes, et par des développeurs indépendants et agiles

(ex : Solaire Direct, Neoen, Urbasolar) ouverts aux opportunités de la croissance des marchés à l'international. Ces développeurs peuvent s'appuyer sur la compétence historique des EPC (Engineering, Procurement & construction, tels que Bouygues, VINCI, Eiffage) et leur réseau à l'étranger. Les EPC prennent désormais à leur charge le risque de construction et l'organisation de la chaîne logistique, ce qui en fait des acteurs incontournables pour les fournisseurs français de technologie innovantes (ex : Exosun sur les structures).

### 1.2.3.2.3. Le pari de la recherche et de l'innovation : un positionnement logique mais risqué

- **Une différenciation par l'innovation indispensable dans un secteur encore non mature**

Dans un contexte de compétition internationale, d'une part au vu de la compétitivité coût générale de la France et de la taille de son marché domestique qui limite l'effet « volume », et d'autre part au vu de la force de ses structures de recherche dans le secteur du PV, les entreprises françaises du côté amont de la filière font logiquement le pari de la différenciation par l'innovation afin de bâtir un avantage compétitif durable. Elles cherchent en cela à se positionner du côté des « leaders technologiques » (Européens, Nord-américains, Japonais et Coréens) dans la bataille acharnée pour la baisse des coûts qui les oppose aux acteurs chinois qui jouent eux sur les leviers de la taille et de l'accès au financement. Il faut d'ailleurs se garder d'opposer aussi simplement les acteurs des pays développés aux acteurs chinois dans la mesure où la montée en gamme des acteurs chinois est réelle et notamment accélérée par le rachat d'entreprises européennes en difficulté, comme c'est le cas dans la filière des couches minces.

Néanmoins une compétition technologique très intense, quelle que soit la nationalité des acteurs, continue à être une caractéristique très forte d'un secteur encore non mature et qui se distingue par la très forte instabilité de ses leaders : ainsi sur les 10 dernières années le classement des principaux fabricants de module a été bouleversé plusieurs fois, comme le montre le tableau ci-dessous :

Position	2005	2010	2014
1	Sharp Solar	Suntech	Trina Solar
2	Kyocera	JA Solar	Yingli
3	Q-cells	First Solar	Canadian Solar
4	Schott Solar	Yingli	Jinko Solar
5	BP Solar	Q-cells	JA Solar
6	Mitsubishi Electric	Sharp Solar	Sharp Solar
7	Sanyo	Trina Solar	Reposola
8	Shell Solar	Motech	First Solar
9	Motech	Gintech	Hanwha SolarOne
10	Isofoton	Kyocera	SunPower

**Tableau 2: Classement des dix principaux fabricants de modules en 2005, 2010 et 2014**

- **Un pari qui peut être gagnant, mais un pari risqué**

Afin d'illustrer les opportunités et les risques d'un tel positionnement, quatre sociétés françaises qui ont fait le pari de la recherche et de l'innovation ont été analysées. Deux d'entre elles (ECM Technologies et Exosun) ont réussi à commercialiser leur produit et sont devenus des leaders mondiaux sur leurs marchés respectifs, et deux (Soitec et Nexcis) ont échoué, chacune pour des raisons distinctes.

- **Exosun**

**Historique :** Créée en 2007, la société Exosun a développé sa technologie innovante de suiveur pour les centrales au sol et a commencé le déploiement commercial à travers des partenariats et des projets pilotes notamment avec EDF. Une fois la technologie prouvée, Exosun a effectué une levée de fonds de 12 M€ en 2012 où l'ADEME a participé à la hauteur de 6 M€. En même temps, elle a réussi à ouvrir une filiale aux Etats-Unis qui lui a permis de gagner des projets locaux. Exosun a connu un succès au niveau français, la société a remporté 180 MW en total sur les AO CRE 1 et 2. Son chiffre d'affaire est passé de 0,8 M€ en 2013 à 20 M€ en 2014.



**Situation actuelle et perspectives :** Exosun est devenue un des leaders mondiaux sur le marché des trackers. Elle emploie 90 salariés dont 15 se situent aux Etats-Unis. A l'horizon 2017-2019, Exosun prétend que 50% des centrales au sol dans les endroits à fort ensoleillement seront équipés de suiveurs.

**Enseignements :** Exosun a été soutenu durant toutes les étapes critiques du développement de son offre. Les AO CRE ont permis de prouver la banquabilité du système sur une grande échelle tout en fournissant une visibilité de revenus à Exosun. Les contrats obtenus aux USA l'ont été notamment grâce à cette liste de succès, et ont permis à Exosun de passer avec succès l'étape de l'internationalisation.

#### - ECM Technologies

**Historique :** ECM Technologies est une société fondée en 1960 et spécialisée dans la fabrication de fours de cémentation. En 2009, et dans le but de diversifier son activité, ECM Technologies lance un partenariat de R&D avec le CEA/INES afin de développer et prouver un four pour la fabrication de lingots PV. En 2011, ECM Technologies reçoit l'aide de l'ADEME à travers le projet PV800export dans le cadre des AMI.

**Situation actuelle et perspectives :** ECM Technologies est aujourd'hui un des leaders mondiaux dans la fabrication de fours pour l'activité PV. Avec l'INES, l'entreprise développe des équipements industriels produisant des lingots de 800 kg. ECM Technologies vise 150 M€ de chiffre d'affaire d'ici 3 ans dont 60% en activité photovoltaïque.

**Enseignement :** ECM Technologies a été soutenue à travers les principales étapes du cycle de l'innovation, avec une focalisation particulière sur l'export et une adéquation avec le positionnement du principal centre de recherche l'INES, focalisé sur cette étape de la chaîne de valeur.

#### - Soitec

**Historique :** ETI importante dans le domaine de la fabrication de semi-conducteur électronique depuis 1992, Soitec a démarré son activité dans le solaire en 2009 à travers l'acquisition de la société allemande Concentrix Solar. En 2012, Soitec annonce l'ouverture d'une usine de production à San Diego aux Etats Unis.

**Situation actuelle et perspectives :** Après de gros volumes installés fin 2014, Soitec a annoncé début 2015 l'abandon de son activité systèmes solaires. Soitec poursuit son activité sur les cellules solaires multijonctions.

Il est prévu que l'activité systèmes solaires soit cédée au chinois ConcenSolar.

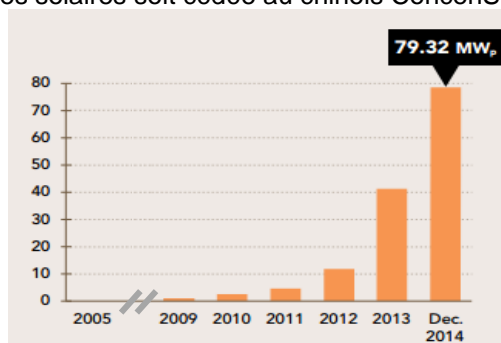


Figure 80: Illustration des volumes PV installés pas Soitec

**Enseignements :** Malgré un soutien sur l'ensemble des étapes, la phase d'industrialisation (investissement dans une ligne aux Etats-Unis) s'est soldée par un échec. Le besoin en capital et la résilience à long-terme nécessaire à une innovation de rupture dans le domaine du PV apparaissent comme des freins majeurs au sein d'une ETI.

#### - Nexcis

**Historique :** Nexcis est une spin-off de l'IRDEP créée en 2008 avec une technologie de rupture dans la fabrication de modules à base de couches minces de CIGS qui vise une réduction du coût global du module.

L'entreprise est passée de la phase R&D à la phase pré-industrialisation avec une ligne de production pilote de faible capacité mais à vocation à démontrer la fiabilité de sa technologie.

**Situation actuelle :** Nexcis, avec sa technologie CIGS innovante, était sur le point d'entrer dans sa phase d'industrialisation (prévue courant 2015) et commençait à investiguer des partenariats avec des acteurs de la construction dans le contexte des bâtiments BEPOS. La décision de retrait début 2015 du principal actionnaire EDF pose la question de la survie de Nexcis : à la recherche de nouveaux acquéreurs en mai 2015, Nexcis pourrait cesser son activité dès 2015.

**Enseignements :** Le pari des couches minces à base de CIGS est un pari à long-terme avec un profil de risque et de gain élevé. De plus, les nouveaux fabricants de modules à base de CIGS sont aujourd'hui concurrencés par Solar Frontier, le leader mondial de la filière CIGS et par First Solar, le leader mondial de la filière CdTe.

Nexcis avait été conçu comme la structure de valorisation de 20 ans de recherche dans les couches minces, et son arrêt pourrait signifier la fin de la filière française dans ce domaine.

Cette analyse permet de faire ressortir les forces et les faiblesses des acteurs français quant à ce positionnement : **malgré un écosystème très riche et le dispositif de soutien à l'innovation conséquent**, ces exemples semblent montrer que le système français n'est **pas capable de générer des acteurs suffisamment solides pour porter une innovation de rupture jusqu'à la phase de commercialisation**. C'est à la fois le **besoin de financement et le temps long** nécessaires qui semblent faire défaut aux acteurs français pour porter des technologies alternatives alors que les technologies standards sont disponibles et actuellement compétitives. Le système français est en ce sens moins compétitif que le système américain qui a réussi à générer des acteurs compétitifs sur des innovations de rupture comme Sunpower et First Solar.

A l'inverse, quand le niveau de rupture de l'innovation est moins important, les exemples d'ECM Technologies et d'Exosun semblent montrer que le système français a pu accompagner l'essor de ces entreprises innovantes jusqu'à ce qu'elles soient compétitives vis-à-vis de la concurrence mondiale.

### 1.2.3.3. Bilan emploi, valeur de la production et valeur ajoutée de la filière

Les emplois et la création de valeur issue de la filière photovoltaïque ont été estimés à partir d'un modèle macro-économique développé pour les besoins de l'étude. Après une présentation de la méthodologie utilisée, les résultats en termes de l'évaluation d'emploi, de production, d'importation et de valeur ajoutée seront présentés.

#### 1.2.3.3.1. Marché et emplois : modèle d'évaluation des effets directs, indirects et induits

Ce paragraphe ne fait qu'une présentation synthétique des principes de développement du modèle, la présentation complète est disponible en annexe 12 du présent rapport.

##### **Objectif général et logique de développement**

L'objectif du modèle macroéconomique est de mesurer les effets sur l'économie du développement d'une filière photovoltaïque française. Il détermine, pour un niveau d'installations donné, la production nationale, les revenus et les emplois générés par cette demande supplémentaire. Les effets d'installations photovoltaïques nouvelles sur le territoire sont décomposés en trois catégories :

- **Les effets et emplois directs :** les activités de production « directes » sont celles qui concernent des produits spécifiques à la filière photovoltaïque. Il s'agit par exemple de la fabrication de modules, d'onduleurs, etc. Les emplois directs sont les emplois associés aux activités de production directes ;
- **Les effets et emplois indirects :** les activités de production « indirectes » sont celles qui concernent la fabrication de produits nécessaires à la fabrication des produits directs. Ces activités de production ne sont pas spécifiques à la filière photovoltaïque. Les emplois indirects sont ceux des activités de production indirectes ;

- **Les effets et emplois induits** : les activités « induites » relèvent des interactions de la filière avec le reste de l'économie : effet d'entraînement par la dépense de consommation, les revenus supplémentaires générés (ou la perte de revenus) etc.

Le développement du modèle s'appuie sur une logique double :

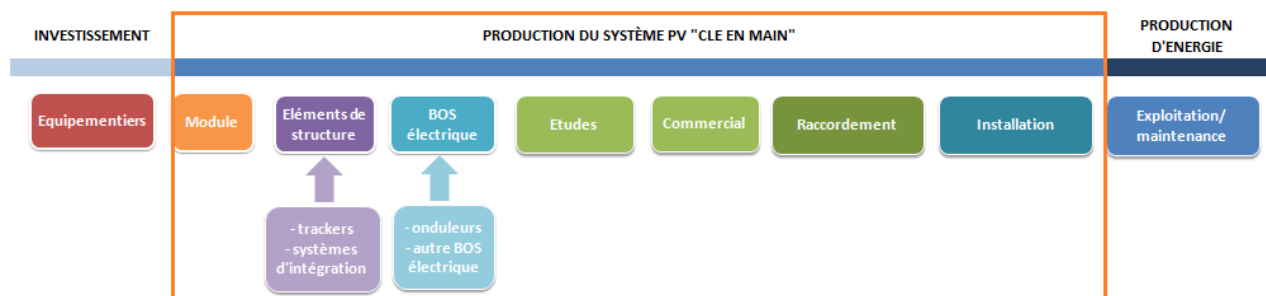
- **L'analyse de filière** pour l'estimation des effets directs. Elle consiste à partir de la valeur d'une installation clé en main, et à la décomposer selon les différentes activités de production nécessaires. Cette décomposition reprend les éléments de la chaîne de valeur. Le modèle permet de segmenter les installations de la façon la plus pertinente.
- L'utilisation des **outils de comptabilité nationale** que sont le Tableau Entrées-Sorties et le Tableau Économique d'Ensemble pour mesurer les effets indirects et induits.

Les résultats du modèle macroéconomique ne sont pas comparables directement aux données de présentation de chacune des catégories d'acteurs faite au point précédent. La principale différence vient du fait que le modèle présente les données uniquement pour la filière photovoltaïque, alors que les données d'entreprises concernent l'ensemble des activités des entreprises.

### Décomposition de filière utilisée dans le modèle

Le modèle repose sur une analyse de la filière photovoltaïque décomposée selon la chaîne de valeur présentée plus haut. Les différents maillons de la chaîne de valeur constituent les activités et produits spécifiques du modèle.

#### Cartographie simplifiée de la filière appliquée dans le modèle



Le modèle se concentre sur la partie encadrée du schéma ci-dessus, correspondant au marché des installations « clé en main ». La valeur globale de marché est décomposée selon ses principales composantes :

- L'activité de pose, ou installation,
- La fabrication de modules,
- La fabrication d'onduleurs,
- La fabrication des autres composants du BOS électrique,
- La fabrication des éléments de structure,
- La réalisation des études,
- Le raccordement,
- La distribution.

Cette décomposition est appliquée pour chaque segment de marché considéré :

- Les systèmes résidentiels, en IAB ou sur imposé,
- Les systèmes sur grandes toitures, répartis par tranche de puissance et type d'installation (ISB ou sur imposé)
- Les centrales au sol.

Les résultats présentés dans le paragraphe suivant sont établis pour la segmentation de marché reprise des données du SOeS<sup>64</sup>. Au total, 927 MW supplémentaires ont été installés en 2014, répartis comme suit :

- 113 MW pour les installations résidentielles [0-9kW] : 102 MW pour les installations en IAB, et 11 MW pour les installations en surimposé ;

<sup>64</sup> Tableau de bord Éolien Photovoltaïque – quatrième trimestre 2014.

- 227 MW pour les installations sur bâtiment tertiaire ;
- 587 MW pour les systèmes PV de plus de 250 kW, assimilés à des centrales au sol au niveau des coûts<sup>65</sup>.

Les paragraphes qui suivent présentent successivement une analyse des effets directs, indirects et induits de l'activité photovoltaïque en France.

### 1.2.3.3.2. Effets directs : analyse des filières des marchés photovoltaïques

#### **Marché des installations clés en main**

Les installations photovoltaïques de 2014 ont généré un marché de près de 1,5 Md EUR. L'approche en termes d'analyse de filière a permis de ventiler cette valeur de marché entre Consommations Intermédiaires (CI), spécifiques ou non, Valeur Ajoutée (VA), et importations.

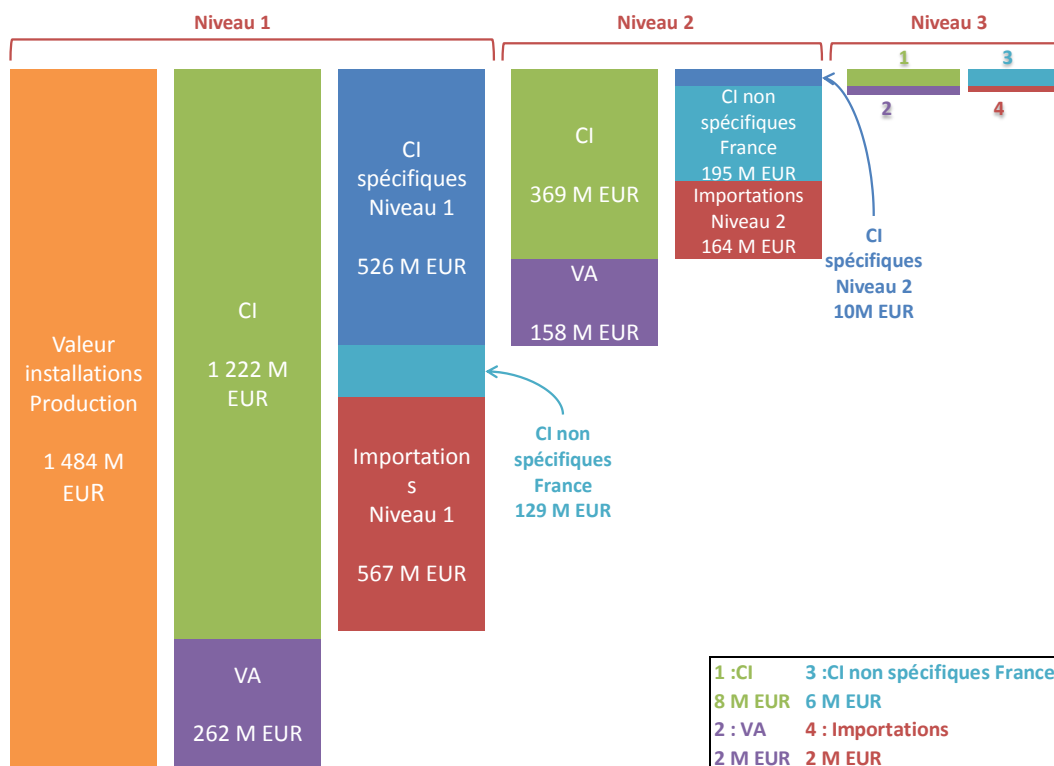
**Consommations intermédiaires** : Valeur des biens et services transformés ou entièrement consommés au cours du processus de production. **Les consommations intermédiaires spécifiques** sont celles qui n'existent que dans la filière photovoltaïque. Par exemple, la production de modules a comme consommation intermédiaire spécifique les cellules et wafers. **Les consommations intermédiaires non spécifiques** sont celles qui sont communes aux autres entreprises du même secteur d'activité, hors de la filière PV. L'intérêt de distinguer les consommations intermédiaires spécifiques est d'appliquer des taux d'importations et des ratios d'emplois adaptés à la filière photovoltaïque.

**Valeur ajoutée** : valeur de la production diminuée des consommations intermédiaires

Le résultat de la décomposition complète est présenté sur le schéma ci-dessous.

---

<sup>65</sup> 338MW de centrales au sol ont été installées en 2014, selon Observ'er



**Figure 81 : Schéma de décomposition de la filière PV en France en 2014**

Source : modèle In Numeri.

La décomposition présentée ci-dessus concerne le marché de la production de systèmes PV « clé en main », découlant des nouvelles installations de l'année, depuis la production de modules et cellules, jusqu'à l'installation et le raccordement. Les résultats ci-dessus découlent d'une décomposition de la valeur du marché, estimée à partir de calculs coûts x quantités, s'appuyant sur les puissances installées dans l'année et les coûts présentés dans le chapitre précédent. *Les décompositions des activités de maintenance et d'équipementiers sont présentées plus loin, car les estimations de marché ne s'appuient pas sur les puissances installées.*

Au niveau 1, la valeur de marché, estimée par une méthode quantités\*prix, correspond à la production du dernier segment de la chaîne de valeur, l'installation. Cette production génère une valeur ajoutée de 262 M EUR, et utilise 1,2 Md EUR de Consommations Intermédiaires (CI). Ces CI correspondent :

- aux CI importées, pour un montant de 567 M EUR. Ces importations concernent uniquement des composants de systèmes photovoltaïques : modules, onduleurs, autres éléments de BOS électrique et éléments de structure.
- aux CI produites nationalement, parmi lesquelles on distingue entre :
  - o des CI spécifiques pour un montant de 526 M EUR, correspondant à l'ensemble des composants d'un système photovoltaïque (module, BOS électrique, éléments de structure, raccordement, études, distribution) ;
  - o des CI non spécifiques pour un montant de 129 M EUR, correspondant à l'activité d'installation de systèmes photovoltaïques (essence, assurances, outillage, services bancaires, loyer des locaux etc.). Ces consommations non spécifiques concernent essentiellement des activités de services, localisées en France ;

La fabrication des produits spécifiques donne à son tour lieu au niveau 2 à une création de VA, pour un montant de 158 M EUR, et demande 369 M EUR de CI :

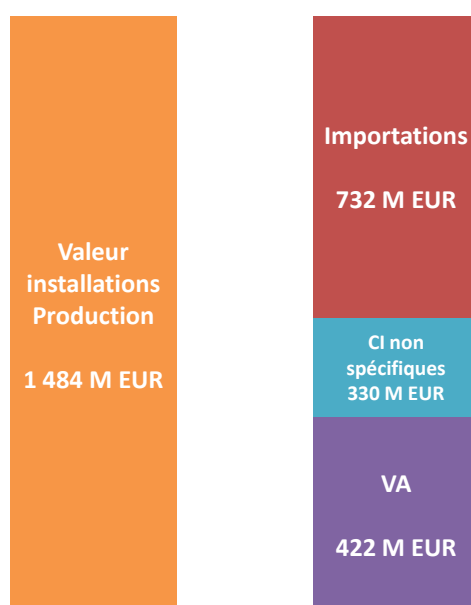
- CI importées pour un montant de 164 M EUR. Il s'agit à la fois des importations de cellules et de verre solaire, mais également des importations de produits non spécifiques à la filière photovoltaïque.
- CI produites nationalement, parmi lesquelles on distingue :

- Des CI spécifiques pour un montant de 10 M EUR .Il s'agit ici des cellules et du verre solaire utilisés pour la fabrication des modules ;
- des CI non-spécifiques pour un montant de 195 M EUR correspondent à des CI non spécifiques de produits français ;

La fabrication des produits spécifiques de niveau 2 (cellules et verre solaire) engendre au niveau 3 une VA d'un montant de 2 M EUR, et des consommations intermédiaires pour 8 M EUR :

- 6 M EUR pour des consommations en produits non spécifiques d'origine nationale ;
- 2 M EUR en produits non spécifiques importés.
- A ce stade, la production des produits spécifiques n'intègre plus aucune CI spécifique.

On peut finalement décomposer la valeur de marché de la production de systèmes PV « clé en main » entre 3 composantes : les importations(ou activités de production « indirectes »), les CI non spécifiques de produits nationaux, et la VA liée aux activités de production de produits spécifiques à la filière (ou activités de production « directes »).



**Figure 82 : Décomposition de la valeur du marché 2014 de la production d'installations « clés en main »**

Source : modèle In Numeri

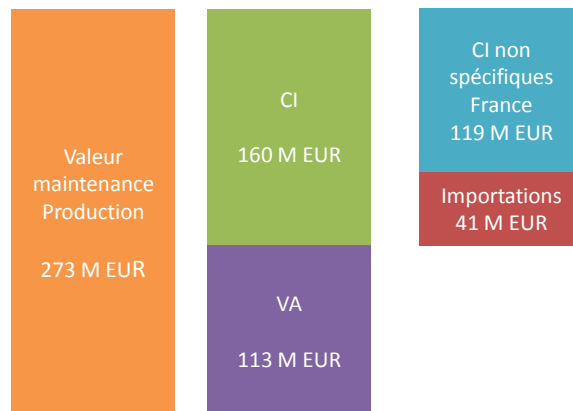
Les installations de systèmes photovoltaïques en 2014 ont donc généré 732 M EUR d'importations, soit la moitié de la valeur du marché, et une valeur ajoutée liée à la production de produits spécifiques de 422 M EUR. Les consommations non spécifiques en produits nationaux<sup>66</sup> s'élèvent à 330 M EUR.

### **Marché de la maintenance**

La maintenance représente un marché de 273 M EUR, correspondant exclusivement à une production nationale. 160 M EUR de consommations intermédiaires ont été nécessaires pour cette production, dont 119 M EUR sont d'origine nationale, et 41 M EUR sont importées. Il s'agit exclusivement de consommations intermédiaires non spécifiques à la filière photovoltaïque.

<sup>66</sup> Dans le cadre d'une décomposition totale de filière, ces consommations intermédiaires non spécifiques pourraient à leur tour être décomposées entre VA, CI nationales et CI importées (puis de même pour les CI nationales qui seraient de nouveau décomposées). La valeur de marché initiale serait alors répartie entre VA et importations. Néanmoins ; cette décomposition n'entre pas dans le cadre de l'étude réalisée.

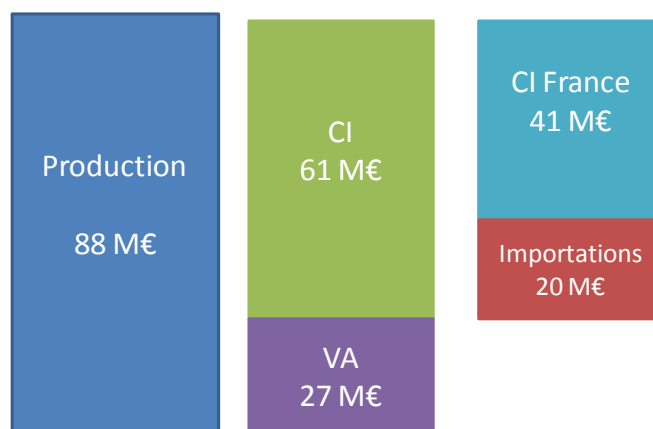




**Figure 83 : Décomposition de la production de la maintenance en 2014**

Source : modèle In Numeri

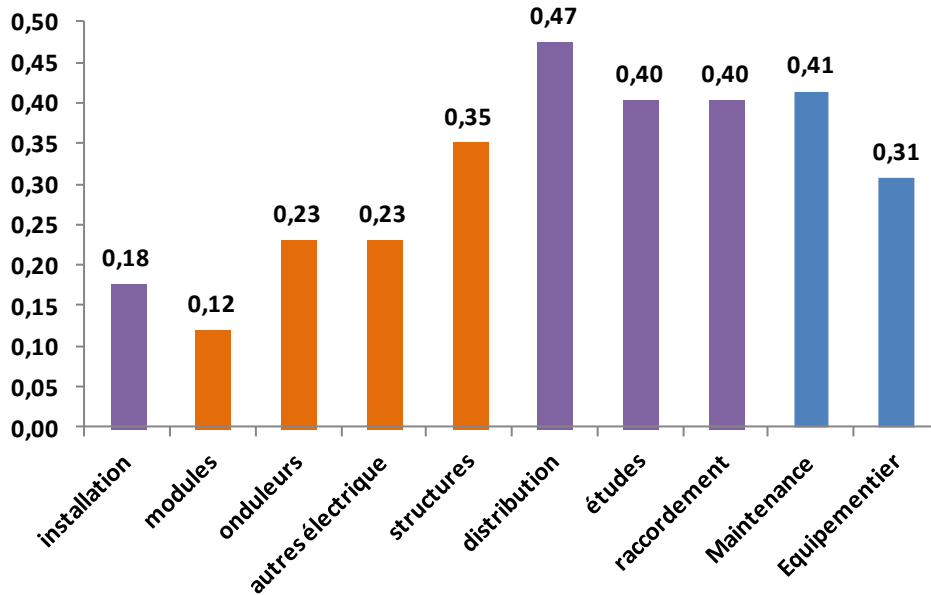
### **Équipementiers**



**Figure 84 : Décomposition de la production des équipementiers**

L'évaluation de la production des équipementiers est réalisée à partir des données de la SEMI. Cette évaluation reste assez approximative, les enquêtes auprès des équipementiers n'ayant obtenu que peu de réponses. Les taux de valeur ajoutée, de consommation intermédiaire et d'importations appliqués sont ceux du secteur d'activité concerné (CPA28).

Si l'on étudie le ratio VA/Production de chacun des produits spécifiques, on s'aperçoit que la fabrication de modules est celle qui crée le moins de richesse : il s'agit essentiellement d'une activité d'assemblage de cellules fabriquées à l'étranger (les consommations intermédiaires importées représentent 80 % des consommations intermédiaires pour la fabrication de modules).

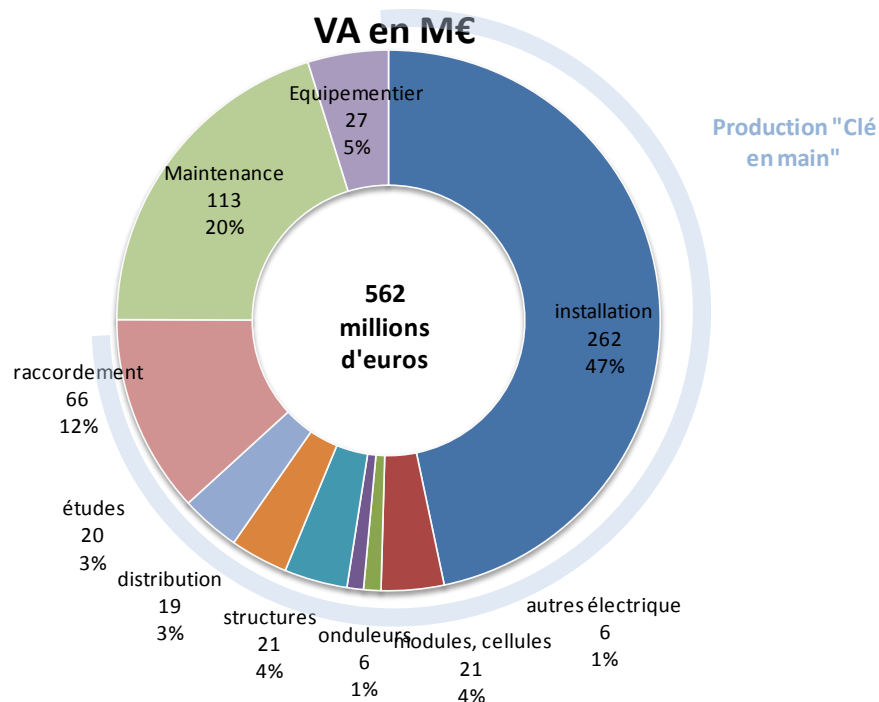


**Figure 85 : Ratios Valeur Ajoutée/ Production pour l'ensemble des activités de la chaîne de valeur**

Source : modèle In Numeri. Les barres oranges représentent les activités industrielles.

L'activité industrielle qui génère le plus de VA est la fabrication d'éléments de structure ; le segment de la chaîne de valeur créant le plus de richesse est l'activité de distribution.

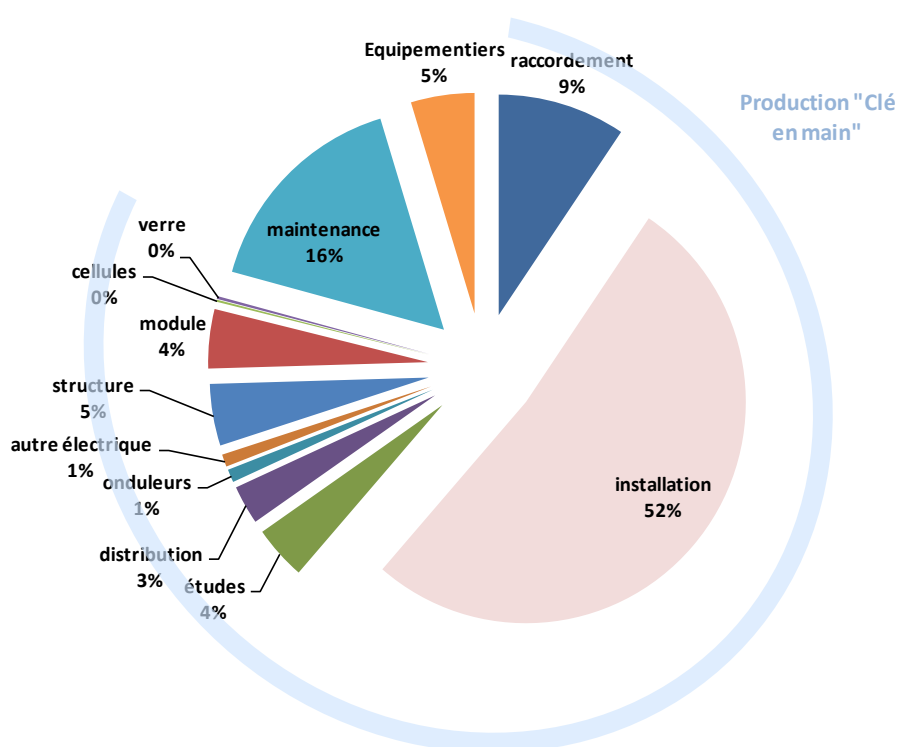
### 1.2.3.3.3. Valeur ajoutée et emplois directs



**Figure 86 : Répartition de la valeur ajoutée des activités de la filière photovoltaïque en 2014, selon les segments de la chaîne de valeur**

Les trois marchés photovoltaïques analysés, installations « clés en main », maintenance et équipementiers représentent une valeur ajoutée d'environ 560 millions d'euros en 2014. La production « clé en main » de systèmes en France représente les trois-quarts de cette valeur ajoutée, la maintenance des systèmes français 20% et les équipementiers environ 5%.

Parmi les activités liées à la production de l'année de systèmes « clés en main » en France, l'installation constitue l'activité la plus génératrice de valeur ajoutée. Avec 262 millions d'euros, elle représente près de la moitié de la valeur ajoutée de l'ensemble de la filière. Les filières industrielles de fabrication des constituants des systèmes, structures, modules, cellules, génèrent 53 millions d'euros de valeur ajoutée, moins de 10% de la valeur ajoutée de l'ensemble de la filière.



**Figure 87 : Répartition des emplois directs liés à la production d'installations « clés en main » en France en 2014, par segment de la chaîne de valeur**

Source : modèle In Numeri

En 2014, aux 562 millions d'euros de valeur ajoutée sont associés environ 8 500 emplois, répartis entre 7000 emplois pour la production « clés en main », plus de 1000 pour la maintenance et 400 pour les équipementiers.

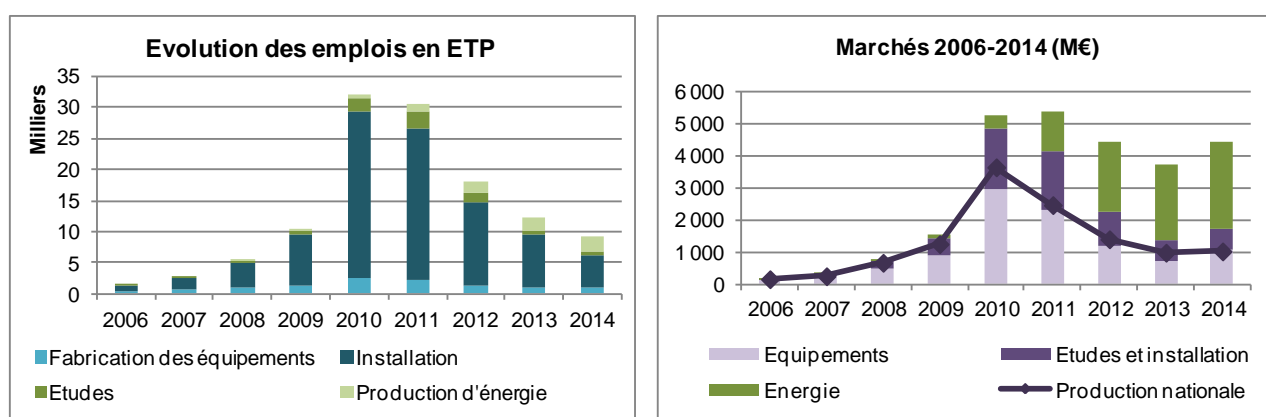
Parmi les activités constitutives de la production de systèmes PV « clés en main », le principal gisement d'emploi est l'installation : celle-ci représente à elle seule plus de la moitié (52 %) des emplois directs de la filière PV, soit environ 4 400 ETP. La maintenance, quant à elle, concentre 16 % des emplois directs (1 300 ETP) qui sont des emplois pérennes, amenés à se développer avec l'accroissement du parc installé.

Les activités industrielles liées au photovoltaïque (fabrication d'éléments de structure, d'onduleurs, d'éléments du BOS électrique, de modules, cellules et verre) ne représentent que 11 % des emplois directs,

soit 900 ETP. Le raccordement compte pour 9 % (800 ETP) des emplois directs. Enfin, les activités de distribution et les études représentent 7 % des emplois, soit 600 ETP.

**Les installations de type centrales au sol étant majoritaires dans les puissances installées en 2014, elles amènent 40% des emplois directs** liés aux systèmes PV en France (hors équipementiers), soient plus de 3 000 ETP. Les installations sur grandes toitures et résidentielles représentent respectivement 2 600 ETP et 2 200 ETP. **Cependant, si l'on raisonne en ETP/MW, le principal gisement d'emplois directs se situe sur le segment des installations résidentielles** : celles-ci génèrent environ 17 ETP/MW, contre environ 9 ETP/MW pour les installations sur grandes toitures et 4,8 ETP/MW pour les centrales au sol.

#### 1.2.3.3.4. Effets directs : évolution du marché et des emplois depuis 2006



**Figure 88: Marchés et emplois directs liés au photovoltaïque, période 2006-2014**

Source : In Numeri, ADEME « Marchés et emplois EnREE » de 2006 à 2013, modèle IN NUMERI pour 2014

Remarque : les données 2014 ne sont pas totalement comparables aux données 2013, la méthodologie d'estimation des emplois et marchés étant différente.

L'analyse de l'évolution du marché et des emplois s'appuie principalement sur les résultats de l'étude « marchés et emplois liés au développement des énergies renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique » financée par l'ADEME. On notera que le champ n'est pas identique à celui étudié dans le paragraphe précédent. Le marché de la production d'énergie est celui de la vente d'électricité photovoltaïque, marché dépassant largement la seule maintenance étudiée précédemment, mais où les emplois correspondent effectivement aux emplois de maintenance. A l'inverse, le champ de l'étude n'inclut pas l'activité des équipementiers.

Période 2006-2013 : Le marché photovoltaïque est en net ralentissement depuis le début des années 2010. Le marché lié à la production de systèmes PV « clé en main », est passé d'un montant de près de 5 Mds EUR en 2010 à 1,4 Md EUR en 2013. Cette évolution est en lien direct avec le ralentissement des volumes installés observé suite à la mise en place du moratoire, et à la baisse des tarifs d'achats. En outre, la baisse des coûts et la concurrence exacerbée sur le marché ont fragilisé les acteurs français et entraîné une diminution de leur part de marché, au profit d'acteurs étrangers.

Par ailleurs, le marché de la production d'électricité photovoltaïque, c'est-à-dire le produit de la vente d'électricité photovoltaïque progresse avec l'augmentation du parc. De quelques millions d'euros en 2010, il passe à près de 2,7 Mds EUR en 2014.

Les emplois directs suivent la même évolution que les marchés : de plus de 30 000 emplois directs en 2010 et 2011, on descend aux alentours de 12000 en 2013. La production de systèmes PV « clé en main » constituant le premier gisement d'emplois, la baisse des volumes installés entre 2010 et 2013 s'est

accompagnée d'une division par 3 des emplois correspondants, de 25 000 ETP en 2010, à moins de 10 000 en 2013. La baisse des emplois concerne aussi bien l'activité d'installation des systèmes que la fabrication des équipements. Ces emplois industriels retrouvent leur niveau de la période pré-moratoire, autour de 1 000 ETP.

#### Année 2014 :

La Figure 88 ci-dessus présente également les emplois directs et les chiffres d'affaires en 2014. Les estimations 2014 s'appuient sur le modèle présenté dans le paragraphe précédent, selon une méthodologie affinée par rapport celle de l'étude « Marchés et emplois EnREE ». En particulier, les coûts par kW installé ont été actualisés et affinés selon la taille de l'installation. Les différences méthodologiques limitent la portée des comparaisons directes entre 2013 et 2014.

En 2014, on assiste à une reprise du marché photovoltaïque, suite à l'augmentation des puissances installées. Mais celle-ci ne se traduit pas directement sur les emplois.

La diminution du nombre d'emplois directs liés à la production de systèmes PV « clé en main » en France en 2013 et 2014, par rapport aux années précédentes, n'est pas qu'un artefact de méthodologie. Il est la conséquence du changement de nature des installations : les centrales au sol prennent le pas sur les installations résidentielles et les moyennes toitures, les installations de moins de 3 kW disparaissent au profit des installations de 3 à 9kW. Un autre facteur est la baisse du coût des installations, sous l'effet de la baisse des tarifs d'achat et de l'amélioration de la productivité.

### **1.2.3.3.5. Emplois indirects et emplois induits**

Pour évaluer plus complètement l'impact de la filière sur l'économie française, il est important de tenir compte, non seulement des emplois directs, mais également des emplois indirects et des emplois induits.

#### ***Emplois indirects***

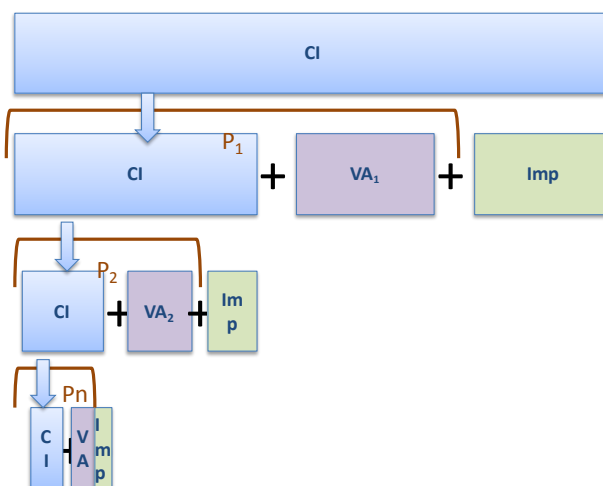
Les emplois indirects correspondent aux emplois nécessaires à la production, par les entreprises françaises, des consommations intermédiaires non spécifiques (hors importations) de la filière photovoltaïque.

#### *Exemple d'emplois indirects*

Supposons que les entreprises aient acheté du matériel de bureau produit en France, les emplois correspondant à cette production feront partie des emplois indirects de la filière. Pour fabriquer ces bureaux, les entreprises de production de bureau auront acheté du bois sous forme de planches et importé des boulons en acier. Les emplois correspondant à la fabrication de ces planches sont également des emplois indirects.

Le calcul des emplois indirects s'appuie sur le tableau Entrées-Sorties de la comptabilité nationale. Celui-ci permet d'évaluer la production française (incluant d'éventuelles importations) nécessaire pour produire les consommations intermédiaires de la filière photovoltaïque et donc les emplois correspondant à cette production.

Les effets indirects correspondent à l'effet d'entraînement de l'activité photovoltaïque sur les fournisseurs de la filière. Techniquement, il s'agit d'évaluer la production générée par l'utilisation des consommations intermédiaires non spécifiques d'origine nationale.



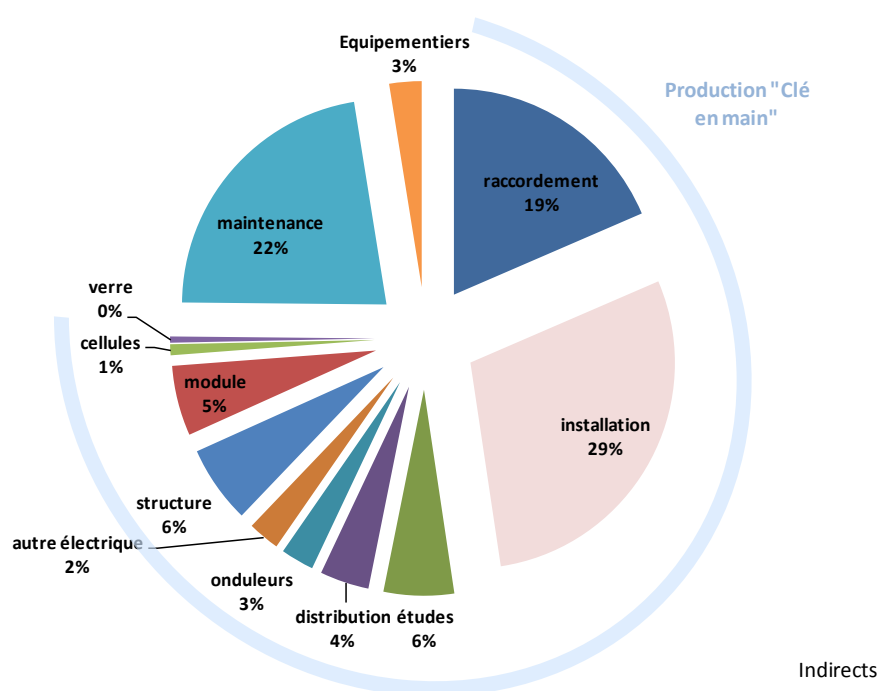
**Figure 89 : Représentation schématique des effets indirects pour le marché français de la production de systèmes PV « clés en main »**

Source : modèle In Numeri

Les consommations intermédiaires ont été produites par les entreprises françaises, selon une production  $P_1$  ayant généré des consommations intermédiaires achetées en France et de la valeur ajoutée. Ces nouvelles consommations intermédiaires  $CI_1$  ont-elles-mêmes été produites, générant de nouvelles consommations intermédiaires au cours d'une production  $P_2$ . Ce processus itératif permet de calculer une production  $P = P_1 + P_2 + \dots + P_n$ , engendrée par la production de la consommation intermédiaire  $CI$ . Les emplois indirects sont les emplois nécessaires à cette production  $P$ , calculés en appliquant les ratios d'emploi par production issus de la comptabilité nationale. On trouvera le détail de la méthode d'évaluation en annexe 12

En 2014, pour la production de 927MW de systèmes « clés en mains », la production indirecte, correspondante est évaluée à 568 M EUR, nécessitant environ 4000 emplois en France.

Le total des emplois indirects de la filière est évalué à plus de 5000 emplois dont 4000 pour la production de systèmes « clés en mains », 1000 pour la maintenance et 130 pour les équipementiers.



**Figure 90 : Répartition des emplois indirects liés à la filière photovoltaïque (ETP)**



## Analyse des effets induits

Le modèle permet également de prendre en compte les effets et emplois induits, qui traduisent les rétroactions de l'activité de la filière photovoltaïque au sens large (producteurs spécialisés et fournisseurs) avec le reste de l'économie nationale.

Aux productions directes et indirectes calculées précédemment correspondent des rémunérations, Ces salaires perçus vont être partagés entre épargne et consommation, la consommation entraînant à son tour une production nationale, appelée production induite. Les emplois nécessaires à cette production induite sont les emplois induits. On trouvera en annexe le détail des calculs, qui s'appuient sur les éléments de comptabilité nationale.

Les productions directes et indirectes nécessaires aux 927MW installés en 2014 sur le territoire national ont généré 581M EUR de rémunération des salariés. Ces 581M EUR entraînent à leur tour une consommation finale en produits domestiques de 209M EUR, à laquelle correspond une production de 352M EUR et 2300 ETP. La valeur ajoutée associée à la production induite est estimée à 277M EUR, les importations à 32M EUR.

On peut estimer de même les emplois induits par les activités de maintenance, environ 600 ETP, et les emplois induits par les équipementiers, une centaine d'ETP.

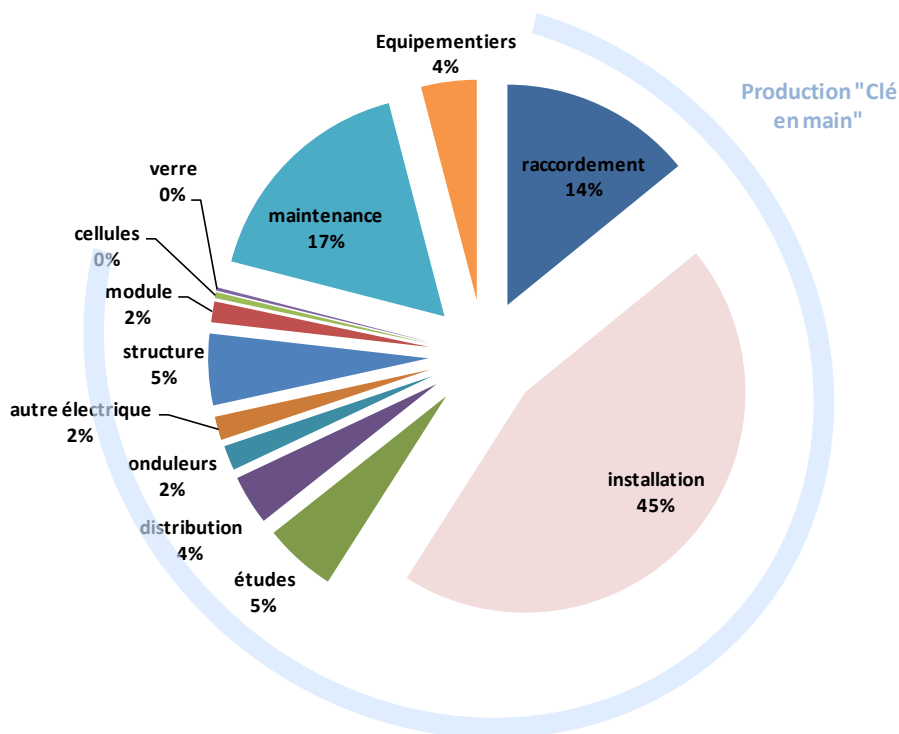


Figure 91 : Répartition des ETP induits par la filière photovoltaïque en 2014

### 1.2.3.3.6. Les emplois directs, indirects et induits en 2014

Les emplois générés par la filière photovoltaïque incluent l'ensemble des emplois estimés précédemment, emplois directs, indirects et induits. On rappelle ci-dessous les définitions adoptées dans le cadre du modèle utilisé ici.

*Définitions utilisées*

**Emplois directs.** Emplois dans l'un des éléments de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque : équipementiers, fabrications de cellules et modules, fabrication de systèmes d'intégration et BOS, installation, raccordement, maintenance.

**Emplois indirects.** Les activités de production « indirectes » sont celles qui concernent la fabrication de produits nécessaires à la fabrication des produits directs Les emplois indirects sont ceux qui relèvent des activités de production indirectes françaises.

**Emplois induits.** Les emplois induits relèvent des effets d'entraînement de la filière sur le reste de l'économie. Les salaires correspondant aux emplois directs et indirects génèrent une consommation supplémentaire. Les emplois induits sont ceux correspondant à la production nécessaire à cette consommation.

	Directs	Indirects	Induits	Total
<b>Raccordement</b>	803	970	387	2 161
<b>installation</b>	4 419	1 521	1 235	7 176
<b>Etudes</b>	336	291	145	773
<b>Distribution</b>	243	203	100	546
<b>autre électrique</b>	77	131	48	256
<b>Structure</b>	385	318	145	848
<b>Onduleurs</b>	81	137	50	268
<b>Module</b>	368	200	131	699
<b>verre et cellules</b>	30	70	22	122
<b>Total des emplois pour la production « clés en main »</b>	6 742	3 930	2 298	12 865
Maintenance	1 300	1107	598	3004
<b>Total des emplois liés aux installations PV en France</b>	8044	4949	2876	15869
Equipementiers	399	134	113	646
<b>Total des emplois</b>	8 443	5 083	2989	16 515

**Figure 92 : Evaluation des emplois directs, indirects et induits en 2014 selon la situation dans la chaîne de valeur**

*Note : Les emplois de maintenance sont calculés à partir de ratios estimés sur les installations résidentielles IAB 0-3 kW, grandes toitures ISB 9-36 kW et centrales au sol.*

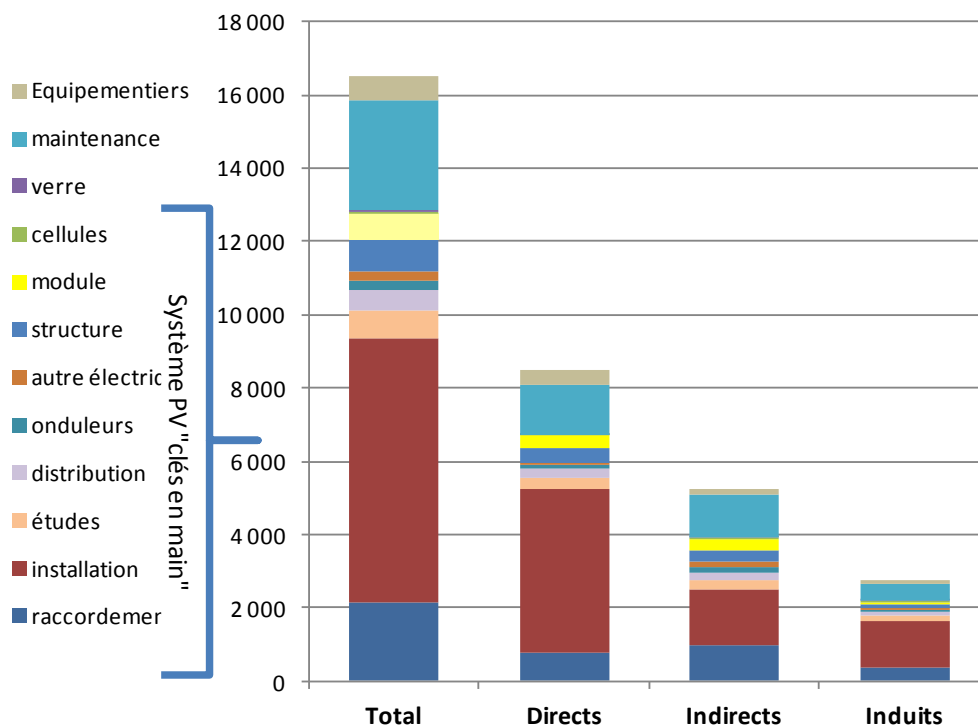


Figure 93 : répartition des emplois en 2014 selon la situation dans la chaîne de valeur

En 2014, aux 8500 emplois directs viennent s'ajouter 5000 emplois indirects et 3000 emplois induits, pour un total de près de 17000 emplois.

Le gisement d'emplois le plus important se situe dans les activités « aval » de la filière, installation, raccorderment et maintenance, qui représentent 7000 emplois directs soit 13000 emplois en incluant les emplois indirects et induits.

On notera que le faible nombre d'emplois liés à la fabrication de modules est en partie une conséquence du fait que le taux d'importation de modules est important sur de nombreux segments de marché, de 20% dans le cas de modules très haut rendement, à 80% pour les modules standards de rendement 16-17%.

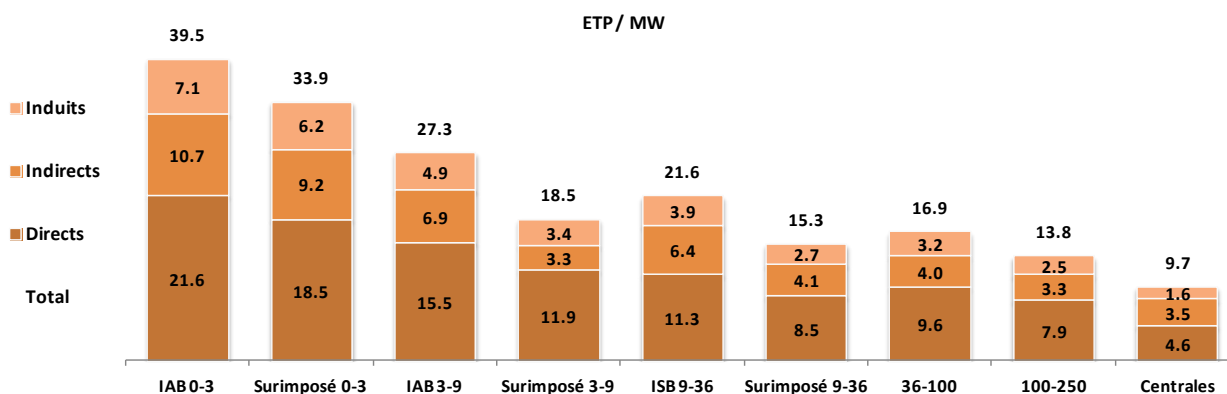
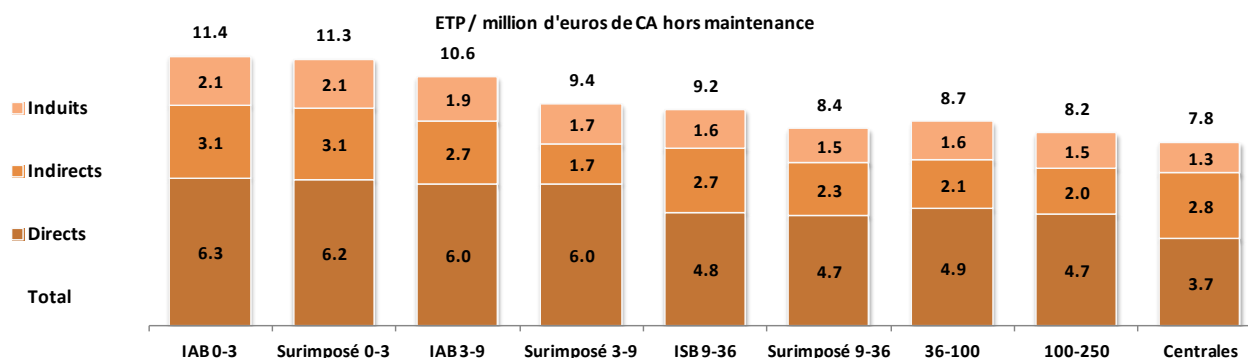


Figure 94 : Ratios d'emplois 2014, emplois directs, indirects et induits selon le type d'installation, hors maintenance

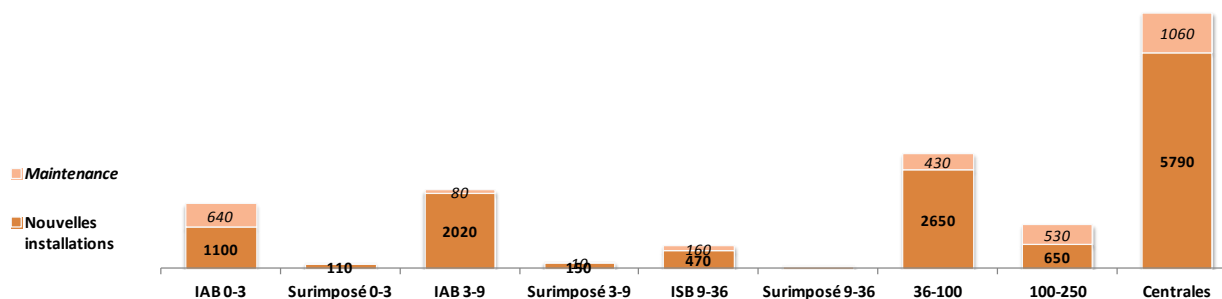
Source : modèle IN NUMERI

Les ratios du graphique ci-dessus sont calculés pour des modules standards en silicium cristallin. Les ratios d'emplois liés aux nouvelles installations varient très fortement selon le type d'installation, de 39 ETP/MW pour les installations résidentielles de moins de 3kW en IAB, à moins de 10 ETP/MW pour les centrales au sol. Les facteurs d'économie d'échelle sont très importants, les ratios diminuant régulièrement avec la taille de l'installation.



**Figure 95 : Ratios d'emplois 2014 en ETP/M€ investi, emplois directs, indirects et induits selon le type d'installation, hors maintenance**

Rapportés au chiffre d'affaires réalisé, les ratios d'emplois vont de 7,9 ETP par million d'euros investi dans les centrales au sol à 11,5 ETP pour des installations intégrées au bâti de moins de 3kW. Les écarts restent sensibles, mais sont très inférieurs à ceux constatés par MW installé.



**Figure 96 : Répartition du total des emplois en 2014 entre nouvelles installations et maintenance selon le type d'installation**

Source : modèle IN NUMERI

On estime à environ 3000 le nombre d'emplois liés à la maintenance, en incluant emplois directs, indirects et induits. Un tiers de ces emplois concerne les centrales au sol, un tiers les grandes toitures et un tiers les installations résidentielles.

## 2. Evolutions attendues d'ici 2025

Si le marché du photovoltaïque est passé de quelques années d'un marché de niche à un marché de masse, le secteur du photovoltaïque est en pleine révolution, que ce soit du point de vue technologique ou du point de vue économique : les dix prochaines années verront les technologies PV s'améliorer significativement, et en conséquence les modèles d'affaire être transformés par la baisse du coût de l'énergie PV.

### 2.1. Des innovations technologiques significatives

Malgré les améliorations significatives des 5 dernières années, les technologies photovoltaïques ne sont pas encore matures. Tout le long de chaîne de valeur, des cellules PV aux structures en toiture, de nombreuses innovations devraient se matérialiser avec comme conséquence la baisse du coût de l'électricité d'origine photovoltaïque.

#### 2.1.1. Rappel historique et principales filières technologiques

##### 2.1.1.1. Rappel historique de la technologie photovoltaïque

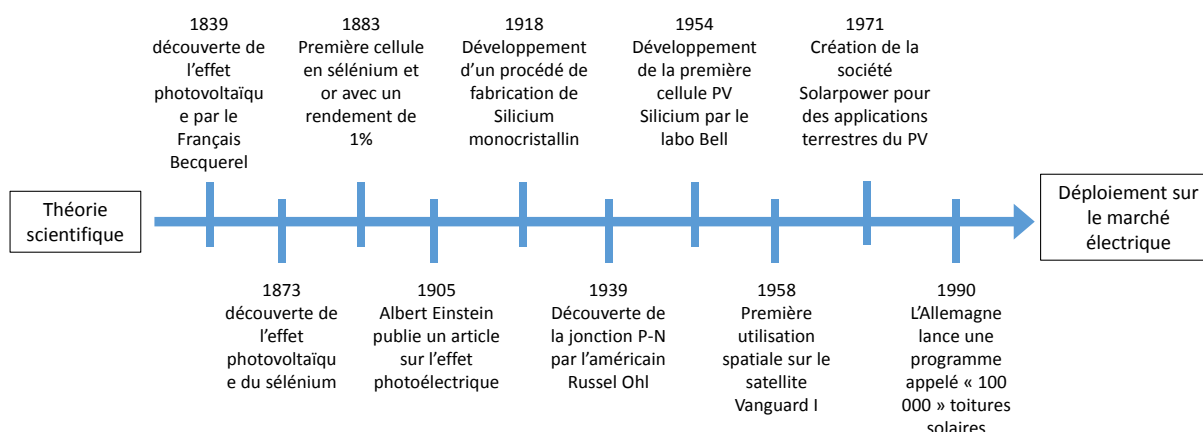


Figure 97 : Bref historique de la technologie photovoltaïque

Si l'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 et si le premier panneau solaire date de 1883, il a fallu attendre l'effet combiné du besoin en alimentation énergétique de l'industrie spatiale et de l'essor de l'industrie électronique pour mettre au point une filière robuste du PV basée sur les technologies silicium. C'est ensuite le choc pétrolier des années 70 qui a fait « atterrir » le PV (en passant du marché spatial au marché terrestre), même si le marché du photovoltaïque a alors essentiellement concerné, pour des raisons de coût, l'électrification rurale pour les habitations isolées ou les endroits non-interconnectés.

Avec le développement de l'électronique de puissance dans les années 90, l'utilisation du photovoltaïque pour des systèmes connectés a été rendue possible, mais c'est le soutien financier apporté par les Etats dans le cadre de la mise en œuvre de leurs objectifs ENR à partir des années 2000 qui a permis aux technologies PV de franchir un palier en terme de performance et de coût.

Le graphique de la Figure 98 montre l'évolution du rendement<sup>67</sup> des cellules PV depuis les années 70 et démontre les progrès continus enregistrés par le secteur.

