



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Séction Energies renouvelables

Rapport de février 2016

Photovoltaïque: observations du marché 2016

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Adresse postale : 3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch



Sommaire

Sommaire	2
Table des illustrations	3
Table des tableaux	3
1. Situation du marché PV en 2015	4
1.1 Situation de la RPC	4
1.2 Marché noir des décisions positives	5
1.3 Taux de réalisation	6
2. Autres facteurs de croissance (stabilisation)	7
2.1. Installations réalisées sur le marché libre, sans subvention	7
3. Facteurs de croissance future encore bloqués par des obstacles.....	9
3.1. Problématique des installations de 30-50 kW	9
3.2. Problématique des communautés de consommateurs.....	9
3.3. MOPEC 2014	9
4. Stratégies des installateurs et nouveaux modèles d'affaire	11
5. Situation des prix à l'installation	12
5.1. Influence des exploitants de réseaux.....	12
5.2. Données SuisseEnergie.....	13
6. Stratégie mise en consultation pour les tarifs 2017	14
6.1. Références de prix	14
7. Autres paramètres de calcul des rétributions.....	15



Table des illustrations

Figure 1: Structure du marché PV en 2015.....	4
Figure 2: Décisions positives et nouvelles réalisations en 2015.....	5
Figure 3: Offres évaluées en janvier et février 2016 par les experts SuisseEnergie.	13

Table des tableaux

Tableau 1: Coûts d'investissement d'installations de référence 2016 et 2017	14
Tableau 2: Prix d'achat et d'injection de l'électricité	16
Tableau 3: Rétributions RPC mises en consultation pour la révision de l'Ordonnance sur l'énergie à partir du 1.1.2017	16
Tableau 4: Rémunérations uniques pour installations ajoutées.....	17
Tableau 5: Rémunérations uniques pour installations intégrées.....	17



1. Situation du marché PV en 2015

Le marché des nouvelles installations photovoltaïques raccordées au réseau s'est stabilisé à 300 MW en 2015. Toutefois, ce marché a subi d'importantes modifications quant à sa structure et aux facteurs soutenant sa croissance (stabilisation). Les chapitres suivants en détaillent les principaux éléments. La structure du marché se présente de la façon suivante :

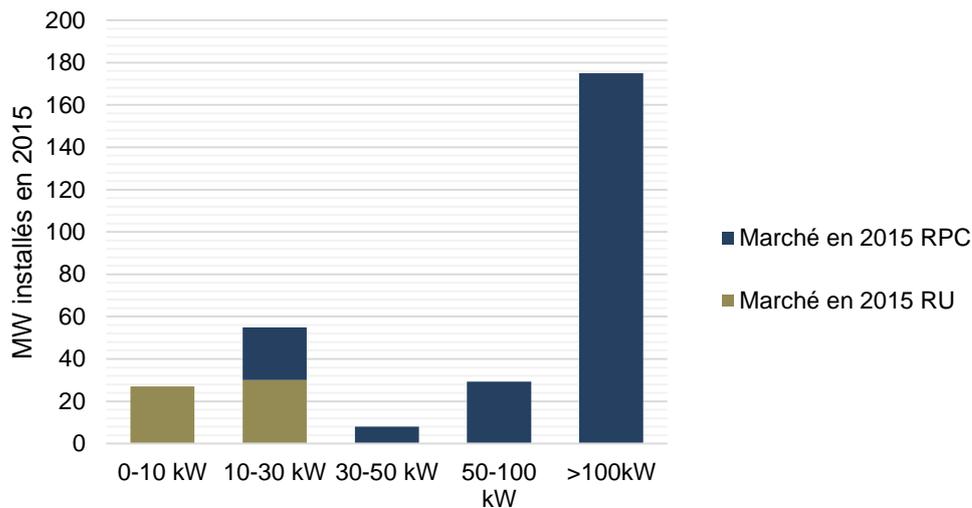


Figure 1: Structure du marché PV en 2015

Les petites installations soutenues par l'introduction des rétributions uniques représentent un volume d'environ 80 MW. Le marché des installations comprises entre 30 et 50 kW est pratiquement arrêté. Enfin, les grandes installations restent le moteur principal du marché. Cette dernière catégorie (>100kW) laisse toutefois supposer quelques hypothèses décrites ci-dessous, car ce volume ne correspond pas aux décisions positives octroyées en 2015.

1.1 Situation de la RPC

La RPC a été le principal facteur de croissance du marché PV ces dernières années. Malgré que les contingents n'aient jamais été supérieurs à 150 MW, une grande partie du marché (300 MW) était soutenue par des hypothétiques décisions positives « futures ». C'est-à-dire des investisseurs décidaient de construire une installation en espérant bénéficier quelques années plus tard d'un financement RPC. Cela pouvait être observé par les installations inscrites en liste d'attente et envoyant des avis de mise en service, même sans avoir bénéficié d'une décision positive. On peut remarquer que depuis le début 2015, cette pratique semblait révolue. Toutefois des mises en service d'installations annoncées en RPC et de grande taille se poursuivent. Cela alors même que leur chance d'entrer dans un financement RPC semble pratiquement nul. On peut aussi analyser les données sous un autre angle, en observant l'impact d'un contingent. Voici les résultats du contingent d'avril 2015 d'un volume de 100 MW. Le volume du contingent a augmenté jusqu'à aujourd'hui de 17 MW en raison des agrandissements et de la différence entre la puissance annoncée et réalisée.

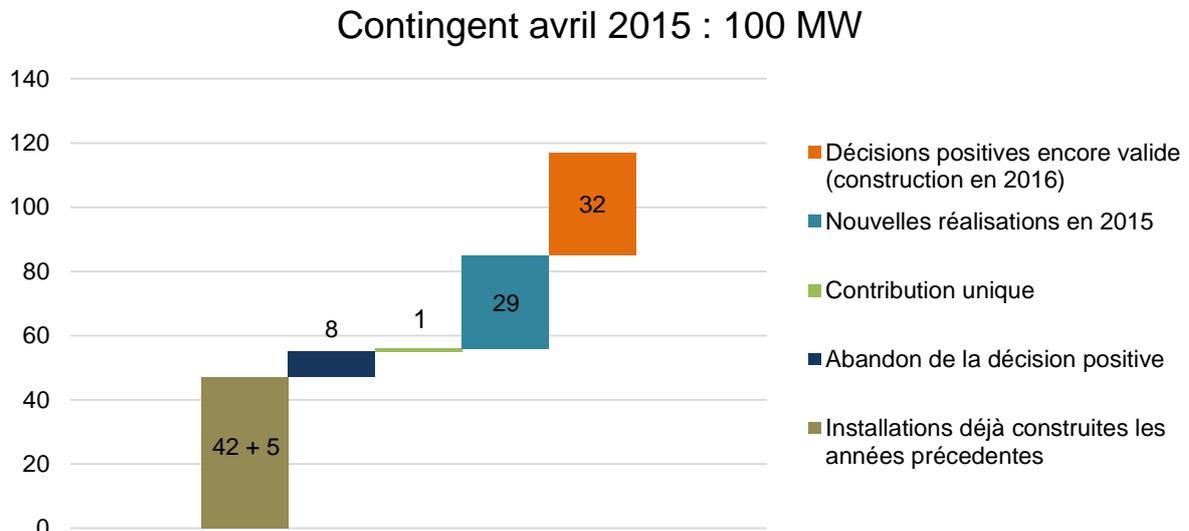


Figure 2: Décisions positives et nouvelles réalisations en 2015

La figure 2 montre que l'influence du contingent de 100 MW libéré en avril 2015 s'est limitée à 29 MW plus 5 MW résultant d'agrandissements d'installations mises en service avant 2015. Il faut noter ici que 32 MW de décisions positives du contingent 2015 sont encore sur le marché et porteront leurs fruits en 2016 (la validité d'une décision positive est de 15 mois). En outre, en 2015, 45 MW ont été réalisés dans le cadre de contingents libérés précédemment.

Il apparaît ici clairement que les contingents offrent un rôle de confiance dans le marché, mais ils ne sont plus du tout le moteur économique du solaire photovoltaïque.

1.2 Marché noir des décisions positives

L'OFEN a pris connaissance d'une pratique du marché concernant les décisions positives. Les projets ayant reçu une décision positive avaient jusqu'en fin d'année 2015 le droit d'être réalisés dans un rayon d'un kilomètre. Cette pratique provient des projets éoliens dont le lieu exact ne peut être connu avant que les études de faisabilité ne soient réalisées. Les règles concernant les installations photovoltaïques permettait donc qu'un projet soit annoncé pour 5 kW puis transféré à un autre porteur de projet qui réalise lui 5000 kW !