<sup>67</sup> Le rendement d'une cellule photovoltaïque exprime la quantité d'énergie solaire reçue par la cellule et transformée en énergie électrique. On distingue deux types de rendements, un dit « laboratoire » qui représente le record d'une

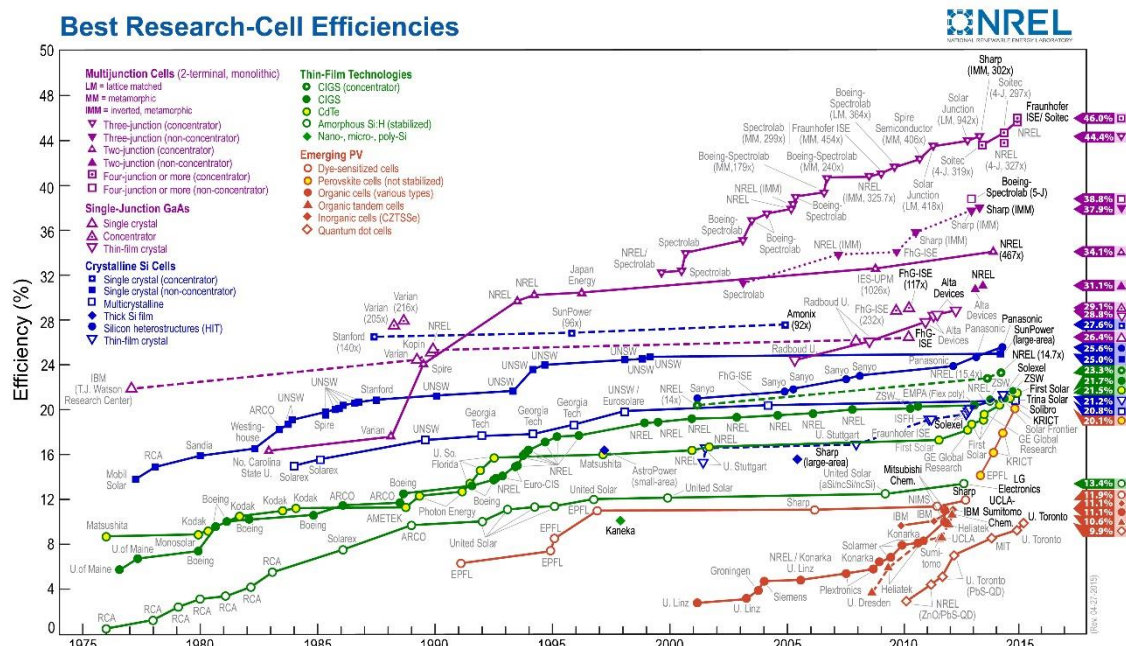


Figure 98 : Evolution des rendements laboratoires record de différentes cellules PV, source : NREL

Depuis le développement de la première cellule PV, d'un rendement de 1%, la recherche n'a sans cesse fait augmenter le rendement du PV en améliorant les technologies existantes ou en introduisant des technologies de rupture. Au moment de la rédaction de ce rapport, le record de rendement des cellules PV atteint les 46%.

### 2.1.1.2. Rappel des principales filières technologiques

- 3 principales « générations » en compétition

Dans le but d'améliorer ses performances et de baisser ses coûts, l'industrie des cellules PV s'est diversifiée en exploitant des matériaux autres que le silicium. Il existe aujourd'hui plusieurs technologies de cellules photovoltaïques, classées ici en « générations ».

#### Cellules de première génération

On entend ici par première génération les cellules basées sur les technologies silicium cristallin. Ces technologies bénéficient de l'expérience et de la maturité de l'industrie électronique qui repose sur la fabrication de semi-conducteur en silicium.

Au sein même de la filière silicium, il existe plusieurs technologies de cellules. Elles se différencient notamment par le type de cristallisation du silicium, on distingue ainsi le monocristallin et le multicristallin (le monocristallin affiche généralement des rendements plus importants mais c'est un procédé plus coûteux que le multicristallin). Aujourd'hui, les modules à base de silicium multicristallin dominent toujours le marché avec près de 60% du marché vs. 38% pour les modules monocristallins. Les cellules se différencient aussi par leur type de jonction p-n<sup>68</sup>. On distingue alors la cellule type p et type n. Si le marché est dominé par la cellule type p (92% du marché), la jonction type n permet des rendements plus élevés ce qui explique leur part de marché croissante.

cellule dans des conditions très contrôlés et un dit « panneau » qui représente le rendement du panneau sous les conditions standards.

<sup>68</sup> Les cellules photovoltaïques sont constituées de jonctions p-n. La cellule est fabriquée en associant un semi-conducteur de type n (ex : silicium dopé par du phosphore) à un semi-conducteur de type p (ex : silicium dopé par du bore). Sous l'effet de photons incidents, des paires électron-trou sont créées et les électrons excités vont se mettre en mouvement dans une direction particulière : un courant électrique est créé.



Les cellules silicium dominent actuellement le marché mondial et ce sont les acteurs chinois (ex : Trina, Yingli) qui sont les premiers fabricants.

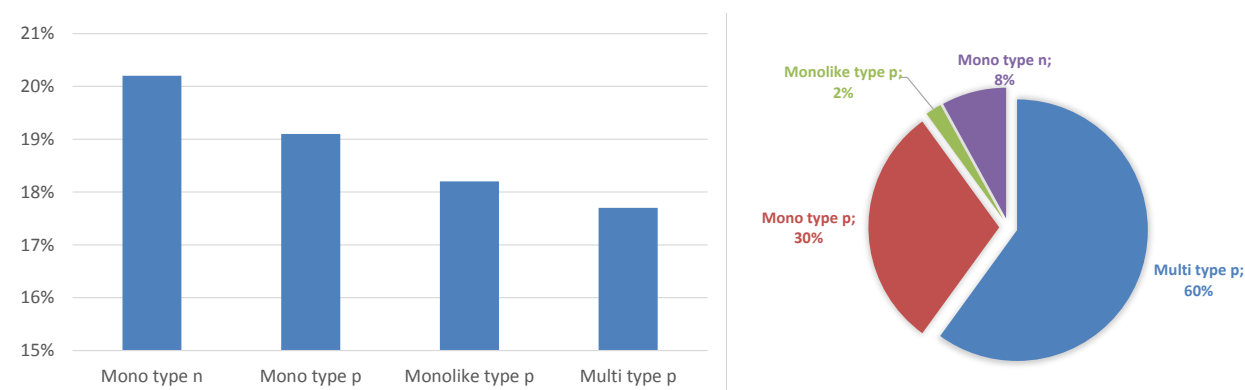


Figure 99 : Rendement panneaux et part de marché des différentes technologies silicium en 2014

### Cellules de deuxième génération

La deuxième génération de cellule se compose de cellules en couches minces, c'est en dire en utilisant d'autres semi-conducteurs que le silicium et en quantité plus réduite. Ces cellules sont moins chères à fabriquer car le procédé requiert moins d'investissement en ligne de production et les cellules peuvent être « imprimées » en large volume. Cependant, les gains sont souvent contrebalancés par les rendements plus faibles que les cellules silicium. On distingue 3 principales technologies sur le marché aujourd'hui :

- **CdTe** : cette technologie domine le marché des couches minces avec près de 5% de la capacité installée mondiale. Installé principalement au sol, le CdTe offre un avantage production à bas coût avec des rendements modules de près de 15%. Cependant cette filière présente certains inconvénients : le cadmium est toxique, et le tellure est un matériau cher (environ 500 €/kg). C'est l'américain First Solar qui domine actuellement ce marché avec une roadmap ambitieuse de baisse de coût et de hausse des rendements.
- **CIGS** : Cette technologie se tient au deuxième rang avec 3% de la capacité mondiale installée. Les modules CIGS sont flexibles et sont donc installés pour des applications intégrées au bâtiment. Moins toxiques que le cadmium, l'indium et le gallium sont cependant des matériaux encore plus rares que le tellure et affichent des coûts de 750 et 900 €/kg respectivement. C'est le japonais Solar Frontier qui domine le marché du CIGS (marché japonais très tourné vers l'intégré au bâti), et Nexcis en France se positionne sur cette technologie.
- **Silicium amorphe** : cette technologie offre l'avantage « d'imprimer » des modules photovoltaïques en déposant le silicium à basse température sur un grand substrat. Les atomes sont désordonnés, c'est pour cela que ces panneaux affichent des rendements bas et le marché est restreint à des applications de niche. Il est possible d'améliorer les rendements en combinant différentes technologies de couches minces à base de silicium (silicium micromorphe par exemple associant en série une cellule en silicium amorphe et une cellule en silicium microcristallin) permettant de capter un plus large spectre du rayonnement incident.

De manière générale, les couches minces ont un rendement maximal théorique proche des 30% et des rendements laboratoires actuellement proches des 22%. Les rendements commerciaux des modules se situent entre 13 et 15% pour les meilleurs modules commercialisés. Certains experts prétendent qu'à long terme l'avantage coût du procédé de fabrication des couches minces permettra à ceux-ci de reprendre la main sur le coût en €/Wc, si les rendements continuent à augmenter.

### Cellules de troisième génération

Les cellules qui ne relèvent pas des deux premières catégories sont classées dans celle-ci. Elles sont de manière générale moins matures que les cellules des deux premières générations mais à des degrés très divers.

- *Cellules multijonctions* : Si les cellules classiques absorbent une partie restreinte du champ de longueurs d'ondes de l'irradiation solaire ce qui explique leurs rendements théoriques limités, les cellules multijonctions se composent de plusieurs couches minces, souvent du type III-V<sup>69</sup>, superposées captant en total un champ plus large de longueurs d'ondes. Ces cellules sont plus coûteuses et un appareil optique est ajouté pour concentrer les rayonnements solaires et donc diminuer la surface nécessaire de cellule (on parle donc de CPV : Concentration PhotoVoltaics). Les systèmes CPV fonctionnent à rayonnement direct et donc sont plus rentable dans les endroits à fort ensoleillement, secs et peu poussiéreux. Le rendement commercial s'élève actuellement à 38% avec un record laboratoire de 46% (sous concentration).
- *Cellules organiques* : Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques ainsi que de nombreuses simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Des problèmes de rendement, d'encapsulation et de stabilité dans le temps empêchent toujours le déploiement commercial de ce type de cellule.

- **Une domination de la filière silicium qui pourrait s'atténuer à moyen-terme**

Quarante années après ses premières applications, le silicium reste dominant sur le marché. Les deuxièmes et troisièmes générations de cellules n'ont pas encore réussi à rattraper le silicium, ceci malgré les nombreux avantages potentiels de chacune des autres technologies. Ce fait s'explique notamment par la baisse des coûts très rapide de l'industrie silicium qui empêche les autres filières de prendre leur place sur le marché, cette baisse des coûts étant elle-même alimentée par une focalisation des acteurs sur cette technologie dominante.

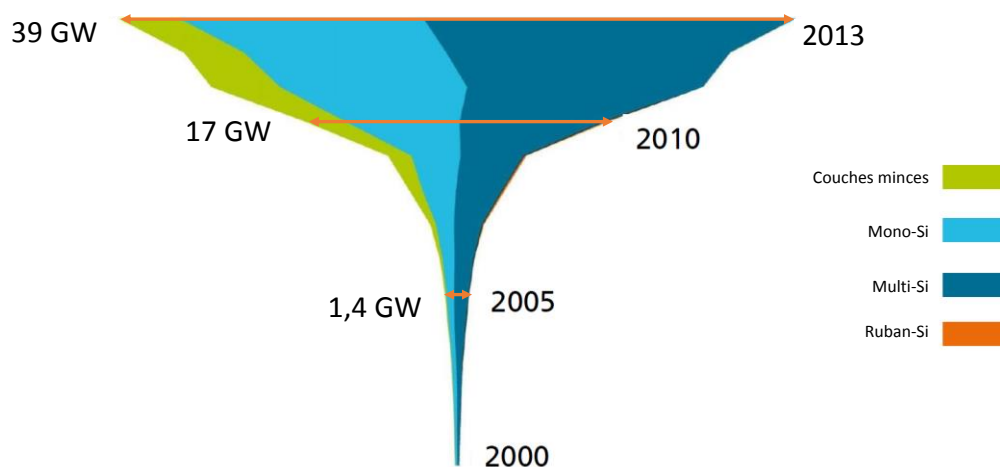


Figure 100: Evolution des capacités installées par filière photovoltaïque, source : Fraunhofer ISE

Néanmoins, à court et moyen-terme, ce rapport de force pourrait évoluer : se rapprochant de la limite physique Shockley–Queisser de 29% de rendement et en raison de coûts variables résiduels significatifs liés à sa structure « cristalline », la filière silicium pourrait redevenir un choix parmi d'autres en fonction de conditions d'usage spécifique. A titre d'exemple, le saut de rendement devrait favoriser les systèmes CPV dans des conditions d'ensoleillement direct important, les hautes températures devraient favoriser les cellules CdTe pour les centrales au sol, alors que les applications BIPV pourraient favoriser les modules CIGS pouvant être produits sur des supports flexibles.

### 2.1.2. Principales innovations sur la chaîne de valeur et positionnement français

Les sections suivantes décrivent les principales innovations significatives pouvant exercer une influence sur la performance, le prix de fabrication par m<sup>2</sup> et au final le prix par unité de puissance. Ces innovations sont

<sup>69</sup> Les cellules III-V sont des cellules multijonction où les différentes couches se composent d'éléments chimiques appartenant aux groupes III ou V du tableau périodique.

analysées par maillon de la chaîne de valeur d'un système photovoltaïque. L'analyse inclut les maillons suivants :

- Cellule / Module Silicium ;
- Cellule / Module Couches Minces ;
- Cellule / Module CPV ;
- BoS électrique ;
- Intégration au réseau
- Innovations structure et installation
- BIPV

### 2.1.2.1. Innovations Silicium

- **Principales Innovations**

D'ici à 2025, la filière silicium continuera à voir des gains en rendement incrémentaux liés à la diffusion des meilleures techniques disponibles et l'amélioration des innovations qui commencent à apparaître d'ores et déjà. Les rendements pourraient se rapprocher de la limite théorique de 30% de rendement pour une cellule à couche unique de semi-conducteur silicium. Au-delà de 2025, la filière devrait recourir à l'hybridation pour dépasser ce « cap » en ajoutant des couches minces de type CIGS ou III-V fort présent dans les cellules multijonctions à concentration notamment.

En ce qui concerne le coût de fabrication, une série d'innovations incrémentales devrait continuer à le faire baisser.

Les innovations identifiées durant cette étude ont été classées selon deux catégories, les innovations « **rendement** » qui visent à augmenter la production électrique par unité de surface et les innovations « **conception et fabrication** » qui visent à baisser le coût du module par unité de surface. Ci-dessous un tableau décrivant les différentes innovations identifiées ainsi que le positionnement des acteurs non français.

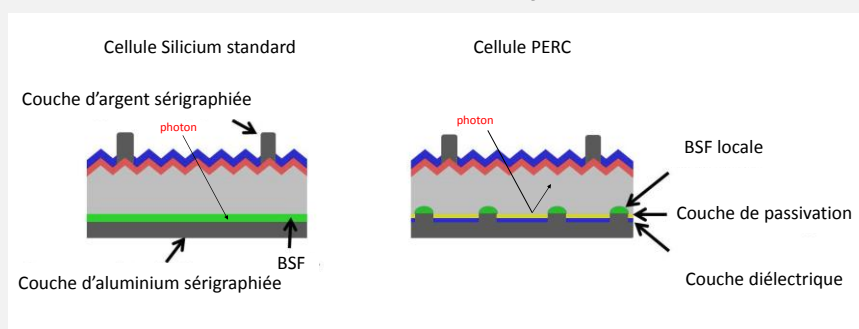
Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Cellule PERC "Passivated emitter rear contact"</b>	- Processus basé sur l'addition d'une couche de passivation à l'arrière de la cellule - La couche empêche les électrons de se recombiner - Augmentation du rendement	Centrotherm - Allemagne Neo Solar - Taiwan
<b>Cellule type-n</b>	- Augmentation du rendement en incorporant une couche de silicium amorphe - Meilleure passivation de la surface	Panasonic - Japon SunPower - USA
<b>Cellule HIT/HJT (hétérostructure)</b>	- Augmentation du rendement en incorporant une couche mince de silicium amorphe sur le substrat de silicium monocristallin, permettant d'assurer une bonne passivation et d'augmenter la part de photons absorbés	Sanyo - Japon Sharp - Japon Panasonic - Japon
<b>Cellule bifaciale</b>	- Augmentation du productible en captant la lumière sur les deux côtés du module - A ce jour marché de niche limité au BIPV, aux murs anti-bruit photovoltaïques,...	Meyer Burger - Suisse Schimid – Allemagne
<b>Cellule III-V sur Silicium</b>	- Remplacement du substrat en Germanium des cellules multijonctions par une couche de Silicium - Permet à la cellule silicium de franchir les limites de rendement théorique de 30% - Permet une fabrication de cellules multijonctions plus simple et moins coûteuse	Recherche électronique
<b>Cellule à contact arrière</b>	- Réduction des pertes dues à l'effet d'ombrage, ce qui permet un rendement plus élevé - Moins de pertes résistives dans le module - Un espace potentiellement plus petit entre les cellules - Un aspect esthétique amélioré	SunPower - USA Solland Solar - Pays-bas

<b>Augmentation de la transmission de la lumière et décalage du seuil de coupure de l'UV du revêtement du verre</b>	- Diminution des pertes par réflexion et réfraction - Optimisation et adaptation de la transmissibilité des longueurs d'ondes par type de cellule	Dupont 3M Bridgestone
<b>Utilisation d'un réacteur à lit fluidisé (FBR)</b>	- Moins énergivore que le procédé Siemens - Permet une production continue et donc un débit plus important	SunEdison - USA & Samsung - corée REC Silicon - USA GCL Poly - Chine
<b>Purification par voie métallurgique (umg-SoGSi)</b>	- Purification du Silicium de qualité solaire - Moins énergivore que le procédé Siemens	Fabricants Polysilicium
<b>Augmentation du rendement/débit des fours de lingots</b>	- Augmentation de la masse des lingots - Refroidissement actif pendant le processus de coulée - Utilisation creusets à usages multiples	Meyer Burger - Suisse Schimid - Allemagne Manz - Allemagne
<b>Réduction de l'épaisseur du fil de sciage et de la pâte de carbure de silicium</b>	- Réduction des pertes de matière - Réduction de l'épaisseur des plaquettes (wafer)	Meyer Burger - Suisse
<b>Utilisation d'un fil diamanté à gains abrasifs fixe</b>	- Réduction des pertes de matière et possibilité de recycler les pertes - Réduction de l'épaisseur des plaquettes (wafer) et augmentation de la performance - Augmentation du volume de production	Asahi - Japon DIAT - Chine Meyer Burger - Suisse
<b>Augmentation du rendement de la sérigraphie d'argent</b>	- Baisse du coût de la métallisation par réduction de la quantité d'argent	Fabricants Cellules
<b>Métallisation par électrodépôt de cuivre ou de nickel</b>	- Le cuivre est moins cher que l'argent - Le cuivre affiche une conductivité électrique plus importante	GT Advanced Technologies - USA
<b>Réduire l'épaisseur du verre encapsulant</b>	- Baisse du coût du verre encapsulant	Fabricants de modules
<b>Réduire l'épaisseur du revêtement et remplacement de l'EVA par des polymères avancés</b>	- Baisse du coût du revêtement	Dupont 3M Bridgestone
<b>Réduire l'épaisseur du cadre encapsulant</b>	- Baisse du coût du cadre encapsulant	Fabricants de modules

**Tableau 3: Silicium : Innovations et acteurs**

**Zoom sur une innovation : la cellule PERC**

La cellule PERC diffère de la cellule standard sur sa face arrière. La face arrière d'une cellule standard est composée d'un back surface field. La cellule PERC possède une couche diélectrique qui assure une meilleure passivation de la face arrière que le BSF en aluminium et qui limite les pertes de courant par recombinaison des porteurs de charge.



**Figure 101: Illustration de l'avantage de la cellule PERC**

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

Le caractère « mainstream » et « mature » actuel de la filière silicium devrait être maintenu d'ici à 2025. Ceci devrait permettre de capter les investissements nécessaires à la matérialisation des innovations identifiés, et donc à continuer à faire baisser significativement les coûts et à maintenir la compétitivité de la filière par rapport aux filières alternatives. L'effet asymptote des prix par Watt crête pourrait être observé à l'horizon de 2025 ou 2030 à cause de l'approche de la limite théorique de rendement et du coût supplémentaires des innovations nécessaires (i.e. hybridation) pour franchir cette limite.

- **Jeu d'acteurs**

Le marché du silicium devrait continuer à avoir un « turnover » d'acteurs élevé, ce taux de rotation des entreprises devrait cependant baisser d'ici à 2025. L'activité photovoltaïque lourde en investissement oblige les acteurs à se grouper autour de grandes structures.

Le marché mondial et mature s'organise actuellement autour de 2 types d'acteurs : les acteurs « low cost » qui possèdent les capacité d'investissement et de production à bas coût (principalement chinois) et les acteurs « innovants », principalement japonais, coréens, européens et nord-américains, visant des rendements plus élevés permettant de baisser les coûts par Wc malgré des coûts par m<sup>2</sup> plus élevé. Cependant, d'ici à 2025, un rapprochement de ces deux types d'acteurs devrait apparaître, les leaders en rendement s'emploieront à baisser leurs coûts tandis que les acteurs « low cost » essaieront d'intégrer les innovations plus matures et avec un effet retard limité.

- **Opportunités pour les acteurs français**

Sur le paysage français, les équipementiers amont ont des positions fortes sur quelques étapes bien précises (fours ECM, Mersen, Arkema, etc.) grâce à leurs innovations. Ils sont portés par la croissance mondiale du marché.

Le positionnement actuel fort de Sunpower sur le marché du haut de gamme devra être nourri par un flux d'innovations pour se maintenir.

### 2.1.2.2. Innovations Couches minces

- **Principales Innovations**

La filière couches minces devrait voir les rendements des modules passer de 14-15% actuellement à près de 20% d'ici 2025. Ces gains sont liés notamment au comblement de l'écart entre le rendement cellule (près de 22%) et le rendement module.

Au-delà de ces gains en rendement comparables avec ceux de la filière silicium, la filière couche mince a identifié des innovations qui devraient être liées à la conception et la fabrication des cellules pour faire baisser les coûts.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Meilleure passivation des couches de l'alliage Cuivre/Gallium et d'Indium (CIGS)</b>	- Réduction de l'effet de recombinaison des électrons	Solar Frontier – Japon
<b>Gravure par laser femtosecond (CIGS)</b>	- Amélioration de la qualité de la gravure et donc du rendement de la cellule - Augmentation de la productivité grâce à l'augmentation de la vitesse de gravure ce qui fait baisser le coût unitaire de production	Solar Frontier - Japon
<b>Recyclage des effluents (CIGS)</b>	- Permet de récupérer la matière première et donc baisser le coût de production	Solar Frontier – Japon

<b>Dépôt des couches par voie électrochimique (CIGS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permet la croissance des couches semi-conductrices et d'oxyde transparent conducteur (TCO) à basse température et à pression atmosphérique</li> <li>- Dépôt rapide et moins compliqué</li> <li>- Potentiellement moins cher que les procédés concurrents</li> </ul>	Solopower - USA CIS Solartchnick - Allemagne Odorsun – Allemagne
<b>Amélioration du procédé de dépôt par co-évaporation (CIGS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Développer par Boeing et améliorer par le NREL pendant plus de 15 ans</li> <li>- Procédé énergivore à cause de la nécessité d'évaporer les métaux</li> <li>- Niveau de perte élevé à cause du dépôt des métaux hors le substrat</li> </ul>	Siva Power – USA
<b>Dépôt par pulvérisation des composants sur un substrat (CIGS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Procédé à température ambiante et pression atmosphérique</li> <li>- Procédé moins énergivore que la co-évaporation</li> <li>- Productivité plus importante et de meilleure uniformité que celle de la co-évaporation</li> </ul>	Solar Frontier - Japon
<b>Encapsulation avec des polymères innovants (CIGS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permet de développer un produit plus léger</li> <li>- Les polymères sont potentiellement moins coûteux que l'encapsulation par le verre</li> </ul>	Solar Frontier – Japon
<b>Augmentation de la transmissibilité de la couche TCO (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduit l'absorption proche infrarouge des porteurs de charges libres</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Réduction de l'absorption de la couche fenêtre (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction de l'épaisseur de la couche CdS ou remplacement du CdS par un autre matériel</li> <li>- Changer l'architecture du substrat</li> <li>- Amélioration du rendement de la cellule</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Amélioration de la durée de vie des porteurs minoritaires (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation de la taille des granules</li> <li>- Amélioration de la cristallisation</li> <li>- Augmentation du rendement</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Augmentation de la tension circuit ouvert (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduire la recombinaison de la jonction CdS/CdTe</li> <li>- Augmentation du rendement</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Amélioration de la mobilité des porteurs de charge dans la couche TCO (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation du facteur de forme</li> <li>- Augmentation du rendement</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Amélioration du contact ohmique avec l'électrode d'arrière (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation du facteur de forme</li> <li>- Augmentation du rendement</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Amélioration de la transmissibilité du verre encapsulant en réduisant l'épaisseur et le contenant en Fer (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmente le flux de photon atteignant les couches actives ce qui augmente le rendement</li> <li>- Augmentation du rendement</li> </ul>	First Solar - USA
<b>Amélioration de l'étanchéité en utilisant un encapsulant à base de butyle (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmente la durée de vie du module</li> <li>- Réduction du taux de dégradation du rendement</li> <li>- Réduction du coût de l'encapsulant</li> </ul>	Solar Frontier – Japon
<b>Réduction de l'épaisseur de la couche de Tellure (CdTe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction de l'utilisation de matériau pour limiter la hausse du prix de la cellule face à l'augmentation du prix du tellure</li> </ul>	First Solar - USA

**Tableau 4: Couches minces : Innovations et acteurs**



### Zoom sur une innovation clé : l'électrodéposition

Le dépôt par voie électrochimique est une technique de dépôt alternative visant la baisse des coûts de production des cellules solaires à base de CIGS. La technique emploie le même principe que l'électrodéposition ou la galvanoplastie des métaux comme l'or ou l'argent.

Le dépôt par voie électrochimique permet la croissance de couches semi-conductrices à basse température et à pression atmosphérique.

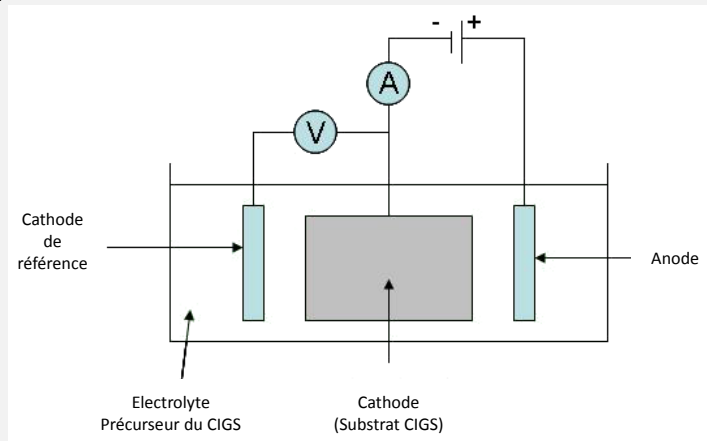


Figure 102: Illustration du principe de fonctionnement de l'électrodéposition de CIGS

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

La compétition est engagée avec la filière silicium depuis plus de 15 ans mais la chute du coût de fabrication des modules à base de silicium cristallin a empêché les filières couches minces de prendre le dessus.

Le potentiel de hausse de rendement et de baisse des coûts de fabrication devrait permettre à court-terme de maintenir la lutte avec la filière silicium, mais pas forcément de renverser le rapport de force.

Par contre, à plus long-terme (au-delà de l'horizon 2025), la filière couche mince aura un potentiel théorique fort en raison du potentiel d'industrialisation inhérent aux couches minces.

- **Jeu d'acteurs**

L'étroitesse actuelle du marché des couches minces n'a pas permis de rentabiliser l'investissement effectué par de nombreuses entreprises: de nombreux acteurs « technologiques » ont fait faillite et certains ont d'ailleurs été rachetés par des acteurs chinois.

First Solar domine le marché du module à base de CdTe, et concernant les technologies à base de CIGS quelques entreprises (Solar Frontier, Nexcis, ...) sont dans la course au rendement et aux coûts. La question du financement et de la confiance qu'ont les investisseurs dans les chances de développement de cette filière (« bankabilité » de la technologie) est clé.

- **Opportunités pour les acteurs français**

Nexcis, spin-off de l'institut de recherche français dans les couches minces (IRDEP), a fait le pari du CIGS, technologie moins nocive que le CdTe d'un point de vue environnemental (problématique de la toxicité du cadmium). L'ambition de Nexcis est de devenir un First Solar à la française. Pour cela l'entreprise doit réussir la phase d'industrialisation en portant à une échelle supérieure sa technologie de fabrication bas coût innovante. Les synergies avec des applications intégrées au bâti sont réelles (de nombreuses opportunités sont investiguées avec les acteurs de la construction). Au 1<sup>er</sup> trimestre 2015, EDF a cependant indiqué vouloir se séparer de Nexcis (cf. section 1.2.3.2.2.).

### 2.1.2.3. Innovations CPV

- **Principales Innovations**

Les cellules multijonctions utilisées pour les applications photovoltaïques à concentration affichent les plus hauts rendements aujourd'hui. Le consortium formé par le centre de recherche allemand Fraunhofer ISE et le français Soitec détient, au moment de l'exécution de cette étude, le record de rendement des cellules photovoltaïques à 46% de rendement en laboratoire grâce à une cellule à 4 jonctions et à une concentration de l'ordre de 300 soleils. Cette augmentation devrait se poursuivre jusqu'en 2025 avec un rythme d'environ 3%/an (gain module), les gisements de progrès se trouvant tant dans la cellule que dans l'optique de concentration.

La filière industrielle étant encore à ses débuts, il y a aussi un grand potentiel de baisse de coûts liée à l'optimisation du processus de fabrication.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Amélioration de la technique de construction des couches</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimiser les jonctions (design, bandgap,...)</li> <li>- Ajout de jonction</li> <li>- Collage moléculaire, croissance bifacial, ajout de substrat, ajout de buffer...</li> </ul>	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
<b>Amélioration du packaging de la cellule</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Amélioration de la couche antireflet sur la cellule</li> <li>- Optimisation de la grille (cellule à contact arrière...)</li> <li>- Cellule multi-terminal</li> </ul>	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
<b>Augmentation de la performance optique de 80% à 95%</b>	- Amélioration de l'optique de concentration (couche antireflet, design Fresnel, transmissibilité,...)	Suncore-China ArzonSolar-USA Sempruis-USA Morgan Solar-Canada
<b>Optimisation et baisse du coût de la structure de concentration optique et augmentation de durabilité</b>	- Changer les matériaux et optimiser le processus	Suncore-China ArzonSolar-USA Sempruis-USA Morgan Solar-Canada
<b>Diminution de la taille des cellules</b>	- Augmentation du facteur de concentration de 50%	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
<b>Simplification du module</b>	- Amélioration de l'architecture électrique et mécanique	Suncore-China ArzonSolar-USA Sempruis-USA Morgan Solar-Canada
<b>Augmentation du ratio de performance de 80% en 2014 à 90%</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des pertes d'alignement, des pertes thermiques et des pertes spectrales</li> <li>- Pas d'effet sur l'investissement initial (CAPEX)</li> </ul>	Suncore-China ArzonSolar-USA Sempruis-USA Morgan Solar-Canada

**Tableau 5: CPV : Innovations et acteurs**

### Zoom sur une innovation clé : Augmentation du nombre de jonctions

La cellule CPV la plus répandue aujourd'hui pour des applications terrestres et spatiales est la cellule 3 jonctions InGaP/(In)GaAs/Ge. De nouvelles cellules sont en voie de développement pour les applications spatiales, notamment les cellules à 4 jonctions en IMM (inverted lattice matched) InGaP/GaAs/ InGaAs/InGaAs développées par Emcore, fournisseur de cellules CPV pour le programme spatial américain jusqu'en 2018. L'ajout de jonctions additionnelles permet de capter l'énergie incidente sur une plage de longueurs d'ondes plus importante et donc d'augmenter le rendement de la cellule. Ce fait est illustré par le graphe suivant :

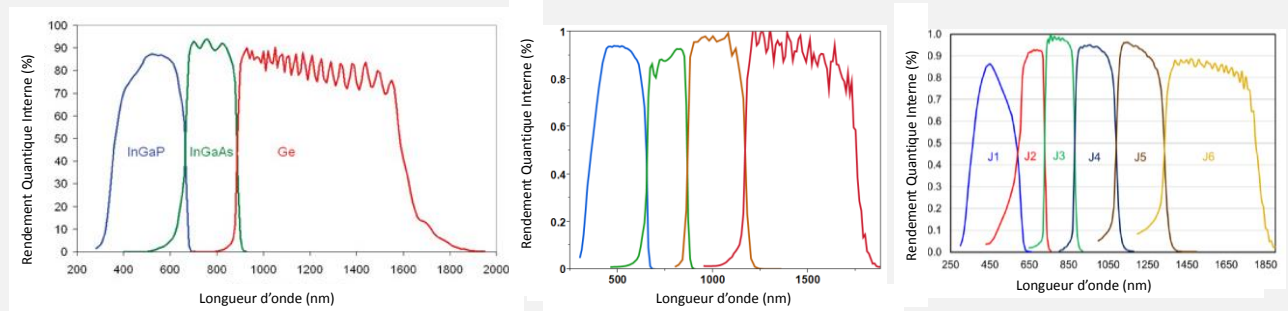


Figure 103: Illustration du rendement quantique interne des cellules à 3,4 et 6 jonctions, source: Emcore

#### • Impact sur la compétitivité de la filière

Dans les zones fortement ensoleillées, la filière CPV pourrait devenir plus compétitive que la filière silicium à l'horizon de 2017/2020. Par ailleurs, la problématique de « complexité » de l'usage de la technologie devrait diminuer dans le temps par effet apprentissage. La filière CPV a ainsi encore besoin de réaliser un certain nombre de grands projets pour démontrer sur le terrain la robustesse de la technologie et permettre de monter la courbe d'expérience.

Comme pour les couches minces, le besoin de financement de cette filière reste clé pour pouvoir matérialiser les innovations.

#### • Jeu d'acteurs

Les technologies CPV sont à la croisée de plusieurs domaines technologiques et donc de plusieurs types d'acteurs :

- Technologies de semi-conducteurs avec les cellules multi-jonctions (Spectrolab, Soitec, Azurspace, ...)
- Technologies d'électronique pouvant être transférées au CPV (acteurs classiques de l'électronique: IBM, STM, ...)
- Technologies optiques

Si certaines des innovations sont principalement portées par les fabricants de cellules, il y a un rôle important d'architecte à tenir pour maîtriser l'ensemble des domaines ci-dessus et aboutir à un module CPV compétitif.

#### • Opportunités pour les acteurs français

Deux entreprises françaises se trouvent à la pointe de de la filière CPV avec des positionnements différents :

- **Soitec**: maîtrise historique des cellules et intégration en aval dans l'optique et les modules, choix d'une concentration « modérée », ligne de fabrication de modules à San Diego.  
*Soitec est en phase industrielle mais a annoncé début 2015 vouloir mettre fin à son intégration dans les modules CPV.*
- **Heliotrop**: positionnement en concepteur-assembleur, choix d'externaliser les cellules et maîtrise forte de l'électronique et de l'optique, choix d'une concentration élevée (forte place laissée à l'optique).  
*Heliotrop est en phase pré-industrielle, Coordonnateur d'un projet AMI, il a annoncé un partenariat industriel avec Magpower, acteur portugais positionné sur le CPV.*

Dans cette filière peu mature encore, les acteurs français en pointe font face au défi du financement de l'industrialisation de la technologie.

#### 2.1.2.4. Innovations BoS

- **Principales Innovations**

La filière du BoS étant relativement mature, les gains de rendement attendus pour les différents éléments du BoS sont limités, notamment pour l'onduleur. Les principales innovations attendues visent à améliorer l'intégration et la performance du système photovoltaïque dans le système électrique (réseau, gestion de l'énergie locale, couplage avec les charges électriques, etc.).

La baisse des coûts aux étapes de conception et de fabrication devrait suivre la trajectoire des années précédentes.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Remplacement de l'IGBT standard en Silicium par le JFET/MOSFET en nitrate de gallium (GaN)</b>	- Réduction de la taille de ces modules grâce à la réduction des pertes de commutation - Augmentation de la fréquence de commutation - Réduction des pertes thermique et donc augmentation du productible du système photovoltaïque	SMA - Allemagne ABB - Suisse
<b>Régulation de la tension du réseau par l'injection ou la consommation de la puissance réactive</b>	- Aide à la stabilisation du réseau sur lequel le système PV est raccordé - Pas d'effet sur le prix de l'onduleur	SMA - Allemagne ABB - Suisse
<b>Micro-onduleur</b>	- Permet d'optimiser la production pour chaque panneau individuellement - Permet de réduire le coût de connexion électrique nécessaire - Augmente le coût total du système, application dans des cas spécifiques	Enphase - USA Enecsys
<b>Augmenter la fréquence de commutation de 16kHz à 32 ou 48 kHz</b>	- Diminution de la taille du dissipateur de chaleur - Diminution de la taille des composants magnétiques - Diminution de la taille du module d'alimentation	SMA - Allemagne ABB - Suisse
<b>Onduleur intelligent</b>	- Onduleur contenant un système de gestion de l'énergie, une batterie (optionnelle) et un système de gestion de la charge de la batterie. - L'onduleur peut constituer le réseau et gérer d'autres systèmes de production d'électricité (diesel, cogénération, ...) pour les systèmes isolés	SMA - Allemagne ABB - Suisse
<b>Réduction de la taille de l'emballage</b>	- Les améliorations au niveau de la taille des composants électroniques et des pertes thermiques permettent de réduire de 50% la taille de l'emballage	SMA - Allemagne ABB - Suisse
<b>Utilisation de joints frittés</b>	- Les joints frittés subissent moins d'effet thermique que les joints en métal fondu - L'emballage fritté permet de réduire la taille globale du système	Semikron - Allemagne SMA - Allemagne
<b>Augmenter le niveau de tension DC des onduleurs</b>	- L'augmentation de la tension permet d'avoir plus modules par string pour les centrales au sol - Permet de réduire la taille du BoS DC des systèmes PV	Semikron - Allemagne SMA - Allemagne

**Tableau 6: BoS : Innovations et acteurs**

### Zoom sur une innovation clé : Onduleur à commutateur en GaN

Le commutateur en GaN affiche des rendements plus importants que ceux en Si. Cette différence de rendement permet une augmentation de la fréquence de commutation et une réduction de la taille du système liée à la réduction du besoin en refroidissement.

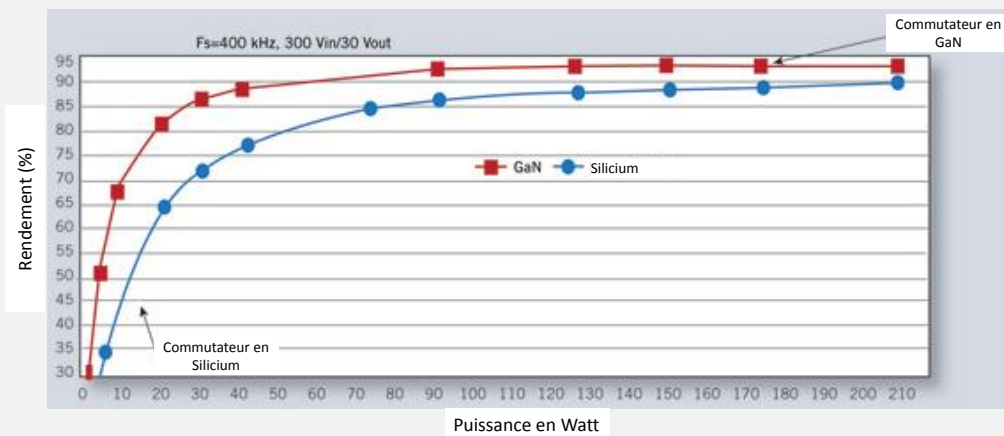


Figure 104: Illustration du rendement d'un commutateur en GaN vs un commutateur en Si, Source : [power electronics.com](http://power-electronics.com)

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

Malgré une baisse importante des coûts des onduleurs ces 5 dernières années, cette baisse devrait se poursuivre, permettant là encore d'augmenter la compétitivité des systèmes PV. Les coûts du reste du BOS devraient peu évoluer (technologies non spécifiques).

- **Jeu d'acteurs**

Le marché des onduleurs est désormais devenu un marché « low cost » depuis l'entrée des acteurs chinois. Des acteurs globaux comme Schneider Electric ont une production localisée dans les pays à bas coût (ex: Inde). Le marché « haut de gamme » est lui dominé par SMA, acteur allemand produisant en Allemagne, et qui se positionne sur la plupart des innovations de la filière.

- **Opportunités pour les acteurs français**

Les 4 principaux acteurs, Schneider Electric, Axun, Socomec et CEFEM, sont positionnés sur ces innovations mais n'apparaissent pas comme des leaders technologiques sur ces points.

#### 2.1.2.5. Innovations Intégration réseau

- **Principales Innovations**

##### Stockage

Les systèmes de stockage sont à long-terme à même de révolutionner le modèle d'affaire des énergies variables comme le PV. Si de nombreux gains technico-économiques sont attendus sur 2015-2025, les experts sont assez incertains sur le rythme de matérialisation des innovations et rien ne permet d'affirmer que le stockage sera devenu suffisamment compétitif pour modifier drastiquement le paradigme PV sur cette période. Son rôle devrait cependant se renforcer dans les ZNI et dans le cadre du déploiement de l'autoconsommation.

##### Dispositifs Smart Grid

De nombreuses innovations sont identifiées dans le domaine des logiciels de gestion de production décentralisée dans des systèmes de distribution, et sont actuellement testés dans le cadre des AMI Smart Grids. La mise en œuvre de ces innovations permettra notamment de réduire les coûts de raccordement et de renforcement du réseau.

Segment	Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Algorithme de prévision</b>	Amélioration des prévisions de productible solaire	- Couplé avec les algorithmes de prévision de la consommation, il permet de prévoir l'état de l'équilibre énergétique ainsi que l'état du réseau - Intégré dans la plateforme DERMS, il permet de planifier les actions à mettre en place pour gérer la production solaire - Utilisé par les producteurs, il permet de participer au marché de l'électricité	Instituts de recherche
<b>Système hybride</b>	Système composé de modules photovoltaïques, d'un générateur diesel et potentiellement d'un dispositif de stockage	- Intéressant en absence de réseau fiable - Permet de minimiser la consommation de diesel	SMA-Allemagne
<b>Raccordement</b>	Dispositif fixe d'écrêtement du productible	- La limitation du niveau de puissance qui peut être injectée sur le réseau permet de réduire la puissance et donc du coût de raccordement	Gestionnaire de réseaux
<b>Renforcement</b>	Dispositif dynamique d'écrêtement du productible	- Permet une gestion plus optimisée du réseau électrique et notamment du réseau de distribution - Permet de limiter les effets de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau - Permet de réduire les coûts de renforcement du réseau et donc d'intégrer plus de renouvelables au moindre coût	ABB Cisco Energie AG
<b>Logiciels de flexibilité</b>	Diminution des coûts de plateforme DERMS	- Plateforme capable de gérer l'interface avec un réseau intelligent - Permet de gérer la production renouvelable, la consommation et le stockage	ABB Cisco Energie AG
<b>Batterie Lithium</b>	Augmentation de la densité énergétique de la batterie	- Remplacement des matériaux composants de la cathode (+ NMC et LFP, - LCO) - Matériaux nanostructure en Silicium - Permet d'augmenter la quantité d'énergie stockée par une batterie, ce qui fait diminuer le coût par kWh stocké	Panasonic LG chem GS YUASA A123
<b>Batterie Lithium</b>	Baisse des coûts du Nickel et du Cobalt par effet d'augmentation de la production mondiale	- Baisse de coût de la cathode	Panasonic LG chem GS YUASA A123 Tesla
<b>Batterie Lithium</b>	Amélioration du processus de traitement de la matière première	- Augmenter l'efficacité de traitement des matériaux - Baisse du besoin en matière première	Panasonic LG chem GS YUASA A123, Tesla
<b>Batterie Lithium</b>	Augmentation de l'efficacité de la ligne de production de cellule (cathode, anode, séparateur, électrolyte, ...)	- Amélioration du processus de fabrication de la cellule de batterie	Panasonic LG chem GS YUASA A123 Tesla
<b>Batterie Lithium</b>	Augmentation de l'efficacité de la ligne d'assemblage de la batterie (assemblage cellules, emballage, refroidissement, ...)	- Amélioration du processus d'assemblage de la batterie	Panasonic LG chem GS YUASA A123 Tesla

**Tableau 7: Intégration réseau : Innovations et acteurs**



### Zoom sur une innovation clé : l'écrêtement optimisé de la production PV

Pour limiter l'impact de la production renouvelable sur le réseau électrique et pour permettre aux énergies renouvelables de participer à la tenue du réseau, les opérateurs du réseau de distribution et de transport envisagent l'écrêtement de la production variable. Ce type de solution permettra aux producteurs d'économiser une partie du coût du raccordement/renforcement ou de générer des bénéfices qui couvrent ou dépassent leurs pertes de productible. D'un autre côté, cette solution permet aux gestionnaires de réseau de réduire les coûts liés à la gestion de la production variable ou même d'utiliser l'écrêtement des EnR pour des services systèmes. Les différentes solutions d'écrêtement sont illustrées ci-dessous. Dans une étude publiée par ErDF, il est indiqué que l'écrêtement à puissance réactive minimale est la meilleure solution pour repousser les investissements en renforcement du réseau de distribution.

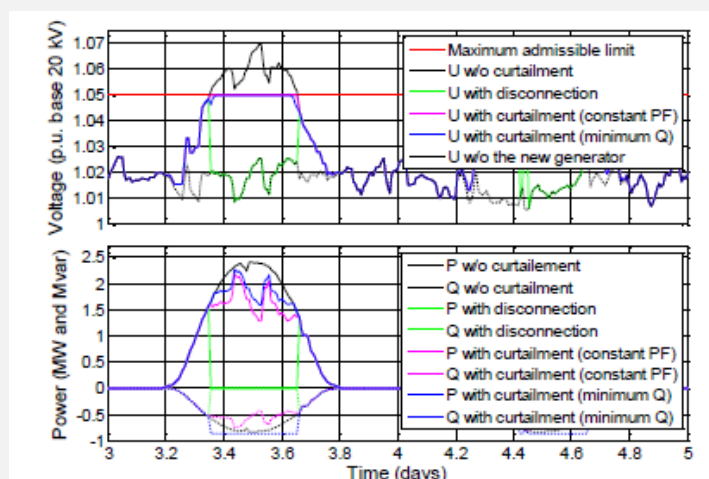


Figure 105: Illustration des différents dispositifs d'écrêtement de la production photovoltaïque. Source: ErDF

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

Les coûts d'intégration au réseau sont la dernière frontière pour une véritable intégration du PV comme source d'énergie pérenne. Aujourd'hui, les développeurs de projets indiquent que ces postes de coût prennent une part de plus en plus importante étant donné la baisse du coût des autres composants et la prise en compte par le GRD de la gestion de cette production PV dans son réseau.

Les innovations identifiées devraient permettre, au fur et à mesure de la répercussion des coûts d'intégration au réseau sur les filières ENR, de diminuer ces mêmes coûts.

- **Jeu d'acteurs**

Les innovations identifiées sont communes à l'ensemble des filières ENR variables, notamment l'éolien et le photovoltaïque. En ce qui concerne les batteries, les progrès enregistrés seront fortement dépendants du marché de la mobilité électrique.

Il faut noter que des enjeux de transfert de valeur entre générateur / distributeur / fournisseur (tels qu'identifiés dans le chapitre suivant « évolution des modèles d'affaire ») peuvent être des freins à la diffusion des innovations, notamment dans un contexte fortement réglementé et avec des monopoles le long de la chaîne de valeur comme c'est le cas en France.

Les marchés les plus matures pour ces technologies sont actuellement dans les milieux insulaires, aux Etats-Unis, au Japon, et en Allemagne.

- **Opportunités pour les acteurs français**

Sur les batteries, le positionnement français de SAFT est un positionnement haut de gamme mais il reste complexe en raison d'un faible effet d'échelle et d'une capacité d'investissement limitée.

Le positionnement sur le domaine des Smart Grid est fort avec la présence de deux entreprises leaders (Alstom Grid / Schneider Electric) et un écosystème de start-ups et de PME (ex : Energy Pool) actives et rassemblées dans « Smart Grid France » récemment renommé « Think Smart Grids ». Cependant le cadre technico-réglementaire est encore peu favorable au déploiement du stockage et de la flexibilité (comparativement aux marchés américains, japonais et allemands), même si la présence d'un GRD unique

et d'un GRT unique pourraient se révéler un atout potentiel pour un déploiement rapide si ceux-ci choisissaient d'adopter massivement pour ces nouvelles technologies.

### 2.1.2.6. Innovations structure et installation

- **Principales Innovations**

En ce qui concerne la structure, les gains principaux sont issus de l'allègement incrémental des structures en réduisant le volume de matériaux utilisés et en les standardisant.

Le coût lié à l'installation pourrait continuer à baisser de manière incrémentale via notamment l'utilisation d'éléments préassemblés ou de fixations rapides.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Structure plus légère et plus simple</b>	- Diminution du poids des structures et donc réduction du coût total	Fabricants divers
<b>Diminution du coût du tracker</b>	-Diminution de la complexité et amélioration de la fiabilité du tracker	Array technologies ERCAM trackers mecasolar
<b>Utilisation des structures universelles</b>	- Réduction du temps de préparation sur et hors site - Réduction des délais liés au besoin en pièces adaptées à un modèle spécifique de structure	Schletter K2 systems
<b>Structure simplifiée, intégrant fils électriques et prêt à poser sur tout type de toiture</b>	- Structure sans rail - Réduction du temps de préparation des toitures - Structure universelle qui accepte tout type de module et de toiture	Schletter K2 systems
<b>Simplification de la procédure de raccordement DC des modules</b>	- Structures intégrant les connexions DC des modules jusqu'à l'onduleur	Installateurs électriciens
<b>Simplification de la procédure de raccordement AC du système PV</b>	- Circuit électrique du logement prêt à intégrer un système PV "plug and play"	Installateurs électriciens
<b>Micro-onduleur parallèle</b>	- permet de réduire le coût de la main d'œuvre	Enphase
<b>Conteneurs clé-en-main avec des onduleurs en string de 2MW préassemblés</b>	- Permet de réduire de 10% le coût d'installation des centrales au sol	SMA ABB

**Tableau 8: Structure et installation: Innovations et acteurs**

#### **Zoom sur une innovation clé : le suiveur un axe**

Le tracker ou suiveur est un dispositif qui équipe les centrales au sol. Il oriente les panneaux qui « suivent » le soleil. La nouvelle génération de suiveurs utilise un seul moteur pour chaque MW de champs PV et un seul boîtier de contrôle par 4 MW. Les moteurs orientent les panneaux via des barres métalliques, des engrenages et un arceau métallique lié au panneau pour réduire les investissements.



**Figure 106: Illustration du tracker d'Exosun articulant le panneau via l'arceau, source : pv-tech.org**

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

Si les coûts de structure représentent aujourd’hui une part faible du système PV, les coûts d’installation représentent encore une part importante des coûts, notamment pour les applications en toiture: la réduction des coûts d’installation a donc un impact fort sur l’économie du PV, notamment résidentiel.

- **Jeu d’acteurs**

Les innovations proviennent des fabricants de modules, de structures ou de BOS qui souhaitent proposer des réductions de coût à leurs clients installateurs.

Les installateurs eux-mêmes ne sont pas moteurs pour investir dans des innovations car ils ne sont pas assez spécialisés.

- **Opportunités pour les acteurs français**

On peut noter la présence d’Araymond sur les fixations rapides (membre de Tennerdis), d’Heliowatt sur les structures pour ombrières et Sun’R sur les structures pour plantations agricoles.

Enfin Exosun est un des acteurs mondiaux dans le domaine des trackers.

### 2.1.2.7. Innovations BIPV

- **Principales Innovations**

Au sein de la filière du BIPV, elles sont de trois types: les **structures d’intégration** de modules PV standards, les modules **hybrides photovoltaïques/thermiques**, et les **matériaux PV dédiés bâtiment** (association de matériaux de construction et de cellules PV). Les trois types de produits se distinguent par leur niveau de maturité industrielle et de coût.

Les structures d’intégration, bien qu’elles soient plus coûteuses que les structures surimposées, restent moins chères que les produits dédiés. La faible taille du marché des produits dédiés ne permet pas actuellement de réduire significativement les coûts par effet d’échelle.

Les nouveaux produits hybrides PV/thermique sont aussi relativement coûteux car ils nécessitent des investissements dans des systèmes de récupération de chaleur.

En ce qui concerne les innovations dans les structures d’intégration : comme pour les structures classiques, les gains sont attendus en allégeant les structures, en réduisant le volume de matériaux utilisés et en standardisant les structures. Ce sont les modules hybrides PV thermiques qui constituent la principale innovation sur ce segment d’applications..

En ce qui concerne les produits dédiés, deux types de produits peuvent être distingués : les produits pour la toiture et les produits pour la façade (sous forme de bardage, de vitre, de brise soleil, etc.) qui sont particulièrement intéressants car ils n’entrent pas en concurrence avec les autres usages de la toiture (toitures végétalisées, systèmes thermiques, ...). Pour les premiers, les principales innovations se concentrent sur le développement d’un produit peu complexe et inspiré du monde du bâtiment. Pour les seconds, les usages autour du verre représentent le plus grand potentiel d’innovation.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
<b>Structure plus légère et plus simple</b>	- Diminution du poids des structures et donc réduction du coût total	Schweizer
<b>Utilisation des structures universelles</b>	- Réduction du temps de préparation sur et hors site - Réduction des délais liés au besoin en pièces adaptées à un modèle spécifique de structure	Schweizer
<b>Structure simplifiée et prête à poser sur tout type de toiture</b>	- Structure sans rail - Réduction du temps de préparation des toitures - Structure universelle qui accepte tout type de module et de toiture	Schweizer
<b>Simplification des produits photovoltaïques dédiés</b>	- Utiliser les matériaux utilisés dans les produits de construction (ex : terre cuite, acier,	Meyer Burger

	verre, etc.) - Minimiser les matériaux à différents coefficients de dilatation thermique	
<b>Hybridation des modules intégrés. Production d'électricité et de chaleur</b>	- Récupération de la chaleur à l'arrière du panneau photovoltaïque - Utilisation de l'air ou de l'eau comme fluide caloporteur Utilisation de la chaleur pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire - Fait augmenter le rendement théorique des panneaux (rendement électrique plus rendement thermique)	-
<b>Verre photovoltaïque transparent</b>	- Utilisation de cellules photovoltaïques transparentes - Possibilité d'avoir des verres teintés ou colorés	Onyx Solar, Sunergic
<b>Utilisation de module bifacial</b>	- Module qui capte les rayons solaires sur les deux faces	Panasonic/Sanyo

**Tableau 9: BIPV: Innovations et acteurs**

### **Zoom sur une innovation : Panneau photovoltaïque et thermique (PVT)**

Les panneaux hybrides PVT (photovoltaïque et thermique) sont des modules solaires composés de cellules photovoltaïques qui produisent de l'électricité et d'un collecteur qui récupère la chaleur en sous face des cellules PV. Ce type de produit peut être installé sur une structure intégrée ou surimposée. Plusieurs typologies de modules existent sur le marché. Le fluide caloporteur peut être de l'air, pour une finalité de chauffage, ou l'eau, pour le chauffage ou même l'eau chaude sanitaire.

Cette innovation est pertinente car elle maximise le rendement énergétique global du système solaire et de l'enveloppe du bâtiment (même si ce système peut être installé au sol).



**Figure 107: Illustration d'un système hybride en surimposition, source : faz.net**

- **Impact sur la compétitivité de la filière**

La politique de soutien à l'intégration au bâti a eu comme résultat de faire émerger les produits comprenant une structure d'intégration plutôt que les produits dédiés. Ces derniers ne sont pour le moment pas parvenus à devenir « mainstream ». Les produits à structure intégrée (PV ou PVT) pourront trouver une application dans les constructions neuves dans le cadre de réglementations thermiques exigeantes.

- **Jeu d'acteurs**

Les produits intégrés sont à la croisée de deux industries, celle du bâtiment et celle de l'électricité. Les acteurs qui réussiront à offrir des produits inspirés du monde du bâtiment gagneront la plus grande part de marché, surtout dans le cadre de la construction neuve.

- **Opportunités pour les acteurs français**

Grâce à la politique publique de soutien qui favorise l'intégré au bâti depuis 2006, les acteurs français sont bien placés pour développer et diffuser les innovations. Cependant, leur pérennité dépend encore fortement du cadre réglementaire.

### 2.1.3. Synthèse : 3 principaux champs d'innovations stratégiques

En synthèse, trois principaux champs d'innovation concentrent les efforts des acteurs en raison de leur impact important sur la compétitivité du PV à horizon 2020: le rendement des cellules et modules, les structures applicatives et les technologies d'intégration au réseau électrique :

- **L'industrie amont qui travaille sur les cellules et modules** : le complexe équipementier / producteur sur ces 2 étapes de la chaîne de valeur des 3 filières technologiques (silicium, couches minces, CPV) travaille sur des innovations ayant un fort potentiel de baisse de coût, via une amélioration des rendements de production
- **Les structures applicatives** : ces structures sont clés pour créer de la valeur en synergie avec les différentes infrastructures sur lesquelles le laminé ou le module PV est posé, que ce soit en optimisation du productible ou en intégration architecturale ou énergétique
- **Intégration au réseau électrique** : c'est un défi de plus en plus important étant donné l'augmentation continue de la part du PV dans le mix électrique. Les technologies de pilotage et de flexibilité (stockage, Demand Response) permettent de lever les freins à la création de valeur de l'énergie PV.

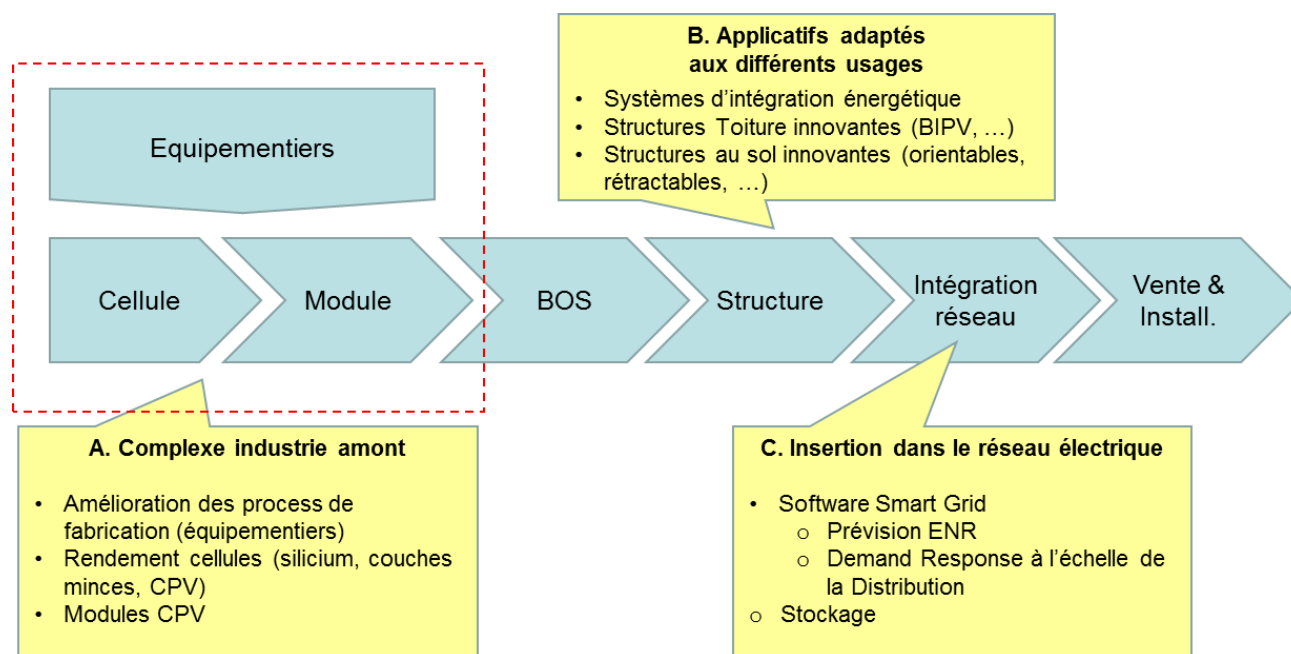


Figure 108: Illustration des trois champs d'innovations stratégiques

## 2.2. Une énergie qui devrait être de plus en plus compétitive

La réalisation des innovations technologiques identifiées ci-dessus a comme première conséquence une baisse attendue du coût de l'énergie photovoltaïque.

### 2.2.1. Analyse de la baisse des coûts des systèmes photovoltaïques d'ici 2025

#### 2.2.1.1. Méthodologie de modélisation de l'évolution des coûts

La modélisation de l'évolution des coûts des systèmes photovoltaïques est essentielle pour la construction des scénarios à l'horizon 2025. L'évolution des coûts d'investissement permet de calculer l'évolution du coût de production de l'électricité d'origine photovoltaïque (LCOE).

Afin de modéliser cette évolution, il a été choisi de se baser sur les coûts de l'année de référence (2014), puis de multiplier ces coûts par un coefficient d'évolution des coûts pour chaque année après 2014. Ce coefficient a été calculé pour chaque poste de coût et pour chaque année.

Ce coefficient prend en compte 4 facteurs affectant le coût d'un système photovoltaïque<sup>70</sup>. Il faut rappeler ici qu'il s'agit d'un coût unitaire ramené au kW crête et non pas à l'unité de surface ou à l'unité de module :

- Facteur **a**, les innovations « Design-to-cost » (visant une « réduction de coût ») : rendre le système moins coûteux tout en préservant ses performances. Cela consiste à réduire les coûts en agissant sur la conception du produit et donc sur la ligne de fabrication.
- Facteur **b**, l'effet augmentation des coûts en raison d'intégration d'une innovation dans la conception. Cet effet contrebalance, en partie, l'effet **a**. Cependant, l'intégration d'une innovation procure, généralement, une augmentation de la performance ou du rendement et donc une baisse des coûts décrite par le facteur **d** ci-dessous.
- Facteur **c**, l'effet d'échelle : correspond à la baisse du coût unitaire des composants en raison de l'accroissement de la quantité produite<sup>71</sup>. On parle d'économie d'échelle.
- Facteur **d**, les innovations qui impliquent une augmentation du rendement. L'augmentation du rendement augmente la puissance produite par unité de surface et donc une baisse du coût unitaire.

Ces coefficients ont été déterminés ou ajustés suite aux entretiens menés auprès des acteurs de la filière. Pour calculer le coefficient d'évolution total de chaque étape de la chaîne de valeur du système photovoltaïque, l'équation suivante a été retenue :

$$C_{n+1} = C_n \times \frac{(1 - a) \times (1 + b) \times (1 - c)}{(1 + d)}$$

Où a, b, c et d sont exprimés en %.

$C_{n+1}$  représente le coût du système à l'année n+1, exprimé en €/Wc.

$C_n$  représente le coût du système à l'année n, exprimé en €/Wc.

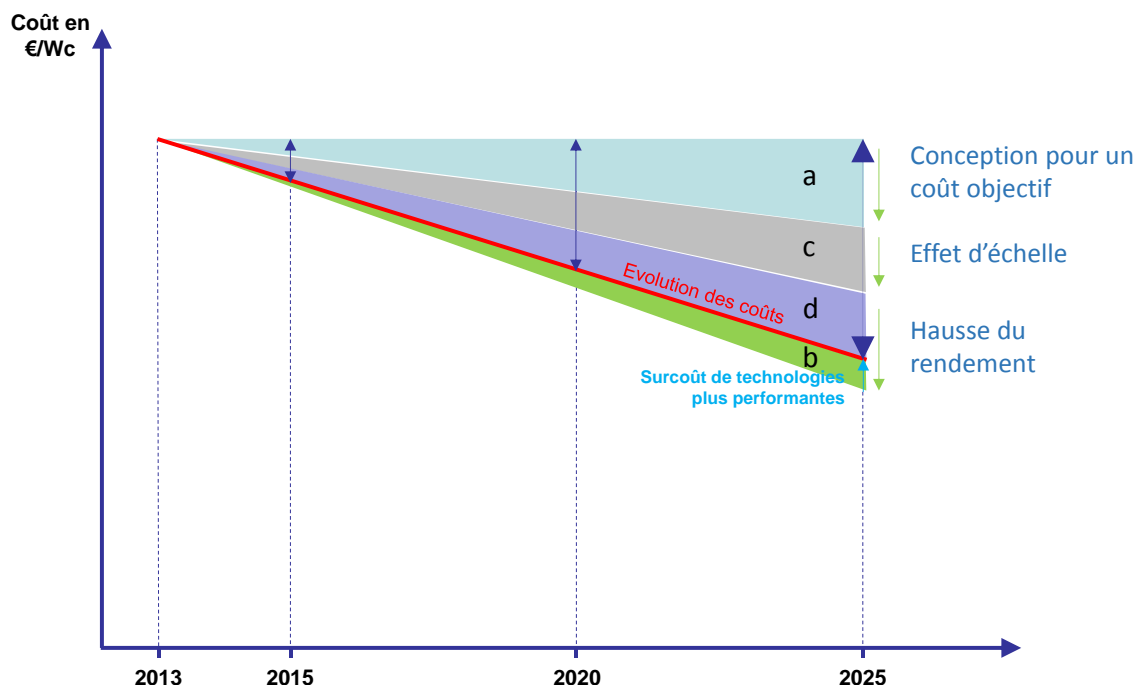


Figure 109: Illustration de l'équation d'évolution des coûts

<sup>70</sup> Le coefficient a été calculé en utilisant une formule proposée par le groupement et non tirée de sources

<sup>71</sup> L'évolution de la production mondiale de modules étant basée sur le scénario *Medium Term* de l'AIE choisi dans la partie 1.1.1 de ce rapport.



En plus de l'évolution intrinsèque du coût de chaque étape de la chaîne de valeur des systèmes photovoltaïques, quelques étapes subissent un effet induit par l'augmentation du rendement du module. Par exemple, l'augmentation du rendement des modules entraîne une diminution de la surface nécessaire pour produire un Wc, cela entraîne également une réduction du besoin en structure de pose, en temps de main d'œuvre et en câblage électrique.