Certains investisseurs en ont profité et ont mené une « chasse » à la décision positive. Ils contactaient les petits porteurs de projets avec décision positive afin de leur proposer une somme d'argent (parfois considérable) pour acheter leur droit à un financement RPC. Des projets de grande taille ont ainsi pu être réalisés. Cette pratique tout à fait légale jusqu'alors représentait une discrimination évidente entre les porteurs de projets « passifs » qui attendaient leur tour tranquillement en liste d'attente. Un véritable marché noir (ou plutôt marché gris puisqu'il était légal) s'était mis en place. Cela indique également une certaine attractivité des décisions positives puisque l'achat de ladite décision doit bien évidemment être ensuite payé par la vente d'électricité à la RPC.

Dès que cette pratique a été connue de l'OFEN, la règle a été changée, soit en janvier 2016.

Cette pratique fausse également considérablement les statistiques puisqu'il est difficile de savoir quel porteur de projet décide de réaliser ou de renoncer à un projet.



1.3 Taux de réalisation

Malgré ce mécanisme de transfert de porteur de projet, l'analyse des données RPC des installations réalisées une fois la décision positive obtenue permet le constat suivant.

Dans le cas où les rétributions RPC seraient trop basses, cela aurait pour effet que les projets ne se réaliseraient pas. Les décisions positives seraient ainsi rendues à Swissgrid. Comme le montre le graphique au chapitre précédent, les 100 MW de décisions positives du contingent 2015 sont devenus 117 MW par le biais d'agrandissements et de différences entre la puissance annoncée et réalisée.

On observe en général que les décisions positives pour des installations encore non construites gardent un taux de réalisation – compte tenu des abandons - de l'ordre de 140%. (2014 = 157%). Dit plus simplement, lorsque 10 MW reçoivent un financement, 14 MW sont réalisés. Cette différence surprenante s'explique par le fait que les projets étaient annoncés relativement petits en 2011.

Lorsque la réalisation arrive en 2015, les prix des installations ont baissé et les porteurs de projets peuvent financer un projet plus grand qu'annoncé.

Bien que plusieurs biais ne permettent pas de tirer de conclusion formelle (forte baisse de la RPC au 1^{er} octobre 2015, transfert de projets à d'autres investisseurs) on peut tout de même admettre que les tarifs RPC actuels restent attractifs. L'effondrement du marché annoncé par certains acteurs de la branche professionnelle en raison de la diminution des tarifs RPC en 2015 n'était pas fondé.



2. Autres facteurs de croissance (stabilisation)

L'entrée en force du droit à la consommation propre combinée aux contributions uniques (<30 kW) a particulièrement porté ses fruits en 2015. La plupart des installateurs ont totalement réorienté leur marketing et leurs stratégies sur ce marché des petites installations. Les interviews de ces professionnels mettent en évidence que ce modèle est compréhensible pour les investisseurs, efficace sur le plan économique et facile à vendre. La contribution unique est un modèle considéré comme très positif par la branche professionnelle.

Il remporte d'ailleurs un grand succès puisque 87 MW de contributions uniques ont été versées en 2015. Un chiffre qui ne représente qu'un quart du marché, mais a généré la mise en service de 8000 à 10000 installations.

Toutefois, le point noir de ce modèle est la gestion administrative des dossiers. Les processus de demande de construire, les annonces au gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et les normes (incendie, sécurité, électricité, raccordement au réseau) restent importants. On peut évaluer que pour une installation de 5 kW, le travail administratif représente 50-80% des heures de travail de montage. Autre point à mentionner, les grands installateurs suisses réalisent actuellement chacun des centaines d'installations par an. En prenant un exemple ici réel, on s'aperçoit qu'un installateur important a réalisé environ 500 projets en 2015 pour une puissance totale installée de 15 MW. Les grands projets (>100 kW) représentent 12 MW de ses réalisations et les centaines de petits 3 MW. On réalise à l'aide de ces chiffres que les petites installations créent donc beaucoup d'emplois, mais qu'il faut de très nombreux projets pour atteindre des volumes d'énergie produite importants.

2.1. Installations réalisées sur le marché libre, sans subvention

On s'aperçoit en lisant les chiffres ci-dessus que les contributions uniques peuvent porter un marché annuel entre 90 et 100 MW environ. Par ailleurs, la RPC poursuit le paiement de son « hypothèque » en faisant entrer principalement dans ce système des installations déjà construites en liste d'attente. Comme mentionné ci-dessus, seuls 34 MW ont été mis en service en 2015 grâce aux contingents d'avril 2015 ajouté à environ 45 MW grâce aux contingents de 2014. Or le marché s'est stabilisé à 300 MW par an, ce qu'il fait qu'il reste encore une différence de près de 180 MW. Cette différence provient des installations supérieures à 100 kW qui ont été réalisées pour la consommation propre dans l'industrie. 339 projets, sur un total de 386, ont été portés par des sociétés anonymes (SA). Les 47 restants sont pour beaucoup des communes. Il est donc probable, contrairement aux toitures agricoles, que la majorité de ces projets soient réalisés sur des toitures industrielles disposant d'un potentiel d'autoconsommation.