Les parties suivantes présentent les estimations d'évolution des coûts sur chaque segment de la chaîne de valeur. L'évolution des coûts de l'ensemble du système se calcule ensuite en associant les évolutions de chaque étape de la chaîne de valeur.

### **2.2.1.2. Résultats à l'échelle du système**

L'évolution du coût des systèmes photovoltaïques est le résultat de l'association de l'évolution des coûts sur chaque maillon de la chaîne de valeur des systèmes photovoltaïques..

Cette évolution est modélisée pour les systèmes dits standards (surimposé, silicium) comme pour les systèmes innovants (IAB, CPV). La baisse attendue sur 10 ans est significative puisqu'elle est comprise entre **29% et 48%** (exemple du CPV). Elle est notamment fonction de la maturité des technologies et de l'effet d'échelle qui est plus limité pour les petites installations.



**Figure 110: Evolution des coûts en € HT/Wc des systèmes photovoltaïques à l'horizon 2025**

### 2.2.1.3. Résultats détaillés par brique de la chaîne de valeur

#### 2.2.1.3.1. Baisse du coût du module Silicium

La baisse du coût du module à base de silicium cristallin observée depuis plus de 10 ans devrait se poursuivre. Entre les années 2009 et 2014 ce coût a été divisé par 4. Un ralentissement du rythme de la baisse est observé depuis 2012 en comparaison avec les années précédentes. Ceci est dû à la maturation industrielle continue de l'industrie de la fabrication de modules, cellules, wafer et lingots à base de silicium cristallin.

Les estimations montrent que le prix du module devrait baisser de près de 49% entre 2014 et 2025 ce qui correspond à un rythme annuel de 6%, une baisse annuelle proche de celle observée en 2014. L'asymptote prévue par plusieurs experts ne serait pas encore atteinte à l'horizon 2025.

La trajectoire de coût du module à base de silicium cristallin est en phase avec la courbe historique d'apprentissage du silicium, observé à 22% de baisse pour chaque doublement de la capacité installée entre 1979 et 2015.

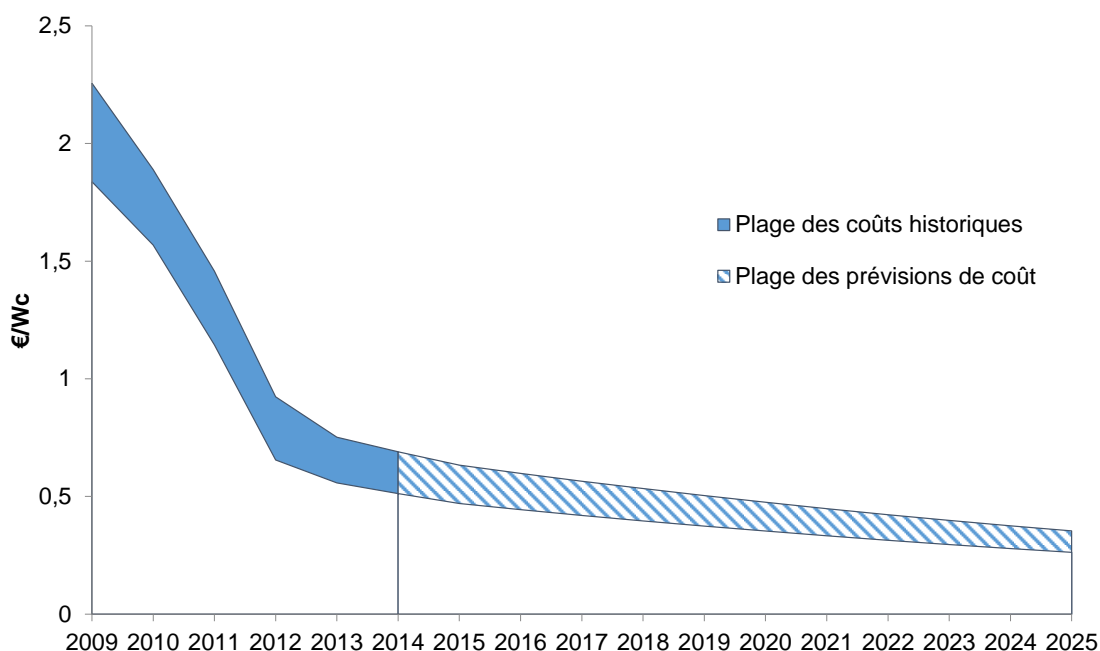
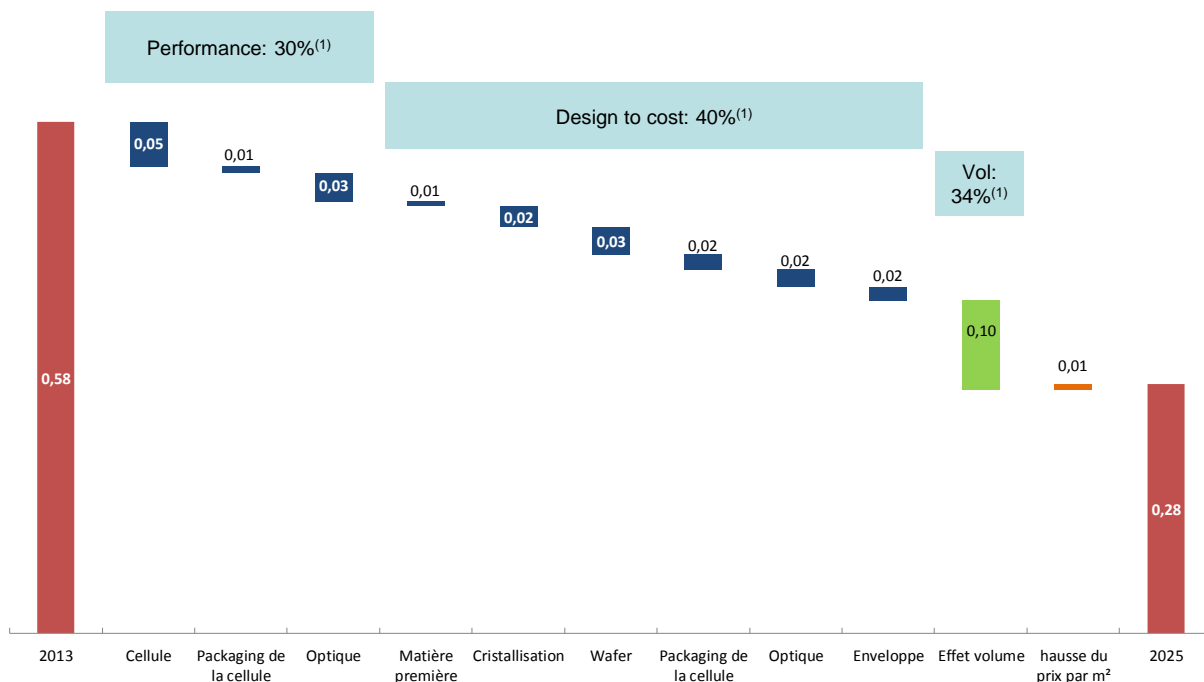


Figure 111: Historique et prévision du coût du module (arrivé en Europe) silicium à l'horizon 2025

Malgré la maturité industrielle de la filière, une part importante de la baisse des coûts est liée à des innovations design-to-cost. Ces innovations présentent près de 40% de la baisse de coût totale prévue. Le gisement le plus important du design-to-cost réside dans l'étape « wafering » et packaging de la cellule.

L'effet d'échelle vient en deuxième rang avec 34% de la baisse totale prévue. En effet, un niveau de baisse de coût de 12% pour chaque doublement de la capacité de production est constaté.



**Figure 112: Illustration de la baisse du coût en €/Wc du module Silicium**

L'augmentation de la performance occupe une place toujours importante dans la course à la réduction des coûts. Les innovations qui augmentent le rendement provoquent près de 30% de la baisse totale des coûts. Plus de 50% de la baisse liée à la performance est due à l'amélioration de l'architecture de la cellule. L'augmentation du rendement moyen prend en compte plusieurs architectures en associant à chacune une part de marché prévisionnelle. Le rapport *International Technology Roadmap for photovoltaic 2014* et la conférence *Innovations in Crystalline Silicon PV 2013* confirment le rôle des innovations technologiques comme moteur de la baisse des coûts.

### 2.2.1.3.2. Baisse du coût du module en couches minces

#### CIGS

Une baisse de coût de 48% est prévue entre 2014 et 2025. Cela correspond à une baisse moyenne de 6% par an. 44% de cette baisse est due à des innovations d'amélioration de rendement (qui passerait de 14% à près de 18% à l'horizon 2025) liés principalement à l'optimisation de la structure de la cellule pour augmenter la stabilité des porteurs de charge comme l'affirme l'IPVF. L'aspect design-to-cost est également important avec des innovations sur le mécanisme de fabrication des couches minces et sur le remplacement ou la réduction de l'utilisation de l'indium pour les oxydes transparents conducteurs (TCO) (source : IRDEP).

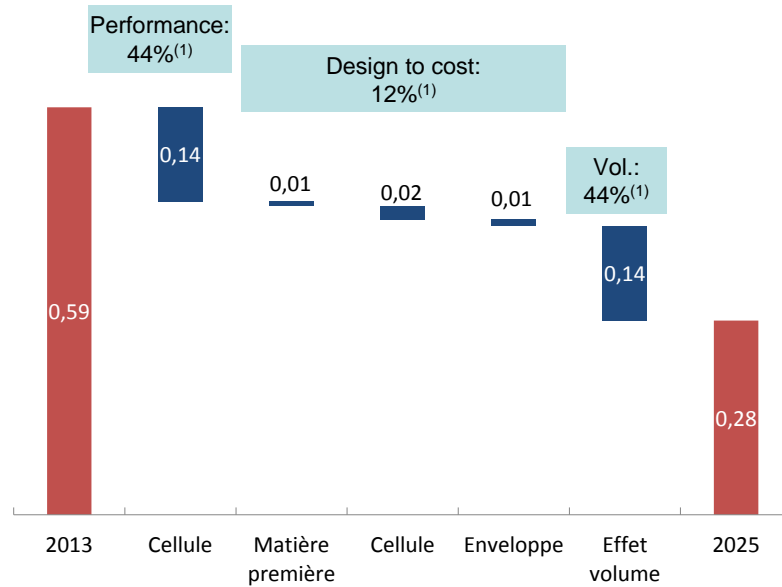


Figure 113: Baisse du coût en €/Wc du module CIGS par facteur d'évolution

### CdTe

Une baisse de coût de près de 53% est prévue entre 2014 et 2025. Cela correspond une baisse moyenne de 7% par an. Ces prévisions sont en phase avec une étude réalisée par le *National Renewable Energy Lab et la Colorado School of Mines*<sup>72</sup>. Les innovations de performance expliquent près de 63% de la baisse de coût attendue. Cependant le coût de fabrication des modules CdTe est très sensible au prix du tellure, l'un des matériaux les plus rares sur la croute terrestre. De plus, le tellure est un sous-produit du processus d'extraction de minerai, ce qui menace à long terme l'approvisionnement en tellure car la demande en cuivre et plomb est croissante<sup>73</sup>.

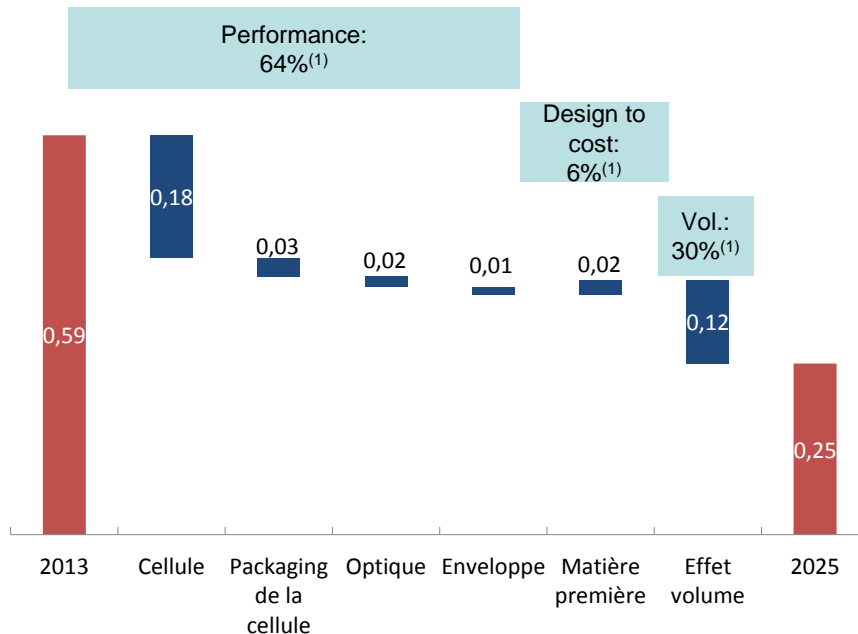


Figure 114: Baisse du coût en €/Wc du module CdTe par facteur d'évolution

<sup>72</sup> Perspectives on the Pathways for Cadmium Telluride Photovoltaic Module Manufacturers to Address Expected Increases in the Price for Tellurium. NREL, Colorado School of Mines.

<sup>73</sup> Investorintel.com ; NREL ; U.S. GEOLOGICAL SURVEY

### 2.2.1.3.3. Baisse du coût du module CPV

Le coût du module CPV (en €/Wc) est actuellement plus élevé que le coût du module PV à base de silicium cristallin notamment en raison de la faible maturité technologique et industrielle de la filière.

A l'horizon 2025, le coût du module CPV devrait chuter de près de 57%. Cela représente une baisse annuelle moyenne de 7%.

Le rendement commercial des panneaux approche aujourd'hui 32%<sup>74</sup>. Il pourrait passer à près de 55% d'ici 2025. Les principales innovations affectant le rendement des cellules sont liées à l'augmentation de la performance optique<sup>75</sup> et à l'amélioration de la technique de construction des couches avec une augmentation du nombre de jonctions<sup>76</sup>. En effet, les innovations de rendement sont responsables de près de 60% de la baisse de coût totale des modules CPV.

Des innovations design-to-cost visant à simplifier le packaging et l'encapsulation des cellules dans un module léger et peu coûteux sont attendues. Le rythme de déploiement des innovations pourrait connaître une accélération suite aux records obtenus en laboratoire en 2013 et 2014.

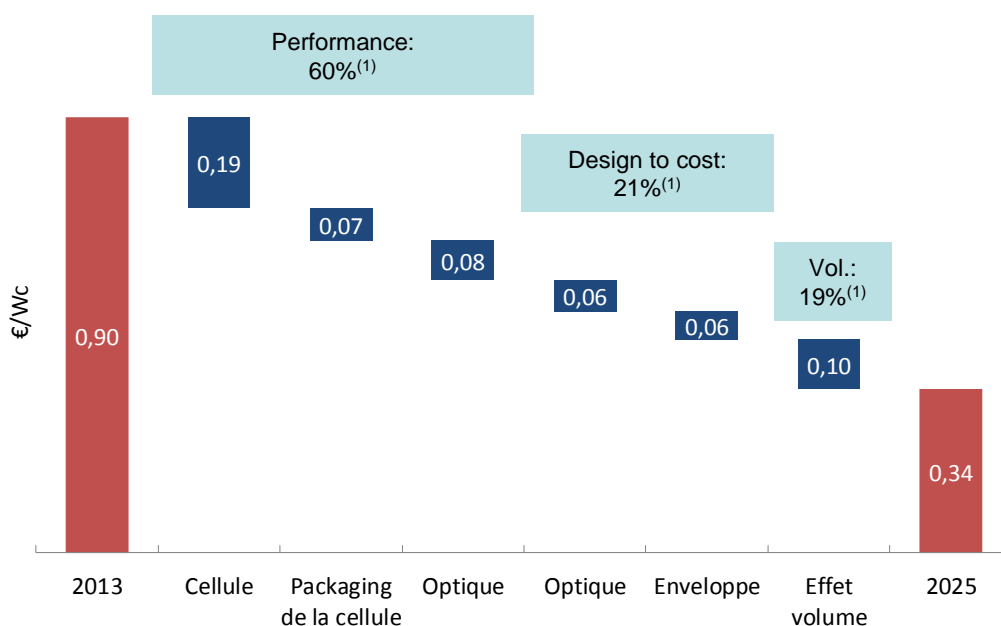


Figure 115: Baisse du coût en €/Wc du module CPV par facteur d'évolution

### 2.2.1.3.4. Baisse du coût du BoS

Le BoS (Balance of system) se compose de deux parties distinctes du point de vue baisse de coût. L'onduleur, dont la filière est à la pointe de la technologie électronique, et le reste du BoS (connectique, boîtier, protection, etc.) qui représente une filière plus mature et moins spécifique à l'industrie photovoltaïque.

- Onduleur : des innovations amenées du monde de l'électronique vont permettre de réduire la taille des composants électroniques et de l'onduleur en général. La principale innovation aura lieu au niveau du commutateur de puissance en remplaçant les matériaux semi-conducteurs en silicium par du GaN<sup>77</sup> qui permet un fonctionnement à fréquence de commutation plus élevée et une diminution des pertes thermiques. Cette innovation a pour conséquence des économies de matériaux et une simplification des procédés de fabrication. La baisse totale est estimée à 60%.

<sup>74</sup> Current status of concentrator photovoltaic (cpv) technology; Fraunhofer ISE, NREL.

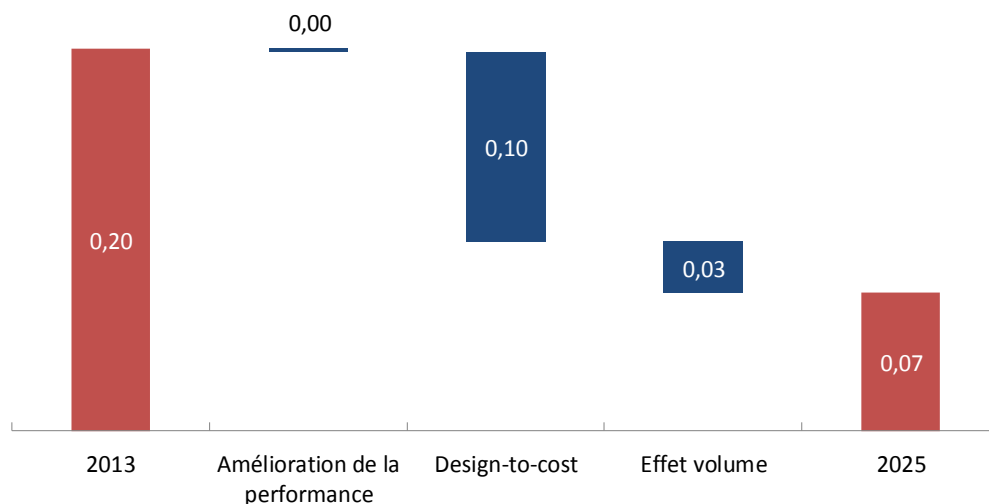
<sup>75</sup> Analysis of Transmitted Optical Spectrum Enabling Accelerated Testing of CPV Designs ; NREL

<sup>76</sup> CPV-10 : 10<sup>ème</sup> conférence internationale du CPV

<sup>77</sup> Lux research ; Power Electronic Systems Laboratory ; ETH Zurich ; International Rectifier ; CEA leti ; BFH Bern.

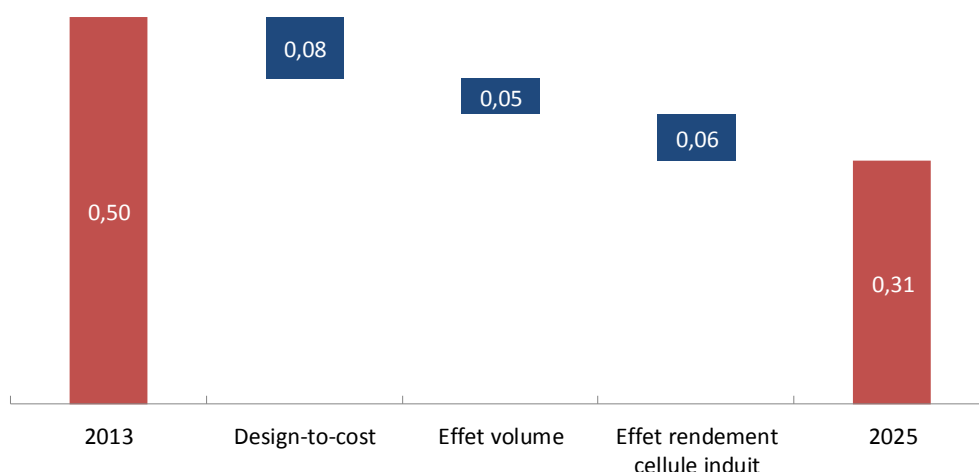


77% de cette baisse est dû aux innovations design-to-cost, le reste résultant principalement de l'effet d'échelle.



**Figure 116: Baisse en €/Wc du coût de l'onduleur par facteur d'évolution**

- BoS hors onduleur : une baisse de 22% est prévue entre 2014 et 2025. Cela correspond à une baisse annuelle de près de 2,2%. Les innovations design-to-cost sont responsables de près de 42% de cette baisse. L'effet de diminution des coûts induit par l'augmentation du rendement du module constitue 32% de la baisse totale.

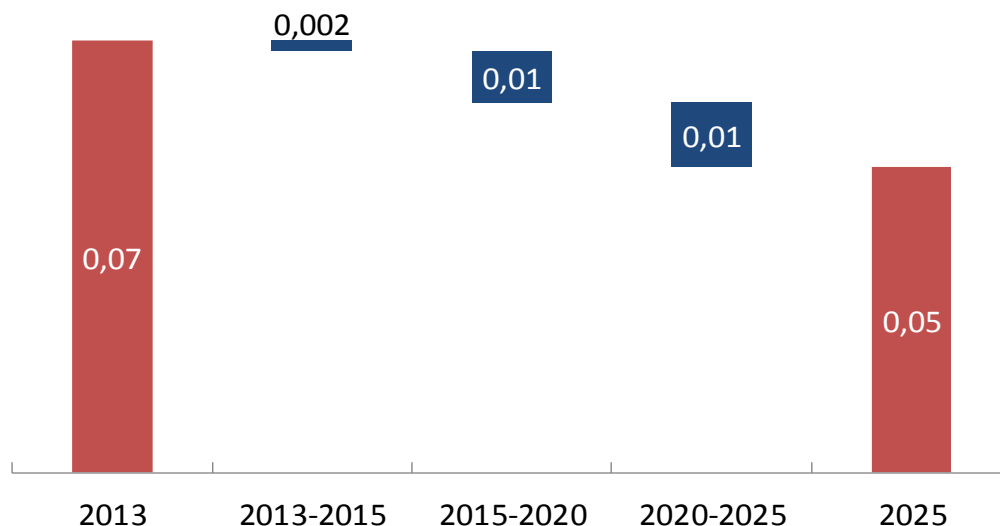


**Figure 117: Baisse du coût en €/Wc du reste du BoS par facteur d'évolution**

### 2.2.1.3.5. Baisse de coût de l'intégration au réseau

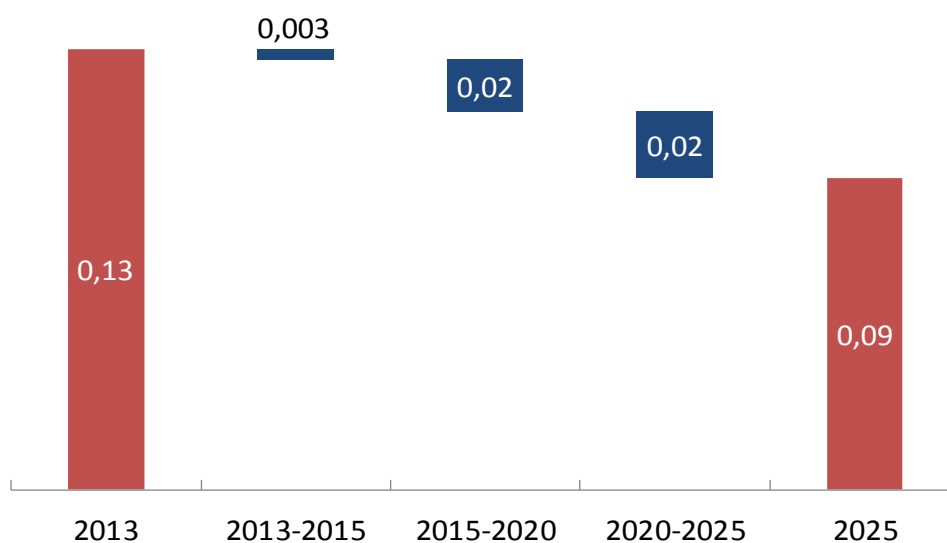
Deux aspects principaux de l'intégration au réseau sont présentés dans cette partie, le raccordement au réseau et le renforcement du réseau. Comme énoncé dans la partie 2.1.2, le coût de ces deux postes est, difficilement prévisible car il dépend du cadre réglementaire. En effet, l'inertie des investissements dans le réseau et la mauvaise anticipation des volumes d'énergie renouvelable décentralisée raccordés au réseau ces 10 dernières années ont eu pour conséquence une augmentation de ces coûts.

- Raccordement : il a pour rôle d'assurer l'injection de la production PV sur le réseau ce qui implique un dimensionnement des câbles électriques selon la puissance maximale de la centrale. Pour diminuer le coût des câbles et donc de la connexion, l'écrêtement de la puissance maximale paraît une solution économiquement fiable selon ErDF. Cette solution permettrait de réduire le coût du raccordement de 29%.



**Figure 118: Baisse du coût en €/Wc du raccordement au réseau - grande toiture 100-250 kW**

- Renforcement : La variabilité et le caractère diffus de la production photovoltaïque génèrent des coûts additionnels de renforcement du réseau. Ces frais sont transférés aux producteurs via les S3REnR<sup>78</sup> et des devis ad-hoc. Le déploiement du réseau intelligent ainsi que l'écrêtement de la production en cas de tension du réseau permet de mieux gérer la production photovoltaïque et donc de réduire la facture de renforcement pour les producteurs.



**Figure 119: Baisse du coût en €/Wc du renforcement du réseau- [100-250]kWc sur toiture**

### 2.2.1.3.6. Baisse de coût de la structure

Une comparaison avec les marchés internationaux, notamment l'Allemagne et l'Australie, révèle qu'une baisse de coût de la structure est possible pour les systèmes sur toitures. Une baisse du coût de la

<sup>78</sup> Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi Grenelle II permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des énergies renouvelables. Ceux-ci comportent des coûts prévisionnels de développement du réseau (renforcement et création) nécessaire pour accueillir les capacités d'énergies renouvelables prévues par les schémas régionaux du Climat de l'air et de l'énergie (SRCAE). Ces coûts sont facturés au développeur de projet suivant la puissance et la capacité d'accueil du réseau.

structure de 22% est prévue à l'horizon de 2025. Cela correspond à une baisse annuelle de 2,2%. La baisse est principalement due à la simplification et à la standardisation de la conception des structures.

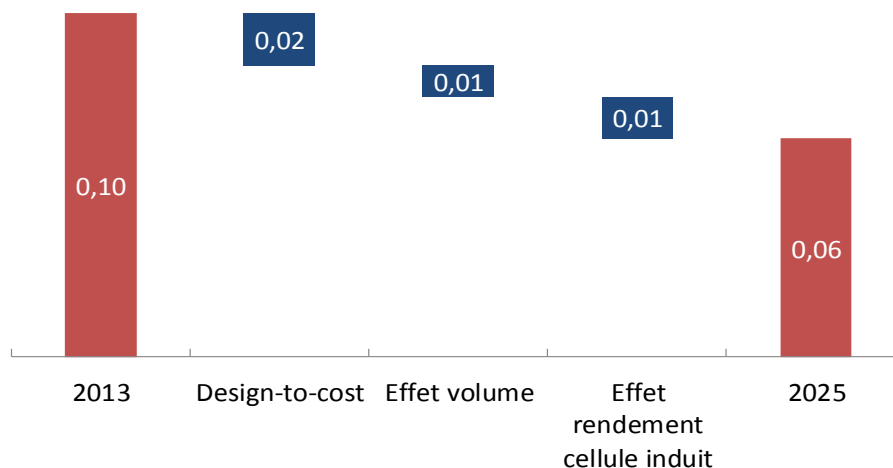


Figure 120: Baisse du coût en €/Wc de la structure, par facteur d'évolution – [9-36]kW en surimposition

### 2.2.1.3.7. Baisse de coût de l'installation

Ce poste de coût correspond principalement au coût de main d'œuvre nécessaire à l'installation d'un système photovoltaïque. A l'horizon 2025, une baisse de coût moyenne de 35% est prévue. Cela correspond à une baisse annuelle de 4%. La baisse est principalement due à une optimisation des procédés induite par une augmentation des volumes et une montée en expertise des installateurs.

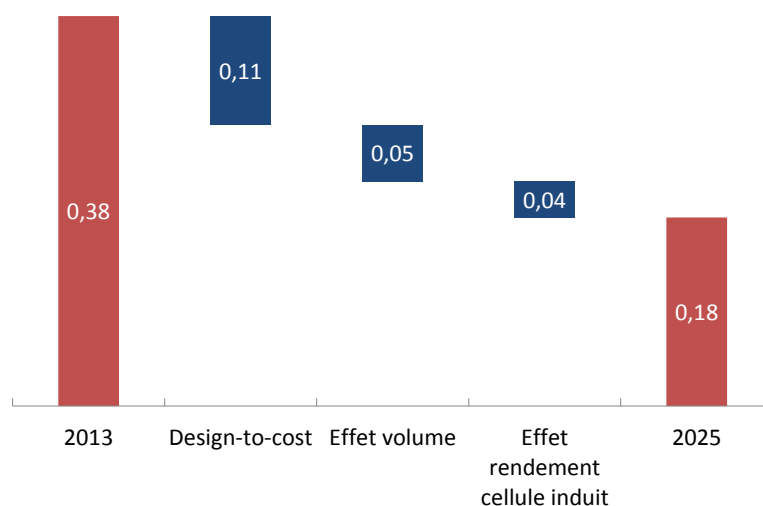


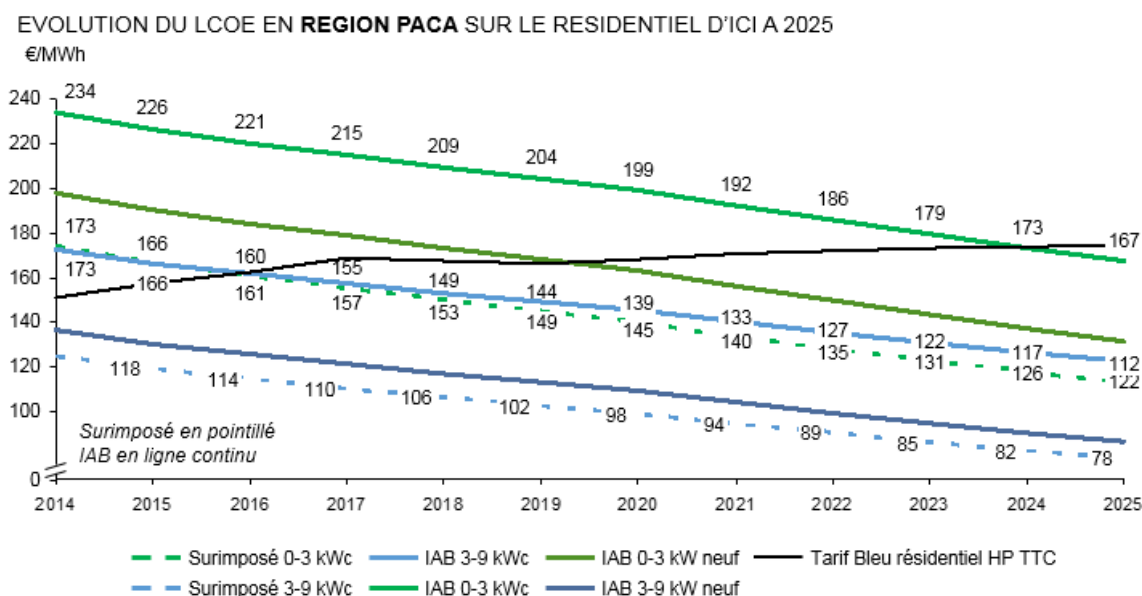
Figure 121: Baisse du coût en €/Wc de la pose par facteur d'évolution – [9-36]kW en surimposition

## 2.2.2. Analyse de la baisse du LCOE par segment

Le LCOE a été calculé par année jusqu'en 2025. Les chiffres sont présentés pour la région PACA, illustrant la situation la plus favorable possible. Les LCOE de toutes les régions évoluent de la même manière pour toutes les régions.

Sur le segment résidentiel (Figure 122), la taille de l'installation conserve un effet très significatif sur le LCOE (coût d'installation non proportionnel au Wc installé), qui perdure jusqu'en 2025. Les écarts peuvent être très significatifs (~60€/MWh) entre le segment 0-3 kWc et 3-9 kWc dans l'IAB.

En région PACA, le tarif de détail en heure de pointe est supérieur au LCOE du surimposé ou de l'IAB dans le neuf. Cela montre que la parité réseau commence à devenir une réalité pour certaines installations, mais uniquement si l'ensemble de la production est valorisée à ce prix de détail (100% autoconsommée). Il est à noter que, compte tenu des moments de consommation de l'électricité dans l'habitat en France, un potentiel d'environ 30% de la production d'une installation PV résidentielle est supposée être autoconsommée<sup>79</sup>.



Hypothèses : Le Tarif bleu résidentiel prend en compte les prévisions CRE jusqu'en 2017 et après seule la part CSPE évolue selon les rapports de la CRE « Rapports sur les Tarifs réglementés de Vente d'électricité » et « Rapport sur la contribution au service public de l'électricité »

Source: CRE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants, I-CARE, In Numeri

Figure 122 : LCOE Résidentiel en région PACA<sup>80</sup>

<sup>79</sup> Hypothèse retenue comme autoconsommation naturelle dans le rapport DGEC sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable par les cas présentés par ERDF pour la valeur des pertes.

<sup>80</sup> Seule la part variable des tarifs est représentée sur ces graphiques. Aucune rentabilité supplémentaire n'est ajoutée au LCOE, qui représente néanmoins les coûts de financements, y compris la rentabilité attendue des capitaux propres.

Pour le segment des grandes toitures, la taille de l'installation est aussi déterminante pour le LCOE dans le cas de l'ISB : le LCOE du segment 36-100 kWc est encore 18€/MWh plus élevé que celui du segment >100 kWc en 2015. Pour le surimposé, la taille a un impact moins significatif dans le coût de l'installation. De la même manière que pour le segment résidentiel, les LCOE dans une situation optimale (PACA, orienté sud à 40°) deviennent au fur et à mesure, inférieurs à la part variable de l'électricité évaluée sur le tarif jaune d'EDF à date. Cependant, comme pour le résidentiel, la totalité de la production PV ne sera vraisemblablement pas autoconsommée sur place. Il est à noter que, compte tenu des moments des possibilités de consommation de l'électricité dans le tertiaire en France, un potentiel d'environ 70% de la production d'une installation PV est supposée être autoconsommée<sup>81</sup>.

EVOLUTION DU LCOE EN REGION PACA POUR LES GRANDES TOITURES ET LES CENTRALES AU SOL D'ICI A 2025

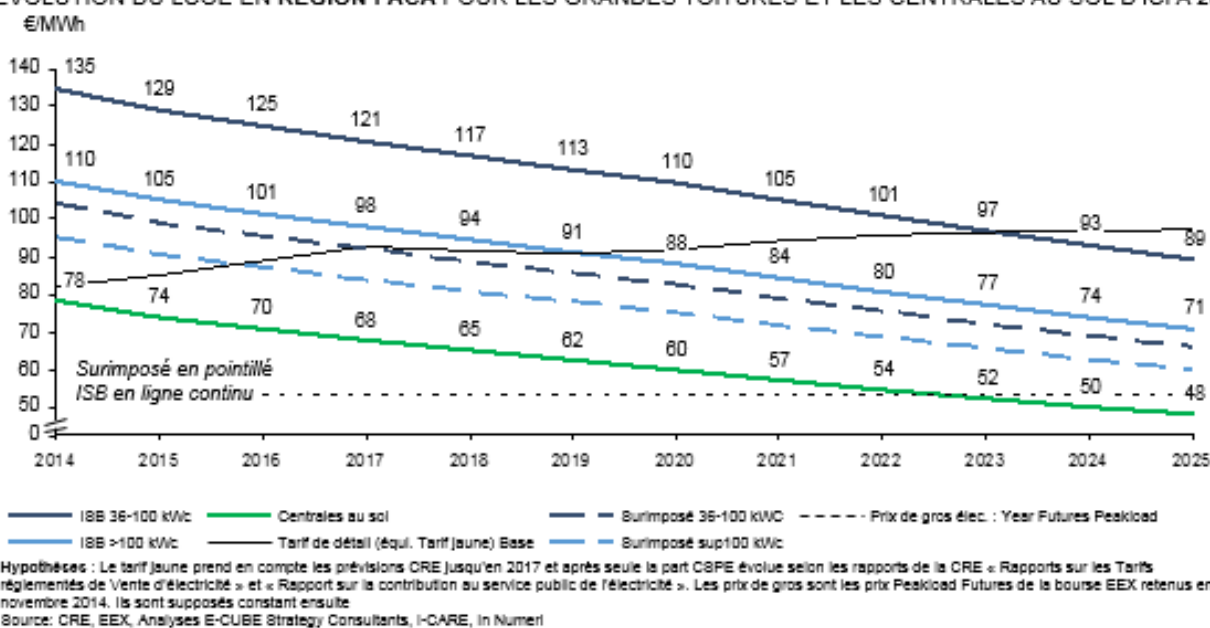


Figure 123 : LCOE grandes toitures et centrales au sol en région PACA

En ce qui concerne les centrales au sol, le LCOE est très faible, à hauteur de 78€/MWh dans une situation optimale en PACA. Cependant, la rentabilité économique ne devrait apparaître qu'entre 2020 et 2025 si les prix de marchés restent aussi bas qu'actuellement.

### 2.2.3. Coûts et bénéfices du photovoltaïque dans le système électrique français

Le développement du photovoltaïque sur le réseau français induit des bénéfices et des coûts pour le système électrique, indépendamment de ceux pris en charge par le développeur d'un projet. L'objectif de cette partie est d'identifier et d'évaluer ces valeurs à horizon 2025.

Les bénéfices apportés par la production photovoltaïque au système électrique sont de quatre ordres :

- **La valeur énergie** : la production solaire diminue tout d'abord le besoin de production d'électricité par d'autres moyens de production et donc induit des économies d'achat de gaz naturel, de charbon voire d'uranium ;
- **La valeur capacitaire** : les installations photovoltaïques participent à la réduction du besoin de capacité lors de la pointe de consommation électrique. Cette participation est néanmoins faible ; sa valeur sera révélée par le mécanisme de capacité<sup>82</sup> ;

<sup>81</sup> Hypothèse basse retenue pour le tertiaire dans le rapport DGEC sur l'autoconsommation dans les cas présentés par Hespul.

<sup>82</sup> La loi NOME prévoit la mise en place d'un marché de capacité qui doit permettre l'échange de garanties de capacité d'effacement ou de production.

- **La valeur réseau** : le photovoltaïque peut engendrer, dans certains cas, des économies de pertes sur les réseaux. En outre, il pourrait à la marge contribuer au report de certains investissements réseaux dans des cas spécifiques ;
- **La valeur environnementale** : le photovoltaïque peut se prévaloir d'un bilan environnemental positif, en limitant les émissions de gaz à effet de serre et de gaz polluants.

La valeur principale du photovoltaïque est la valeur énergie. A horizon 2025, elle pourrait représenter ~72 €/MWh pour les centrales au sol, en intégrant la composante environnementale de ~8 €/MWh (prise en compte de la réduction des émissions de gaz à effet de serre). La valeur du CO<sub>2eq</sub> retenue ici est celle du scénario « *Current Policies* » du WEO 2014 de l'IEA. La composante environnementale est intégrée directement dans la valeur énergie, car les producteurs d'électricité doivent payer les quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>, donc le coût marginal de production électrique intègre un coût environnemental représentant les achats de CO<sub>2</sub>.

La valeur capacitaire est nulle en 2015, car le système électrique est sur-capacitaire. En 2025, avec la décroissance du parc nucléaire (prévue par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte), cette valeur devient non nulle mais restera limitée par la faible contribution du photovoltaïque à la pointe de demande (à ~3 €/MWh),

Il est possible d'écrêter la production du PV pour reporter un investissement sur le réseau de distribution, notamment un investissement sur un transformateur. La valeur dégagée peut atteindre dans les cas favorable 22€/kWc/an pour les années de reports.

Par ailleurs, le photovoltaïque engendre des coûts pour le système électrique au-delà même de ceux supportés par le développeur – investissement dans l'installation, maintenance, fin de vie des équipements. Il s'agit :

- **De certains coûts réseaux** (transport/distribution) : les installations photovoltaïques ont besoin d'un réseau de distribution et de transport adapté afin d'évacuer l'énergie produite si elle n'est pas consommée sur place. Les gestionnaires de réseaux peuvent être amenés à investir pour résorber les contraintes physiques engendrées par le réseau. Le développement du PV peut également modifier les pertes subies par les gestionnaires du réseau de transport et de distribution.
- **Du coût de variabilité de production**. La variabilité du photovoltaïque engendre des coûts pour rendre le système capable d'être à l'équilibre sans production photovoltaïque et de supporter de grandes variations de production en un temps très court.

Ces coûts supplémentaires sont totalement ou partiellement supportés par la collectivité.

Hors LCOE, les coûts les plus significatifs sont liés à l'investissement nécessaire sur l'insertion du PV sur les réseaux de distribution (investissement dans le renforcement du réseau, création de nouveau réseau, dimensionnement, etc). Ces coûts peuvent atteindre 15 €/MWh<sup>83</sup> pour les cas défavorables, cette valeur étant très variable selon la situation initiale et locale.

En ce qui concerne les pertes sur les réseaux d'électricité, l'insertion du PV peut les diminuer ou les augmenter selon les situations géographiques : une installation sur un départ dédié au PV augmentera les pertes, tandis qu'une installation dimensionnée en cohérence par rapport à la consommation les réduira. Les montants en jeu sont limités : de 1€/MWh pour le réseau de transport et de 3 €/MWh pour le réseau de distribution<sup>84</sup>, principalement sur la basse tension.

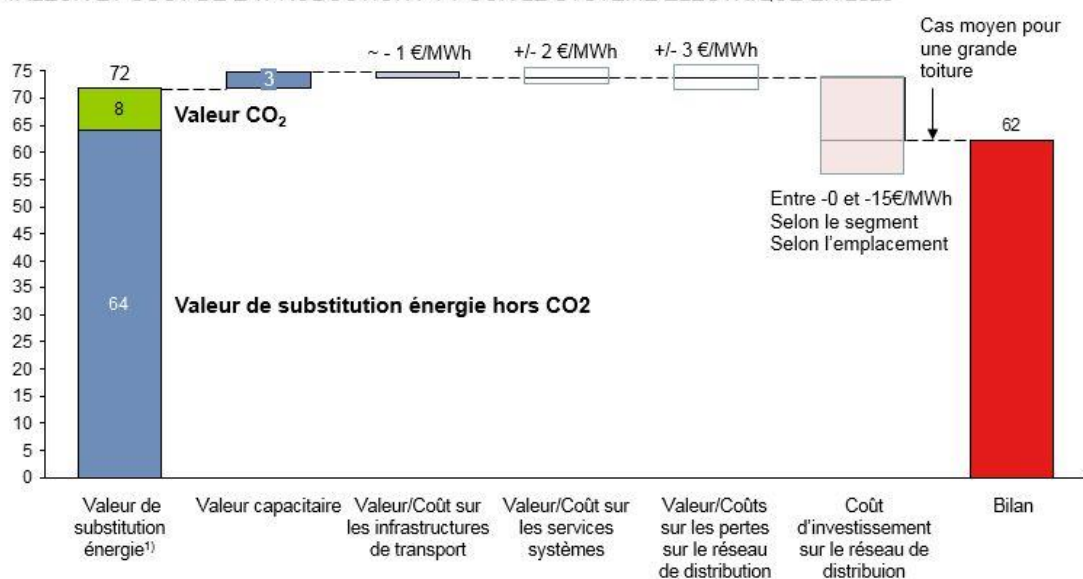
La Figure 124 illustre le bilan de valeur pour le système électrique (en €/MWh) du photovoltaïque à l'horizon 2025. Le coût de l'insertion sur les réseaux peut représenter jusqu'à 20% de la valeur de substitution de l'énergie. Tous ces éléments de coûts sont détaillés ci-dessous, et une illustration de l'impact physique sur le réseau de distribution est présentée en annexe.

<sup>83</sup> Coût estimé à partir du cas défavorable de l'Annexe 8, nécessitant un renforcement important du réseau de distribution HTA pour une capacité faible de PV installé

<sup>84</sup> Pour le coût des pertes sur le réseau de transport, il est calculé en Annexe 8. Le coût des pertes du réseau RPD est issu du rapport de la DGEC sur l'autoconsommation



## VALEUR ET COÛT DE LA PRODUCTION PV POUR LE SYSTÈME ELECTRIQUE EN 2025



Hypothèse: Valeur de substitution basé sur le scénario Nouveau Mix RTE 2014, Prix des matières premières basées et du CO<sub>2</sub> sur le scénario WEO Outlook 2014 « Current Policies »  
 Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, ERDF CIREN 2013 N°1178, S3REN, scénarios IEA

**Figure 124 : valeur et coût du photovoltaïque pour le système électrique en 2025**

Les valeurs et coûts du PV sur le système électrique ont été chiffrés globalement et de façon séparée :

- Les deux premières (« valeur de substitution énergie » et « valeur capacité ») ont fait l'objet d'une modélisation interne E-CUBE
- Pour la valeur sur les infrastructures, l'approche s'est appuyée sur des cas d'étude sur le réseau HTA et les chiffres publiés par ERDF et RTE dans les rapports S3REnR (RTE) et les articles de recherches du CIREN (ERDF).

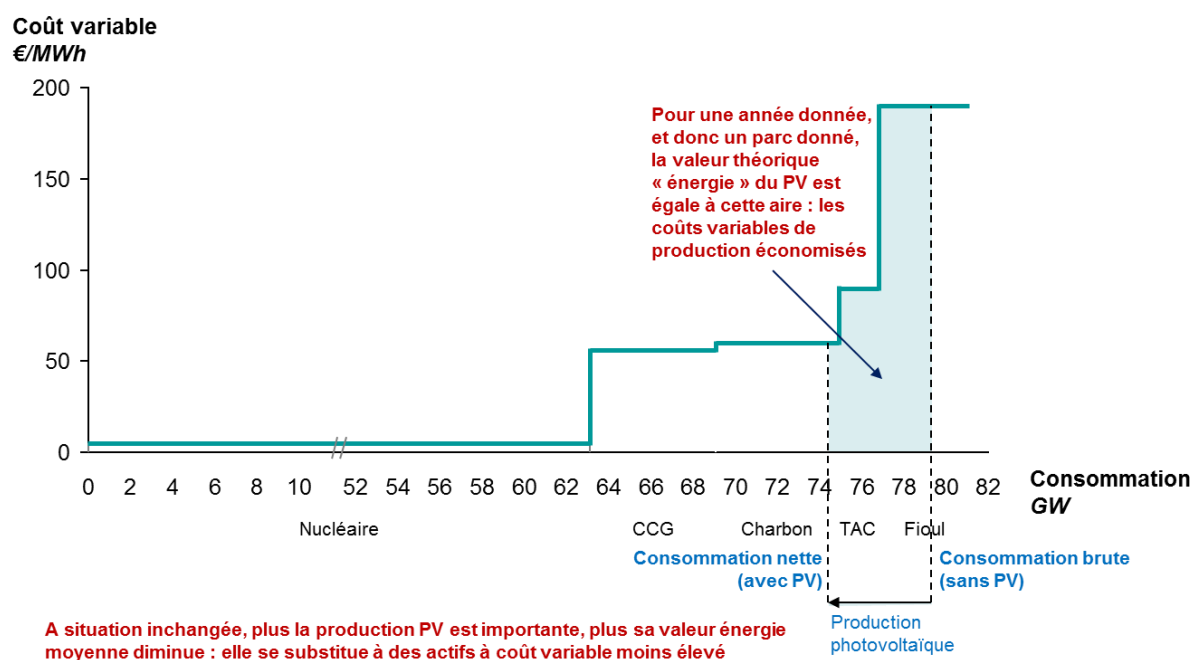
### 2.2.3.1. Valeur de substitution de l'énergie et environnementale

La valeur de substitution de l'énergie photovoltaïque correspond aux coûts variables des centrales de production évitées par la production photovoltaïque. Ces coûts contiennent notamment les coûts de matières premières, mais aussi le coût des quotas d'émissions des gaz à effet de serre (GES) que doivent acquérir les producteurs d'électricité pour leur production carbonée. C'est pour cela que la valeur de substitution de l'énergie intègre la valeur environnementale (au sens restreint des GES).

La Figure 125 illustre les coûts marginaux [€/MWh] de production des différentes énergies en France (nucléaire, charbon, gaz naturel, Turbine A Combustion (TAC) au fioul notamment) en fonction de la capacité [GW] appelée sur le périmètre français. En ajoutant de la production photovoltaïque au mix électrique, les moyens de production au coût marginal le plus élevé sont moins utilisés, économisant ainsi leurs coûts variables. Pour chaque heure de l'année, la **valeur de substitution de l'énergie du photovoltaïque** correspond aux coûts variables évités par la production photovoltaïque, soit l'aire sous la courbe.

Afin d'évaluer la valeur de substitution de l'énergie et la valeur capacitaire, le modèle E-CUBE simule la production nécessaire pour répondre à la demande horaire d'ici à 2030. Ce calcul est réalisé une première fois avec le parc photovoltaïque prévu, une seconde fois sans le parc photovoltaïque. La différence entre les deux calculs permet d'identifier l'apport de la filière PV.

## MERIT ORDER SIMPLIFIE - *illustration*



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 125 : Illustration de la valeur de substitution énergie du PV**

Avec les hypothèses de référence décrites dans le §2.2.3.3, le photovoltaïque se substitue principalement à court terme à du charbon et à de l'importation, à horizon 2025 aux cycles combinés gaz comme l'illustre la Figure 126. Les importations sont considérées comme du charbon ; il s'agit de la principale source d'électricité outre-rhin. Un premium de coût est ajouté à ces importations pour représenter le coût d'importation. La substitution au nucléaire, qui apparaît entre 2015 et 2020 s'explique par une production PV principalement estivale, à midi alors que le nucléaire peut être marginal. A partir de 2020, le parc nucléaire décroît (objectif de baisse de la part du nucléaire à 50%), et donc n'est plus substitué, car il n'est plus marginal. Les centrales à gaz le remplacent et le photovoltaïque qui continue à se développer se substitue dès lors à ces centrales à gaz.

La fin de la surcapacité des moyens de production actuelle (manque de capacité entre 2016 et 2019) explique l'augmentation de la part des interconnexions dans le mix à horizon 2020.

## ANALYSE DE LA VALEUR DE SUBSTITUTION ENERGIE PV [TWh<sub>PV</sub> ; €/MWh<sub>PV</sub>]

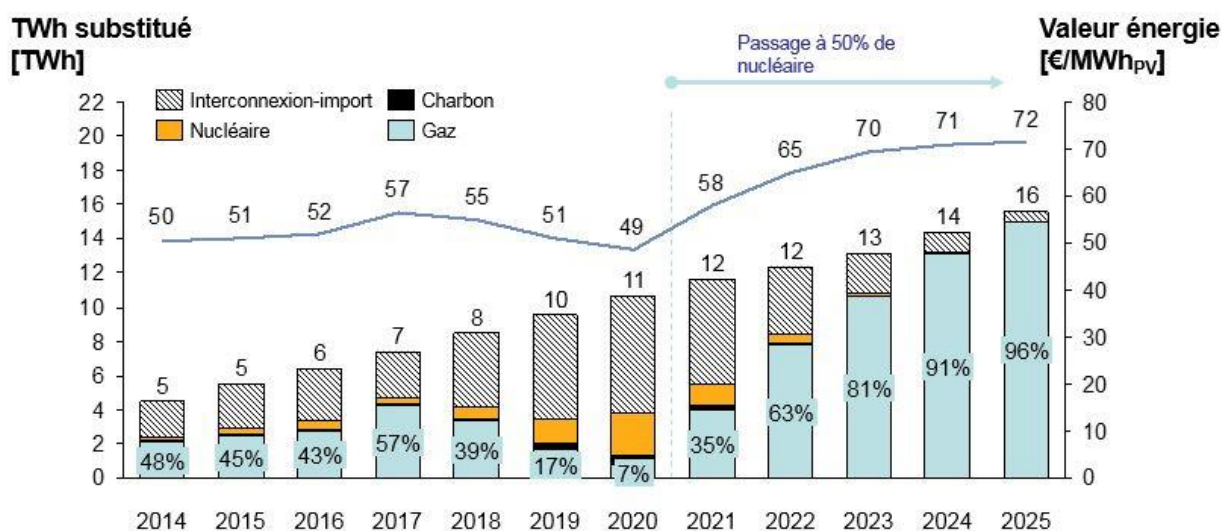


Figure 126 : Décomposition de la substitution de l'énergie PV d'ici à 2025

### 2.2.3.2. Valeur capacitaire

Le système de marché de l'électricité actuel ne permet pas de couvrir tous les investissements (notamment dans les Turbines à Combustion - TAC) uniquement avec la valorisation de l'énergie sur les marchés (on parle de marché « *energy only* »). Il n'y a pas d'incitation à investir dans les centrales de pointe même si elles sont nécessaires pour assurer une capacité de production suffisante. Pour compenser cette inefficacité du marché de l'énergie, un mécanisme de capacité est en cours de mise en place en France ; ce mécanisme doit révéler une valeur spécifique à la capacité.

La valeur capacitaire du photovoltaïque dépend du crédit de capacité apporté par la filière photovoltaïque (caractéristique intrinsèque des installations) et de la valeur de la capacité (caractéristique du système électrique).

Selon les règles du mécanisme de capacité actuel construit par RTE, le crédit de capacité peut être calculé de deux manières différentes. Le régime normatif calcule le crédit de capacité en multipliant le taux de disponibilité historique d'une installation lors de la pointe avec un coefficient, le coefficient CC, établi à 25% pour le solaire. Le régime générique calcule le crédit de capacité en multipliant la production réalisée en période de pointe PP2<sup>85</sup> par les coefficients représentant les contraintes quotidiennes et hebdomadaires de chaque installation. L'étude utilise l'évaluation du crédit de capacité avec le régime normatif, car le coefficient CC, fourni par RTE, inclut déjà une analyse statistique de contribution du photovoltaïque.

Le prix de la capacité peut osciller entre 0 et 60€/kW/an selon les situations des systèmes électriques et les pays. RTE a testé 3 scénarios de prix (0, 10 et 30) dans son analyse d'impact. Le modèle E-CUBE donne un prix de 0 €/kW en 2015, car la situation est surcapacitaire, mais cette valeur pourrait atteindre 50-60 €/kW en 2025 avec la diminution du parc nucléaire pour permettre l'investissement dans de nouveaux actifs (effacement, centrales de pointe, cycles combinés). La Figure 127 illustre les valeurs possibles de la capacité envisagées en France et les compare aux valeurs déjà connues à l'international (UK, US).

<sup>85</sup> Une période de pointe désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée. La période de pointe PP1 est la période de pointe servant à calculer la puissance de référence des consommateurs ; la période de pointe PP2 est la période de pointe utilisée dans les méthodes de certification et de contrôle des capacités. PP2 a une durée annuelle d'au moins 150 heures.

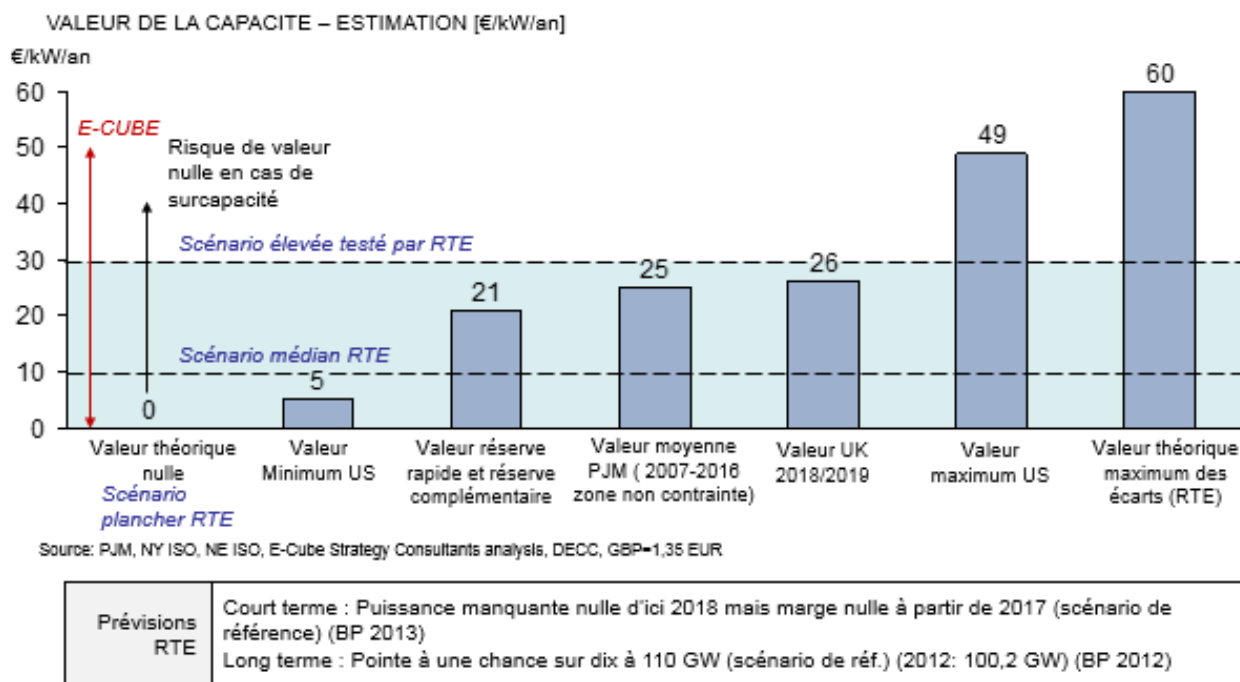


Figure 127 : Les valeurs de capacité envisageables en France et benchmark international

### 2.2.3.3. Hypothèses et sensibilité des résultats énergie et capacité

Les calculs de valeur de substitution énergie et de capacité ont été réalisés avec un jeu d'hypothèses de références, notamment sur :

- la consommation (RTE – Nouveau Mix / MDE),
- le prix de l'énergie (scénario de référence : IEA WEO 2014 « *current policies* »),
- le déploiement ENR hors photovoltaïque (RTE - Scénario nouveau mix / MDE),
- le déploiement photovoltaïque (Scénario central d'installation d'1 GW/an, précisé à la fin de la présente étude),
- le parc nucléaire (50% en 2025<sup>86</sup>)
- le taux de charge nucléaire (80%<sup>87</sup>).

Une analyse de sensibilité sur les résultats en valeur capacitaire et sur la valeur énergie a été réalisée sur les paramètres clés. Cette analyse souligne l'importance de l'évolution du nucléaire et de la consommation sur la valeur énergie du photovoltaïque.

A parc nucléaire fixé, plus la consommation est élevée, plus le photovoltaïque se substitue à des combustibles fossiles chers (> 50 €/MWh). Une baisse de 20% de la consommation en 2030 entraîne une baisse de 21% de la valeur énergie. Sur la capacité, la consommation modifie le besoin de capacité et donc l'utilité du crédit de capacité photovoltaïque dans un contexte de surcapacité.

Le prix de l'énergie modifie directement la valeur énergie (surtout pour la substitution au fossile) et n'a aucun impact sur la capacité. Une baisse de 20 % du prix du gaz<sup>88</sup> entraîne une baisse de 15 % de la valeur énergie.

<sup>86</sup> 50% de production en énergie à horizon 2025 : évolution linéaire à partir de 2020, prise en compte de l'arrêt de Fessenheim et du démarrage décalé de l'EPR

<sup>87</sup> Le taux de charge nucléaire est un élément clef. Il est fixé au niveau historique du kp (moyenne sur 5 ans – 74%) lorsque le parc actuel est maintenu mais augmente avec la réduction du parc (plus de surcapacité historique)

<sup>88</sup> Le prix du gaz en 2030 passe de 35 €/MWh à 28 €/MWh.

Plus la part du nucléaire est réduite, plus le photovoltaïque se substitue à du combustible gaz qui remplace le nucléaire. Cela impacte la valeur énergie. L'étude intègre l'objectif de baisse à 50% de la part du nucléaire. Si le parc nucléaire se maintient au niveau actuel, la valeur énergie baisse de 35%. Concernant le taux de charge nucléaire, plus le nucléaire est disponible, plus le photovoltaïque se substitue à cette énergie. Le taux de charge n'a aucun impact sur la capacité. Une augmentation du taux de charge de 74% (actuel) à 90% entraîne une hausse de la valeur énergie de 0,1%.

Ces quatre paramètres (évolution de la consommation, prix de l'énergie primaire, part du nucléaire, taux de charge du nucléaire) ont un impact significatif sur la valeur de l'énergie, et très limité sur la capacité.

Outre les hypothèses d'entrées, le modèle de simulation E-CUBE est basé sur de nombreuses hypothèses de construction, détaillées en Figure 128. Des profils de production historiques sont utilisés pour chaque filière de production et pour la consommation, afin de calibrer la consommation et la disponibilité horaire de chacun des actifs. A partir de ces données intermédiaires et du *merit order* (ordre de préséance économique) calculé pour chaque année, le modèle optimise annuellement le parc de production tout en tenant compte des contraintes historiques.

## HYPOTHÈSES DE CALCUL CLEFS

Profilage consommation <sup>1)</sup>	Profilage imports/exports	Profilage nucléaire	Profilages thermique décentralisé, charbon, hydro	Profilage PV
La consommation est profilée sur la moyenne 2012-2008. Le coefficient est la consommation totale en TWh.	Profilage sur la moyenne 2012-2008. Le coefficient est la capacité d'interconnexion pour les imports / la capacité nucléaire pour les exports.	Profilage sur la moyenne 2012-2008. Le coefficient est la capacité nucléaire installée	Profilages sur la moyenne 2012-2008. Les coefficients sont les capacités installées	Profil créé à partir du profil ERDF Recoflux PRD3. Les coefficients sont la capacité PV

Le profilage présente l'avantage de refléter la réalité de l'utilisation des actifs mais l'inconvénient de figer la forme de leur contribution au système électrique

Renouvellement automatique des actifs historiques	Coût variable interconnexion import	Nouveaux actifs uniquement effacement, TAC & CCG	Profilages éolien <sup>2)</sup>
Au-delà des fermetures prévues par RTE, tous les actifs historiques sont considérés comme maintenus à 2030	L'import a un coût variable fixé au niveau d'une centrale charbon + 3 €/MWh	Pour tenir le critère de sécurité du réseau, le modèle optimise son choix entre effacement, TAC & CCG en fonction de la courbe résiduelle de demande	Tirage à partir de la distribution construite pour coller à 2011-2012. Les coefficients sont la capacité éolienne

Notation qualitative de l'impact potentiel – cercle plein, environ +/-25%

- 1) Profilage : pour chaque heure de la monotone de consommation, la consommation ou production est égale à la valeur du profil multipliée par un coefficient fixe
- 2) Profils onshore et offshore différents

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 128 : hypothèses clefs de calcul de la valeur de substitution de l'énergie

### 2.2.3.4. Impact sur les infrastructures de transport

L'impact du photovoltaïque sur le réseau public de transport (RPT) est limité. L'impact sur les pertes réseau du RPT est de l'ordre de 1 €/kWh/an (en gain ou en surcoût). Les coûts d'investissement sont relativement faibles selon les S3REN<sup>89</sup> à 12,6€/kWh soit ~1€/kWh/an.

- **Impact du PV sur les pertes du réseau de transport**

<sup>89</sup> Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REN). Ces schémas sont basés sur les objectifs fixés par les SRCAE (arrêtés préfectoraux fixant des objectifs de développement des EnR). Ils doivent être élaborés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité concernés dans un délai de six mois suivant l'approbation des SRCAE.



Les conséquences du photovoltaïque sur les pertes du RPT (réseau public de transport) ne sont pas évaluables aisément, car le réseau de transport est maillé, contrairement au réseau de distribution.