Avec des installations de grande taille tournant autour de 1350 Frs/kW dans les bons cas de figure, il est possible de produire de l'électricité à la parité réseau. Cela est également valable pour les industries qui paient 12-18 cts/kWh, lorsque les taux de consommation propre de l'électricité auto-produite atteignent plus de 80%. Ces installations sont ainsi réalisées sans contribution unique et n'ont pas nécessairement besoin de RPC pour couvrir leurs frais. Ces installations sont souvent annoncées à la RPC, mais ne comptent pas dessus pour prendre la décision d'investissement. Ainsi, dans le cas où la RPC s'arrêterait (décision politique), l'installation couvrirait ses frais grâce à la consommation propre. Dans le cas contraire, elle bénéficierait de la reprise du courant injecté au tarif RPC et aurait une rentabilité meilleure.

Cette théorie est difficile à valider sur la base des données en possession de l'OFEN. Toutefois, les discussions avec la branche professionnelle montrent que cette approche a pris une grande ampleur en 2015.



En observant ce marché « libre » démarrer, on remarque que les industries doivent amortir leurs investissements sur des périodes en général assez courtes, par exemple 7-10 ans. Alors que la RPC permet un amortissement complet seulement après 20-25 ans.

A noter ici, que le marché des installations en consommation propre en industrie représente un potentiel de plus de 4000 MW en Suisse. Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, la venue des contributions uniques pour les installations supérieures à 30 kWp permettrait sans aucun doute un développement important de ce marché.



3. Facteurs de croissance future encore bloqués par des obstacles

3.1. Problématique des installations de 30-50 kW

Le marché des installations comprises entre 30 et 50 kW est aujourd'hui une sorte de « vallée de la mort ». Seuls 8 MW ont été réalisés en 2015 dans toute la Suisse sur ce segment. Cela s'explique pour différentes raisons. Premièrement, les contributions uniques s'arrêtent à 30 kW. Deuxièmement, dès 30 kVA les compteurs à courbe de charge sont obligatoires. Certains gestionnaires de réseau de distribution (GRD) facturent leurs compteurs selon les recommandations de l'Elcom à 600 Frs par an. Mais d'autres GRD facturent encore ces compteurs à 1200 Frs/an. A titre de comparaison, 1'200 Frs par an durant 25 années représentent 30'000 Frs sur la durée de vie d'une installation. Or, la contribution unique d'une installation de 30 kW représente 16'400 Frs en 2016.

Dans les conditions cadres actuelles, on peut donc admettre que les installations comprises entre 30 kW et 50 kW ne se réalisent pratiquement plus.

3.2. Problématique des communautés de consommateurs

Un des marchés qui n'a malheureusement pas encore démarré est celui de la consommation propre en immeubles locatifs ou propriétés par étage. Sur toute la Suisse, seules quelques dizaines de projets se sont réalisés par la création d'une communauté de consommateurs. Ce modèle, bien que techniquement faisable et économiquement rentable se heurte à son aspect administratif. En effet, l'organisation de la communauté de consommateurs est complexe à mettre en place.

On observe que les investisseurs ne veulent pas de travail administratif, ni de risques. En outre, la plupart des co-propriétaires n'aiment pas investir avec leurs voisins. Les propriétaires d'immeubles ne veulent pas de système supplémentaire augmentant les coûts de gestion de l'immeuble.

En réponse à cela, certains GRD tels que Romande Energie, EWZ et d'autres, proposent des modèles simplifiant ces démarches. Ces GRD prennent en charge (moyennant une rémunération en cts/kWh) la facturation de la consommation propre. Pourtant, même dans ce cas de figure, peu d'installations se réalisent.

Il faut noter ici que ce modèle est particulièrement intéressant dans des immeubles à forte consommation. Toutefois, en raison des arguments cités ci-dessus (compteurs à courbe de charge, limites de la RU) seuls les petits immeubles (<30kWp) peuvent trouver des rentabilités grâce à ce modèle.

Enfin, on remarque que la concurrence sur le marché photovoltaïque reste très vive. Cela signifie que pour gagner de l'argent, les installateurs doivent vendre vite et optimiser leurs coûts internes. Le marché des immeubles et des communautés de consommateurs nécessite plus de travail de vente que les autres marchés. Pour cette raison la plupart des installateurs avouent simplement ne pas s'y intéresser. Les coûts d'acquisition de la clientèle sont trop élevés.

3.3. MOPEC 2014

Le MOPEC 2014 est peu à peu introduit dans les lois cantonales. Le photovoltaïque devient une solution standard pour l'assainissement (en concurrence au solaire thermique et aux PACs) et également une obligation dans les constructions neuves. Seuls quelques cantons pour l'instant ont



mis en place cette nouvelle politique énergétique. Raison pour laquelle il est encore difficile d'en tirer des conclusions valables.

Les installations PV sur les constructions neuves autant que sur les rénovations ont le droit à la contribution unique. On peut donc affirmer que ce marché est représenté dans le volume de 87 MW de contributions uniques versées en 2015.

Une autre analyse peut toutefois être réalisée sur ce marché sous un angle différent. Lorsqu'une installation photovoltaïque est obligatoire, les coûts fixes (échafaudages, appel d'offre, mise en place des câbles) sont couverts par la dite obligation. Installer quelques m² de modules supplémentaires ne coûte pas très cher et est souvent très rentable économiquement, d'autant plus que la contribution unique couvre une partie importante de ces coûts marginaux. Toutefois, l'on ressent encore une résistance de la part de la branche de la construction et également des architectes à faire le pas. Les installations photovoltaïques restent encore perçues comme un élément ajouté et ne sont pas intégrées au concept de l'habitat (ou que trop tardivement). Cela a pour conséquence que les entrepreneurs construisent l'installation la plus petite possible pour respecter la loi. Lorsqu'un installateur solaire arrive sur le chantier, le permis de construire est souvent déjà obtenu et il est trop tard pour modifier le dimensionnement de l'installation. Cependant, lorsqu'un professionnel du solaire (planificateur ou installateur) est inclus au processus de planification, il recommande en général de dimensionner l'installation plus grande. Cette approche, permet d'installer 8-10 kW au lieu du minimum légal de 2 kW (par exemple). Même si cela est préférable et plus rentable pour le propriétaire du bâtiment (ou l'habitant de la maison), cela n'est pas encore inscrit dans la pratique professionnelle de la branche de la construction.

Cette problématique peut paraître marginale. Mais l'entrée en force du MOPEC 2014 dans toute la Suisse couvrira la construction de tous les nouveaux bâtiments (immeubles inclus). Le potentiel de 12'000 bâtiments neufs par an (à 10kW en moyenne) représenterait 120MW/an. Il reste pour cela un important travail à réaliser auprès de la branche de la construction.



4. Stratégies des installateurs et nouveaux modèles d'affaire

La structure de la branche professionnelle peut être décomposée de la façon suivante. Les quelques 6-8 grands installateurs suisses détiennent une part importante du marché. Le reste du marché est couvert par des centaines de petites entreprises, tels que des chauffagistes, électriciens ou couvreurs. Les grands installateurs imposent en général leurs prix au reste du marché et disposent pour la plupart de systèmes qualités internes et de bonnes garanties.

Malgré cette unité des grands installateurs, on remarque que différentes stratégies marketing s'affrontent parmi eux. Certains restent très traditionnels, voir conservateurs, et se concentrent sur leurs activités de base, c'est-à-dire installer des modules photovoltaïques. D'autres élargissent leurs activités en cherchant des partenariats ou à travers des acquisitions ou encore des processus de fusionnement avec des entreprises électriques. Ces installateurs – plus proactifs - se tournent de plus en plus vers les services énergétiques. C'est-à-dire qu'ils offrent des palettes plus larges d'activités, tels que les systèmes de gestion de l'énergie, la mise en place de batteries de stockage, la vente de pompes-à-chaleur boiler, etc...

Ces stratégies se mettent en place d'une part car les développements technologiques se poursuivent. Mais également car ces offres combinées deviennent de plus en plus attractives et compétitives sur le plan économique. Elles répondent également à une demande de la clientèle.

D'autre part, les installateurs sont forcés de se repositionner en raison de la baisse des subventions et des incertitudes quant à la stratégie énergétique 2050 et du risque d'arrêt total des subventions (RPC et RU) en 2017 -2018. Ils recherchent ainsi de nouveaux marchés pour maintenir leurs chiffres d'affaires.