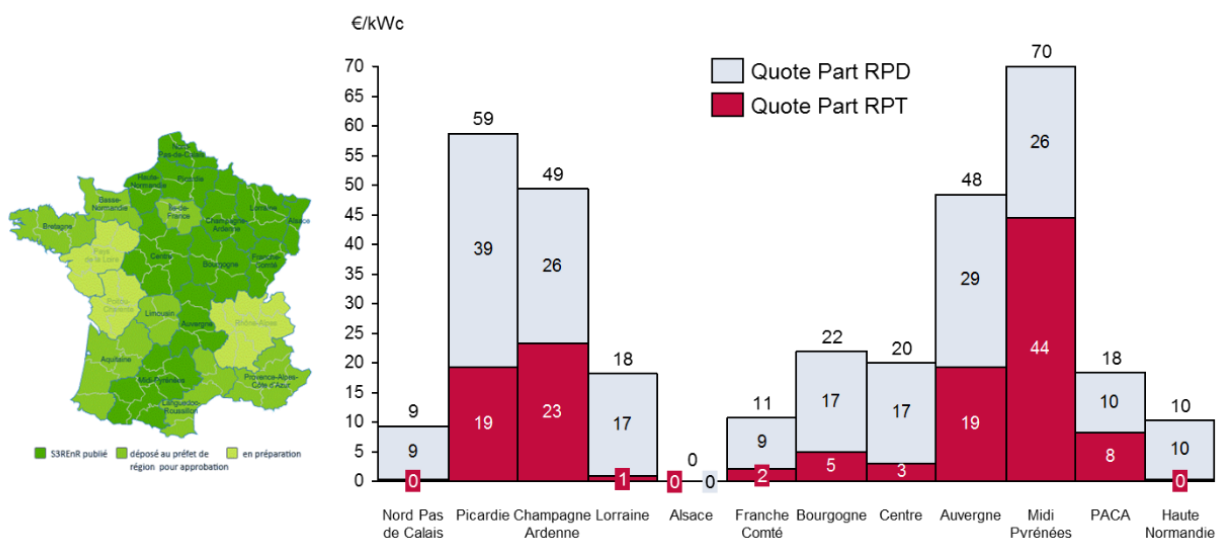
Cependant, des exemples schématiques peuvent illustrer les différents cas possibles selon deux paramètres principaux : le caractère importateur ou exportateur de la région où le photovoltaïque produit et la région où l'unité marginale<sup>90</sup> de production se situe. Si le photovoltaïque est dans une région importatrice et que l'unité marginale de production est dans une autre zone, la production PV réduit l'importation et diminue les pertes, soit une valeur de ~1€/MWh. Si le photovoltaïque est dans une région exportatrice et que l'unité marginale est dans une zone importatrice, le PV peut augmenter les exports et donc les pertes dans le même ordre de grandeur, soit un coût supplémentaire de ~1€/MWh. Si le PV et l'unité marginale sont dans la même zone, il n'y a ni gain ni perte pour le réseau de transport.

### • Impact du PV sur les investissements du réseau de transport

L'influence sur les investissements pour le réseau de transport est relativement faible. La grande majorité des installations photovoltaïques sont raccordées sur le réseau de distribution. Le coût du photovoltaïque pour le réseau RPT peut être représenté par la quote-part due par certains développeurs au RPT prévue dans les S3REnR<sup>91</sup>. Cette quote-part oscille entre 0 (en Alsace) et 44€/kW en Midi-Pyrénées, selon la disponibilité et l'utilisation actuelle du réseau de transport régional. La moyenne des quotes-parts, pondérée par le développement du PV prévu dans chaque SRCAE, est de 12,6€/kWc.

En résumé, les coûts du photovoltaïque pour le réseau sont soit minimales (les pertes de transport), soit internalisées via les S3REnR et transférés partiellement aux développeurs. La Figure 128 illustre les quotes-parts réseau pour les régions ayant publié les S3REnR.

### COÛT DES S3REnR SUR LES REGIONS



→ Une estimation du coût d'investissement sur le RPT peut être donné par la moyenne pondérée<sup>1)</sup> de la quote part RPT : 10,28€/kWc soit 0,8 €/kWc/an<sup>2)</sup>

1) Pondération avec les capacités nouvelles à installer dans chacune des régions

2) Durée de vie de 40 ans, au CMPC de 7,25%

Source: S3REnR, RTE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 129 : coûts des quotes-parts des S3REnR selon les régions

<sup>90</sup> L'unité marginale est la dernière unité de production sollicitée pour répondre à la demande. Elle a le coût marginal le plus élevé et fixe le prix de marché (dans un contexte théorique).

<sup>91</sup> Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi "Grenelle II" afin d'évaluer et programmer le développement des ENR et les investissements nécessaires pour le réseau



### 2.2.3.5. Impact sur les infrastructures de distribution

Le photovoltaïque crée trois types d'effets sur les réseaux de distribution : il modifie les volumes des pertes réseau, il peut créer des contraintes sur les transformateurs (puissance maximum admissible) et sur le réseau (en intensité et en tension).

Les conséquences du PV sur le réseau de distribution sont, par définition, dépendantes du contexte locale. Afin de donner une évaluation des ordres de grandeur en jeu et d'illustrer ces conséquences, trois cas d'illustration sont établis, à partir de trois typologies de RPD :

- « rurale/peu dense » avec un départ HTA<sup>92</sup> de 20 km et des points de soutirage (postes HTA/BT ou consommateur raccordé en HTA) tous les 2 km ;
- « urbaine » avec un départ HTA de 5 km et des points de soutirage tous les 100 m ;
- une typologie « dédiée » où seule l'installation photovoltaïque est raccordée sur le départ, long de 10 km (représentatif des raccordements agricoles).

Les hypothèses des trois cas sont décrites dans l'annexe 8.

- **Les pertes sur le Réseau Public de Distribution (RPD)**

Les installations photovoltaïques peuvent réduire les pertes sur le RPD (niveau de tension HTA et niveau de tension BT – Basse tension), notamment si les installations sont proches de la consommation (sur le même départ).

Le facteur de perte d'ERDF est de l'ordre de 6%<sup>93</sup>. Sur ce total, 40% de ces pertes sont des pertes non-techniques (erreur, problèmes, vols). Les 60% restants sont des pertes dans les câbles et transformateurs. En Italie, les producteurs sur le réseau de distribution sont considérés comme des générateurs de pertes à hauteur de 2,4% (pour injecter sur le réseau HTA).

Les cas d'étude sont restreints aux pertes sur la HTA, pour illustrer les différentes situations envisageables. Pour le cas d'étude de départ HTA « rural », la valeur totale des pertes sur le réseau HTA est de 0,74 €/kWh/an. Pour le cas d'étude de départ HTA urbain, la valeur totale des pertes sur le réseau HTA est de 0,6 €/kWh/an. La valeur est plus faible que dans le cas urbain car la consommation est proche du poste source, et donc les distances parcourues par l'énergie sont plus faibles. De plus, le départ HTA rural comporte suffisamment de consommation pour absorber la production PV. Pour le cas d'étude de départ HTA dédié/agricole, la valeur totale est négative de 1,5 €/kWh/an. La valeur est négative car il n'y a pas de consommation sur le départ. Ce cas est représentatif des départs avec peu ou pas de consommation (toiture agricole).

Dans les cas où le photovoltaïque est proche ou sur le lieu de consommation, sa production permet de réduire les pertes sur le réseau HTA. Le gain pourrait être plus significatif sur le réseau BT (moindre tension). Néanmoins, ce résultat n'est pas réalisé partout : les installations en bout de réseau ou loin de la consommation augmentent les pertes du réseau de transport.

Avec un facteur de perte de 6 % (y.c. sur le réseau BT), cela signifie un impact du photovoltaïque de +/- 3€/MWh.

Dans tous les cas, le réglage de l'injection ou du soutirage d'énergie réactive ne changent pas les ordres de grandeur : l'énergie active explique 90% ou plus du montant total des pertes économisées ou engendrées par la production photovoltaïque.

- **Les contraintes réseau – répartition distributeur/développeur**

Les coûts de raccordement, renforcement et de création de réseaux sur le RPD ont été évalués par ERDF. Seule une partie de ces coûts est payée par le développeur, selon la taille du projet, le niveau de

---

<sup>92</sup> Un départ HTA est une ligne du RPD de moyenne tension, généralement de 20 kV. Il est le lien entre le réseau de transport (HTB), raccordé aux postes sources et la basse tension (BT), locale, raccordée aux transformateurs HTA/BT

<sup>93</sup> La compensation des Pertes à ERDF, Présentation aux membres du groupe de travail CRE sur les pertes, Avril 2009

raccordement et la distance par rapport à certains équipements ERDF. Dans les différents scénarios, les coûts pour le développeur, qui déterminent l'investissement et qui sont intégrés au LCOE, sont séparés du coût pour la collectivité qui est intégré dans le coût TURPE de chaque scénario.

L'installation photovoltaïque crée des coûts d'insertion sur le réseau de distribution. Ces coûts sont de trois types : le raccordement au réseau, le renforcement du réseau existant pour supporter l'injection et la création de réseau. La Figure 130, représentant des données ERDF, illustre ces trois types de coûts pour les différents niveaux de tension de raccordement au réseau.

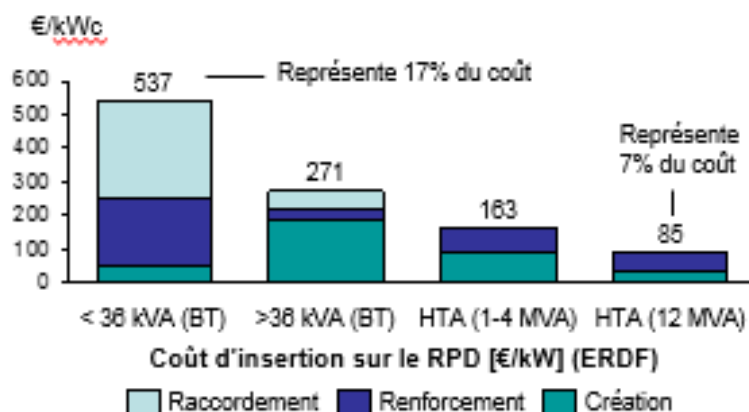


Figure 130 : coût d'insertion sur le RPD – Article CIRED ERDF n° 1178 – Scenario 25 GW

Ce que paie le développeur dépend des situations. Pour les installations de plus de 36 kVA, ERDF lui facture :

- Une part mutualisée : la quote-part des S3REnR ;
- Une part propre, évalué à 100€/kW<sup>94</sup> pour les installations type grande toiture, et moindre pour les centrales au sol (non évalué indépendamment des S3REnR) ;

Pour les installations de moins de 36 kVA (petites installations) :

- Dans le cas où il y a une consommation sur site et si l'installation est inférieure à 18 kVA, seul le raccordement est facturé, et il n'y a alors pas de coût de renforcement imputé au développeur ;
- Dans le cas contraire, il y a une facturation variable selon la distance au transformateur HTA/BT.

Compte-tenu de ces éléments, le coût intégré aux investissements pour le renforcement du réseau et applicable au développeur retenu pour cette étude est fixé à :

- 53 €/kW pour les installations entre 9 et 36 kVA, correspondant à la part création du coût d'insertion d'ERDF ;
- 100 €/kW pour les installations de grandes toitures (< 100 kW), correspondant à la part propre des installations ;
- 130 €/kW pour les installations de grandes toitures (> 100 kW), correspondant à la part propre des installations et aux S3REnR (~30€/kW)
- 90 €/kW pour les centrales au sol, correspondant au coût CIRED, en supposant que l'ensemble du coût est facturé au développeur.

#### • **Les contraintes réseau – Origines des contraintes et des solutions**

Le réseau est actuellement dimensionné sur les contraintes actuelles de tension et d'intensité. Les caractéristiques physiques du réseau doivent rester dans des intervalles fixes.

Pour les contraintes de tension haute et basse, le départ est considéré en contrainte si la tension dépasse la bande des +/-5% autour de la tension nominale pour un départ mixte (7% pour un départ direct). Le régulateur en charge (équipement permettant d'ajouter ou retrancher des spires sur un transformateur) fixe la

<sup>94</sup> Entretien ERDF

tension au départ entre +2 et +4% de  $U_n$ .  $U_n$  étant fixé à 20 kV, la tension initiale au poste source pour l'étude est de 20,4 kV. Une contrainte apparaît si la hausse de tension à consommation minimale (20% de la consommation maximum) dû aux producteurs sur le départ est 2%. Sur les contraintes d'intensité maximum, aucun dépassement d'intensité n'est toléré dans les câbles, un dépassement temporaire d'intensité est autorisé sur les transformateurs, à 110%. Ce seuil est donc retenu en première approximation.

Pour dimensionner le réseau, ERDF réalise des analyses sur trois cas distincts pour une typologie donnée :

- Le premier cas concerne une forte consommation à production nulle (contrainte de soutirage). La consommation est placée à son maximum, et l'injection est supposée être nulle.
- Le deuxième cas porte sur une forte production à consommation minimale. La consommation est placée à son minimum (20% de  $P_{max}$ ). La production est considérée maximum (100% de  $P_{max}$ ) sans foisonnement sur la HTA.
- Enfin un schéma de défaillance est analysé. Il porte sur la capacité du réseau à tenir en situation N-1<sup>95</sup>, lorsqu'une partie du réseau est indisponible. Il s'agit alors d'un calcul économique : l'énergie non distribuée est valorisée comme une perte, et est comparée à l'investissement nécessaire pour l'éviter.

La valeur et les coûts d'investissement sur le réseau HTA et les postes sources sont très variables selon les cas. Le coût peut être nul si le réseau est adapté, et peut être de plusieurs centaines d'euros par kW en cas de réseau rural avec un transformateur saturé. L'écrêtement est une solution temporaire pour optimiser les coûts.

La tension est la contrainte prédominante lors de l'insertion du photovoltaïque, notamment en régime normal. L'analyse des contraintes a été réalisée sur les 3 cas d'études au niveau des départs HTA :

- Dans le cas « rural », un renforcement du câble est nécessaire afin de rester dans les normes d'élévation de tension. Dans le cas rural, le changement de section de câble résoudrait la contrainte. Le coût d'investissement HTA est évalué à ~190€/kWc dans ce cas précis.
- Dans le cas « urbain », grâce à la consommation sur le réseau, il n'y a pas besoin de renforcement, et le réseau peut accueillir la production.
- Dans le dernier cas, le départ « dédié », l'ensemble du départ doit être construit pour accueillir la production PV. Le coût est alors de ~100€/kWc pour la HTA.

Les graphiques d'évolution de la tension sont présentés en Annexe 8.

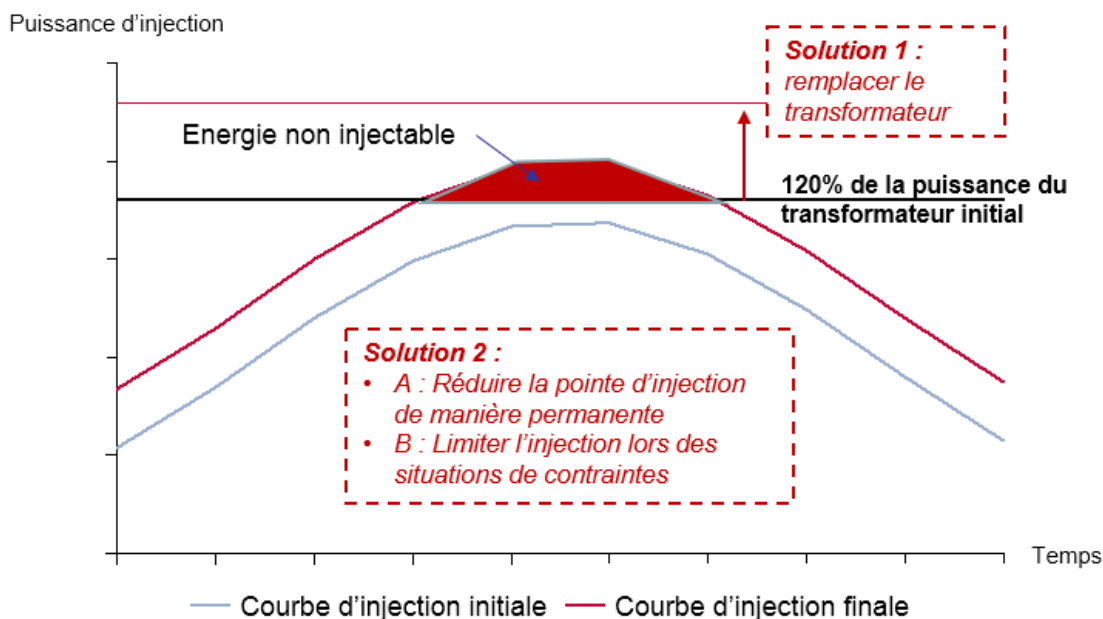
#### • **Les contraintes sur les transformateurs**

Le transformateur doit pouvoir évacuer la production en cas de consommation minimum, et il doit pouvoir absorber la puissance complémentaire en cas de situation N-1, lorsqu'il récupère une partie du réseau en plus du réseau habituel. Un remplacement de transformateur de 10 MVA par 20 MVA coûte ~650 k€ (Source : documents S3RENR). Il peut être nécessaire lors de la croissance locale de la capacité de production pour absorber la pointe d'injection. Cela peut représenter un coût d'investissement de 65€/kWc au minimum à plusieurs milliers d'euros (selon l'utilisation de la capacité du transformateur).

Les contraintes sur le transformateur sont indépendantes du type de réseau (et donc des cas d'études). Dès que l'entrée en contrainte est possible, le GRD doit trouver une solution. Deux solutions sont possibles pour résoudre la contrainte comme illustré sur la Figure 131 : (1) le remplacement du transformateur, (2A) la réduction de l'injection de manière permanente, ou (2B) la réduction de l'injection de courant de manière ciblée (dans l'espace et dans le temps). Pour les transformateurs, les situations de contrainte n'apparaissent généralement qu'en situation N-1 (perte d'une partie du réseau), soit sur une durée limitée. Actuellement, les solutions 1 ou 2A sont retenues.

---

<sup>95</sup> La situation N-1, dite situation de secours, correspond à l'exploitation du réseau lorsqu'un des équipements est défaillant. Dans ce cas, le réseau HTA possède des lignes qui peuvent secourir celles dans l'incapacité de fournir l'électricité. Cependant, cela implique un report de charge sur certains équipements qui peuvent alors entrer en contrainte.



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, S3REnR

**Figure 131 : évolution de la valeur de modulation du PV**

**Le coût d'insertion au réseau d'un départ photovoltaïque avec une puissance d'injection en croissance pourrait être optimisé par un écrêtement sur les premières années suivies d'un renforcement effectif du transformateur.** Le report d'un investissement crée de la valeur. Reporter l'investissement d'un an permet de ne pas immobiliser le capital pendant cette année. Valoriser le report revient à comparer l'investissement à date avec l'actualisation de l'investissement dans un an à l'aide du CMPC<sup>96</sup> du distributeur qui investit (7,25% pour ERDF).

L'exemple retenu pour l'étude est le suivant : pour le remplacement de transformateur de 10 MVA par un transformateur de 20 MVA, la valeur présente de l'investissement initial est de 650k€, la valeur actualisée de l'investissement dans un an est de 606,1k€. La valeur dégagée par le report est donc de 43,0 k€/an (valeur actuelle moins valeur actualisée). L'écrêtement de la production de l'énergie active engendre un coût pour le producteur : le manque à gagner de production. Le coût variable de production étant nul pour les centrales photovoltaïque (énergie renouvelable) et le productible n'étant pas stockable ou récupérable (énergie fatale pour les centrales au fil de l'eau), le manque à gagner correspond à l'énergie non produite multipliée par le prix de vente de l'électricité. Le prix de l'énergie retenu est de 70€/MWh (valeur retenue par ERDF). La durée en situation de secours est estimée à 61 heures par an, correspondant à 6,1 coupures/an d'une durée de 10 heures (durée maximum des interruptions pour travaux en BT). Enfin, un coût de la défaillance est retenu, avec un taux d'occurrence de 0,1%.

Sur un départ avec une pointe d'injection en croissance de 100 kW/an, il peut être intéressant de reporter l'investissement par l'écrêtement de l'injection. Cela permettrait de dégager 22€/kW la première année, 13€/kW la deuxième si la croissance annuelle est de 100 kW.

Le coût d'intégration au réseau du photovoltaïque dépend largement de l'état des contraintes et de leurs évolutions.

<sup>96</sup> CPMC: Coût moyen pondéré du capital, établi dans le TURPE 4 à 7,25% pour le gestionnaire de réseau de distribution

## 2.3. Des nouveaux schémas de valorisation et des nouveaux modèles d'affaire

### 2.3.1. Nouveaux schémas de valorisation pour le solaire photovoltaïque

Actuellement, il n'existe qu'un unique schéma de valorisation en France pour le solaire photovoltaïque : **l'obligation d'achat (hors systèmes isolés)**. La quasi-totalité de la production photovoltaïque est donc achetée à un tarif contractuel par l'acheteur obligé (EDF et les ELD) qui peut l'utiliser dans son périmètre d'équilibre ou la revendre sur les marchés. En échange, EDF reçoit une compensation pour les surcoûts engendrés par cet achat d'électricité. Selon la puissance, le tarif contractuel est défini par arrêté ou par appel d'offre (à partir de 100 kW).

Les lignes directrices européennes concernant « les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 » poussent la France à faire évoluer cet unique schéma de valorisation retenu. L'aide d'Etat pour la production d'électricité est en effet considérée comme compatible avec le marché intérieur si deux conditions sont respectées :

1. La mise en place d'une **structure de valorisation « prix de marché + premium » pour les centrales de plus de 500 kW**. L'électricité produite est vendue sur le marché, et l'aide est fournie sous le format d'une prime (ex-post, ex-ante ou autre). Pour bénéficier de l'aide, les producteurs doivent participer à l'équilibrage du réseau, sauf en cas d'absence de marché *intraday* liquide d'équilibrage. L'aide ne peut pas être attribuée en cas de prix négatif sur le marché. Cela s'applique pour les aides notifiées à partir du 1er janvier 2015.
2. La mise en place d'**appels d'offres pour les centrales de plus de 1MW pour déterminer le montant de l'aide**. A partir de 2017, les aides doivent être attribuées à l'aide d'un appel d'offres (sauf en cas de risque de résultat sous optimal). Des règles limitent la possibilité d'appels d'offres non-neutres technologiquement. Ils sont néanmoins autorisés dans certains cas (potentiel long terme et innovant pour une technologie, diversification nécessaire ou problèmes de réseaux). D'ici 2017, 5% de la capacité renouvelable devront être proposées par un mécanisme d'appel d'offre.

L'obligation d'achat pourra néanmoins perdurer pour les petites installations, avec un guichet ouvert.

Parallèlement, la compétitivité du solaire photovoltaïque face à l'électricité réseau (prix de détail) évolue, induit l'émergence d'une autoconsommation potentiellement « profitable » et pose la question de la valorisation même de cette autoconsommation. Le développement de l'autoconsommation pour des installations raccordées au réseau est en particulier visible aux Etats-Unis, en Allemagne ou en Italie (voir le contexte mondial). Le rapport de la DGEC sur « **l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable** » publié en décembre 2014 détaille les enjeux de cette question pour le système électrique français.

Les lignes directrices européennes et l'évolution de la compétitivité du PV posent la question du futur schéma de valorisation à retenir pour la France. La vente de la production sur le marché de gros (avec ou sans prime ex-ante ou ex-post), l'autoconsommation avec prime et les certificats verts sont autant de schémas de valorisation envisageables. Ces schémas sont listés et décrits dans le tableau ci-dessous.

Schéma de valorisation	Modèle économique	Valorisation de l'énergie produite par le PV
Tarif d'achat	Injection totale	Valorisation sur un tarif fixé à l'avance sur 20 ans
Prime ex-post	Injection totale	Valorisation sur le marché, complétée par une prime déterminée <i>a posteriori</i> , dépendant du prix de marché pour garantir un seuil de rémunération fixé sur 20 ans
Prime ex-ante	Injection totale	Valorisation sur le marché, complétée par une prime déterminée <i>a priori</i> , ne garantissant pas un seuil de rémunération au producteur



<b>Quotas (certificats verts)</b>	Injection totale	Valorisation sur de l'énergie sur le marché de gros, complétée par la vente d'un certificat vert sur un marché dédié aux certificats verts. Certains acteurs sont obligés (à l'image des fournisseurs avec les CEE)
<b>Quotas (contrats long terme)</b>	Injection totale	Valorisation sur un contrat long terme à un acteur obligé. L'énergie est vendue de manière combinée avec les certificats verts pour 20 ans
<b>Net Metering</b>	Injection partielle	Valorisation de l'ensemble de la production sur le prix de détail de l'électricité, qu'elle soit autoconsommée ou réinjectée sur le réseau. Une seule facture subsiste pour la consommation et la production.
<b>Autoconsommation avec prime à l'injection</b>	Injection partielle	Valorisation de l'énergie autoconsommée (non injectée sur le réseau) au prix de détail. Valorisation de l'énergie injectée au prix de marché + une prime ou à un tarif d'achat

**Tableau 10 : schémas de valorisation envisageables du photovoltaïque**

Il est à noter que le choix du schéma de valorisation du photovoltaïque aura **des conséquences** sur le coût de l'électricité produite (i), sur les transferts de coûts entre les acteurs du système électrique (ii), sur les distorsions de marché (iii) et sur l'efficacité du système électrique (iv).

Tout d'abord, **le schéma de valorisation a des conséquences sur les risques portés par chacun des acteurs. Cela modifie le coût du financement et donc le coût de l'électricité pour la collectivité**, car l'énergie photovoltaïque est très capitalistique, et donc très sensible au coût de financement. Le tarif d'achat permettait de minimiser les risques pour le développeur et donc les coûts de financement. Ces futurs schémas de valorisation auront des conséquences sur le coût de financement des projets et donc sur le rythme de développement de la filière industrielle solaire photovoltaïque. Le Tableau 11 compare les différents schémas de valorisation en matière de financement et de rationnel économique.

Schéma de valorisation	Coûts du financement	Rationnel économique
<b>Tarif d'achat</b>	=	Pas de risques autres que réglementaires, fiscaux et opérationnels
<b>Prime ex-post</b>	+	Peu de risques supplémentaires au FiT : le risque de la performance de la commercialisation s'ajoute, mais pas de risque marché
<b>Prime ex-ante</b>	+++	Risques élevés : exposition partielle au risque de marché, forte augmentation des coûts de financement prévus
<b>Quotas (certificats verts)</b>	+++	Risques très élevés : exposition complète au risque de marché : sur l'électricité et sur la valeur des certificats. Possibilité de manque de financements sur les projets
<b>Quotas (contrats long terme<sup>1)</sup>)</b>	+	Exposition au risque de défaut de l'acheteur des contrats : faible augmentation du coût du financement par rapport au FiT
<b>Net Metering</b>	++	Exposition au risque d'évolution réglementaire (ex : débat californien sur la validité du NEM antérieur à la réforme) et au risque d'évolution à la baisse du prix de l'électricité
<b>Autoconsommation avec prime à l'injection</b>	++	Exposition au risque réglementaire, au risque d'évolution à la baisse ou stagnation du prix de détail de l'électricité, risque sur l'évaluation du taux d'autoconsommation
Risques supplémentaires par rapport au tarif d'achat	+	peu de risques supplémentaires, et de faible importance
	++	risques supplémentaires, dont un sur l'évolution des prix de détail (peu volatiles)
	+++	risques supplémentaires, dont au moins un sur l'évolution des prix de marché de gros

1) A l'image des contrats californiens pour le Renewable Portfolio Standard

Sources : Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Etude « Eolien et intégration marché, étude comparée des schémas de financement », EPIA « Connecting the Sun »

**Tableau 11 : conséquences sur les coûts de financement des modes de valorisation**

L'EPIA considère que le risque ajoute entre 0,9 et 4,5 points selon les segments de marché.



**En outre, chaque mécanisme de soutien engendre des transferts de coûts (contrôlés ou non) entre les investisseurs/développeurs de systèmes de production EnR et les autres acteurs du marché (les consommateurs finaux en France dans le mécanisme actuel).** Ce ne sont pas, dans les différents schémas de valorisation, nécessairement les mêmes acteurs qui participent directement ou indirectement à la valorisation de l'énergie produite. Typiquement, l'autoconsommation est un mécanisme qui peut induire de forts transferts de coûts entre les consommateurs, les comptes publics, les fournisseurs d'électricité (Utilities) et les opérateurs de réseau (voir §2.3.2.4.2), et ceux-ci peuvent être implicites et moins contrôlés car il s'agit d'économies de facture.

**Les schémas de valorisation peuvent également créer des distorsions du marché multiples :**

- **Le développement du photovoltaïque peut contribuer à la *missing money*<sup>97</sup> des centrales de pointes. Cette distorsion du marché** (dont le photovoltaïque n'est pas la source principale) devrait être résolue avec la mise en place en France d'un mécanisme de capacité à court terme.
- **Certains épisodes de prix négatifs peuvent apparaître avec la hausse de la production renouvelable** si elle n'est pas sensible aux prix du marché (ce qui est le cas dans le mécanisme d'obligation d'achat).
- **Le soutien au photovoltaïque favorise certaines technologies et peut donc perturber la présence économique à date.**
- **Enfin un mécanisme d'obligation d'achat renforce le pouvoir de marché de l'opérateur historique** en augmentant l'énergie sous sa responsabilité en tant que responsable d'équilibre.

Sous l'obligation d'achat, il n'y a pas d'incitation à optimiser la production lors des pointes de demande et de prix. L'obligation d'achat réduit **l'efficacité de la production photovoltaïque pour le système électrique**. La maintenance et l'arrêt de la production ou l'écrêtement réalisé seulement au moment opportun permettraient une optimisation du système électrique.

### 2.3.2. Nouveaux modèles d'affaire

L'évolution des schémas de valorisation (autoconsommation, marché + prime, etc.) et la hausse de la pénétration du photovoltaïque induiront l'émergence de certains modèles d'affaires à même de répondre aux problématiques nouvelles : agrégation, financement, nouvelles relations fournisseur/consommateurs, flexibilité locale (synthèse en Figure 132).

La vente de la production photovoltaïque distribuée sur les marchés d'électricité nécessite la présence d'un agrégateur (problématique 1). Le développement du photovoltaïque avec davantage de prise de risque pour le développeur requiert des moyens pour optimiser le financement des projets (problématique 2). Le développement de l'autoconsommation, la diffusion du PV par le biais du Bâtiment à Energie Positive (BEPOS) re-questionne le modèle traditionnel de commercialisation de l'électricité (problématique 3). La multiplication des contraintes réseaux créé par un développement significatif du PV distribué incite à revoir les options offertes au gestionnaire de réseau de distribution pour y répondre, en valorisant la flexibilité locale (problématique 4).

Les besoins en modèles d'affaires innovants seront différents selon les schémas de valorisation (Figure 133). Pour un schéma de valorisation de type « marché + prime », les modèles d'affaires à développer sont essentiellement des modèles d'agrégateur de production (rôle joué par EDF actuellement) et des modèles de financement. La valorisation de l'autoconsommation passe aussi par une remise en cause des offres d'électricité. Dans tous les cas, le développement du photovoltaïque nécessitera de trouver des financements et d'intégrer au mieux le photovoltaïque au réseau de distribution et de transport de l'électricité.

---

<sup>97</sup> *Missing money* : manque à gagner par un actif de production pour rentabiliser l'actif et couvrir ses coûts fixes. La *missing money* représente l'inadéquation des revenus nets de l'énergie sur certains marchés de spot qui ne permettent pas de couvrir les coûts en capital ni les moyens de pointe (TAC, effacement) ou de semi-base (CCG, charbon). La *missing money* peut être accentuée par l'insertion d'énergie renouvelable.

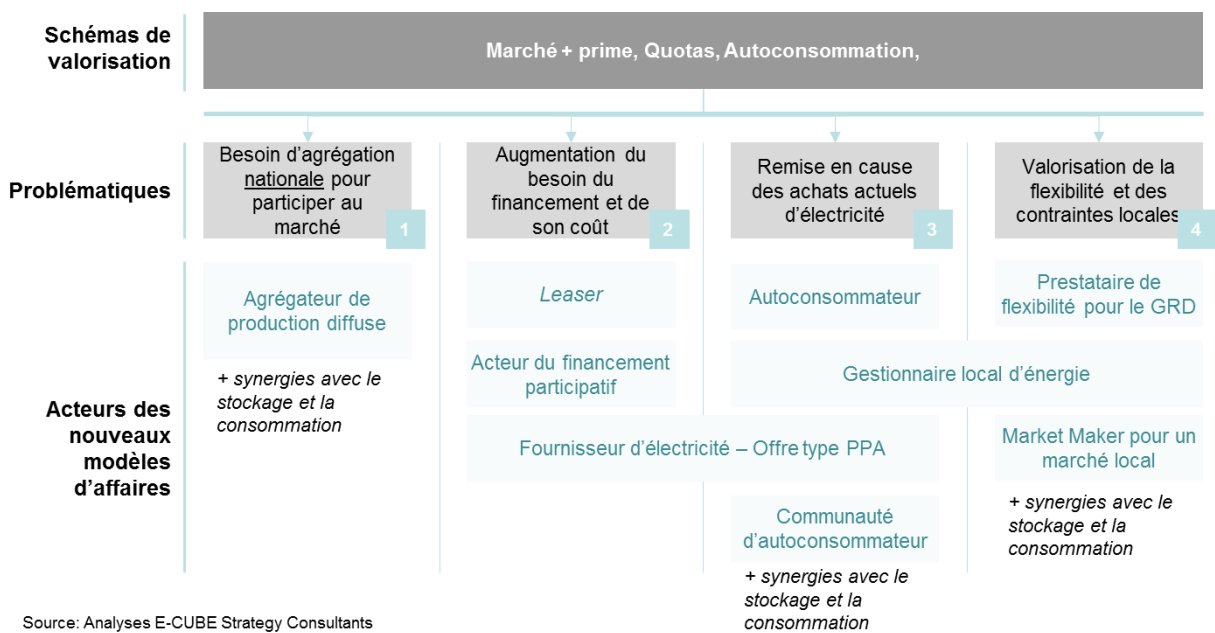


Figure 132 : potentiels modèles d'affaires pouvant apparaître à moyen terme

✓ Besoin du modèle	Besoin d'Agrégation nationale 1	Hausse du besoin de financement et de son coût 2	Remise en cause des achats d'électricité 3	Valorisation de la flexibilité et des contraintes locales 4
Marché + Prime	✓	✓		
Quotas de certificats verts	✓	✓	✓	
Autoconsommation	✓	✓	✓	✓
Hausse de la pénétration PV		✓		✓

Figure 133 : besoins des modèles d'affaires selon le schéma de valorisation et la pénétration du photovoltaïque

### 2.3.2.1. Synthèse de l'analyse des futurs modèles d'affaires

La plupart des nouveaux modèles d'affaires identifiés vont engendrer des transferts de valeurs entre acteurs de la filière (vs. créer de la valeur). Seule la valorisation de la flexibilité sur les réseaux de distribution pourrait générer des modèles d'affaires susceptibles de créer de la valeur à moyen terme. Les effets macro-économiques de ces modèles d'affaires seront donc limités : les transferts de valeur ne devraient pas créer d'emploi au global ; ils les déplaceront. La création de valeur (pouvant

atteindre **80€/kW** installé dans certains lieux spécifiques grâce à la valorisation de la flexibilité) aura néanmoins un impact sur les emplois du secteur et sur le niveau du TURPE<sup>98</sup> (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).

Les **politiques publiques** et les modèles d'affaires sont intimement liés. Certains modèles d'affaires n'apparaîtront que si des politiques publiques *ad hoc* se mettent en place (ex : l'intégration au marché via l'agrégation). Le risque de rente de ces modèles n'est pas nul, mais il devrait rester **faible à moyen terme**. En effet, la concurrence devrait pouvoir être présente lors de l'émergence des modèles d'affaires. Les effets d'échelle (pour l'agrégation) ou les contraintes locales (pour la flexibilité) sont néanmoins des sources potentielles de développement de rentes qui devront être surveillées.

L'émergence de nouveaux modèles d'affaires pourraient avoir un intérêt pour la **filière industrielle française**. Dans le domaine du **hardware**, les technologies de communication, de mesure et de contrôle des installations (comme l'onduleur pour l'agrégation) pourront être mises à contribution.

Les modèles d'affaires et leurs analyses sont décrits plus précisément dans les parties suivantes.

### 2.3.2.2. L'agrégation

#### 2.3.2.2.1. Description de l'agrégation

L'agrégation vise à consolider les productions d'électricité de petites unités *via* une structure unique (l'agrégateur) afin de pouvoir vendre l'électricité produite sur le marché de gros (marché organisé ou OTC).

#### 2.3.2.2.2. Création et Transfert de valeur

En France, l'agrégation **créera peu ou pas de valeur par rapport à la situation actuelle. Elle est en effet déjà réalisée** par EDF ou les ELD (entreprises locales de distribution) qui achètent (par le biais des Obligations d'Achat) et vendent la production acquise. La fin du mécanisme d'OA et la mise en place d'un mécanisme « orienté marché » permettrait de transférer une partie de cette activité à des acteurs alternatifs à EDF et les ELD.

Il est à noter qu'une création de valeur est cependant possible : il s'agit de l'optimisation de la production, notamment son arrêt en cas de prix négatifs. Si la production photovoltaïque avait été arrêtée lors des épisodes de prix négatifs en 2013, l'acheteur obligé aurait pu éviter une perte<sup>99</sup> de 0,1€/MWh produit en 2013. La création d'**offres plus réactives** (arrêt de la production lors de prix négatifs ou nuls soit ~15h/an actuellement) et l'amélioration de l'**efficacité des procédés de prévision**, plus précis, réduiraient le besoin de réserves tertiaires.

La marge brute de l'activité d'agrégation est évaluée à **2-3 €/MWh<sup>100</sup>**. Cela pourrait représenter une marge brute (pas d'achats externes) de 1,8 à 2,6 M€ par GW de photovoltaïque agrégé pour **~13 emplois/GW** au sein de l'agrégateur (chiffre maximum observé en Allemagne en 2014). Si seules les nouvelles installations photovoltaïques sont soumises à partir de 2015 aux nouveaux mécanismes, cela représentera **8 GW d'ici 2025<sup>101</sup> soit 15 à 21 M€** pour la filière photovoltaïque.

---

<sup>98</sup> TURPE : tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, prévu dans le cadre de l'ouverture à la concurrence. Ce tarif est réglementé par les pouvoirs publics, et permet d'assurer l'entretien et la modernisation du réseau d'électricité (service public). Le TURPE est régi par les principes de péréquation tarifaire (tarif identique sur le territoire) et de timbre-poste (tarif indépendant de la distance parcourue) notamment.

<sup>99</sup> Cette perte est calculée comme la somme, sur les heures à prix SPOT négatif, du produit de ce prix négatif et de la production PV pendant l'heure. La perte est ensuite ramenée en €/MWh de PV produit en 2013.

<sup>100</sup> Evalué à partir d'une analyse sur les cas Allemands par E-CUBE Strategy Consultant

<sup>101</sup> Scénario de référence RTE 2019 du BP 2014 extrapolé jusqu'en 2025

Si ce modèle d'affaire ne crée pas de valeur ou de manière négligeable, il sera nécessaire à l'intégration de la production distribuée dans les marchés de l'électricité et donc permettra au marché du PV de se développer.

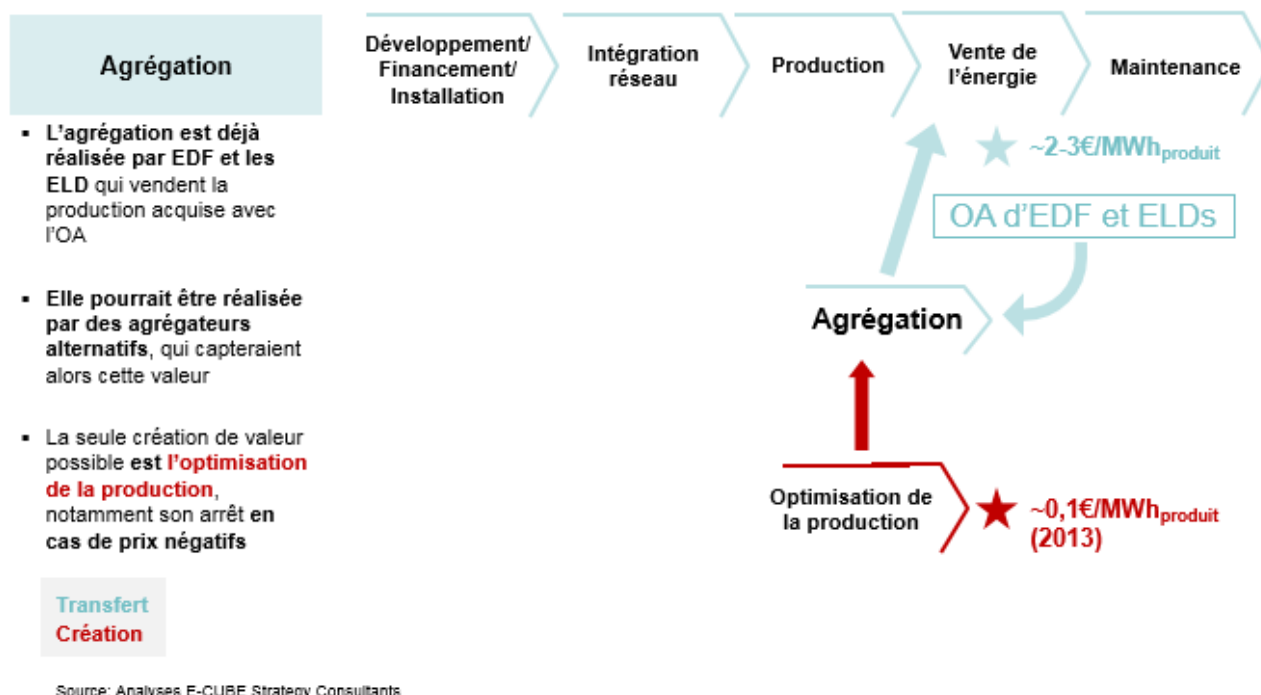


Figure 134 : Création et transfert de valeur de l'agrégation pour le PV

### 2.3.2.2.3. Risque de rente

Les pénalités pour les **écarts** (entre production réelle et estimée) sont les **postes de coûts** les plus **importants** d'un agrégateur (l'agrégateur est « Responsable d'Équilibre » et a donc des obligations en termes d'exactitude de ses prévisions vis-à-vis du système électrique français). Les effets d'échelle sont importants (voir Annexe 8). Plus le portefeuille est gros, plus les coûts des écarts sont faibles (en €/MWh) : effets du foisonnement et de la faible dépendance du portefeuille au nombre d'employés. En théorie, le secteur pourrait être soumis à un phénomène de concentration d'acteurs. Néanmoins, en Allemagne où l'agrégation est davantage développée, 11 entreprises se partagent les 2/3 de la production, avec un HHI de 0,143 (marché peu concentré).

Le **risque de rente** est donc non nul mais **faible à moyen terme**.

### 2.3.2.2.4. Acteurs de l'agrégation

Plusieurs types d'acteurs disposent des avantages compétitifs permettant d'intégrer efficacement le métier d'agrégateur : les *utilities*/fournisseurs d'électricité, les *pure players* de l'agrégation de production, les *pure players* de l'agrégation de consommation et les développeurs de projet. Le Tableau 12 présente les forces et faiblesses de ces acteurs pour le marché de l'agrégation, et évalue la pertinence générique de l'agrégation pour ces acteurs.

**Les acteurs qui seront les mieux placés pour capter cette valeur devraient être les *utilities*/fournisseurs d'une part (EDF, GDF Suez, E.ON, Statkraft par exemple), et les agrégateurs déjà**

existants de production diffuse (non nécessairement ENR) d'autre part (Next, HydroNext, NovaWatt, WE<sup>2</sup> par exemple).





















Types d'acteurs	Ex. France	Ex. Etranger	Avantages actuels	Développements nécessaires	Pertinence
Utilities historiques (incluant Direct Energie)	 	 	Très bonne connaissance du marché de l'électricité – peu de coûts fixes supplémentaires Très bonne connaissance de la production Portefeuille existant	Offres à développer	
Pure players de l'agrégation de production	 	 	Connaissance du métier Connaissance du marché Foisonnement entre les différentes sources	Spécificités de la filière PV et de ses possibilités	
Pure players de l'agrégation de consommation (diffuse ou non)	  	 	Connaissance du marché de l'électricité et des clients industriels PV Moyens de contrôle et mesures des installations Foisonnement des écarts consommation/production	Spécificités des ENR en général et du PV en particulier : aléas, prévisions, contrôle	
Développeurs de projets	 		Portefeuille client Connaissance des spécificités et des performances de la filière	Pas de salle de vente ou de connaissance du métier de commercialisateur	

Tableau 12 : Acteurs potentiels du marché de l'agrégation

### 2.3.2.3. Le financement par les tiers

Les modèles innovants de financement permettent de fournir des offres « tout-en-un » et d'optimiser le coût de financement pour certains projets. Ces modèles de financement font appel à des intermédiaires spécialisés qui vont modifier les relations traditionnelles entre, par exemple, le propriétaire de la maison, du panneau photovoltaïque, du fournisseur d'électricité et de l'acheteur obligé potentiel.

#### 2.3.2.3.1. Description du modèle de financement par les tiers

Cinq modèles d'affaires de financement d'installation PV pour les segments résidentiels et professionnels peuvent être distingués :

- Le **leasing** : le leasing consiste à transférer la propriété de l'installation PV à un intermédiaire, en échange de loyers fixes
- Le **contrat d'achat** : le contrat d'achat de l'électricité produite est semblable au leasing, mais le propriétaire du bâtiment ne paye pas de loyer et achète l'électricité produite par le panneau à un prix fixé à la signature du contrat

- Le **prêt** : Le prêt est le schéma classique actuel où le propriétaire du bâtiment est propriétaire et responsable de l'installation. Cependant, le prêt est ici organisé par l'intermédiaire, qui prend en charge la maintenance
- La **location de toit/fiducie** : Contrairement aux autres systèmes, le propriétaire n'a pas d'obligation de paiement, mais reçoit un loyer pour son toit sur lequel un système PV est installé. Il ne reçoit aucun autre flux financier, et il n'est pas en charge de l'installation et de la gestion du PV. (**Offre tout-en-un**)
- Le **crowdfunding** : Le *crowdfunding*, ou financement participatif, peut correspondre à 2 mécanismes : le cas où le financement apporte des fonds sous forme de prêt (ex : Lumo), mais le financement est assuré par des particuliers via une plateforme dédiée ; et le cas où les fonds sont apportés comme fonds propres (Energie Partagée Investissement). La Figure 135 ne présente que le premier cas. Généralement il n'est pas lié à une offre tout-en-un.

La Figure 135 illustre les relations entre les acteurs d'un point de vue générique (indépendamment du modèle de financement), et la Figure 136 indique la responsabilité de chacun des acteurs dans les différents modèles de financement. Deux modèles de financement par les tiers, la location de toit et la fiducie, existent d'ores et déjà en France. Ils sont décrits dans l'annexe 9.

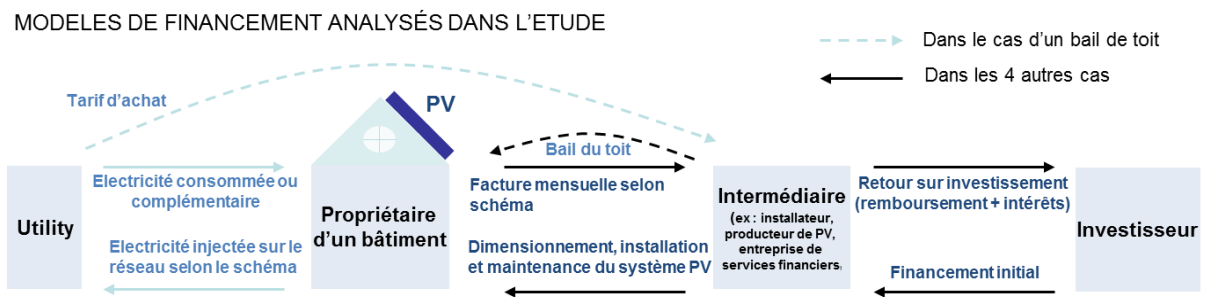


Figure 135 : Relation entre les acteurs avec un modèle de financement tiers

RESPONSABILITE DES ACTEURS SELON LES MODES DE FINANCEMENTS

	Location de toit / fiducie				
	Contrat d'achat	Leasing	Prêt	Crowdfunding	
Propriété du panneau	Un intermédiaire : Développeur/installateur/producteur PV / pure player		Le propriétaire du bâtiment: Développeur / installateur / producteur du PV		
Financier du projet	Le tiers financier : Banque, fonds de pension, assurances, etc.			Communauté de particuliers	
Paiement du financement	Par le tiers	Paiement de l'énergie produite	Loyers fixe mensuels	Loyers fixes mensuels	Remboursement de la dette
Risque de production	Intermédiaire et bailleur	Propriétaire du bâtiment			
Risque réglementaire	Intermédiaire	Propriétaire du bâtiment			
Risque du prix de détail	NA - pas d'autoconsommation	Propriétaire du bâtiment			
	Le bail du toit permet de ne pas être exposé à des pertes mais ne garanti pas de revenus	Le contrat d'achat permet de fournir l'électricité à un prix garanti sur 20 ans	Le leasing permet de transférer la propriété à l'intermédiaire	Le prêt est standard, mais il permet à l'intermédiaire de l'épargne vers la transition	Le crowdfunding permet d'améliorer l'acceptabilité du solaire et orienter l'épargne vers la transition énergétique

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 136 : Partage des responsabilités et risque selon le modèle de financement



Pour les acteurs utilisant un de ces modèles (résidentiels, propriétaires de maison, collectivités, associations, entreprise privée), ils permettent de limiter l'investissement initial, et de libérer le propriétaire de la maison des contraintes opérationnelles et administratives (maintenance, entretien, gestion). Dans certains cas, la production peut être garantie, limitant le risque pris par le propriétaire. Pour les sociétés de financement, cela permet d'assurer des revenus connus sur le long terme avec un risque faible, et de conserver le client sur toute la durée du contrat. Le client peut être amené à porter le risque d'évolution des prix de détail, ou celui du risque de la production. A l'inverse, la société de financement peut faire face à un défaut de paiement du client (leasing) ou à un risque opérationnel sur la maintenance. Cette répartition des risques est intimement liée au modèle de financement.

Ces modèles pourraient augmenter le potentiel du PV (dans le neuf notamment, pour contourner le « mur d'investissement »), mais ils devront être contrôlés pour limiter les potentiels abus et pour inciter à une information claire des clients.

	AVANTAGES	LIMITES / RISQUES
PROPRIÉTAIRE DE LA MAISON	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Pas ou peu d'investissement initial</b></li> <li>• Le client est <b>libéré des contraintes</b> opérationnelles et administrative, de la maintenance et du renouvellement du matériel : offre tout compris, <b>sauf pour le crowdfunding</b></li> <li>• <b>La production peut être garantie afin de protéger le consommateur</b></li> <li>• <b>Option d'achat</b> du système PV à l'échéance du contrat</li> <li>• <b>Contrairement aux USA, il n'y a pas d'avantage fiscal au financement par un tiers pour le consommateur</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les options PPA et de leasing sont des contrats sur le long-terme avec des <b>pénalités en cas de rupture</b></li> <li>• <b><u>Dans un schéma d'autoconsommation, le propriétaire porte le risque d'évolution des prix de détail de l'électricité</u></b></li> <li>• Le risque de production est porté par le propriétaire en cas de leasing/prêt/financement participatif</li> <li>• Le client doit avoir <b>une certaine fiabilité financière</b></li> <li>• Le coût total actualisé peut être plus élevé que lors d'un financement traditionnel</li> </ul>
SOLAR FINANCE COMPANY	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Revenus mensuels connus sur le long-terme avec peu de risques</b></li> <li>• <b>Clients liés à l'entreprise sur toute la durée du contrat :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Pas de concurrence sur la maintenance/réparation</b></li> <li>• <b>Accès aux données de consommation et des besoins pour proposer de nouvelles offres</b></li> </ul> </li> <li>• <b>Marge supérieure</b> qu'avec une simple vente de PV</li> <li>• Le contrat est maintenu même si la maison est vendue</li> <li>• <b>Contrairement aux USA, il n'y a pas d'avantage fiscal au financement par un tiers pour l'intermédiaire</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• D'importants <b>financements initiaux</b> doivent être trouvés auprès de partenaires financiers</li> <li>• Le risque de défaut d'un propriétaire peut se reporter sur la fiabilité financière de l'intermédiaire</li> <li>• Risque pris par rapport à la <b>solvabilité des clients, notamment en cas de vente de la maison et du contrat</b> (solvabilité de l'acheteur remise en cause)</li> <li>• <b>Risque opérationnel sur la maintenance</b></li> <li>• <b>Risque de production pour le cas de contrat d'achat uniquement</b></li> </ul>

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Tableau 13 : comparaison des avantages et inconvénients des solutions de financement avancées**

### 2.3.2.3.2. Création et Transfert de valeur

L'évolution du modèle de financement apporte avant tout une nouvelle répartition de la valeur : un intermédiaire capte une partie de la valeur en organisant l'installation, la maintenance et le financement. Ces modèles peuvent créer de la valeur par la **réalisation supplémentaire de projets**. En effet, certains particuliers peuvent ne pas avoir d'apport financier lors du lancement du projet, dans le neuf notamment. Sans le développement de modèles de financement innovants, les projets n'auraient pas vu le jour. Le financement par un tiers peut offrir, dans certaines régions, un projet sans apport.

Concernant les transferts de valeur, le montage peut engendrer une **réduction du coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC)** et donc du LCOE qui en découle. En effet, l'utilisation d'une structure dédiée peut réduire le risque lié à un particulier, et donc le CMPC du projet de ~1 point (différence de WACC entre le résidentiel et le tertiaire) soit 15-30€/MWh de gain. Ce changement de LCOE n'est qu'un transfert de valeur, entre l'institution financière qui consent un rendement moins élevé et l'intermédiaire qui apporte une garantie financière plus élevée en échange d'une marge non nulle.

Contrairement aux Etats-Unis, l'utilisation d'un montage financier n'apporte pas d'optimisation fiscale possible en France. En effet, il n'y a plus de crédits d'impôt dédié au photovoltaïque.

La création d'emplois devrait donc être limitée aux projets qui ne pouvaient se réaliser sans ces modèles de financement.

Ce modèle d'affaire ne crée pas de valeur directement, mais il permet à un plus grand nombre d'acteurs d'accéder au marché du photovoltaïque, et donc il participera au développement du marché.

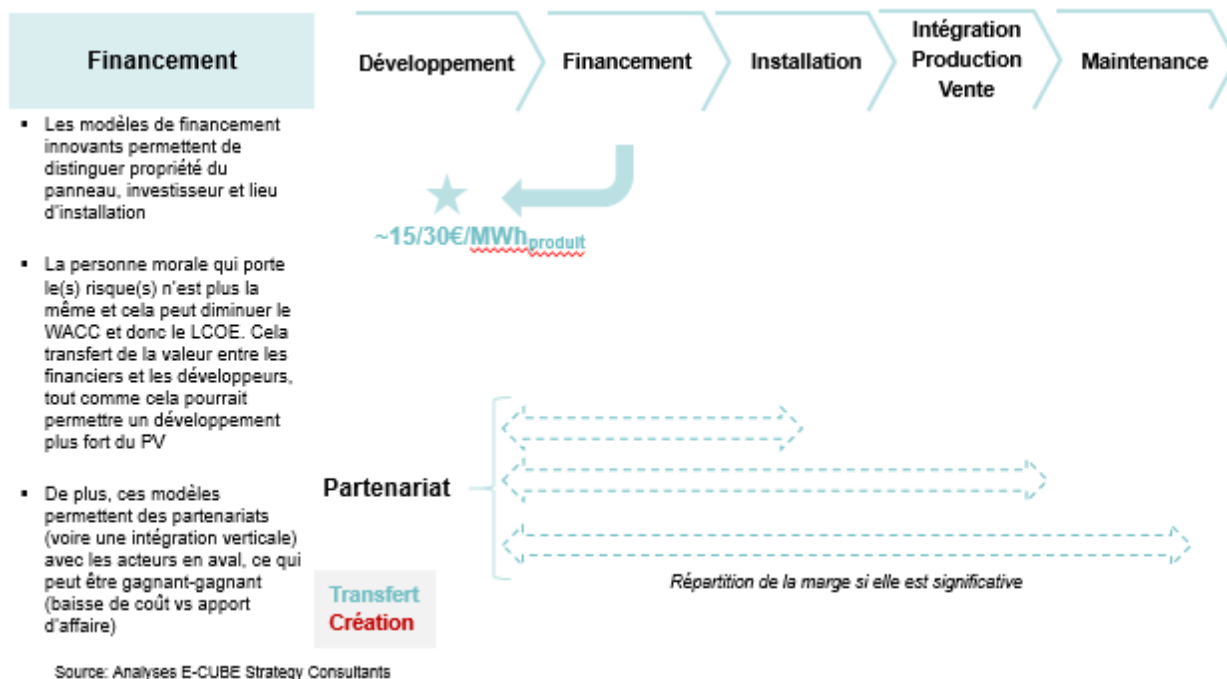










Figure 137 : Transfert de valeur réalisé par les modèles de financement innovants

### 2.3.2.3.3. Les acteurs pouvant devenir des intermédiaires de financement

Les acteurs les plus pertinents pour ces financements « innovants » sont les développeurs de projet et les acteurs spécialisés dans le tiers payant, intégrés en aval. Ces deux types d'acteurs disposent des compétences d'évaluation du risque technique et financier requises et peuvent s'appuyer sur un partenaire financier pour le financement. Les utilities ont la capacité financière et la connaissance du marché pour réaliser ces actions, mais cela peut concurrencer d'autres offres de leurs portefeuilles ou leurs ventes. Pour le *crowdfunding*, une offre de financement par des *pure players* de ce secteur spécifique pourrait s'avérer très pertinente. Les producteurs de modules et les installateurs de PV peuvent également se positionner sur ces offres de financement.

Modèle	Types d'acteurs	Analyse du positionnement	Pertinence
Offres de leasing, PPA ou prêt	Utilities historiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>Réseau auprès des développeurs, producteurs, installateurs pour créer l'offre clé en main</li> <li>Solidité financière à même d'attirer des investisseurs</li> <li>Capacité à faire des offres de vente de l'électricité produite</li> <li>Possible opposition avec la stratégie actuelle de limiter le développement solaire</li> </ul>	
	Développeurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>Connaissance de l'ensemble des composantes :</li> <li>Financement, achat, installations, procédures maintenances</li> <li>Le passage au financement par un tiers n'est qu'une évolution de leur modèle</li> </ul>	
	Producteurs de PV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les producteurs de taille significative (ex : SunPower) sont à même de s'intégrer sur certains segments aval comme le financement</li> <li>Cependant, le financement ne crée pas de synergies fortes avec leurs métiers</li> </ul>	
	Installateurs non intégrés	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité à réaliser l'installation, l'aspect administratif de la demande (raccordement) le suivi et la maintenance</li> <li>Solidité financière limitée et connaissance des modèles de financement insuffisante</li> </ul>	
	Acteur intégré en aval	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aux E.U., certains acteurs spécialisés sont intégrés sur les segments clés : détection (internet), l'intermédiation financière, et le suivi</li> </ul>	
	Banques	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les banques sont à même de sélectionner et financer les projets optimalement</li> <li>Cependant, elles n'ont pas nécessairement de connaissances du métier d'opérateur ni de réseau d'installateur agréé</li> </ul>	
Crowdfunding	<i>Pure players crowdfunding</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gain de l'effet de réseau très important : barrière à l'entrée significative</li> <li>Les acteurs actuels sont tous des <i>pure players</i></li> </ul>	
	Tout autre acteur (développeur, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les autres acteurs ont un contact direct avec le projet, mais ils n'ont pas la connaissance et l'effet de réseau nécessaire au développement du <i>crowdfunding</i></li> </ul>	

**Tableau 14 : pertinence et positionnement des différents acteurs potentiels du financement**

#### 2.3.2.3.4. Risque de rente

En Californie, les intermédiaires, appelés Third Party Ownership (TPO), sont actuellement dans une situation de rente : la valorisation du PV est supérieure au LCOE, et la marge est conservée par les intermédiaires.

En dehors de cette situation particulière, dont l'origine se trouve dans le schéma de valorisation de l'énergie produite par le PV (le net-metering) et dans les incitations fiscales à réaliser le TPO, les modèles de

financement innovants ne devraient pas créer de situations de rente, car ils sont en compétition avec d'autres modèles de financement et les acteurs en présence sont multiples.

Les autorités publiques devront néanmoins contrôler le développement de ces modèles pour s'assurer de leur transparence envers les clients.

#### 2.3.2.4. Les nouveaux modes de commercialisation de l'électricité – autoconsommation

L'autoconsommation consiste à consommer tout ou partie de l'électricité produite localement. Elle se développe lorsque le prix de détail de l'électricité devient suffisamment élevé pour rémunérer le prix du système photovoltaïque, ou si un cadre incitatif se met en place pour la développer.

L'autoconsommation change la manière de se procurer l'électricité pour les particuliers et les entreprises : la production d'électricité d'origine photovoltaïque est une offre locale concurrente de l'offre traditionnelle des fournisseurs d'électricité. En effet, l'autoconsommation correspond à un achat sur plus de 20 ans de l'électricité à un **prix fixe** (l'investissement dans le panneau photovoltaïque). Du point de vue du consommateur, cela permet de se **couvrir contre le risque d'évolution** du prix de détail de l'électricité.

De nouveaux modèles d'achat d'électricité pourraient donc apparaître avec l'autoconsommation : offres développées par les fournisseurs d'électricité comprenant la vente d'électricité complémentaire au PV et l'achat du surplus, offres de système de stockage ou de management de l'énergie (SME).

##### 2.3.2.4.1. Définition des modèles d'affaires envisageables

Quatre formats d'autoconsommation pourraient se développer :

1. l'autoconsommation **sans stockage** : le consommateur installe un système PV, mais au lieu de bénéficier du tarif ou de la prime éventuellement associé, il valorise l'énergie au prix de détail. L'excès d'énergie, réinjecté dans le réseau, pourrait être vendu via un agrégateur ;
2. l'autoconsommation **avec SME/Stockage** : complémentaire au système PV, le consommateur installe un système de management de l'énergie (SME) et/ou de stockage, pour maximiser la part autoconsommée et donc la valorisation de l'énergie, tout en diminuant les conséquences potentielles sur le réseau ;
3. L'autoconsommation **agrégée localement** : plusieurs consommateurs (une copropriété, un quartier nouveau) mutualisent la production ENR et la consommation pour optimiser le taux d'autoconsommation avec le foisonnement. Il s'agit du raccordement indirect<sup>102</sup> appliqué à l'autoconsommation. Cela permet de maximiser localement l'autoconsommation et l'optimisation de la courbe de charge. Ce modèle d'affaires fait sens dans le neuf, où les gains réseaux sont évidents. Dans l'ancien, l'optimisation de la courbe de charge pose la question du paiement des coûts échoués du réseau en place.
4. L'autoconsommation **gérée par le contrat de fourniture** : les fournisseurs peuvent inclure dans leurs offres une composante dédiée au système photovoltaïque : achat du surplus ou financement du système par le fournisseur, avec contrat de fourniture. En échange, le client achète l'électricité (tout ou partie) à un prix fixé sur 20 ans. Ce schéma permet au fournisseur de conserver le client, et au client de simplifier la valorisation de son installation PV. Il nécessite néanmoins d'être attentif sur les conditions de rupture du contrat, afin d'empêcher le client d'être captif pendant 20 ans (Annexe 9).

---

<sup>102</sup> Raccordement indirect : une installation utilise un raccordement indirect lorsqu'elle est raccordée à une autre installation privée sans passer par le Réseau Public de Distribution (RPD). Dans ce cas, elle ne paye pas le TURPE liée à son activité, car celui-ci est facturé au niveau de l'installation qui l'héberge et est raccordée au RPD. Cela n'empêche pas l'installation hébergée de bénéficier d'un soutien selon sa technologie.

### 2.3.2.4.2. Création et Transfert de valeur

L'autoconsommation crée principalement un **transfert de valeur entre les acteurs** du système électrique. Dans le schéma réglementaire actuel, c'est d'ailleurs principalement un transfert de valeur entre l'Etat (perte des taxes : TVA, TCFE) et d'autres fonds publics (CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité) et les gestionnaires de réseau (principalement les gestionnaires du réseau de distribution) vers l'auto-consommateur, totalisant entre 30 et 73 €/MWh : en auto-consommant l'électricité produite par l'installation PV, l'auto-consommateur réduit le volume d'électricité soutiré et facturé par le fournisseur. Il réduit donc le montant total de taxes (10-41 €/MWh<sub>autoconsommé</sub>), de CSPE et de tarif réseau (16-32 €/MWh<sub>autoconsommé</sub>) (facturé par le gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur) perçu.

Les taxes évitées seront des pertes nettes pour l'Etat, même si la TVA sera facturée pour certaines installations PV vendues aux particuliers (16-35€/MWh<sub>produits au total</sub>). En revanche, la CSPE et les tarifs réseaux sont conçus pour couvrir les coûts : une moindre assiette de contribution (un moindre volume d'électricité vendu) devrait être compensée par une hausse du taux unitaire de la contribution, et donc de la CSPE unitaire ou du tarif du réseau. Enfin, le fournisseur est moins sensible vis-à-vis de l'autoconsommation : il vend moins de volume pour un client donné. C'est donc simplement un transfert de valeur ajoutée et de coûts commerciaux (4 €/MWh – chiffre retenu par la CRE pour les Tarifs Réglementés de Vente de fourniture) du fournisseur d'électricité vers l'auto-consommateur.