Enfin, de nouvelles entreprises proposent des services innovants en vendant par exemple des installations solaires non plus en Frs/kWp, mais en cts/kWh par le biais de leasing. Ainsi, au lieu d'acheter une installation, le consommateur s'approvisionne en électricité auprès d'un installateur qui a lui-même investi sur la toiture de ce consommateur. Ce genre de modèle correspond bien aux comportements des consommateurs actuels qui achètent des natels par abonnements et des voitures en leasing. Il n'est toutefois pas encore possible de savoir si ces modèles d'affaire vont prendre de l'ampleur dans le domaine de l'habitat.



5. Situation des prix à l'installation

L'évolution des prix des installations est actuellement relativement faible. D'une part le marché suisse stagne à 300MW ne permettant plus d'effets d'échelle. D'autre part, le marché se consolide avec la disparition de quelques acteurs en Suisse. Par ailleurs, les offres « Kamikazes » de certains installateurs où les prix proposés ne couvrent pas les coûts semblent moins courantes en 2015 qu'en 2014. Cela a pour conséquence de moins mettre en danger les installateurs, mais également de relever les prix pour les consommateurs.

Au niveau macroéconomique, l'effondrement du marché photovoltaïque européen diminue fortement les volumes installés sur le continent. Le nombre de fournisseur et de fabricants européens est en chute libre suite à la faillite de nombreux d'entre eux. Les relations avec les fournisseurs extra-européens se sont également durcies car le marché européen devient un petit marché en comparaison internationale. La Chine a installé une puissance de 18'000 MW en 2015. Il est compréhensible à ce stade que les fournisseurs asiatiques ne se battent plus pour vendre quelques MW en Suisse. Cela amène également à des conditions d'achats qui restent bonnes pour les grands installateurs, mais qui deviennent plus difficiles pour certains petits.

Enfin, la fourniture des gros marchés tels que la Chine et les Etats-Unis se négocient actuellement en dollars. Avec la reprise de la croissance américaine, le dollar devrait tendre à se renforcer par rapport au franc, peut-être de 10%, ce qui pourrait mener à une augmentation des coûts des fournitures d'autant.

Cependant, la récolte d'informations sur le marché par des entretiens réalisés avec des acteurs de la branche photovoltaïque montre que les prix des installations les moins chères ont encore très légèrement baissés.

5.1. Influence des exploitants de réseaux

Les prix étant actuellement très bas, de petits surcoûts influencent rapidement la rentabilité des projets solaires. L'exemple des compteurs à courbe de charge ci-dessus l'illustre bien. Or pour les petites installations, les normes de raccordement ont une incidence de plus en plus importante sur le prix final d'un projet solaire. Un exploitant de réseau a la possibilité d'imposer des normes de raccordement plus ou moins coûteuses, cela touche les compteurs d'électricité, les interrupteurs, les armoires électriques, etc... La politique de certains exploitants de réseaux est très favorable au développement des énergies renouvelables décentralisées, tandis que d'autres utilisent autant que possible leur position monopolistique pour la freiner.

D'un exploitant de réseau à un autre, la rentabilité d'un projet solaire peut passer de -10% à +5% uniquement pour cette raison. Les GRD sont donc en position de freiner, voire interrompre le développement du solaire (principalement de petite taille) dans leur réseau s'ils le souhaitent. Lorsqu'il s'agit ensuite de fixer le montant de la RPC ou des contributions uniques, il est nécessaire de définir des installations de référence. Afin de choisir celles-ci, il faut donc définir qu'elles sont les exploitants de réseau « type ». Le choix se porte ici parmi les exploitants de réseaux favorables au solaire. Dans le but d'optimiser au mieux l'utilisation du fonds RPC, les installations les moins chères étant toujours utilisées comme référence.



5.2. Données SuisseEnergie

La mise en place d'un système gratuit de comparatif d'offres SuisseEnergie permet à l'OFEN de recueillir des dizaines d'offre. Celles-ci sont ensuite utilisées comme base de données pour déterminer les tarifs de la RU.