Ces transferts de valeur (justifiés ou non) permettent de valoriser la production photovoltaïque à un niveau plus élevée que la valeur énergie sur le marché de gros, ils sont représentés sur la Figure 138.

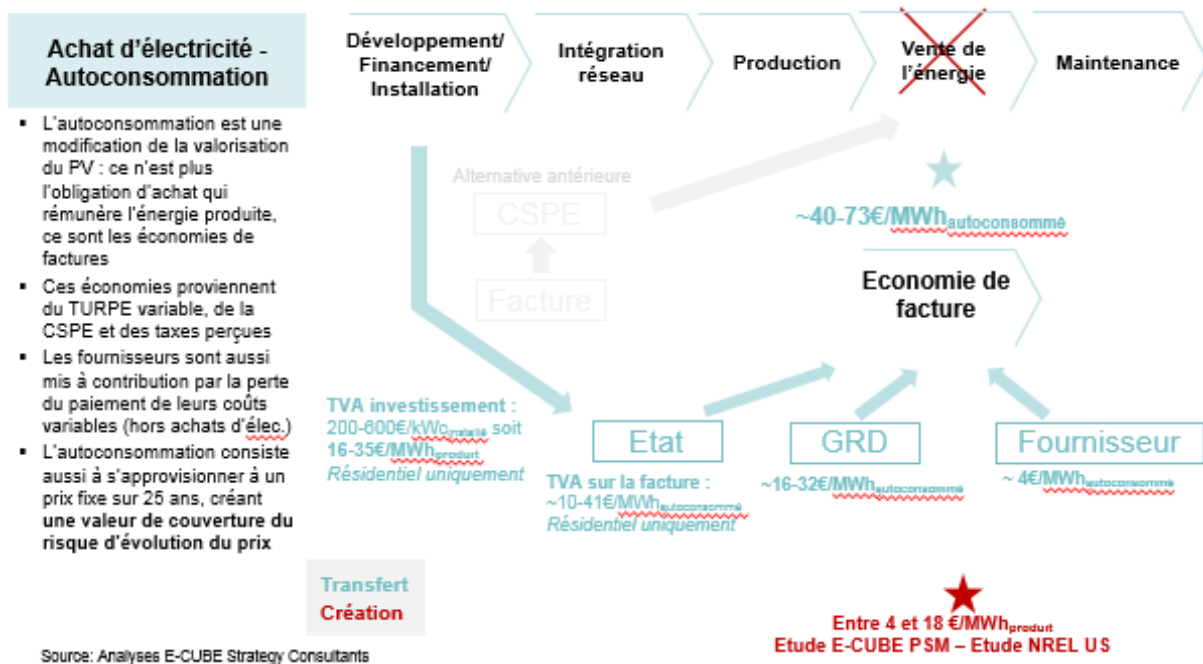
Le passage d'un prix incertain à un prix fixe sur 20 ans consiste à réaliser une couverture du risque pour le consommateur. Cette couverture a une valeur de 4 à 18 €/MWh pour le secteur résidentiel. Elle est décomposable en deux parties : (i) la valeur de la **couverture du risque** de la variabilité du prix de l'électricité (i) la valeur liée à **l'aversion au risque** de la variabilité du prix de l'électricité par le consommateur.

1. **La valeur de la couverture de risque de variabilité correspond au coût supplémentaire apporté par la mise en place d'un système garantissant un prix fixe de l'électricité sur 20 ans** (par exemple pour une installation photovoltaïque). Pour les pays importateurs de matières premières, le résultat avait été évalué par E-CUBE à 11€/MWh au mieux. Le NREL évoque un résultat de 4 à 9 \$/MWh soit **entre 3 et 7€/MWh**.
2. Concernant l'aversion au risque de variabilité pour le secteur résidentiel, à espérance égale, le consommateur préfère généralement un prix fixe à un prix variable (sentiment d'assurance). Une étude menée par le NREL<sup>103</sup> a évalué l'utilité économique d'un prix fixe de l'électricité chez le consommateur : **aux Etats-Unis, cette utilité économique a une valeur comprise entre 0 et 7 €/MWh selon l'aversion au risque du consommateur**. Pour transposer ce résultat à la France, il convient de rappeler que le mix énergétique français dépend moins du gaz, et donc de sa variabilité de prix, que le mix énergétique américain. L'utilité économique de la fixation du prix devrait donc être inférieure en France.

---

<sup>103</sup> Rapport « The Use of Solar and Wind as a Physical Hedge against Price Variability within a Generation Portfolio » (National Renewable Energy Laboratory (NREL), août 2013), 1\$=1,3€





**Figure 138 : Transfert et création de valeur de l'autoconsommation**

La création de valeur de ce modèle d'affaire est limitée à la valeur de couverture du risque d'évolution du prix. Sa mise en place permettrait aux consommateurs et aux futurs utilisateurs de bâtiments producteurs d'énergie de valoriser le PV et donc de favoriser son développement.

### 2.3.2.4.3. Les acteurs potentiels de l'autoconsommation

Selon les modèles d'autoconsommation choisis par le consommateur, quatre types d'acteurs pourraient participer au développement du potentiel d'autoconsommation pour récupérer la valeur transférée ou créée : l'autoconsommateur, le tiers-financeur (vente d'électricité à prix fixe), le fournisseur d'électricité (offres innovantes) et un gestionnaire local d'électricité (agrégation locale pour maximiser l'autoconsommation).

### 2.3.2.4.4. Risque de rente

Il n'y a pas de rente spécifique à l'autoconsommation qui pourrait apparaître à moyen terme, tant que le modèle de valorisation de l'autoconsommation ne survalorise pas l'électricité. Cependant, en cas de survalorisation de l'énergie produite, le cas américain montre que le consommateur final ne capte pas la valeur excessive, mais que ce sont les acteurs intermédiaires qui captent cette valeur.

### 2.3.2.5. La valorisation de la flexibilité locale

Le réseau est dimensionné pour faire face aux pointes d'injection et de soutirage. Il n'est pas utile de réduire la pointe de soutirage ou d'injection si le réseau local existe déjà pour y répondre. En revanche, lorsque la pointe d'injection est déjà contraignante, l'ajout d'une installation PV pourrait nécessiter un investissement dans le réseau. L'effacement de production ou de consommation au niveau du réseau local peut permettre d'éviter cet investissement. Cette flexibilité permise sur le réseau local peut donc être créatrice de valeur pour l'insertion de nouvelles installations PV.



### 2.3.2.5.1. Définition du modèle d'affaire

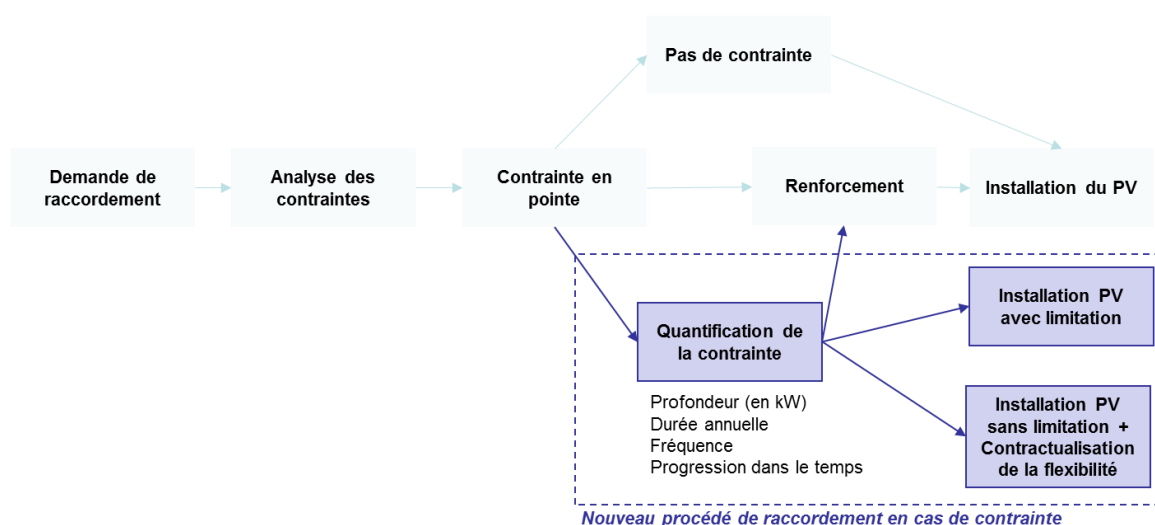
Trois modèles d'affaires peuvent faire émerger la valeur de la flexibilité vis-à-vis de nouvelles installations PV dans un réseau local contraint : **la contractualisation, le marché local et la gestion locale d'énergie.**

- **La contractualisation**

La valeur de flexibilité peut se révéler via la contractualisation, processus permettant à un gestionnaire de réseau de s'assurer auprès d'un tiers une flexibilité d'injection ou de consommation pour répondre à la contrainte de son réseau local. La contractualisation peut se faire de gré à gré ou via un appel d'offres. La contractualisation permet une modification du processus de planification des investissements du gestionnaire du réseau : elle lui permet de reporter des investissements et donc de dégager des économies.

La Figure 139 illustre ce principe. Une installation photovoltaïque peut par exemple être déconnectée du réseau lors d'une pointe d'injection et réintégrée une fois la pointe passée.

LE PRINCIPE DE LA CONTRACTUALISATION DE FLEXIBILITE



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 139 : schéma de la contractualisation de flexibilité

**La contractualisation devrait permettre de créer de la valeur dans des cas très précis, mais la répartition de cette valeur dépend de l'environnement local.**

La contractualisation reste à la main du distributeur. Elle n'est utilisée que si elle est profitable pour le système. La répartition de la valeur dégagée se fait auprès du distributeur (contrôlé par la CRE, valeur partiellement redistribuée aux utilisateurs finaux), auprès de l'opérateur, qui est un intermédiaire entre le client et le GRD, (selon l'accord de contractualisation) et auprès du client fournissant la flexibilité (selon l'accord avec l'opérateur de flexibilité).

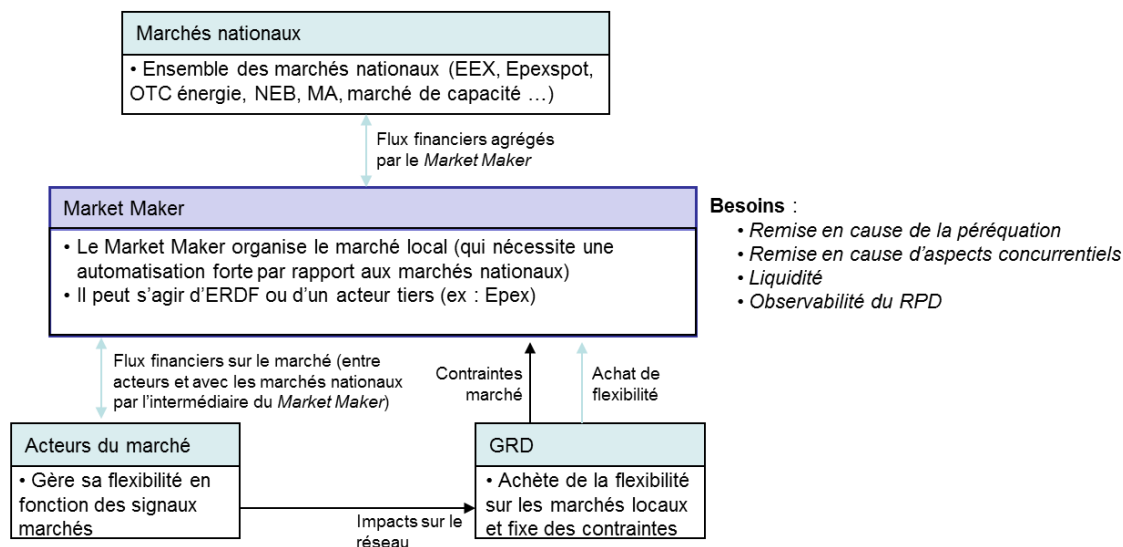
- **Le marché local**

La valeur de flexibilité peut se révéler également par le biais d'une place de marché locale d'énergie. Celle-ci consiste à créer des signaux locaux de prix pour automatiser l'activation de la flexibilité par les acteurs sensibles au prix (effacement, producteurs). Une fixation nodale du prix (prix fixé à chaque nœud du réseau) est envisageable, pour illustrer les contraintes de réseau par des écarts de prix entre les nœuds.

Un *market maker* (interface automatique entre le marché local et le marché national) fluidifie le marché et réalise les équilibres nécessaires au bon fonctionnement du marché. La Figure 140 illustre le fonctionnement de ce marché local. Le modèle de marché local permet d'optimiser économiquement la consommation et la production localement en tenant compte des contraintes du réseau : le marché local

optimise le placement de la production d'électricité selon les contraintes réseaux. En effet l'électricité est plus chère là où il y a une contrainte et une utilité forte. Ce renchérissement envoie un signal automatique pour la localisation de la production et de la consommation aux lieux propices d'un point de vue réseau.

#### FONCTIONNEMENT D'UN MARCHÉ LOCAL



Source: Etelligence, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 140 : schéma de fonctionnement d'un marché local**

Le marché local ne crée pas de valeur en soi, mais modifie la répartition de valeur que procurait la péréquation<sup>104</sup>. Certains écarts entre valeur et rémunération existent avec la péréquation : l'énergie est moins valorisée que sa véritable valeur dans les lieux où la consommation est trop forte et vice versa. Enfin le marché local pourrait créer de la valeur à terme en envoyant des signaux économiques plus clairs pour le renforcement du réseau. La valeur du renforcement correspondrait alors à la réduction d'écart entre les prix locaux : il sera intéressant d'investir lorsqu'elle dépassera le coût de renforcement.

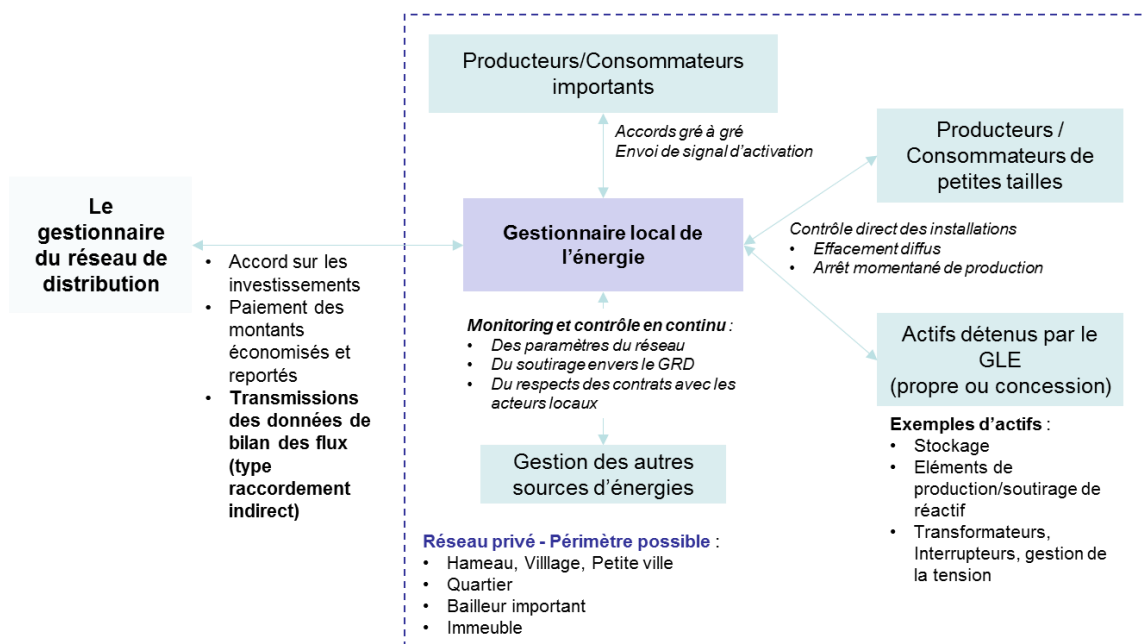
#### • **Le modèle du gestionnaire local de l'énergie**

La valeur de flexibilité peut enfin se révéler dans le modèle de la gestion locale d'énergie : un acteur est en charge d'optimiser localement la production et la consommation pour diminuer les contraintes, c'est-à-dire les pointes d'injection et de soutirage.

Ce modèle repose sur le même objectif que le marché local, mais élimine la complexité du signal prix et le besoin de liquidité du marché en le remplaçant par un acteur en charge de l'équilibrage et doté des moyens d'action et de contrôle. La Figure 141 illustre le fonctionnement de ce modèle. Le gestionnaire local d'énergie optimise la consommation et la production grâce au contrôle de certaines installations clés du réseau local (centrale PV, consommateurs significatifs ou diffus, cogénération, etc.). Cela nécessite un cadre réglementaire et contractuel délimité entre les acteurs.

<sup>104</sup> La péréquation tarifaire de l'électricité est un mécanisme de redistribution établissant un tarif identique de l'électricité sur l'ensemble du territoire, conformément au principe d'égalité de traitement de la loi du 10 février 2000.

## EXEMPLE DE FONCTIONNEMENT D'UN GESTIONNAIRE LOCAL D'ENERGIE

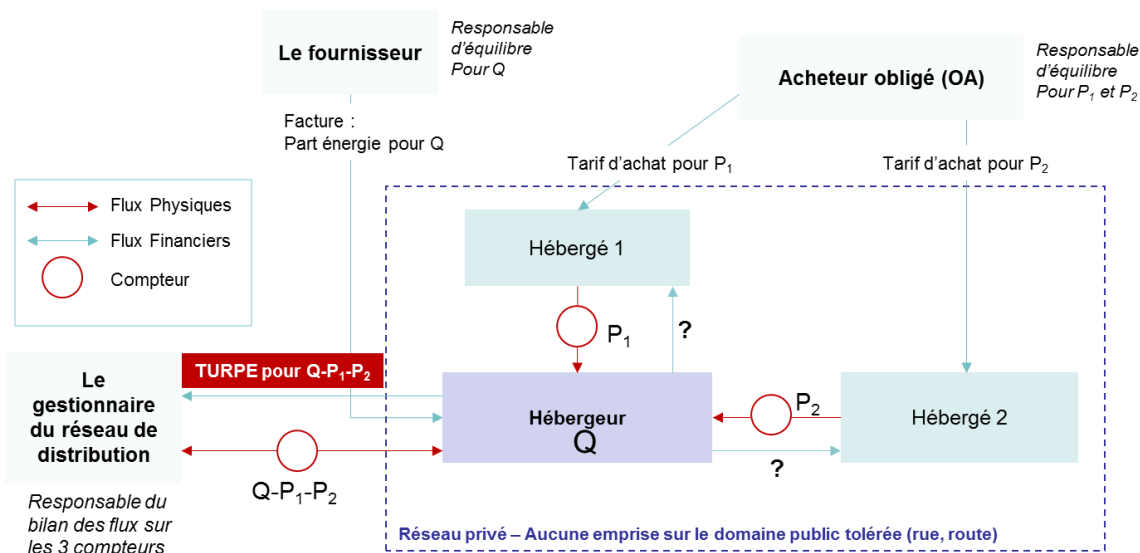


Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 141 : schéma du fonctionnement du modèle de gestionnaire local d'énergie**

Ce modèle pourrait reposer à court terme sur le « raccordement indirect » qui combine l'autoconsommation physique et la rémunération à l'injection totale. La Figure 142 illustre le fonctionnement du modèle de raccordement indirect : un hébergeur est le lien unique avec le réseau pour plusieurs entités, les hébergés, qui sont raccordés sur un réseau privé. L'intérêt majeur de ce modèle est de réduire les coûts variables de TURPE grâce à l'autoconsommation, l'injection totale étant diminuée. Ces coûts évités ne devraient être représentatifs de la valeur dégagée que dans le cadre d'un ensemble immobilier neuf. Dans le cas d'une structure (réseaux, bâtiments, installations) déjà existante, ces coûts évités pour le réseau privé ne créeront pas de valeur pour le distributeur et donc pour la collectivité.

## MODELE DE RACCORDEMENT INDIRECT EN TERMES PHYSIQUES ET DE BILAN DES FLUX



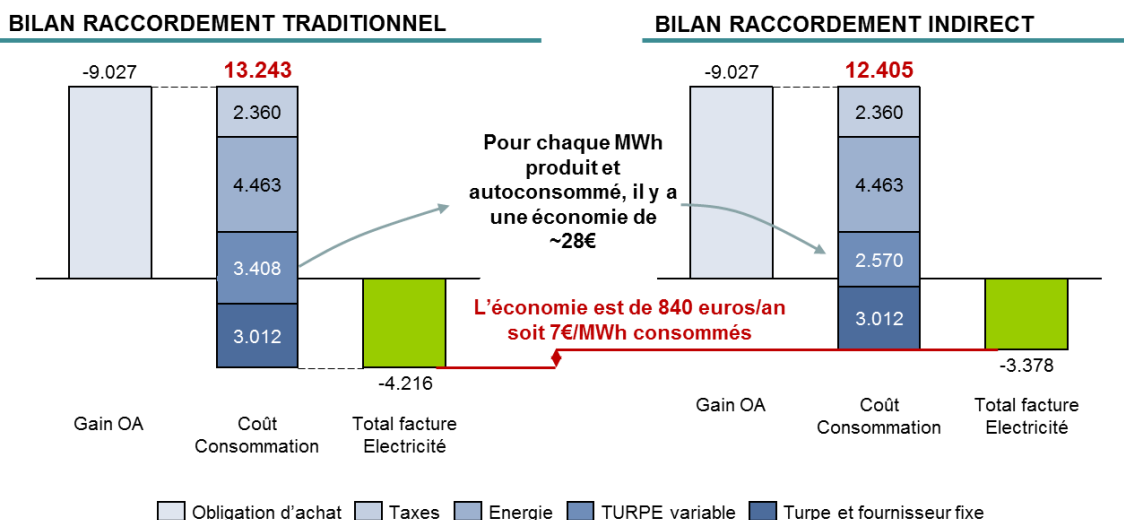
Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, ERDF, Christian Lahami (Energie Plus), Ademe

**Figure 142 : schéma du modèle de raccordement indirect**

Le gain pour le couple hôte / hébergé peut être significatif (~28€/MWh autoconsommé dans l'exemple en Figure 143) ce qui pourrait augurer un développement rapide du modèle dans les cas où il peut être utilisé. La Figure 143 présente une analyse de gain pour ce modèle dans un cas simplifié, où un consommateur industriel raccorde indirectement une installation PV de 50 kW en auto-consommant 50% de l'énergie produite.

**Cas simplifié :** Un consommateur industriel (tarif jaune MU Base) consommant 120 MWh (P injection de 50 kW) et avec une installation PV de 50 kW produisant 59 MWh, avec un taux d'autoconsommation de 50%

FACTURE D'ÉLECTRICITÉ TOTALE POUR LE COUPLE HÔTE / HÉBERGÉ



**Figure 143 : cas simplifié de facture pour le couple hôte/hébergé**

Le modèle de raccordement indirect est en cours de mise en place par ERDF. Il pourra être à l'origine de transferts de coûts entre les acteurs, à l'instar de ceux créés par l'autoconsommation. La documentation technique de référence d'ERDF et les documents de demande de raccordement ont été mis à jour, suite à la décision de la cour d'appel de Paris du 12/12/2013 sur ce sujet. Les conditions pour bénéficier du raccordement indirect sont actuellement les suivantes :

1. le raccordement doit être géographiquement limité, en continuité immédiate et sans passage par le domaine public. Cela ne doit pas être un raccordement existant, hors modification substantielle de l'installation ;
2. le raccordement indirect ne modifie pas la tension de raccordement de l'hôte ;
3. le nombre d'hébergés est limité à 5 ;
4. il n'y a pas de raccordements indirects emboîtés (ou de niveau 2).

Finalement, la possibilité d'accéder au raccordement indirect pour les installations de moins de 36 kVA n'est pas encore clarifiée.

### 2.3.2.5.2. Création et Transfert de valeur

La valorisation de la flexibilité dans les **zones en contraintes** permet de **diminuer le coût de l'intégration au réseau** du photovoltaïque. Cependant, **cette valeur n'est présente que ponctuellement**, et l'amplitude de la valeur dépend entièrement des conditions locales.

La réduction des pertes réseaux, d'une valeur évaluée à ~2-3 €/MWh par ERDF, est **obtenue lorsque la production est consommée localement, sans parcourir le réseau de distribution**. Elle ne nécessite pas de modèle d'affaires particulier.

Les économies d'investissement réseaux peuvent atteindre au mieux **30%** du coût d'insertion au réseau, (dans le cas de l'écrêtement de la production active), soit **80€/kW** en réseau Basse Tension (le raccordement n'étant pas économisé, et le coût moyen d'insertion au réseau est retenu). Cependant, l'écrêtement diminue la valeur du PV de 5%, soit ~5€/kW avec une valorisation de l'énergie à 70 €/MWh. **La valeur maximale qui pourrait être obtenue est donc de 75€/kW.**

Contrairement aux autres modèles d'affaires qui permettraient au PV de se développer plus facilement sans qu'ils créent intrinsèquement de la valeur (pas d'optimisation des coûts ou des revenus), la valorisation de la flexibilité locale pourrait permettre de minimiser les coûts d'intégration au réseau des futures installations PV.

Selon le modèle d'affaires et le cadre réglementaire retenu, la répartition de la valeur dégagée ne sera pas la même entre le distributeur, le fournisseur de la flexibilité et la collectivité.

### **2.3.2.5.3. Les acteurs de la flexibilité**

Quatre types d'acteurs pourront capter le potentiel de valeur de flexibilité sur le réseau: le **GRD**, qui la redistribuera aux consommateurs via le TURPE (en tant qu'acteur régulé) selon la réglementation qui sera choisie ; le **producteur**, qui pourra bénéficier d'un moindre coût de raccordement et de renforcement ; le **fournisseur de flexibilité**, qui pourra rémunérer la flexibilité qu'il offre ; enfin l'**intermédiaire** (agrégateur de flexibilité, gestionnaire local d'électricité, *Market Maker*).

Plusieurs acteurs pourraient se positionner sur le métier d'intermédiaire. Les forces et faiblesses de chacun pour les trois modèles d'affaires sont présentées dans le Tableau 15. Dans ce tableau est présentée la pertinence de chaque acteur en tant qu'élément principal de chaque modèle d'affaire :

- Dans le cas de la contractualisation, dont la mise en place est réalisée par les distributeurs (qui identifient la valeur et la contrainte), la colonne « pertinence » quantifie l'intérêt de chacun des acteurs à répondre aux appels d'offres ou besoins de contractualisation organisés par le GRD. Les GRD, organisateurs de la contractualisation, ne pourraient y répondre.
- Dans le cas du marché local, cette colonne quantifie l'intérêt pour chaque acteur d'être organisateur du marché local. Les agrégateurs, s'ils sont organisateurs du marché local, ne pourraient participer en tant que partie prenante au marché, alors que la fourniture de flexibilité et l'agrégation de moyens de consommation/production sont leurs cœurs de métier.
- Dans le cas du gestionnaire local d'énergie, la colonne « pertinence » évalue l'intérêt pour chaque acteur de devenir un GLE.

**L'acteur le plus pertinent pour la contractualisation est l'agrégateur.** En effet les agrégateurs sont à même d'évaluer et caractériser le potentiel d'effacement de production et réalisent déjà une partie de l'optimisation nationale. Ils ont la connaissance des caractéristiques et des besoins des producteurs et des consommateurs, tout en ayant déjà un portefeuille de flexibilité.

**Le rôle de *Market Maker* pourrait être joué par des acteurs financiers et le distributeur** associé pour répondre au besoin technique (observabilité) et financier (règles et fluidité du marché).

**Pour le rôle de gestionnaire local d'énergie, les industriels électriques, les agrégateurs et les distributeurs** devraient chacun avoir les compétences pour observer et contrôler les actifs gérés localement.

Types d'acteurs	Analyse du positionnement	Pertinence selon le modèle d'affaires		
		1 (contrac.)	2 (march. loc.)	3 (GLE)
Utilités historiques	Bonne connaissance des mécanismes de marché Les utilities ont une connaissance moyenne de la flexibilité, la gestion locale d'énergie, généralement dévolue à des filiales (ex : Dalkia, ERDF) Contact client déjà existant : la flexibilité pourrait être intégrée dans une offre globale Pas d'indépendance par rapport aux acteurs (consommateur/producteurs) locaux			
Développeurs de projets	Ils ont une connaissance des projets PV et de leurs modalités mais pas des autres acteurs Pas de connaissance des problématiques réseaux, équilibrages,			
Distributeurs	Très bonne connaissance du métier de contrôle, de mesure, de gestion et de prévision Indépendance et caractère régulé acquis par rapport aux autres acteurs Pas de connaissance des acteurs capables de fournir la flexibilité (procédés industriels des consommateurs). Ce n'est pas leur intérêt actuellement de développer de tels mécanismes			
Agrégateur de stockage	La flexibilité nationale correspond à leurs métiers. Certains répondent à des appels d'offres régionaux (ex : AO Bretagne)			
Agrégateur de production	A l'étranger, ce sont les agrégateurs qui obtiennent les contrats de flexibilités car ils sont à même d'évaluer le potentiel de flexibilité des consommateurs et des producteurs, car ils en contrôlent déjà une partie pour l'optimisation nationale			
Agrégateur d'effacement	La gestion locale d'énergie est envisageable car ils sont déjà en position d'optimiser un portefeuille. Ils ne pourraient pas optimiser un parc pour lequel ils ont des conflits d'intérêts En revanche, les agrégateurs ne sont pas les acteurs les plus à même d'être des <i>market maker</i> : ils pourraient avoir des conflits d'intérêts et ils n'ont pas de compétences financières <i>ad hoc</i> .			
Acteurs financiers	Bonne connaissance des transactions, capacité d'être un <i>market maker</i> avec une gestion des contreparties financières			
Industriels électriques	Indépendance par rapport aux acteurs, bonne connaissance des outils de contrôle, de mesure, de gestion et de prévision			

Tableau 15 : acteurs privilégiés pour la flexibilité

#### 2.3.2.5.4. Risque de rente

La gestion de la flexibilité au niveau local, notamment via le gestionnaire local d'énergie ou le *market maker*, fait apparaître un monopole local : l'**intermédiaire**. De plus, certains consommateurs ou producteurs peuvent avoir un pouvoir de marché très important s'ils ont une consommation ou une production significative. L'apparition de rente n'est donc pas à exclure, chaque acteur essayant de récupérer le maximum de valeur dégagée par le modèle.

Il est donc nécessaire de contrôler le modèle d'affaires pour s'assurer qu'une rémunération trop forte n'apparaisse pas, car le monopole sur un périmètre géographique est inévitable (à l'image du GRT ou du GRD).



- **Contractualisation** : le distributeur étant en situation de monopole, **la concurrence devrait jouer au niveau de l'opérateur de flexibilité** car chaque contrat, signé en gré à gré ou par appel d'offres, laisse la possibilité au distributeur de refuser. De plus, la durée du contrat peut être suffisamment courte pour éviter les effets d'aubaine (dans les exemples au Royaume-Uni, elle est de 5 ans).
- **Marché local** : Le rôle de *market maker* doit être assuré par un monopole qui n'existe pas encore et devra être attribué. Celui-ci devra être régulé et contrôlé par un organisme public, à l'image du GRD. Il devra être indépendant des acteurs locaux de l'énergie.
- **Gestionnaire local d'énergie** : l'analyse économique du modèle de gestionnaire local d'énergie montre les mêmes faiblesses que le marché local : un modèle à réguler et un risque de pouvoir de marché fort localement. Du point de vue de la concurrence et des rentes, le gestionnaire local d'énergie requiert la participation du GRD et une réglementation adaptée (type raccordement indirect). Il s'agit d'un monopole local. Il est donc nécessaire de le contrôler voire de le réguler. **Une fois en place, il y aura de fortes barrières à l'entrée** (investissements, compétences, logiciels et contractuels). Néanmoins, à l'inverse du marché local, il n'y a pas de problème de liquidité du marché.

**Quel que soit le modèle d'affaires choisi, il y a néanmoins un risque de rente ou de captation forte par un consommateur ou un producteur local.** En effet, peu d'acteurs peuvent être à même de réaliser la flexibilité sur un petit périmètre. Ils ont donc un pouvoir de marché fort et pourraient fixer le prix de leur flexibilité au niveau de la valeur de celle-ci, captant la quasi-majorité de la valeur. Certains acteurs locaux, prédominants, pourraient donc facilement influencer le marché (producteurs importants, consommateurs principaux).

### 2.3.2.6. Besoins industriels des modèles d'agrégation

Les modèles d'affaires identifiés préalablement nécessiteront certains services ou équipements industriels. Il s'agit principalement :

- de prévision de la production (pour l'agrégation, l'achat d'électricité, la flexibilité réseau) pour réduire le coût des écarts ;
- d'optimisation de l'équilibrage (pour l'agrégation, l'achat d'électricité, la flexibilité réseau) pour capter la valeur de la flexibilité au mieux ;
- d'optimisation de l'observabilité et de contrôle des installations (agrégation et flexibilité réseau) pour pouvoir agir sur les réseaux distribués ;
- des moyens de télécommunication (Agrégation et flexibilité).

Les acteurs qui pourraient bénéficier du développement de ces besoins sont notamment :

- **pour la prévision de la production**, les acteurs spécialisés : INES, ReuniWatt, DLR, energy&meteo system (DE), AWS Truepower (US), GL Garrad Hassan (DE), 3 Tier (FI), Enertrag, EuroWind, Enercast (DE), Aeolis, Nnergix, WPred
- **pour l'optimisation de l'équilibrage**, les équipementiers et certaines entreprises de software qui ont développé des solutions d'optimisation automatique : Alstom grid, Oracle Utilities, Johnson Controls, Schneider Electric
- **pour l'observabilité et le contrôle des installations**,
  - d'une part, les équipementiers qui pourront fournir les solutions techniques : Schneider Electric, Alstom, ABB, ReStore, Iskra, Itron, Landis+Gyr, Sagemcom, Ziv, Maec
  - d'autre part, les agrégateurs qui pourront fournir leurs compétences du contrôle et avoir le pilotage des équipements : EnergyPool, Solvay, NovaWatt, Hydronext, des agrégateurs allemands (Next Kraftwerke, Statkraft, EWE) ou nord-américain (Enernoc)
- **pour les télécommunications**, les fabricants d'équipements, comme Alcatel-Lucent, Ericsson, Nokia, Telefonica, Cisco, qui pourront fournir des technologies de communication. Elles seront opérées par des sociétés comme SFR, Orange, Free, Bouygues Telecom.

### 3. Recommandations

Au vu de l'état des lieux du marché et de la filière PV en 2014, ainsi que des évolutions technologiques et économiques envisagées d'ici 2025, l'étude propose des recommandations pour la politique publique PV sur les quatre prochaines années (2016-2020).

Après avoir identifié les enjeux liés au maintien du soutien de la demande PV en France, des recommandations pour un dispositif de soutien à la demande et à l'offre seront détaillées.

#### 3.1. Enjeux et objectif d'un dispositif de soutien

Afin de déterminer les enjeux d'un dispositif de soutien, il faut tout d'abord déterminer ce qui se passerait si ce dispositif n'existait pas : c'est le scénario sans soutien. L'impact coût et emploi d'un tel scénario permet de déterminer les enjeux associés au soutien, et en conséquence de définir l'objectif principal d'un dispositif de soutien.

##### 3.1.1. Scénario sans soutien

La première étape de l'identification des enjeux du soutien de la demande PV en France est de construire le scénario de base (le scénario sans soutien). Deux axes de développement majeurs ont été identifiés pour établir le scénario de base. Le premier est réglementaire (BEPOS et RT 2020), et le second est économique (l'installation de PV pour des motivations technico-économiques avec des projets rentables, en autoconsommation ou face au marché).

##### 3.1.1.1. Les conséquences des bâtiments à énergie positive (BEPOS)

Le bâtiment représente près de 40% d'utilisation d'énergie finale et 23% des émissions des CO<sub>2</sub> en France. La directive européenne de 2010 sur les bâtiments et la loi Grenelle II imposent que tous les nouveaux bâtiments à partir de 2020 soient respectivement des *Nearly Zero Energy Buildings* ou des Bâtiments à Energie POSitive (BEPOS).

Actuellement, les constructions neuves sont soumises à la Réglementation Thermique 2012 (RT2012), limitant la consommation d'énergie primaire (50 kWh/m<sup>2</sup>/an). Le BEPOS repose sur le principe de construire des bâtiments qui consomment moins d'énergie primaire que ce qu'ils produisent. Bien que le BEPOS ne soit pas encore précisément défini, certains labels (ex : label privé Effinergie) existent d'ores et déjà pour le qualifier. Selon ces labels, les énergies renouvelables seront indispensables pour atteindre le critère BEPOS et le PV pourrait être une des technologies privilégiée en France pour ce dessein.

Déjà plus de 60 bâtiments existants sont auto-déclarés BEPOS, listés et suivis par l'ADEME. Parmi tous ces bâtiments, le photovoltaïque est toujours un élément clef du bâtiment. Le BEPOS nécessite en effet une source d'énergie propre et simple : il est difficile de diminuer fortement la consommation énergétique primaire du bâtiment à partir de la RT 2012, et cela pourrait devenir plus difficile si le périmètre des consommations est élargi au-delà des 5 usages de la RT 2012 : chauffage, eau chaude sanitaire, refroidissement, éclairage, auxiliaires (pompes, ventilateurs).

Les solutions de production renouvelable à envisager sont le bois-énergie, la géothermie, la micro-cogénération, le photovoltaïque, l'éolien et le chauffe-eau solaire. Chacune de ces technologies révèle quelques inconvénients :

- Le chauffe-eau solaire est efficace mais son usage est restreint à l'eau chaude. La majorité des bâtiments fichés par l'ADEME, notamment les logements, intègrent un chauffe-eau solaire, qui ne répond qu'au besoin d'eau chaude ;
- Les solutions à base de biomasse et de gaz nécessitent la mise en place d'une logistique adaptée (pour les granulés par exemple) ou d'être raccordées au réseau de gaz ;

- La biomasse et la géothermie répondent au besoin en chaleur, mais ne répondent pas au besoin en électricité ;
- La cogénération (quelle que soit la taille) est la seule source d'électricité qui pourrait concurrencer le PV. La micro-cogénération pourrait ainsi être adaptée au BEPOS si le périmètre des usages est restreint. Les deux inconvénients techniques de la micro-cogénération sont : (i) une production dépendant de l'usage et la valorisation de la chaleur, qui peut limiter la production estivale ; (ii) une économie d'énergie primaire moindre que celle fournie par les énergies renouvelables.
- Avec la micro-cogénération, l'éolien et le solaire sont les deux sources d'électricité locale qui peuvent être développées aisément. Si ces énergies ont un rendement faible, elles ont l'avantage de produire directement de l'énergie finale. Or dans la RT actuelle, l'électricité est convertie en énergie primaire avec un taux élevé (2,58), ce qui augmente fortement l'attractivité de ces sources d'électricité. Ce coefficient pourrait néanmoins être revu dans le futur, *a priori* selon l'évolution du mix électrique français et européen.

Comme **la définition du BEPOS n'est pas encore fixée**, plusieurs périmètres « bâtiment » pourraient être envisagés pour tenir compte d'une production d'énergie : le bâtiment même, le quartier voire un territoire plus vaste. Plus le périmètre est large, plus les énergies pourront être mutualisées selon leurs avantages et donc permettre le foisonnement des usages et de la production. Ainsi, l'énergie éolienne ou la géothermie (par réseaux de chaleur) deviendraient intéressantes avec une définition « régionale » du BEPOS, ce qui ne serait pas le cas si le périmètre était le bâtiment. **Le photovoltaïque a l'avantage d'être modulable et de pouvoir s'adapter aux différents périmètres**, en étant placé sur le toit ou sur le sol. Un périmètre trop restreint au bâtiment limiterait cependant son usage pour les logements collectifs.

**Le photovoltaïque est aussi une solution compétitive à horizon 2020+.** La valeur actuelle nette prévue pour le résidentiel s'échelonne de -0,4 à -1 euros<sup>105</sup> par Watt-crête en autoconsommation, selon la région et à l'horizon 2020. Cela indique que le surcoût lié à l'installation du PV pour le BEPOS serait faible (500-900 €) si on prend en compte la valeur nette sur la durée de vie. En supposant 15 Wc/m<sup>2</sup> installés en moyenne dans le résidentiel neuf (ce qui n'est pas suffisant pour atteindre le BEPOS, mais répond à plus de 50% du besoin), cela pourrait renchérir le coût du neuf de maximum ~2% dans la région la moins chère<sup>106</sup> actuellement (Limousin). Par comparaison, le surcoût de la RT 2012 a été estimé à 15-20% par Xerfi<sup>107</sup>.

L'impact du BEPOS dans le développement des installations photovoltaïques est estimé, pour chaque segment, en multipliant **la taille du marché futur des BEPOS par m<sup>2</sup> de surface SHON<sup>108</sup> par le ratio de photovoltaïque dans le BEPOS**. En pratique, le calcul de la **puissance installée** de PV grâce au BEPOS dans l'étude est réalisé par le produit de la surface construite en m<sup>2</sup> SHON et d'un ratio de photovoltaïque en Wc/m<sup>2</sup> SHON. **Dans les paragraphes suivants «m<sup>2</sup>» doit être compris comme «m<sup>2</sup> de surface SHON».**

Pour le segment résidentiel, ce calcul est réalisé sur deux catégories de logements : **les logements individuels et les logements collectifs**. A horizon 2020, le dernier Bilan Prévisionnel de RTE prévoit, dans le scénario le moins favorable, 310 000 constructions neuves de logements par an, réparties en 167 000 de maisons individuelles de 114 m<sup>2</sup> en moyenne et 142 600 de logements collectifs de 68 m<sup>2</sup> en supposant la répartition des logements et la taille moyenne constante d'ici à 2020. Le ratio de Watt-crête par m<sup>2</sup> de surface est choisi de manière à être insuffisant pour atteindre le BEPOS, mais d'être suffisant pour réaliser plus de 50% de l'effort de production d'énergie primaire nécessaire. Il est notamment comparé avec le ratio utilisé dans les bâtiments auto-déclarés BEPOS listés dans la base de données de l'ADEME<sup>109</sup>. Le ratio est de 15 Wc/m<sup>2</sup> pour les habitations individuelles (Figure 144: médiane de 29 Wc/m<sup>2</sup> d'un groupe de 15 habitations individuelles de la base de données de l'ADEME<sup>110</sup>) et de 11 Wc/m<sup>2</sup> pour le logement collectif (Figure 145 : médiane de 22 Wc/m<sup>2</sup> d'un groupe de 12 logements collectifs présents dans la base

<sup>105</sup> Calcul de VAN issu du modèle Excel E-CUBE, selon les régions

<sup>106</sup> Statistiques 2015 LaVieImmobilier.com

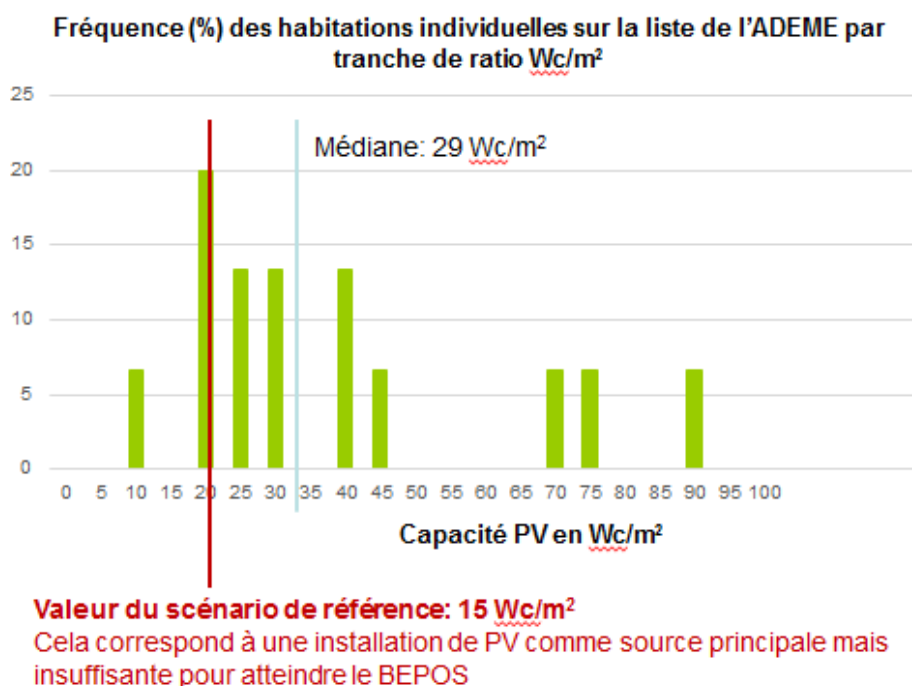
<sup>107</sup> La filière du bâtiment face aux enjeux environnementaux à l'horizon 2015, Xerfi Research

<sup>108</sup> SHON : surface hors œuvre nette, utilisée en droit de l'urbanisme français. Il s'agit d'une mesure de la superficie des planchers pour des projets immobiliers.

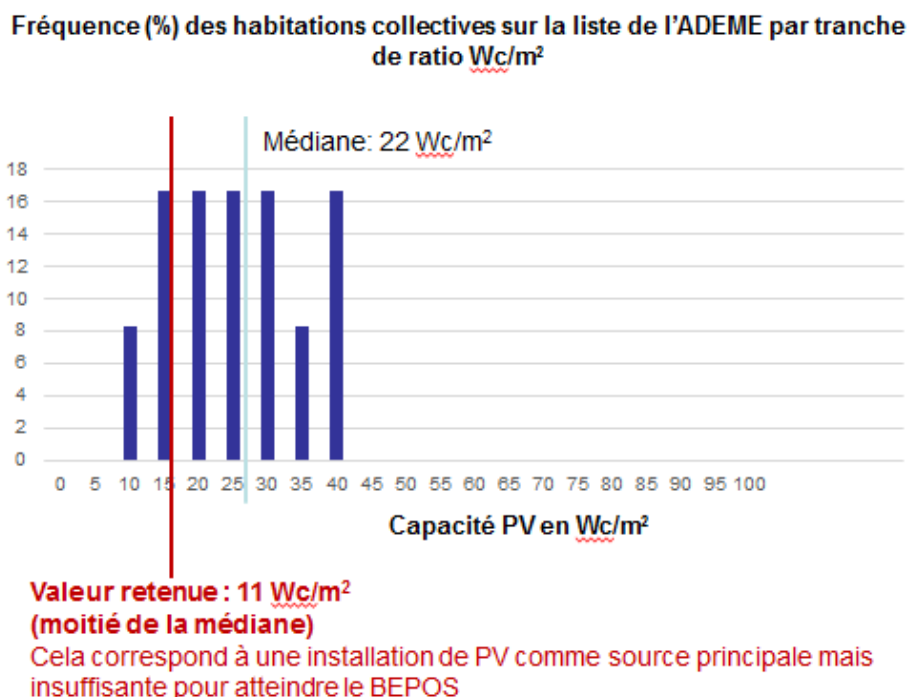
<sup>109</sup> L'ensemble de la base de donnée est utilisée, et non seulement les bâtiments construits selon la RT 2012. Une analyse des bâtiments ne démontre aucun changement significatif dans le ratio en Wc/m<sup>2</sup> pour ces bâtiments

<sup>110</sup> <http://www.enertech.fr/bepos/>

de données ADEME). **Les ratios sont donc conservateurs par rapport aux bâtiments listés actuellement.** Cela correspondrait à 1,7 kWc de PV pour une maison individuelle (soit 17m<sup>2</sup> de surface PV en toiture environ<sup>111</sup>) et 748 Wc par logement collectif, pour un total de 392 MWc installés annuellement via les BEPOS.



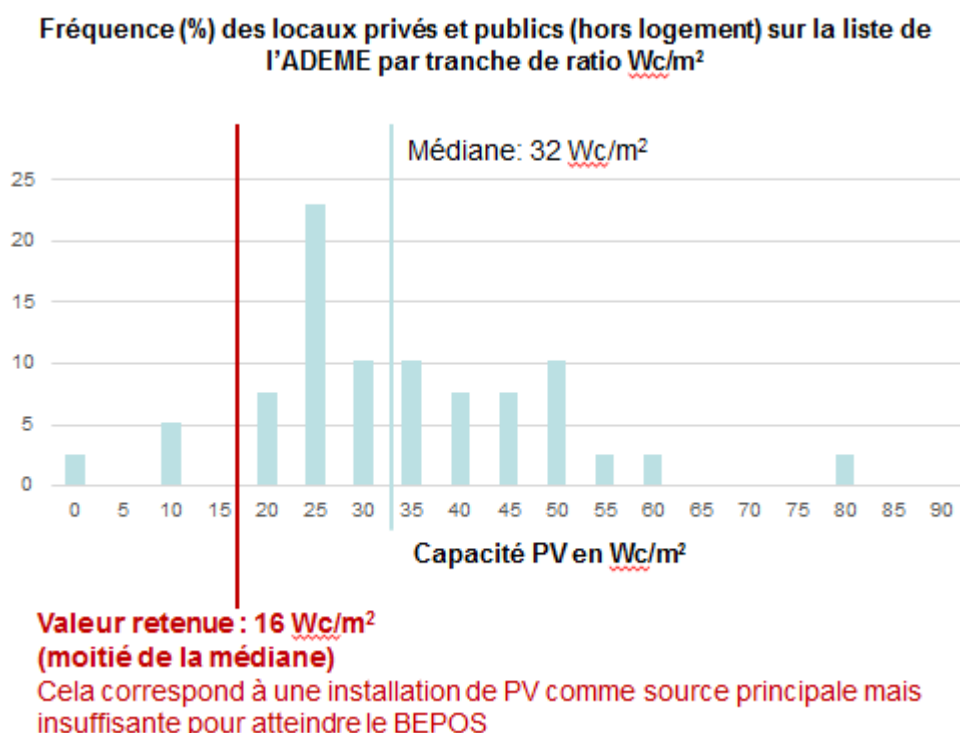
**Figure 144 : Logements individuels, auto-déclarés BEPOS, équipés de PV, figurant dans la base de données Enertech**



**Figure 145: Logements collectifs, auto-déclarés BEPOS, équipés de PV, figurant dans la base de données Enertech**

<sup>111</sup> 1kWc sur un toit correspond à 10m<sup>2</sup> de surface environ pour des modules en silicium multicristallin

Pour les surfaces industrielles et tertiaires, près de 18,5 km<sup>2</sup> de surfaces privées et 7,1 km<sup>2</sup> de surfaces publiques sont construites annuellement. (SHON- chiffres SIT@del moyen 2004-2012). Avec un ratio de 16 Wc/m<sup>2</sup> comme hypothèse de référence (Figure 146 : médiane à 29 Wc/m<sup>2</sup> pour 38 bâtiments tertiaires dans la base de données ADEME), cela correspondrait à 409 MWc installés par an via les BEPOS.



**Figure 146: Locaux hors logements, auto-déclarés BEPOS, équipés de PV, figurant dans la base de données Enertech**

Les ratios de Watt-crêtes installés par m<sup>2</sup> de surface SHON ont été estimés grâce à la base de données de l'ADEME et par segment. Ce ratio mesure la puissance photovoltaïque installée par surface habitable. En effet, ce n'est pas la surface des toitures qui importe ici, mais la surface SHON (des planchers). L'hypothèse sous-jacente est que chaque m<sup>2</sup> de surface habitable de BEPOS a un besoin moyen d'énergie qui est en partie assuré par le photovoltaïque. Par exemple, une maison de 100 m<sup>2</sup> consommant 10 MWh annuel d'électricité a un besoin moyen de ~10W/m<sup>2</sup>. Pour répondre aux objectifs BEPOS, les besoins en puissance énergétique moyenne (en kWh/m<sup>2</sup>) doivent être partiellement compensés par l'installation d'énergie photovoltaïque (en Wc/m<sup>2</sup>).

**Au total, avec le jeu d'hypothèses présenté, ce sont 800 MWc qui seraient installés annuellement à l'échelle de la France, grâce à une réglementation BEPOS.** Ce chiffre est proche du marché actuel du PV en France, mais est très éloigné du potentiel maximum d'installation annuelle dans les autres pays européens sur une année (7,6 GW d'installation de PV en Allemagne en 2012).

**Il existe néanmoins une forte incertitude sur les règles futures, qui pourraient améliorer ou détériorer le contexte du photovoltaïque vis-à-vis d'autres énergies.** Des contraintes sur les émissions de particules (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>) ou de CO<sub>2</sub> pourraient améliorer la compétitivité du PV vis-à-vis de la biomasse, ou la cogénération. A l'inverse, une définition du BEPOS sur une échelle de temps courte (équilibre énergétique à l'échelle journalière ou horaire) ou avec une contrainte forte sur la puissance d'injection dans le réseau (qui serait étendu au contexte de la construction neuve) pourrait défavoriser le PV. On peut imaginer deux analyses de sensibilité :

- Un scénario bas, où le PV serait une énergie secondaire, d'appoint, pour atteindre le BEPOS. On suppose ainsi que seule 20% de la puissance souscrite pour les logements neufs est installée en PV, et que seuls 70% de la puissance prévue pour le tertiaire est installée (pour atteindre un taux d'autoconsommation proche de 100%). **Ce scénario induit une installation annuelle de 570 MWc par an.**



- Un scénario haut, où le PV pourrait être l'unique source d'énergie, produisant 50 kWh d'énergie primaire par m<sup>2</sup> (en ne supposant pas d'augmentation du périmètre des consommations incluses). Dans ce cas, **ce sont 905 MWc qui pourraient être installés annuellement.**

La production photovoltaïque réalisée par les BEPOS est valorisée selon les principes de l'autoconsommation utilisés dans le développement économique du photovoltaïque, défini ci-après.

### 3.1.1.2. Le développement économique du PV

A l'horizon 2025, certaines installations PV pourront se développer grâce aux conditions de marché de gros et de détail, sans subvention. Le développement économique du photovoltaïque est estimé grâce à un **taux de rentabilité interne (TRI<sup>112</sup>) calculé par segment, par région et par année.**

Pour les **toitures** (résidentielles ou grandes toitures), l'énergie produite est valorisée par le schéma d'autoconsommation défini comme suit : l'énergie directement autoconsommée est valorisée au prix de détail (30% de l'énergie dans le résidentiel, 70% dans le tertiaire, en cohérence avec le rapport sur l'autoconsommation<sup>113</sup>). L'énergie non autoconsommée, injectée sur le réseau, est valorisée au prix de marché de gros.

Pour les **centrales au sol**, la vente sur le marché de gros est retenue comme unique source de valorisation.

A partir du **taux de rentabilité interne**, l'installation annuelle est possible uniquement si le TRI est supérieur au WACC<sup>114</sup>. La capacité installée annuellement dans chaque région est évaluée selon le produit :

**(TRI-WACC) x Coefficient A x Potentiel maximum**

Cela permet de rendre compte de l'augmentation des installations avec l'augmentation du rendement de l'installation. Le coefficient A est calé nationalement à partir des données de sensibilités communiquées par la DGEC à partir des résultats des appels d'offres.

- **Capacité annuelle installée**

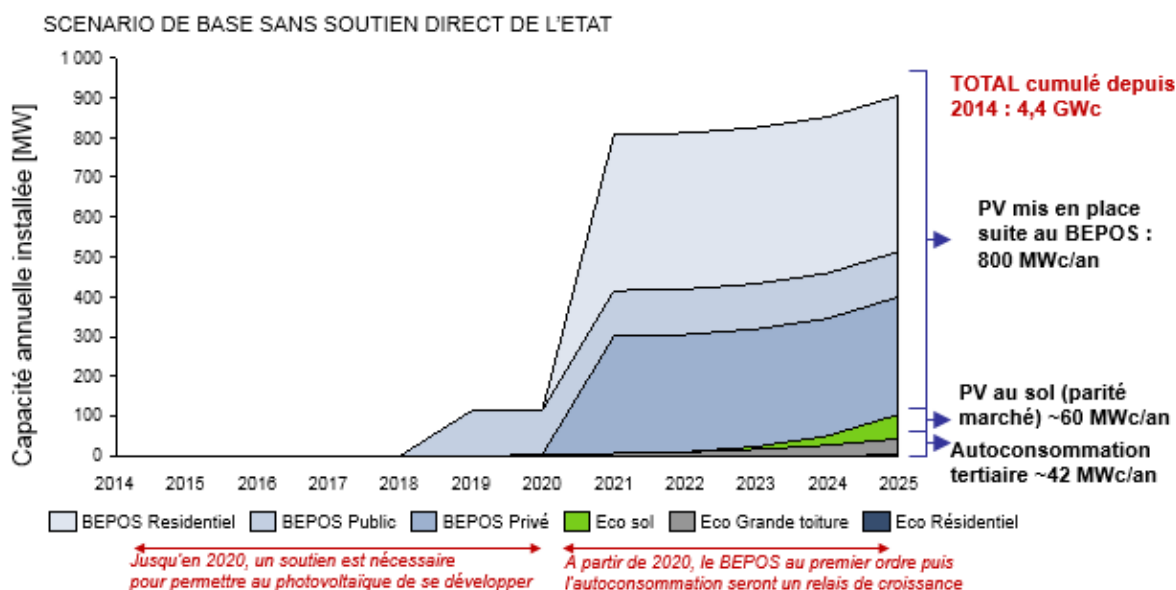
**Pour le scénario de base, le BEPOS sera le levier prédominant de développement d'ici à 2025.**

<sup>112</sup> Le calcul du TRI (IRR en anglais) prend en compte l'ensemble des flux financiers qui interviennent dans la durée de vie d'un projet. Ces flux sont actualisés à un certain taux. Le taux de rentabilité interne est le taux d'actualisation qui rend la valeur actuelle nette du projet nulle (projet neutre). Si ce taux est très élevé, alors le projet est très rentable. Si ce TRI est supérieur au WACC (le taux d'actualisation utilisé en général dans un investissement), alors le projet sera rentable, des bénéfices seront dégagés.

<sup>113</sup> « Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable », Décembre 2014, DGEC

<sup>114</sup> WACC : coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC en anglais), c'est le taux de rentabilité annuel moyen attendu par des investisseurs dans un projet. Si ce taux est supérieur au TRI, alors le projet ne sera pas rentable du point de vue des investisseurs (le capital investi coûte plus cher).





**Hypothèses à date :** l'analyse des scénarios est réalisée à partir d'hypothèses d'évolution des coûts fournies par ICARE. Les prix de détail (prévision CRE d'ici à 2017) et de gros (forward 2017) n'évoluent pas, ni à la hausse ni à la baisse. Les installations retenues sont le coût moyen du surimposé sur les 3 segments des grandes toitures (9-36/36-100/sup100) et le coût moyen surimposé du résidentiel sur les deux segments

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

#### Figure 147 : Capacité annuelle installée dans le scénario de base

**Hypothèses à date :** l'analyse des scénarios est réalisée à partir d'hypothèses d'évolution des coûts fournies par ICARE. Les prix de détail (prévision CRE d'ici à 2017) et de gros (forward 2017) n'évoluent pas, ni à la hausse ni à la baisse. Les installations retenues sont le coût moyen du surimposé sur les 3 segments des grandes toitures (9-36/36-100/sup100) et le coût moyen surimposé du résidentiel sur les deux segments

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 147 illustre l'évolution de la capacité annuelle installée en France dans le scénario de base, sans soutien direct de l'état. Le photovoltaïque au sol (en vert) et l'autoconsommation (en gris) se développent à l'horizon 2021 dans le sud de la France car les installations y deviennent intéressantes économiquement. Avec la future réglementation thermique (RT 2020), tous les logements neufs devraient être à énergie positive ou proche de zéro en 2020, entraînant un pic de développement de capacité à partir de 2021. Le segment BEPOS public commence à se développer dès 2018 comme l'impose la réglementation européenne pour les bâtiments publics.

**Dans le scénario de base, l'installation annuelle de PV dépassera 800 MWc dès 2021. Les besoins de soutien de la filière devraient donc diminuer voire disparaître à cet horizon : la filière ne se développera plus grâce aux subventions, mais pour des raisons économiques ou réglementaires. Il est donc nécessaire de préparer cette transition lors des cinq prochaines années.**

**Trois facteurs peuvent modifier cette dynamique :** les règles et dates de déploiement du BEPOS, le prix du marché de détail de l'électricité et le soutien à la filière.

Pour que le scénario de base se réalise, il sera nécessaire que des modèles d'affaires se développent et que certaines limites réglementaires disparaissent.

- La valorisation par l'autoconsommation nécessitera un agrégateur pour valoriser l'énergie injectée sur le marché. Il n'y a pas d'exigence réglementaire dans ce cas.
- Le modèle d'autoconsommation est requis pour valoriser l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques (hors centrale au sol). Cela nécessite la mise en place d'un cadre réglementaire à l'autoconsommation pour le résidentiel et les grandes toitures, déterminant les éléments de la facture qui pourront être économisés grâce à l'autoconsommation.







Dans certains cas (par exemple les logements collectifs en BEPOS), des problèmes locaux (de taille de surface de toit) peuvent limiter le développement du photovoltaïque et sa valorisation. L'agrégation par un gestionnaire local ou un raccordement indirect par-delà le domaine public pourrait alors être nécessaire (installation photovoltaïque en dehors du point de livraison mais intégrée à la production dans le collectif). Du côté réglementaire, il faudra une autorisation du raccordement indirect sur un réseau privé au-delà du domaine public dans une certaine limite et la mise en place de gestionnaires locaux.

- **Analyse de sensibilité**

Plusieurs analyses de sensibilité ont été réalisées sur le scénario de base :

- Le déploiement économique du photovoltaïque (parités réseaux et marchés, BEPOS) dépend des conditions des marchés de gros, de détail et du taux d'autoconsommation. L'installation annuelle sous le régime de l'autoconsommation est analysée ici selon trois facteurs structurants : le prix de gros, le prix du marché de détail et le taux d'autoconsommation.
- Le développement du PV par le BEPOS pourrait évoluer selon l'anticipation du déploiement réalisée par les acteurs, selon le décalage de l'obligation du BEPOS dans le temps et selon la définition du BEPOS (sensibilité décrites préalablement).

Le Tableau 16 résume les résultats des analyses de sensibilité du scénario de référence selon six hypothèses relatives à ces facteurs. Le résultat est notamment très sensible au prix de marché de gros d'une part, et aux hypothèses de développement et déploiement du BEPOS d'autre part.

Hypothèse	Analyse de sensibilité	Impact	
<b>1</b> Hypothèse d'évolution des prix de détail	+ 20% du prix variable	Apparition de l'autoconso. Résidentielle (~10 MWc/an) <u>Grandes toitures</u> : + 85 MWc/an en 2025 et 411 MWc cumulés	
<b>2</b> Hypothèse d'évolution des prix de gros	+ 20% du prix	Pas d'effet sur les toitures. <u>Centrales au Sol</u> : + 240 MWc/an en 2025 avec 800 MWc cumulés supplémentaires	
<b>3</b> Hypothèse du taux d'autoconsommation Les taux d'autoconsommation, 70% pour les grandes toitures et 30% pour les résidentiels, peuvent être plus importants si la capacité installée est réduite ou si une optimisation locale est menée	+ 20 points	Résidentiel : Apparition de l'autoconsommation dès 2020. 35 MWc/an en 2025 <u>Grandes toitures</u> : + 48 MWc/an en 2025	
<b>4</b> Anticipation de la réglementation BEPOS Il est possible que certains acteurs du bâtiment anticipent la RT 2020 et les bâtiments BEPOS	Anticipation linéaire sur 2 ans	+ 800 MWc cumulés d'ici à 2025	
<b>5</b> Décalage de la réglementation BEPOS Les pouvoirs publics ont la possibilité de décaler la mise en place de la RT 2020, en l'anticipant d'un point de vue réglementaire	Anticipation forcée de deux ans	+ 1600 MWc cumulés anticipée	
<b>6</b> Détails de la réglementation BEPOS La réglementation BEPOS n'est pas encore fixée, et peut avoir un impact sur l'utilisation de certaines technologies comme le PV	Modification des règles BEPOS	Ecart de -200 à + 100 MWc par année anticipée selon les règles	

**Tableau 16 : Analyse de sensibilité autour du scénario de base sans subventions**

### • Coût pour l'Etat

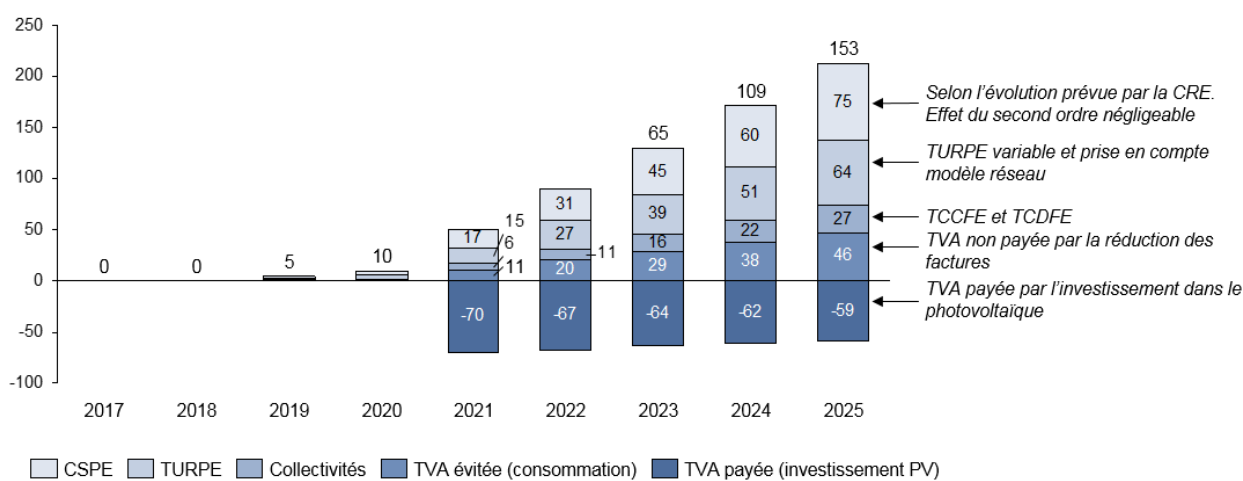
Malgré l'absence d'aide directe, le développement du photovoltaïque dans ce scénario de base correspond à des transferts de valeur entre les comptes publics. La Figure 148 illustre ce manque à gagner pour chaque compte public. Ainsi, l'autoconsommation réduit la facture d'électricité, diminuant les recettes de TVA sur factures, des TCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité) et de la CPSE (contribution au service public de l'électricité) (exemptée en cas d'autoconsommation). De plus, l'autoconsommation entraîne une baisse des revenus du TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) dans l'hypothèse d'une prise en compte du modèle réseau.

**Ces manques à gagner sont très faibles dans le scénario de base, avec un total de 125 M€/an en 2025. De plus, ils sont compensés par la TVA supplémentaire liée aux investissements dans le photovoltaïque.**

#### MANQUE A GAGNER ANNUEL POUR LES FONDS PUBLICS DANS LE SCENARIO DE BASE

Hypothèse : Valorisation du PV des BEPOS par l'autoconsommation

M€/an



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, TURPE HTA BT 4

**Figure 148 : Manque à gagner pour les fonds publics dans le scénario de base**

Pour comparaison, les fonds publics qui sont affectés par ces effets représentaient :

- Pour le TURPE HTA/BT, un revenu prévu de 13,1 milliards d'euros annuels (en 2015) à ERDF<sup>115</sup>, comprenant les charges de capital, les charges de fonctionnement et le coût d'accès au réseau public de transport). L'impact en 2025 aura un effet de ~0,4% en 2025 (à revenu du TURPE fixe)
- Pour la TVA, un revenu de ~190 milliards d'euros à l'échelle nationale (l'effet en 2025 étant quasi-nul, car la dépense annuelle en installations PV est compensée par les économies de factures).
- Pour la CSPE, un revenu de 11 milliards d'euros en 2025 est prévu par la CRE<sup>116</sup>. L'impact en 2025 sera donc de ~0,7%
- Pour les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (qui inclut la TCCFE et la TCDFE), EDF reversait 1,6 milliards d'euros en 2011<sup>117</sup>, soit un impact de l'autoconsommation maximum de ~1,5% en 2025 (en supposant les revenus de la taxe fixe jusqu'en 2025).

<sup>115</sup> Délibération du 12/12/13 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

<sup>116</sup> « La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective

<sup>117</sup> « Le guide statistique de la fiscalité directe locale 2011-2012 », chap. 7, Ministère de l'intérieur

### 3.1.2. Enjeux d'un dispositif de soutien de transition (2016-2023)

La période 2016-2020 est clairement une période de transition puisqu'elle verra progressivement se mettre en place les conditions techniques et économiques qui permettront un développement du PV sans soutien d'environ 1 GW /an à partir de 2020.

Dans ce cadre, la politique publique a le choix entre 2 approches :

- **Approche n°1 : Ne pas prolonger le soutien pendant la période de transition et attendre le développement économique naturel en 2020** : ceci permettrait de réduire à zéro le coût du dispositif de soutien pendant cette période de transition mais entraînerait l'arrêt de l'activité de la filière pendant 4 ans, en attendant le redémarrage autonome de la filière en 2019/2020 ;
- **Approche n°2 : Mettre en œuvre un dispositif de soutien de transition** qui garantisse une activité PV stable et continue entre 2016 et 2020 tout en la réorientant vers les segments et les modèles d'affaire porteurs pour la période post 2020.

L'approche n°2 permet de répondre aux enjeux de la filière PV tels qu'analysés dans la première partie de l'étude (cf partie 1) :

- **Enjeux d'atteinte des objectifs ENR et PPE** : le maintien d'un marché PV significatif est nécessaire pour atteindre les objectifs ENR français ainsi que les objectifs de la PPE ;
- **Enjeux de compétitivité des entreprises françaises** : l'arrêt soudain du marché français ne permettrait pas aux entreprises françaises encore insuffisamment positionnées sur l'export de survivre. A contrario, une activité stable mais réorientée permet aux entreprises françaises de gagner en compétitivité sur les technologies et modèles d'affaire d'avenir ;
- **Enjeux d'emploi** : un arrêt des installations PV pendant 5 ans détruirait l'ensemble des emplois associés et ne laisserait que les emplois associés aux activités d'exploitation et maintenance.

Après 13 années de politique de soutien au PV, qui peut être globalement divisée en 4 phases (cf. partie 1.2 Etat des Lieux de la politique publique en France), cette approche n°2 permettrait de définir une **5<sup>ème</sup> phase du dispositif de soutien** à la filière PV, lui permettant de survivre, mais aussi de se renforcer et de se transformer pour être pleinement compétitive lorsque le dispositif de soutien n'aura plus besoin d'être maintenu (ou au moins pas de manière aussi massive que sur la période de transition).

De manière schématique, cette approche de « dispositif de transition » permet de définir une trajectoire globale de scénario de la demande et de dresser un pont entre 2015 et 2020, comme le montre la Figure 149.

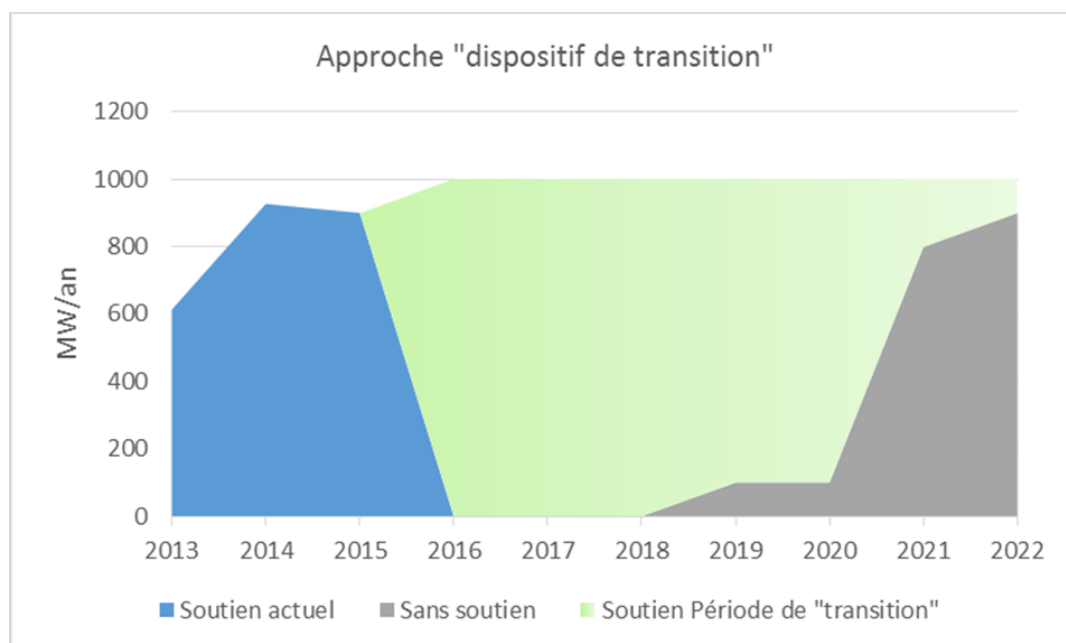


Figure 149: Capacité annuelle installée sans soutien et avec dispositif de transition

L'objectif de ce dispositif de soutien peut être formulé de la manière suivante : « **permettre un développement équilibré de la filière PV pendant la période de transition (2016-2020) en accord avec les objectifs ENR français et la PPE** »

## 3.2. Proposition de dispositif de soutien

Il est indispensable d'expliciter les objectifs poursuivis avant de proposer un dispositif de politique publique. Ainsi, cette section, après avoir défini les objectifs et leviers du dispositif de soutien, en proposera les modalités, tant du côté du soutien à la demande que du côté du soutien à l'offre.

### 3.2.1. Objectifs et leviers

Pour compléter l'objectif général formulé ci-dessus, on peut définir des **objectifs spécifiques de 1<sup>er</sup> ordre** qui correspondent aux enjeux croisés développement du PV en France, comme le montre la Figure 150:

- **Optimiser le coût du dispositif de soutien**, c'est-à-dire veiller à l'efficacité de la politique publique en maximisant le rapport W installé / € soutien
- **Maximiser les emplois français**, c'est-à-dire orienter le dispositif pour enrichir le contenu en emploi
- **Favoriser la croissance de la filière française**, c'est-à-dire contribuer à l'émergence de champions nationaux et veiller à la capitalisation d'un savoir-faire de pointe
- **Préparer le développement du marché PV sans soutien**, c'est-à-dire orienter d'ores et déjà les acteurs vers les modalités de PV sans soutien
- **Contribuer au bon fonctionnement du système électrique**, en évitant la déconnexion entre le PV et le marché de l'électricité

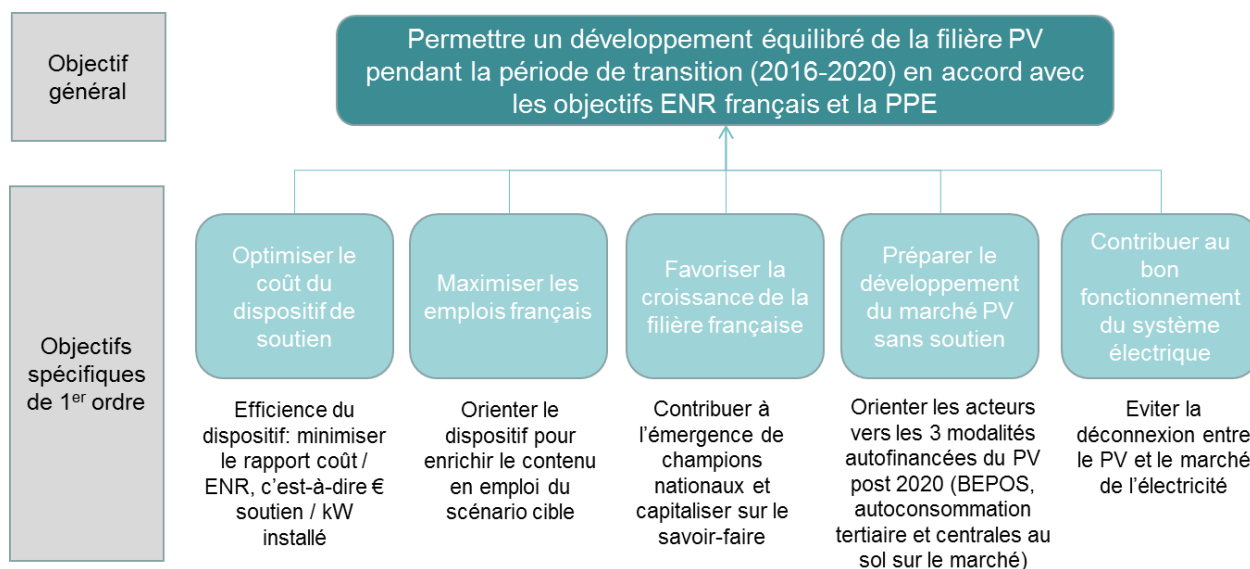


Figure 150 : Objectifs pour le dispositif de politique publique

Pour mettre au point un dispositif de soutien qui atteigne ces objectifs, il est nécessaire de définir un **dispositif de soutien à la demande**, mais aussi un **dispositif de soutien à l'offre**, et de manière équilibrée : en effet, un trop faible soutien à l'offre entraînerait un risque de satisfaction de la demande par des entreprises étrangères et donc un faible contenu en emploi français du MW installé. A contrario, un trop faible soutien à la demande et donc un faible marché domestique compliquerait le développement des entreprises françaises.

En ce qui concerne le soutien à la demande, on peut identifier 2 volets principaux :

- La définition **du dispositif de financement de la demande**, qui permet d'orienter les installations vers les segments souhaités
- La modification du **cadre technico-réglementaire**, afin d'accompagner le développement des techniques et modèles d'affaires souhaités

En ce qui concerne le soutien à l'offre, on peut aussi identifier 2 volets principaux :

- Le dispositif de **soutien à l'innovation**, pour faire émerger des champions sur les technologies prometteuses et disposer ainsi d'un avantage compétitif dans la compétition mondiale.
- Le dispositif de **soutien à l'export**, dans la mesure où une présence renforcée sur le marché mondial est indispensable pour assurer une taille critique pour la filière française.

Le schéma ci-dessous (Figure 151) montre comment ces 2 leviers s'articulent pour contribuer aux objectifs du dispositif de politique publique.

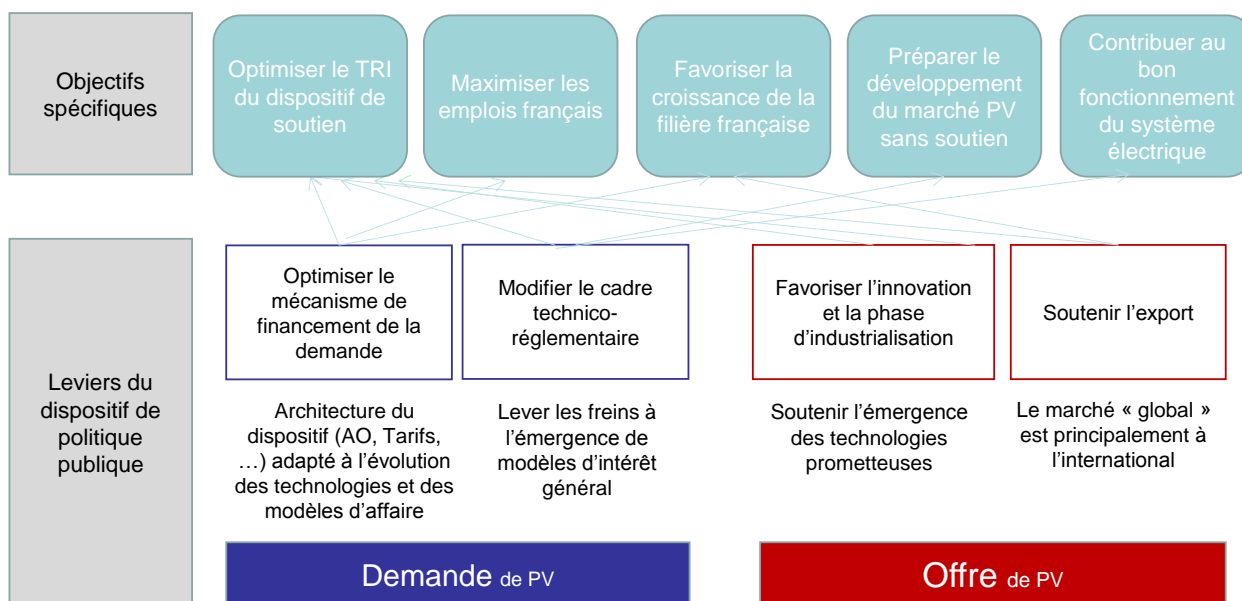


Figure 151 : Articulation des leviers du dispositif de politique publique



### 3.2.2. Dispositif de soutien à la demande

#### 3.2.2.1. Evolution du dispositif de financement de la demande

Le dispositif de soutien doit évoluer pour être d'une part plus efficace et d'autre part s'adapter au nouveau paradigme PV.

Pour cela, il est utile de mettre à plat l'ensemble des variables du dispositif de financement, afin d'identifier les évolutions possibles.

Le schéma ci-dessous (Figure 152), explicite l'ensemble des variables utilisées, que ce soit en termes de segmentation des installations ou en paramétrage de la formule de soutien. Les variables utilisées actuellement sont indiquées en bleu clair.

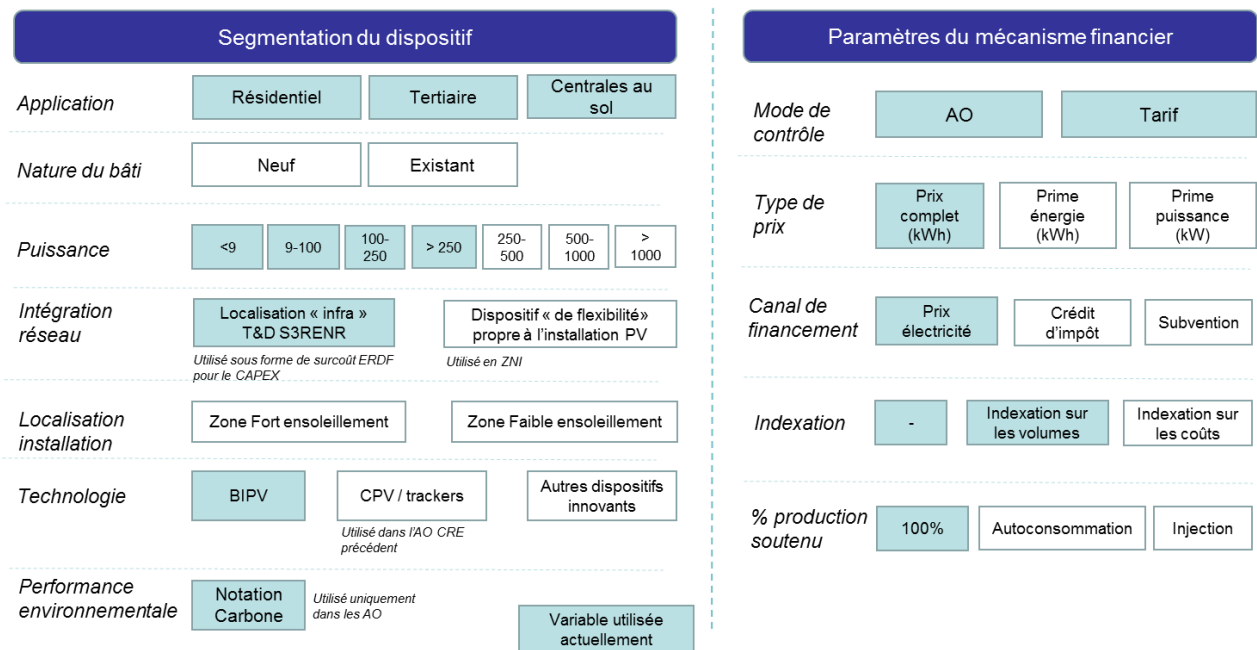


Figure 152 : Variables du dispositif de financement de la demande

On peut ainsi noter les éléments suivants du dispositif actuel :

- Les installations sur bâti neuf ou existant ne sont pas distinguées.
- Il n'est pas effectué de segmentation suivant la localisation des installations (et notamment l'ensoleillement).
- Les technologies BIPV sont les seules technologies spécifiques actuellement soutenues.
- Les prix (tarifs ou prix AO) sont dimensionnés sur l'énergie produite, et non sur la puissance installée (investissement).
- Le seul canal de financement utilisé est le prix de l'électricité via la CSPE.
- 100% de l'énergie produite est valorisée via le dispositif de soutien.

La réorientation du dispositif de financement nécessitera d'effectuer d'autres choix de variables afin de s'adapter aux technologies et modèles d'affaire souhaités, dont pour rappel les trois principaux sont les suivants :

- Technologies sur bâtiment neuf dans le contexte de la future RT 2020 / BEPOS.
- Autoconsommation sur les segments pertinents.
- Mise sur le marché des centrales au sol.

Pour ce dernier modèle d'affaire, la DGEC travaillant d'ores et déjà sur la définition d'un dispositif « marché plus prime », ce dispositif ne sera pas détaillé dans cette étude.

Les principales recommandations pour faire évoluer le dispositif de financement de la demande sont les suivantes :

- Articuler vision « énergie » et vision « valeur ajoutée ».
- Rééquilibrer les installations de PV vers le neuf résidentiel.
- Permettre à l'autoconsommation de se développer de manière pertinente.
- Continuer à soutenir de manière ciblée les technologies innovantes.
- Améliorer la visibilité et la stabilité du dispositif.

### 3.2.2.1.1. Articuler vision « énergie » et vision « valeur ajoutée »

#### • Problématique

Pour répondre aux objectifs complémentaires définis pour la politique publique PV, il paraît intéressant d'articuler deux stratégies distinctes qui découlent de 2 visions différentes du PV: la **vision « énergie »** et la **vision « valeur ajoutée »**.

La vision « énergie », portée notamment par les énergéticiens, valorise **exclusivement le PV comme un moyen efficace de produire de l'électricité** et va donc s'intéresser principalement à ses caractéristiques en tant qu'infrastructure de production : coût marginal, coût complet, contribution à l'équilibre offre / demande, qualité du productible (fréquence, tension), contribution aux services systèmes.

Dans ce cadre, les objectifs découlant de cette vision énergie sont naturellement :

- Un volume important de production.
- Une production au moindre coût.
- Une intégration des contraintes classiques des infrastructures de production électrique (flexibilité, contribution aux services systèmes, ...).
- Une localisation indifférente si ce n'est au regard des contraintes du système de transmission et distribution.

Cette vision a pour conséquence une **stratégie « centralisée »**, c'est-à-dire privilégiant les installations de grande taille et les localisations dans les zones sans contrainte de réseau, ainsi que les technologies les plus éprouvées.

Le coût de cette stratégie est logiquement financé par le « système électrique » (sur l'assiette des consommateurs d'électricité via la CSPE), dans le cadre des objectifs ENR que se fixe le système énergétique français.

La vision « valeur ajoutée » est autre : elle valorise le dispositif PV comme une valeur ajoutée supplémentaire intégrée à une autre infrastructure économique (exemple : un logement, un ensemble architectural, un centre commercial, une exploitation agricole, ...), et va donc s'intéresser non seulement à la production d'électricité mais surtout à ce que l'installation PV peut apporter en synergie avec l'autre infrastructure économique. Ces valeurs ajoutées peuvent être de différente nature (énergétique, architecturale, structurelle, climatique, ...), et se valorisent dans d'autres modèles d'affaire que la production d'énergie (exemple : la valeur d'achat de l'infrastructure, les économies de facture énergétique, ...).

Dans ce cadre, les objectifs découlant de cette vision sont autres :

- Une production intégrée dans le système énergétique de l'infrastructure (notion de flexibilité et d'interface plus que de volume électrique).
- Un surcoût à l'investissement à comparer au coût de l'infrastructure et non au coût des autres sources de production d'électricité.
- Une rentabilité très hétérogène car dépendante de la valorisation dans le modèle d'affaire de l'infrastructure sous-jacente.
- Des structures applicatives à adapter à la diversité des supports.

Cette vision a pour conséquence une **stratégie « diffuse et hétérogène »**, c'est-à-dire privilégiant les installations de petite à moyenne taille, fonction des infrastructures sur lesquelles elles se greffent, et avec des contraintes de coût moindres qui laissent la place à une grande variété de technologies innovantes dont le contenu en emploi est, par ailleurs, plus important.

Il n'y a pas de logique naturelle à ce que le coût de cette stratégie soit financé par le « système électrique » dans la mesure où les objectifs poursuivis ne sont pas nécessairement alignés avec ceux du système électrique : d'autres assiettes peuvent être mobilisées comme l'impôt sur le revenu ou l'impôt sur les sociétés.

Comme on le voit sur le Tableau 17, ces 2 visions contribuent de manière complémentaire aux objectifs définis pour le dispositif de politique publique :

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	post 2020	système électrique
Vision « énergie »		+			+	+
Vision « valeur ajoutée »			+	+	+	

**Tableau 17 : Contribution des 2 visions aux objectifs**

- **Constat**

Les 2 stratégies sont aujourd’hui mises en œuvre dans le dispositif de soutien actuel, mais de manière exclusive sur chaque segment :

- Pour les centrales au sol, c’est la vision énergie qui domine avec les AO CRE qui favorisent la baisse des coûts et les technologies éprouvées.
- Pour les installations en toiture (P<100kW), c’est la vision « valeur ajoutée » qui est exclusivement utilisée puisque seules les installations avec une valeur ajoutée « intégré au bâti » sont financées, générant un surcoût qui est pris en charge par le système électrique via la CSPE.

- **Recommandations**

Permettre aux deux stratégies de s’exprimer, et ce sur chacun des segments, à travers deux recommandations :

**Recommandation 1** : Rétablir un tarif pour les technologies standard (« surimposé ») pour les installations de faible et moyenne puissance (0-100 kW)

- Augmentation des volumes surimposés au détriment des volumes « intégré au bâti »
- Baisse du coût des installations sur le segment (0-100 kW).

Ce nouvel essor des technologies « surimposées » nécessitera un accompagnement technique des installateurs.

**Recommandation 2** : Faire financer les technologies « valeur ajoutée » par un dispositif fiscal (crédit d’impôts pour les particuliers, amortissement accéléré pour les entreprises), et mettant en place un système de contrôle plus adapté basé sur une classification des installations et du matériel.

- Réduction du coût pour la CSPE.
- Maintien d’un dispositif qui soutient les entreprises innovantes et les technologies plus riches en emploi.
- Limiter la fraude aux incitations fiscales.

Ce dispositif fiscal devra être confirmé régulièrement.

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Réintroduire un tarif surimposé « raisonnablement rentable »	+				+
2	Faire financer les technologies « valeur ajoutée » par un dispositif fiscal et mettre en place un système de contrôle plus adapté basé sur une classification des installations et du matériel.		+	+		

**Tableau 18 : Contribution des recommandations « Articulation énergie/VA » aux objectifs**

### 3.2.2.1.2. Rééquilibrer les installations de PV vers le neuf résidentiel

#### • Problématique

Dans le scénario d'une RT 2020 qui rendrait obligatoire le BEPOS à l'échelle du bâtiment, le segment du neuf occuperait une place majoritaire dans les installations PV, contrairement à la situation actuelle où la grande majorité des installations se fait dans l'existant.

Or d'une part l'installation d'un système PV mobilise **une chaîne d'acteurs différente** selon le caractère neuf ou existant du bâtiment, notamment en ce qui concerne le logement privé (constructeur, promoteur, banque, futur habitant), avec des **critères de décision différents** (capacité d'investissement, ...) et d'autre part les **solutions techniques et organisationnelles à apporter dans le cas du neuf sont différentes de celles relevant de l'existant** (préfabriqué, financement, ...).

Dans ce cadre, préparer l'ensemble de la filière à cette nouvelle orientation permettra notamment aux acteurs français de gagner en compétitivité dans ce domaine afin d'optimiser le coût global et le contenu en emploi de ce segment dès 2020.

Si les volumes de PV sur bâti neuf se trouvaient à eux-seuls suffisants pour atteindre les objectifs de PV sur toiture, la question du soutien à l'installation PV sur des bâtiments existants pourrait se poser car celle-ci est moins optimale à la fois économiquement et techniquement.

#### • Constat

Les tarifs actuels ne distinguent pas le cas du bâtiment neuf de celui de l'existant, et bien que le calcul montre une rentabilité supérieure pour les installations sur bâti neuf, il y a très peu d'installations dans le résidentiel neuf. Ceci est lié à la capacité limitée d'emprunt des ménages qui n'incite pas la chaîne des décisionnaires à privilégier un coût supplémentaire à l'investissement qui serait compensé par des revenus différés sur 20 ans à travers un tarif d'achat. Le frein à l'investissement est ainsi le frein principal à la diffusion du PV dans le neuf résidentiel.

Ceci est très différent pour les locaux tertiaires où les acteurs, dans une logique de coût global et de valorisation de l'infrastructure dans un marché déjà en partie sensible à la valeur verte de bâtiments efficaces énergétiquement, peuvent dans certains cas opter pour une installation PV dans le cadre des tarifs actuels.

#### • Recommandations

A la fois orienter les installations vers ce segment d'avenir qu'est le neuf, mais aussi adopter pour une stratégie résiliente (pertinente si la future RT 2020 ne fait pas le choix du BEPOS), à travers 3 recommandations.

**Recommandation 1 :** Fixer au plus vite le cadre technique de la RT 2020 pour pouvoir anticiper les volumes de PV dans le neuf.

- Enclencher la mobilisation des acteurs qui sont aujourd'hui en position d'attente à seulement 4 ans de la mise en œuvre de la RT 2020

**Recommandation 2 :** Lever le frein à l'investissement PV dans le résidentiel neuf en changeant le mode d'incitation, c'est-à-dire en remplaçant le tarif d'achat par une prime à l'investissement.

- Augmentation des volumes dans le neuf et préparation de la filière au post 2020

**Recommandation 3** : Maintenir un tarif de soutien pour le bâtiment existant dans l'incertitude des volumes à venir dans le neuf.

- Maintenir les emplois de la filière actuellement orientée vers l'existant
- Compléter les volumes PV du neuf pour atteindre les objectifs PV de la PPE

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Fixer de manière urgente le cadre technique de la RT 2020 pour pouvoir anticiper les volumes de PV dans le neuf	+	+	+	+	
2	Pour le neuf résidentiel, changer le mode d'incitation en passant du « tarif » à une prime à l'investissement			+	+	
3	Maintenir un tarif de soutien pour le bâtiment existant		+	+		+

**Tableau 19 : Contribution des recommandations "neuf" aux objectifs**

### 3.2.2.1.3. Encadrer le développement de l'autoconsommation sur les segments pertinents

#### • Problématique

Du point de vue du consommateur, l'autoconsommation est un modèle d'affaire qui est amené à se développer inéluctablement de manière « naturelle » au fur et à mesure de la baisse des coûts de production (quand ceux-ci seront suffisamment en dessous du prix de l'électricité achetée au réseau pour compenser la vente sur le marché de l'électricité en excès), mais aussi en raison de l'arrivée de bâtiments BEPOS qui mettront à disposition des installations de production PV pour un coût marginal nul. Ce raisonnement, basé sur la facture énergétique qui est principalement fonction de l'énergie consommée et produite, ne tient pas compte des contraintes du système électrique, qui sont exprimées autant en puissance qu'en énergie, et un développement « non planifié » et massif de cette autoconsommation pourrait d'une part poser des problèmes de puissance au réseau de distribution, et d'autre part, en diminuant l'électricité consommée en provenance du réseau, priver celui-ci de ressources financières qui sont actuellement principalement assises sur la consommation énergétique.

L'autoconsommation fait donc le plus de sens quand elle est équilibrée, c'est-à-dire quand elle s'appuie sur un équilibre production / consommation non seulement au niveau énergie, mais aussi au niveau puissance, et donc quand elle se traduit par la réduction des puissances soutirées et injectées sur le réseau, ce qui permet d'effectuer des économies pour le réseau, tant au niveau des capacités de production (équilibre offre/demande) qu'au niveau des investissements sur le réseau de distribution.

Ainsi, c'est d'une part principalement lors de la création de nouveaux raccordements de consommation (bâtiments neufs) que l'optimisation fait le plus de sens, et c'est d'autre part sur les segments présentant un taux d'autoconsommation potentiel élevé que cette autoconsommation est pertinente.

Ainsi, si le taux d'autoconsommation est relativement faible sur le segment résidentiel (en raison du décalage temporel de profil consommation / production PV), ce taux est naturellement plus élevé sur le segment tertiaire (plus faible rapport production / consommation et alignement temporel des profils production / consommation). Enfin, c'est au niveau du quartier que ce taux d'autoconsommation est le plus élevé, celui-ci bénéficiant du foisonnement des profils des différents segments (résidentiel, tertiaire, industrie, transport, ...), même si cela pose des questions réglementaires puisque la distribution d'électricité sur la voie publique relève du monopole du GRD.

Il faut aussi noter que les dispositifs d'autoconsommation nécessitent la mise en place d'Energy Management Systems (EMS), qui permettent de gérer intelligemment l'équilibre production / consommation à la maille de l'entité autoconsommatrice.

Par ailleurs, le coût d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation pour la puissance publique (représenté par la CSPE) est moindre que pour un dispositif de soutien à l'injection puisque sur la part de l'électricité autoconsommée, la puissance publique doit uniquement compenser l'écart entre le tarif de vente de l'électricité et le LCOE de la production PV. Le coût global doit cependant intégrer le manque à gagner du fournisseur d'électricité.

Au-delà des bénéfices économiques directs, l'autoconsommation permet au consommateur, grâce à une meilleure appropriation des effets directs de la production PV, de porter une plus grande attention au bon fonctionnement de l'installation et d'atteindre ainsi une meilleure efficacité énergétique.

Dans ce contexte, il est opportun pour l'intérêt général de planifier et d'orienter cette autoconsommation, vers les segments qui permettront d'effectuer des synergies avec le réseau de distribution.

- **Constat**

L'autoconsommation a commencé à se développer d'ores-et-déjà de manière non planifiée, que ce soit pour des raisons économiques ou des raisons de choix personnels de comportement énergétique, et ce en l'absence de tout système d'incitation.

Par ailleurs, un certain nombre de régions (Poitou-Charentes, Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Alsace) ont lancé des dispositifs expérimentaux d'autoconsommation via des appels à projet ciblés principalement sur le tertiaire, avec des critères de taux d'autoconsommation minimal à respecter et des conditions de puissance injectée à respecter.

Enfin, les acteurs français ont exprimé un consensus (dans le cadre du Groupe de Travail Autoconsommation réuni en 2014) quant à l'opportunité de développer l'autoconsommation pour le segment tertiaire dans certaines conditions.

- **Recommandations**

Encadrer le développement de l'autoconsommation en l'orientant vers les segments pertinents et les modalités créatrices de valeur, à travers quatre recommandations :

**Recommandation 1** : Instaurer un dispositif de soutien à l'autoconsommation pour le tertiaire, au niveau des tarifs comme des AO (avec un taux minimal d'autoconsommation), en coexistence avec le dispositif de soutien à l'injection.

- Diminution du coût de soutien
- Synergies au niveau du système électrique sur le segment du neuf

**Recommandation 2** : Instaurer un dispositif de soutien à l'autoconsommation à la maille du quartier pour les opérations d'aménagement à travers des appels à projet pour expérimenter les modalités de mise en place de gestionnaire local de flexibilité.

- Diminution du coût de soutien
- Développement de technologies de flexibilité innovantes
- Investissements évités au niveau du réseau de distribution

**Recommandation 3** : Proposer pour le résidentiel neuf BEPOS un dispositif de soutien à l'autoconsommation, sous forme de prime à l'investissement (basé sur un taux minimal d'autoconsommation).

- Limiter le périmètre de l'autoconsommation au segment BEPOS résidentiel, afin de tester les modalités du futur résidentiel RT 2020
- Synergies de distribution dans le cas de nouveaux lotissements BEPOS
- Test de nouvelles technologies innovantes dans le secteur résidentiel



**Recommandation 4 :** Pour l'ensemble des segments ci-dessus, définir le mode de soutien à l'autoconsommation par une formule  $A \times \text{électricité autoconsommée} + B \times \text{électricité injectée} - C \times \text{Puissance injectée}$ , que ce soit pour les tarifs, la prime à l'investissement ou les AO

- En surévaluant A et en sous-évaluant B pour inciter à de forts taux d'autoconsommation
- Permettant de limiter les puissances injectées

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	préparation post 2020	système électrique
1	Instaurer un dispositif de soutien à l'autoconsommation pour le tertiaire, au niveau des tarifs comme des AO, en coexistence avec le dispositif de soutien à l'injection	+		+	+	+
2	Instaurer un dispositif de soutien à l'autoconsommation à la maille du quartier pour les opérations d'aménagement	+		+	+	+
3	Sur le résidentiel, réserver un dispositif spécifique de soutien autoconsommation au neuf	+			+	
4	Accompagner la transition vers ce mode grâce à un dispositif de soutien adapté et complémentaire de la rémunération « naturelle », permettant l'essor de nouvelles compétences (agrégation / flexibilité)	+	+	+	+	

**Tableau 20 : Contribution des recommandations "autoconsommation" aux objectifs**

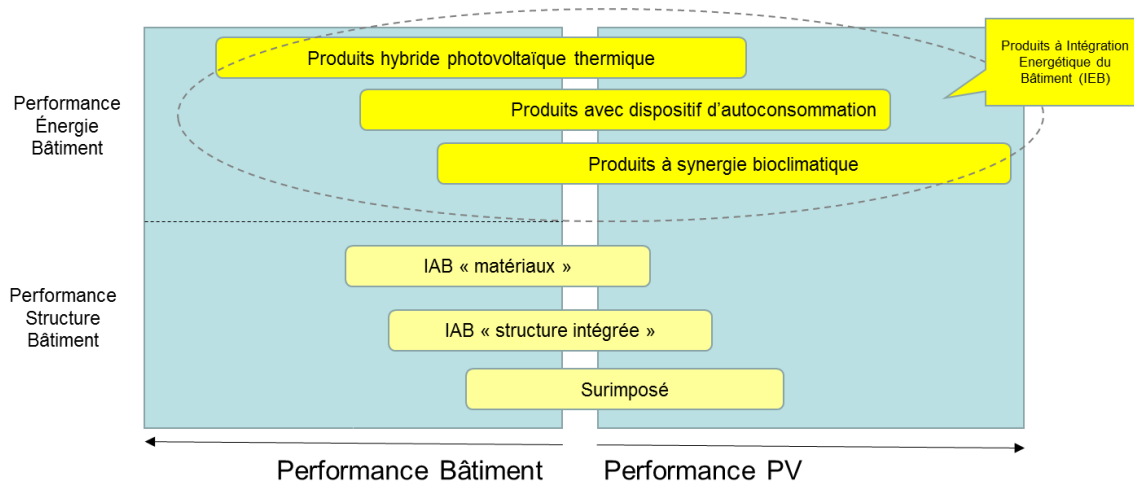
#### 3.2.2.1.4. Redéfinir le soutien aux technologies innovantes

- **Problématique**

Les technologies innovantes ont besoin d'être soutenues à travers le dispositif de soutien de la demande car la compétition internationale est très intense et le soutien par la demande permet aux acteurs innovants de baisser les coûts et d'être compétitifs.

Ceci concerne les technologies d'intégration au bâtiment comme les technologies liées au rendement ou à l'intégration au réseau.

En ce qui concerne les structures innovantes, différents segments peuvent être envisagés: l'intégration aux toitures mais aussi les structures sur supports atypiques comme les champs agricoles ou les serres (avec des mécanismes d'orientation et de rétractabilité) ou encore les surfaces aquatiques. Pour l'intégration aux toitures, la notion « d'intégré » pourrait être utilement élargie aux questions d'intégration énergétique plutôt que d'être limitée à des questions d'intégration architecturale (comme le montre la Figure 153) : cet enjeu est clé dans la future RT 2020, que cette intégration soit au niveau bioclimatique, thermique ou électrique. Ces produits pourront trouver ainsi une double valorisation : à travers la réduction de la facture énergétique et parce qu'ils feront l'objet d'une intégration favorable dans le référentiel de calcul de la RT 2020.



**Figure 153 : Elargissement aux Produits à Intégration Énergétique**

En ce qui concerne les hauts rendements, différentes technologies concurrentes ont besoin aujourd'hui de terrains d'industrialisation pour à la fois avancer sur la courbe d'expérience et servir de vitrines pour des clients internationaux : ceci est vrai pour les technologies de silicium haut rendement ou encore le CPV, même si le marché naturel de certaines de ces technologies n'est pas en France.

En ce qui concerne l'intégration électrique, il est très utile de favoriser les dispositifs de flexibilité réseau (écrêtement, DR couplé ENR/consommation) pour les centrales au sol, mais aussi dans le cadre de l'autoconsommation et de la gestion de la puissance injectée sur le réseau, et ce au-delà des AMI Smart Grids actuels qui permettent de tester ces systèmes.

- **Constat**

Les seules innovations aujourd'hui soutenues sont les technologies BIPV à travers un tarif d'achat spécifique ou l'obligation d'utiliser un système ISB dans le cas des AO simplifiés des AO CRE. Les AO CRE ne contiennent plus de lot dédié aux autres innovations. On note toutefois l'exigence de mettre en œuvre une innovation sur les centrales mises en concurrence dans le cadre de l'AO P>250kW clôturé en juin 2015.

- **Recommandations**

**Recommandation 1 :** Changer le mode de soutien aux technologies innovantes en passant du tarif à une prime à l'investissement.

- Plus grande facilité à contrôler le matériel innovant, et donc de limiter la fraude
- Diminution du coût pour la CSPE

**Recommandation 2 :** Pérenniser le principe du lot Innovation pour les AO CRE à la place d'une note innovation.

- Permet de focaliser le soutien sur les technologies stratégiques
- L'impact CSPE est plus limité que pour les tarifs car le niveau absolu de coût est plus faible

**Recommandation 3 :** soutenir 3 catégories d'innovations stratégiques : les structures innovantes et l'intégration au sens large, les hauts rendements et les dispositifs de flexibilité.

- Préparer la filière aux orientations post 2020
- Favoriser les entreprises innovantes
- Veiller à la bonne intégration dans le réseau électrique

**Recommandation 4 :** abandonner le soutien aux innovations qui relèvent du marché architectural qui est aujourd'hui encore un marché de niche. Celui-ci pourrait devenir un marché plus massif à l'avenir, si le coût de fabrication des solutions intégrées développées diminue suffisamment.

- Diminution du coût du dispositif de soutien

**Recommandation 5 :** Veiller à ce que les technologies PV d'intégration énergétique du bâtiment (IEB), comme par exemple les technologies PV Thermique, robustes et performantes, fassent l'objet d'une prise en compte favorable dans le référentiel de calcul de la RT 2020

- Préparer un marché favorable post 2020 pour les entreprises innovantes dans ce domaine

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	préparation post 2020	système électrique
1	Changer le mode de soutien aux technologies innovantes en passant du tarif à une prime à l'investissement	+		+	+	
2	Pérenniser le principe du lot Innovation pour les AO CRE à la place d'une note innovation			+	+	
3	Soutenir 3 catégories d'innovations stratégiques : les structures innovantes et l'intégration au sens large, les hauts rendements et les dispositifs de flexibilité		+	+	+	
4	Abandonner le soutien aux innovations qui relèvent du marché de niche architectural	+				
5	Veiller à ce que les technologies PV d'intégration énergétique du bâtiment (IEB) fassent l'objet d'une prise en compte favorable dans le référentiel de calcul de la RT 2020			+	+	

**Tableau 21 : Contribution des recommandations "innovations" aux objectifs**

### 3.2.2.1.5. Renforcer la visibilité et la stabilité du dispositif de soutien

#### • Problématique

L'évolution très rapide des coûts des systèmes photovoltaïques et par conséquent des modèles d'affaire pose des difficultés au législateur quant à la stabilité et la visibilité du dispositif de soutien qu'il met en œuvre.

Par visibilité du dispositif de soutien, on entend le caractère public de la planification des différents événements du dispositif de soutien dans les 5 années à venir, que ce soit en terme d'évolution des tarifs, de volume et de condition exigées dans les appels d'offre. Cette visibilité permet aux acteurs privés de définir leur stratégie, que ce soit une stratégie d'investissement ou une stratégie commerciale. Ceci concerne à la fois les acteurs de la filière PV (fabricants, développeurs de projet, investisseurs) mais aussi les clients finaux (particuliers, entreprises) qui décident d'investir dans une installation PV.

Par stabilité du dispositif de soutien, on entend le fait de ne pas changer les règles de ce dispositif pendant une certaine période définie à l'avance (3 ans ou 5 ans). La stabilité est aussi indispensable aux acteurs privés pour qu'ils puissent mettre en œuvre leur stratégie.

#### • Constat

La visibilité du dispositif de soutien est aujourd'hui limitée à plusieurs niveaux.

En ce qui concerne les tarifs, le système d'élasticité prix-volume et l'ajustement trimestriel, s'il permet aux pouvoirs publics de contrôler les volumes installés sur ces segments, ne permet pas aux clients finaux de prévoir le tarif d'achat en vigueur au moment du dépôt de la demande de raccordement et donc de planifier le modèle d'affaire d'un investissement PV.

En ce qui concerne les AO CRE, leur annonce séquentielle, tant en termes de volumes que de conditions techniques (cahier des charges), ne permet pas aux acteurs d'anticiper ces volumes et de bâtir une stratégie industrielle à moyen-terme.

- **Recommandations**

**Recommandation 1** : Fixer un objectif partagé à 5 ans en termes de volume annuel installé par segment.

- La PPE devrait permettre de définir un nouvel objectif de capacité PV partagé par l'ensemble des acteurs de la filière. Cet objectif doit être détaillé sur la période 2016-2020 et être décliné par segment, par usage, et par technologie.

**Recommandation 2** : Définir des règles stables de financement pour la période de transition.

- Les principales caractéristiques du dispositif de financement doivent être définies pour l'ensemble de la période 2016-2020 : ceci comprend le principe des tarifs et des crédits d'impôt, ainsi que l'orientation vers des mécanismes incitatifs pour l'autoconsommation. Les montants doivent bien sûr faire l'objet de mécanismes d'ajustement annuels dans la limite de corridors qui permettent aux acteurs une bonne anticipation du niveau de soutien.
- La stabilité du financement est un moyen de baisser le « risque » pour les acteurs privés et en conséquence de diminuer le coût de financement, ce qui « in fine » réduit le niveau de soutien nécessaire à la demande

**Recommandation 3** : Donner une visibilité sur les volumes AO pour la période de transition.

- La visibilité sur les volumes des AO, tant sur le volume global que sur la part réservée aux technologies innovantes, est un élément clé pour le financement des industriels comme pour l'anticipation des développeurs. Dans une logique d'ajustement conjoncturel, ce plan de charge pour les années 2016-2020 peut et doit être revu annuellement dans la limite de l'objectif annuel défini pour la période de transition
- Comme mentionné précédemment, la réduction du risque associé à cette visibilité permet aussi à l'Etat de réduire le coût du dispositif de soutien

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	préparation post 2020	système électrique
1	Fixer un objectif partagé à 5 ans en termes d'installations annuelle par segment	+	+	+	+	
2	Définir des règles stables de financement pour la période de transition	+	+	+	+	
3	Donner une visibilité sur les volumes AO pour la période de transition	+	+	+	+	

**Tableau 22 : Contribution des recommandations "visibilité" aux objectifs**

### 3.2.2.1.6. Autres recommandations sur les tarifs d'achat

- **Problématique et constat**

Différentes problématiques complémentaires ont été soulevées concernant les tarifs d'achat.

Il n'existe pas aujourd'hui de dispositif général permettant de valoriser la haute qualité environnementale des systèmes PV. Or on a pu observer dans le cadre des AO CRE que l'introduction d'une notation environnementale sous la forme d'une notation carbone avait permis de manière efficace de valoriser la bonne performance carbone de certains fournisseurs européens. De la même manière, faire émerger un référentiel de notation carbone des systèmes PV < 100 KW (sous la forme d'un référencement produit ou d'un label de qualité environnementale, au niveau français ou européen), permettrait de valoriser la bonne performance environnementale des fabricants français. L'ordre de grandeur de l'enjeu emploi associé est non négligeable (environ +2%).

Il a été montré précédemment la très grande variation du LCOE sur le territoire national en raison du différentiel d'ensoleillement entre le Nord et le Sud de la France. Le choix de ne proposer qu'un tarif d'achat,

actuellement calé sur le milieu de la France, conduit de fait à offrir une sur-rentabilité aux installations du Sud de la France, et une sous-rentabilité aux installations du Nord de la France. Dans le cadre de la montée en puissance des volumes de production PV et de la prise en compte des problématiques d'intégration dans le réseau de distribution, il paraît intéressant de répartir de manière plus homogène les installations PV, ce qui pourrait être fait à travers une modulation des tarifs, et ce pour un même coût global. L'arrivée de la RT 2020, et de la possible réglementation BEPOS, qui s'appliquerait à l'ensemble des bâtiments neufs (avec aussi une modulation régionale) vient renforcer cette problématique car elle aura pour conséquence l'installation de PV en toiture sur une partie plus importante du territoire et ce mouvement doit être anticipé.

Enfin, la structure actuelle des tarifs et l'effet « marche d'escalier » induit par la segmentation en plages de puissance (0-3 kW, 3-9 kW, 9-36 kW, 36-100 kW) entraîne aujourd'hui des effets de « points d'accumulation » autour des valeurs seuil afin de profiter des meilleurs tarifs. Dans l'objectif de permettre une optimisation de la puissance installée en fonction du potentiel et des contraintes techniques, et non en fonction des tarifs (avec y compris l'effet pervers de morcellement non contrôlé d'une grande installation en installations de faible puissance), il paraîtrait intéressant de réduire cet effet « à-coup », en proposant une formule linéaire de dégressivité du tarif d'achat en fonction de la puissance.

- **Recommandations**

**Recommandation 1 :** Etablir un référentiel de notation environnementale pour les systèmes PV < 100 kW qui permette de valoriser la performance environnementale des fabricants.

**Recommandation 2 :** Introduire une modulation régionale des tarifs d'achat (exemple : modulation à la hausse pour les départements du Nord, à la baisse pour les départements du Sud).

**Recommandation 3 :** Paramétrer une formule multilinéaire du tarif d'achat sur la plage 0-100 kW pour limiter les effets de seuil.

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	Emplois par kWc	croissance filière	préparation post 2020	système électrique
1	Etablir un référentiel de notation environnementale pour les systèmes PV < 100 kW qui permette de valoriser la performance environnementale des fabricants		+	+		
2	Introduire une modulation régionale des tarifs de rachat (exemple : modulation à la hausse pour les départements du Nord, à la baisse pour les départements du Sud)	+			+	+
3	Paramétrer une formule multilinéaire du tarif de rachat sur la plage 0-100 kW pour limiter les effets de seuil	+				

**Tableau 23 : Contribution des recommandations "autres tarifs" aux objectifs**

### 3.2.2.1.7. Synthèse et contours du dispositif cible

L'adoption de l'ensemble des recommandations identifiées ci-dessus permet d'aboutir à un dispositif cible dont les contours principaux sont les suivants :

En préparation du paradigme post 2020 et dans une logique d'efficacité :

- Les installations de faible et moyenne puissance (< 100 kW) sont principalement financées par un tarif correspondant à des technologies standard. Un dispositif valeur ajoutée permet de soutenir les technologies innovantes.
- Les installations de grande puissance (> 100 kW) sont financées par des AO qui les préparent à intégrer le marché de l'électricité sur une base de technologies standard, ce dispositif étant complété par ailleurs par des lots correspondant à des technologies innovantes.

Application	Orientation post 2020	Dispositif « Energie »	Dispositif « valeur ajoutée »
Résidentiel	Rupture BEPOS + Autoconsommation	<p><b>&lt; 100 kW</b></p> <p><b>Dispositif de Tarif</b> veillant à concilier 3 problématiques</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valorisation des technologies « standard »</li> <li>- Orientation vers le neuf pour le résidentiel</li> <li>- Encadrement de l'autoconsommation</li> </ul>	<p><b>Soutien aux technologies innovantes (dispositif fiscal)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Intégration Energ. Bâtiment</li> <li>- Intégration structures</li> <li>- EMS</li> </ul>
Moyennes et grandes toitures			
Centrales au sol	Rentabilité sur le marché	<p><b>&gt; 100 kW</b></p> <p><b>AO en prix « marché + prime » favorisant l'évolution vers l'agrégation</b></p>	<p><b>Soutien aux technologies innovantes (lot)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Haut rendement</li> <li>- Structures innovantes</li> <li>- Dispositif de flexibilité</li> </ul>

**Figure 154 : Vision générale de l'articulation énergie / valeur ajoutée par type d'application**

Pour chaque segment application / puissance, les objectifs principaux visés par l'évolution sont articulés comme le montre la Figure 155 :

Application	Puissance (kW)	Dispositif actuel	Dispositif d'évolution	
			Existant	Neuf
Résidentiel	0-9	T1 IAB (27c) T5 (7c)	Alléger le coût du dispositif tout en maintenant du volume sur un segment intense en emplois	Débloquer le marché du neuf particulier pour préparer le futur BEPOS et l'autoconsommation
Moyennes et grandes toitures	9-100	T4 ISB (13c) T5 (7c)	Alléger le coût du dispositif tout en orientant vers l'autoconsommation	Proposer un nouveau modèle préparant le futur BEPOS et l'autoconsommation
	100-250	AO simplifié ISB	Proposer un modèle préparant la rentabilité sur les marchés tout en permettant l'autoconsommation quand cela est pertinent	
Centrales au sol	>250	AO standard	Proposer un modèle préparant la rentabilité sur le marché	

**Figure 155 : Articulation des objectifs principaux d'évolution par segment**

Pour répondre à ces objectifs, voici en Figure 156 une synthèse du dispositif recommandé sur le volet « énergie ». On notera les évolutions suivantes

- Des tarifs d'achat calés sur le coût des technologies surimposées



- Pour le résidentiel (<9 kW), l'introduction d'une prime à l'investissement pour le neuf, et pour les bâtiments BEPOS, dimensionnée sur un taux minimal
- Pour le tertiaire (tarif et AO), la coexistence d'un dispositif injection et d'un dispositif autoconsommation, dans une logique d'apprentissage de ce nouveau modèle d'affaire
- Pour les centrales au sol, le passage en « marché + prime »

Application	Puissance (kW)	Dispositif actuel	Existant	Neuf
Résidentiel	0-9	T1 IAB (27c) T5 (7c)	Tarif unique calé sur le surimposé	Prime à l'investissement calée sur le surimposé (et orientée auto-conso pour le BEPOS: financement de A et B avec un taux fixe de 30%)
Moyennes et grandes toitures	9-100	T4 ISB (13c) T5 (7c)	Tarif unique calé sur le surimposé	Tarif autoconsommation(A,B,C) calé sur le surimposé
	100-250	AO simplifié ISB	AO « surimposé » en mode injection / « marché + prime »	AO « surimposé » en mode autoconsommation (« bid » sur A,B et C)
Centrales au sol	>250	AO standard	AO en mode « marché + prime »	

**Figure 156 : Synthèse par segment du dispositif "énergie"**

Ce dispositif est complété pour chaque segment par un volet « valeur ajoutée », comme le montre la Figure 157, avec les caractéristiques suivantes :

- Pour le dispositif de guichet (tarifs, < 100 kW), un complément via un crédit d'impôt pour les particuliers (CITE) et un amortissement accéléré<sup>118</sup> pour les entreprises
- Pour les AO, la présence de « lots technologiques »

<sup>118</sup> L'amortissement représente l'amoindrissement de la valeur d'un élément d'actif résultant de l'usage, du temps ou de l'évolution des techniques, ou de toute autre cause. Contrairement à l'amortissement linéaire où l'annuité déductible est constante, l'amortissement accéléré est une variante de l'amortissement dégressif où les annuités déductibles ne sont pas constantes : elles sont plus élevées les premières années d'utilisation d'actif.

Application	Puissance (kW)	Dispositif actuel	
Résidentiel	0-9	T1 IAB (27c) T5 (7c)	<p><i>CITE PV Innovant (IAB, Intégration énergétique)</i></p> <p><i>Créer la filière française Intégration Energétique / ne pas détruire la filière française IAB /</i></p>
Moyennes et grandes toitures	9-100	T4 ISB (13c) T5 (7c)	<p><i>Amortissement accéléré PV Innovant (IAB, Intégration énergétique bâti)</i></p> <p><i>Ne pas détruire la filière française ISB</i></p>
	100-250	AO simplifié ISB	<p><i>Lot Innovation: Haut rendement, structures innovantes, dispositif de flexibilité</i></p>
Centrales au sol	>250	AO standard	<p><i>Offrir le terrain d'expérimentation nécessaire pour l'affrontement sur le marché mondial</i></p>

Figure 157 : Synthèse par segment du dispositif « valeur ajoutée »

### 3.2.2.2. Evolution du dispositif réglementaire

Pour accompagner les évolutions souhaitées du dispositif de soutien à la demande, il est nécessaire de faire évoluer le dispositif réglementaire sur un certain nombre de points afin d'apporter une sécurité juridique indispensable au développement des acteurs.

#### 3.2.2.2.1. Identification des problématiques réglementaires clés

Cinq problématiques réglementaires et juridiques ont été identifiées

- **Réglementation Thermique 2020**

La réglementation qui s'applique aux bâtiments est clé puisqu'en permettant au PV d'être une condition quasi nécessaire à la conformité avec le RT, elle transfère le surcoût de l'installation PV du système économique énergétique au système économique du bâtiment. Comme cela a été rappelé précédemment, il est capital de réduire au plus vite l'incertitude concernant cette réglementation.

- **Acceptabilité architecturale et avis des ABF**

L'acceptabilité architecturale ayant été une des motivations de la politique française d'intégration au bâti, il est légitime de se reposer la question de cette acceptabilité au moment de l'évolution de la politique IAB. Sous la contrainte de développement durable, la réglementation relative à l'urbanisme se voit plus favorable à l'installation de systèmes PV sur les bâtis mais elle conserve cependant des préoccupations architecturales fortes via les prérogatives accordées aux Architectes des Bâtiments de France dans les zones protégées.

- **Statut de l'autoconsommation et de l'autoproduction**

La réglementation relative à l'autoconsommation et à l'autoproduction a besoin d'être précisée voire instaurée afin de rassurer et encourager les acteurs souhaitant développer cette pratique et afin d'éviter les dérives et les abus qui sont courants en cas de flou juridique.

De manière plus large, la question de l'autoconsommation pose de nouveau la question du modèle de rémunération du GRD et de l'opportunité qu'il y aurait du point de vue de l'alignement des coûts et des bénéfices, de basculer d'un modèle basé sur l'énergie à un modèle basé sur la puissance.

- **Contractualisation de la flexibilité de production PV**

Il y a aujourd'hui un frein à la généralisation et à la rentabilité de la mise en place de flexibilité de production PV : il n'y a actuellement pas d'incitation financière pour le producteur allant dans ce sens. Il faudrait ainsi instituer un cadre technico-juridique permettant au GRD de rémunérer un producteur PV pour ses effacements de production, tel qu'actuellement testé par ERDF dans le cadre des AMI Smart Grids (ex : Smart Vendée).

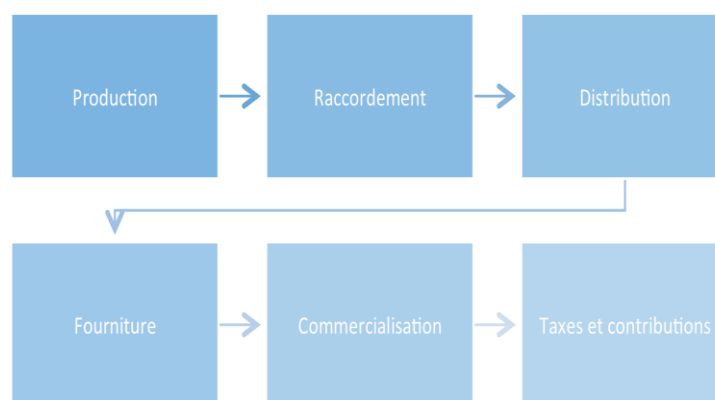
- **Labellisation environnementale des produits PV**

Dans le cadre des appels d'offre CRE, un référentiel a été établi par l'ADEME pour permettre une notation carbone des projets soumis. Si l'on souhaitait établir aussi une notation environnementale pour les installations < 100 kW (que ce soit dans le cadre d'un bonus de tarif ou d'un critère d'éligibilité au tarif), il faudrait pour cela que le système de notation environnementale puisse être considéré comme neutre, objectif, accessible à tous. Les autorités publiques devront ainsi démontrer que ce système, qu'il soit sous la forme d'un label, d'un écolabel, d'une certification, satisfait aux obligations de transparence et d'accès aux marchés de manière non discriminante, comme c'est le cas dans le cadre de la commande publique.

### 3.2.2.2. Focus sur la problématique de l'autoconsommation

Le cadre juridique actuel du marché de l'électricité n'a pas été conçu pour qu'un producteur fournisse directement et exclusivement sa production d'électricité à lui-même ou à un tiers sur le marché de détail (et de surcroît en utilisant un réseau privé pour acheminer sa production d'électricité au consommateur final).

Les développements suivants ont pour objet de confronter les verrous juridiques qui peuvent survenir dans le cadre de l'autoconsommation lors des différentes étapes de la chaîne du marché de l'énergie électrique représentée ci-dessous :



- **Etape de production**

- **Cadre réglementaire**

La loi du 10 février 2000 prévoit que toute personne peut, sous réserve d'obtenir une autorisation, exploiter librement toute nouvelle installation de production, l'Etat étant chargé d'une mission de service public de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité grâce à une programmation pluriannuelle des investissements de production fixant les objectifs à réaliser.

Seules les activités de production et de fourniture ont été totalement ouvertes à la concurrence, laissant subsister dans une situation de monopole, les activités de transport et de distribution de l'électricité.

Compte tenu de l'ouverture à la concurrence du secteur de la production, toute installation de production est libre, sous réserve des autorisations nécessaires (autorisation d'exploiter) que la production qui en résulte

soit utilisée en vue de sa vente, à travers le réseau public, **ou en vue de l'autoproduction** (L311-2 du Code de l'énergie).

Le décret du 7 septembre 2000 modifié le 15 décembre 2011 prévoit que les installations de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil, sont réputées autorisées dès lors que la puissance de l'installation est inférieure ou égale à 12 MW. L'article 2 du décret n°2000-877 stipule également que la demande d'autorisation nécessite, pour information, la ou les destinations prévues de l'électricité produite : à savoir, notamment, utilisation pour les besoins propres du producteur, vente à des consommateurs finaux éligibles ou à des clients éligibles, à Electricité de France (...)

- Bilan actuel

Sous réserve de respecter les obligations de déclaration/autorisation selon la puissance, le cadre relatif à la production d'électricité ne contient pas de disposition interdisant l'autoconsommation.

- **Etape de raccordement**

- Cadre réglementaire

En l'état, dans la documentation technique générale des gestionnaires de réseau, il apparaît que « toute installation nouvellement raccordée ou installation existante subissant une modification substantielle [...] ne doit avoir qu'un seul point de livraison desservant une seule entité juridique en son aval ».

Il sera donc nécessaire de clarifier le traitement de ces projets du point de vue des règles de raccordement afin de prendre notamment en compte les impacts technico-juridiques des raccordements indirects et afin d'apporter un cadre réglementaire aux réseaux privés.

- Bilan actuel

En ce qui concerne l'étape de raccordement, une clarification des schémas et une mise à jour de la documentation technique sont requises pour accompagner le développement de l'autoconsommation.

- Evolution en cours et/ou pouvant être envisagées

La délibération de la CRE du 25 février 2015, portant communication sur le développement des réseaux intelligents, prévoit une implication d'ERDF au cours de l'année 2015 pour analyser les impacts de la prise en compte d'un dispositif d'autoproduction pour les solutions de raccordement proposées aux clients.

- **Etape de distribution**

- Cadre réglementaire

En effectuant un raccordement indirect, le producteur va être amené à utiliser, pour la fourniture d'électricité, un réseau d'électricité. Dès lors, il convient de s'assurer que cette activité ne contrevient pas au monopole de distribution d'électricité détenu par ERDF et les DNN<sup>119</sup>.

Dans un arrêt en date du 12 juin 2012, la cour de cassation a pu confirmer la possibilité de réaliser un raccordement indirect tel qu' « *en mettant ses installations de raccordement au réseau public à disposition d'un producteur d'électricité tiers, [un opérateur] n'accomplit pas une opération de distribution d'électricité au sens de la directive 2009-72 du 13 juillet 2009* »<sup>120</sup>.

On retient donc que le fait d'utiliser un réseau privé créé de facto par un raccordement indirect ne correspond pas à une activité de distribution dont la gestion, faut-il le rappeler, relève des gestionnaires de réseaux (ERDF et ELD).

- Bilan actuel

L'étape de distribution nécessite également une clarification réglementaire pour accompagner l'autoconsommation.

- **Etape de fourniture**

---

<sup>119</sup> Distributeur non nationalisé sont des entreprises locales de distribution d'électricité et de gaz exerçant leurs activités sur un périmètre limité, par opposition à ERDF et GrDF qui desservent une large partie du territoire national.

<sup>120</sup> Cass.com, 12 juin 2012, n° 11-17 344 ERDF c/ Bioenerg & Tembec – Tarascon

- Cadre réglementaire

Dans tous les schémas proches de l'autoconsommation (et dénommés les schémas commerciaux dits de proximité) et dès lors que l'on ne retrouve pas cette identité de structure juridique, la vente de l'électricité produite est délicate à appréhender et ne doit entrer en concurrence ni avec le monopole de distribution rappelée ci-dessus, ni avec les dispositifs d'ordre public de protection qui ont été mis en place pour protéger les consommateurs. C'est le cas dès lors qu'il y a « revente » ou « rétrocession » de l'électricité<sup>121</sup>. Une telle rétrocession pose en outre des difficultés du point de vue du secret des données.