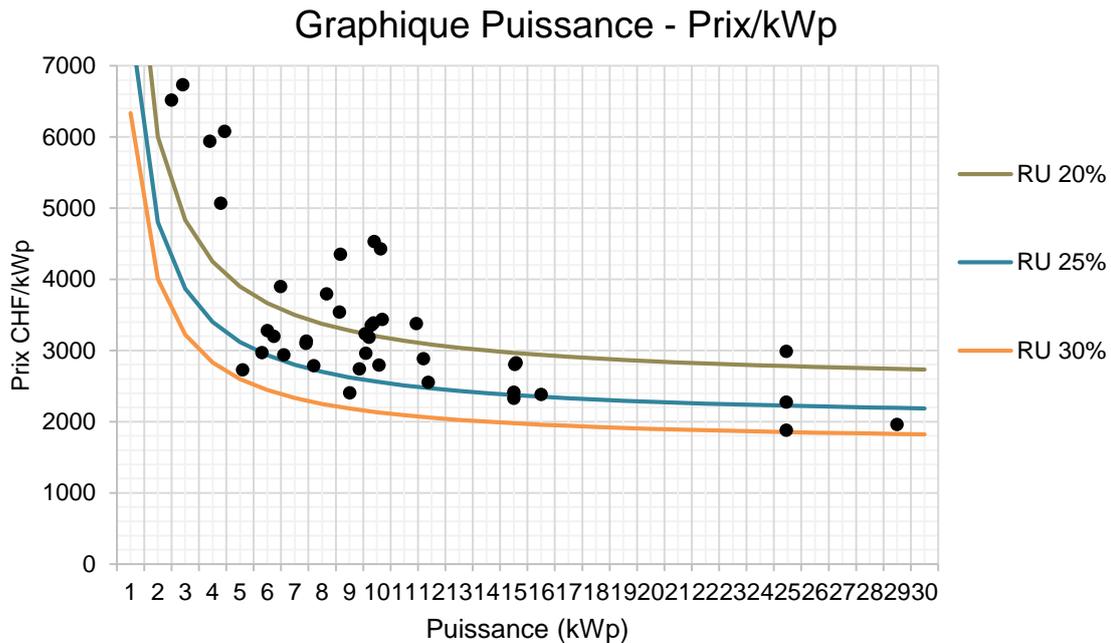


Figure 3: Offres évaluées en janvier et février 2016 par les experts SuisseEnergie.

Les courbes montrent où se situe la contribution unique actuelle en pourcentage du prix du marché moyen.

Seules les installations <30kW sont évaluées par les experts SuisseEnergie. Cela démontre que le prix moyen du marché tourne autour de 3000 Frs/kW pour les installations entre 5 et 10 kW, puis légèrement au-dessus de 2000 Frs/kWp pour les installations de 30 kWp. On observe aussi que les meilleures offres se situent autour de 1800 Frs/kW pour les installations de 30 kW, ce qui correspond aux tarifs RPC actuels.

Sur cette base, on observe que la contribution unique actuelle (février 2016) représente autour de 20% des coûts moyens du marché pour les petites installations et autour de 25% pour les installations de 30kW.



6. Stratégie mise en consultation pour les tarifs 2017

Afin d'établir une stratégie pour les années à venir, il est nécessaire d'ajouter encore aux arguments ci-dessus les éléments politiques suivants. Quel que soit le scénario retenu par le parlement dans le cadre de la politique énergétique, les moyens financiers du fonds RPC resteront limités. Le parlement a par ailleurs mis en évidence son souhait de sortir du système RPC dans les 6-8 prochaines années. Sur cette base, la stratégie adoptée a pour but de continuer à soutenir le marché du solaire photovoltaïque tout en ayant bien conscience que tous les projets ne pourront pas être financés. Seuls les meilleurs en termes de coûts de production pourront obtenir une rentabilité financière basée sur le soutien fédéral.

La RPC doit donc dès maintenant être considérée comme une passerelle vers le marché libre. Cela en gardant en tête que les contributions uniques pour les grandes installations – pour autant que la politique énergétique 2050 soit acceptée - devraient poursuivre cet effort encore quelques années supplémentaires. Le message parlementaire est donc clair, il ne peut plus y avoir deux systèmes parallèles : d'un côté le marché libre avec tous ses risques et de l'autre côté la RPC 100% sécurisée. La RPC sera donc dès aujourd'hui adaptée à cette volonté.

6.1. Références de prix

La méthode pour déterminer la référence des coûts d'investissement dans le calcul RPC et pour les contributions uniques reste inchangée. Elle est déterminée de la façon suivante. L'OFEN cherche l'installation la meilleure marché observée sur le marché l'année en question et y ajoute 150 Frs/kWp. Cette installation de référence résulte de la toiture parfaite : soit une toiture neuve, sans coût de raccordement, sans changement de transformateur, facilement accessible aux camions, montée par un installateur très efficace, etc... Cette toiture cumulant tous les avantages en même temps n'existent pour ainsi dire pas. Pour cette raison, un coefficient « de réalisme » de 150 Frs/kWp est ajouté.