Dans un tel cas, il est alors indispensable de prendre en compte dans le montage du projet, la réversibilité de l'installation (cas de faillite, changement par l'exploitant de fournisseur, etc ...) ce qui peut avoir un impact non négligeable sur le bilan financier de l'opération.

- Bilan

Cette étape ne pose pas réellement de difficulté dès lors que l'on se trouve dans un cadre réel d'autoconsommation, c'est à dire d'identité (de personne physique ou morale) entre le producteur et le consommateur. Autrement, une clarification réglementaire est requise.

- **Etape de commercialisation de l'électricité produite**

- Cadre réglementaire

Cette dernière étape est liée à la première relative à la production. L'article L. 331-1 du Code de l'énergie dispose que « *tout client qui achète de l'électricité pour sa propre consommation ou qui achète de l'électricité pour la revendre a le droit de choisir son fournisseur d'électricité. Il peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur d'électricité de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat* ».

En jurisprudence, la cour de cassation a pu préciser, dans un arrêt rendu le 12 mai 1998, que les producteurs autonomes d'électricité sont en droit d'en vendre à des tiers<sup>122</sup>.

- Bilan

Même si rien dans la loi n'interdit la commercialisation dans le cadre de l'autoconsommation, il est nécessaire encore une fois de préciser cette faculté et de l'inscrire dans le dispositif réglementaire.

### **3.2.2.2.3. Focus sur l'acceptabilité architecturale et avis des ABF**

- **Rappel du rôle des Architectes des Bâtiments de France**

Les architectes des Bâtiments de France sont investis d'une triple mission :

- La protection et la mise en valeur du patrimoine architectural, urbain et paysager ;
- La gestion du patrimoine monumental (édifices protégés au titre de la législation sur les monuments historiques) et du patrimoine rural ;
- La promotion de la qualité de l'architecture et de l'urbanisme.

Les architectes des Bâtiments de France doivent être consultés pour les projets situés dans :

1. **Les secteurs sauvegardés** : Ce sont des zones urbaines soumises à des règles particulières en raison de leur « caractère historique, esthétique ou de nature à justifier la conservation, la restauration et la mise en valeur de tout ou partie d'un ensemble d'immeubles bâtis ou non »<sup>123</sup>. A compter de la publication de la décision de création d'un secteur sauvegardé, tout travail ayant pour effet de modifier l'état des immeubles est soumis à permis de construire ou à déclaration, après accord de l'architecte des bâtiments de France<sup>124</sup>.

---

<sup>121</sup> CA Versailles 19 juin 2012 – attention dans ce cas, il y avait un raccordement direct au réseau public

<sup>122</sup> Cass. com., 12 mai 1998, no 95-15.650, Bull. civ. IV, no 155, JCP E 1998, pan, no 26, p. 1017, RTD com. 1999, p. 177

<sup>123</sup> Code de l'urbanisme, art. L. 313-1

<sup>124</sup> C. urb., art. L. 313-2

2. **Les Zones de Protection du Patrimoine Architectural Urbain et Paysagiste (ZPPAUP)/ Aires de Mise en Valeur de l'Architecture et du Patrimoine (AMVAP)** : Ce sont, en droit de l'urbanisme français, des servitudes d'utilité publique ayant pour but de promouvoir la mise en valeur du patrimoine bâti et des espaces » (article L642-1 du Code du patrimoine). Depuis la loi Grenelle II, les AMVAP ont été instituées pour remplacer progressivement les ZPPAUP. Le code du patrimoine dote l'ABF d'un rôle consultatif dans la délivrance d'autorisations d'urbanisme (article L 642-3). L'avis de l'ABF est fondé sur la nécessité de protection du patrimoine.
3. **Les sites classés ou inscrits** : Ce sont des espaces ou des formations naturelles remarquables français dont le caractère historique, artistique, scientifique, légendaire ou pittoresque appelle, au nom de l'intérêt général, la conservation en l'état et la préservation de toutes atteintes graves (article L.341-1 et suivant du Code de l'environnement).
4. **Un périmètre de protection des immeubles classés ou inscrits au titre des monuments historiques** : C'est une servitude d'utilité publique qui s'applique autour de chaque édifice inscrit ou classé au titre des monuments historiques. Par défaut, le périmètre de protection est un rayon de 500m autour du bâtiment classé ou inscrit. Lorsqu'un immeuble est adossé à un immeuble classé ou situé dans le champ de visibilité d'un édifice classé ou inscrit au titre des monuments historiques, il ne peut faire l'objet d'aucune construction nouvelle, d'aucune démolition, d'aucun déboisement, d'aucune transformation ou modification de nature à en affecter l'aspect, sans une autorisation préalable<sup>125</sup>.

L'ABF émet un avis dont la nature diffère selon le type d'autorisation de travaux et le type d'espace protégé. Ainsi, l'avis de l'ABF peut être :

- « simple » c'est-à-dire qu'il ne s'impose pas à l'autorité compétente qui délivre l'autorisation de travaux,
  - « de conformité » c'est-à-dire qu'il s'impose à l'autorité compétente qui délivre l'autorisation de travaux,
  - « consultatif » c'est-à-dire qu'il n'est pas obligatoire mais demandé au titre de la compétence technique de l'ABF.
- **Acceptabilité architecturale et impact du rôle des ABF dans le cadre de l'implantation d'installations photovoltaïques en toiture**

Même si un des rôles premiers de l'ABF est de protéger le patrimoine architectural français, les pouvoirs publics se posent la question des compromis à trouver entre cette protection et le développement des ENR.

Dans cette dynamique-là, la **loi Grenelle 1** avait restreint le pouvoir des ABF en supprimant l'avis conforme pour les projets de constructions et travaux situés en ZPPAUP au profit d'un avis simple<sup>126</sup>. Toutefois, la loi portant Engagement National pour l'Environnement (ENE) **revient sur cette suppression en 2010** : l'article prévoit désormais qu'en cas de désaccord avec l'avis de l'architecte des Bâtiments de France, l'autorité compétente devra saisir le préfet de région dont la décision se substituera à l'avis critiqué<sup>127</sup>.

Une avancée importante pour l'intégration architecturale des systèmes PV est apportée en 2010 par l'ajout de l'article L. 111-6-2 au Code de l'urbanisme<sup>128</sup>. Cet article prévoit l'impossibilité d'opposer une disposition d'urbanisme dans le but de refuser « le recours à des matériaux ou des procédés favorables à la construction durable ». Parmi ces matériaux figurent « *les systèmes de production d'énergie à partir de sources renouvelables, lorsqu'ils correspondent aux besoins de la consommation domestique des occupants de l'immeuble...* »<sup>129</sup>. On peut par conséquent imaginer que les systèmes photovoltaïques,

<sup>125</sup> Article L.621-31 du Code du patrimoine

<sup>126</sup> La loi Grenelle 1 n° 2009-067 du 3 août 2009

<sup>127</sup> Article 28 de la loi ENE (loi portant Engagement National pour l'Environnement) du 12 juillet 2010

<sup>128</sup> Ajout réalisé par l'article 12 de la loi du 12 juillet 2010.

<sup>129</sup> Décret n° 2011-830 du 12 juillet 2011



lorsqu'ils sont dimensionnés pour de l'autoconsommation, peuvent désormais prétendre à cette inopposabilité et sous réserve que le bâtiment ne soit pas situé dans un périmètre de secteur sauvegardé ou d'un immeuble classé ou inscrit au titre des monuments historiques, une ZPPAUP ou encore un périmètre délimité après avis de l'ABF par délibération du Conseil municipal.

Toutefois, le principe d'inopposabilité reste soumis à l'obligation par l'autorité instructrice de s'assurer que le projet réponde au critère de « *bonne intégration architecturale du projet dans le bâti existant et dans le milieu environnant* », critère qui reste par essence soumis à interprétation.

Depuis la loi Grenelle 2 et afin de favoriser l'émergence des énergies renouvelables et notamment du PV en toiture, de nouveaux règlements ont été négociés localement pour les secteurs sauvegardés, les ZPPAUP et les AVAP afin de rendre possible une intégration plus grande du PV en toiture.

Des contentieux engagés suite à des refus des autorisations d'urbanisme pour l'installation de système PV reposaient en règle générale sur un avis simple défavorable d'un ABF lui-même fondé sur « *l'atteinte aux caractéristiques architecturales environnantes* ». Toutefois, certaines décisions malgré ce type d'avis défavorable ont pu être rendues en faveur des porteurs de projet en considérant que la motivation de ces avis de l'ABF devait être trop général.<sup>130</sup>

**En ce qui concerne les périmètres protégés, le développement du photovoltaïque en toiture ou en façade reste donc encore globalement contraint par les ABF. Toutefois, en dehors de ces zones et sous l'impulsion des exigences de développement durable, les dispositions applicables notamment au travers du code de l'urbanisme deviennent de plus en plus favorables à l'intégration des systèmes PV sur les bâtiments.**

### 3.2.2.3. Analyse de sensibilité à différents scénarios

Au-delà des recommandations générales exprimées plus haut, il est nécessaire d'identifier l'impact du choix de telle ou telle variable dans le dispositif de soutien de la demande. Pour cela une analyse de sensibilité emploi et coût par rapport au paramétrage du dispositif a été réalisée.

Trois étapes ont été suivies :

- Définition de scénarios contrastés
- Estimation des volumes installés et des prix constatés en réponse à ces scénarios
- Estimation des coûts de soutien et des emplois associés à ces scénarios

Il faut bien rappeler que ces calculs doivent être interprétés comme une analyse de sensibilité et non comme une modélisation prédictive de l'évolution du marché.

#### 3.2.2.3.1. Définition de 5 scénarios

Afin de pouvoir estimer l'impact économique, social et environnemental des différents dispositifs de politique publique, plusieurs scénarios contrastés ont été retenus. Ils permettent d'illustrer la sensibilité des impacts socio-économiques aux choix effectués par le législateur.

Pour cela 3 variables ont été utilisées:

- la répartition des installations en fonction de la puissance : forte proportion d'installations de grande puissance (« **grandes centrales** »), vs. forte proportion d'installations de faible puissance (« **toiture** »), ou encore une répartition équilibrée 50%/50% des installations (« **Equilibre** »)
- le choix des technologies visées : technologies « **standard** » vs. technologies « **innovantes** »
- le choix du mode de production favorisé par la rémunération : **injection** vs. **autoconsommation** (uniquement pour les segments pertinents)

---

<sup>130</sup> Cabinet Brun Cessac

Comme le montre la Figure 158, 5 scénarios ont finalement été définis et analysés : le scénario « toiture » n'a pas été retenu pour des raisons de coût trop important et tous les scénarios sont de type « injection » à l'exception du scénario 5.

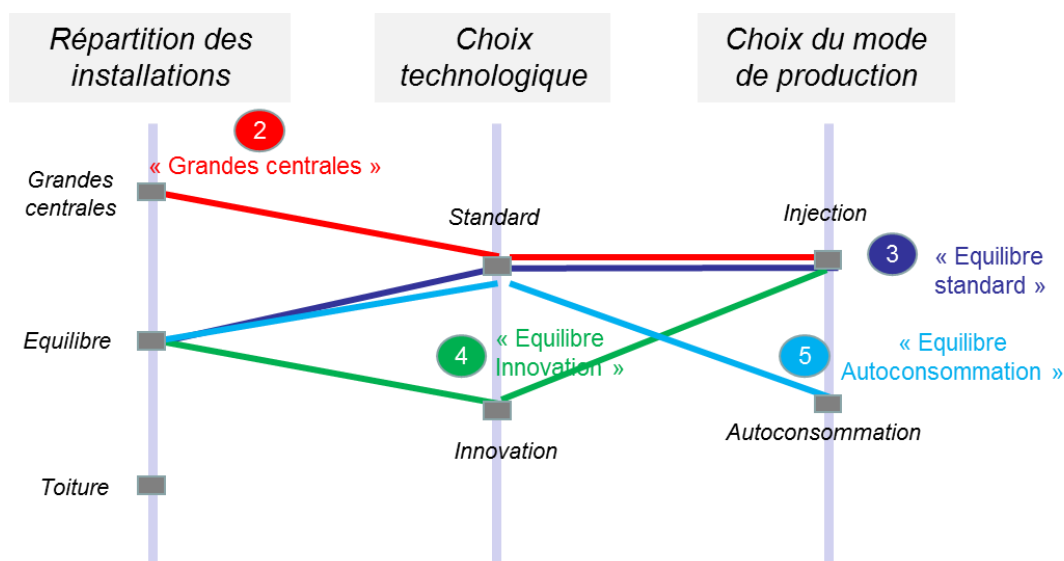


Figure 158 : Paramétrage des scénarios

#### Scénario 1 : Dispositif « Business As usual »

Ce scénario retient les mêmes caractéristiques de soutien que le dispositif actuel 2015 : volumes AO de 500 MW / an et tarifs dans la lignée des tarifs actuels et des annonces récentes (notamment redynamisation des surfaces commerciales), et ce dans l'objectif d'un volume annuel d'environ 1 GW

#### Scénario 2 : Dispositif « Grandes Centrales »

Ce scénario privilégie les installations industrielles de grande taille (principalement les centrales au sol) en augmentant les volumes des AO CRE (800 MW) et en réduisant l'attractivité des tarifs d'achat, sans prévoir de dispositif spécifique pour les systèmes PV innovants.

#### Scénario 3 : Dispositif « Equilibre standard »

Ce scénario vise un équilibre entre les installations industrielles de grande taille prévues par les AO CRE (500 MW) et les installations diffuses en toiture, grâce à des tarifs de soutien plus attractifs que dans le scénario 2. Comme dans le scénario précédent, il n'y a pas de dispositif spécifique privilégiant les technologies innovantes.

#### Scénario 4 : Dispositif « Equilibre Innovation »

Tout en restant dans l'équilibre Installations industrielles / installations diffuses en toiture du scénario précédent, ce scénario met en place une « poche » de soutien aux technologies innovantes, que ce soit dans les AO pour les installations industrielles (« lots technologiques ») ou au travers de dispositifs fiscaux incitatifs pour les installations diffuses en toiture.

#### Scénario 5 : Dispositif « Equilibre Autoconsommation »

Ce scénario est une variante du scénario Equilibre standard : les volumes et les tarifs représentent le même niveau de soutien que dans ce scénario, mais le soutien aux installations diffuses en toiture est orienté « autoconsommation », dans le sens où les tarifs privilégient l'autoconsommation en offrant des conditions plus attractives pour l'énergie autoconsommée que pour l'électricité injectée dans le réseau. Dans ce scénario, ce dispositif est activé pour le segment « tertiaire » et pour le segment « résidentiel neuf ».

### 3.2.2.3.2. Résultats en matière de volumes d'installation et de coûts

Le coût et le volume de PV installé annuellement ont été évalués afin de donner des éléments de comparaison des scénarios. Ils sont calculés sur la même méthode que le scénario de base : indépendamment des modalités de financement, un TRI est calculé pour chaque région et chaque segment, et ce TRI définit les volumes annuels du segment. Lorsque le scénario intègre des appels d'offres, le volume est fixé ce qui permet d'obtenir le TRI. Lorsqu'il s'agit de tarifs ou de prime accessible en « guichet ouvert », le complément de rémunération est fixé ce qui permet d'obtenir un volume d'installations annuel.

Les résultats présentés ci-dessous ne cherchent pas à représenter précisément le coût de la politique photovoltaïque de chacun des scénarios, mais de comparer les différentes options de politiques publiques avec une modélisation donnée. Ils ne prennent pas en compte d'éventuelles optimisations de financement (incitation financière sous forme de crédit d'impôt, sous forme de tarif d'achat ou de prime ex-post). Néanmoins, ils supposent que le développeur porte peu de risque supplémentaire vis-à-vis du tarif d'achat (ex : schéma de prime ex-post).

L'ensemble des scénarios de subvention a été calibré de manière à générer une capacité annuelle d'installations moyenne entre 960 et 1035 MW (Figure 159).

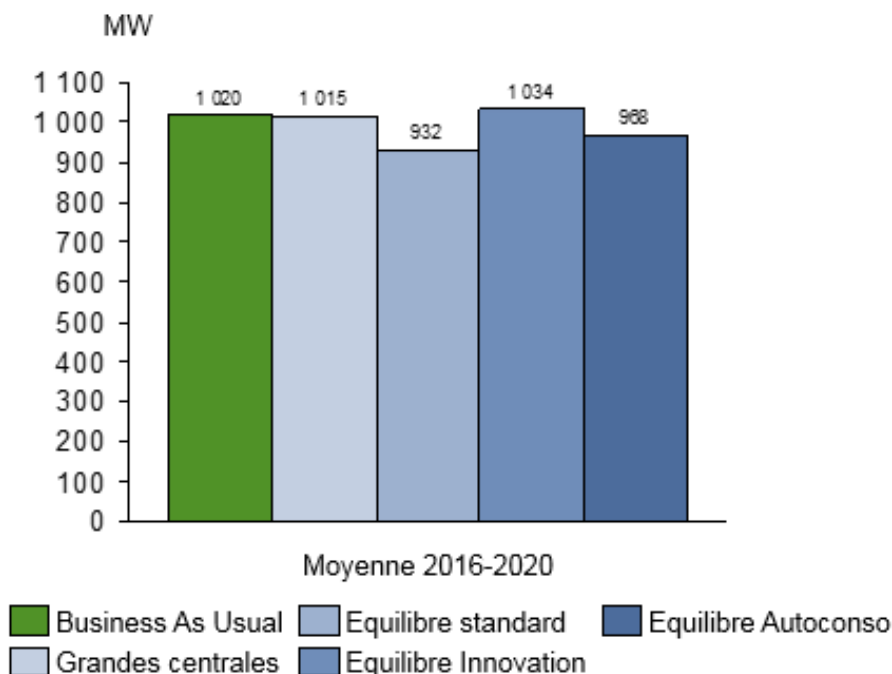


Figure 159 : Capacité annuelle installée [MW] dans les 5 scénarios de politique de la demande

A chaque scénario correspond un mix spécifique des segments (Figure 160). **Le scénario 1** est composé principalement d'installations résidentielles (IAB) et des résultats des appels d'offres (>100 kWc). Le tarif ISB étant faible par rapport au LCOE des installations qu'il cible, ce segment se développe peu dans le modèle. Afin d'atteindre une capacité annuelle moyenne de 1 GWc, les tarifs ont été supposés relevés pour l'IAB (LCOE + 40%, soit un tarif d'achat augmenté d'environ 30€/MWh) et pour l'ISB (de 80 €/MWh) pour permettre d'installer 300 MW d'IAB et 200 MW d'ISB. **Le scénario 2** concentre la capacité installée (80% du total) sur les installations importantes (via les appels d'offres). **Les scénarios 3, 4 et 5 sont plus équilibrés**, avec 50% d'appel d'offres et 50% de « guichet ouvert ». Cependant, **le scénario 3 s'appuie sur des technologies surimposées**, le scénario 4 sur un mix varié de technologies (IAB, IEB, CPV, etc...) et **le scénario 5** utilise l'autoconsommation pour soutenir les installations tertiaires et résidentielles neuves.

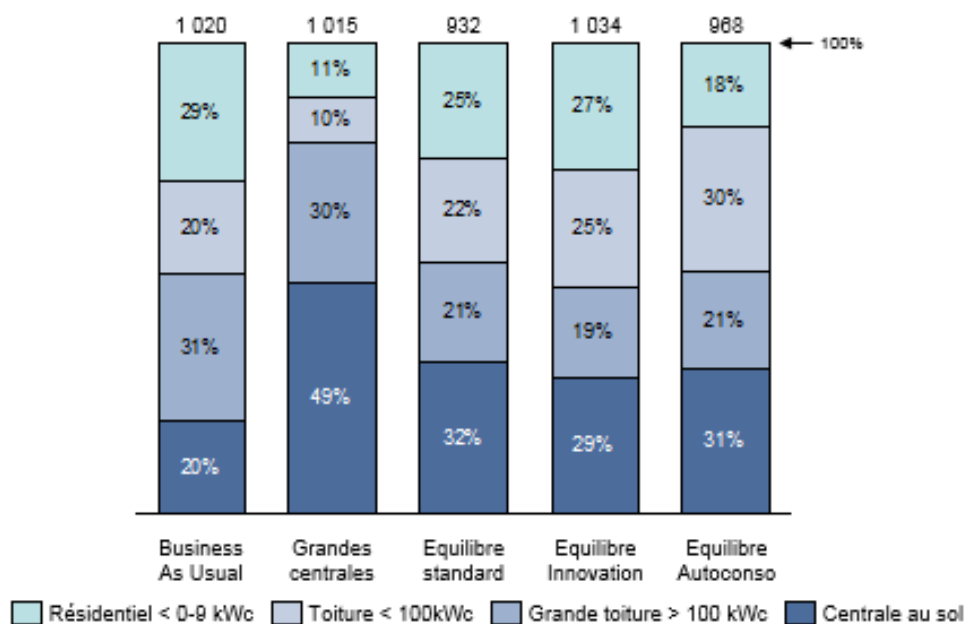


Figure 160 : Décomposition des scénarios selon les segments en moyenne sur 2016-2020

Dans le scénario 4, chaque segment est décomposé en plusieurs technologies d'intégration : surimposé, IAB/ISB, IEB (Figure 161). Cette dernière technologie n'est disponible que pour le neuf. En termes de capacité installée, le neuf n'est pas soumis à la règle liant le TRI aux capacités installées. En effet, si cette règle était valable, les constructeurs du neuf auraient déjà généralisé l'IAB dans leurs constructions, ce qui n'est pas le cas. Ainsi, il est supposé pour ce segment qu'un soutien suffisamment incitatif (LCOE + 20%), proposé dans une structure adéquate au neuf (aide à l'investissement), permettra aux prescripteurs de s'approprier la technologie, progressivement, de manière à ce qu'en 2020, 50% du potentiel annuel obtenu par le BEPOS bénéficie de la technologie. Cette hypothèse de modélisation explique la croissance des installations IEB dans le scénario 4.

Dans le scénario 5, un schéma de soutien d'autoconsommation est proposé pour les bâtiments neufs et existants du tertiaire et pour les bâtiments neufs du résidentiel. L'installation de capacités PV dans le neuf dans le scénario 5 est régie par les mêmes règles que dans le scénario 4, mais la forme du soutien n'est pas la même.

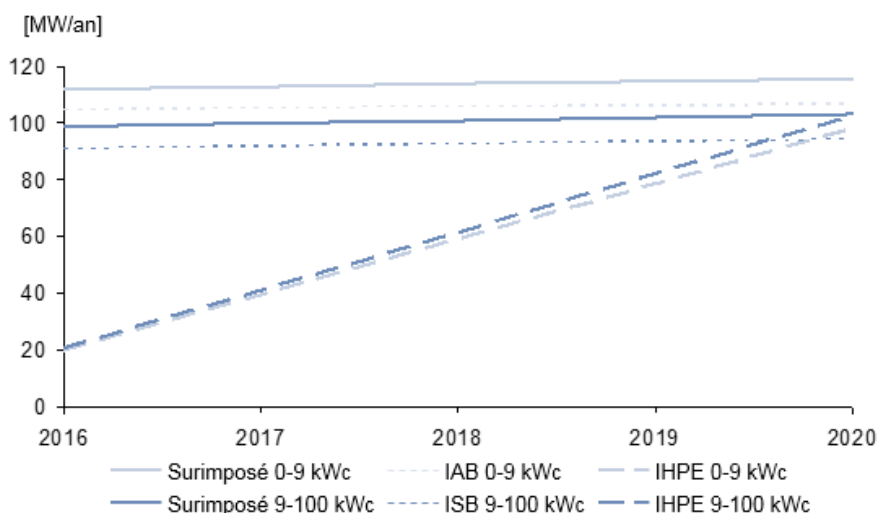
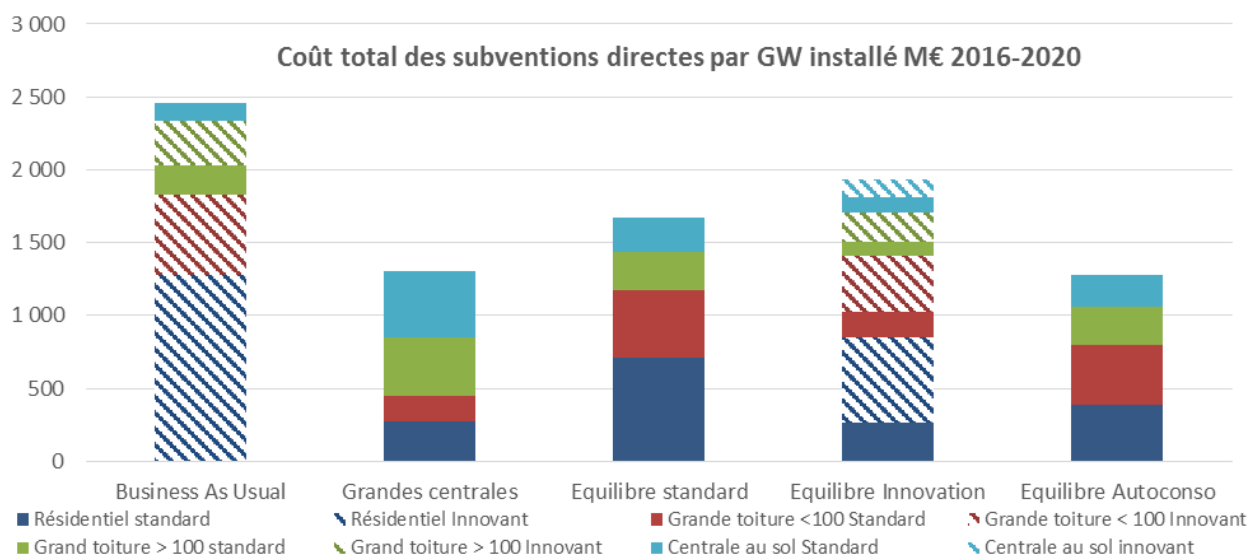


Figure 161 : Evolution des capacités annuelles installées sur le segment des puissances en toiture inférieures à 100 kWc dans le scénario 4

Si les 5 scénarios correspondent à un volume annuel déployé similaire, la composition de chacun de ces volumes est très différente. Cela a des conséquences sur le coût des scénarios.

- **Résultats des scénarios en termes de coûts directs**

Afin de comparer les coûts directs (CSPE, crédit d'impôts, subventions à l'investissement), le coût total des contrats (considérés sur 20 ans) est pris en compte et actualisé au taux de l'inflation (1,3%) retenu pour l'étude. Les résultats (Figure 162) montrent le coût plus élevé des scénarios 1 et 4, qui demandent d'installer des systèmes PV avec une part innovation (IAB, ISB, IEB) significative qui renchérit le coût unitaire du PV. Les résultats sont comparés au Gwc installé pour annihiler tout effet volume résiduel.



**Figure 162 : Coût total actualisé des subventions directes des scénarios 1 à 5 sur 2016-2020.**

*Brique pleine : installations « standards (surimposé) », brique hachurée : installations « innovantes » (IAB, ISB, IEB)*

Sous cette métrique, le scénario 1 devient, en 2016, le plus coûteux au Gwc (2,5 Mrds€), suivi du scénario 4 (2 Mrds€), du scénario 3 (1,7 Mrds€) et les scénarios 2 et 5 sont les moins coûteux (1,3 Mrds €). En 2020, le scénario 4 devient le plus coûteux devant le scénario 1. Ces résultats s'expliquent de la façon suivante :

- Le scénario favorise les installations IAB et ISB, plus coûteuses que le surimposé
- Le scénario 4 favorise les technologies innovantes, plus coûteuses que les technologies surimposées. La valeur de la chaleur produite par les installations IEB a été réintégrée (en la valorisant sur la base du coût équivalent avec une chaudière gaz) pour diminuer le coût de ces installations spécifiques.
- Le scénario 2 favorise les installations de grandes tailles, moins coûteuses proportionnellement que les installations de petites tailles (scénario 3)
- Le scénario 5 s'appuie sur l'autoconsommation, ce qui permet de transférer des coûts vers des subventions « indirectes » comme le TURPE, et une moindre collecte de TVA sur les factures d'électricité.

De manière générale, le coût des scénarios va fortement diminuer dans le temps, avec une baisse de 15% (scénario 4) à 25% (scénario 1) du coût du Gwc installé sur 5 ans. C'est une conséquence directe de la baisse des coûts.

### **Hypothèses de simulation des scénarios**

En dehors de la méthode générale liant le TRI à l'installation annuelle, le calcul des scénarios reposent sur plusieurs hypothèses simplificatrices :

- Les segments 0-3 et 3-9 kWc sont regroupés, en coûts et en installation, avec une pondération 30% et 70% pour représenter la taille des segments (répartition uniforme sur les puissances).
- De la même manière, les segments 9-36 et 36-100 sont regroupés, avec la même pondération de 30% et de 70%.
- Le schéma de soutien à l'autoconsommation repose sur celui présenté en recommandation du rapport de la DGEC sur l'autoconsommation<sup>131</sup>, avec une prime séparée en deux principales composantes : A et B<sup>132</sup>. Les primes A et B « naturelles », définies comme celles permettant d'atteindre le LCOE à partir respectivement du prix de détail et du prix de marché, sont modifiées de manière à inciter à augmenter l'autoconsommation : pour le résidentiel, la prime A est bonifiée de (pour illustration) de 20 €/MWh, et pour le tertiaire de 10 €/MWh. La prime B est réduite en conséquence pour assurer un même TRI qu'avec les primes A et B « naturelles » dans chaque segment. Ainsi, la **modification de la prime A n'apparaît pas dans le coût des scénarios**, mais devrait permettre d'assurer une incitation à augmenter le taux d'autoconsommation. Enfin, les taux d'autoconsommation retenus sont de 40% et de 80%, 10 points supérieurs à ceux considérés comme « naturels » dans l'étude ; les installations PV installées sous ce schéma comportent toutes un système de gestion de l'énergie permettant d'améliorer le taux d'autoconsommation (mais renchérissant le coût d'investissement).
- Les tarifs sont définis par rapport au LCOE sur 25 ans (durée de vie du PV utilisée pour la valorisation économique dans le scénario de base). **Cependant, pour correspondre au schéma actuel, les primes ne sont données que sur 20 ans. On suppose que les 5 dernières années ne sont rémunérées que sur le marché de gros pour l'injection et sur le marché de détail pour l'autoconsommation.** Ainsi, une prime permettant d'atteindre juste le LCOE sur chaque segment ne suffirait pas à rentabiliser l'installation, car elle ne serait offerte que sur 20 ans au lieu de 25 ans. Le calcul du LCOE sur 25 ans par rapport au LCOE sur 20 ans peut être inférieur de près de 10%.
- Dans les scénarios 2, 4 et 5, la prime permet d'atteindre des revenus pendant 20 ans équivalents au LCOE (25 ans) + 20%.
- Dans le scénario 3, la prime permet d'atteindre, sur 20 ans, des revenus au LCOE (25 ans) + 35%.

#### • Synthèse et comparaison des scénarios en termes de coûts indirects

Les coûts considérés comme indirects sont de deux types :

- Les coûts du TURPE, liés au non recouvrement des frais de renforcement par le gestionnaire de réseau de distribution, principalement pour les installations résidentielles existantes ne payant pas les S3REnR, pour les coûts qui n'y sont pas inclus. Ces coûts sont présents dans tous les scénarios.
- Les coûts indirects liés à l'autoconsommation : TVA, CSPE, TCCFE, TCDPE et TURPE non perçus par réduction de la facture d'électricité. Ces coûts ne sont présents que dans le scénario de base (développement « naturel » de l'autoconsommation) et dans le scénario 5 (soutien à l'autoconsommation).

En ce qui concerne les coûts du TURPE, chaque kW électrique installé dans le résidentiel peut créer des coûts de renforcement non couverts par le développeur mais couverts par les investissements du GRD via le TURPE. Cela concerne uniquement le segment 0 à 9 kWc, pour lequel l'ensemble de la part de renforcement propre à l'installation n'est pas nécessairement facturée au développeur. Ces coûts sont très variables selon chaque installation, selon les contraintes physiques locales du réseau et l'emplacement exact de l'installation. Cependant, ils peuvent être estimés en supposant que le développeur paye la part de création de réseau (qui lui sera effectivement facturée), et le distributeur le renforcement. Dans ce cas, le surcoût pour le distributeur est de 200€/kWc soit 20M€ par tranche de 100 MWc d'installations résidentielles. Cela représentent un coût de 22 M€/an pour les scénarios 2 et 4 et un coût de 45 M€/an pour le scénario 3, où la part de résidentiel est plus forte. **Ces coûts sont faibles vis-à-vis des investissements réalisés par le distributeur chaque année qui sont de l'ordre de 3,5 milliards d'euros chaque année.**

<sup>131</sup> Rapport de la DGEC sur « *L'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable* » publié en décembre 2014

<sup>132</sup> La composante C du soutien du rapport de la DGEC, évoquée pour diminuer le soutien en cas de forte pointe d'injection, n'est pas simulée.

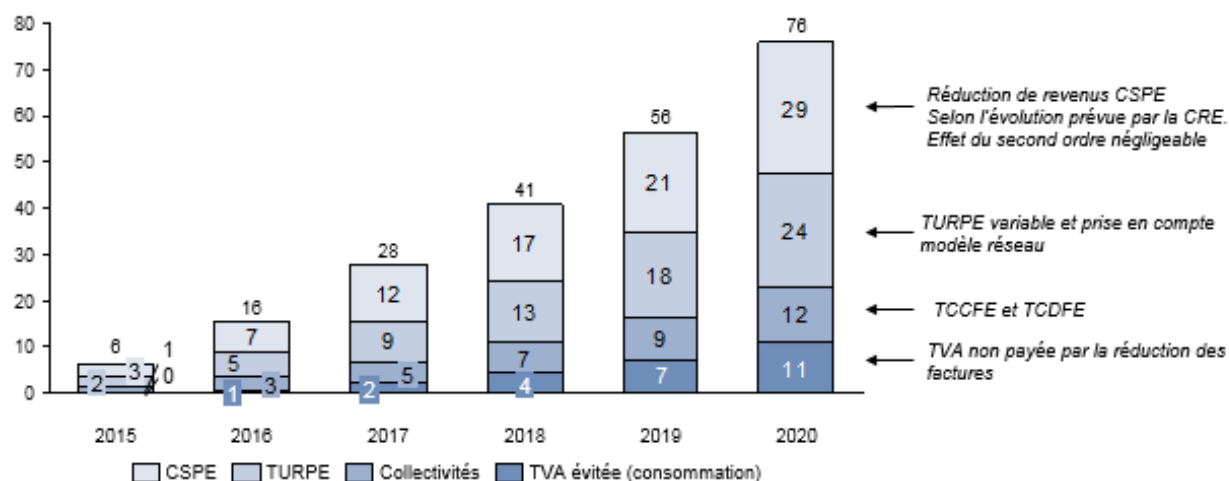


En ce qui concerne les coûts indirects liés au scénario 5, le constat est le même que pour le scénario de base : les transferts de valeurs restent relativement limités à plusieurs dizaines de millions d'euros par an.

### MANQUE A GAGNER ANNUEL POUR LES FONDS PUBLICS DANS LE SCENARIO 5

Hypothèse : Valorisation du PV des BEPOS par l'autoconsommation

M€/an



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, TURPE HTA BT 4

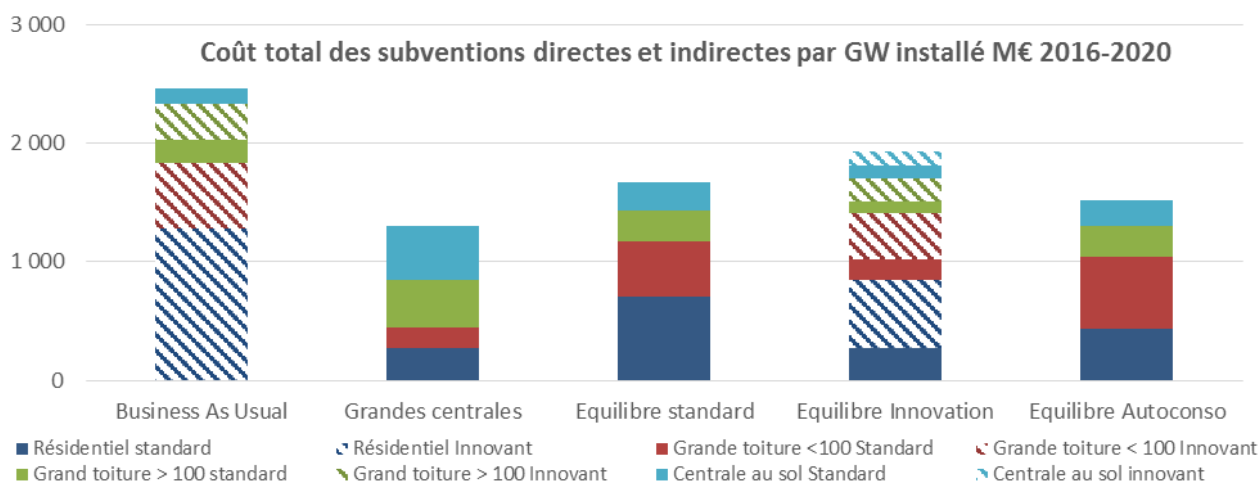
Figure 163 : coûts indirects pour les fonds publics dans le scénario 5 [M€]

- **Comparaison des scénarios en coût global (direct et indirect)**

Il est nécessaire de comparer les scénarios en intégrant les coûts directs (soutien public de l'état) et indirects (coûts réseaux et taxes évités par le consommateur lors de l'autoconsommation). C'est le scénario n°5, lié à l'autoconsommation, qui supporte d'importants coûts indirects, sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien. Le total des coûts directs et indirects est présenté en Figure 164.

Avec la prise en compte des coûts indirects, le scénario n°5 d'autoconsommation a un coût relativement proche du scénario n°3. Cela s'explique par une typologie similaire des installations (proportion de surimposé et de centrales au sol similaires), et donc du coût total des systèmes PV mis en place. Ce sont néanmoins des fonds différents qui supporteraient les coûts : dans le scénario 3, le coût est supporté par la CSPE, tandis que dans le scénario 5, le coût est non seulement supporté par la CSPE mais aussi par le TURPE (financement du distributeur) et un manque à gagner de taxes locales et nationales. Enfin, la différence de coût entre le scénario 3 et le scénario 5 diminue avec le temps, car le montant unitaire de la CSPE portant sur la consommation devrait augmenter d'ici à 2020, ce qui permettrait à l'autoconsommateur d'augmenter ses économies de facture en autoconsommant (à schéma réglementaire constant) et cela se réaliserait au détriment de la recette de la CSPE.

Néanmoins, le coût complet des contrats offerts entre 2016 et 2020 (Figure 164) pour le scénario 5 resterait significativement moins élevé que celui du scénario 3, avec une différence de 150 M€/GW.



**Figure 164 : Coûts directs et indirects cumulés et actualisés**

### 3.2.2.3.3. Résultats en matière d'emplois générés

Il est proposé ici de ne retenir que les emplois liés à l'investissement, car les emplois liés à la maintenance et l'exploitation sont fortement dépendants du parc déjà installé, ils varient peu en valeur absolue suivant les différents scénarios (écarts inférieurs à 10%), et leur prise en compte diminuerait la sensibilité au dispositif de soutien concernant que les nouvelles installations.

En matière d'emploi lié aux investissements, l'écart entre les scénarii varie très fortement. Le scénario « business as usual » est le plus porteur en emploi puisque les installations « toiture » sont en proportion importante (50%) et 100% intégrées au bâti. Le scénario le moins porteur en emploi est logiquement celui avec une forte proportion de centrales au sol.

<b>ETP Investissement</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
S1 - Business as usual	16 356	16 034	15 616	15 211	14 818
S2 - Grandes centrales	11 002	10 781	10 484	10 198	9 921
S3 - Equilibre standard	11 901	11 646	11 307	10 980	10 663
S4 - Equilibre innovant	14 580	15 281	15 819	16 306	16 745
S5 - Equilibre auto-consommation	11 643	11 937	12 421	12 880	13 168

**Tableau 24 : Emplois liés aux investissements dans les 5 scénarios**

En ratios d'emploi par MW installé, le scénario le plus favorable est le scénario 4, qui cumule une part non négligeable d'installations résidentielles en BIPV, des modules à haut rendement dans les centrales au sol et les grandes toitures, et des systèmes de gestion de l'autoconsommation. Les ratios les plus bas se situent dans le scénario dit « Grandes Centrales », qui cumule une faible part d'installations résidentielles et l'absence de soutien à des solutions innovantes à haut rendement.

<b>ETP/MW</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
S1 - Business as usual	16,0	15,7	15,3	14,9	14,5
S2 - Grandes centrales	10,9	10,6	10,3	10,0	9,7
S3 - Equilibre standard	12,8	12,5	12,1	11,8	11,4
S4 - Equilibre innovant	15,4	15,4	15,3	15,1	14,9
S5 - Equilibre auto-consommation	13,2	13,0	12,9	12,7	12,5

**Tableau 25 : Intensité emploi dans les 5 scénarios**

Les hypothèses utilisées quant aux parts de marchés des acteurs français en fonction des segments de marché et des scénarii se trouvent en annexe 10.

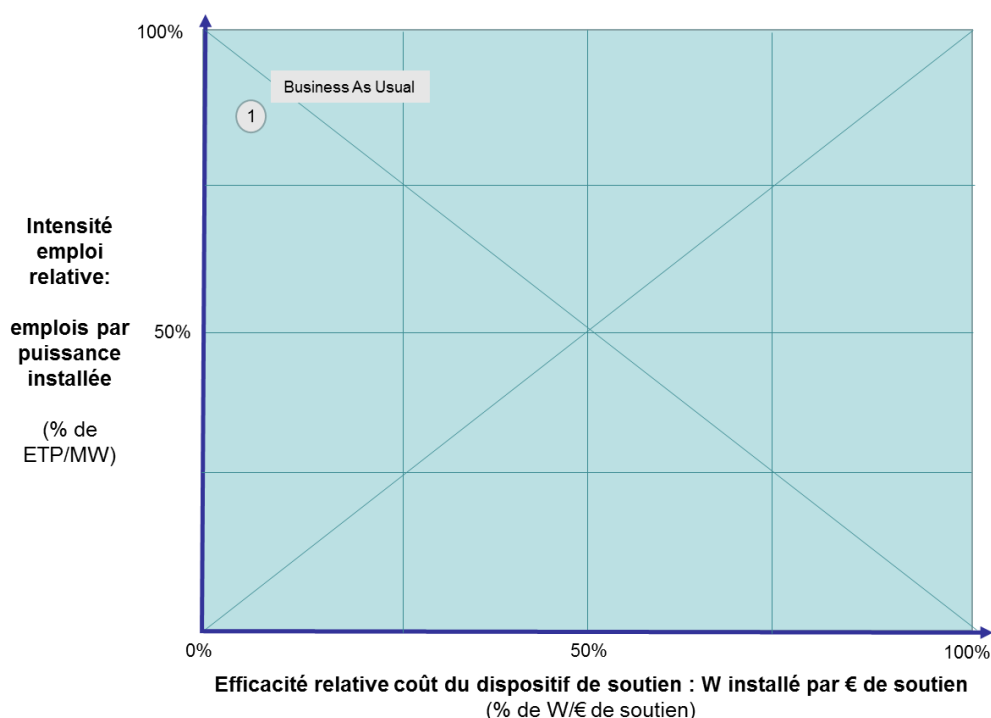
### 3.2.2.3.4. Synthèse générale et interprétation de l'analyse de sensibilité

Les résultats de la modélisation coût et emplois donnent des résultats conformes à ce qu'on pourrait attendre qualitativement des différents scénarios.

- Le coût de soutien par MW est le plus faible quand la proportion de centrales au sol est la plus grande, mais le scénario autoconsommation permet aussi de réduire significativement le coût du dispositif de soutien.
- L'intensité emploi est maximale pour le scénario qui privilégie à la fois une part importante d'installations diffuses et les technologies innovantes.

Une analyse croisée des intensités emploi (ETP/MW) et de l'efficacité coût (kW/€) des scénarios permet d'aboutir au schéma de la Figure 165. Pour des facilités de lecture, les intensités emploi comme les efficacités coût ont été normées par rapport à la valeur minimale et la valeur maximale et sont donc représentées en % (sur une échelle de 0% à 100%). Le schéma s'interprète ainsi de la manière suivante : les zones en bas à gauche ont une faible intensité emploi et une faible efficacité coût, tandis que les zones en haut à droite combinent une forte intensité emploi et une forte efficacité coût.

En situant le scénario 1 (Dispositif identique au dispositif actuel), on s'aperçoit que ce dispositif combine une intensité emploi très importante et une efficacité coût très faible (en relatif par rapport aux autres scénarii).



**Figure 165 : matrice de positionnement intensité emploi / efficacité coût**

En positionnant les quatre scénarii sur le schéma (Figure 166), on constate que :

Le scénario 2 (« Grandes Centrales ») permet d'augmenter l'efficacité coût de manière très significative (+67 points), mais cela se fait au détriment de l'intensité emploi qui baisse de manière très importante (-76 points) : on passe d'un extrême à l'autre i.e. d'une efficacité coût élevée à une forte intensité emploi.

Le scénario 3 (« Equilibre standard ») est plus équilibré : son efficacité coût augmente significativement (+36 points), et son intensité emploi chute mais moins fortement (-48 points) : ce scénario qui marque l'abandon du soutien aux technologies innovantes peut être considéré comme un point de départ pour l'analyse des variantes que sont les scénarii 4 et 5.

Le scénario 4 (« Equilibre Innovation ») se rapproche du scénario « Business as Usual » mais il est plus efficace du point de vue coût : par rapport au scénario « Equilibre Standard », son efficacité coût baisse légèrement (-16 points), mais son intensité emploi se renforce fortement (+ 47 points). Le choix de privilégier l'innovation sur l'ensemble des segments des installations a permis d'enrichir significativement le contenu en emploi du MW à un coût plus optimisé que le scénario « Business As Usual » (+20 points).

Enfin le scénario 5 (« Equilibre Autoconsommation ») présente aussi un bilan global très intéressant : l'efficacité coût est augmentée (+ 10 points par rapport au scénario « Equilibre standard »), tandis que l'intensité emploi est elle aussi augmentée dans le même ordre de grandeur (+11 points).

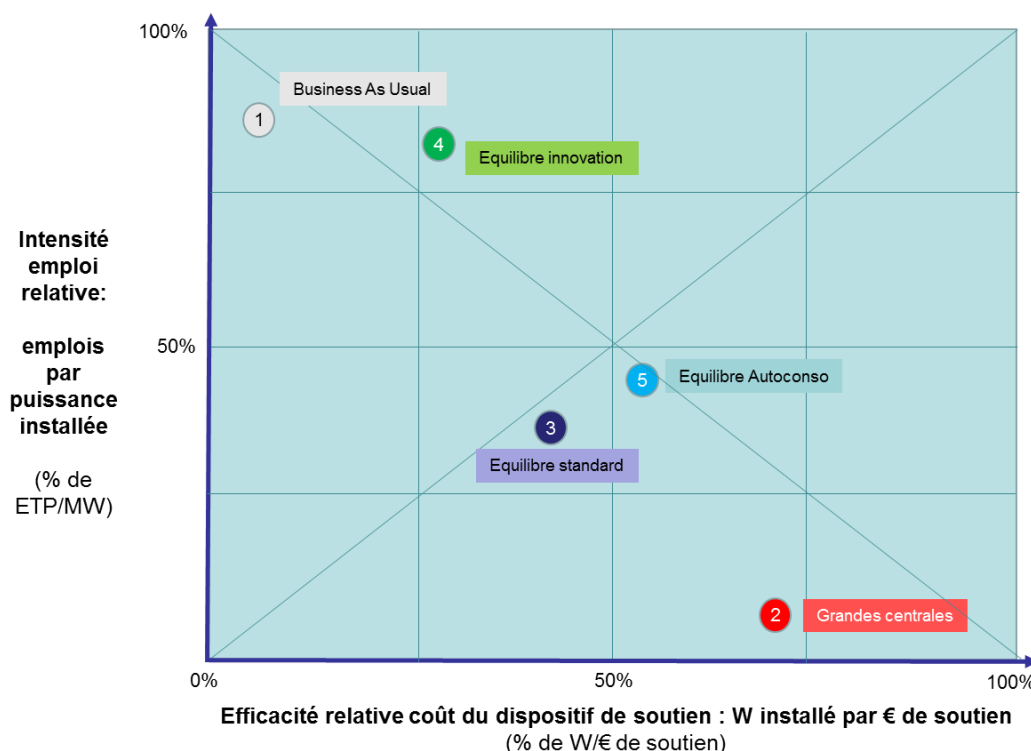
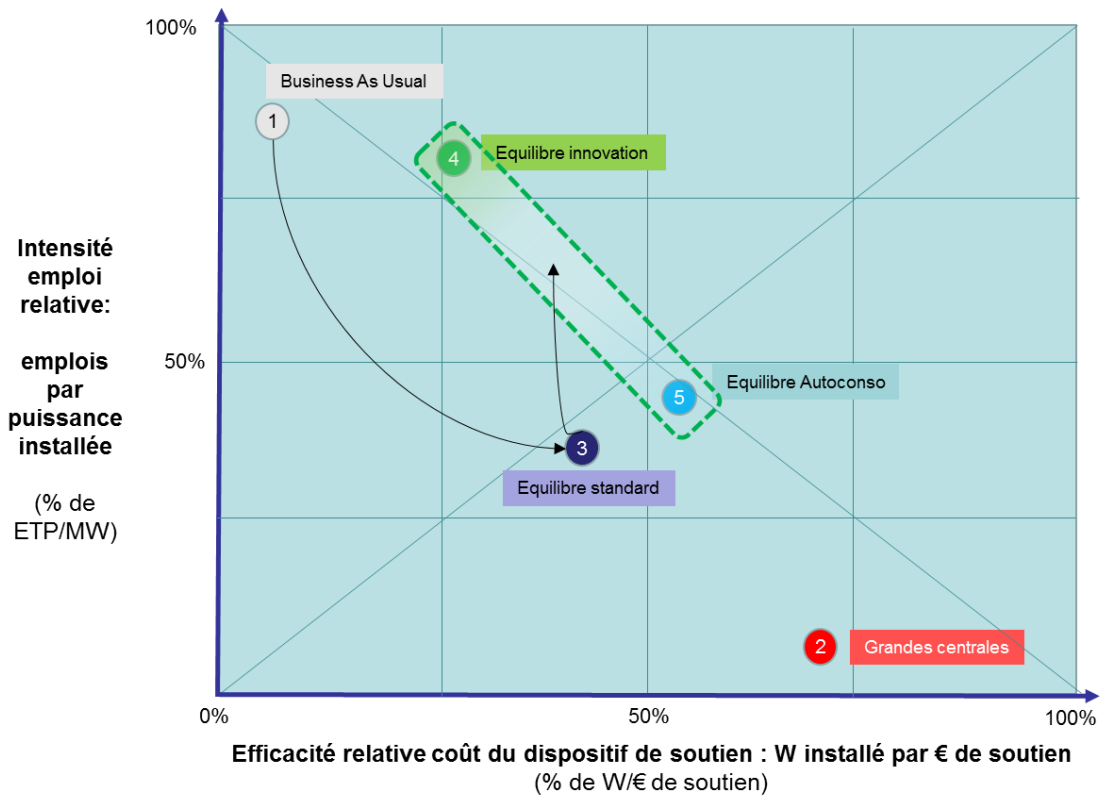


Figure 166 : Positionnement des 5 scénarios sur la matrice intensité emploi / efficacité coût

En synthèse cette analyse de sensibilité permet de tirer les enseignements suivants (Figure 167):

- L'abandon du scénario Business As Usual permet d'améliorer significativement l'efficacité coût mais en dégradant logiquement l'intensité emploi.
- Les scénarii 4 (Innovation) et 5 (Autoconsommation) paraissent d'intéressantes déclinaisons du scénario central qu'est l'Equilibre standard, que ce soit pour enrichir l'emploi ou améliorer l'efficacité coût : une **combinaison linéaire de ces 2 scénarios permettrait de constituer le dispositif de politique publique avec le meilleur compromis coût / emploi par MW installé.**

Remarque : du point de vue du soutien à la demande, le ratio ETP/MW est un indicateur intéressant pour comparer les scénarii et aider à la réflexion cependant enrichir l'emploi du MW installé ne peut constituer une fin en soi. En première approche, sur une année, déployer quatre volumes de centrales au sol ou un volume d'installations IAB 0-3, d'après la Figure 94, correspond au même nombre d'emplois sur l'année, ces emplois ne mobilisant par contre pas les mêmes acteurs et n'étant pas de la même nature.



**Figure 167 : Enseignements de l'analyse de sensibilité**

### 3.2.3. Dispositifs pour soutenir l'offre en France

Pour équilibrer le soutien à la demande, il est indispensable de soutenir l'offre afin de garantir l'émergence ou la consolidation de champions nationaux, et maximiser les emplois de la filière. Deux leviers principaux spécifiques au PV sont abordés : le soutien à l'innovation qui doit consolider le positionnement actuel des acteurs français, et le soutien à l'export qui doit permettre aux acteurs français de croître en profitant des opportunités de croissance du marché mondial.

#### 3.2.3.1. Soutien à l'innovation

L'évolution du dispositif de soutien à l'innovation comprend 3 axes :

- Une focalisation sur un nombre limité de segments technologiques
- Un effort de planification et de coordination de la recherche
- Un renforcement du financement de l'innovation sur certains segments

##### 3.2.3.1.1. Focalisation sur les segments technologiques stratégiques pour la France

###### • Problématique

La question de la focalisation de la recherche est une problématique récurrente de l'optimisation des politiques de recherche dans la mesure où une focalisation trop importante va bien sûr à l'encontre de la créativité des chercheurs. Par ailleurs, le secteur se caractérisant encore par un grand foisonnement de technologies sans certitude sur le « chemin technologique gagnant », il apparaît dangereux pour la France d'effectuer des paris technologiques trop étroits au sein d'un même champ d'innovations.

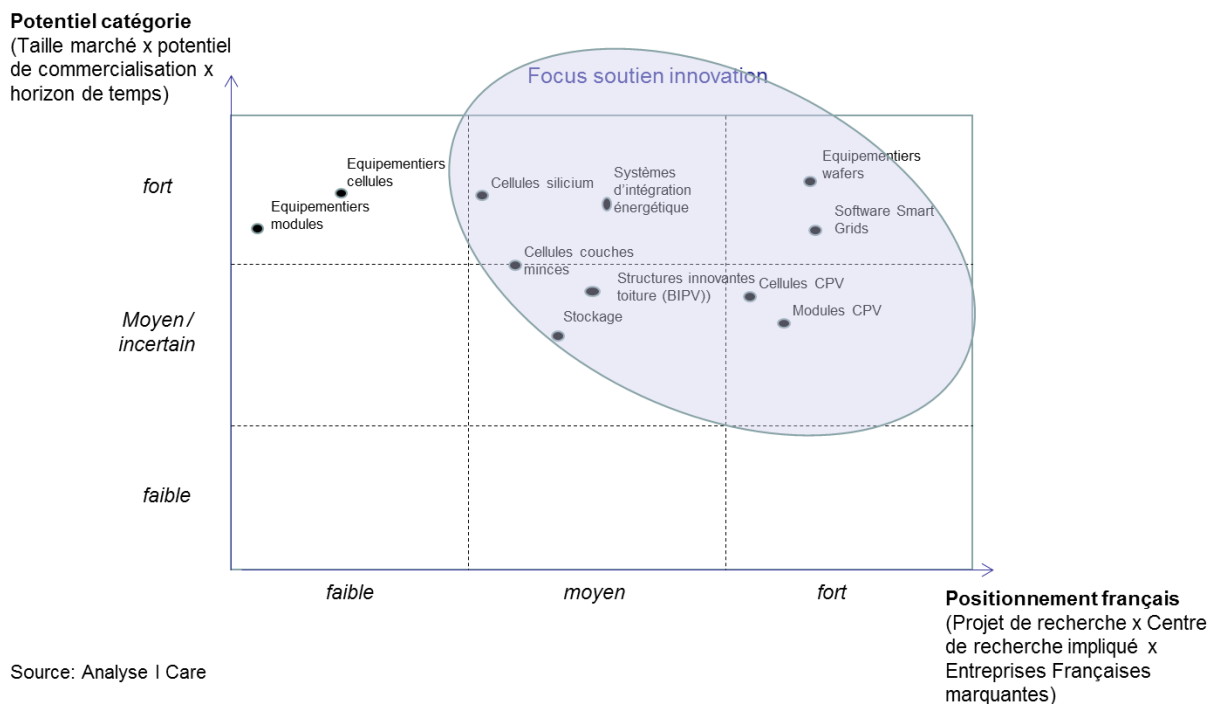
Néanmoins on ne peut exceller dans tous les domaines, et un pays de taille intermédiaire comme la France dans le domaine du PV doit choisir ses combats. Pour cela l'examen réalisé (dans la deuxième partie de l'étude) sur les évolutions technologiques à venir a permis d'une part d'identifier des champs d'innovation stratégiques, et d'autre part de lister les segments technologiques au sein de ces champs où les entreprises et organismes de recherche français ont un positionnement fort.

Une analyse systématique du potentiel commercial de chaque segment technologique (à travers 3 critères : taille du marché, potentiel de commercialisation, horizon de temps), et d'autre part du positionnement de la France (projet de recherche phare, implication d'un centre de recherche, positionnement d'une entreprise française phare) sur ce segment a été effectué.

Le croisement de ces 2 axes permet d'aboutir à une représentation graphique (Figure 168) qui montre neuf segments technologiques clés pour la France dans la construction de leaders technologiques PV :

- Les équipements de fabrication de wafers
- Les cellules à base de silicium
- Les cellules à base de couches minces
- Les cellules multi-jonctions (application CPV)
- Les modules CPV
- Les applications de structures
- Les applications d'intégration énergétique au bâtiment (IEB)
- Les systèmes de stockage d'électricité
- Les logiciels de flexibilité électrique (smart grid)





**Figure 168 : Les 9 segments technologiques clés pour la France**

• **Constat**

Si les principales structures de recherche en France sont à même de traiter l'ensemble des segments technologiques identifiés, les dispositifs de soutien à l'offre ne sont actuellement pas sélectifs en termes de technologies soutenues.

• **Recommandations**

**Recommandation 1** : Effectuer une sélection régulière des segments technologiques stratégiques pour la France, en complémentarité des segments technologiques stratégiques des partenaires européens.

- Optimisation du coût du soutien et contribution à l'émergence de champions technologiques qui augmenteront l'intensité emploi du PV installé

**Recommandation 2** : Garder autant que possible différentes options technologiques au sein d'un même champ d'innovation.

- Optimisation du coût du soutien en maximisant les chances de voir émerger un acteur gagnant

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	emplois	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Effectuer une sélection régulière des segments technologiques stratégiques pour la France, en complémentarité des segments technologiques stratégiques des partenaires européens	+	+	+		
2	Garder autant que possible différentes options technologiques au sein d'un même champs d'innovation	+	+	+		

**Tableau 26 : Contribution des recommandations "sélection segments" aux objectifs**

### 3.2.3.1.2. Mettre en place une planification stratégique de la recherche PV

- **Problématique**

Alors que des moyens publics importants sont attribués à la recherche PV en France et que la filière française est engagée dans une compétition technologique intense avec les autres pays, il est capital de définir une stratégie coordonnée de recherche dans ce domaine, afin de :

- Renforcer la pertinence du diagnostic sur les axes de recherche prioritaires pour la France
- Partager ce diagnostic avec l'ensemble de la filière pour maximiser l'efficacité des recherches effectuées par chacun
- Coordonner l'effort de recherche pour optimiser son coût

- **Constat**

Le travail initié dans le cadre des Filières industrielles françaises n'a pas abouti à la constitution d'une instance de pilotage des moyens publics pour la recherche dans ce domaine. Et de fait il n'y a pas aujourd'hui ni de comité stratégique réunissant l'ensemble des acteurs pertinents ni de feuille de route partagée dans le domaine.

- **Recommandations**

**Recommandation 1 :** Constituer un « Comité Stratégique Innovation PV » réunissant les structures de recherche, les pouvoirs publics et les représentants de la filière.

- Instaurer un lieu de discussion et d'arbitrage unique et pérenne sur la priorisation des moyens pour la recherche dans le PV

**Recommandation 2 :** Définir une stratégie nationale de recherche PV à 5 ans, articulant les différentes structures de recherche et les véhicules de financement.

- Mettre les différents outils publics (recherche et financement) au service de la stratégie nationale de recherche PV, maximisant ainsi l'efficacité du dispositif

**Recommandation 3 :** Coordonner cette stratégie nationale avec les stratégies des pays européens les plus avancés en recherche PV (notamment l'Allemagne, Suisse, Pays-Bas).

- Bâtir sur les forces de l'écosystème européen de recherche dans le PV en spécialisant chaque pays sur ses points de force afin de renforcer globalement le positionnement de la filière européenne par rapport à ses concurrents

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	emplois	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Constituer un « Comité Stratégique Innovation PV » réunissant les structures de recherche, les pouvoirs publics et les représentants de la filière	+	+	+		
2	Définir une stratégie Nationale de recherche PV à 5 ans, articulant les différentes structures de recherche et les véhicules de financement	+	+	+		
3	Coordonner cette stratégie Nationale avec les stratégies des pays européens les plus avancés en recherche PV (notamment l'Allemagne, Suisse, Pays-Bas)	+	+	+		

**Tableau 27 : Contribution des recommandations "planification recherche" aux objectifs**

### 3.2.3.1.3. Compléter le dispositif de financement de l'innovation

- **Problématique et constat**

Si le dispositif de financement de la recherche PV est assez diversifié et globalement efficace, deux axes d'amélioration ont été identifiés.

Le premier concerne la capitalisation des entreprises portant des innovations de rupture : si le dispositif actuel permet de financer la mise au point technologique et la phase de démonstration pour ces innovations, le risque et l'horizon de temps associés à l'industrialisation et à la phase de diffusion de ces innovations dans le marché face aux technologies standard apparaît peu compatible avec les contraintes des acteurs privés, que ce soit des énergéticiens ou des ETI. On aboutit ainsi à la situation où, après avoir été financées pendant 5 à 10 ans par des programmes de recherche publics, ces innovations, une fois mises au point, sont menacées de tomber dans le giron de groupes internationaux faute de structure capitaliste permettant à ces innovations de franchir la dernière marche dans la compétition internationale. **Contrairement à d'autres écosystèmes comme les Etats-Unis, le capital privé pour différentes raisons, n'est pas à même de prendre le relai.** Or ces innovations de rupture sont aujourd'hui les seules qui puissent permettre de constituer les leaders technologiques de 2020.

Le second concerne les subventions aux projets de R&D : si les dispositifs FUI et AMI sont efficaces, ils visent des projets de taille conséquente et sont associés à un processus administratif et de suivi rigoureux qui constitue un frein pour un certain nombre d'entreprises.

- **Recommandations**

**Recommandation 1** : Mobiliser des investisseurs de long-terme sur un programme de financement des entreprises innovantes PV.

- De la même manière qu'il y a des fonds d'investissement public dédiés pour certaines filières stratégiques, il paraît aujourd'hui nécessaire de faire de même pour la filière PV afin de valoriser le programme ambitieux de recherche dans le domaine.

**Recommandation 2** : Abaisser la taille des tickets pour les projets labellisés par les Pôles de Compétitivité.

- Libérer le potentiel d'innovation pour des projets de R&D de taille plus réduite chez les PME actives dans les Pôles de Compétitivité PV

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	emplois	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Mobiliser des investisseurs de long-terme sur un programme de financement des entreprises innovantes PV	+	+	+		
2	Abaisser la taille des tickets pour les projets labellisés par les Pôles de Compétitivité	+	+	+		

**Tableau 28 : Contribution des recommandations "financement" aux objectifs**

### 3.2.3.2. Soutien à l'export

Dans le contexte d'un marché global de plus en plus tourné vers l'Asie et les pays émergents, un soutien renforcé à l'export apparaît comme indispensable pour accompagner les PME et ETI françaises à s'implanter sur les marchés porteurs<sup>133</sup>.

Les enjeux en termes d'emploi sont significatifs : une augmentation de la part export des segments sur lesquels la France est bien positionnée pourrait se traduire par un enrichissement emploi d'environ 10%.

Si la filière française et les pouvoirs publics ont pris conscience de la nécessité de renforcer le positionnement français, avec notamment la création de la marque « France Solar Industry », deux axes d'amélioration ont été identifiés :

- Renforcer l'équipe France sur les segments porteurs
- Renforcer les liens avec le dispositif français à l'international

#### 3.2.3.2.1. Renforcer l'équipe France sur les segments porteurs

- **Problématique et constat**

Comme l'a montré l'analyse du positionnement des entreprises françaises, les acteurs français sont aujourd'hui morcelés le long de la chaîne de valeur et sur différents segments, et aucun acteur, public comme privé, ne se retrouve de fait « tête de file » naturel de l'ensemble de la filière.

Par ailleurs, comme cela peut être le cas dans d'autres filières françaises, on peut retrouver un antagonisme naturel entre la filière amont qui souhaite promouvoir les technologies françaises, et la filière aval qui se préoccupe logiquement de gagner des marchés à l'international en se fournissant auprès des meilleures technologies indépendamment de leur nationalité. Or, dans le cadre d'une stratégie nationale et étant donné la taille intermédiaire des acteurs français qui ne peuvent être présents sur l'ensemble des marchés, une action coordonnée paraît être dans l'intérêt général de la filière, ce qui suppose à la fois de pallier à l'absence d'acteurs sur certaines étapes de la valeur ajoutée, et d'autre part de constituer des équipes autour des segments porteurs.

Ainsi, si la France dispose de développeurs de projets solides comme EDF EN ou encore Solaire Direct qui se retrouvent candidats au développement de centrales au sol à travers le monde, il n'existe pas, contrairement à d'autres pays comme l'Allemagne, de structure d'ingénierie indépendante spécialisée PV qui puisse se positionner en amont sur les phases d'assistance à maîtrise d'ouvrage auprès de ceux (gouvernements ou régulateurs) qui souhaitent mettre en œuvre une politique PV au sein de leur réseau électrique. Cette étape est pourtant cruciale dans la mesure où les spécifications techniques choisies pour les projets reflètent souvent les « modes de faire » nationaux des ingénieries, ce qui prive ainsi l'ensemble de la filière française de « prescripteurs » alliés. Ceci est d'autant plus dommageable que la France dispose d'une part de solides structures d'ingénierie aguerries aux marchés internationaux (ex : Egis, ...), de grands EPCistes avec ingénierie intégrée mais avec peu d'équipes encore spécialisées PV, et d'autre part de petites structures spécialisées mais non dimensionnées pour les marchés internationaux.

Concernant les équipes autour des domaines d'excellence français, on peut citer le cas d'école d'ECM Technologies qui, notamment avec l'aide de l'INES, a constitué un groupement de PME pour proposer à l'international des chaînes de fabrication clés en main sur l'étape de la fabrication du wafer. Dans d'autres domaines d'excellence comme le CPV, l'Intégré au Bâti ou encore les logiciels d'intégration de renouvelables, il n'existe pas de groupements identifiés d'acteurs se positionnant ensemble pour les marchés export.

- **Recommandations**

**Recommandation 1** : Faire émerger des structures d'ingénierie spécialisée PV sur le marché export.

---

<sup>133</sup> Des études complémentaires sont nécessaires pour identifier plus spécifiquement les marchés porteurs, comme par exemple l'étude de marché « Les potentialités des marchés des installations hybrides Diesel+PV », étude multi-client réalisée par CODA Stratégies, Avril 2015.

- Ces structures d'ingénierie doivent combiner un savoir-faire infrastructure, production PV et intégration réseau. Au-delà de l'activité directe supplémentaire pour la filière, ces structures peuvent favoriser de manière indirecte le reste de la filière.

**Recommandation 2 :** Structurer l'équipe PV France International autour de « têtes de files » identifiées pour chaque domaine d'excellence.

- Aider à constituer des points de contact et à mutualiser des ressources pour l'export sur les segments pertinents (équipement wafer, systèmes BIPV, technologies CPV, centrales au sol clés en main, ...).

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	emplois	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Faire émerger des structures d'ingénierie spécialisée PV sur le marché export		+	+		
2	Structurer l'équipe PV France International autour de « têtes de files » identifiés pour chaque domaine d'excellence		+	+		

**Tableau 29 : Contribution des recommandations "renforcement équipe France" aux objectifs**

### 3.2.3.2.2. Renforcer les liens avec le dispositif français international

#### • Problématique et constat

Alors que la majeure partie du potentiel de marché pour le PV se retrouve dans les pays émergents et que ce marché des infrastructures énergétiques est partiellement financé par les grands bailleurs internationaux, le dispositif français de soutien à l'export comme le dispositif français de financement du développement ne sont pas actuellement connectés avec l'équipe France PV, contrairement à d'autres pays comme l'Allemagne qui font jouer les synergies entre les différents dispositifs publics et leur filière nationale.

**Les acteurs français de la filière PV expriment le besoin d'établir plus de liens avec les différentes agences publiques qui sont mobilisées à l'export** sur la problématique de la transition énergétique et de la lutte contre le réchauffement climatique.

L'Agence Française pour le Développement (AFD) joue un rôle spécifique dans ce dispositif dans la mesure où principal véhicule de l'aide au développement français, elle s'est fixée comme objectif de contribuer à la lutte contre le changement climatique et est amenée à jouer un rôle significatif dans le financement des centrales PV dans les pays émergents. A travers l'éco-conditionnalité de ses aides et la définition d'une doctrine technico-économique autour des technologies PV, l'AFD a potentiellement un rôle de prescripteur.

#### • Recommandations

**Recommandation 1 :** Sensibiliser l'AFD aux bénéfices techniques, économiques et environnementaux des technologies françaises innovantes.

- Le positionnement « innovant » des acteurs français génère des bénéfices environnementaux et économiques qui peuvent être valorisés. Une actualisation régulière de l'état de l'art doit être effectuée auprès des structures spécialisées de l'AFD.

**Recommandation 2 :** Instaurer des liens pérennes avec les différentes structures françaises à l'international.

- La structuration proposée de l'équipe France PV autour des quelques domaines d'excellence doit permettre de nouer des contacts pérennes avec le réseau diplomatique (missions économiques des Ambassades) et avec les structures spécialisées dans la transition énergétique comme l'ADEME International, afin que ces structures puissent appuyer plus efficacement les efforts à l'export de la filière française.

		Evaluation de la Contribution aux objectifs définis pour la politique publique				
		TRI soutien	emploi	croissance filière	post 2020	système électrique
1	Sensibiliser l'AFD aux bénéfices techniques, économiques et environnementaux des technologies françaises innovantes		+	+		
2	Instaurer des liens pérennes avec les différentes structures françaises à l'international		+	+		

**Tableau 30 : Contribution des recommandations "liens dispositif international" aux objectifs**



## 4. Spécificités des ZNI

Cette partie précise le contexte spécifique du photovoltaïque dans les territoires d'Outre-Mer et avance des propositions pour répondre aux difficultés auxquelles sont confrontées les EnR dans les ZNI.

### 4.1. Synthèse

**Le mix électrique** des départements et régions d'Outre-Mer est **composé principalement de centrales thermiques**, complétées par des énergies renouvelables (hydraulique, solaire). Cela engendre un **coût complet moyen très élevé, entre 160 et 350 €/MWh**, supporté par la collectivité via la CSPE, pour respecter la péréquation tarifaire.

Les ZNI sont généralement des zones propices aux différentes énergies renouvelables (hydraulique, photovoltaïque, solaire thermique). Elles ont généralement un coût moyen plus faible que leurs contreparties thermiques et sont donc préférables d'un point de vue économique.

**Cependant, deux contraintes limitent tout développement supplémentaire du photovoltaïque** dans les départements d'outre-mer (DOM) et les régions d'outre-mer (ROM).

- La première contrainte est **l'arrêté du 23/04/2008, qui limite à 30% le taux de pénétration des EnR** variables en tout instant. Ce seuil est régulièrement atteint à la Réunion, en Guadeloupe, et devrait être atteint incessamment sous peu en Martinique et en Guyane. Cette contrainte a une origine technique, et cherche à maintenir une stabilité suffisante au réseau d'électricité local. L'arrêté crée néanmoins un risque considérable pour le dernier entrant sur le marché, car il n'a aucune garantie sur le temps de déconnexion. Les projets ne sont donc plus finançables, l'incertitude sur le productible étant élevée.
- La deuxième contrainte concerne les **réseaux électriques d'Outre-Mer, qui sont plus fragiles qu'en métropole** car peu denses. Cela fait porter sur les développeurs des coûts de raccordement et de renforcement, qui mettent à mal la rentabilité des projets. Cette contrainte oriente vers des solutions diffuses plutôt que vers des solutions centralisées qui nécessitent un réseau de transport pour évacuer l'énergie produite.

Plusieurs solutions sont envisageables pour améliorer l'intégration du photovoltaïque dans les ZNI.

**Du côté de la réglementation**, la limite des 30% d'EnR est actuellement valable dans l'ensemble des ZNI. Cependant, les **ZNI ont des caractéristiques diverses**. Cette limite pourrait être adaptée en fonction du mix électrique spécifique du territoire et du stockage (par exemple hydraulique) qui y est installé. EDF SEI (Systèmes Electrique Insulaires) s'est récemment engagé à clarifier la méthode de détermination du seuil d'injection de production EnR et de le moduler par ZNI. De plus, le gestionnaire de réseau devrait pouvoir **s'engager sur une durée annuelle de coupure maximum**, lors du raccordement. Le gestionnaire porterait le reste du risque à sa charge. Cela permettrait aux projets de réaliser le calcul économique et de se financer malgré la limite réglementaire de 30%. Et cela resterait profitable pour la collectivité dans la limite de rentabilité des projets.

**Du côté des modèles d'affaires**, deux solutions existent pour augmenter le taux de 30% sans augmenter l'instabilité du système électrique.






- La première solution, la plus économique, s'appuie sur l'effacement (notamment diffus) de la consommation et des installations de climatisation (qui sont généralement à l'origine de la pointe diurne). Avec une valeur pouvant atteindre 80 à 310 €/kW/an selon les zones, pour un coût de ~80€/kW, l'effacement est une solution économiquement efficace pour la collectivité.
- La deuxième solution est le stockage, plus coûteux, mais qui fait sens dans certaines zones en permettant de lisser la courbe de production du photovoltaïque. Cela permet de réduire l'instabilité du système et d'augmenter le taux d'EnR possible. En effet, le problème des 30% n'est pas lié à la capacité de pointe, mais à la flexibilité du système. Un stockage de faible quantité est suffisant (1MWh/MWc).

Ces deux solutions sont actuellement expérimentées, via les projets Smart Grids, les Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) et les Appels d'offre (AO) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en Outre-Mer. Ces initiatives pourraient être poursuivies, dans la mesure où elles optimisent le coût pour la collectivité, et un cadre plus pérenne pourrait être mis en place.

## 4.2. Etat des lieux

### 4.2.1. Les systèmes électriques des ZNI

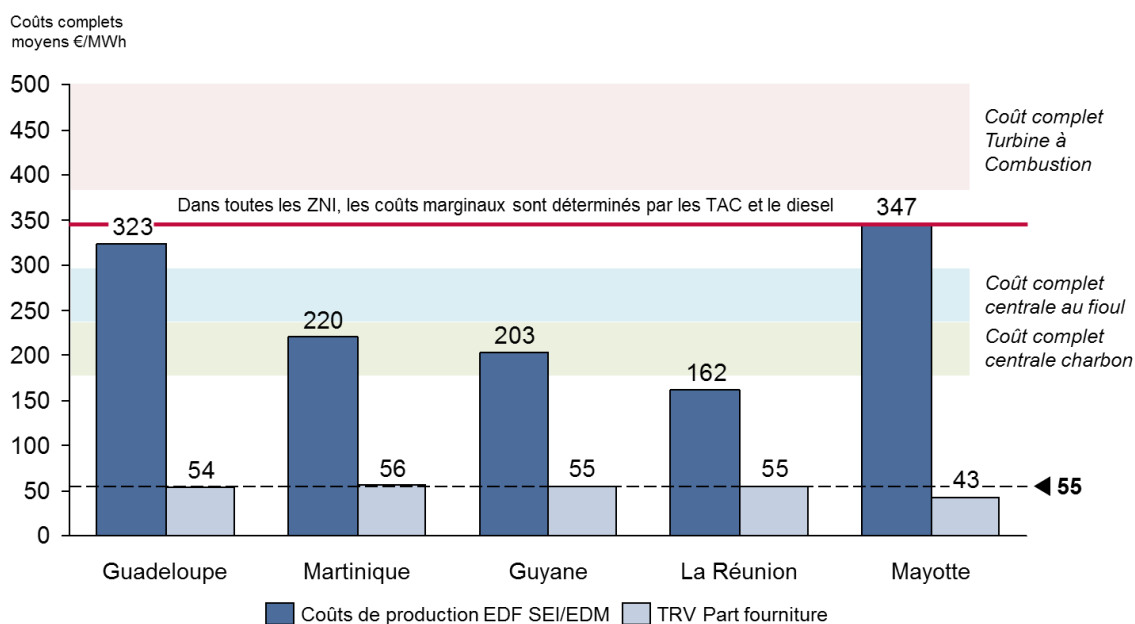
- *Systèmes électriques des ZNI*

	La Réunion	La Guadeloupe	La Martinique	Guyane	Mayotte
Emblème					
Synthèse	La Réunion est la première ZNI d'Outre-Mer pour la puissance électrique. Son mix est déjà fortement renouvelable et donc contraint (limite des 30%), avec 160 MWc de PV et 135 MW d'hydraulique. Les centrales de base sont le charbon, et la pointe est assurée par des diesels et des TAC	La Guadeloupe et la Martinique ont ~65 MWc de PV installés, avec des taux de pénétration proches ou au-delà des 30%. Ils ne bénéficient pas de stockage à date mais des projets sont prévus.  Comme à la Réunion, le charbon est fortement présent	Contrairement à la Réunion, il n'y a pas de charbon, le système est donc couteux	Les systèmes de Guyane et de Mayotte sont très petits (128 et 34 MW de consommation de pointe), couverts par du diesel, des TAC et quasi saturés en ENR  Le système électrique est très fragile, basé sur l'hydraulique et complété par le diesel et des TAC.	La consommation électrique est faible, et repose quasi entièrement sur du diesel et du PV
Population	800 000 habitants	400 000 habitants	400 000 hab.	250 000 habitants	213 000 habitants
Parc PV	En 2014, le parc est de 160 MWc (croissance nulle) ce qui représente 8% de la production et <b>200 Wc/hab</b>	67 MWc (+2 MWc/an) – soit 5,7% de la prod. 170Wc/hab	63 MWc (+2 MWc/an) – 4,7% de la production. 170Wc/hab	34 MWc raccordés (croissance nulle) – 6% de la production	13 MWc (croissance nulle) – 6% de la production 60Wc/hab
Puissance de pointe	450 MW. Elle est caractérisée par la climatisation le matin et l'éclairage le soir	254 MW (midi et soir, respectivement la climatisation et l'éclairage)	253 MW (midi et soir)	128 MW (soir, éclairage et climatisation)	41 MW (soir) Pmin : 18 MWc
Parc classique	La base est assurée par du charbon et de la bagasse pour 221 MW. Diesel (211 MW) et TAC (80 MW) complètent le parc thermique. L'hydraulique constitue 20 à 25% de l'électricité produite (variable selon les années) avec 135 MW de puissance. Cependant, la capacité de stockage des barrages est réduite (~2h à Sainte Rose pour 88 MW)	Charbon (94 MW) Diesel, 175 MW et TAC (100 MW). ENR: géothermie et hydro (13+8 MW)	Diesel, 211 MW et TAC, pour 132 MW	Diesel, 67 MW et TAC (60 MW). La spécificité de la Guyane est le barrage du Petit Saut (114,5 MW) qui produit la majeure partie de l'électricité et fournit un stockage	Diesel (78 MWc), dont 33 MWc en construction
Unités marginales	<b>le diesel et les TAC sont marginaux</b> la plupart du temps	le diesel généralement, les TAC sont utilisées le soir	Le diesel et les TAC sont marginaux la plupart du temps	Le diesel est marginal en journée, les TAC sont utilisées le soir	Le diesel est toujours marginal
Coupages	Plusieurs heures par an, le photovoltaïque est coupé (WE et lundi midi) pour des contraintes techniques de stabilité	Les coupures sont apparues en 2012, quelques heures par an en WE	Taux de pénétration : 29% à fin 2013. Pas encore de coupures mais envisageable à court terme	pas de coupures à date, mais envisageable à court terme (pénétration: 25%)	Seuil de 30% atteint, pas de chiffres de coupures
Stockage	Plusieurs projets soutenus par des fonds publics en cours : PEGASE, EnerStock, STEP Marine, AO CRE Outre-Mer (20 MWc)	STEP Marine en développement. Projet MILLENER : pilotage offre/demande. AO CRE Outre-Mer : 3 MWc	AO CRE Outre-Mer : 6 MWc PV	AO CRE Outre-Mer : pour 12 MW	AO CRE Outre-Mer: 1,82 MWc

**Tableau 31 : état des lieux de la situation du photovoltaïque dans les ZNI**

- **Coûts de production de l'électricité dans les ZNI**

La production électrique dans les ZNI est principalement fondée sur des moyens thermiques (fioul, charbon, Turbine à Combustion - TAC, bagasse - résidu de canne à sucre). Cela engendre un coût complet moyen très élevé de l'électricité. La Figure 169 illustre les coûts complets moyens (€/MWh) dans ces zones. **La Réunion présente le plus faible coût moyen car son système électrique est assis sur le charbon, moins cher.** A l'inverse, Mayotte, qui utilise quasi-entièrement du fioul, présente le coût le plus élevé. Le TRV (Tarif Règlementé de Vente) est garanti dans les ZNI par le principe de péréquation tarifaire (mécanisme de redistribution géographique) qui impose un même tarif sur tout le territoire français (notamment les ZNI). Ainsi le coût de production de l'électricité peut être plus élevé que le prix de vente dans les ZNI. Les surcoûts de production locaux sont compensés par la CSPE (contribution au service public de l'électricité).



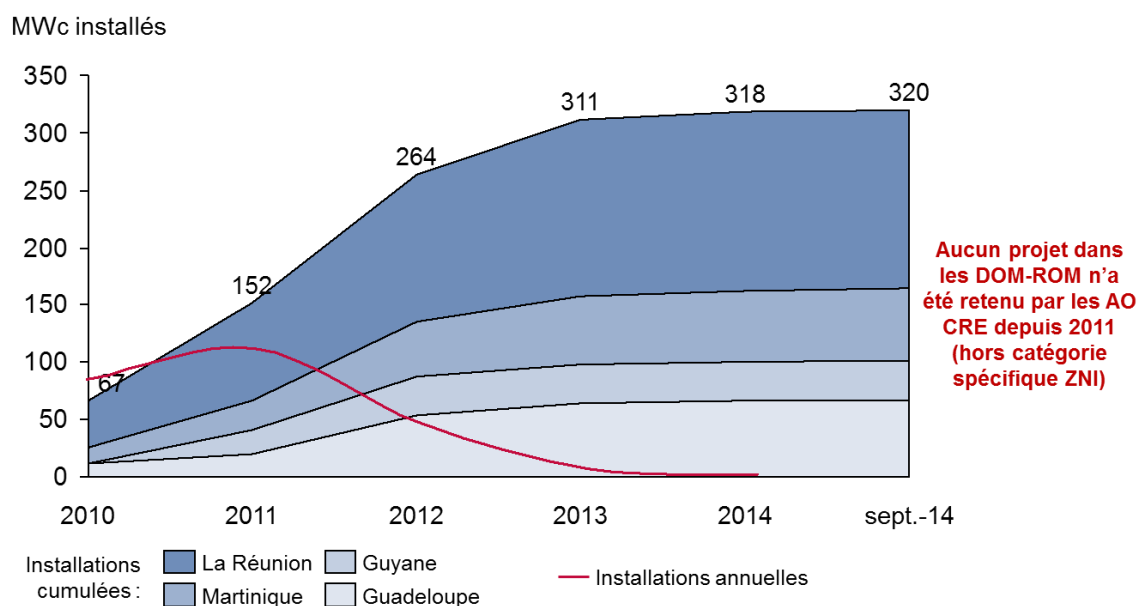
Source: CRE, RAPPORT D'INFORMATION PAR LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES sur l'adaptation du droit de l'énergie aux Outre-mer, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 169 : coût complet moyen (€/MWh) dans les ZNI**

- **Développement historique du PV dans les ZNI**

Le développement du photovoltaïque est quasiment stoppé depuis la fin de l'année 2012. Ce constat est valable dans toutes les DOM-ROM concernées, et il est illustré par la Figure 170, qui met en évidence l'arrêt quasi-total des installations nouvelles de photovoltaïque depuis 3 ans.

## INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES CUMULEES SUR LES ZNI PRINCIPALES



Sources : Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Tableau de Bord PV Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Rapport parlementaire sur les ZNI

**Figure 170 : Installations photovoltaïques cumulées sur les ZNI principales**

**L'origine principale de cet arrêt des installations est la limitation à 30% de la part des EnR dans les ZNI.** Cette limite empêche tout développement et financement de projet car elle crée un risque très significatif pour les porteurs de nouveaux projets. Avec la limite des 30%, des déconnexions peuvent avoir lieu pour les derniers projets installés, de manière inopinée et non quantifiable pour les porteurs de projets. Sans certitude sur la production et donc sur la possibilité de rembourser l'investissement, les investisseurs ne financent plus de projets photovoltaïque.

**Cependant, le photovoltaïque peut rester intéressant pour la collectivité et ce malgré les déconnexions.** Cela est vrai à la condition que ces déconnexions restent inférieures à quelques centaines d'heures annuelles et soient limitées contractuellement. La Figure 171 illustre le LCOE<sup>134</sup> (Levelized Cost of Electricity) du photovoltaïque en fonction du nombre d'heures de coupure par an à la Réunion. Ce coût peut être inférieur au coût complet moyen même avec plusieurs centaines d'heures de coupures (jusqu'à 500 par an). En comparaison, il y a seulement eu 100 heures de coupures à la Réunion en 2013. Le LCOE d'une centrale au sol augmente avec le nombre d'heures de coupures car la production d'électricité est prise en compte dans le LCOE (Augmentation du LCOE avec la diminution de la production). Plus les coupures augmentent, moins la centrale produit pour le même investissement, donc le LCOE augmente.

**La deuxième cause de l'arrêt du développement pourrait être les coûts réseaux.** Le coût de raccordement dans les ZNI peut être un poste de coût majeur pour les installations, et les chiffres envisagés pour les S3REN<sup>135</sup> sont très conséquents.

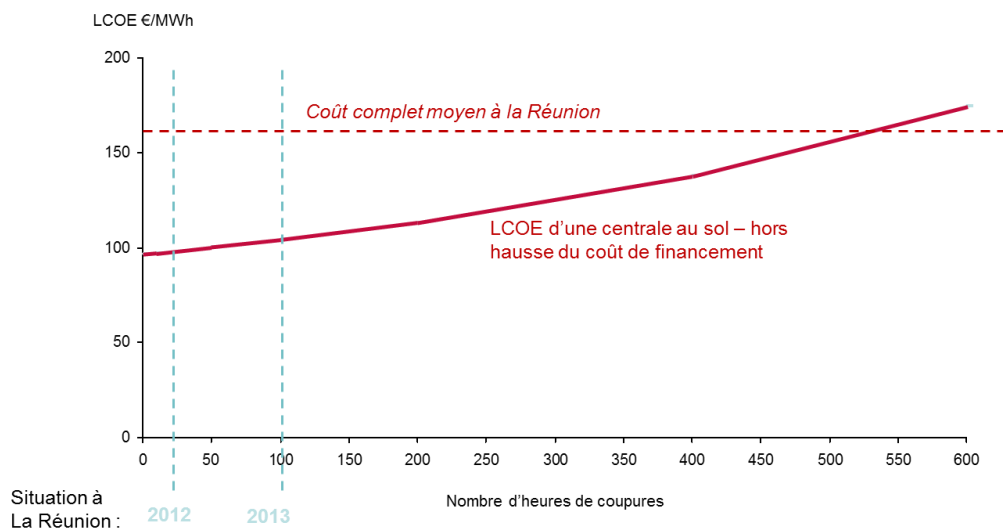
La quote-part pour mutualiser entre les producteurs les coûts de renforcement et de création d'ouvrages non spécifiques s'échelonne de 0 à 70 €/kW dans les S3REN métropolitains. Mais les chiffres annoncés sur les **S3REN en cours d'évaluation dans les ZNI sont d'un autre ordre de grandeur : 213€/kW en Guadeloupe, 250-400 €/kW à la Réunion, et près de 600€/kW en Guyane. Ces coûts très élevés sont issus d'un manque d'investissement dans les réseaux électriques historiques (critère B 3 à 10 fois**

<sup>134</sup> Le LCOE (levelized cost of electricity) représente le coût de production d'électricité en incluant tous les coûts du cycle de vie : investissement, opérations, maintenance, etc.

<sup>135</sup> Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REN). Ces schémas sont basés sur les objectifs fixés par les SRCAE (arrêtés préfectoraux fixant des objectifs de développement des EnR). Ils doivent être élaborés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité concernés dans un délai de six mois suivant l'approbation des SRCAE. Début 2015, seulement 11 régions sur les 27 en France ont publiées un S3REN et aucune ROM ne l'a fait.

**plus élevés qu'en métropole).** Ces coûts pourraient empêcher tout développement futur des EnR sous ces schémas. Des **voies d'amélioration** sont possibles. Un premier axe consiste à adapter les S3REN au contexte local, et notamment en prenant en compte la valeur créée en matière d'électrification pour le réseau lors d'un renforcement. Un deuxième axe consiste à privilégier les installations d'autoconsommation, à faible pointe d'injection et plus diffuses.

EVOLUTION DU LCOE EN FONCTION DU NOMBRE D'HEURES DE COUPURES – CENTRALES AU SOL



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Données I-CARE, Rapport Parlementaire sur l'Outre Mer

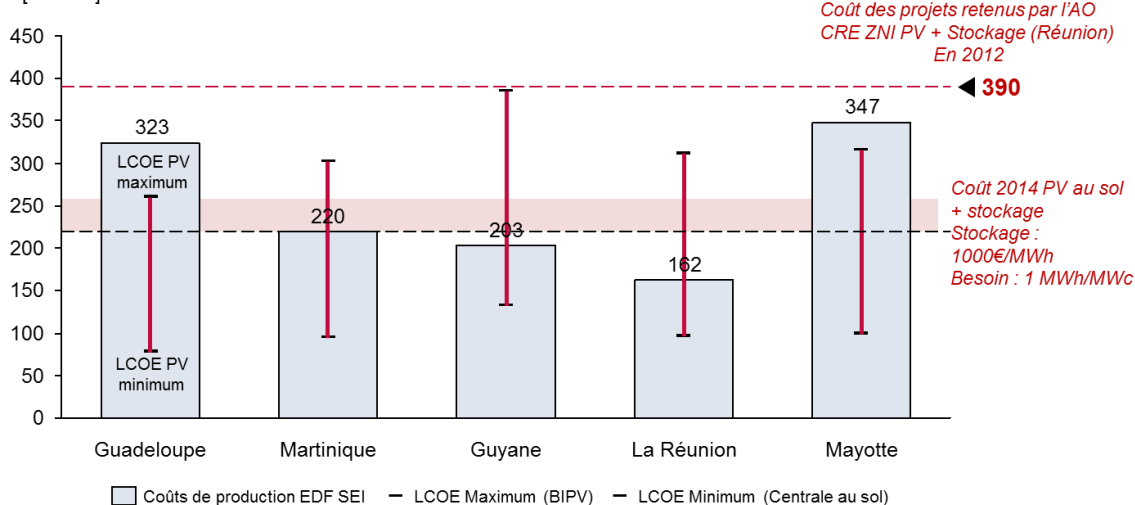
**Figure 171 : évolution du LCOE en fonction du nombre d'heures de coupures**

#### 4.2.2. Les coûts du photovoltaïque dans les ZNI

**Le LCOE du photovoltaïque est faible par rapport au LCOE<sup>136</sup> des autres sources d'électricité locales.** La Figure 172 illustre cet aspect. Le photovoltaïque au sol sans stockage est plus économique que le coût moyen complet actuel. Les solutions avec stockage deviennent intéressantes économiquement. Le LCOE PV maximum est obtenu pour le BIPV (Photovoltaïque Intégré au bâti).

<sup>136</sup> Le surcoût TOM par rapport à la métropole est calculé à partir des indices d'écarts de coût de l'INSEE disponibles dans l'étude « Comparaison des prix entre les DOM et la métropole en 2010 ». C'est l'indice « Meubles, Electroménager et Entretien » qui est retenu, pour représenter le surcoût d'importation, d'installation et d'entretien du bien.

COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZNI POUR LA COLLECTIVITÉ  
[€/MWh]



Hypothèses : Les coûts du PV sont considérés similaires à la situation française, mais sont augmentés de l'écart de prix INSEE évalué entre 2010 sur l'aménagement. Les coûts de raccordement/renforcement sont les évaluations des S3REnR évoqués dans le rapport de l'assemblée nationale sur les ZNI  
 Source : Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Rapport Assemblée Nationale, Préfecture de Guyane, Guadeloupe, ARER, QualiPV, INSEE

Figure 172 : coût de l'électricité dans les ZNI pour la collectivité

#### 4.2.3. Le contexte réglementaire actuel

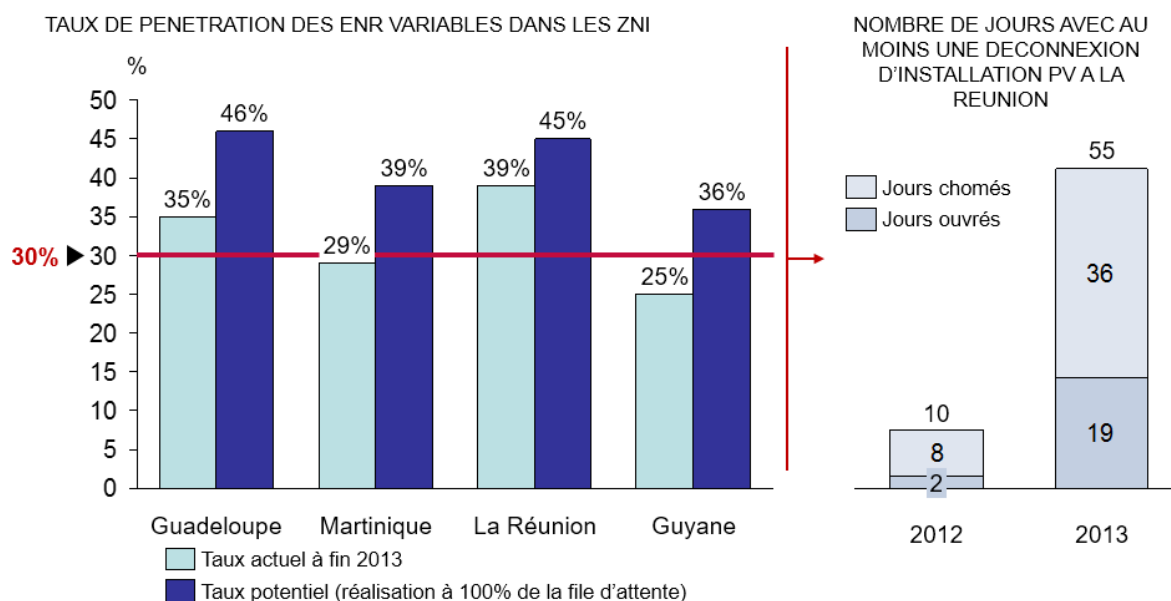
La règle limitant à 30 % la part des EnR dans les ZNI provient de l'arrêté du 23/04/08 relatif aux prescriptions techniques (...) pour le raccordement au RPD en BT ou HTA. Ce niveau est issu « d'un retour d'expérience d'EDF », et serait « cohérent avec de nombreuses études. » selon un rapport d'information parlementaire<sup>137</sup>.

**L'application de cette règle privilégie l'ancienneté du raccordement**, lorsque le niveau de 30% est atteint en temps réel, les installations de plus de 3 kVA sont déconnectées par ordre inverse de date de raccordement. Il est affiché dans le contrat de raccordement que la déconnexion peut atteindre 100% du temps si cela est nécessaire. Ainsi, l'investisseur et le porteur de nouveau projet n'ont aucune visibilité sur le productible pouvant être atteint sur les années futures. Il n'y a aucune limite, et elle est peu prévisible. La déconnexion est portée par un nombre restreint d'acteurs (les derniers installés) de manière significative (plusieurs fois par an). Dans ces conditions, **les projets ne sont plus finançables car les investisseurs ne veulent pas prendre un tel risque sur le productible.**

Cette limite « des 30% » est d'autant plus importante que la plupart des ZNI ont atteint ce seuil ou devraient l'atteindre sous peu. A la Réunion par exemple, le nombre de déconnexion a été fortement augmenté entre 2012 et 2013, où 55 jours ont été concernés. La Figure 173 illustre le taux de pénétration des EnR dans les ZNI et donne le nombre de jours avec déconnexion d'installations photovoltaïques à la Réunion. Le taux de pénétration fin 2013 dépasse parfois la limite des 30%. Il s'agit du taux de pénétration maximal des EnR. Le franchissement des 30 % entraîne des coupures, ce qui a été le cas en Guadeloupe et à la Réunion. A la Réunion, il y a plus de déconnexions les jours chômés car la consommation est moindre (bureaux fermés, industries fonctionnant moins). La production nécessaire diminue et la part du photovoltaïque augmente alors.

<sup>137</sup> Rapport d'information N° 2225, Adaptation du droit de l'énergie aux Outre-mer





Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Rapport d'information par l'Assemblée Nationale, par la Commission des Affaires Economiques, CRE

**Figure 173 : Taux de pénétration des ENR dans les ZNI et nombre de coupures annuelles**

Cependant, il existe des voies d'amélioration. La première vise à **moduler le taux de 30%** selon les régions et l'évolution du mix : la Guyane possède par exemple un barrage hydroélectrique (Petit Saut) et devrait pouvoir accueillir plus de 30% d'EnR. La **prise en compte de la disponibilité du stockage** et de son évolution permettrait d'augmenter le taux ou de ne pas inclure dans ce taux la production variable potentiellement liée à ce stockage. La deuxième voie d'amélioration possible consiste à ce que le gestionnaire de réseau, lors du raccordement, s'engage sur un nombre d'heures de coupure annuels par an et porte le reste du risque.

### 4.3. Les solutions envisageables pour débloquer le développement du photovoltaïque

En dehors des problématiques réglementaires (seuil de 30% pour toutes les ZNI), il existe des solutions techniques pour améliorer le potentiel PV des ZNI : l'effacement et le stockage.

#### 4.3.1. L'effacement

Le développement de l'effacement de la consommation électrique dans les ZNI est une des solutions à envisager pour dépasser le seuil de 30%. **L'effacement pourrait être développé**, notamment avec :

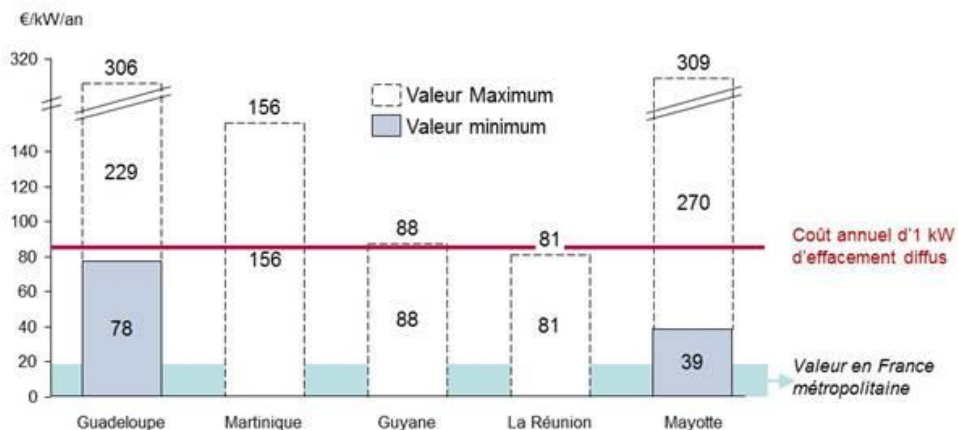
- **Les procédés de climatisation et des pompes de piscines**
- **Les clients très consommateurs ayant des procédés interruptibles**

Pour chaque kW d'effacement disponible, un kW de photovoltaïque devrait pouvoir être installé si le nombre d'heures nécessaires est similaire ou inférieur à la disponibilité de l'effacement : en cas d'absence soudaine de soleil, l'effacement serait enclenché **afin de laisser le temps aux centrales classiques de démarrer**. La valeur maximale de l'effacement est élevée dans toutes les ZNI et permettrait de le rentabiliser.

Les analyses effectuées pour ce rapport montrent que **le coût fixe de l'effacement diffus (estimé à 80 €/kW/an) est inférieur à la valeur maximale de cette flexibilité dans plusieurs régions d'Outre-Mer**. La Figure 174 illustre cet aspect. Cela suppose qu'un kW d'effacement permet d'installer un kW de

photovoltaïque<sup>138</sup>, créant de la valeur : cette valeur est obtenue par l'écart de coût entre un kW produit par le mix énergétique habituel et un kW produit par le photovoltaïque (moins cher). Le photovoltaïque ayant un coût maximal et minimal (Figure 172) l'effacement a une valeur maximale et minimale.

#### VALEUR DE LA FLEXIBILITE PERMETTANT D'INSTALLER DES SYSTEMES PV SUPPLEMENTAIRES EN 2014



La valeur de la flexibilité dépend de l'écart de coût entre un MWh produit par le mix local et un MWh produit par le solaire  
Les seuils minimaux et maximaux dépendent du segment solaire retenu

Hypothèses : Pour la valeur en France, on retient les chiffres possibles de prix du mécanisme de capacité : entre 0 et 30 €/kW/an envisagés par RTE dans le rapport d'accompagnement des règles. Pour l'effacement, on considère un coût de ~475 euros d'investissement par foyer, pour un potentiel effaçable d'un kW (climatisation), sur 10 ans au taux de 8%

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, Rapport d'information par l'Assemblée Nationale, par la Commission des Affaires Economiques, CRE

Figure 174 : valeur de la flexibilité permettant d'installer du photovoltaïque supplémentaire

Les projets Smart Grids sur la flexibilité insulaire pourraient être poursuivis et les initiatives encouragées. Parmi les projets existant, on peut citer les Projets **Millener** en Corse, Guadeloupe et Réunion:

- 3 MWh de stockage sur 500 sites résidentiels
- 1000 Energie box « passerelles »
- Installation de modules PV

Le concept de passerelle de Millener, qui offre de l'effacement diffus, est historiquement développé aux Etats-Unis l'été pour fournir de l'effacement et réduire la pointe.

#### 4.3.2. Le stockage

Le stockage pourrait constituer une autre solution à moyen terme pour permettre d'augmenter le développement du PV dans les ZNI. L'AO ZNI CRE visait typiquement à favoriser des projets solaires intégrant du stockage. Ainsi, à la Réunion, la centrale de Bardzour (9 MWh, 9 MWh de stockage Li-ion) a été construite et livrée en 2014, une 2ème centrale est en cours de construction à la Réunion. **Le coût était élevé : 39,7c€/kWh** (clôture de l'AO en février 2012).

Le surcoût du stockage n'est pas réhibitoire dans les ZNI. Avec un coût de 1000€/kWh, les batteries pourraient offrir des solutions technico-économiques intéressantes pour toutes les ZNI **avec un coût du PV « stabilisé » à 210-260 €/MWh**. C'est notamment vrai pour Mayotte et la Guadeloupe, qui ont des coûts de production d'électricité très élevés. Ces deux régions sont des zones cibles pour débiter le développement. La Guadeloupe étant contrainte et sans charbon, c'est même la ZNI privilégiée pour améliorer l'intégration des ENR par le stockage.

<sup>138</sup> Le nombre d'heures de coupure étant relativement faible, cette hypothèse est plausible. Elle pourrait être remise en cause si le taux d'ENR augmentait significativement, ce qui augmenterait le nombre d'heures en contrainte pour le système électrique.

De plus, différentes initiatives en cours pourraient être poursuivies et développées. Ces projets sont généralement soutenus par des fonds publics : les **AO CRE Outre-Mer**, les projets à **La Réunion** (projet STEP Marine envisagé, projet PEGASE avec stockage d'énergie par batterie NaS (1MW) et prévision de la production ENR, projet Enerstock), à La **Guadeloupe** (SEPMERI (STEP Marine) : 50 MW / 290 M€, Maia (PV + Stockage)), à **Mayotte** (Opera : 3 MW de batterie), en **Guyane** (le barrage de Petit-Saut est une source de stockage importante et existante).

## 5. Conclusion

La présente étude, menée pour l'ADEME entre septembre 2014 et septembre 2015, a permis de mettre en évidence des constats et d'identifier des propositions de lignes directrices pour une politique de soutien à l'énergie photovoltaïque pour la période 2016-2020.

En 2014, alors que le contexte international est très porteur pour le développement de l'énergie PV, la situation est contrastée en France : le marché domestique étant en attente de définition de nouveaux objectifs et la filière française étant fragilisée par une compétition internationale très vive.

Au niveau mondial, la baisse des coûts rapide et continue des systèmes ne laisse plus de doute sur la compétitivité à venir de cette énergie, amenant les réflexions à se déplacer sur les problématiques économiques des modèles d'affaires associés à cette production (autoconsommation, agrégation, ...)

L'étude a permis de dresser une trajectoire pour la phase de transition que constitue la période 2016-2020, pendant laquelle un dispositif de soutien sera toujours nécessaire, avec comme objectif principal de préparer l'ensemble des acteurs à un nouveau paradigme PV, porté par la parité réseau et la réglementation des bâtiments (RT 2020).

Dans ce cadre, le marché PV se divise de plus en plus clairement en deux marchés : le marché de production massive d'énergie, porté principalement par les grandes installations au sol ou en toiture, et le marché de plus petite taille mais à plus forte valeur ajoutée porté principalement par le bâtiment, notamment résidentiel.

Sur ces 2 marchés, les acteurs français ont des atouts à faire valoir, tant en France qu'à l'international, notamment grâce aux efforts de R&D et aux stratégies internationales des acteurs français.

Pour réaliser cette trajectoire de transition en optimisant des objectifs complémentaires que sont la maîtrise du dispositif de soutien, la maximisation des emplois et la montée en compétence des entreprises françaises, l'étude a identifié 30 recommandations quant au dispositif de soutien, classées autour de 4 piliers : réorientation du dispositif de financement de la demande, clarification du cadre réglementaire, renforcement du positionnement innovant de la filière, développement d'une équipe France pour l'export.

Les acteurs de la filière ont exprimé ces dernières années leurs attentes d'orientations claires et stables pour les années à venir, afin de pouvoir définir une stratégie et investir dans les technologies et les modèles d'affaires du nouveau paradigme PV : un certain nombre des travaux et conclusions formulées dans cette étude sont et seront utiles aux pouvoirs publics, dans le cadre de la PPE et des autres instruments de politique publique, pour définir ce nouveau cadre qui vise un développement équilibré et pérenne de l'énergie photovoltaïque en France. C'est l'opportunité de produire en France une électricité propre et compétitive à l'horizon 2021-2025 avec, en 2014, 16 000 emplois.

## **Annexes**

Annexe 0 : Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil

### **Méthodologie de l'étude**

Annexe 1 : Enquête auprès de la filière française

Annexe 2 : Entretiens réalisés en France

Annexe 3 : Entretiens réalisés à l'international

### **Résultats détaillés**

Annexe 4 : Contexte international

Annexe 5 : Benchmark international sur la valorisation du PV

Annexe 6 : Résultats détaillés de l'enquête

Annexe 7 : Innovations

Annexe 8 : Coûts et bénéfices du PV pour la collectivité

Annexe 9 : Schémas de valorisation et modèles d'affaire

Annexe 10 : Hypothèses retenues pour les scénarios de l'analyse de sensibilité

### **Méthodologies de modélisation**

Annexe 11 : Modélisation des coûts des systèmes PV

Annexe 12 : Modélisation macro-économique et emplois

## Références bibliographiques

Nom du document	Année de publication	Auteur	Type
Données économiques de la chaîne de valeur du photovoltaïque et étude quantitative de l'impact économique de l'innovation	2012	ADEME	Rapport
Fiches définitions critère intégration au bâti	2006	ADEME	Document
Le Solaire Photovoltaïque	2013	ADEME	Document
Retour d'expérience en France du Projet Européen Hip Hip	-	ADEME	Document
Photovoltaic Power Applications in France National Survey Report	2008 à 2013	ADEME - IEA PVPS	Document
Etude sur le potentiel du stockage d'énergie	2013	ADEME, ATEE, DGCIS	Rapport d'étude
Aluminum Extrusions are Better for PV Mounting Structures	2010	AEC	Article de presse
Tarifs Aleo t42014	2014	Aleo Solar	Présentation
Advanced Low-Cost SiC and GaN Wide Bandgap Inverters for Under-the-Hood Electric Vehicle Traction Drives	2014	APEI	Présentation
Production d'électricité photovoltaïque Sur un immeuble d'habitation à Montgermont	-	Archipel habitat	Présentation
Performance Comparison of a GaN GIT and a Si IGBT for High-Speed Drive Applications	2014	Arda Tiysiiz, Roman Bosshard, and Johann W. Kolar Power Electronic Systems Laboratory ETHZurich Zurich, Switzerland tuysuz@lem.ee.ethz.ch	Document
What cost for photovoltaic modules in 2020? Lessons from experience curve models	2013	Arnaud De La Tour Matthieu Glachant Yann Ménière	Document
Bordereau de prix ARTIPRIX étanchéité - isolation - Ravalement façade - Peinture	2014	Artiprix	Document
Audition ouverte à la presse de Mr Philippe de Ladoucette, président de la Commission de Régulation de l'Energie	2014	Assemblée Nationale	Compte-rendu
Audition de Mr Philippe de Ladoucette, président de la Commission de Régulation de l'Energie	2014	Assemblée Nationale	Compte-rendu
ABOUT 42%-CLASS CPV CELLS AND PATHWAYS BEYOND	2014	Azurspace	Article de conference
LEVELISED COST OF ELECTRICITY - PV	2014	Bloomberg	Présentation



Evolution of MultijunctionSolar Cell Technology for Concentrating Photovoltaics	-	Boeing Spectrolab	Présentation
GaN on silicon From devices to modules	2013	CEA Leti	Présentation
Modules et procédés photovoltaïques	2014	Certisolis - CSTB	Document
Système d'information sur le prix de la fourniture photovoltaïque	2013	CETE Méditerranée - Stéphane COUSSEAU - Christine GILBERT	Rapport
Tableau de bord éolien-photovoltaïque / tous les numéros -> février 2015	-	CGDD	Revue trimestrielle
Li-ion battery material market review and forecasts 2012-2025	2013	Christophe PILLOT Director, AVICENNE ENERGY	Présentation
Effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : analyse input-output du scénario négaWatt	2013	CIREN - Philippe QUIRION	Document de travail
Tableau de bord éolien-photovoltaïque	2015	Commissariat général au développement durable	Document
Rapport d'information n°2225 sur l'adaptation du droit de l'énergie aux Outre-mer	2014	Commission des Affaires Economiques	Document
La politique de développement des énergies renouvelables	2013	Cour des comptes	Rapport public thématiques
California Net Energy Metering Ratepayer Impacts Evaluation	2013	CPUC	Document
California Solar Initiative Annual Program Assessment	2013	CPUC	
Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine	2014	CRE	Document
Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine. Eolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque	2014	CRE	Document
La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective	2014	CRE	Document
Rapport de synthèse sur les AO portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kW	2013-2014	CRE	Rapport confidentiel
LA REGLEMENTATION POUR L'INTEGRATION DES PRODUITS PHOTOVOLTAÏQUES AU BATI	2005	CSTB	Document
Annual Reports	2013	Daiwa Houses	Document
l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable	2014	DGEC	Document
Critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti	2007	DGEMP - Dideme	Document
Critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti	2007	DGEMP - Dideme	

Détail des conditions tarifaires définies par l'arrêté du 31 août 2010	2010	DGEMP - Dideme	Arrêté de loi
Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable	2014	Direction générale de l'énergie et du climat	Rapport interne
Module price list	2014	Distributeur de module nom confidentiel	Présentation
Successful Integration of Renewable Energies in the Market: the Role of the Power Exchange	2015	Dr. Wolfram Vogel, Director Public Affairs & Communications; EPEXSPOT	Présentation
Bilan Prévisionnel dans les ZNI	2013	EDF SEI	Documents
CPV Market Evolution and the Potential in Cost Reduction of CPV Modules	2013	Egbert Rodriguez Messmer Soltune CPV S.L., Madrid (Spain)	Article de conference
EMCORE Four-Junction Inverted Metamorphic Solar Cell Development	2014	Emcore	Présentation
E.ON Annual Report	2013	EON	Document
COMPETING IN THE ENERGY SECTOR	2011	EPIA	Document
ECONOMIC BENEFITS OF SOLAR PHOTOVOLTAICS The PV Value Chain	2013	EPIA	Document
GLOBAL MARKET OUTLOOK For Photovoltaics 2014-2018	2014	EPIA	Document
SOLAR EUROPE INDUSTRY INITIATIVE (SEII) DRAFT SUMMARY IMPLEMENTATION PLAN 2010- 2012 JANUARY 2010	2011	EPIA - photovoltaic technology platform	Document
ANALYSIS OF THE OPTIONS TO REDUCE THE INTEGRATION COSTS OF RENEWABLE GENERATION IN THE DISTRIBUTION NETWORKS. PART 1: IMPACT OF PV DEVELOPMENT IN FRANCE AND GLOBAL ANALYSIS OF CONSIDERED ALTERNATIVES TO REINFORCEMENT	2013	ErDF	Article de conference
ANALYSIS OF THE OPTIONS TO REDUCE THE INTEGRATION COSTS OF RENEWABLE GENERATION IN THE DISTRIBUTION NETWORKS. PART 2: A STEP TOWARDS ADVANCED CONNECTION STUDIES TAKING INTO ACCOUNT THE ALTERNATIVES TO GRID REINFORCEMENT.	2013	ErDF	Article de conference
Barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité concédé à ERDF	2014	ErDF	Document
Tarif d'Utilisation du Réseau Public de Distribution d'Électricité	2014	ErDF	Document

An Analysis of Residential PV System Price Differences Between the United States and Germany	2014	ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY	Document
L'approche filière : analyse fonctionnelle et identification des flux	2005	FAO - Fabien Tallec, Louis Bockel	Document de travail
L'approche filière : l'analyse des effets aux prix du marché	2005	FAO - Fabien Tallec, Louis Bockel	Document de travail
LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE FACE AUX DÉFIS DU 21E SIÈCLE	2012	Fondation nicolas hulot	Document
Implantation du photovoltaïque au bâti	2011	Formation Quali'PV	Présentation
BIPV –From Add-On PV to Real Integration Challenges and Options	2013	Fraunhofer	Présentation
LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES STUDYNOVEMBER 2013	2013	Fraunhofer	Document
Photovoltaics Report	2012	Fraunhofer	Présentation
PV LEARNING CURVES: PAST AND FUTURE DRIVERS OF COST REDUCTION	2011	Friederike Kersten <sup>1,2</sup> , Roland Doll <sup>1</sup> , Andreas Kux <sup>1</sup> , Dominik M. Huljić <sup>1</sup> , Marzella A. Görig <sup>1,2</sup> , Christian Breyer <sup>1,3</sup> , Jörg W. Müller <sup>1</sup> , Peter Wawer <sup>1</sup> 1 Q-Cells SE, Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, OT Thalheim, Germany Phone: +49 (0) 3494 66 99-0, Fax: +49 (0) 3494 66 99-199, E-mail: f.kersten@q-cells.com 2 Anhalt University of Applied Science, Bernburger Str. 55, 06366 Köthen (Anhalt), Germany 3 now with: Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstraße 25, 12459 Berlin, Germany	Article de conference
On the Cost of Photovoltaic Electricity for Small Residential Plants in the European Union	2014	Girolamo Di Francia	Article de conference
Shrinking Solar Soft Costs: Policy Solutions to Make Solar Power Economically Competitive	2014	Green energy institute at lewis & clark law school	Document
Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics	2005	Gregory F. Nemet	Article de conference
Catalogue of Photovoltaic Plants Integrated with Innovative Characteristics	2012	GSE	Document
Disciplina Dello Scambio Sul Posto	2013	GSE	Document
Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico, 2012	2012	GSE	Document
Rapporto Statistico 2012 - Solare Fotovoltaico	2013	GSE	Document
CdTe module costs	2014	GTM Research	Graphique
CIGS module costs	2014	GTM Research	Graphique
PV Production, Technology and Cost outlook: 2012-2016 (Preview version)	2014	GTM Research	Document

SOLAR PV BALANCE OF SYSTEM (BOS): TECHNOLOGIES AND MARKETS (Preview)	2011	GTM Research	Document
SOLAR PV BALANCE OF SYSTEM (BOS): TECHNOLOGIES AND MARKETS (Preview)	2012	GTM Research	Document
THE GLOBAL PV INVERTER LANDSCAPE 2013: Technologies, Markets, and Survivors	2013	GTM Research	Document
U.S. SOLAR MARKET INSIGHT REPORT EXECUTIVE SUMMARY	2011-2012-2013-2014	GTM Research	Document
Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental	2009	Hespul	Document
Energy Technology Perspectives 2015	2015	IEA	Document
Medium-Term Renewable Energy Market Report	2014	IEA	Document
National Survey Report of PV Power Applications in Italy	2014	IEA	Document
National Survey Report of PV Power Applications in Japan	2013	IEA	Document
National Survey Report of PV Power Applications in the US	2013	IEA	Document
PVPS annual report	2013	IEA	Document
RESIDENTIAL PROSUMERS - DRIVERS AND POLICY OPTIONS (RE-PROSUMERS)	2014	IEA	Document
Solar Energy Perspectives	2011	IEA	Document
Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy	2014	IEA	Document
World Energy Outlook	2014	IEA	Document
Mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France	2010	IGF - CGIET	Présentation
Component family summary by assembly for the Power-One Inc. Aurora PVI-4.2-OUTD-S-US Solar Power Inverter	2011	IHS iSuppli	Graphique
Commercial PV to drive BOS market up to US \$19billion by 2019	2015	IHS- repris par PV TECH	Article de presse
Solutions photovoltaïques pour les bâtiments industriels Retour d'expériences	2009	Inddigo	Présentation
4èmes SOLAR MEETINGS « L'autoconsommation »	2013	INES	Document
L'autoconsommation Produire et consommer localement son énergie photovoltaïque	2013	INES	Présentation
Le crédit d'impôt dédié au développement durable - une approche économétrique	-	INSEE - Amélie MAUROUX - Direction des études et synthèses économiques	Document de travail
International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)	2012-2013-2014	International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Semi	Document
Evaluation des conditions d'innovation dans la filière photovoltaïque en France et orientations stratégiques	2013	INTERNE ADEME	

"Impact of Commercialization of GaN based Power Devices on PV Solar Power Generation	2011	IOR	Présentation
The Status of GaN-on-Si based Power Device Development at International Rectifier	2013	IOR	Présentation
Renewable Energy and Jobs Annual Review 2014	2014	IRENA	Document
RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES	2012	IRENA	Document
Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview	2012	IRENA	Document
Solar Photovoltaics Technology Brief	2013	IRENA	Document
GaN Power Devices for Micro Inverters	2010	irf.com	Présentation
PV Status Report	2013 -2014	Joint Research Center	Rapport
Tracking the Sun VII	2014	Lawrence Berkeley national Laboratory - Sunshot US DOE	Document
Lazard's levelized cost of energy analysis – version 8.0	2014	LAZARD	Document
Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions	2010	Lionel Bony Stephen Doig Chris Hart Eric Maurer Sam Newman	Document
SiC, GaN Are Key to Solar Inverters as Market Grows 7% to \$1.4 Billion in 2020	2014	Lux research	Article de presse
Comparative analysis of different secondary optical elements for aspheric primary lenses	2009	M. Victoria, C. Domínguez, I. Antón and G. Sala Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Ciudad Universitaria 28040 Madrid, Spain	Document
Multi-junction III–V solar cells: current status and future potential	2004	Masafumi Yamaguchi a,*, Tatsuya Takamoto b, Kenji Araki c, Nicholas Ekins-Daukes a	Document
Synthèse de l'évaluation du CIDD. Rapport pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales	2011	MEDDTL, MINEFI, MBCPFB, ADEME	Rapport
Feed-in Tariff scheme in Japan	2012	METI	Document
Perspectives on the Pathways for Cadmium Telluride Photovoltaic Module Manufacturers to Address Expected Increases in the Price for Tellurium	2012	Michael Woodhouse <sup>1</sup> , Alan Goodrich <sup>1</sup> , Robert Margolis, Ted James, Ramesh Dhere, Tim Gessert, Teresa Barnes, Roderick Eggert <sup>2</sup> , and David Albin <sup>1</sup> The National Renewable Energy Lab <sup>2</sup> Colorado School of Mines	Document
LE COÛT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	2014	Michel CRUCIANI - IFRI	Document

A short analysis of the French public policy 2000 -2014	2015	Michel Cruciani CGEMP –University Paris-Dauphine	Présentation
Emerging High-Efficiency Low-Cost Solar Cell Technologies	2014	Mike McGehee - Stanford University	Présentation
The Japanese Solar PV Market and Industry – Business Opportunities for European Companies	2014	Minerva EU	Document
Fiche explicative relative aux « surtoitures » (paragraphe 5 de l'annexe 2 arrêté du 4 mars)	2006	Ministère - ADEME	Document
Fiche méthodologique Critère d'intégration au bâti : « ... le système est installé dans le plan de la toiture. »	2006	Ministère - ADEME	Document
Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000	2006	MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE INDUSTRIE	Arrêté de loi
Arrêté du 12 janvier 2010 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° 20001196 du 6 décembre 2000	2010	MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE INDUSTRIE	Arrêté de loi
Arrêté du 31 août 2010 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° 20001196 du 6 décembre 2000	2010	MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE INDUSTRIE	Arrêté de loi
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° 20001196 du 6 décembre 2000	2011	MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE INDUSTRIE	Arrêté de loi
Mesures d'urgence pour la relance de la filière PV française	2013	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	Document
Panorama énergies climat	2013 / 2014	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	Document
Rapport pluri annuel des investissements de production d'électricité	2009	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	Rapport au parlement
Rapport sur les progrès réalisés dans la promotion et l'utilisation des énergies renouvelables - 2ème rapport	2013	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	Rapport
ÉOLIEN ET PHOTOVOLTAÏQUE : ENJEUX ÉNERGÉTIQUES, INDUSTRIELS ET SOCIÉTAUX	2012	Ministère du redressement productif	
CONTRAT D'ACHAT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE PRODUITE PAR LES INSTALLATIONS UTILISANT L'ENERGIE RADIATIVE DU SOLEIL ET BENEFICIANT DE L'OBLIGATION D'ACHAT D'ELECTRICITE (S11M)	2013	Minsitère de l'énergie	Document



Evolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat	2014	Minsitère de l'énergie	Document
PV O&M Best Practices	2010	Nadav Enbar, Sr. Project Manager, nenbar@epri.com	Présentation
A Bright Future for CPV	2009	NREL	Présentation
Benchmarking Non-Hardware Balance-of-System (Soft) Costs for U.S. Photovoltaic Systems, Using a Bottom-Up Approach and Installer Survey – Second Edition	2013	NREL	Document
Best research-cell efficiencies	2015	NREL	Graphique
Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Section: An Analysis of Installed Rooftop Prices	2012	NREL	Présentation
Financing, Overhead, and Profit: An In-Depth Discussion of Costs Associated with Third-Party Financing of Residential and Commercial Photovoltaic Systems	2013	NREL	Document
Japan's Solar Photovoltaic (PV) Market: An Analysis of Residential System Prices	2013	NREL	Document
Non-Hardware ("Soft") Cost-Reduction Roadmap for Residential and Small Commercial Solar Photovoltaics, 2013-2020	2013	NREL	Document
Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry	2012	NREL	Document
PV Manufacturing Cost Analysis: Future Cost Reduction Opportunities	2012	NREL	Présentation
PV Manufacturing Cost Analysis: Future Cost Reduction Opportunities	2012	NREL	Présentation
Residential, Commercial, and Utility-Scale Photovoltaic (PV) System Prices in the United States: Current Drivers and Cost-Reduction Opportunities	2012	NREL	Document
Solar PV Cost Analysis: Technology road maps, regional supply chains, and installed system prices	2013	NREL	Présentation
The Use of Solar and Wind as a Physical Hedge against Price Variability within a Generation Portfolio	2013	NREL	Document
France Territoire Solaire	2013	Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France	Présentation
Baromètre 2014 des énergies renouvelables électriques en France	2015	Observ'er	Document
La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Edition 2013	2013	Observ'er	Document
Diagnostic de la chaîne de valeur industrielle : un outil intégré	2011	ONUUDI	Rapport
Annual Reports	2013	PanaHome	Document

Global Markets for Sun Energy Technologies A Supply/Demand Perspective to 2017	2013	Paula Mints Solar PV Market Research	Présentation
Les conséquences sur l'emploi de la protection de l'environnement : l'apport des études de contenu en emploi - Chapitre 5 : Les méthodes utilisées dans les études de contenu en emploi	1999	Philippe Quirion	Thèse
LES TARIFS D'ACHAT PHOTOVOLTAIQUES	2010	Photovoltaïque.info	Document
PROPOSALS FOR A NEW ELECTRICITY MARKET DESIGN	2015	Pöyry management consulting	Présentation
2014 DOE OE Energy Storage Program Peer Review	2014	Princeton power systems	Présentation
Latest in PV Inverter & Trends	2013	Prof. Dr. Andrea Vezzini, BFH Bern, Switzerland, Institute for Energy and Mobility Research ; Prof. Dr. Franz Baumgartner, Renewable Energy, ZHAW SoE	Présentation
The current Status of CPV 2013	2013	PV insider	Document
PVxChange Newsletter(s)	2014	PVxChange	Excel
LESSONS FROM AUSTRALIA REDUCING SOLAR PV COSTS THROUGH INSTALLATION LABOR EFFICIENCY	2014	Rocky mountain institute - Georgio tech	Document
REDUCING SOLAR PV SOFT COSTS A FOCUS ON INSTALLATION LABOR	2014	Rocky mountain institute - Georgio tech	Présentation
Powertrain 2020 The Li-Ion Battery Value Chain –Trends and implications	2011	Roland Berger	Présentation
Yingli module cost breakdown	2013	Royal society of chemistry	Excel
BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en France	2014	RTE	Document
Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables	2012-2014	RTE	Documents
Panorama de l'électricité renouvelable 2014	2014	RTE - SER - ERDF - ADEef	Document
DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,	2013	Sandia national laboratories	Document
Sinistres photovoltaïques	2013	SARETEC	Rapport
BIPV REPORT 2013 State of the art in Building Integrated Photovoltaics	2013	SEAC	Document
Annual Reports	2013	Sekisui	Document
Third Quarter 2014 Worlwide PV Equipment Market Statistic Report	2014	SEMI	Article de presse

Ultra High Concentration Photovoltaic Module Enabled by Micro-transfer Printed Solar Cells	2014	Semprius	Présentation
Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïque française 2013-2014	2014	SER- SOLER	Annuaire
ANTICIPER LE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE COMPÉTITIF	2013	SER-SOLER	Document
Etat des lieux du parc photovoltaïque français au 31 décembre 2012	2013	SER-SOLER	Document
COST REDUCTION POTENTIAL OF LARGE SCALE SOLAR PV	2014	Solar Trade	Document
Solar PV Manufacturing Cost Analysis: U.S. Competitiveness in a Global Industry	2011	Stanford University: Precourt Institute for Energy Alan Goodrich†, Ted James†, and Michael Woodhouse	Présentation
Decision establishing a transition period pursuant to assembly bill 327 customers enrolled in net energy metering tariffs	2014	State of California	
Photovoltaic systems: Developments and issues in view of the IEA PV roadmap	2014	Stefan Nowak, Chairman IEA PVPS	Présentation
Hopes on new showcase projects	2012	Sun & Wind Energy	Article de presse
Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections	2012	Sunshot	Document
Photovoltaic System Pricing Trends	2014	SunShot	Présentation
Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections 2013 Edition	2013	Sunshot	Présentation
UMG Silicon from the PHOTOSIL project – a status overview in 2011 on the way towards industrial production	2011	T. Margaria1*, F. Cocco1, L. Neulat1, J. Kraiem2, R. Einhaus2, J. Degoulange2, D. Pelletier3, S. Dubois3, Y. Delannoy4, G. Chichignoud4, R. Delsol5, M. D. Bruni5	Article de conférence
Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période	2014	Union Européenne	Document
RES Legal <a href="http://www.res-legal.eu/">http://www.res-legal.eu/</a>	2014	Union Européenne	Site internet
The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting	2013	University of Edinburgh	Document
Support schemes for renewables in France and their evolution	2015	Virginie SCHWARZ Directrice de l'énergie Ministry of ecology, sustainable development and energy	Présentation
Fabrication of Vitreous Carbon Mold for Glass Molded Fresnel Lens of Concentrator Photovoltaic System	-	Young Kyu Kim1), Jonghyuon Ju1), Ho Young Jang1), *Seok-min Kim1) Byung-Wook Kim2), Jang-Kyun Kim2), Sang-Kyoung Oh2), Sung-Bin Kim2) 1) Chung-Ang University, Seoul, Korea 2) AnyCasting LTD, Seoul, Korea	Présentation
Listes CIEAB	2012		Document
Présentation des intervenants au 11eme forum PVR			

## L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie, et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.



ADEME  
20, avenue du Grésillé  
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)