Les tendances sur le marché, tels que les progrès technologiques, la complexité administrative, les cours de change, sont également analysées sur la base d'entretiens qualitatifs avec les acteurs de la branche professionnelle. Cela donne une tendance à court terme.

Cette méthode d'analyse amène à l'utilisation des références suivantes :

Référence investissement [kWp]	Octobre 2016 [Frs/kWp]	Octobre 2017 [Frs/kWp]
30	1815	1700
100	1420	1350
1000	1350	1300
>3000	1350	1300

Tableau 1: Coûts d'investissement d'installations de référence 2016 et 2017



7. Autres paramètres de calcul des rétributions

WACC

Le WACC est adapté conformément à la situation du marché et aux autres EE :

WACC : 3,95%

Coûts de maintenance

Les coûts de maintenance des installations photovoltaïques ont fait l'objet d'une étude réalisée par Basler&Hofmann et publiée par l'OFEN. Celle-ci démontre qu'en moyenne les coûts de maintenance en Suisse restent trop élevés. Des pistes montrent également comment diminuer ces coûts aux alentours de 3,5 cts/kWh. Ces nouveaux chiffres sont donc adaptés.

Coûts de maintenance : 3,5 cts/kWh

Taux de consommation propre

L'analyse des données RPC montre que la grande majorité des grandes installations sont maintenant réalisées dans des industries. Dans de tels sites, des taux d'autoconsommation importants peuvent être réalisés, pour autant que la RPC se situe en-dessous du tarif d'achat de l'électricité. Sur ces sites, il est important que la RPC ne finance pas 100% de l'électricité produite, mais donne uniquement des conditions de rachat de l'électricité excédentaire satisfaisantes.

D'autre part, comme mentionné aux chapitres précédents, la RPC doit aujourd'hui être une passerelle vers le marché libre et incité la branche professionnelle à aller dans cette direction.

En conséquence, un taux de consommation de propre de 40% est introduit pour toutes les classes de puissances. Cela aura pour effet que la réalisation des installations sur des toitures agricoles ou éloignées des consommateurs ne seront pratiquement plus économiquement rentables. Le potentiel des autres toitures reste cependant assez élevé pour prendre le risque de cette stratégie.

Taux de consommation propre : 40%.



Prix de l'électricité

Dès qu'une partie de la production est consommée sur place, la rentabilité des projets photovoltaïques est totalement déterminée par les prix de l'électricité. Jusqu'ici les prix d'achat et d'injection étaient utilisés pour déterminer les revenus de l'installation durant les années 21-25 de sa vie. Or, avec l'introduction d'un taux de consommation propre, le prix actuel de l'électricité est déterminant pour le calcul de la RPC. Afin de se rapprocher des conditions actuelles, les prix d'achat et d'injection sont adaptés de la façon suivante :

	Tarifs octobre 2016 [ct./kWp]	Tarifs avril 2017 [ct./kWp]	Tarifs octobre 2017 [ct./kWp]
30	21.5 / 10.1	21.5 / 6	21.5 / 6
100	21.5 / 10.1	14 / 5	14 / 5
1000	16 / 9	14 / 5	14 / 5
>3000	16 / 9	14 / 5	14 / 5

Tableau 2: Prix d'achat et d'injection de l'électricité

	Rémunération octobre 2016 [ct./kWp]	Rémunération avril 2017 [ct./kWp]	Rémunération octobre 2017 [ct./kWp]
30	19.0	16.3	13.7
100	16.6	15.1	13.7
1000	15.3	14.5	13.7
>3000	15.3	14.5	13.7

Tableau 3: Rétributions RPC mises en consultation pour la révision de l'Ordonnance sur l'énergie à partir du 1.1.2017

La modification de ces paramètres fait évaluer les taux de rétribution de façon importante, selon le tableau ci-dessus. Cette réduction importante des taux de RPC ne signifie pas que la rentabilité des installations est massivement réduite. Cela signifie que probablement seules les installations bon marché ou alors profitant d'un taux important de consommation propre peuvent atteindre une rentabilité de 3,9%. Les autres projets auront une rentabilité moindre ou ne se réaliseront pas pour l'instant.



	Octobre 2016	Avril 2017	Octobre 2017
Montant de base [Fr.]	1400	1400	1400
Montant par puissance [Fr./kWp]	500	450	400

Tableau 4: Rémunérations uniques pour installations ajoutées

	Octobre 2016	Avril 2017	Octobre 2017
Montant de base [Fr.]	1800	1700	1600
Montant par puissance [Fr./kWp]	610	540	460

Tableau 5: Rémunérations uniques pour installations intégrées